

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022

En rapport till Infrastrukturdepartementet



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.

Version Ange version
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



Generaldirektören har ordet

Denna rapport behandlar effekttillräckligheten i Sverige under både vinter- och sommartid. 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, mängden import Sverige kan räkna med från omgivande länder samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen. Från och med 2021 ska även tre nya indikatorer inkluderas samt en bedömning om driftsäkerheten för kommande sommar.

Årets kraftbalansrapport visar att den svenska kraftbalansen för kommande vinter är jämförbar med prognosen inför förra vintern, och att ett importberoende finns under ansträngda effektsituationer. Sverige har god överföringskapacitet till sina grannländer, men importmöjligheterna kan vara begränsade om dessa länder samtidigt har en ansträngd situation.

Sommarmånaderna innebär andra utmaningar för kraftsystemet än vintern. Svenska kraftnät bedömning inför sommaren 2022 är att driftsäkerheten är jämförbar med tidigare somrar. De nya öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer dock leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige.

Sundbyberg den 31 maj 2022

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

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning	6
Ord och begreppsförklaringar	8
Översiktskarta.....	10
1 Uppföljning av vintern 2021/2022	11
1.1 Elförbrukning under vintern	11
1.2 Elproduktion under vintern	15
1.3 Import och export under vintern	17
1.4 Elpriserna under vintern	20
1.5 Effektreserven	23
1.6 Informationsinsatser	24
2 Vinterns topplasttimme 2021/2022	25
2.1 Tillgängliga handelskapaciteter.....	26
2.2 Tillgängliga uppregleringsbud.....	28
3 Driftsäkerhet under sommaren.....	31
3.1 Uppföljning av somrarna 2020 och 2021	31
3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2022	33
3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2022	36

4	Prognos för vintern 2022/2023	39
4.1	Prognos för maximal elförbrukning	40
4.2	Prognos för tillgänglig produktion	40
4.3	Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	41
4.4	Prognos för importmöjligheter	44
4.5	Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod	47
4.6	Effektreserven 2022/2023	48
4.7	Indikatorer för kommande vinter	49
4.8	Känslighetsanalys: Rysslands invasion av Ukraina	50
4.9	Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2022/2023	52
5	Effektbalansen på längre sikt	53
5.1	Andra studier	55
	Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag	56
	Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2022 och vintern 2022/2023	59
	Bilaga 3: Prognos för produktion	61
	Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter	63
	Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod	64

Sammanfattning

I denna rapport redovisar Svenska kraftnät hur kraftbalansen i det svenska elsystemet har upprätthållits under den gångna vintern samt visar en prognos för kommande vintrars kraftbalans. Dessutom berörs driftsäkerheten för kommande sommar. Begreppet kraftbalans avser i detta sammanhang Sveriges energibalans under topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning under vintern). Under kort tidsrymd kan det jämföras med effektbalans, vilket är det uttryck som används i denna text. Denna rapport behandlar effekttillräcklighet på nationell och elområdesnivå och berör inte effekt- och kapacitetsbehov som kan finnas lokalt. Vidare är rapporten inte fokuserad på priser och marknadsfrågor.

Vintern 2021/2022 var en metrologisk normalvinter. Topplasttimmen inträffade 7 december kl. 17–18 då den svenska elförbrukningen uppgick till 25 600 MWh/h. Föregående vinter var den högsta elförbrukningen 25 500 MWh/h.

Effektreserven, som upphandlas av Svenska kraftnät, aktiverades en gång för att stödja Polen, som då hade otillräckliga reserver. Utöver detta försattes den i förhöjd beredskap fem gånger och beordrades till minkörning två gånger, vilket visar på flertalet ansträngda effektsituationer under vintern.

Prognosen för effektbalans för kommande vinter visar en jämförbar prognos från föregående år: Sverige bedöms ha en nationell effektbalans under topplasttimmen på minus 1 400 MW vid en normalvinter och minus 2 700 MW vid en tioårsvinter. Svenska kraftnäts analyser visar att importmöjligheterna för att hantera ett sådant underskott kan vara begränsade om samma vind- och temperaturförhållanden samtidigt råder i våra grannländer, eller om importmöjligheterna är reducerade av nätbegränsningar eller andra skäl. Det är vanligt att de faktiska handelskapaciteterna är lägre än de maximala pga. driftsäkerhetskäl och avbrott. Snitt 2 kommer tidvis vara fullt utnyttjad, vilket stänger in kraft i överskottsområdena SE1 och SE2, vilket leder till sämre effekttillräcklighet och högre elpriser i södra Sverige än i norra.

Mängden vindkraft ökar i Sverige och angränsande länder. Variationerna i tillgänglig effekt blir därmed större, och systemets obalanser svårare att prognosticera. Större andel vindkraft kan leda till att flera länder får ont om effekt, när vindhastigheten är låg över ett stort geografiskt område samtidigt. En stor variation i elpriset är också att vänta, med perioder med både mycket höga och låga priser, och en generellt högre prisnivå än de senaste åren är väntad.

De fyra kommande vintrarna försämras effektbalansen tydligt. Det beror på att elbehovet ökar. Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket på sikt skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen och därmed förbättra effektbalansen. Flexibilitet kan också bidra till att balansera systemet i drifttimmen, och med mer vind blir flexibilitet viktigare utifrån balanseringen när vi nu har mindre planerbar produktion. Svenska kraftnät ser dock, i likhet med tidigare bedömningar, en risk att utbyggnad av både användarflexibilitet och planerbar elproduktion blir liten.

Sommarmånaderna är också en utmaning för kraftsystemet. Under revisionsperioderna hos elproducenterna, minskas tillgången på el och även de stabiliserande egenskaper som de bidrar med. Under sommaren görs också underhåll i elnätet. För sommaren 2022 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas utan att några förebyggande åtgärder behöver vidtas. De nya öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer dock leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige. Tillsammans med de aktuella prisnivåerna i Europa och de nordiska elområdena så är det troligt med en större marknadspåverkan för framförallt de södra elområdena i Sverige denna sommar än tidigare år. Dock förväntas inget importbehov under sommaren.

En kort analys görs av situationen till följd av det ryska angreppet mot Ukraina. Det kan leda till fortsatt mycket höga priser kommande vinter och en mer ansträngd situation än vad vi annars förutser.

Ord och begreppsförklaringar

Nedanstående lista förklarar vida förekommande begrepp och hur dessa används i denna rapport.

Driftsäkerhet: förmågan hos varje del (produktionsanläggning och de olika näten) i kraftsystemet att upprätthålla säker drift, att bibehålla normalt tillstånd eller att snabbt återgå till normalt tillstånd, definierat av uppsatta kriterier.

Effektbalans: Skillnaden mellan produktion och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område (t.ex. Sverige) vid en viss tidpunkt. Ett underskott mellan egen produktion och förbrukning måste balanseras med import eller förbrukningsflexibilitet.

Effektbrist: Brist på eleffekt är den situation som kan uppstå då det inte finns tillräckligt med el vid en viss tidpunkt för att möta förbrukningen i alla eller något av de fyra elområden som Sverige är uppdelat i. Detta kan bero på antingen brist på egen produktion eller otillräcklig importkapacitet från andra delar av elsystemet. I ett läge med effektbrist – då effektbehovet inte kan tillgodoses med varken import eller förbrukningsflexibilitet - innebär det att lastfrånkoppling krävs för att klara effektbalansen.

Elbrist: Kan avse antingen en brist på elenergi eller eleffekt. Brist på elenergi innebär att det sammanlagda behovet av el inte kan täckas av egen produktion eller import på årsbasis.

Eleffekt (effekt): Den mängd el som produceras och förbrukas i varje ögonblick.

Elenergi (energi): Den mängd el som produceras eller förbrukas under en tidsperiod t.ex. ett år, oavsett när under året det sker.

Energibalans: Skillnaden mellan producerad och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område under en viss period. Positiv energibalans för ett område innebär att den totala produktionen är större än den totala förbrukningen under tidsperioden, och att nettoexporten under perioden därmed är positiv.

Förbrukningsflexibilitet: En kortvarig förändring av elförbrukning som sker till följd av högre (eller lägre) elpriser eller som en del i stödtjänster.

Kapacitetsbrist: Kapacitetsbrist används för att beskriva svårigheten att, trots att det finns tillräckligt med eleffekt i systemet i stort, överföra den till kunderna inom ett mer avgränsat geografiskt område, och då speciellt till

förbrukningscentra som storstäder och till andra större uttagskunder som serverhallar eller annan ny elintensiv industri. Begreppet brukar användas när bristen gör att ny förbrukning/produktion inte går att ansluta. Kapacitetsbrist behandlas inte i denna rapport.

Lokal effektbrist: På senare tid har lokal brist på effekt blivit en mer aktuell fråga. Med detta avses primärt kapacitetsbrist som innebär att elnätet inte kan överföra önskad eleffekt till område. Denna rapport undersöker dock effektsituationen på nationell och elområdes-nivå och behandlar inte lokal effektbrist.

N-1-kriteriet: Kraftsystemet ska klara att hantera att en komponent faller bort och ha förmågan att anpassa sig till den nya driftsituationen och samtidigt upprätthålla områdets leveranssäkerhet.

Norra Sverige: Avser elområdena SE1 och SE2.

Planerbar produktion: Med planerbar produktion menas vanligen produktion som kan regleras på ett enkelt och förutbestämt sätt. Kraftslag som vattenkraft, kärnkraft och värmekraft anses vara planerbar eftersom eleffekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara planerbara eftersom mängden eleffekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.

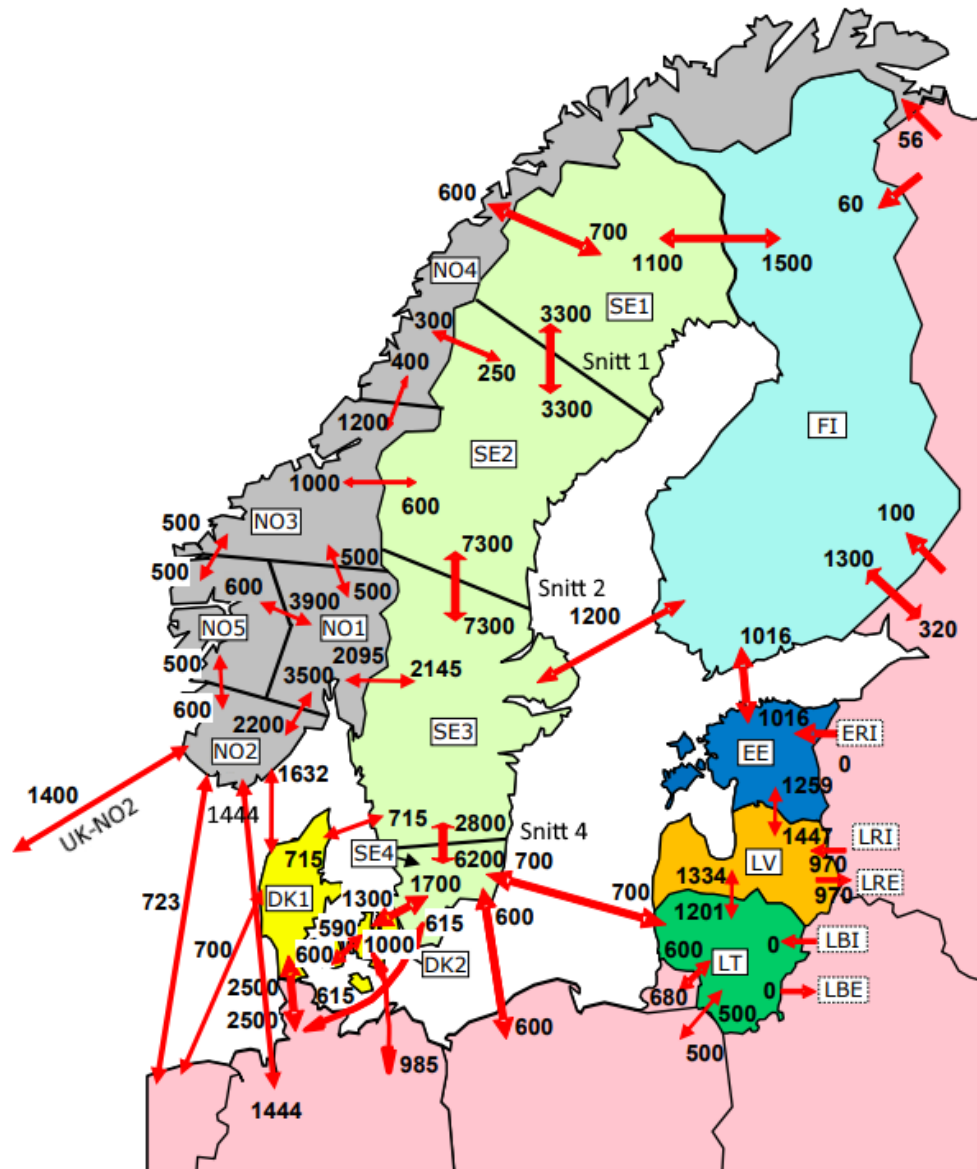
Snitt 1, 2, 4: De namn Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige (se kartbild på nästa sida)

Stödtjänster: Samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även för leveranssäkerheten, exempelvis frekvensreglering.

Södra Sverige: Avser elområdena SE3 och SE4.

Översiktskarta

Nedan visas en översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden. Även maximal handelskapacitet mellan elområdena (MW) visas, samt ”snitten” mellan de svenska elområdena.



1 Uppföljning av vintern 2021/2022

I detta avsnitt sammanfattas den gångna vinterns elförbrukning och temperaturförhållanden, vinterns elproduktion och elpriser samt import, export, handelskapaciteter, hantering av effektreserven och informationsinsatser. Med *vintern* avses i denna rapport perioden 16 november–15 mars (vilket är perioden då effektreserven är tillgänglig).

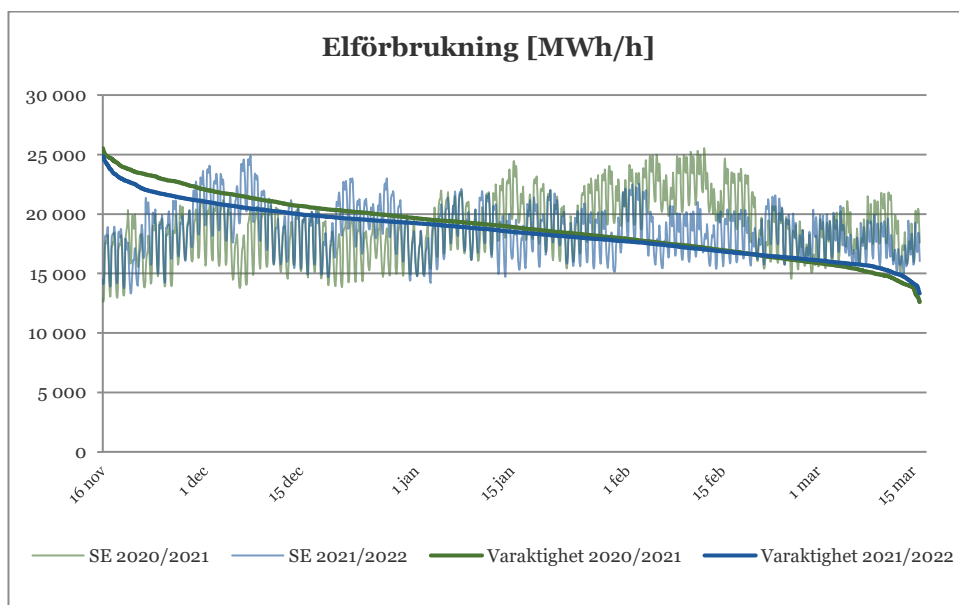
1.1 Elförbrukning under vintern

Efter en kall december och inledning av januari tog mildare väder över. På det hela taget var vintern normal utifrån SMHI:s nya normalårsperiod (1991-2020). Den 7 december 2021 kl. 17–18 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) och förbrukningen uppgick då till 25 600 MWh/h¹. Vid detta tillfälle var dock temperaturerna i delar av Sverige mildare än de som karakteriserar en normalvinter. Denna topplast är lik den för vintern 2020/2021 (vilken också var en normal vinter, då var topplasten 25 500 MWh/h). Nordens högsta elförbrukning inträffade timmen innan. Den uppgick till 67 700 MWh/h (förra vintern 69 900 MWh/h)². Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1³.

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.

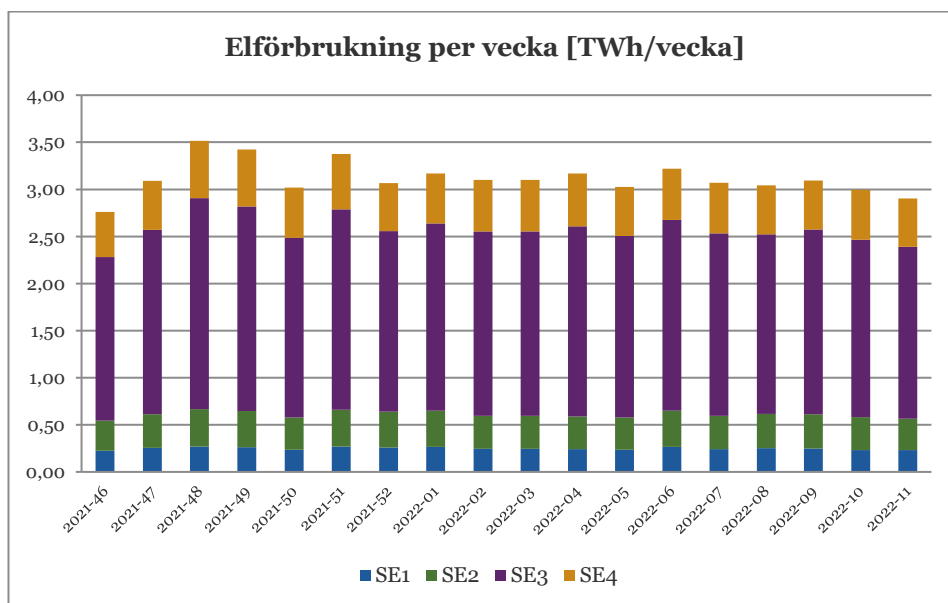


Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige de två senaste vintrarna. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten (där ju alla mätvärden är sorterade i fallande storleksordning). Förbrukning bakom icke-koncessionspliktiga nät är inte inkluderade i figuren. Källa: Svenska kraftnät.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 138 TWh under hela 2021 (132 TWh för 2020). Den temperaturkorrigerade elanvändningen⁴ var 142 TWh för 2021, samma som för 2020⁵. Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under kvällstoppen på tisdagen vecka 49.

⁴ Elanvändningen justerad till normalårstemperatur

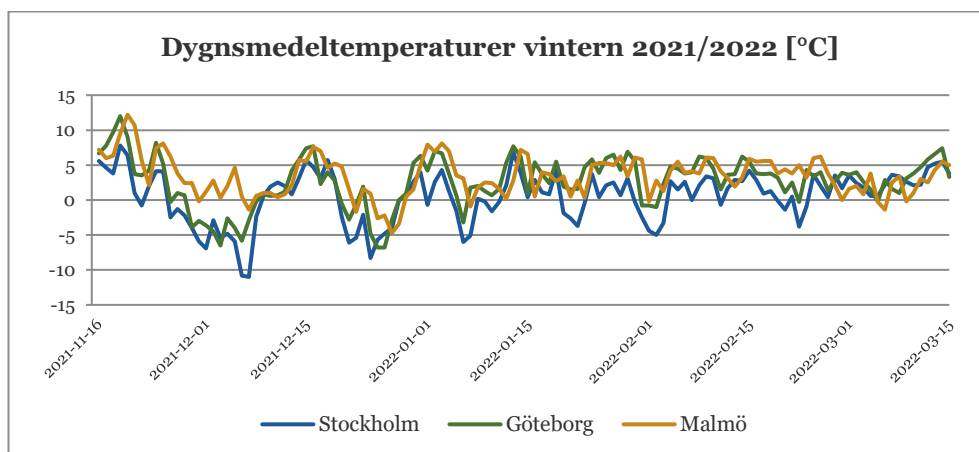
⁵ Källa: Energiföretagen Sverige



Figur 2. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2021/2022. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

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. En grad kallare i SE3 höjer effektbehovet i Sverige med ca 16 gånger mer än vad av en grad kallare i SE1 gör.⁶ Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).

⁶ Källa: Svenska kraftnät.



Figur 3. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2021/2022. Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmiddeltemperatur som föregick vinterns topplasttimme⁷ med lägsta 3-dygnsmiddeltemperaturer under en typisk normal-, tioårs- och tjugoårsvinter⁸. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mildare än vid en normalvinter, förutom för Stockholm där temperaturerna var jämförbara.

Stad (elområde)	Topplasttimmen [°C]	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]	Tjugoårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	– 16	– 23	– 29	– 31
Sundsvall (SE2)	– 11	– 18	– 24	– 26
Stockholm (SE3)	– 9	– 10	– 15	– 17
Malmö (SE4)	0	– 6	– 11	– 12

Tabell 1. 3-dygnsmiddeltemperatur för topplasttimmen samt lägsta sådan temperatur för en normal-, tioårs- och en tjugoårsvinter.

⁷ Medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick topplasttimmen. Temperaturerna för de dygn som föregår topplasttimmen är relevant då värmebehovet i byggnader är fördröjt.

⁸ De kallaste 3-dygnsmiddeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år

1.2 Elproduktion under vintern

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2022 och hur denna förändrats under 2021. Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i Tabell 3. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft, men även solkraften ökar. Ingen markant skillnad i planerbar kraft noterades under året. I bilaga 1 visas figurer för produktion per kraftslag.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övrig värmekraft ⁹	Totalt
Installerad effekt 2022-01-01 [MW]	16 300	12 100	6 900	1 600	6 800	43 700
Förändring sedan 2021-01-01 [MW]	-	+ 2 100	-	+ 500	- 100	+ 2 400
Produktion, vintern [TWh] ¹⁰	26	14	19	0,1	4,1	63
Produktion, hela 2021 [TWh]	71	28	50	0,6 ¹¹	15	163
Utnyttjandegrad, topplasttimmen	72 %	22 %	100 %	0 %	61 % ¹²	

⁹ I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer.

¹⁰ Gäller vinterperioden 2021/2022, källa: Svenska kraftnät

¹¹ Källa: Svenska kraftnät

¹² Utnyttjandegrad av installerad effekt kraftvärme (gasturbiner och kondensverk används inte för normal elproduktion)

Tabell 2. Installerad effekt samt produktion per kraftslag. Siffrorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 271	8 077	2 593	345	16 300
Kärnkraft			6882		6 900
Vindkraft	1 927	5 342	3 000	1 805	12 100
Gasturbiner + övrigt ¹³	1	2	950	582	1 500
Kondens	0	0	243	662	900
Kraftvärme, fjärrvärme	149	230	2 028	468	2 900
Kraftvärme, industri	122	450	533	415	1 500
Solkraft	19	94	1109	372	1 600
Summa	7 500	14 200	17 300	4 600	43 700

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde den 1 januari 2022. Summorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige.

1.2.1 Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2021/2022 varit normala¹⁴. Under 2021 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 71 TWh¹⁵ (även 71 TWh under 2020). Under toppplasttimmen producerade vattenkraften 72 procent av installerad effekt. Vattenkraften hade kunnat producera mer om behov funnits, då all produktionskapacitet inte var utnyttjad. Däremot var snitt 2 fullt, så att överföra ytterligare effekt till södra Sverige hade varit omöjligt (eventuellt möjligt via Norge).

1.2.2 Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 50 TWh el under 2021¹⁶ (47 TWh under 2020). Under toppplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 100

¹³ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

¹⁴ Källa: Energiföretagen Sverige. Jämförs med perioden 1960-2021 – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁵ Källa: Energiföretagen Sverige

¹⁶ Källa: Energiföretagen Sverige

procent av installerad effekt. Produktionen under vintern var jämförbar med vintern innan.

1.2.3 Vindkraft

År 2021 producerade vindkraften i Sverige 28 TWh el¹⁷ (26 TWh under 2020). Vindkraftens utnyttjandegrad¹⁸ under vintern 2021/2022 uppgick till 40 procent av installerad effekt (32 procent föregående vinter).

Under 90 procent av vintern producerade vindkraften minst 13 procent av installerad effekt (9 procent föregående vinter). Som mest producerade vindkraften 10 070 MWh/h under vintern och som minst 80 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 2 700 MWh/h, vilket är 22 procent av installerad effekt (förra vinterns topplasttimme producerade vindkraften 66 procent av installerad effekt).

1.2.4 Kraftvärme

Kraftvärmen¹⁹ producerade 15 TWh el under 2021²⁰ (12 TWh under 2020). Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmen 61 procent av installerad elektrisk effekt (32 procent föregående vinter). Mängden el som kraftvärmen producerar är i viss mån en konsekvens av värmebehovet: när värmebehovet är högt produceras också mer el, men när värmebehovet är som allra störst sjunker elproduktionen i många anläggningar till förmån för större andel värme.

1.3 Import och export under vintern

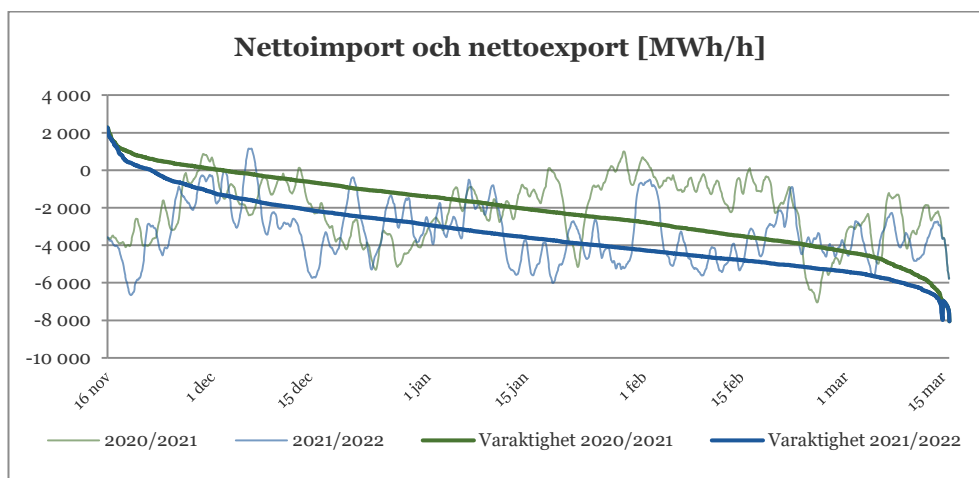
Figur 4 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (–) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett elöverskott sett till *energi*; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var högre denna vinter än föregående vinter, vilket ses i varaktigheten i Figur 4.

¹⁷ Källa: Energiföretagen Sverige

¹⁸ Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

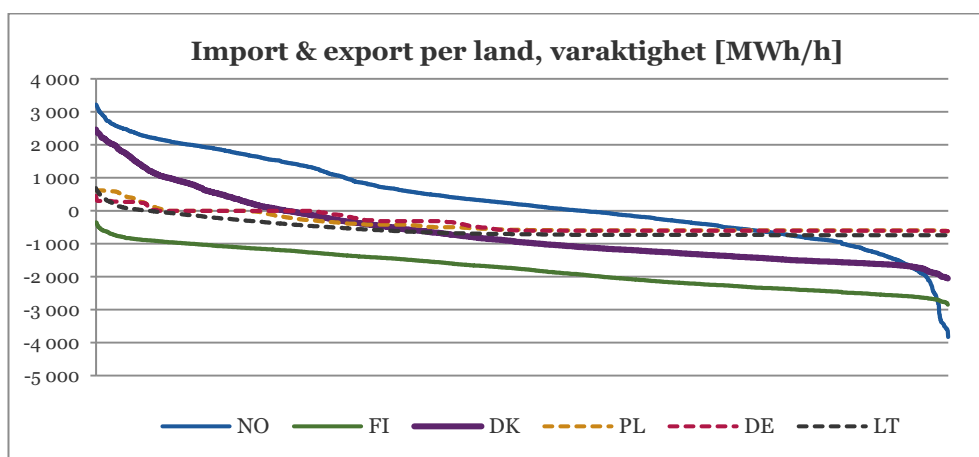
¹⁹ Här används produktionsdata för kategorin "övrig värmekraft" som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

²⁰ Källa: Energiföretagen Sverige



Figur 4. Dygnsmedelvärde för nettoimport (+) och nettoexport (–) för Sverige de senaste två vintrarna. Källa: Nord Pool.

Ett varaktighetsdiagram (alla värden sorterade i storleksordning) för vinterns alla timmar, för import och export från våra grannländer redovisas i Figur 5.



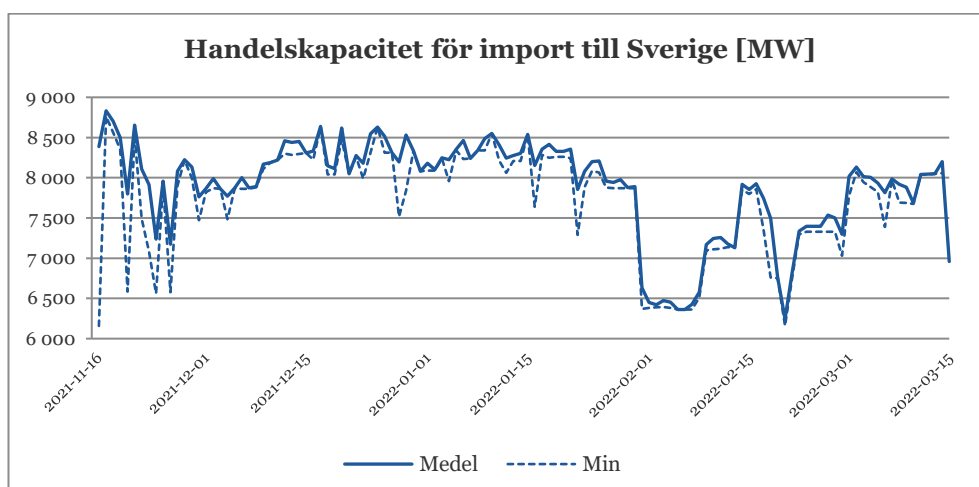
Figur 5. Varaktighet för import från (+) och export till (–) andra länder under vintern 2021/2022.

Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. Nettoimporten från Norge var lägre än tidigare vintrar, på grund av de nya öst-västrliga flödena. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2021/2022 redovisas i Tabell 4. Nettoexporten var 9,9 TWh denna vinter (förra vintern 6,4 TWh).

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen
Nettoenergiutbyte	0,87	– 5,12	– 1,87	– 1,13	– 1,07	– 1,61

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2021/2022 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

Figur 6 visar hur handelskapaciteten (lämnad till dagen-före marknaden) för import till Sverige varierat under vintern.



Figur 6. Handelskapacitet på dagen-före marknaden för import till Sverige. Medel-, och mintimvärde per dygn under vintern 2021/2022. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäs bearbetning.

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 6 200 MW, den 20 februari 2022 kl. 8–9. Denna timme var importkapaciteten från Norge, Danmark, Finland och Tyskland reducerad, och från Polen var kapaciteten noll pga. underhåll²¹. Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2021/2022. I Tabell 20 (bilaga 4) visas alla maximala handelskapaciteter.

²¹ Källa: Nord Pool - <https://umm.nordpoolgroup.com/>

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	6 200	6 700
Medel	7 900	8 400
Max	9 100	9 100

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen-före marknaden för export och import till Sverige under vintern 2021/2022. Källa: Nord Pool.

1.4 Elpriserna under vintern

Priset på dagen-före marknaden sätts timme för timme och bestäms av tillgång (produktion) och efterfrågan (förbrukning) samt import och export från intilliggande elområden. Elpriset behöver inte vara högst just under topplasttimmen. Prisskillnad uppstår när handelskapaciteten mellan två elområden är fullt utnyttjad²².

Elpriset vintern 2021/2022 var högt jämfört med tidigare vintrar, särskilt i södra Sverige. Medelpriserna²³ i alla elområden för vintern visas i Tabell 6.

	Vintern 2020/2021	Vintern 2021/2022
SE1	31	43
SE2	31	43
SE3	41	128
SE4	46	139
Sverige	39	113

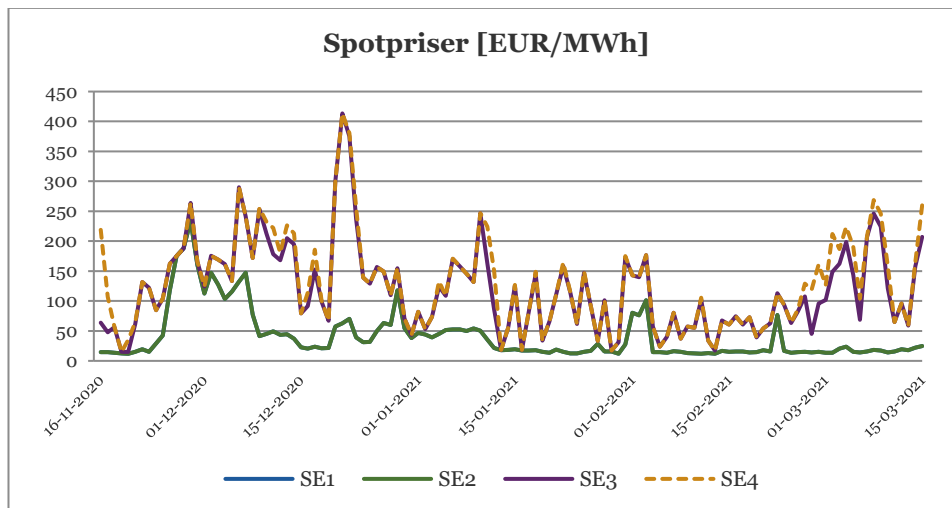
Tabell 6. Handelskapacitet lämnad till dagen-före marknaden för export och import till Sverige under vintern 2021/2022. Källa: Nord Pool.

De höga priserna förklaras i huvudsak av höga elpriser på kontinenten. Dessa förklaras i sin tur av höga priser på naturgas och kol, samt en återhämtning av efterfrågan på el på kontinenten efter Covid-pandemin. I början på april nådde priset i Frankrike nästan 3 000 euro/MWh. Detta ledde till att det tekniska maxpriset på dagen-före marknaden på europeiska börser höjdes till att numera vara 4 000 euro/MWh (innan denna händelse var det 3 000

²² Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden.

²³ Medelpriset av varje såld MWh under vinterperioden.

euro/MWh).²⁴ Figur 7 redogör för hur priserna på dagen-före marknaden varierade i Sveriges elområden under vintern.



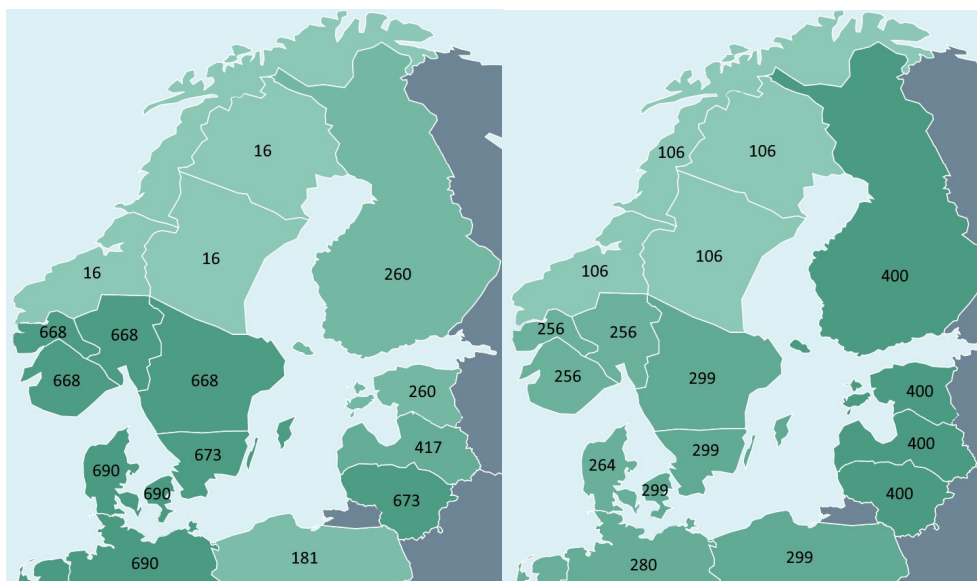
Figur 7. Dygnsmedelpriser på dagen-före marknaden i Sveriges elområden vintern 2021/2022. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Nord Pool.

Det högsta priset på dagen-före marknaden under vintern noterades 8 mars 2022 kl. 07–08, när priset var 673 euro/MWh i SE4²⁵ (förra vintern var maxpriset 254 euro/MWh). Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 8.

Under vinterns topplasttimme var priset i södra Sverige 299 euro/MWh och 106 euro/MWh i norra Sverige. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 8. Priset för topplasttimmen under föregående vinter var 250 euro/MWh i södra Sverige.

²⁴ Källa: Montel News - <https://www.montelnews.com/news/1310833/eu-power-bourses-to-hike-price-cap-after-french-spike->

²⁵ Källa: Nord Pool



Figur 8. Till vänster: Priset på dagen-före marknaden i Sverige med närområde (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta pris i något svenskt elområde, 8 mars 2022 kl. 7–8. Systempriset var då 214 euro/MWh (det pris som gällt om inga överföringsbegränsningar funnits i systemet). Till höger: Priser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Systempriset var 270 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

Negativt elpris på dagen-före marknaden har uppstått några få gånger de senaste åren, men denna vinter hände det aldrig. Det lägsta elpriset var 3 euro/MWh.

Uppregleringspriset på reglerkraftmarknaden nådde högsta tillåtna pris (5000 euro/MWh) under två av vinterns timmar: 27 nov kl 15-17 (detta är skilt från tekniskt maxpris på dagen-före marknaden). Detta dygn var reglerpriset över 1000 euro/MWh under totalt fem timmar. Frånsett 27 nov var högsta uppregeringspris 690 euro/MWh. Förra vintern var högsta uppregeringspris 336 euro/MWh.²⁶ Högsta tillåtna pris på reglerkraftmarknaden planeras höjas under 2022 för att säkerställa att detta inte är lägre än tekniskt maxpris i dagen-före- och intradagsmarknaderna.

²⁶ Källa: Nord Pool

1.5 Effektreserven

Svenska kraftnät ansvarar enligt lag (2003:436) och förordning (2016:423) för att handla upp en effektreserv. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025. Effektreserven är tillgänglig under perioden 16 november–15 mars eftersom det främst är under mycket kalla vinterdagar som det tillfälligt kan uppstå situationer där elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion och import av el. Effektreserven består av produktionskapacitet som kan startas upp vid behov för att bidra till att effektbalansen upprätthålls vid ansträngda situationer.

Under vintern 2021/2022 var effektreservens storlek totalt 562 MW som utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket. Effektreserven 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. Inför nästa vinter kommer effektreserven bara vara tillgänglig på reglerkraftmarknaden.²⁷

Produktionen 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 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.

Effektreserven har under vintern 2021/2022 beordrats till 2-timmars beredskap 5 gånger och beordrats till minkörning²⁸ 2 gånger (totalt under ca 10 timmar).

Utöver detta skedde en aktivering 6 dec 2021. Effektreserven aktiverades då på 330 MW under 5 timmar. Det var första aktiveringen av effektreserven sedan december 2012, och orsaken var otillräckliga reserver i Polen (efter förfrågan från den polska systemoperatören PSE) och alltså inte på grund av effektbrist i Sverige.

Effektreserven har haft en tillgänglighet på 98,6% under perioden, med ett bortfall av 240 MW i 96 timmar i december 2021.

²⁷ Förändringen ska på konsultation under sommaren och förväntas godkännas senast november 2022.

²⁸ Minkörning innebär att anläggningen är i drift på minimal effekt (40MW per block). Detta för att kunna öka produktionen snabbt vid behov.

1.6 Informationsinsatser

Som systemansvarig myndighet är Svenska kraftnät skyldiga att skicka ut marknadsinformation om aktuella begränsningar i transmissionsnätet i enlighet med Transparensförordningen (543/2013). För marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden använder Svenska kraftnät Nordic Unavailability Collection System (NUCS).

Under vintern meddelade Svenska kraftnät via NUCS exempelvis om tillgängliga handelskapaciteter i snitt 2 och snitt 4, tillgänglig handelskapacitet FI>SE3, SE3>NO1 och SE3>DK1 samt status för effektreservens produktion vid ändrad beredskap samt start och stopp. Även information om hur planerade underhållsarbeten påverkar handelskapaciteterna eller inmatningsabonnemangen och annan driftrelaterad information lämnades löpande via NUCS.

Svenska kraftnät har också veckovis informerat om driftläget på hemsidan via ”Information från driften” som omfattar aktuella handelskapaciteter, planerade avbrott och produktions- och lastprognoser med allmänna kommentarer från driftschefen.



2 Vinterns topplasttimme 2021/2022

Topplasttimmen under vintern 2021/2022 inträffade 7 december 2021 kl. 17–18. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 25 600 MWh/h (25 500 MWh/h vintern 2020/2021). Nettoimporten (skillnaden mellan import och export) var 1 600 MWh/h (förra vintern 500 MWh/h).

Effektbalans, vinterns topplasttimme [MWh/h]	
Produktion inom landet	24 000
Vattenkraft	11 700
Kärnkraft	6 900
Vindkraft	2 700
Övrig värmekraft	2 700
Import	5 100
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 080
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	610
Från Norge via Nea (NO3)	630
Från Danmark via Konti-Skan (DK1)	710
Från Danmark via Öresund inkl Bornholm (DK2)	1 240
Från Polen via SwePol Link (PL)	540
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	310
Export	– 3 500
Till Litauen via NordBalt (LT)	– 730
Till Finland via Fenno-Skan (FI)	– 1 190
Till Finland via Finland Norr (FI)	– 1 570
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster	25 600

Tabell 7. Effektbalansen i Sverige tisdagen 7 december 2021 kl. 17–18. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Siffrorna är avrundade.

Vindkraften producerade 22 procent av installerad effekt under topplasttimmen (förra året 66 procent). Eftersom vindkraften varierar så kraftigt kan den få stor påverkan på effektbalansen under ansträngda timmar.

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. 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 på grund av effektbrist. Ett underskott i effektbalansen (lägre produktion än förbrukning i ett elområde) täcks i normalfallet med import från intilliggande elområden. Räcker inte marknadens resurser kan effektreserven aktiveras, och om inte heller det räcker uppstår en avkortningssituation (dvs. att förbrukning måste kopplas bort, så kallad lastfrånkoppling).

2.1 Tillgängliga handelskapaciteter

I Tabell 8 framgår hur stor den återstående handelskapaciteten mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Tabellen visar också hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-före marknaden, medelvärde för uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående handelskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser.

Förbindelse	Tillgänglig överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet för import [MW] ²⁹
1 (SE1-SE2)	3 300	1 345	1 955
2 (SE2-SE3)	6 700	6 654	0
4 (SE3-SE4)	5 100	1 491	3 609
Norr om snitt 2			
NO4-SE1	650	457	193
FI1-SE1	1 040	– 1 565	Minst 1 040
NO3-SE2	600	633	0
NO4-SE2	200	157	43
Söder om snitt 2			
FI-SE3	1 040	– 1 188	Minst 1 188
NO1-SE3	1 120	1 081	39
DK1-SE3	715	714	0
DK2-SE4	1 700	1 236	464
PL-SE4	600	536	64
LT-SE4	700	– 733	Minst 733
DE-SE4	309	309	0

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden, samt återstående importkapacitet (MW). Datan gäller topplasttimmen. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige (eller södergående flöde för interna snitt) och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Nord Pool.

Under topplasttimmen finns ingen ledig kapacitet kvar över snitt 2 (SE2-SE3), vilket är typiskt för topplasttimmen. Därför är ledig importkapacitet till södra Sverige mer intressant än dito norr om snitt 2. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga uppregleringsbud (produktions- eller

²⁹ 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 producerad el då blir kvar i ett elområde).

förbrukningsreduktionsresurser) i angränsande länder. Detta berörs i avsnitt 2.2.

2.2 Tillgängliga 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-marknaden kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 451 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns endast 150 MW i södra Sverige. Därtill fanns tillgänglig kapacitet om 1 300 MW i störningsreserven (varav en delmängd kan användas till effektbrist vid behov, så länge tillräckligt med reserver återstår för att hantera en incident), 300 MW i en störningsreserv som delas med Danmark och 562 MW i effektreserven. Den totala volymen aktiverade uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen var 87 MW, dessa bud hade aktiverats i Norge.

I Tabell 9 redovisas de kommersiella uppregleringsbud i Norden som fanns tillgängliga under topplasttimmen, samt hur mycket som var överförbart till södra Sverige (SE3 eller SE4).

Land	Uppregleringsbud [MW]	Överförbara bud till södra Sverige [MW]
Sverige	451	150
Norge	2 027	0 till 253
Danmark	1 111	211
Finland	353	353
Summa		714 till 967

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen. Källa: NOIS (Nordic Operational Information System).

2.2.1.1 Norge

I Norge fanns gott om tillgängliga bud, men eftersom både snitt 2 och Haslesnittet (NO1-SE3) i princip var fullt utnyttjade hade buden bara kunnat

överförs indirekt, t.ex. via Danmark. Av den kvarstående kapaciteten för import från Danmark (464 MW) skulle bara 253 MW kapacitet finnas kvar efter att de danska tillgängliga uppregleringsbuden hade överförts (se nedan).

2.2.1.2 Danmark

Överföringen från DK1 till SE3 var fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade 464 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 1 111 MW tillgängliga uppregleringsbud. I Danmark ska totalt ca 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa den nationella driftsäkerheten vid plötsliga störningar³⁰. Återstående 211 MW av uppregleringsbuden hade därför kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

2.2.1.3 Finland

I Finland fanns det 353 MW kommersiella uppregleringsbud. Sverige exporterade el till Finland på Fenno-Skan (SE3-FI) under topplasttimmen så gott om överföringskapacitet för import fanns. Därför hade hela den kommersiella uppregleringsvolymen (353 MW) i Finland kunnat överföras till SE3 via Fenno-Skan.

2.2.1.4 Övriga länder

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från Polen, Tyskland och Litauen. Från Tyskland och Polen importerade Sverige redan el under topplasttimmen och i princip ingen ytterligare importkapacitet fanns. På Nordbalt (SE4-LT) pågick export så minst 733 MW importkapacitet fanns via denna förbindelse.

³⁰ Källa: ENTSO-E

[https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System Operation Agreement appendices%28English 2016 update%29.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System%20Operation%20Agreement%20Appendices%20English%202016%20update%20.pdf)

2.2.2 Slutsats

Det fanns 710 MW i form av tillgängliga uppregleringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt hade därtill 1 300 MW kunnat importeras från andra länder. Det innebär att ungefär 2 000 MW ytterligare förbrukning hade kunnat hanteras utan att riskera en situation med behov av bortkoppling.

Temperaturerna som föregick topplasttimmen var något mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter, så topplasten hade mycket väl kunnat vara högre. Och om vindkraften bara producerat 9 % av den installerade effekten (som är det tillgänglighetstal som baserat på historiska data används i prognosen) hade det inneburit 1 600 MW lägre produktion. Vid svårare omständigheter hade alltså inte tillgängliga uppregleringsbud räckt till och lastfrånkoppling hade kunnat vara aktuellt.



3 Driftsäkerhet under sommaren

Svenska kraftnät har i 2022 års regleringsbrev getts i uppdrag att i denna rapport även inkludera en bedömning av driftsäkerheten i Sverige den kommande sommarperioden från juni till september. EU-regelverket ställer dessutom krav på systemansvarig för överföringssystem att utföra tillräcklighetsbedömningar med olika intervall, olika tidsperspektiv och att dessa analyser ska baseras på gemensamma metoder som beslutats av ACER³¹. Detta regleras i elmarknadsförordningen (EU) 2019/943³², i riskberedskapsförordningen (EU) 2019/941 samt i riktlinjen för driften av elöverföringssystemet (EU) 2017/1485³³.

I detta kapitel redovisas en kort uppföljning av driftläget från de senaste somrarna, en statisk effektbalansbedömning vid uppskattad topplasttimme för varje sommarmånad och en allmän bedömning av driftsäkerheten den kommande sommarperioden 2022.

3.1 Uppföljning av somrarna 2020 och 2021

I detta avsnitt sammanfattas driftläget för somrarna 2020 och 2021.

3.1.1 Bakgrund: Sommaren 2020

Inför sommaren 2020 bedömde Svenska kraftnät att driftläget skulle kunna bli särskilt ansträngt efter att flera kärnkraftverk under våren förlängde sina revisioner. Detta dels på grund av pandemin, dels för att låga elpriser minskat lönsamheten att producera el under vissa perioder. Dessa förlängningar sammanföll med flera planerade avbrott i nätet vilket sammantaget ledde till att nätets överföringsförmåga påverkades på ett oönskat sätt.

För att kunna genomföra avbrotten och bibehålla den planerade driftsäkerhetsnivån tog Svenska kraftnät beslut om att anskaffa ett antal avhjälpande åtgärder³⁴. Svenska kraftnät ingick avtal med Ringhals AB att Ringhals 1 skulle vara tillgänglig under sommaren, bl.a. för att bidra med spänningsstabilitet och kortslutningseffekt. Svenska kraftnät ingick också avtal med ägarna till Karlshamnsverket respektive Rya Kraftvärmeverk i Göteborg

³¹ ACER: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Metoden är beskriven här: <https://www.acer.europa.eu/electricity/security-of-supply/european-resource-adequacy-assessment>

³² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/sv/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

³³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

³⁴ Syftet med åtgärderna var att säkerställa lokal spänningsstabilitet och kortslutningseffekt samt öka de tillgängliga reglerresurserna för att kunna avlasta transmissionsnätet efter ett fel.

att vara i beredskap för att snabbt kunna tillgängliggöra aktiv och reaktiv effekt vid behov.

Tack vare vidtagna åtgärder blev driftläget hanterbart och de flesta planerade arbeten kunde genomföras. Driftläget i Sverige var relativt gynnsamt på grund av att elanvändningen inte var så hög som prognos och att allvarligare fel inte inträffade. Erfarenheterna från sommaren 2020 tydliggjorde att effektsituationen, liksom driftsäkerheten, kan bli påtagligt ansträngd under somrarna särskilt när många planerade arbeten och revisioner sker samtidigt.

3.1.2 Bakgrund: Sommaren 2021

Inför sommaren 2021 bedömde Svenska kraftnät att driftsäkerheten var likvärdig jämfört med tidigare somrar. Bedömningen utgick ifrån att planerade revisioner och projektarbeten inte krockade med varandra och att kraftsystemet förstärkts sen förra sommaren. Förstärkningar kring Skogssäter ökade importkapaciteten till Sverige vilket förbättrade kraftbalansen och tillgången på avhjälpande åtgärder efter fel jämfört med förra året. Därtill hade den reaktiva effektbalansen förbättrats i södra Sverige tack vare nya reaktorer i underliggande nät, de nya omriktarstationerna i Barkeryd och Hurva och en ny SVS-anläggning (static var system) i Stenkullen. De nordiska systemdriftoperatörerna hade också etablerat ett gott samarbete för att säkerställa frekvensstabiliteten under timmar med låg rotationsenergi med hjälp av upphandling av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv (FFR). Utifrån planerade förutsättningar bedömde Svenska kraftnät att kompletterande åtgärder som vidtagits förra sommaren inte behövdes.

Samtidigt som driftläget bedömdes hanterbart så flaggade Svenska kraftnät för att det skulle kunna bli ett ansträngt driftläge. Överföringskapaciteterna genom Sverige behövde anpassas för att hantera nya öst-västliga flöden och den nya import- och exportkapaciteten förväntades leda till betydande marknadspåverkan.

I juli förändrades planeringsförutsättningarna när Ringhals 3 tvingades förlänga sin revision. Detta medförde att båda blocken i Ringhals skulle vara ur drift samtidigt som nätkapaciteten på västkusten var reducerad i samband med en större ombyggnation av Skogssäter under augusti och september. För att klara en eventuell ytterligare störning under den perioden säkrade Svenska kraftnät bemanning av Ryaverket från perioden 26 juli till 27 augusti, och därmed tillgänglighet av både reaktiv och aktiv effekt till västkusten. Samtidigt justerades överföringskapaciteterna ytterligare i både de interna och externa snitten för att bibehålla driftsäkerheten.

Driftläget blev även denna sommar hanterbart och planerade arbeten kunde genomföras enligt plan utan att Ryaverket behövde aktiveras. SydVästlänkens

idrifttagning den 27 juli 2021 förbättrade spänningsstabiliteten i södra Sverige precis innan de större arbeten och revisionerna påbörjades. Samtidigt visade sommaren på att kraftsystemet utmanades av nya kraftflöden med påverkan på både handelskapaciteterna och marknadspriserna. Karlshamnsverket blev avropat på dagen-före handeln under ett antal handelsdygn vilket är ovanligt.

3.2 Prognos för effekthalansen, sommaren 2022

I detta avsnitt prognostiseras effekthalansen för topplasttimmen per månad för sommaren 2022 uppdelat mellan elområden, södra och norra Sverige och riket i stort. Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på uppmätta förbruknings- och produktionsmönster för somrarna 2017 - 2020 med hänsyn till planerade kärnkraftsrevisioner³⁵. Tabell 10 visar effekthalansen för uppskattad maxförbrukning relativt den förväntade tillgängliga produktionen per månad. Resultatet visar för topplasttimmen en negativ effekthalans för södra Sverige men en positiv effekthalans för Sverige som helhet. Tillgänglig handelskapacitet mellan södra och norra Sverige bedöms vara tillräcklig för att täcka behovet i södra Sverige för alla månader. Anledningen till den lägre effekthalansen i september beror på samtidiga revisioner för kärnkraftverken och högre uppskattad förbrukning. Den positiva effekthalansen för Sverige indikerar att kraftsystemet har goda möjligheter att hantera en eventuell störning och därmed bibehålla en god driftsäkerhet under sommaren.

³⁵ Detta är en förenkling. Både vattenkraft, vindkraft och tillgänglig kraftvärme skulle kunna påverkas av olika sommartyper och av olika års avställningsplaner och avbrott som begränsar maximal tillåten inmatning.

Elområde	Effektbalans [MWh/h]			
	Juni	Juli	Augusti	September
SE1	3 100	3 100	3 000	3 000
SE2	5 000	5 000	5 000	4 900
SE3	– 800	– 400	– 800	– 2 600
SE4	– 1 800	– 1 700	– 1 800	– 2 100
Norra Sverige	8 100	8 100	8 000	7 900
Södra Sverige	– 2 600	– 2 100	– 2 600	– 4 700
Riket	5 500	6 000	5 400	3 200

Tabell 10. Förväntad effektbalans per elområde vid uppskattad topplastimme för respektive månad sommaren 2022. Siffrorna är avrundade.

3.2.1 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser den effekt som kan förväntas vara tillgänglig under sommarens topplastimme, som andel av installerad effekt. Metoden för att beräkna effektbalansen är densamma som används för vinterprognosen (se avsnitt 4) och utgår ifrån den maximalt installerade effekten per kraftslag. Tabell 11 visar antagna tillgänglighetsfaktor som ligger till grund för prognosen för sommaren. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i bilaga 2 och 3.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 procent	Se bilaga 2 för antaganden
Vattenkraft	75 procent	Utgår ifrån produktionstoppen för maj-sep (2017-2020)
Kärnkraft	Enligt revisionsplaner	Utgår ifrån månadernas revisionsplaner
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	10 procent	Se bilaga 2 för antaganden
Kondenskraft	50 procent	Antagen tillgänglig kraft på dagen-före marknaden med hänsyn till meddelade otillgänglighet
Gasturbiner	0 procent	Störningsreserven är inte medräknad för effekthalansen

Tabell 11. Antagna tillgänglighetsfaktorer i kraftbalansstudien för sommaren

För varje handelsdygn är det elmarknadens uppgift att bestämma vilka produktionsslag som kommer producera samt vilka export- och importflöden som genereras utifrån de tekniska förutsättningar som kraftsystemet sätter. Vilka produktionstyper som i praktiken kommer vara tillgängliga på marknaden för varje handelsdygn beror därför på den förväntade prisbilden och varje produktionsanläggnings interna förutsättningar att styra anläggningen under sommaren med avseende på bl.a. bemanning. Tillgängligheten kan också variera mellan de olika elområdena och under avbrottsperioder där planerade underhållsarbeten i transmissionsnätet begränsar inmatningen för produktionen (sådana variationer speglas inte i ovanstående tabell). Det finns därmed osäkerheter i antaganden om tillgänglig produktion för sommarperioden vilket motiverar den något försiktiga bedömningen av tillgänglighetsfaktorerna.

3.2.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Precis som tidigare sommarperioder kommer kapaciteterna variera under sommaren. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor meddelas via IT-plattformen Nordic Unavailability Collection System (NUCS) och uppdateras kontinuerligt utifrån det senaste driftläget. Även om den primära effekthalansen visar på god effekthalans för Sverige som helhet så beror den i hög grad på möjligheten att överföra kraft mellan elområden; särskilt från norra Sverige till södra Sverige. Överföringskapaciteten är vanligtvis lägre under sommaren på grund av högre omgivningstemperaturer och planerade lednings- och stationsavbrott i transmissionsnätet. Avbrotten

planeras därför i så stor utsträckning som möjligt för att minimera påverkan på marknaden och samtidigt uppfylla kraven om driftsäkerhet inklusive N-1 kriteriet. Se informationsruta A för faktorer som kan påverka överföringskapaciteten under sommaren.

Informationsruta A: Driftsäkerhetsfaktorer att särskilt beakta under sommaren.

Tillgången på avhjälpande åtgärder

Överföringskapaciteten genom Sverige bestäms i hög grad utifrån termiska begränsningar i nätet och tillgången på avhjälpande åtgärder. Efter en störning tål nätet en viss överlast under en begränsad tid. Inom 15 minuter måste Svenska kraftnät avlasta nätet till normaldrift för att temperaturen på de ledningar som blivit överlastade inte ska bli för höga. Detta kräver tillgång på reserver på vardera sidan om den belastade ledningen. Saknas reserver måste Svenska kraftnät sänka kapaciteten över snitten för att överlasten vid ett eventuellt fel inte ska bli för stor. För att kunna utnyttja nätkapaciteten fullt ut behöver den således kunna säkras med tillgängliga avhjälpande åtgärder. Eftersom kraften vanligtvis går från norr till söder är behovet av avhjälpande åtgärder störst i södra Sverige.

Varma temperaturer

Höga omgivningstemperaturer leder till att ledningarna blir varma vilket gör att överföringsförmågan minskar. Höga temperaturer är därför en faktor som Svenska kraftnät behöver beakta under sommaren. Överföringskapaciteten kan behöva justeras i samband med prognos om värmebölja och höga temperaturer. För framtida sommarprognoser kan det bli aktuellt att göra en prognos för en normalsommar, tioårssommar och tjugo-årssommar med olika höga omgivningstemperaturer. Det kan finnas framtida driftfall där driftsäkerheten i kraftsystemet påverkas mer vid mycket höga temperaturer än vid mycket låga temperaturer.

Lastfördelning i nätet

Överföringskapaciteten beror också på hur kraften fördelar sig i nätet. Under perioder med avbrott och revisioner så påverkas lastfördelningen, där vissa ledningar blir högre belastade och andra mindre. Detta kan leda till att den totala överföringskapaciteten mellan två elområden minskar jämfört med om lastfördelningen varit mer gynnsam. Detta är en anledning till att kapaciteten ofta behöver justeras under sommarens kärnkraftsrevisioner eftersom det påverkar flödesmönstret i kraftsystemet.

3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2022

Svenska kraftnät bedömer att driftsäkerheten är likvärdig med tidigare somrar och att det inte finns ett direkt behov av ytterligare avhjälpande åtgärder som varit fallet tidigare somrar (se avsnitt 3.1.1). Anledningen är att årets planerade arbeten och kärnkraftsrevisioner inte sker samtidigt i lika hög grad som tidigare varit fallet och att den reaktiva effektbalansen förbättrats efter att SVS-anläggningen i Stenkullen och SydVästlänkens omriktarstationer i Barkeryd och Hurva tagits i drift förra året. För att säkerställa frekvensstabiliteten under timmar då rotationsenergin är låg i det nordiska systemet har årlig upphandling av den avhjälpande åtgärden FFR (Fast Frequency Reserve) genomförts.

För att upprätthålla driftsäkerheten så kommer Svenska kraftnät reducera export- och importkapaciteten till och från SE3 för att hantera de öst-västliga flödena genom Sverige.³⁶ Det nya flödet belastar det svenska transmissionsnätet på ett annat sätt än tidigare och för att bibehålla driftsäkerheten behöver Svenska kraftnät anpassa överföringskapaciteten på förbindelser som berör Norge, Danmark och Finland. Sen förra sommaren har Svenska kraftnät vidtagit en del åtgärder som möjliggör något högre överföringskapaciteter bl.a. genom investeringar i nya primärapparater och införande av en summa-allokering av handelskapaciteten mellan SE3>NO1 och SE3>DK1³⁷. Svenska kraftnät bedömer att det saknas tillräckliga verktyg och resurser för att upprätthålla handelskapaciteterna genom motköp eller omdirigering, vilket innebär att anpassning av kapaciteter blir den åtgärd som återstår för att säkra driftsäkerheten.

3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren

Kraftsystemet bedöms ha möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgänglig reglerkraft (manuell frekvensåterställningsreserv) och störningsreserv och elmarknaden bedöms ha möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet med tillgänglig överföringskapacitet. De nya öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer dock leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige. Tillsammans med de aktuella prisnivåerna i Europa och de nordiska elområdena så är det troligt med en större marknadspåverkan för framförallt de södra elområdena i Sverige denna sommar än tidigare år.

3.3.2 Beredskap under sommaren

Precis som alltid behöver kraftsystemet ha beredskap att hantera en oväntad händelse som förändrar de planerade förutsättningarna. Sommaren 2018 medförde skogsbränder att Svenska kraftnät fick ställa in flera nätinvesteringsprojekt. Sommaren 2020 medförde de förändrade revisionstiderna för flertalet kärnkraftverk att Svenska kraftnät ingick avtal med vissa produktionsanläggningar om ökad beredskap.

Oväntade händelser kan inte uteslutas; de senaste sommarperioderna visar snarare att det är mer regel än undantag. Det innebär att Svenska kraftnät behöver sträva efter ökad driftsäkerhet för kommande sommarperioder

³⁶ Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall.

³⁷ Källa: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-summaallokering-for-att-oka-tillganglig-handelskapacitet-for-se3-till-dk1-och-no1/>

snarare än bibehållen/likvärdig driftsäkerhet för att öka marginalerna för en oväntad händelse. Det aktuella säkerhetsläget i Europa medför nya risker att oväntade händelser kan inträffa inför denna sommar som kan få stor till betydande påverkan på kraftsystemet. Det kan till exempel handla om utvecklingen av bränslepriserna eller om situationen i Ukraina tar en ny riktning. Svenska kraftnät bevakar kontinuerligt omvärldsläget och driftsituationen och kommer uppdatera vår bedömning i händelse av nya förutsättningar.



4 Prognos för vintern 2022/2023

I detta avsnitt prognostiseras effekthalansen för topplasttimmen vintern 2022/2023. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugoårsvinter) representeras av tre uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade maxförbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp³⁸. I avsnitt 4.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet. Istället för att bedöma nationell effekthalans (dvs. importbehov) simuleras, med hjälp av en datamodell, risken för effektbrist när import inkluderas.

Tabell 12 uppvisar för topplasttimmen en negativ effekthalans med ett underskott om ca 1 400 MW vid en normalvinter. Det innebär att Sverige förväntas vara beroende av import för att klara topplasttimmen vintern 2022/2023.

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effekthalans [MWh/h]		
		Normal vinter	Tioårs- vinter	Tjugoår- vinter	Normal -vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
SE1	4 800	– 1 600	– 1 700	– 1 700	3 200	3 100	3 100
SE2	7 700	– 3 200	– 3 300	– 3 400	4 500	4 400	4 300
SE3	10 800	– 17 000	– 17 800	– 18 100	– 6 200	– 7 000	– 7 300
SE4	1 800	– 4 800	– 5 000	– 5 100	– 3 000	– 3 200	– 3 300
Riket	25 100	– 26 500	– 27 800	– 28 200	– 1 400	– 2 700	– 3 100

Tabell 12. Förväntad effekthalans per elområde under topplasttimmen vintern 2022/2023 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade.

Prognosen för effekthalansen under en normalvinter är relativt oförändrad sedan förra årets prognos, ca 200 MW bättre. Ökningen beror på ökad installerad effekt vindkraft.

³⁸ 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).

4.1 Prognos för maximal 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 för förbrukningens temperaturberoende per elområde. Den temperaturkorrigerade elanvändningen de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget. Då effekterna av Covid-19- pandemin har sänkt elförbrukningen något har årsförbrukningen från innan pandemin (52 veckor med slut februari 2020) använts i årets prognos. Detta för att inte underskatta topplasten, då nästa vinters förbrukning inte nämnvärt förväntas påverkas av pandemin. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 12.

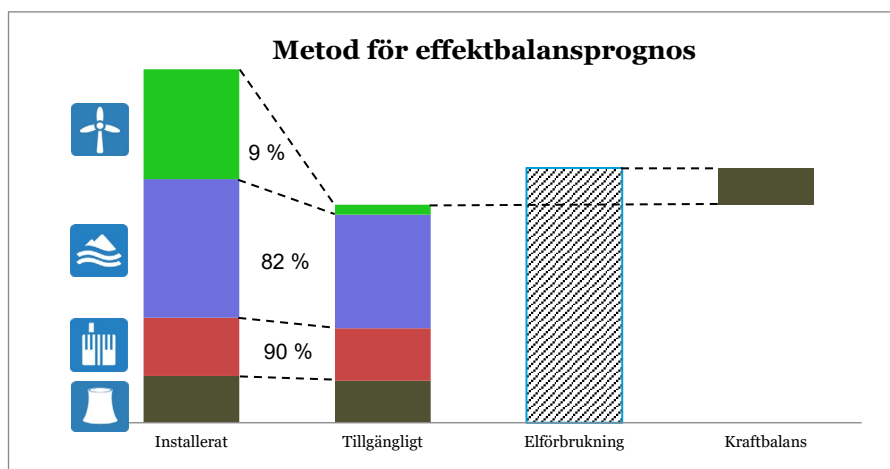
4.2 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av installerad effekt. För mer information se bilaga 2.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Vattenkraft	82 %	Baseras på medelvärde av historisk maxproduktion
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion. Underlaget har setts, se bilaga 2.
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	77 %	Se bilaga för antaganden
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Gasturbiner i störningsreserv	0 %	Ska inte i planeringsskedet användas för att tillfredsställa effektbehov
Solkraft	0 %	Vid topplasttimmen är det i regel mörkt

Tabell 13. Antagna tillgänglighetsfaktorer i prognosen för effektbalans.

Figur 9 illustrerar hur dessa tillgänglighetsfaktorer används för effektbalansprognosen för kommande vinter: Installerad effekt per kraftslag multipliceras med respektive tillgänglighetsfaktor och den summerade tillgängliga effekten jämförs med förväntad maximal elförbrukning. Ett underskott har historiskt tillgodosetts av nettoimport. I framtiden kommer sannolikt förbrukningsflexibilitet spela en större roll, om tekniska, ekonomiska och regulatoriska förutsättningar kommer på plats.



Figur 9. Metod för effektbalansprognos. Bilden visar en situation med underskott (negativ effektbalans), alltså när tillgänglig effekt är lägre än elförbrukningen. Kraftslagen är uppifrån vindkraft, vattenkraft, kärnkraft och övrig värmekraft.³⁹

Installerad effekt vindkraft förväntas öka med ca 2 200 MW under 2022, och solkraft med ca 700 MW. Samtidigt ökar tillgänglig effekt bara med ca 100 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. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i bilaga 3.

Kontrakterad elproduktion för effektreserven 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.

4.3 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

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 ut⁴⁰ under vintertid eftersom det generellt råder överskott i elområde SE1

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

⁴⁰ Maximal handelskapacitet 7 300 MW. Ofta begränsas dock snitten p.g.a. överlaster samt reservationer för otillgängliga gasturbiner.

och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det totala underskottet i södra Sverige förväntas vara 9 200 MW vid topplasttimmen en normalvinter. Huvudsakligen kommer effekten från norra Sverige, men även effekt från utlandet behövs eftersom det maximalt går att överföra 7 300 MW från norra Sverige. Överföringskapaciteten över snitten brukar också variera utifrån driftläget och har under de tidigare vintrarna varit lägre än 7300 MW. Då kommer mer kraft behöva importeras från utlandet söder om snitt 2 för att klara effektbalansen.

Vid tillfällen med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige, förväntas alltså snitt 2 vara fullt utnyttjad. Snitt 1 och snitt 4 bedöms inte bli fullt utnyttjade under topplasttimmen, under förutsättning att nätet är intakt. Överföringskapaciteten i de interna snitten kommer variera utifrån driftläget på ett sätt som beskrivs i "Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market"⁴¹ som informerats om via NUCS. Kapaciteten varierar normalt över året i följande intervall:

- > Snitt 1: 2 500 – 3 300 MW
- > Snitt 2: 5 500 – 7 300 MW
- > Snitt 4: 3 500 – 6 200 MW

Under de senaste fem vintrarna har kapaciteten varierat för snitt 2 och snitt 4 i det övre spannet i det ovan angivna normalintervallet. Kapaciteten har också justerats i samband med lednings- eller stationsavbrott i nätet som skett vintertid, oftast i början eller i slutet av perioden. Det är ovanligt att planerade avbrott sker under höglastperioden men omständigheter kan medföra att det blir nödvändigt.

Förväntat kapacitetsläge inför vintern 2022/2023 presenteras i Tabell 14. Inför vintern 2022/2023 har summaallokeringen från SE3 till NO1 och DK1 införts⁴². Därmed presenteras endast en samlad exportkapacitet på västkusten. Vid framtagandet av kapacitetsprognosen för vintern 2022/2023 har båda flödessceniarierna, nord-syd respektive öst-västligt flöde beaktats. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor kommer som alltid meddelas via plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det aktuella driftläget.

⁴¹ Källa: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/Principles_for_determining_the_transfer_capacities_2020-09-22_approved.pdf

⁴² Initiativet kommer i sig inte att öka tillgänglig överföringskapacitet men kommer möjliggöra en optimering så att tillgänglig kapacitet utnyttjas på ett mer effektivt sätt.

	Kapacitetsintervall [MW]	Kommentar
SE2 → SE3	6 500 – 7 300	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall. Maxkapacitet förutsätter möjlighet till mothandel söder om snitt 2.
SE3 → SE4	4 800-5 600	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall.
SE3 → NO1	-	Se SE3>SE3LS
SE3 → DK1	-	Se SE3>SE3LS
SE3 → SE3LS	750 -1 500	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall. Införandet av summaallokeringen möjliggör att mer handelskapacitet kan tilldelas till SE3>NO1 och SE3>DK1 förbindelserna totalt.
FI → SE3	0 - 600	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall. Maxkapaciteten förutsätter införande av nytt systemvärn i SE3 som arbetas med under 2022.

Tabell 14. Prognos för kapacitetsintervall inför vintern 2022/2023. Källa: Svenska kraftnät.

Prognosen för effektbalans vid en normalvinter är minus 9200 MWh/h för södra Sverige. Om snitt två är i det lägre kapacitetsintervallet (6500 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 2700 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

Planerade investeringar och åtgärder under 2022 förväntas öka handelskapaciteterna genom SE3. Införandet av ett nätvärn för öst-västliga flöden möjliggör en ökad importkapacitet på Fenno-Skan med upp till 300 MW. En flexibel användning av seriekondensatoranläggningarna på ledningarna i snitt 2 kommer också vara viktigt för att kunna optimera kapacitetsnivåerna.

Som nämnts ovan är överföringskapaciteter dynamiska storheter som kommer att variera utifrån förväntat flödesscenario och övriga förutsättningar i kraftsystemet. Kapaciteterna i Tabell 14 visar på max- och min intervall som handelskapaciteten förväntas variera inom. Det betyder att – beroende på driftläge och aktuella last- och produktionsläge – vissa handelskapaciteter kommer vara närmare maxnivåerna och andra närmare mininivåerna och vice versa.

I bilaga 4 redovisas de maximala handelskapaciteterna mellan de svenska och angränsande elområdena inför vintern 2022/2023.

4.4 Prognos för importmöjligheter

Effektbalansen, som den definieras i denna rapport, är ett mått på importbehovet under toppplasttimmen. 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 toppplasttimmar har nettoimporten i genomsnitt varit 600 MWh/h (som mest 1 900 MWh/h nettoimport). Att nettoimport råder under toppplasttimmen är alltså normalt. Oftast är utfallet av import och export i huvudsak ekonomiskt; 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 toppplasttimmen, beroende på förutsättningarna just den timmen. Länder som har svag egen effektbalans under toppplasttimmen (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.

4.4.1 Handelskapacitet från utlandet

Möjligheten att importera el under timmar med hög efterfrågan beror i första hand på om det finns ett produktionsöverskott i grannländerna. Under vissa tider kan dock överföringskapaciteten hos såväl utlandsförbindelserna som interna flaskhalsar begränsa importmöjligheten. Ett exempel är importkapaciteten på SwePol Link mellan Sverige och Polen som ofta begränsas p.g.a. av driftförhållanden i Polen⁴³. Lika så kan importkapaciteten på Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland begränsas p.g.a. driftförhållanden i Tyskland. Förbindelsen mellan södra Norge och Sverige (NO1 till SE3) kan också vara begränsad under vintern. Rent allmänt har Sverige dock relativt god tillgång till importkapacitet från både Norge, Danmark samt Tyskland, Polen och Litauen under vintern.

4.4.2 Tillgänglig produktion i utlandet

Den faktiska volymen tillgänglig produktion i andra länder är svår att bedöma, eftersom det huvudsakligen är marknadsutfallet som redovisas och

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

dokumenteras. I "Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance Forecast 2021–2022"⁴⁴ sammanställs den uppskattade effektbalansen som publicerades inför vintern 2021/2022 av respektive TSO. I princip används här en statisk metod (liknande den som beskrivs i denna rapport) men länderna har något olika antaganden, bl.a. gällande tillgänglighetsfaktorer⁴⁵.

	Effektbalans, Normalvinter [MW]	Effektbalans, Tjugoårsvinter [MW]
Norden		
Sverige	– 1 700	– 3 600
Norge	3 300	1 200
Danmark	– 1 500	– 2 100
Finland	– 3 600	– 4 300
Övriga länder		
Estland	200	100
Lettland	300	200
Litauen	100	100
Tyskland	6 000	2 800
Polen	1 200	200

Tabell 15. Nationella effektbalanser uppskattade för normal- och tjugoårsvinter, för vintern 2021/2022. Källa: respektive TSO.

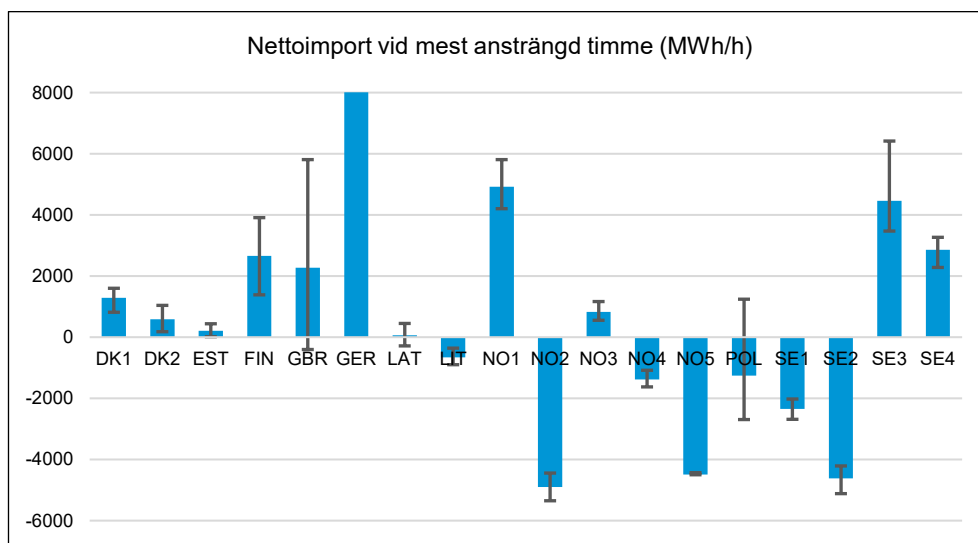
Siffrorna indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer kan vara begränsade under ansträngda timmar, eftersom sträng kyla ofta drabbar flera länder samtidigt. Siffrorna för Polen och särskilt Tyskland indikerar stort överskott, men ska inte ses som någon garanti för god importmöjlighet. Dessutom är importkapaciteten maximalt 600 MW från respektive land, och Swepol link (SE4– PL) begränsas ofta pga. interna förhållanden i Polen.

Utöver den statistiska analysen som redovisats ovan kan man beakta hur nettoimporten ser ut i en datasimulering: Figur 10 visar nettoimporten per

⁴⁴ <https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/Nordic%20and%20Baltic%20Sea%20Winter%20Power%20Balance%202021-2022%20-%20Final%20report.pdf>

⁴⁵ Tillgänglighetsfaktorer som används: Kärnkraft: Finland 100 %, Sverige 90 %. Vindkraft: Sverige och Norge 9 %, Finland 6 % och Danmark 3 %. Andra skillnader i metoden finns också.

elområde i den probabilistiska modellen (se avsnitt 4.5 för mer information)⁴⁶ som beaktar hela det europeiska kraftsystemet inklusive importmöjligheter mellan länder. Detta ger en indikation om den generella effektsituationen i närliggande elområden, och därmed i viss mån deras möjlighet att kunna bidra med effekt till Sverige. Att bedöma en volym tillgänglig import som kan överföras till södra Sverige vid ett godtyckligt tillfälle utifrån detta är dock svårt.



Figur 10. Nettoimport för varje elområde under mest ansträngd timme för respektive elområde (för vintern 2022/2023). Negativ stapel betyder nettoexport. 245 simuleringar genomfördes och staplarna visar medelvärdet (klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen). Stapeln för Tyskland är bruten (värdet är 22 400 MW). Källa: Svenska kraftnät.

Figur 10 visar att Osloregionen (NO1) samt södra Sverige har ett stort importbehov vid höglasttimmar som försörjs från omkringliggande elområden. Även Danmark, Finland, Storbritannien och Tyskland har stora importbehov⁴⁷. Norra Sverige och stora delar av Norge har hög självförsörjandegrad och därmed ofta effektöverskott, men överföringsbegränsningar föreligger därifrån till södra Sverige.

⁴⁶ Figuren baseras på 245 simuleringar motsvarande olika väder- och driftförhållanden för vintern 2022/2023. För respektive elområde visas nettoimporten för den mest ansträngda timmen (timmen med lägst effektmarginal, vilket inte nödvändigtvis är samma som topplasttimmen). Staplarna visar medelvärdet av de 245 simuleringarna och klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen.

⁴⁷ Notera att Tysklands siffra här inte stämmer med den nationella effektbalans som visas i Tabell 15 och bedömts av dess TSO.

4.5 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

Vid sidan av den traditionella effektbalansmetoden presenteras numera även en så kallad probabilistisk metod för att bedöma effekttillräckligheten i Sverige. Detta är också den metod som krävs för resurstillräcklighetsberäkningar såsom de definieras i elmarknadsförordningen 2019/943⁴⁸. Genom att beskriva det europeiska elsystemet i en datamodell kan resultat erhållas med hjälp av upprepade simuleringar. En stor skillnad mot den statiska metod som beskrivits tidigare i denna rapport är att flöden mellan elområden och länder (import/export) tas i beaktning, samt att oplanerade avbrott på produktionsanläggningar och förbindelser genereras fram slumpmässigt (enligt hur vanliga avbrott för respektive kraftslag eller förbindelse är). Dessutom undersöks inte bara topplasttimmen utan alla timmar under året (timmen med högst förbrukning behöver inte vara den mest ansträngda timmen: marginalerna kan vara klart mindre en annan timme). Produktion i effektreserven är tillgänglig i modellen, men inte den som ingår i störningsreserven eller består med stödtjänster. Mer om metoden finns att läsa i bilaga 5.

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på långt under en timme per år. Detta kan verka mer optimistiskt än de resultat som syns i Tabell 12, men observera att detta är inte nationell effektbalans (importbehov), utan *effektbrist*, dvs. en otillräcklighet av effekt trots att *import inkluderas*. Sverige har hittills aldrig behövt koppla bort förbrukning på grund av effektbrist.

I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, exempelvis maximalt 3 timmar med effektbrist per år⁴⁹. För Sverige har något leveranssäkerhetsmål aldrig funnits, annat än en tidigare överenskommelse inom branschen. Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att ta fram ett förslag på en nationell tillförlitlighetsnorm⁵⁰ som är en typ av leveranssäkerhetsmål avseende tillräcklighet. Förslaget bereds nu inom regeringskansliet⁵¹.

⁴⁸ Metoden som används i denna rapport lever inte upp till alla tekniska krav som definierats av ENTSO-E, men är väldigt lik.

⁴⁹ 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

⁵⁰ Artikel 25 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁵¹ Förslaget går att läsa här: <https://www.ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2021/eis-forslag-till-tillforlitlighetsnorm-for-sverige-ei-r202105>

4.5.1 Tolkning av 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 importbehovet, men inte hur mycket import som finns tillgänglig. Risken för effektbrist bedöms alltså inte, utan bara importbehovets storlek givet vissa antaganden om förbrukning och produktionens tillgänglighet. Om importmöjlighet finns, är ett importbehov egentligen inget problem. Mätetalet effektbalans bedömer i någon mån landets självförsörjandegrad.

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

Båda metoderna visar att Sverige kan ha otillräckligt med effekt vid ansträngda situationer. Om detta leder till bortkoppling av förbrukning beror på vilka importmöjligheter och vilken förbrukningsflexibilitet och vilka reglerbud som finns tillgängliga då underskotten inträffar. Svenska kraftnäts analyser visar därtill att importmöjligheterna är begränsade om samma förhållanden råder i våra grannländer eller om en störning av något slag skulle ha inträffat.

4.6 Effektreserven 2022/2023

Den kontrakterade elproduktionen i effektreserven för kommande vinter är oförändrad (562 MW). Ingen förbrukningsreduktion har upphandlats för kommande vinter eftersom inga nya kontrakt om strategisk reserv får upprättas utan godkännande från EU-kommissionen. Rådande regelverk för förbrukningsreduktion inom effektreserven är heller inte förenlig med elmarknadsförordningen. En framtida strategisk reserv (effektreserv) kräver en påvisad risk för effektbrist som överstiger tillförlitlighetsnormen, enligt en probabilistisk metod⁵² (liknande metoden i avsnitt 4.5). Svenska kraftnät bedömer att den elproduktion som redan är kontrakterad till och med vintern 2024/2025 ger bra förutsättningar att klara effekttillräckligheten för denna övergångsperiod, tills dess regelverk kring effektreserven anpassats till den europeiska lagstiftningen. När den europeiska metoden för resurstillräcklighet⁵³

⁵² Artikel 23 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁵³ 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>

implementerats kan den relateras till en svensk tillförlitlighetsnorm, vilket alltså är en förutsättning för att få ha en strategisk reserv och skriva nya kontrakt.

4.7 Indikatorer för kommande vinter

I enlighet med regleringsbrevet ska tre indikatorer för kommande vinter redovisas i denna rapport. Dessa indikatorer är (a) installerad effekt i synkront ansluten elproduktion, (b) potentialen för förbrukarflexibilitet samt (c) kapacitet i sammanlänkningskapacitet med andra länder. Tabell 16 sammanfattar indikatorerna.

	Synkront ansluten produktion (MW)	Potential för förbrukarflexibilitet (MW)	Samman- länkning (importkapacitet, MW)	Samman- länkning (kvot)
Rapport 2021 (vinter 2021/2022)	79 500 (synkron- området) 30 000 (Sverige)	1 200 (Sverige)	10 325	23 %
Rapport 2022 (vinter 2022/2023)	80 100 (synkron- området) 30 000 (Sverige)	1 100 (Norden) 450 (Sverige)	10 325	22 %

Tabell 16. Indikatorer inför kommande vinter. Källa: Svenska kraftnät

Synkront ansluten produktion är produktion som inom synkronområdet (Sverige, Norge, Finland och DK2) ansluts direkt till växelströmsnätet och svänger med den elektriska frekvensen. Detta gör att den bl.a. bidrar med stabilitet i kraftsystemet. Generellt innefattar det all kraft förutom vindkraft och solkraft (som ansluter via strömriktare och alltså inte är synkront anslutna). 80 100 MW installerad effekt av synkront ansluten produktion förväntas i synkronområdet nästa vinter. Det motsvarar 71 % av den förväntade totala installerade produktionskapaciteten. För enbart Sverige är siffran 30 000 MW, vilket motsvarar 64 % av total produktionskapacitet.

Potentialen för förbrukarflexibilitet i Sverige har i en genomgång (gjord våren 2022 av Svenska kraftnät) uppskattats med hjälp av budkurvorna på Nord Pool. Volymerna bedöms till 450 MW för Sverige och 1 100 MW för Norden. Detta är lägre än de volymer som angavs i förra årets rapport som baserades på en äldre genomgång av budkurvor. Framförallt är det i dagsläget elintensiv industri som brukar agera priskänsligt på marknaden. En annan uppskattning

publicerades i en rapport från Energimarknadsinspektionen⁵⁴, där potentialen ”med rätt incitament och teknik” uppskattas till 10 500 MW idag. Då finns 7 350 MW av potentialen hos hushållen, vilket skulle kräva både bättre lönsamhet och teknik för att förverkligas. Att detta skulle ske innan nästkommande vinter bedöms som mycket osannolikt.

Sammanlänkningen (importkapaciteten) med andra länder är nästa vinter 10 325 MW. Sammanlänkningskvoten blir 22 % (definieras av ENSTO–E som importkapaciteten genom installerad effekt produktion). Att kvoten sjunkit något sedan förra årets rapport (den var då 23 %) beror på ökad installerad effekt vindkraft.

4.8 Känslighetsanalys: Rysslands invasion av Ukraina

Säkerhetsläget i Europa försämrades av Rysslands invasion av Ukraina 24 februari 2022. Svenska kraftnät är Sveriges elberedskapsmyndighet och tillsynsmyndighet för elförsörjningens säkerhetsskydd, vilket innebär att vi ska säkerställa att elförsörjningen har en förmåga att hantera allvarliga störningar, kriser och ytterst krig. I det läge som råder är Svenska kraftnät extra uppmärksamma på saker som avviker från det normala. Det kan till exempel handla om incidenter och avvikelser kopplat till anläggningar eller IT-system.

När det gäller elförsörjningen är Sverige endast i låg grad direkt beroende av energileveranser från Ryssland. De ökade priserna på olja och naturgas leder dock till höjda elpriser på kontinenten och därmed höjs priserna också i Sverige.

Hur effekttillräckligheten nästkommande vinter kan påverkas av kriget i Ukraina är svårt att förutse. De baltiska staterna har nu avslutat elhandeln med Ryssland⁵⁵, och även handeln mellan Finland och Ryssland⁵⁶ har avbrutits.

En annan risk är att gasimporten från Ryssland stryps. Naturgas används endast i liten utsträckning i Sverige, men är ett betydande bränsle på kontinenten för både uppvärmning och elproduktion. Ungefär 40 % av EUs

⁵⁴ Källa: rapporten ”Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät”, Energimarknadsinspektionen, 2021

⁵⁵ Källa: <https://www.lrt.lt/en/news-in-english/19/1700234/baltic-states-give-up-russian-electricity-after-nord-pool-suspends-trade>

⁵⁶ Källa Reuters: <https://www.reuters.com/markets/europe/russia-cuts-power-exports-finland-over-failed-payments-2022-05-16/>

import av naturgas kommer från Ryssland⁵⁷. En del av uppvärmningsbehovet skulle då sannolikt behöva ersättas med direktverkande el. Alltså skulle elbehovet öka samtidigt som elproduktionen från gaskraftverk skulle sjunka, om inte alternativa gasleveranser kan ordnas i tid. Volymen av det ökande elbehovet är dock svårt att uppskatta. Samtidigt skulle vissa industrier behöva göra uppehåll i sin produktion om gas inte fanns att tillgå, vilket istället skulle sänka elbehovet.

4.8.1 Resultat, Känslighetsanalys: Rysslands invasion av Ukraina

Då den statistiska metoden enbart beskriver den nationella effektbalansen har effekttillräckligheten i denna känslighet bedömts med den probabilistiska metoden.

Om elhandeln med Ryssland helt bryts påverkas inte effekttillräckligheten i Sverige märkbart. Däremot försämras den i Finland och Estland.

Minskad elproduktion från gaskraftverk runtomkring i Europa ger tydligt försämrade effekttillräcklighet i södra Sverige (större effektbrist än den föreslagna tillförlitlighetsnormen). Antagandet gjordes att elproduktionen från dessa anläggningar skulle minska med den andel gas som importeras från Ryssland för respektive land (Finland, Estland och Lettland med 95 %, Tyskland, Litauen och Polen med 60 %). Övriga länder har låg importandel gas från Ryssland eller simuleras inte i vår modell då de anses påverka den Svenska elmarknaden mer marginellt (t.ex Ukraina och Bulgarien).

Effekttillräcklighet i södra Sverige blev ännu sämre när den totala förbrukningen i de simulerade länderna på kontinenten ökades (en grov uppskattning om 15 % ökning gjordes). Det är dock oklart vad förbrukningsökningen (till följd av minskad tillgång på gas för uppvärmning) i själva verket skulle bli.

Sammanfattningsvis är det svårt att uppskatta hur konflikten i Ukraina påverkar effekttillräckligheten i Sverige under nästa vinter. Det kan inte uteslutas att det kan bli kännbara effekter, framför allt vad gäller prisnivåer. Ökad risk kan också finnas för en situation där bortkoppling kan aktualiseras, jämfört med en normal vinter.

⁵⁷ Källa: <http://www.energimyndigheten.se/om-oss/press/prenumerera/laget-pa-energimarknaderna/sa-paverkar-invasionen-av-ukraina-sveriges-energilage/?currentTab=4#mainheading>

4.9 Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2022/2023

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är relativt oförändrad sedan förra årets prognos, ca 200 MW bättre. Ökningen beror på ökad installerad effekt vindkraft.

Det stora underskottet i södra Sverige indikerar ett stort importbehov. Prognosen för effektbalans för södra Sverige (SE3 och SE4) vid en normalvinter är minus 9 200 MWh/h. Om snitt två är i det lägre kapacitetsintervallet (6 500 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 2 700 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

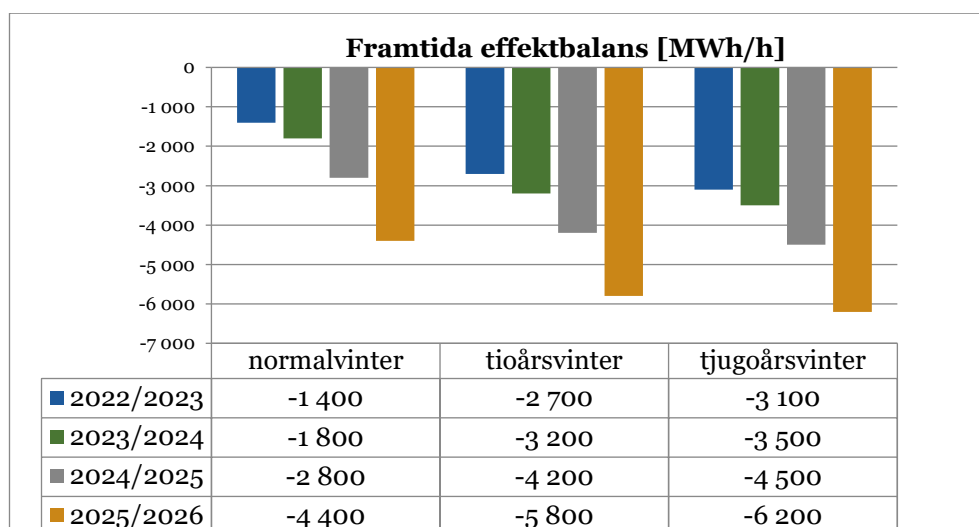
Analyserna av importmöjligheterna från närliggande länder visar att de flesta, liksom Sverige, är beroende av import vid ansträngda situationer. Det indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer vid dessa tidpunkter kan vara begränsade.

5 Effekthalansen på längre sikt

Detta avsnitt behandlar effekthalansen på längre sikt. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäts analyser *Kortsiktig marknadsanalys 2021* (åren 2022–2026) som publicerades i december 2021⁵⁸.

Kärnkraftsreaktorernas framtid har stor påverkan på Sveriges effekthalans under topplasttimmen. Inga svenska reaktorer är planerade att stänga i närtid. I Finland förväntas reaktorn Olkiluoto 3 med en effekt om 1 600 MW, tas i kommersiell drift i september 2022⁵⁹. Reaktorn kommer då att minska Finlands importberoende och bidra till bättre effekthalans i det nordiska elsystemet som helhet.

Vindkraft är det kraftslag som ökar mest, både i Sverige och i angränsande länder. Ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften bidrar dock inte så mycket till effekthalansen då tillgänglighetstalet är lågt. Samtidigt ökar elanvändningen successivt, från 140 TWh idag till 157 TWh år 2026. Figur 11 visar prognosen för nationell effekthalans under de kommande fyra vintrarna.



Figur 11. Prognos för effekthalans under topplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraftnät.

Effekthalansen försämras under perioden. Detta beror i huvudsak på ökat elbehov från elektrifiering av industri. Mängden eldrivna fordon ökar också successivt under de kommande åren, men ökningen är ganska blygsam sett till

⁵⁸ Rapporten finns att läsa på <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/>

⁵⁹ Källa: TVO – <https://www.tvo.fi/en/index/production/plantunits/ol3/ol3forecast.html>

landets totala elbehov. Även om vindkraften ökar varje år under perioden påverkar det bara effekthalansen marginellt, då det tillgänglighetstal som används för vindkraft under topplasttimmen är lågt. För den sista vintern antas inte effektreserven vara kvar, vilket sänker effekthalansen med 660 MW (Karlshamnsverket antas tas ur drift då nuvarande kontrakt om effektreserv löper ut).

Tabell 17 visar resultaten för de kommande fyra vintrarna baserat på den probabilistiska metoden. Även effekthalans från modellen visas i tabellen⁶⁰. För varje år har 245 simuleringar gjorts och medelvärden redovisas. Resultatet indikerar att det finns en liten, men inte obefintlig risk att import och inhemsk produktion är otillräckligt för Sveriges effektbehov vid vissa tidpunkter. Effektbristen hanteras i praktiken genom manuell lastfrånkoppling. Produktion i effektreserven (men inte den i störningsreserven) är tillgänglig i simuleringen.

	2022/ 2023	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026
Effektbrist (h/år)	<0,1	<0,1	0,11	<0,1
Lägst effekthalans (probabilistisk)	– 1 200	– 1 300	– 1 800	– 3 400

Tabell 17. Effektbrist i Sverige kommande vintrar enligt probabilistisk metod. Källa: Svenska kraftnät

Effektbristen i modellen för vintern 2024/2025 blev störst och har därför analyserats vidare. I 6 % av de 245 simuleringarna som gjorts för 2024/2025 uppstår effektbrist (och bland dessa är bristen alltid 2 timmar). Trots att siffrorna kan tyckas låga indikerar de en risk att importen inte kommer räcka till och att lastfrånkoppling inte helt kan uteslutas. En utveckling med allt större elbehov utan motsvarande tillförsel av produktion eller flexibilitet leder sannolikt till en ökad risk för ansträngda situationer.

Den ”lägst effekthalans” som visas i Tabell 17 visar medelvärdet för de 245 simuleringarna (lägst effekthalans av årets alla timmar) vilket motsvarar effekthalans för en normalvinter. Siffrorna är i samma storleksordning som effekthalans för topplasttimmen som tagits fram med den statistiska metoden (Figur 11).

⁶⁰ Detta liknar den effekthalans som tas fram med den statistiska metoden, men visas för timmen med lägst effekthalans i modellen (för de 4 svenska elområdena tillsammans), inte för en uppskattad topplastimme.

5.1 Andra studier

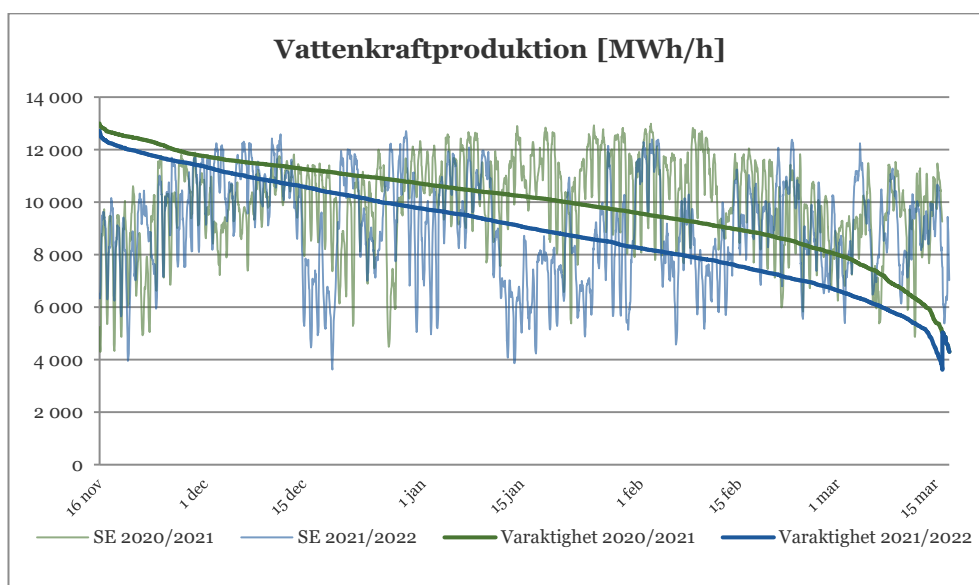
Framtida effektbalans analyseras varje år i ENTSO-E:s rapport European Resource Adequacy Assessment (ERAA) (innan 2021 kallad *Midterm Adequacy Forecast*, MAF). Denna rapport bygger på probabilistiska simuleringar, och räknar med import/export mellan länder och elområden, likt den probabilistiska metod som beskrivs i avsnitt 4.5.

En annan ENTSO– E rapport, *Seasonal Outlook*, görs två gånger per år på temat vinterns och sommarens effekttillräcklighet. Tidigare har den använt en metod liknande den statistiska metod som används i denna rapport, men numera används en probabilistisk metod även här.

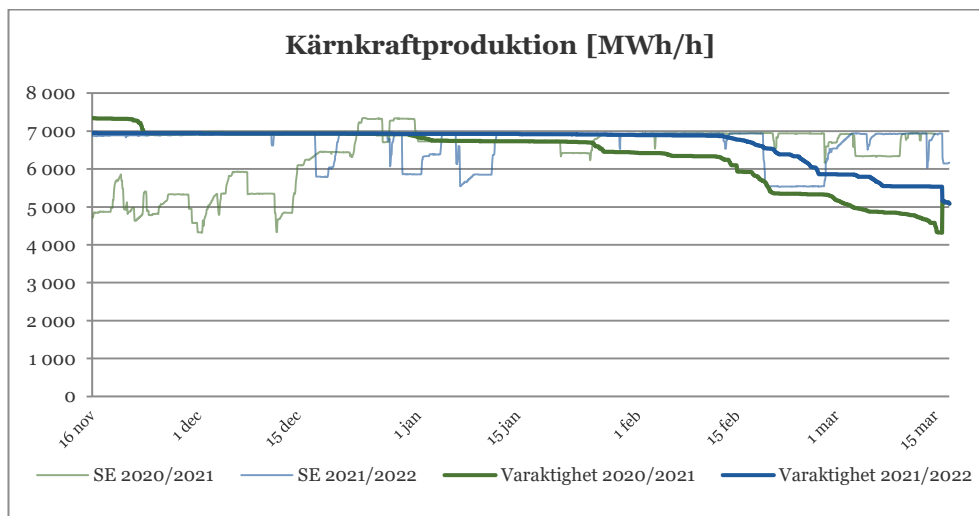


Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag

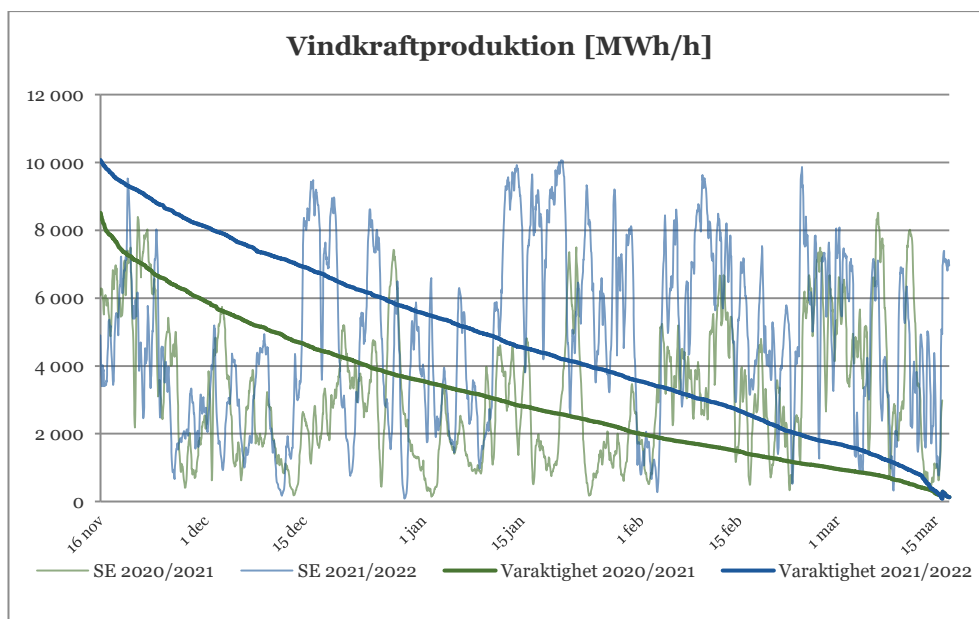
Här följer grafer för de viktigaste kraftslagens produktion under de två senaste vintrarna. Både varaktighet och kronologisk data visas. I den kronologiska datan kan tim- och dygnsvariationerna tydligt ses. Vattenkraft varierar i huvudsak då den används för balansering och frivilligt för att följa priser och optimera vinst, men också för att följa vattendomar. Vindkraft varierar ofrivilligt med vindstyrkan. Kärnkraftens produktion varierar i regel ganska lite när den är i drift.



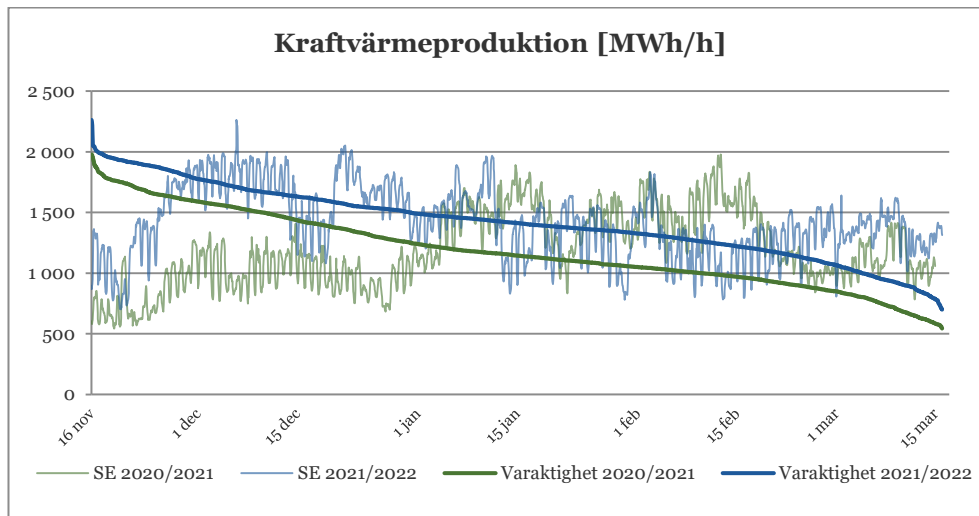
Figur 12. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 13. Timmedelvärden för den svenska kärnkraftsproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 14. Timmedelvärden för den svenska vindkraftsproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 15. Timmedelvärden för den svenska kraftvärmeproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.

Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2022 och vintern 2022/2023

Vattenkraft

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinssnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt⁶¹. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 300 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 procent. En liten del vattenkraft ingår i störningsreserven, och den ingår inte i förväntad tillgänglig effekt. Under sommaren utgår tillgänglighetsfaktorn från den högsta produktionstoppen mellan maj– september 2017– 2020 som var ca 75 procent av den installerade produktionen.

Kärnkraft

Under vintern beräknas kärnkraften ha en tillgänglighet på 90 procent. Detta antagande bygger på en analys av marknadsmeddelanden och historisk produktion. Under sommaren beräknas tillgängligheten utifrån planerade kärnkraftsrevisioner för respektive månad.

Vindkraft

Under vintern antas vindkraften ha en tillgänglighet på 9 procent under toppplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen av vindkraftens produktion. Ett nytt underlag togs fram inför årets rapport för produktionen under åren 2017–2021, vilket bekräftade att det tidigare tillgänglighetstalet (d.v.s. 9 procent) fortfarande är representativt i detta sammanhang. 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. Under sommaren antas tillgängligheten under toppplasttimmen också vara 9 procent.

⁶¹ Medelvärdet av toppproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

Solkraft

Under vintern antas solkraft ha en tillgänglighet på 0 procent eftersom topplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt. Under sommaren används 9 % tillgänglighet för solkraften (samma som för vindkraften), vilket påverkar mycket lite då installerad effekt ännu är låg. På sikt bör en studie göras som närmare undersöker vilket tillgänglighetstal som är rimligt för solkraften.

Kondenskraft

Under vintern antas kondenskraften ha en tillgänglighet på 90 procent och ingår i stora delar i effektreserven. Under sommaren antas samma kraftanläggningar ha en tillgänglighet på 50 procent av max installerad produktionskapacitet utifrån en uppskattning av hur stor andel som kommer delta på dagen-före marknaden.

Värmekraft

Under vintern antas kraftvärmeanläggningarna ha en allmän tillgänglighet på 90 procent. Vidare antas att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 77 procent av installerad effekt. Under sommaren antas värmebehovet vara lågt med flera anläggningar otillgängliga under revisioner. Samtidigt kommer en del kraftvärme som är fysiskt tillgänglig producera ifall priset blir högt nog. Den sammantagna tillgängligheten för kraftvärmerna antas vara 10 procent för sommaren.

Gasturbiner

Under vintern antas gasturbiner och övrigt ha en tillgänglighet på 90 procent. Av den installerade effekten gasturbiner ingår merparten, ungefär 1 400 MW, i den svenska störningsreserven. Under sommaren är flera av gasturbinerna på revision vilket minskar tillgängligheten. Dessutom avtar gasturbinernas effektivitet med varmare omgivningstemperaturer. Eftersom störningsreserven är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt varken på sommaren eller vintern.

Bilaga 3: Prognos för produktion

I Tabell 18 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2022/2023. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 2 900 MW högre jämfört med årsskiftet 2021/2022. 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. För sommaren antas ingen förändringen i vindkraft och solkraft utan den bygger på prognosen från årsskiftet 2021/2022.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁶²
Vattenkraft	5 271	8 077	2 593	345	16 300	0
Kärnkraft	0	0	6882	0	6 900	0
Vindkraft	2 278	6 315	3 547	2 134	14 300	+ 2 200 ⁶³
Gasturbiner + övrigt ⁶⁴	1	2	950	582	1 500	0
Kondens	0	0	243	662	900	0
Kraftvärme, fjärrvärme	149	230	2028	468	2 900	0
Kraftvärme, industri	122	450	533	415	1 500	0
Solkraft ⁶⁵	27	137	1621	543	2 300	+ 700
Summa	7 800	15 200	18 400	5 200	46 600	+ 2 900

Tabell 18. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2022/2023. Summorna är avrundade.

I Tabell 19 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under toppplasttimmen vintern 2022/2023. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 18. samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag (se bilaga 2). Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i störningsreserven, ingår inte. Produktion i

⁶² Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2021, se avsnitt 1.2.

⁶³ Källa: Svensk Vindenergi

⁶⁴ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer

⁶⁵ Solkraftens ökning antas vara lika stor procentuellt som den var under föregående år.

effektreserven inkluderas. För sommaren antas att hälften av den kondenskraft som inte rapporterat otillgänglighet kommer lägga in bud på dagen-före marknaden vid prognos om sådana prissignaler.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁶⁶
Vattenkraft	4 337	6 646	2 031	284	13 300	–
Kärnkraft	0	0	6 194	0	6 200	–
Vindkraft	205	568	319	192	1 300	+ 100
Gasturbiner + övrigt ⁶⁷	1	2	87	38	100	– 100
Kondens	0	0	219	596	800	–
Kraftvärme, fjärrvärme	114	176	1 551	358	2 200	–
Kraftvärme, industri	93	344	407	318	1 200	–
Solkraft	0	0	0	0	0	–
Summa	4 800	7 700	10 800	1 800	25 100	+ 100

Tabell 19. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2022/2023. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

⁶⁶ Förändring jämfört med prognosen tillgänglig produktion som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2021/2022.

⁶⁷ I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer.

Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter

Här visas maximala handelskapaciteter på snitt inom Sverige och för import från angränsande länder. Notera att faktisk kapacitet i regel är lägre, eftersom den begränsas av nätförhållanden såsom flöden, exempelvis sydgående västkustflöden och öst- västliga flöden mellan Sverige och Finland.

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

Tabell 20. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och importkapacitet till Sverige från angränsande elområden vintern 2022/2023. Källa: Svenska kraftnät/ENTSO-E.

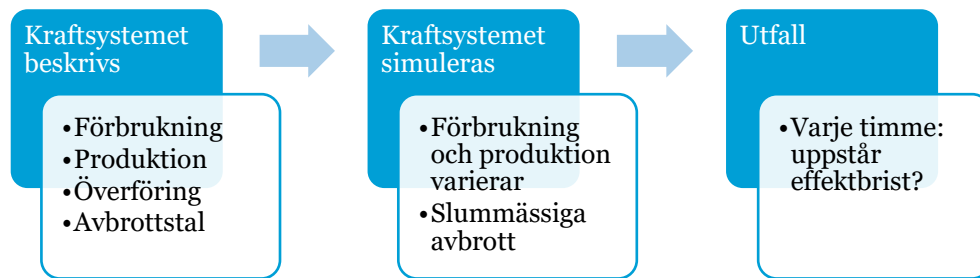
Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod

Traditionellt används i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden* en statisk metod för att beskriva den nationella effektbalansen. Metoden jämför förväntad tillgänglig produktion med förbrukningsprognoser, vilket ger nationell effektbalans, alltså importbehov vid topplasttimmen. 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-E⁶⁸.

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.

⁶⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity



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 i verkligheten motsvaras av lastfrånkoppling. Notera att den statiska metoden mäter något helt annat; begreppet ”effektbalansen” i den statiska metoden beskriver 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 i praktiken fungerar jämfört med den statiska metoden. Den probabilistiska metoden tar inte hänsyn till nätbegränsningar inom elområden (förutom indirekt då dessa påverkar snittkapaciteterna, och det är de historiska snittkapaciteterna som används i modellen). 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. Mätetalet för metoden (LOLE) är dessutom ett medelvärde över alla simulerade väderår, vilket kan dölja de extremutfall som i verkligheten kan vara de mest utmanande situationerna.

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

