

Ärende nr: Svk 2026/2697

Datum: 2026-05-15

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport vår 2026

En rapport till Klimat- och näringslivsdepartementet



Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är en myndighet som utifrån ett samhällsbyggnadsperspektiv skapar förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning i Sverige.

Myndigheten har i uppdrag att förvalta, driva och utveckla transmissionsnätet så att samhällets behov av el möts i alla lägen, samt för utvecklingen av elmarknadens funktion.

Svenska kraftnät ansvarar dessutom för elberedskap, tillsyn samt för vägledning kring dammsäkerhet.

Mer information finns på svk.se

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 effektillräckligheten i Sverige under både vinter- och sommartid. Rapporten har tagits fram enligt 13 § förordning (2025:782) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

Vintern 2025/2026 var bitvis kall och stormen Johannes orsakade störningar på lokal- och regionnätetsnivå. Våra grannländer Finland och Norge slog förbrukningsrekord under sina respektive topplasttimmar, men i Sverige blev förbrukningen under årets topplasttimme relativt låg.

Denna kraftbalansrapport visar att den svenska kraftbalansen under vinterns topplasttimme kunde upprätthållas med goda marginaler, sett till tillgängliga reserver och överföringskapacitet. För sommaren 2026 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas utan ett importberoende. Detta trots planerade arbeten i nätet samt revisionsperioder hos elproducenterna.

Analyserna gjorda på längre sikt visar att elbehovet ökar såväl som behovet av efterfrågefleksibilitet. Prognoserna för de fyra kommande vintrarna pekar därför på en försämrad effektbalans. Svenska kraftnät kommer även fortsatt att ta ansvar för att värna om driftsäkerheten och bidra till en tillräcklig och robust elförsörjning i det svenska elsystemet. Prognosen för topplasttimmen vintern 2026/2027 kommer att publiceras i höstens kraftbalansrapport.



Sundbyberg, 15:e maj 2026

Innehåll

Generaldirektören har ordet	3
Bakgrund.....	6
Sammanfattning	7
Vintern 2025/2026 – Kall men med stabil drift i transmissionsnätet	7
En sommar med bibehållen driftsäkerhet förväntas	7
Ökad vind- och solkraft ger större variationer	8
På sikt ökar effektbristen	8
1 Ord och begreppsförklaringar	9
2 Uppföljning av vintern 2025/2026	12
2.1 Elförbrukning under vintern.....	12
2.2 Elproduktion under vintern	15
2.2.1 Vattenkraft	17
2.2.1 Kärnkraft.....	17
2.2.2 Vindkraft.....	17
2.2.3 Kraftvärme.....	18
2.3 Import och export under vintern.....	18
2.4 Elpriserna under vintern	19
2.5 Strategiska reserven.....	22
2.6 Informationsinsatser	23
3 Vinterns topplasttimme 2025/2026	24
3.1 Tillgängliga kapaciteter	25
3.2 Tillgängliga uppregleringsbud.....	26
3.2.1 Norge.....	27
3.2.2 Danmark	27
3.2.3 Finland	28
3.2.4 Övriga länder.....	28
3.2.5 Slutsats.....	28
4 Driftsäkerhet under sommaren 2026.....	29

4.1	Prognos för effektbalansen, sommaren 2026	29
4.1.1	Prognos för tillgänglig produktion	30
4.1.2	Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	31
4.2	Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2026.....	33
4.2.1	Brandrisk	33
4.2.2	Rotationsenergi.....	33
4.2.3	Nedregleringsbehov	34
4.2.4	Marknadspåverkan under sommaren.....	34
4.2.5	Beredskap under sommaren.....	35
5	Effekttillräcklighet på sikt	36
5.1	Egna studier.....	36
5.2	Andra studier	36
5.2.1	ENTSO-E rapport, Seasonal Outlook	36
5.2.2	Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)	36
	Bilaga 1: Tillgänglighetsfaktorer	38

Bakgrund

Denna rapport behandlar effekttillräckligheten i Sverige under både vinter- och sommartid. Enligt 13 § förordning (2025:782) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 15 maj och 15 oktober varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa:

1. hur effekttillräcklighet, nationell effektbalans under topplasttimmen och driftsäkerhet har upprätthållits sedan det senaste rapporteringstillfället samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om effekttillräcklighet, och
2. en bedömning av effekttillräcklighet, nationell effektbalans under topplasttimmen och driftsäkerhet fram till nästa rapporteringstillfälle.

Denna rapport kommer att innefatta en uppföljning av vintern 2025/2026 och en prognos av sommaren 2026.

Sammanfattning

Vintern 2025/2026 – Kall men med stabil drift i transmissionsnätet

Vintern 2025/2026 inleddes med mildt väder för säsongen, men runt årsskiftet så sjönk temperaturen i landet. De flesta delar av landet hade enligt SMHI lägre medeltemperatur under vintern än normalperioden 1991-2020¹. Stormen Johannes drog in över landet strax efter jul och orsakade avbrott i region- och lokalnäten, men skapade inga störningar i transmissionsnätet.

Topplasttimmen inföll den 12 januari, kl. 08–09. Då uppgick den uppmätta förbrukningen till 24 800 MWh/h (topplasten var 22 500 MWh/h vintern innan). Denna vinters topplastförbrukning var relativt låg jämfört med de senaste vintrarna², trots det kalla vädret. Detta stämde väl med Svenska kraftnäts prognos inför vintern³.

Den Strategiska reserven, som upphandlades under perioden 15 januari – 15 mars, beredskapsändrades eller aktiverades inte vid något tillfälle. Den Strategiska reserven ersätter den tidigare effektreserven som avslutades efter vintern 2025, när lagen om effektreserv upphörde⁴.

En sommar med bibehållen driftsäkerhet förväntas

Sommarmånaderna innebär sina egna utmaningar för kraftsystemet. Under revisionsperioderna hos elproducenterna minskar tillgången på el och även de stabiliserande egenskaper som de bidrar med. Under sommaren görs också underhåll i elnätet. För sommaren 2026 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas, men de öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer fortsatt leda till att transitflöden behöver begränsas för att inte riskera driftsäkerheten för elkonsumenterna. Det kommer finnas perioder med samtidiga avbrott på kärnkraftverken i Ringhals och Forsmark som kan leda till högre elpriser, men där

¹ [Vintern 2026 - Klimatologiskt sett mild i söder — SMHI](#)

² [Topplasttimmen | Svenska kraftnät](#)

³ [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport höst 2025](#)

⁴ [Strategisk reserv | Svenska kraftnät](#)

bedömningen är att driftsäkerheten kan behållas. Inget importbehov från utlandet förväntas finnas för att klara effektbalansen under sommaren.

Ökad vind- och solkraft ger större variationer

Mängden installerad 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. Det motsatta gäller när produktionen från vindkraft är hög i flera elområden.

Även mängden installerad solkraft har ökat i och runtom Sverige. Under dagar med mycket produktion från solkraft påverkas elpriset de timmar mitt på dagen med hög solinstrålning. Detta fenomen kallas ibland för "ankkurvan".⁵ En större variation i elpriset är också att vänta med perioder med både mycket höga och mycket låga priser.

På sikt ökar effektbristen

De fyra kommande vintrarna försämras effektbalansen tydligt. Det beror på att elbehovet förväntas öka. Efterfrågefleksibilitet kan bidra till att balansera systemet i drifttimmen, och med mer vind- och solproduktion blir flexibilitet viktigare utifrån balanseringen när systemet har en mindre andel planerbar produktion. I likhet med tidigare bedömningar identifieras en risk att utbyggnad av flexibla resurser (både produktion och förbrukning) inte realiserar i takt med det ökande behovet.

⁵ [Ankkurvan – ett växande fenomen i takt med mer sol-el i Europa | Svenska kraftnät](#)

1 Ord och begreppsförklaringar

I nedanstående lista förklaras 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.

Flow-based: Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetod som används sedan oktober 2024 för att beräkna hur mycket el som kan skickas genom elnätet. Den flödesbaserade metoden är mer finjusterad än tidigare metod. Genom att använda mer detaljerad data kan marginalerna minskas utan att riskera driftsäkerheten. Det gör att nätet kan användas på ett mer effektivt sätt.

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

Installerad effekt: den maximala effekt som kan produceras om alla anläggningarna som avses hade varit i full drift.

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.

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.

Nordic Unavailability Collection System (NUCS): Nordiskt IT-plattform för publicering av marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden.

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 lika planerbara eftersom mängden eleffekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.

Snitt 1, 2, 4: Beteckning Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige (se kartbild på nästa sida). Snitt 1 avser övergången mellan elområde SE1 och SE2. Snitt 2 övergången mellan elområde SE2 och SE3. Snitt 4 övergången mellan elområde SE3 och SE4.

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

Södra Sverige: Avser elområdena SE3 och SE4.

Tillförlitlighetsnormen: Tal som beskriver hur många timmar per år det är samhällsekonomiskt motiverat att landets produktion och möjlig import inte tillgodoser hela den förväntade efterfrågan på el⁶. Jämförs med LOLE (Loss of Load Expectation) som anger hur ofta effektbrist uppstår i minst ett svenskt elområde.

⁶ <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

2 Uppföljning av vintern 2025/2026

I detta avsnitt sammanfattas den gånga vinterns elförbrukning och temperaturförhållanden, vinterns elproduktion och elpriser samt import, export, handelskapaciteter, hantering av den Strategiska reserven och informationsinsatser. Med vintern avses i denna rapport perioden 16 november–15 mars.

Vintern 2025/2026 präglades av kallt väder, perioder med kraftiga stormar samt reducerad tillgänglighet i delar av kärnkraftsproduktionen. Sammantaget innebar detta utmanande förutsättningar för elförsörjningen. Stormarna orsakade omfattande avbrott i region- och lokalnäten, vilket påverkade många elanvändare under kalla och blåsiga dygn. Driftläget i stamnätet var dock överlag stabilt under hela vinterperioden.

Den höga och jämna belastningen under vintermånaderna bidrog till ett lugnt driftläge i stamnätet, eftersom detta generellt är enklare att balansera än sommarperiodens mer varierande flöden och många planerade avbrott. Stamnätets robusthet under vinterperioden innebar att inga större störningar uppstod på överföringssystemets huvudstråk trots tillfällena med ansträngda förhållanden i elsystemet i stort.

Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden (flow-based), som infördes inför föregående vinter, är nu den metod som används kontinuerligt på dagen före-marknaden. Metoden möjliggör en effektivare användning av transmissionsnätet genom att kapaciteten beräknas och tilldelas utifrån faktiska nätbegränsningar. Detta har bidragit till ett mer optimerat flöde i nätet och till att överföringskapaciteten i större utsträckning kan styras till de områden där efterfrågan varit som högst.

Inga beredskapshöjningar av den Strategiska reserven genomfördes under perioden den var upphandlad, detta då balansen i elsystemet kunde upprätthållas med ordinarie marknads- och driftåtgärder.

2.1 Elförbrukning under vintern

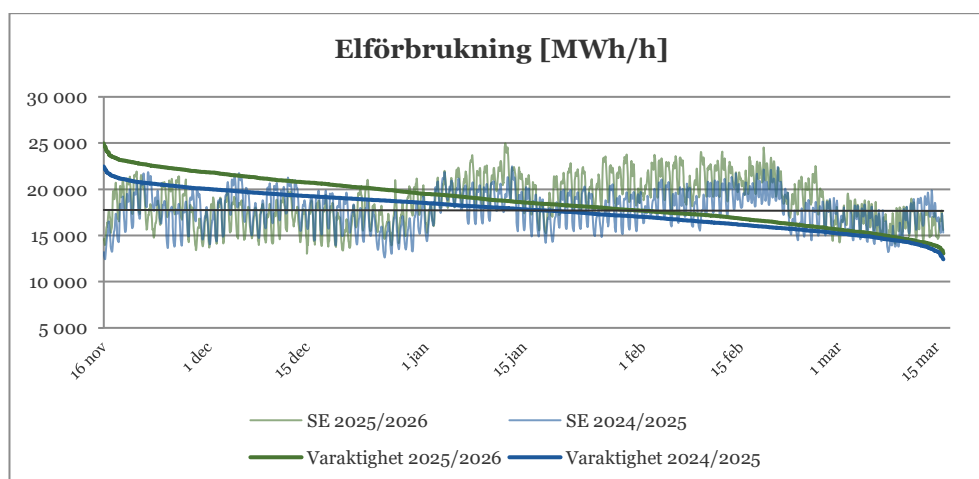
Kallt vinterväder dominerade under stora delar av vintern 2025/2026, med undantag för en inledande period med mycket mildt väder i december

samt kortare mildvädersinslag kring mitten av januari. Efter den milda inledningen etablerade sig kallare vinterväder successivt över landet, och första halvan av januari präglades av utbredd kyla och snö. Därefter följde ytterligare en kall period innan mildare luft återkom i slutet av februari, då den meteorologiska våren etablerade sig över de sydligaste delarna av landet.

Sett i relation till den nuvarande normalperioden 1991–2020 blev vintern kallare än normalt på de flesta håll i landet, särskilt i Svealand och Norrland. I delar av södra Sverige samt lokalt i nordvästra Svealand och längs ostkusten förekom dock mindre temperaturöverskott. I norra Norrland var vintern på flera håll den kallaste på många decennier, och lokalt i Tornedalen har man fått gå tillbaka till mitten av 1980-talet för att finna en kallare vinter.⁷

Den 12 januari 2026 kl. 8–9 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) med en förbrukning på 24 800 MWh/h. Det är en högre förbrukning än den som var under den förra milda vinterns topplastimme (22 470 MWh/h), men inte så högt som vi har haft tidigare vintrar.

Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1⁸.



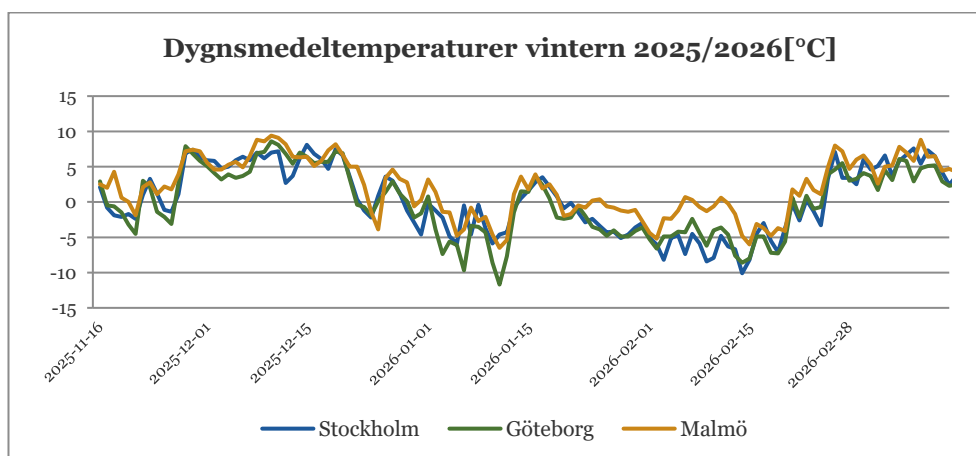
⁷ Vintern 2026 - Klimatologiskt sett mild i söder — SMHI

⁸ 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. Källa: Svenska kraftnät.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 134 TWh under hela 2025 (136 TWh för 2024)⁹. Trots den något lägre elanvändningen för helåret 2025 var elanvändningen under vintern något högre än fjolårets. Om vintern 2025/2026 jämförs med vintern 2024/2025 var elanvändningen ungefär 54 TWh jämfört med 51 TWh. Detta kan delvis förklaras av att fjolårsvintern var ovanligt mild.

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 ca 16 gånger mer än vad av en grad kallare i SE1 gör¹⁰. Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4), och det syns att topplasttimmen den 12:e januari inträffade under en period med kallare väder i samtliga av dessa storstadsområden.



Figur 2. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2025/2026. Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmiddeltemperatur som föregick vinterns topplasttimme¹¹ med lägsta 3-dygnsmiddeltemperaturer under en typisk

⁹ SCB

¹⁰ Källa: Svenska kraftnät.

¹¹ Medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick topplasttimmen. Temperaturerna för de dygn som föregår topplasttimmen är relevanta då värmebehovet i byggnader är fördröjt.

normal-, tioårs- och tjugoårsvinter¹². Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mildare än vid en normalvinter för alla områden utom SE1.

Stad (elområde)	Topplast- timmen [°C]	Normal- vinter [°C]	Tioårs- vinter [°C]	Tjugoår- svinter [°C]
Luleå (SE1)	- 26	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 12	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 5	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	- 5	- 6	- 11	- 12

Tabell 1. 3-dygnmedeltemperatur för vinterns topplasttimme samt den lägsta 3-dygnmedeltemperaturen för en normal-, tioårs- och en tjugoårsvinter.

2.2 Elproduktion under vintern

Tabell 2 redogör för installerad effekt samt produktion per produktionsslag och Tabell 3 fördelningen per elområde från januari 2026.

¹² De kallaste 3-dygnmedeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år.

	Vatten- kraft	Vind- kraft	Kärn- kraft	Sol- kraft ¹³	Övrig värme- kraft ¹⁴	Totalt
Installerad effekt 2026-01-01[MW]	16 300	18 300	7 000	5 500	7 000	54 100
Förändring sedan 2025-01- 01 [MW]	-	+ 1 300	+100	+ 700	+ 400	+ 2 500
Produktion, vintern 2025/2026 [TWh]	28	15	18	0,1	3	64
Produktion, hela 2025 [TWh]	69	39	45	3	12	168
Utnyttjande- grad, topplastimmen	76 %	18 %	99 %	0 %	23 % ¹⁵	

Tabell 2. Installerad effekt [MW] samt produktion per kraftslag, förändring sedan året innan, produktionssiffror, och utnyttjandegrad vid topplastimmen. Siffrorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 198	8 103	2 627	347	16 300
Kärnkraft	0	0	7 012	0	7 000
Vindkraft	3 144	7 957	4 555	2 687	18 300
Gasturbiner + övrigt ¹⁶	0	0	888	631	1 500
Kondens	0	0	0	662	700
Kraftvärme, fjärrvärme	149	258	1 977	904	3 300
Kraftvärme, industri	117	529	527	412	1 600
Solkraft ¹⁷	50	261	2 578	2 652	5 500
Summa	8 600	17 100	20 100	8 300	54 100

¹³ Installerad effekt och produktion för solkraft innehåller uppskattningar och är ej officiell

¹⁴ I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft, gasturbiner, diesel- och gasmotorer.

¹⁵ Utnyttjandegrad tar inte hänsyn till gasturbiner och kondensverk som normalt inte används.

¹⁶ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

¹⁷ Installerad effekt för solkraft innehåller uppskattningar och är ej officiell

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

2.2.1 Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under senare delen av vintern 2025/2026 legat under medelvärdet¹⁸. Under 2025 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 69 TWh¹⁹ (64 TWh under 2024). Under topplasttimmen producerade vattenkraften 76 % av installerad effekt. Det är något lägre än tillgänglighetsfaktorn på 82 % som används för att prognostisera effektbalansen vid topplasttimmen. Se Bilaga 1 för mer information om tillgänglighetsfaktorer.

2.2.1 Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 45 TWh el under 2025²⁰ (49 TWh under 2024). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 99 % av installerad effekt, vilket är något högre än tillgänglighetsfaktorn på 90 %.

2.2.2 Vindkraft

År 2025 producerade vindkraften i Sverige 39 TWh el²¹ (41 TWh under 2024). Vindkraftens utnyttjandegrad²² under 2025 uppgick till 24 % av installerad effekt.

Som mest producerade vindkraften 13 022 MWh/h under vintern och som minst 327 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 18 % av installerad effekt (förra vintern 63 % av installerad effekt). Tillgänglighetsfaktorn som används för vindkraft är 9 %.

¹⁸ Källa: Energiföretagen Sverige. Jämförs med perioden 1960-2021 – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁹ Källa: Energiföretagen Sverige

²⁰ Källa: Energiföretagen Sverige

²¹ Källa: Energiföretagen Sverige

²² Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

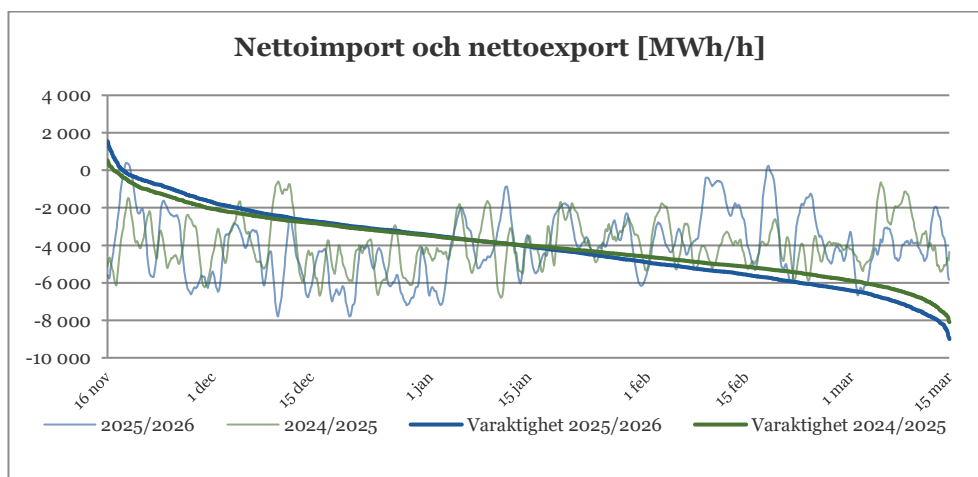
2.2.3 Kraftvärme

Under 2025²³ producerade de svenska kraftvärmeverken²⁴ 12 TWh el²⁵ (12 TWh under 2024). Generellt producerade kraftvärmens motsvarande mängd under vintern 2024/2025 jämfört med vintern innan. Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmens 23 % av installerad elektrisk effekt (12 % föregående vinter). Tillgänglighetsfaktorn som används för kraftvärme under vinterperioden är 77 %.

Mängden el som kraftvärmens 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 värmekraftverk till förmån för större andel värme.

2.3 Import och export under vintern

Figur 3 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (-) Sverige. Både på årsbasis och under vintern exporterar Sverige generellt sett mer elenergi än det som importerats. Den totala exporten var något högre denna vinter (11,6 TWh) jämfört med föregående vinter (11,3 TWh). Det totala antalet timmar då Sverige var nettoimportör av el under denna vinter (52 timmar) blev dock något fler än under förra vintersäsongen (22 timmar).



²³ Källa: Energiföretagen Sverige

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

²⁵ Källa: Energiföretagen Sverige

Figur 3. Dygnsmedelvärde för nettoimport (+) och nettoexport (–) för Sverige de senaste två vintrarna, baserad på fysiskt nettoflöde. Källa: Nord Pool och Svenska kraftnät.

Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2025/2026 redovisas i Tabell 4.

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen	Totalt
Nettoenergiutbyte	– 0,9	– 4,9	– 2,8	– 1,1	– 0,3	– 1,6	– 11,6

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2025/2026 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

Siffrorna visar att trenden med ökande öst-västliga flöden har brutits. Nettoexporten till Norge, som observerats de senaste två åren, minskade i år (0,9 TWh) jämfört med fjolåret (1,3 TWh). Samtidigt ökade nettoexporten till Finland kraftigt, från 2,1 TWh förra vintern till 4,9 TWh denna vinter.

En stor del av exporten till Finland kommer från elområde SE1, där överföringsförmågan har stärkts inför årets vinter med utbyggnaden av Aurora line.

2.4 Elpriserna under vintern

Priset på dagen-före marknaden sätts kvart för kvart 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 utnyttjad²⁶.

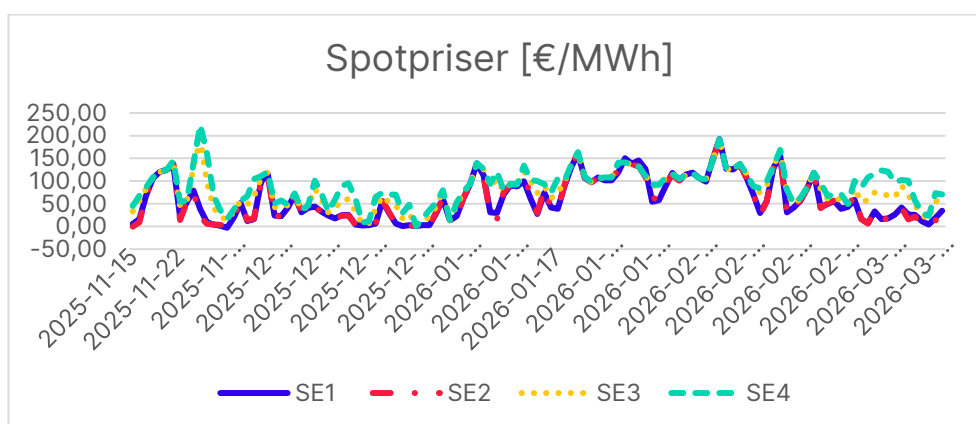
Medelpriserna i Sverige under vintern 2025/2026 var högre och jämnare sett över landet jämfört med föregående vinter. Vattenmagasinsnivåerna har varit betydligt lägre den här säsongen och ökad kapacitet till Finland har bidragit till minskade skillnader mellan elområdena.

²⁶ Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden.

	Vintern 2022/2023	Vintern 2023/2024	Vintern 2024/2025	Vintern 2025/2026
SE1	106	55	17	61
SE2	106	55	16	61
SE3	137	66	57	80
SE4	146	68	68	90

Tabell 5. Medelpriser i varje elområde för de fyra senaste vintrarna, i euro/MWh. Källa: Nord Pool och Nordic RCC (2023/2024)

Priserna vintern 2025/2026 är betydligt högre i genomsnitt än de föregående två åren men fortfarande långt ifrån de priser vi såg under energikrisen vintern 2022/2023 som påverkades av Rysslands invasion av Ukraina samt hög otillgänglighet av kärnkraftsreaktorer i Frankrike. Upp till 26 av 56 av de franska reaktorerna var ur drift under vintern 2022/2023²⁷. Vid tillfällena med de högsta priserna i Sverige under vintern 2022/2023 var även kärnkraftreaktorerna Ringhals 4 och Oskarshamn 3 ur drift, vilket också medförde överföringsbegränsningar i transmissionsnätet²⁸.



Figur 4. Dagnsmedelpriser på dagen-före marknaden i Sveriges elområden vintern 2025/2026. Källa: Nordpool

Det högsta priset inom Sverige på dagen-före marknaden under vintern noterades 19 februari 2026 kl. 8:30–8:45, när priset var 493 euro/MWh i SE4²⁹. Priset i respektive område denna timme framgår av figur 5. Det

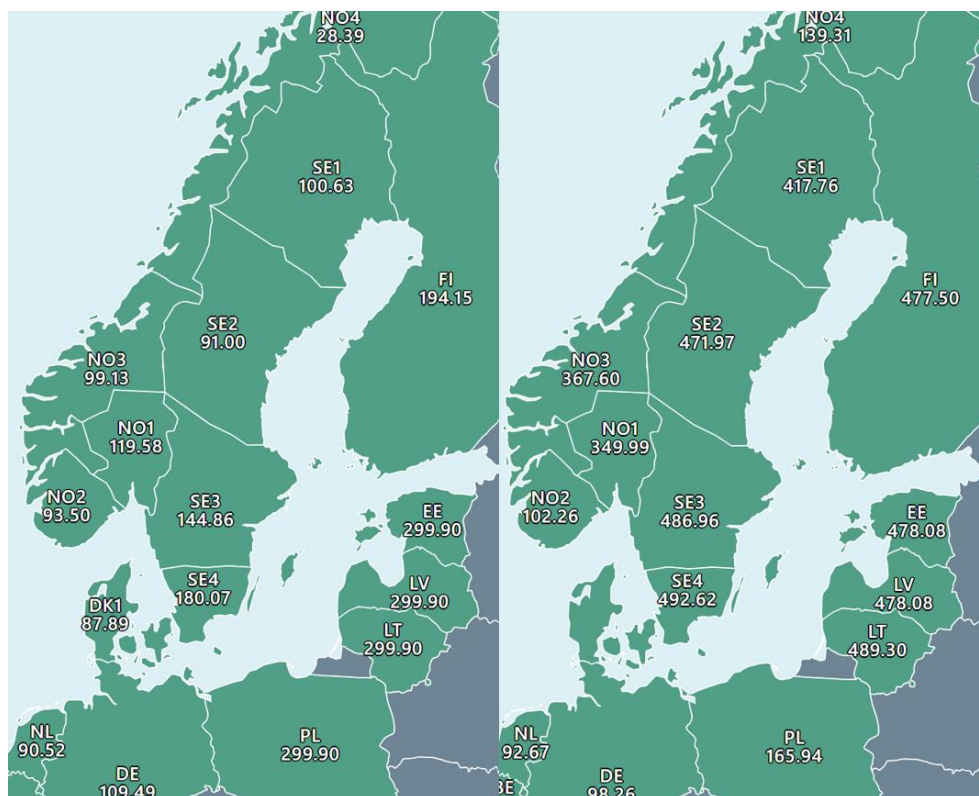
²⁷ Källa: New York Times - <https://www.nytimes.com/2022/11/15/business/nuclear-power-france.html>

²⁸ Källa: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) - <https://www.nucs.net/>

²⁹Källa: Nord Pool

högsta noterade priset i Sverige under föregående vinter var 707 euro/MWh (12 december 2024 kl. 17–18).

Under vinterns topplasttimme var det högsta priset i SE4 180 euro/MWh. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av figur 5. Det högsta priset vid topplasttimmen under föregående vinter var 103 euro/MWh i SE3.



Figur 5. Till vänster: Priser i Norden och angränsande länder i Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen Till höger: Priset på dagen-före marknaden i Sverige med närområde (euro/MWh) under kvarten med vinterns högsta pris i något svenskt elområde, 19 februari 2026 kl. 8:30–8:45. Källa: Nord Pool

Det lägsta elpriset på spotmarknaden i Sverige under 2025 noterades i SE1 i oktober och var minus 95 euro/MWh. Det lägsta priset under 2024 var minus 60 euro/MWh och inträffade i augusti.

SE2 fick flest negativa priser av alla svenska elområden, 670 timmar eller 7,7 % av alla årets timmar. Detta motsvarar en minskning med 7 % jämfört med 2024.

Det högsta priset på balansenergi för uppreglering under vintern var 7363,36 euro/MWh och inträffade 7 januari 2026 kl. 15.00-15.30 i SE3

och SE4. Detta pris inträffade när det var ett förhållandevis högt uppregleringsbehov relativt tillgänglig budvolym, samtidigt som överföringskapaciteten till södra Sverige var begränsad. De ökade priserna på balansenergi efter att Norden gick över till en automatisk energiaktiveringsmarknad för balanskraft är en följd av att elnätet allt oftare är fullt nyttjat och att balanseringen därför behöver ske mer lokalt och de svenska elområdena har bristande likviditet vad gäller reglerbara resurser.

Svenska kraftnät har under 2025 tillfälligt infört löpande analyser för att manuellt hitta tillfällena där balansenergi priset ska justeras. Syftet är att hantera situationer med extrema priser på mFRR energiaktiveringsmarknad till dess att marknaden har vidareutvecklats, med förbättrad likviditet och en mer stabil prisbild. Under vintern 2025/2026 har 11 stycken kvartar prisjusterats.

2.5 Strategiska reserven

Den Strategiska reserven består av resurser som Svenska kraftnät tecknar avtal med. Avtalens volym och omfattning kan variera över tid beroende på hur behovet ser ut och upphandlingsresultat. För vintern 2025/2026 hade Svenska kraftnät avtal med resurser från Mälarenergi och Sydkraft om totalt 350 MW. Avtalet gällde från den 15 januari till den 15 mars 2026.

Den tidigare effektreserven hade en volym på 562 MW och avslutades den 15 mars 2025 när lagen om effektreserv upphörde, och det tidigare fleråriga avtalet löpte ut vid samma tidpunkt. Den strategiska reserven ersätter effektreserven och är anpassad efter EU:s regelverk för kapacitetsmekanismer

Den Strategiska reserven har under den gångna vintern varken beordrats höjd beredskap eller aktiverats. Som jämförelse beordrades effektreserven under vintern 2024/2025 till 2-timmars beredskap vid två tillfällen.

Den Strategiska reserven har haft en tillgänglighet på 100 % under vintern 2025/2026, vilket är detsamma som Effektreserven hade vintern innan.

2.6 Informationsinsatser

Den gångna vintern var inte ansträngande sett till driften av stamnätet. Svenska kraftnäts informationsinsatser bestod därför främst av regelbunden information om effektsituationen och driftläget.

Svenska kraftnät har informerat veckovis om driftläget på hemsidan via "Information från driften". Informationssidan omfattar aktuella handelskapaciteter, planerade avbrott och produktions- och förbrukningsprognoser med allmänna kommentarer från driftchefen. Sidan uppdateras på vardagar med en bedömning av effekttillräckligheten för de kommande tre dyggen³⁰.

Som systemansvarig för överföringssystemet i Sverige är Svenska kraftnät även 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).

Information om hur planerade underhållsarbeten påverkar handelskapaciteterna eller inmatningsabonnemangen och annan driftrelaterad information lämnades löpande via NUCS.

³⁰ [Information från driften | Svenska kraftnät](#)

3 Vinterns topplasttimme 2025/2026

Topplasttimmen under vintern 2025/2026 inträffade 12 januari 2026 kl. 8–9. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 24 800 MWh/h (22 470 MWh/h vintern 2024/2025).

Under topplasttimmen hade Sverige en nettoimport på ca 200 MWh/h. Föregående vinter hade Sverige en nettoexport under topplasttimmen på 2 690 MWh/h, vilket är ovanligt.

Effektbalans, vinterns topplasttimme [MWh/h]	
Produktion inom landet	24 280
Vattenkraft	12 410
Kärnkraft	6 910
Vindkraft	3 360
Övrig värmekraft och ospecificerat	1 600
Import	2 750
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 080
Från Norge via Nea (NO3)	150
Från Finland via Fenno-Skan (FI)	410
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	230
Från Danmark via Konti-Skan (DK1)	580
Från Tyskland via Baltic Cable (DE-LU)	200
Från Danmark via Öresund inkl. Bornholm (DK2)	100
Export	- 2 550
Till Finland via Finland Norr (FI)	- 1 220
Till Polen via SwePol Link (PL)	- 600
Till Litauen via NordBalt (LT)	- 730
Förbrukning inkl. nätförluster	24 500³¹

Tabell 6. Effektbalansen i Sverige måndagen 12 januari 2026 kl. 8–9. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Siffrorna är avrundade, och avvikelser kan förekomma mellan

³¹ Den faktiska förbrukningen var högre då denna tabell endast tar hänsyn till koncessionspliktiga nät.

uppmätt produktion, import och förbrukning på grund av förluster och elanvändning inom ickekonnessionpliktiga nät.

Under vintern 2025/2026 var elanvändningen något högre jämfört med föregående år. Dock visade topplasttimmen att elanvändningen fortsatt var lägre än vad som historiskt hade förväntats vid likvärdiga temperaturer. Detta tyder på att en del av besparingsviljan från vintern 2022/2023 finns kvar hos elkonsumenterna vid höglastsituationer.

Vindkraften producerade 18 % av installerad effekt under topplasttimmen (förra året 62 %). Vindkraften kan variera kraftigt och kan därför få stor påverkan på effektbalansen under ansträngda timmar.

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

Ett underskott i effektbalansen (lägre produktion än förbrukning i ett elområde) täcks i normalfallet med import från intilliggande elområden. Om marknadens resurser inte räcker till kan den Strategiska reserven aktiveras. Det finns även resurser som är tillgängliga för att hantera överlast vid störningar som kan användas för balansering vid effektbrist. Den sista åtgärden för att hantera effektbrist är att koppla bort elförbrukning, så kallad manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK).³² Detta har Svenska kraftnät aldrig behövt göra.

3.1 Tillgängliga kapaciteter

I Tabell 7 framgår hur stor den återstående överföringskapaciteten för balanskraft var inom Sverige under topplasttimmen³³. Tabellen visar även tillgänglig kapacitet för balanskraft från våra nordiska grannländer. Sverige deltar inte på samma marknad som Kontinentaleuropa för utbyte av balanskraft. Utbyte av balanskraft med Tyskland, Polen och Litauen sker därför endast vid förfrågan.

³² Förbrukningsfrånkoppling | Svenska kraftnät

³³ Svenska kraftnät kan tillåta en högre överföring under drifttimmen än vad som har tilldelats elmarknaden (om det anses driftsäkert).

Under topplasttimmen fanns ledig kapacitet kvar över snitt 2 (SE2-SE3), vilket är ovanligt för topplasttimmen. Eftersom den mesta förbrukningen ligger i södra Sverige så är ledig överföringskapacitet till SE3 och SE4 mer intressant att följa upp än ledig överföringskapacitet norr om snitt 2. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga uppregleringsbud i angränsande elområden. Detta berörs i avsnitt 3.2.

Förbindelse	Tillgänglig överföringskapacitet för balanskraft [MW]
1 (SE1-SE2)	200
2 (SE2-SE3)	150
4 (SE3-SE4)	160
Norr om snitt 2	
NO4-SE1	20
FI-SE1	3 740
NO3-SE2	20
NO4-SE2	0
Söder om snitt 2	
FI-SE3	160
NO1-SE3	27
DK1-SE3	80
DK2-SE4	120

Tabell 7. Tillgänglig överföringskapacitet för balanskraft (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden (MW). Datan gäller topplasttimmen för vintern 2025/2026. Källa: Svenska kraftnät

3.2 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 budades in till reglerkraftmarknaden. Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen-före eller intradag-marknaden kan buda in dessa till reglerkraftmarknaden. Ett

villkor är dock att de är förkvalificerade för att lägga bud på reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 1 320 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns ungefär 840 MW i södra Sverige, och ytterligare 150 MW kunde överföras på snitt 2. Därtill fanns tillgänglig kapacitet på ca 1 300 MW i överbelastningsreserven och 150 MW i en reserv som delas med Danmark. Under topplasttimmen var Sverige nedreglerat med ca 280 MW, det vill säga det fanns inget uppregleringsbehov under timmen.

I Tabell 8 redovisas den totala volymen 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	1 320	990
Norge	3 190	30
Danmark	700	200
Finland	690	160
Summa	5 900	1 380

Tabell 8. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen samt hur stor del som var överförbara till södra Sverige. Källa: Svenska kraftnät

3.2.1 Norge

I Norge fanns 3 190 MW tillgängliga bud under topplasttimmen men begränsat med tillgänglig överföringskapacitet till södra Sverige via Hasle-förbindelsen (NO1-SE3). Detta syns inte i kapaciteterna som redovisas i tabellen men samarbetet med Statnett är sådant att om Sverige skulle ha effekttillräcklighetsproblem kan åtgärder vidtas för att tillgängliggöra ytterligare kapacitet mot Sverige.

3.2.2 Danmark

Cirka 200 MW överföringskapacitet fanns tillgängligt mellan Danmark och Sverige under topplasttimmen, vilket var lägre än tillgången på uppregleringsbud i DK1 och DK2. Det var med andra ord den återstående

överföringskapaciteten på kablarna som förbinder oss som var begränsande för hur mycket balanskraft som fanns tillgänglig för södra Sverige från Danmark.

3.2.3 Finland

I Finland fanns en uppregleringsvolym om 690 MW. Hela denna volym var tillgänglig för att importeras till Sverige i norr under topplasttimmen. Den tillgängliga kapaciteten på Fennoskan, som förbinder Finland med SE3, var 160 MW.

3.2.4 Övriga länder

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från Polen och Litauen. Vid topplasttimmen exporterades drygt 1300 MW till Polen och Litauen. Detta innebär att det hade varit möjligt att importera kraft vid behov. En realistisk uppskattning är att Sverige kan få uppemot 200 MW vid behov från Litauen eller Polen.

3.2.5 Slutsats

Under topplasttimmen fanns det ungefär 840 MW i form av tillgängliga uppregleringsbud i södra Sverige, och teoretiskt hade ytterligare 150 MW kunnat importeras från norra Sverige, 390 MW från andra nordiska länder via reglerkraftsmarknaden, och cirka 200 MW från kontinenten. Den totala tillgängliga volymen i södra Sverige under topplasttimmen bedöms därför till 1 580 MW.

Det fanns goda marginaler i systemet för att hantera obalanser och för att kunna återställa reserver vid en större störning. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var i stora delar av landet mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter och förbrukningen var också något lägre än normalt. Av denna anledning hade topplasten sannolikt varit högre förutsatt normal förbrukning och temperaturer i linje med en normalvinter. Om vindkraften bara producerat 9 % av den installerade effekten³⁴ hade annan produktion, eller import, behövt kompensera för det.

³⁴ Nio procent av installerad effekt är det tillgänglighetstal som används för vindkraften i den statistiska analysen av tillgänglighet under topplasttimmen. Se bilaga 1.

4 Driftsäkerhet under sommaren 2026

I detta kapitel redovisas en statisk effektbalansbedömning vid uppskattad topplasttimme för varje sommarmånad och en allmän bedömning av driftsäkerheten för den kommande sommarperioden 2026.

4.1 Prognos för effektbalansen, sommaren 2026

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen per månad för sommaren 2026 uppdelat mellan elområden, södra och norra Sverige och riket i stort. Resultatet visar på en positiv effektbalans för Sverige som helhet för topplasttimmen³⁵. Sedan övergången till den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden (flow-based) optimeras flödena till de områden där behovet är som störst. Därmed bör kapaciteterna som är publicerade via NUCS ses som konservativa bedömningar. Att tillgänglig handelskapacitet mellan södra och norra Sverige, trots dessa konservativa antaganden, bedöms vara tillräcklig för att täcka behovet i södra Sverige indikerar att elsystemet har goda möjligheter att hantera en eventuell störning och därmed bibehålla en god driftsäkerhet under sommaren.

³⁵ Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på uppmätta förbruknings- och produktionsmönster för somrarna 2021 – 2025, och med hänsyn till planerade kärnkraftsrevisioner. Detta är dock 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	5 100	5 000
SE3	-2 000	-300	-700	-3 000
SE4	-1 800	-1 600	-1 700	-1 800
Norra Sverige	8 100	8 100	8 100	8 000
Södra Sverige	-3 800	-1 900	-2 400	-4 800
Lägsta Kapacitet SE2>SE3 ³⁶	4 900	4 400	5 400	5 400
Effektbalans tillgänglig för södra Sverige	1 100	2 500	3 000	600

Tabell 9. Förväntad effektbalans (skillnad mellan förväntad tillgänglig produktion och antagen maxförbrukning) per elområde vid uppskattad topplastimme för respektive månad sommaren 2026. Siffrorna är avrundade.

4.1.1 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorerna 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 under höstens Kraftbalansrapport³⁷ och utgår ifrån den maximalt installerade effekten per kraftslag.

Tabell 10 visar antagna tillgänglighetsfaktorer som ligger till grund för prognosen för sommaren. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 1 och 2.

³⁶ <https://www.nucs.net/transmission-domain/ntcYear/show>

³⁷ [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport höst 2025](#)

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 %	Se Bilaga 1 för antaganden
Vattenkraft	75 %	Utgår ifrån produktionstoppen för maj-sep (2017-2023)
Kärnkraft	Enligt revisionsplaner	Utgår ifrån månadernas revisionsplaner
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	10 %	Se Bilaga 1 för antaganden
Kondenskraft	50 %	Antagen tillgänglig kraft på dagen-före marknaden med hänsyn till meddelande om otillgänglighet
Gasturbiner	0 %	Överbelastningsreserven är inte medräknad för effektbalansen

Tabell 10. Antagna tillgänglighetsfaktorer i kraftbalansstudien för sommaren 2025

För varje dygn är det elmarknadens utfall som bestämmer 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 bland annat 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 genom att använda ett medelvärde över flera år.

4.1.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Precis som tidigare sommarperioder kommer handelskapaciteterna variera under sommaren. Kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor meddelas via IT-plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det senaste driftläget. Även om den övergripande effektbalansen för hela landet visar på god effektbalans som helhet så beror den i hög grad på möjligheten att överföra kraft mellan elområden, särskilt från norra Sverige till södra Sverige. I och med övergången till den

flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden kommer även flöden optimeras till de områden där behovet är som störst. Därmed bör kapaciteterna som är publicerade via NUCS ses som konservativa bedömningar.

Överföringskapaciteten är vanligtvis lägre under sommaren på grund av högre omgivningstemperaturer och planerade lednings- och stationsavbrott i transmissionsnätet. Avbrotten planeras därför för att minimera påverkan på marknaden och samtidigt uppfylla kraven om driftsäkerhet, det så kallade N-1 kriteriet.

Faktorer som kan påverka överföringskapaciteten 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 upp- och nedregleringsreserver på vardera sidan om den belastade ledningen. Saknas reserver måste Svenska kraftnät sänka den tilldelade 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.

Höga 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.

4.2 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2026

I detta avsnitt redogörs för den allmänna driftsäkerhetsbedömningen och tillgängliga handelskapaciteter för sommarperioden 2026.

Det finns etablerade åtgärder och rutiner som Svenska kraftnät följer för att säkerställa driftsäkerheten, där ett N-1 fel ska kunna hanteras utan allvarliga följder för kraftsystemet. Det kan handla om bland annat reaktiva komponenter som används för spänningsreglering, mothandel eller omdirigering för att avlasta utsatta ledningar vid ett visst flödesmönster i kraftsystemet, eller upphandling av reserver för att säkerställa frekvenshållningen. När analyser tyder på att de etablerade åtgärderna inte skulle vara tillräckliga för att upprätthålla driftsäkerheten har Svenska kraftnät vid tidigare tillfällen säkerställt särskilda åtgärder som komplement till de etablerade avhjälpande åtgärderna.

Inför sommaren 2026 bedömer Svenska kraftnät att driftsäkerheten kan bibehållas utan behov av särskilda åtgärder utöver etablerade rutiner. Det finns perioder där samtidiga otillgängligheter av reaktorer i Forsmark och Ringhals kan leda till större begränsningar av tillgänglig kapacitet för elmarknaden. Om det samtidigt skulle finnas begränsad produktion från sol- och vindkraft kan högre elpriser förväntas för dessa perioder. Dock bedöms konsekvenserna främst påverka elmarknaden och inte driftsäkerheten. Inför sommaren 2026 har Svenska kraftnät också tillgång till kontrakterade mothandel- och omdirigeringsresurser som kan användas vid behov.

4.2.1 Brandrisk

En generell driftsäkerhetsrisk under sommaren är brandrisk i ledningsgator. Situationen är beroende av vädret den kommande perioden, men övervakas av Svenska kraftnät. Om brandrisken skulle utvecklas negativt under sommaren kan det i förlängningen påverka Svenska kraftnäts planerade avbrott i syfte att genomföra underhåll eller utbyggnad. Inför sommaren genomförs extra utbildning för driftpersonal att hantera situationer med bränder i anslutning till ledningsgator.

4.2.2 Rotationsenergi

Under sommaren är det förväntat att rotationsenergin sjunker något i det nordiska systemet i perioder där färre synkront anslutna generatorer är i

drift. För att säkerställa frekvensstabiliteten, under de timmar då rotationsenergin förväntas bli för låg för att klara lägsta tillåten frekvens efter fel, genomförs precis som tidigare år upphandling av den avhjälpanande åtgärden snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR). Upphandlingen sker om prognosen pekar på ett kommande behov.

4.2.3 Nedregleringsbehov

Vid perioder med låga spotpriser, som kan inträffa under sommaren när elanvändningen är låg och produktionen från solkraft är hög, finns ett ökat behov av nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden. Brist på nedregleringsbud uppstår när spotpriset är väldigt lågt och när en stor andel av den produktion som vanligtvis erbjuder nedregleringsbud inte är i drift. Detta kan resultera i att mängden tillgänglig produktion för nedreglering minskar, med risk för överfrekvens.

4.2.4 Marknadspåverkan under sommaren

Det finns flera planerade arbeten i nätet från norr till söder som kommer påverka handelskapaciteterna. I norr planeras flera stationsförnyelser vilket innebär arbete som pågår under hela sommarperioden. Ledningsförnyelser längs västkusten som startade förra sommaren fortsätter under sensommaren och hösten 2026 och kan påverka handelskapaciteterna. Stationsförnyelsen av Glan, vilket är ett fortsatt arbete från föregående år, samt stationsförnyelsen av Åker kan påverka tillgängliga handelskapaciteter och därmed påverka marknaden. De östvästliga kraftflödena i transmissionsnätet bedöms också fortsatt leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige³⁸. Enligt gällande marknadsmeddelande finns perioder med otillgängliga reaktorer i både Forsmark och Ringhals som ytterligare kan påverka handelskapaciteterna.

Sammantaget bedöms dock kraftsystemet ha god möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgängliga reglerkraftsbud och överbelastningsreserv. Elmarknaden bedöms också ha god möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet med tillgänglig överföringskapacitet i samband med planerade arbeten under sommaren även om priserna kan bli högre under perioder med mindre produktion från sol- och vindkraft.

³⁸ Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall.

Stängningen av Hormuzsundet, mellan Iran och Arabiska halvön, kan ha en indirekt påverkan på elpriset i Sverige under sommaren.³⁹ Stängningen har gjort att gaspriset har gått upp, vilket påverkar elpriset i Europa, som Sverige är sammanlänkat med. Svenska kraftnät följer utvecklingen noga i samverkan med andra myndigheter.

4.2.5 Beredskap under sommaren

Precis som alltid behöver kraftsystemet ha beredskap att hantera en oväntad händelse som förändrar de planerade förutsättningarna. De senaste sommarperioderna visar att driften av stamnätet under sommaren kan vara minst lika utmanande som under vintern. Det innebär att Svenska kraftnät fortsatt fokuserar på ökad driftsäkerhet för kommande sommarperioder snarare än bibehållen/likvärdig driftsäkerhet för att öka marginalerna för en oväntad händelse.

³⁹ [Stabil elförsörjning i Sverige trots osäkert läge på energimarknaderna | Svenska kraftnät](#)

5 Effekttillräcklighet på sikt

5.1 Egna studier

Svenska kraftnät gör ingen ny långsiktig studie i denna rapport. Istället hänvisas till de kort- och långsiktiga marknadsanalyserna som Svenska kraftnät publicerar. En NRAA (National Resource Adequacy Assessment) kommer genomföras och beräknas vara klar i slutet på 2026 enligt uppdrag i instruktion för Svenska kraftnät (SFS 2025:782).

5.2 Andra studier

5.2.1 ENTSO-E rapport, Seasonal Outlook

ENTSO-E rapporten, *Seasonal Outlook*⁴⁰, görs två gånger per år på temat vinterns och sommarens effekttillräcklighet. Tidigare har den använt en metod liknande den statistiska metoden som används i denna rapport, men numera används en probabilistisk metod även här. Eftersom rapporten kommer senare under året och innehåller uppdaterade bedömningar från andra systemoperatörer kan den ge en bra bild av den förväntade effektbalansen inför kommande vinter.

5.2.2 Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)

Framtida effektbalans analyseras varje år i ENTSO-E:s rapport European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Denna rapport bygger på probabilistiska simuleringar, och räknar därmed med import/export mellan länder och elområden. Studien ska också ta i beaktning olika lönsamhetsbedömningar för att ta hänsyn till möjlig avveckling av olönsam produktion, eller tillkommande produktion där det skulle vara ekonomiskt bärkraftigt. Senaste rapporten (ERAA 2025) publicerades i december 2025⁴¹. ACER godkände rapporten i april 2026 men vill se förbättringar på flera områden⁴².

⁴⁰ [Senaste seasonal outlook \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu)

⁴¹ <https://www.entsoe.eu/eraa/2025/>

⁴² <https://www.acer.europa.eu/news/acer-calls-improvements-2025-european-resource-adequacy-assessment-eraa>

I Tabell 11 anges antal timmar med observerad effektbrist (Loss of Load Expectation – LOLE) för de svenska elområdena för varje analysår, och i Tabell 12 anges förväntad icke levererad energi (Expected Energy not served – EENS). I tidigare ERAA togs två scenarion fram, men sedan ERAA 2024 användes bara ett (kallat "central reference scenario").

	2028	2030	2033	2035
SE1	0	0,2	0,4	0,3
SE2	0	0	0	0
SE3	1,4	3,1	8,5	4,4
SE4	6,5	7,8	10,0	6,6
Sverige	6,5	7,9	10,3	6,9

Tabell 11. Antal timmar med effektbrist (LOLE) för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2025). Källa: ENTSO-E⁴³.

	2028	2030	2033	2035
SE1	0	0	0	0
SE2	0	0	0	0
SE3	0,3	0,6	4,1	1,3
SE4	2,3	2,5	3,7	1,9
Sverige	2,6	3,1	7,8	3,2

Tabell 12. Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2025). Källa: ENTSO-E.

ERAA 2025 visar stor effektbrist för de kommande åren, klart över den nationella tillförlitlighetsnormen på 1,0h per år (vilket är kravet om ett land vill införa en kapacitetsmekanism).

⁴³ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_Annex3_DetailedResults_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf

Bilaga 1: Tillgänglighetsfaktorer

Denna bilaga förklarar de tillgänglighetsfaktorer som används för sommaren och vintern. Faktorn används för att multiplicera med installerad effekt och då ge prognosticerad tillgänglig effekt under topplasttimmen. Faktorn är inte samma sak som förväntad årsproduktion (ofta kallad kapacitetsfaktor eller utnyttjandegrad). Exempel: tillgänglighetsfaktorn för vindkraft är här 9 %, men utnyttjandegraden för en park kan vara runt 30-40 %.

Vattenkraft

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinsnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt⁴⁴. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 300 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 %. Under sommaren utgår tillgänglighetsfaktorn från den högsta produktionstoppen mellan maj-september för åren 2017–2023, som var ca 75 % av den installerade produktionen.

Kärnkraft

Under vintern beräknas kärnkraften ha en tillgänglighet på 90 %. 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 nio procent (9 %) under topplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen av vindkraftens produktion. Ett nytt underlag togs fram inför förra årets rapport för produktionen under åren 2017–2023, vilket bekräftade att detta tillgänglighetstal 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

⁴⁴ Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

oftast är som högst) avtar tillgängligheten. Under sommaren antas tillgängligheten under topplasttimmen också vara nio procent (9 %).

Det är inte säkert att detta är representativt för analyser på längre sikt eftersom vindkraftverken får en ökad verkningsgrad om de konstrueras högre och kan producera kraft vid lägre vindhastigheter.

Solkraft

Under vintern antas solkraft ha en tillgänglighet på 0 % eftersom topplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt. Under sommaren används 9 % tillgänglighet för solkraften (samma som för vindkraften). På sikt bör en studie göras som närmare undersöker vilket tillgänglighetstal som är rimligt för solkraften under sommaren, inklusive korrelationen mellan elanvändningen och det sammanlagda bidraget från solkraft och vindkraften.

Kondenskraft

Under vintern antas kondenskraften ha en tillgänglighet på 90 % och består idag enbart av Karlshamnverket på 662 MW. Under sommaren antas en tillgänglighet på 50 % av max installerad produktionskapacitet utifrån en uppskattning av hur stor andel som kommer delta på dagen-före marknaden vid tillräckligt höga priser.

Kraftvärme

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

Gasturbiner

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