

Elprispåverkan av ökat utbud av vindkraft i Skåne/SE4

En marknadsanalys av hur ökat utbud av väderberoende kraftproduktion hade påverkat elpriserna i SE4

RAPPORT 2026-1213



Elprispåverkan av ökat utbud av vindkraft i Skåne/SE4

En marknadsanalys av hur ökat utbud av väderberoende kraftproduktion hade påverkat elpriserna i SE4

Mikael Odenberger & Viktor Walter,
Profu

ISBN 978-91-89917-56-9 | © Energiforsk augusti 2026
Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30
E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

1 Innehåll

Förord	4
Sammanfattning	5
Begrepp och definitioner	8
1 Inledning, syfte och bakgrund	9
2 Metod.....	13
2.1 Beräkning av det kontrafaktiska priset.....	14
2.2 Kopplingsregimer.....	14
2.3 Analyserade scenarier	16
3 Resultat	17
3.1 Elprispåverkan av ökat utbud av väderberoende kraft.....	17
3.2 Hur mycket mer last kan integreras när utbudet av kraft ökar?	22
3.3 Konkurrenskraften för väderberoende kraftproduktion och ny last.....	23
4 Slutsatser och diskussion.....	27

Förord

Skåne och elområde SE4 har under de senaste åren präglats av kraftigt varierande och tidvis höga elpriser, samtidigt som det finns geografiska förutsättningar att bygga ut den väderberoende elproduktionen i regionen. Hur ett ökat utbud av vind- och solkraft faktiskt hade påverkat prisbilden är därför en viktig fråga, både för den regionala utvecklingen och för planeringen av framtidens elsystem. Denna rapport, *Elprispåverkan av ökat utbud av vindkraft i Skåne/SE4*, belyser frågan genom en kortsiktig, empirisk marknadsanalys av åren 2024 och 2025.

Analysen har genomförts av Profu på uppdrag av Energiforsk. Det är författarna som ansvarar för innehållet. Arbetet har beställts av enheten för Regional Utveckling, Grön omställning och friluftsliv på Region Skåne.

Profu är ett oberoende forsknings- och konsultföretag specialiserat på analyser inom energi, miljö och avfall, med lång erfarenhet av att studera det nordiska elsystemet och dess marknader.

Ett tack riktas till mottagarna på Regional Utveckling, Grön omställning och friluftsliv för värdefulla synpunkter och diskussioner under arbetets gång.

Sammanfattning

Om en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek hade stått färdig utanför Skåne under 2024 och 2025 hade elpriset i södra Sverige varit ungefär 2 öre/kWh lägre. Med dubbelt så mycket havsvind hade sänkningen blivit mer än dubbelt så stor, omkring 6–7 öre/kWh eller drygt 9 procent. Solkraft sänker årsmedelpriset betydligt mindre, men pressar priset kraftigt under de timmar då solen lyser.

Denna rapport besvarar en hypotetisk fråga: hur hade elpriset i elområde SE4 sett ut om mer vindkraft eller solkraft redan hade funnits på plats under 2024 och 2025? Analysen har utförts av Profu på uppdrag av Energiforsk med Region Skåne som beställare.

Metoden utgår från de priser som faktiskt sattes på elmarknaden. För varje enskild timme under de två åren har vi räknat om priset som om den nya vindkraften eller solkraften hade levererat el just den timmen, med den produktionsprofil ett verkligt kraftverk på platsen skulle ha haft enligt rådande väderförhållanden. Eftersom elpriset sätts av det dyraste kraftslag som behövs för att täcka efterfrågan, sjunker priset när billig el tillkommer – men hur mycket beror på hur ansträngd situationen är just den timmen och på om SE4 för tillfället delar pris med Danmark, Polen och Tyskland, med andra delar av Sverige, eller sätter sitt pris självt. Analysen tar också hänsyn till att överföringskabellarnas kapacitet begränsar hur mycket el som kan exporteras och importeras.

Totalt har sex utbyggnadsscenarier för ny vindkraft och sol i SE4 studerats. Resultaten nedan avser det lastviktade elpriset, dvs ett medelpris där timmar med hög förbrukning väger tyngre, vilket är det pris som bäst speglar vad elanvändarna faktiskt betalar.¹ Som jämförelse låg det lastviktade priset i SE4 på 60 öre/kWh under 2024 och 72 öre/kWh under 2025. Priserna i rapportens tabeller anges i €/MWh; med en växelkurs på 11 kronor per euro motsvarar 1 €/MWh 1,1 öre/kWh.

- En havsvindpark i Kriegers Flaks storlek (ca 650 MW ca 2TWh/år): priset sjunker 2,2 öre/kWh 2024 och 2,6 öre/kWh 2025, dvs knappt 4 procent båda åren.
- Två sådana havsvindparker (ca 1 300 MW och 4 TWh/år): priset sjunker 5,6 öre/kWh 2024 och 6,8 öre/kWh 2025, dvs drygt 9 procent. Effekten är alltså lite mer än dubbelt så stor som vid halva volymen.
- Repowering av den skånska landvinden (ca 650-700 MW och 1,7TWh/år): priset sjunker 1,3 öre/kWh 2024 och 2,2 öre/kWh 2025, dvs 2–3 procent.²

¹ Med lastviktat elpris avses att elpriset medelvärdesbildas inklusive hänsyn taget till lasten i varje tidssteg, dvs årets höglasttimmar påverkar det lastviktade årsmedlet mer än om endast ett aritmetiskt medelvärde beräknas. Centrala begrepp samlas i avsnittet Begrepp och definitioner.

² Med repowering avses att äldre vindkraftverk ersätts med nya, större och effektivare turbiner på samma eller närliggande platser. Se även avsnittet Begrepp och definitioner.

- Havsvind och landvind i kombination (ca 650 MW havsvind och 650-700 MW landvind och totalt ca 4 TWh/år): priset sjunker 4,7 öre/kWh 2024 och 5,8 öre/kWh 2025, dvs ca 8 procent.
- Ny solkraft (1 GW och ca 1 TWh/år): priset sjunker 0,3 respektive 0,2 öre/kWh, dvs under en procent.
- Ny solkraft (2 GW och ca 2 TWh/år): priset sjunker 1,0 respektive 0,7 öre/kWh. Under soltimmarna är effekten däremot stor – priset i de timmar då solkraften producerar faller med 5,2 öre/kWh 2024.

Att havsvinden ger störst utslag beror på dess produktionsmönster. Havsvind har fler fullasttimmar än landvind, dvs mer elproduktion per installerad effekt, och levererar el under en större del av året, inklusive kalla, mörka vinterdygn när efterfrågan är hög och solkraften inte bidrar och priserna därför är som högst. Prisdämpningen är följaktligen störst under vinter- och höstmånaderna. Skillnaden mellan timmarna är stor. Under vinterkvällarna, vardagar kl 17–21 (fyra timmar) i december till och med februari, låg elpriset i SE4 i genomsnitt på 97 öre/kWh 2024 och 109 öre/kWh 2025. Just i de timmarna sänkte en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek priset med i medeltal 3,1 respektive 6,7 öre/kWh – alltså mer än de 2,2 och 2,4 öre/kWh som gäller för året som helhet. Med dubbel utbyggnad blir sänkningen i snitt under vinterkvällarna 8,0 respektive 16,6 öre/kWh, motsvarande 8 och 15 procent av prisnivån. Solkraften har motsatt egenskap: den producerar mitt på dagen under sommarhalvåret, när priset i genomsnitt låg kring 20 öre/kWh. Där är effekten stor – två gigawatt solkraft sänker priset under sommardagarnas mitt med 5,1 öre/kWh 2024, drygt en fjärdedel av prisnivån – men avtrycket på det lastviktade årsmedelpriset blir litet.

För en elkund utgör elpriset bara en del av räkningen. Utöver spotpriset tillkommer elhandlarens påslag, elnätsavgiften, energiskatten (36 öre/kWh under 2026) och, för hushåll, moms på hela beloppet. Eftersom de övriga posterna inte påverkas av utbyggnaden slår prissänkningen igenom med hela sitt belopp i kronor, men sänkningen i procent motsvarar en mindre andel av totalfakturan än när det jämförs med elpriset. För ett hushåll, där momsen läggs på, innebär en sänkning på 2,2–2,6 öre/kWh knappt 3 öre/kWh på fakturan; för ett företag med avdragsrätt för moms är effekten oförändrat 2,2–2,6 öre/kWh. För en eluppvärmd villa med en förbrukning på 20 000 kWh per år motsvarar det ungefär 550–650 kronor per år i det mindre havsvindscenariot (650 MW) och 1 400–1 700 kronor i det större (1300 MW).

Tre förbehåll bör läsas tillsammans med resultaten. Det första är att analysen är kortsiktig: den visar hur de priser som faktiskt observerades hade förändrats om utbudet varit större, under antagandet att marknadens övriga förutsättningar – vattenvärden, bränslepriser och aktörernas budbeteende – varit oförändrade. Det är alltså ingen prognos för framtida elpriser och eftersom en faktisk utbyggnad av ny kraftproduktion tar tid rekommenderas en kompletterande analys av elpriser för ett framtida system som motsvarar de förutsättningar som förväntas råda om ca 5-10 års tid. Det andra är att väderberoende kraft pressar priset mest just de timmar då den själv producerar, vilket försämrar dess egen intjäning. Vindkraftens värdefaktor

hamnar på 74–84 procent av årsmedelpriset och solkraftens på 54–60 procent. Det tredje är att prissänkningen inte består om elanvändningen samtidigt växer. Tillkommer ny last, stiger åter priset. Beräkningarna visar att ett tillskott på ungefär 2 TWh vindkraft ger utrymme för ungefär 2 TWh ny elanvändning innan priset är tillbaka på utgångsnivån trots att tillgängligheten av sådan ny vindkraft beror av vädret och att den installerade effekten därmed inte alltid finns tillgänglig. Det kan lika väl läsas som en möjlighet: den nya kraften kan bära ny industri eller elektrifiering utan att elpriset blir högre än det var före utbyggnaden. Tillskottet ökar i första hand exporten. För tillskott av solex är förhållandet mellan ny produktion och ny last innan priset återgår till ursprungligt pris klart lägre eftersom solexen är koncentrerad till färre timmar med redan lågt pris.

Begrepp och definitioner

Sveriges elområden

Elområde: Sverige är sedan 2011 indelat i fyra elområden (SE1–SE4) med separata elpriser. SE4 omfattar södra Sverige, inklusive Skåne.

Last: Den el som förbrukas i området vid en given tidpunkt (efterfrågan).

Nettolast: Last minus produktion från vind-, sol- och ej reglerbar vattenkraft, dvs. det behov som återstår för planerbar kraft och import att täcka.

Aritmetiskt medelpris: Genomsnittligt elpris där alla timmar väger lika (tidsmedelvärde).

Lastviktat elpris: Genomsnittligt elpris viktat med lasten i varje timme; timmar med hög förbrukning väger tyngre.

Intjäningsförmåga (capture price): Genomsnittligt elpris viktat med ett kraftslags produktion, dvs. det pris kraftslaget i genomsnitt får för sin el (produktionsviktat elpris).

Värdefaktor (capture rate): Intjäningsförmågan i förhållande till det aritmetiska medelpriset, uttryckt i procent.

Kannibaliseringseffekt: Att ett ökat utbud av ett väderberoende kraftslag pressar priset mest just de timmar då kraftslaget självt producerar, vilket sänker dess intjäningsförmåga.

Spill: Produktion som regleras ner och inte kommer till användning när priset annars skulle pressas under noll.

Repowering: Att äldre vindkraftverk ersätts med nya, större och effektivare turbiner på samma eller närliggande platser.

Fullasttimmar: Årsproduktionen dividerad med installerad effekt; ett mått på hur väl kapaciteten utnyttjas.

Valuta och enheter: Elpriser anges i €/MWh; med en växelkurs på ca 11 kr per euro motsvarar 1 €/MWh ungefär 1,1 öre/kWh.



1 Inledning, syfte och bakgrund

Skåne och SE4 har under de senaste åren upplevt kraftigt varierande och, ur ett svenskt perspektiv, höga elpriser. En bidragande orsak, som även lyfts i media,³ är en relativt låg tillgång till lokal elproduktionseffekt samt en stark koppling till den gemensamma europeiska elmarknaden. Elområde SE4 befinner sig därför ofta i en situation där området marknadsmässigt är starkt beroende av inflöde av elkraft från SE3. Samtidigt finns stora möjligheter till export till Europa, där betalningsviljan ofta är hög, vilket bidrar till höga priser ur ett svenskt perspektiv. Ett sätt att minska antalet timmar med höga priser är utökad elproduktionskapacitet med rörliga kostnader som är lägre än dagens elpris.

Vind- och solkraft har generellt mycket låga rörliga kostnader men de har begränsningar avseende planerbarhet, dvs väderförutsättningar begränsar produktionsnivån även om det enkelt går att bygga med möjlighet att reglera ner produktionen under den nivå som vädret medger. En underliggande princip för elmarknadens prisbildning är att producenter bör välja att generera el så fort konsumenternas betalningsvilja överstiger anläggningens rörliga kostnader, dvs allt eventuellt överskott utöver rörlig kostnad kan användas för finansiering av kapitalkostnader, fasta kostnader eller vinst.

Vilka som får möjlighet att producera avgörs genom att producenternas bud till marknaden sorteras stigande i en utbudskurva medan konsumenternas bud (konsumenternas efterfrågan vid olika priser) sorteras fallande i en efterfrågekurva och där dessa kurvor korsar varandra erhåller vi marknadspriset på el. Detta sker i Norden på den gemensamma marknadsplatsen Nord Pool och priset sätts för varje handelsperiod (under analysperioden per timme, sedan oktober 2025 per kvart) och för varje elområde året om.

När producenternas utbudskurva skapas⁴ bjuder producenterna in till marknaden hur mycket produktion de kan tillhandahålla och till vilket pris, för väderberoende kraft görs prognoser eftersom buden ska lämnas innan perioden i fråga inträffar. Detsamma sker från konsumentens sida, dvs återförsäljare förväntas veta tillräckligt för att göra en god bedömning av hur mycket el deras kunder vill ha vid olika prisnivå och för varje handelsperiod över året.

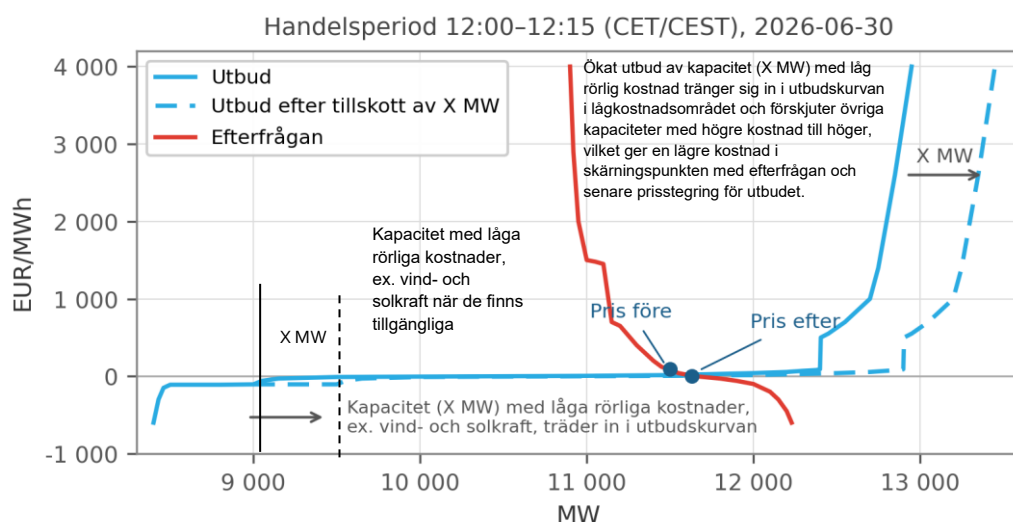
Eventuella prognosfel eller avsteg från de uppskattningar som ligger till grund för marknadsbudet hanteras genom att marknaden agerar via så kallade balansansvariga som har ett åtagande i att balansera sin portfölj, vilket de kan göra genom att agera på intradagsmarknaden samt olika balansmarknader och i slutändan regleras kvarvarande avsteg genom en efterföljande obalansavräkning,

³ Se t.ex. SVT Nyheter (2025-08-20), "Elpriserna rusar i söder – brist på vind och kärnkraft är orsaken", www.svt.se, samt Svenska kraftnät, "Så säkrar Svenska kraftnät elförsörjningen i södra Sverige", www.svk.se.

⁴ Ibland kallad "merit order" från engelskan även om denna benämning egentligen endast beaktar olika teknikers rörliga kostnad, inte hur mycket som finns tillgängligt vid tidpunkten.

som i Norden hanteras av avräkningsbolaget eSett på uppdrag av den systemansvarige, i Sverige Svenska kraftnät. För sådana kvarvarande fel utgår vissa avgifter, vilket ger incitament till balansansvariga att hålla nere obalanser och avsteg från sina bud. Balanseringen är alltså inte enbart en fråga om finansiella transaktioner utan det är genom de balansansvarigas åtgärder, dvs ökad eller minskad produktion respektive förbrukning, som tillgång och efterfrågan fysiskt hålls i balans. De avvikelser som återstår i drifttimmen hanteras av Svenska kraftnät genom aktivering av reserver.

Utbudskurvan som skapas från producenternas bud görs alltså för varje handelsperiod året om och principen är att sortera tillgänglig produktionskapacitet efter ökande kostnad.



Figur 1. Exempel på prisbildning på Nord Pools spotmarknad, dvs faktisk utbuds- och efterfrågekurva från 2026-06-30 klockan 12:00-12:15 anpassad för att visa på principen av ökat utbud av kapacitet med låg rörlig kostnad. Källa: nordpoolgroup.com samt bearbetning av Profu.

Figur 1 visar ett exempel från prisbildning på den svenska elmarknaden samt principiell förklaring av hur ökad tillgänglig effekt med låg rörlig kostnad förskjuter mer kostsamma produktionsalternativ till höger i figuren varpå skärningspunkten mellan utbud och efterfrågan kan ske vid lägre produktionskostnad och därmed lägre pris. För perioder då marknadens jämviktspunkt inträffar på så sätt att det även krävs produktion med höga rörliga kostnader, dvs de mer kostsamma produktionsteknikerna, kan ökad tillgänglighet av mer effekt med låg rörlig kostnad få stor påverkan på priset.

Export påverkar efterfrågekurvan på samma sätt som ökad efterfrågan inom elområdet medan import påverkar utbudskurvan. Således kan export med hög betalningsvilja tvinga fram högre efterfrågan till högt pris, dvs export till högrisregion förskjuter efterfrågekurvens efterföljande del åt höger i Figur 1 vilket

kan ge en situation där prisjämvikten trycks mot att aktivera dyrare produktionstekniker. Likaledes kan import under vissa situationer bidra med antingen ökat utbud av lågpriskraft (ex. överskott av vind- eller solkraft i Danmark eller Tyskland) eller ett ökat utbud av kapacitet med hög rörlig kostnad som kan vara viktigt när effektbalansen är ansträngd. Man ska komma ihåg att denna typ av prisbildning sker för varje handelsperiod och att balansen bestäms för varje enskilt elområde. Tillgängligheten av ökat utbud av väderberoende produktionsresurser kommer att variera och påverka dessa balanser i olika grad beroende på vädret, vid större förändringar i tillgänglig produktion eller ökad last (eller överföringsförmåga) påverkas den generella prisbilden både avseende aritmetiskt medelvärde (tidmedel) och lastviktat medelvärde. Det är alltså magnituden av prispåverkan under varje handelsperiod, och hur ofta SE₄ är priskopplat mot omgivande områden, som avgör utfallet för de medelpriser, såväl aritmetiskt som lastviktat, som används i rapporten. Under marknadsmässiga förhållanden är det dock inte sannolikt att etableringen av dessa produktionstekniker fortgår hur långt som helst eftersom det ökade utbudet kommer att påverka priset just de tider då väderförutsättningarna är gynnsamma, dvs den så kallade kannibaliseringseffekten, vilket leder till låga priser och försämrad intjäningsförmåga för dessa tekniker mer än för tekniker som kan producera även under perioder då det inte blåser eller är god solinstrålning.

Hur mycket export och import som faktiskt kan ske begränsas av den överföringskapacitet som tilldelats marknaden. Så länge det finns ledigt utrymme i en förbindelse mellan två elområden driver marknaden mot en utbytesnivå till dess att prisskillnaden mellan områdena är utjämnad, och områdena får då samma pris. Fylls utrymmet helt kan handeln inte öka ytterligare, varvid en prisskillnad kvarstår och priset i respektive område i stället sätts av den egna balansen mellan utbud och efterfrågan. Överföringskapacitetens storlek är därför avgörande för hur stort genomslag ett ökat utbud inom SE₄ får på priset, och den beaktas i analysen genom de så kallade kopplingsregimerna (se avsnitt 2.2).

Syftet med analysen i denna rapport är att uppskatta hur elpriset skulle ha påverkats av ökat utbud av vindkraft i Skåne, dvs elprispåverkan av ökad vindkraftsproduktion i elområde SE₄. Frågeställningen är hypotetiskt ställd och ämnar undersöka vad elpriset hade varit under 2024 och 2025 om utbudet av vindkraft, dvs den installerade effekten, hade varit högre än idag. Således görs en marknadsanalys av hur elpriset hade bildats med mer vindkraft på plats där analysen undersöker några olika nivåer av ökat utbud för både havsbaserad och landbaserad vindkraft. Frågeställningen som ligger till grund för uppdraget gäller i första hand vindkraft, men analysen kompletteras med ett ökat utbud av solkraft, dels för att kunna jämföra hur kraftslagen på olika vis påverkar elpriset, dels eftersom solkraft kan aktualiseras i diskussionen om det i praktiken visar sig svårt att skapa förutsättningar för mer vindkraft. Prisresultaten avser genomgående hela elområdet SE₄, medan beteckningen "skånsk" anger var tillskottet antas ske; den skånska landvinden utgör en del av SE₄:s samlade landbaserade vindkraft.

Avslutningsvis bör något sägas om de två analysåren. Produktionsmässigt rör det sig om två år inom den normala variationen, men med några nämnvärda skillnader mellan dem och i jämförelse med andra år: 2024 var ett ovanligt blåstigt år i Sverige, medan vindkraftsproduktionen 2025 minskade med omkring fem procent i landet som helhet trots fortsatt utbyggnad enligt Energimyndighetens officiella vindkraftsstatistik⁵. Skillnaden ligger inom den normala mellanårsvariationen, men den bidrar till att prisnivån var högre 2025 än 2024 och är värd att ha i minnet när de två årens resultat jämförs. Utöver mellanårsvariationer i vindkraftsproduktionen finns vissa skillnader i tillgänglighet av den svenska kärnkraften i SE3, bland annat en uttdragen revisionsperiod under 2025 för Oskahamns reaktor 3, samt vissa variationer i tillgänglig överföringskapacitet, vilket även detta påverka prisbildningen i SE4 och bidrar till förklaringen till ett högre elpris under 2025. Vidare har omvärldsläget under perioden varit oroligt, med Rysslands invasionskrig mot Ukraina och ett mer konfliktfyllt handelspolitiskt klimat. Sådana förhållanden ger volatilitet på de globala energimarknaderna, där framför allt naturgaspriset påverkar elproduktionskostnader i Sveriges närområde och därigenom även handelsutbytet mellan elområdena och priserna i Sverige. Analysen modellerar inte dessa förhållanden explicit, utan de ingår i de observerade priser och det budbeteende som beräkningarna bygger på.

⁵ [Vindkraftsstatistik](#) - Energimyndigheten

2 Metod

Analysen bygger på en kortsiktig, empirisk kontrafaktisk metod som skattar hur det timvisa elpriset i SE4 hade förändrats om ytterligare väderberoende produktion hade varit ansluten under 2024 och 2025, utan att prisbildningen i hela den nordeuropeiska marknaden räknas om från grunden. Metoden fångar marknadens faktiska budbeteende och de kopplingsregimer⁶ som överföringsbegränsningar ger upphov till, men kan till följd av sin kortsiktiga ansats inte uttala sig om långsiktiga jämviktseffekter, exempelvis att vattenvärdena anpassas till det ökade utbudet eller att investeringsbeslut påverkas. Det observerade budbeteendet inom analysens tidsfönster speglar dock i viss mån redan rådande vattenvärden, och bränslepriser.

Elpriser anges genomgående i €/MWh (utom i sammanfattningen ovan); med en växelkurs på ca 11 kr per euro motsvarar 1 €/MWh ungefär 1,1 öre/kWh. Analysen jämför det faktiska utfallet under 2024 och 2025 med simulerade fall där utbudet av vind- eller solkraft ökas, allt annat lika. Underlaget är marknadsdata på timnivå⁷ för elpris och produktion⁸ samt överföringskapacitet och fysiska flöden mot kringliggande elområden.⁹ Jämförelsen görs inom ett tidsfönster¹⁰ inom vilket t.ex. bränslepriser, kraftvärmens rörliga elproduktionskostnad och vattenvärden¹¹ kan betraktas som i stort sett konstanta.

Utifrån dessa observationer skattas, per elområde och för varje planerbart kraftslag, hur den producerade effekten varierar med elpriset. De teknikvisa sambanden vägs samman till en för området samlad utbudskurva för respektive kopplingsregim. Vind- och solkraft antas vara "pristagare", som producerar oberoende av pris ned till noll, och hanteras som ett avdrag på lasten. Det återstående behov som planerbar kraft och import ska täcka, den så kallade nettolasten, utgörs därmed av last minus vind-, sol- och ej reglerbar vattenkraft.

⁶ Med kopplingsregim avses om SE4 under en given timme är priskopplat till kringliggande elområden eller inte, dvs. om överföringskapaciteten mot omvärlden är fullt utnyttjad (bindande) eller ej. Kopplingsregimerna beskrivs närmare i avsnitt 2.2.

⁷ Den nordiska elmarknaden använder sedan 2025-10-01 15 minuters handelsperioder på day-ahead-marknaden (15 minuters avräkningsperiod för obalanser tillämpades redan dessförinnan) men analysen är gjord på statistik på timnivå.

⁸ Elpris avser day-ahead-pris (dagen-före-pris) och produktion avser faktisk produktion per kraftslag, båda per elområde och timme. Även den totala förbrukningen (last) hämtas per elområde och timme. Källa: ENTSO-E Transparency Platform (transparency.entsoe.eu).

⁹ Överföring mellan elområden hämtas från ENTSO-E Transparency Platform och omfattar fysiska flöden, schemalagt dagen-före-utbyte samt tilldelad överföringskapacitet (NTC), i den mån sådan publiceras för respektive förbindelse.

¹⁰ Analysen använder ett grundantagande om en månads bakåtblickande tidsfönster rullande, dvs för varje timme baseras kurvor på data för alla timmar en månad bakåt i tiden.

¹¹ Med vattenvärde avses det elpris som krävs för att en vattenkraftsägare med reglerbar vattenkraft ska välja att producera el.

2.1 Beräkning av det kontrafaktiska priset

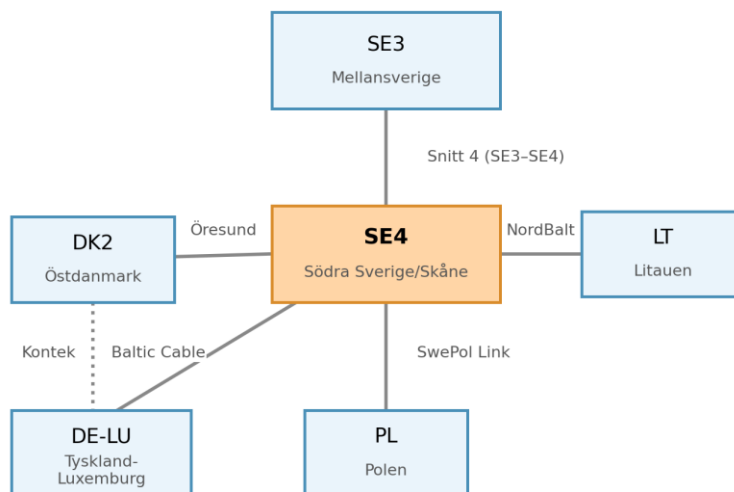
Det kontrafaktiska priset beräknas timme för timme med utgångspunkt i det faktiskt observerade priset. Den tillkommande vind- eller solkraften minskar nettolasten, och priset justeras genom att man följer utbudskurvan för timmens kopplingsregim från behovet före till behovet efter tillskottet. Så länge SE₄ är priskopplat mot en större region är kurvan flack och priseffekten liten, medan en bindande exportbegränsning som ”kopplar loss” SE₄ från Kontinentaleuropa ger en brantare respons och en större prissänkning. Priset tillåts aldrig bli negativt; den produktion som skulle pressa priset under noll räknas i stället som spill.

Analysen beaktar således inte negativa priser, utan bygger på grundantagandet att nedreglering (spill) sker vid nollpris, trots att SE₄ i verkligheten uppvisade ett betydande antal timmar med negativa priser under 2024 och 2025, bland annat till följd av att anläggningar med stödsystem eller vissa avtalskonstruktioner kan välja att producera även vid negativa priser. För analysens slutsatser är detta av begränsad betydelse: vid risk för överskott måste systemet balanseras på något sätt, och exakt vilket kraftslag som står för den erforderliga nedregleringen är i praktiken egalt, utfallet blir i samtliga fall att en del av den produktion som annars hade kunnat genereras spills.

2.2 Kopplingsregimer

Prisbildningen i SE₄ skiftar mellan tre regimer beroende på vilka områden priset är kopplat till en given timme. Regimerna är: (1) priskopplad mot kontinenten, (2) isolerad, samt (3) priskopplad mot SE₃. I den kopplade regimen är priset gemensamt med kontinenten (Östra Danmark (DK₂), DE-LU (Tyskland-Luxemburg), Polen (PL) och Litauen (LT), vilka behandlas aggregerat; se Figur 2) och svarar svagt på förändringar i utbud och efterfrågan. I den isolerade regimen har en bindande exportbegränsning kopplat loss SE₄ från Kontinentaleuropa, och priskänsligheten är hög. När prisskillnaden mot SE₃ utjämnas upphör importbegränsningen SE₃→SE₄ att vara bindande – flaskhalsen ligger normalt i den södergående förbindelsen – och SE₄ blir i stället priskopplat mot SE₃, varvid priskänsligheten åter sjunker.

SE4:s förbindelser till kringliggande elområden



DK2, DE-LU, PL och LT behandlas aggregerat som "kontinenten" i analysen.

Figur 2. Schematisk bild över elområde SE4 och dess förbindelser till kringliggande elområden. Källa: Profu.

Vilken regim som råder avgörs av skillnaden mellan den överföringskapacitet som tilldelats marknaden och det faktiska flödet på varje gräns och riktning. En gräns betraktas som prismässigt kopplad så länge det finns ledigt överföringsutrymme och som bindande när flödet ligger nära den tilldelade kapaciteten. Explicit tilldelad kapacitet (NTC, *Net Transfer Capacity*) finns i det tillgängliga dataunderlaget (marknadsdata från ENTSO-E, se fotnot 8 och 9 ovan) endast för förbindelsen DE-LU-DK2; för övriga gränser approximeras kapaciteten utifrån det schemalagda dagen-före-utbytet.¹²

Vilken regim som råder en enskild timme följer alltså av hur SE4:s egen balans mellan utbud och efterfrågan förhåller sig till priserna i omgivande elområden. När betalningsviljan i Kontinentaleuropa är högre än i SE4 och det finns ledigt exportutrymme söderut sker export till dess att priserna utjämnats, och SE4 är då priskopplat mot kontinenten. Är utbudet i SE4 (inklusive import från SE3) högt och den kontinentala betalningsviljan så hög att exportutrymmet fylls helt kan priserna inte utjämnas: SE4 blir isolerat och priset bestäms av områdets egen balans inklusive full export, vilket gör priset betydligt känsligare för hur mycket produktion som finns tillgänglig inom området. Sjunger priset i SE4 i stället ned mot SE3:s nivå, exempelvis vid hög lokal vindkraftsproduktion, låg last eller låg efterfrågan från kontinenten upphör importbegränsningen från SE3 att vara bindande och SE4 blir priskopplat mot SE3. Ett ökat utbud av väderberoende kraft i SE4 verkar därför på två sätt: dels sänks priset i de timmar då området inte är priskopplat mot kontinenten, dels blir dessa

¹² Den tilldelade kapaciteten skattas som ett robust rullande tak, 97,5-percentilen över ett 30-dagarsfönster, av det schemalagda dagen-före-utbytet per gräns och riktning. En gräns räknas som bindande (frikopplande) när marginalen mot detta tak understiger 100 MW.

timmar fler, eftersom mer lokal produktion oftare fyller exportutrymmet söderut och därmed kopplar loss SE4 från de kontinentala priserna.

2.3 Analyserade scenarier

Elprispåverkan från ökat utbud av väderberoende kraftproduktion undersöks genom ett antal scenarier där tillkommande effekt appliceras via teknikens faktiska timprofil under analysåret. I denna rapport studeras ökat utbud av havsbaserad vindkraft (motsvarande Kriegers Flak, ca 650 MW, samt en fördubbling därav), repowering av skånsk landbaserad vindkraft motsvarande en fördubbling av dagens årsproduktion på ca 1,7 TWh (i effekttermer ungefär 650–700 MW), kombinationen av havsvind (motsvarande en havsvindpark) och landvind (motsvarande repowering), samt ökat utbud av solkraft med en respektive två GW. Havsvindens timprofil baseras på observerad havsbaserad produktion i DK2¹³ skalad till installerad effekt, landvindens och solkraftens profiler på observerad produktion i SE4. Beräkningarna görs per timme men här redovisas resultatet sammanställt till analysårets utfall och omfattar genomsnittligt (aritmetiskt) elpris, last-, vind- och solviktat elpris, förändrad prisvaraktighet, spill samt de tillkommande resursernas intjäningsförmåga. Scenarierna sammanfattas med tillförd effekt, tillförd årsenergi och dataunderlag i Tabell 1.

Tabell 1. Analyserade scenarier med tillförd effekt, tillförd årsenergi (intervallet avser 2024 respektive 2025) samt dataunderlag för respektive timprofil. Källa: Profu.

Scenario	Tillförd effekt (MW)	Tillförd årsenergi (TWh/år)	Dataunderlag för timprofil
+650 MW havsvind (Kriegers Flak)	650	2,0–2,3	Observerad havsbaserad produktion i DK2 (ENTSO-E), normerad och skalad
+1300 MW havsvind (dubbel Kriegers Flak)	1 300	4,1–4,6	Som ovan
Repowering landvind (+1,7 TWh/år)	ca 650–700	1,7	Observerad landbaserad produktion i SE4 (ENTSO-E), skalad
Kombination havsvind + landvind	ca 1 300–1 350	3,7–4,0	Kombination av ovanstående
+1 GW solkraft	1 000	0,8–1,0	Observerad solkraftsproduktion i SE4 (ENTSO-E), skalad
+2 GW solkraft	2 000	1,7–2,0	Som ovan

¹³ Havsvindsprofilen baseras på aggregerad faktisk havsbaserad vindkraftproduktion i DK2, normaliserad och skalad till den installerade effekt som antas i respektive scenario. Källa: ENTSO-E Transparency Platform (transparency.entsoe.eu).

3 Resultat

Resultaten visar elprispåverkan för olika nivåer av ökat utbud av vindkraft både till havs och på land. Dessutom görs en skattning av hur ökat utbud av solelsproduktion påverkar elpriset. Resultaten belyser även hur konkurrenskraften för sol- och vindkraft förändras vid ökat utbud eftersom elpriserna kan förväntas sjunka mer under de tider då det är som bäst förutsättningar för produktion i dessa kraftslag.

3.1 Elprispåverkan av ökat utbud av väderberoende kraft

Resultaten i detta kapitel är kortsiktiga, kontrafaktiska skattningar under i övrigt oförändrade marknadsförutsättningar. Siffrorna i tabeller och figurer bör därför inte ryckas ur sitt sammanhang – jämförbarheten mellan scenarierna minskar ju större tillskott som studeras (se vidare kapitel 4). Ett ökat utbud av väderberoende kraft sänker elpriset i SE₄, men hur mycket beror på vilket kraftslag (sol- eller vindkraft) och skalar olinjärt med volymen. Tabell 2 och Tabell 3 sammanfattar det aritmetiska medelpriset samt det last-, vind- och solviktade priset för samtliga scenarier under 2024 respektive 2025. Det vindviktade priset avser den samlade vindproduktionen (havs- och landbaserad); de tillkommande resursernas intjäningsförmåga redovisas separat per kraftslag i avsnitt 3.3. Referensåren skiljer sig markant där 2024 hade ett aritmetiskt medelpris på ca 50 €/MWh och 2025 ca 61 €/MWh, vilket gör att samma installerade effekt ger en något större absolut priseffekt under det dyrare året 2025.

Tabell 2. Aritmetiskt medelpris samt last-, vind- och solviktat elpris i SE₄ för respektive scenario, 2024. Vind- och solviktat pris avser total produktion (befintlig och tillkommande). Källa: bearbetning av ENTSO-E-data i Profus modellverktyg.

Scenario	Tillförd prod. (TWh)	Varav Spill (GWh)	Medelpris (€/MWh)	Lastviktat (€/MWh)	Vindviktat (€/MWh)	Solviktat (€/MWh)
Referens (oförändrat utbud)	0,0	0	49,7	54,5	37,3	31,1
+650 MW havsvind (Kriegers Flak)	2,3	360	47,7	52,5	35,5	30,4
+1300 MW havsvind (dubbel Kriegers Flak)	4,6	1160	44,7	49,4	31,5	28,9
Repowering landvind (+1,7 TWh/år)	1,7	320	48,6	53,3	35,6	30,6
Kombination havsvind + landvind	4,0	1020	45,6	50,2	32,1	29,3
+1 GW solkraft	0,8	160	49,4	54,2	37,0	29,4
+2 GW solkraft	1,7	450	48,7	53,6	36,5	26,4

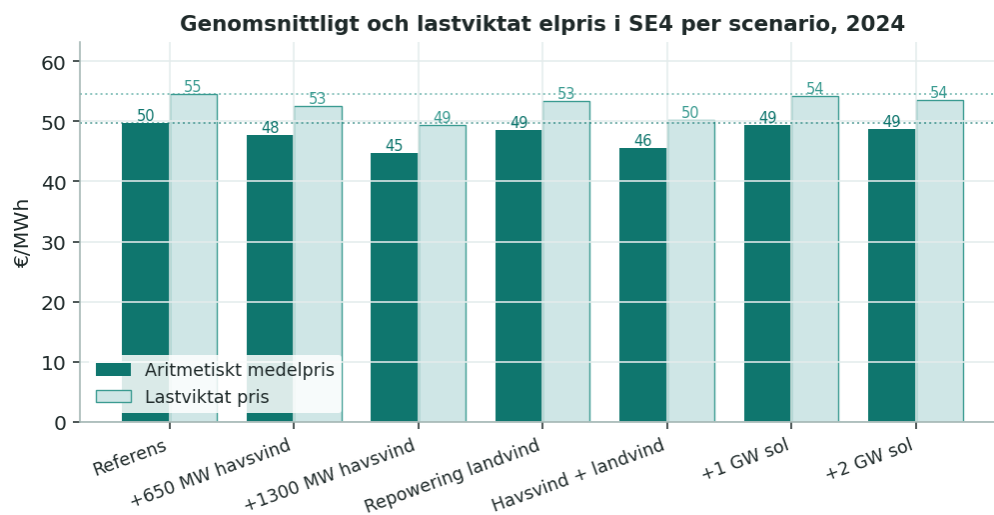
Tabell 3. Aritmetiskt medelpris samt last-, vind- och solviktat elpris i SE₄ för respektive scenario, 2025. Vind- och solviktat pris avser total produktion (befintlig och tillkommande). Källa: bearbetning av ENTSO-E-data i Profus modellverktyg.

Scenario	Tillförd prod. (TWh)	Varav spill (GWh)	Medelpris (€/MWh)	Lastviktat (€/MWh)	Vindviktat (€/MWh)	Solviktat (€/MWh)
Referens (oförändrat utbud)	0,0	0	60,5	65,2	46,6	34,5
+650 MW havsvind (Kriegers Flak)	2,0	190	58,3	62,8	44,7	34,0
+1300 MW havsvind (dubbel Kriegers Flak)	4,1	740	54,8	59,0	40,0	33,3
Repowering landvind (+1,7 TWh/år)	1,7	230	58,8	63,2	43,5	34,1
Kombination havsvind + landvind	3,7	690	55,6	59,9	40,1	33,4
+1 GW solkraft	1,0	180	60,3	65,0	46,5	33,8
+2 GW solkraft	2,0	410	59,9	64,6	46,1	32,3

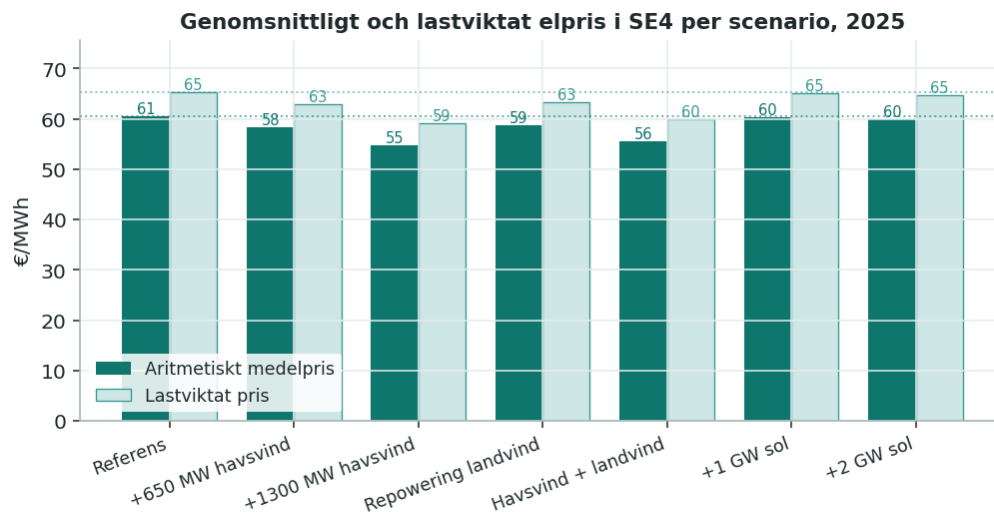
En havsvindpark motsvarande Kriegers Flak (ca 650 MW) sänker det aritmetiska medelpriset med ca 2,0 €/MWh 2024 och 2,2 €/MWh 2025, och det lastviktade priset med ca 2,0 respektive 2,4 €/MWh. En fördubbling av havsvinden (dubbel Kriegers Flak) ger emellertid mer än dubbelt så stor sänkning – ca 5,0 €/MWh 2024 och 5,7 €/MWh 2025 – vilket illustrerar att prisseffekten är olinjär, dvs ju mer väderberoende produktion som redan trängt in i låga prislägen, desto oftare pressas priset ned mot noll under gynnsamma vädertimmar och desto mer sällan är SE₄ priskopplat mot kontinenten även om spillet samtidigt ökar (från ca 0,36 TWh vid 650 MW till 1,16 TWh vid 1300 MW under 2024, men klart lägre under 2025), vilket minskar lönsamheten i den väderberoende kraften.

Repowering av den skånska landvinden, modellerad som ett tillskott på 1,7 TWh (ungefär 650–700 MW) applicerat på SE₄:s landvindprofil, sänker medelpriset med ca 1,1 €/MWh 2024 och 1,7 €/MWh 2025. Kombinationen av havsvind (650 MW) och ökad landvind (1,7 TWh) ger tillsammans en sänkning på ca 4,1 respektive 4,9 €/MWh.

Solkraften uppvisar ett annat mönster: en till två GW ny solkraft påverkar det aritmetiska medelpriset måttligt (ca 0,4–1,0 €/MWh 2024 och 0,2–0,7 €/MWh 2025), eftersom solproduktionen är koncentrerad till ett färre antal timmar mitt på dagen och under sommaren, där den kraftigt pressar priset just de timmarna men lämnar merparten av årets timmar opåverkade.

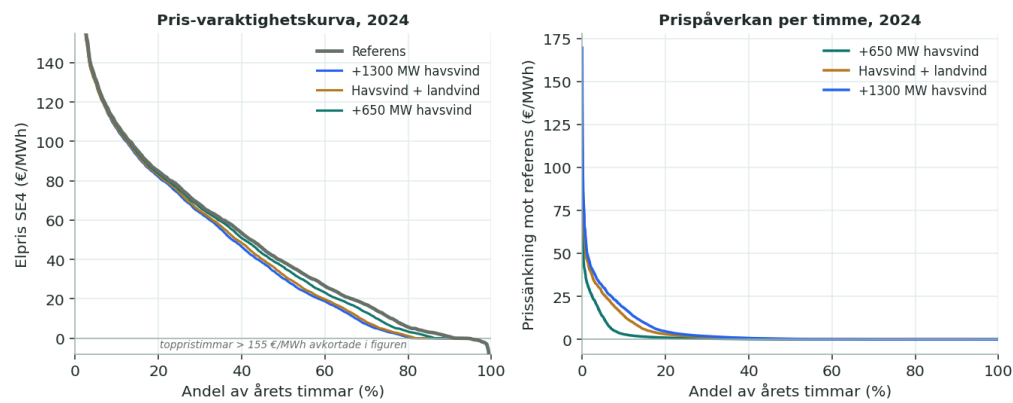


Figur 3. Aritmetiskt medelpris och lastviktat elpris i SE4 per scenario, 2024. Prickade linjer markerar referensnivån.

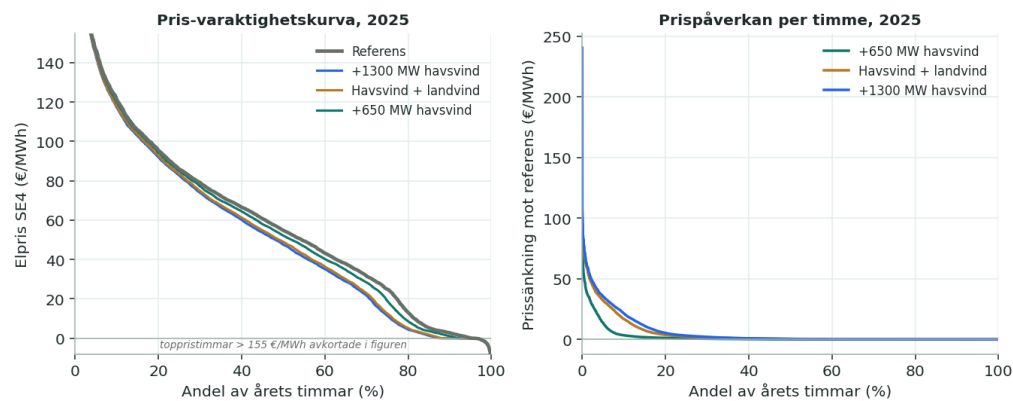


Figur 4. Aritmetiskt medelpris och lastviktat elpris i SE4 per scenario, 2025.

Att priseffekten är koncentrerad till ett begränsat antal timmar framgår tydligt av pris-varaktighetskurvorna i Figur 5 och Figur 6. I de högsta prislägena ligger kurvorna nästan på varandra. Det beror på att SE4 i dessa timmar är priskopplat mot kontinenten, där priset sätts av en betydligt större marknad än SE4 och därför knappt påverkas av ett ökat utbud i Skåne. I det mellersta och nedre prisintervallet, där behovet av planerbar kraft och import är mindre, skiljer sig kurvorna däremot tydligt åt. Den högra panelen visar prissänkningen per timme sorterad i fallande ordning: de största sänkningarna, i enstaka timmar upp mot ett par hundra €/MWh, inträffar i ett fåtal timmar medan flertalet timmar påverkas obetydligt. Detta är kärnan i den kortsiktiga prispåverkan där väderberoende kraft sänker främst priset när den själv producerar mycket. Det är denna mekanism som brukar kallas kannibalisierungseffekten: ju mer väderberoende kraft som byggs ut, desto mer pressas priset just de timmar då kraftslaget självt producerar (se vidare avsnitt 3.3).



Figur 5. Pris-varaktighetskurva (vänster; toppristimmar avkortade för läsbarhet) och sorterad prissänkning per timme mot referens (höger) för SE₄, 2024.

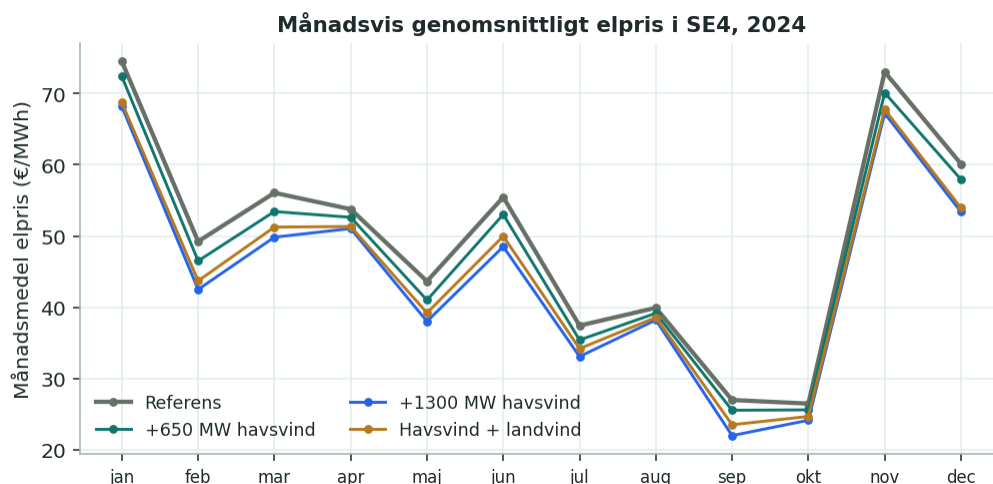


Figur 6. Pris-varaktighetskurva och sorterad prissänkning per timme mot referens för SE₄, 2025.

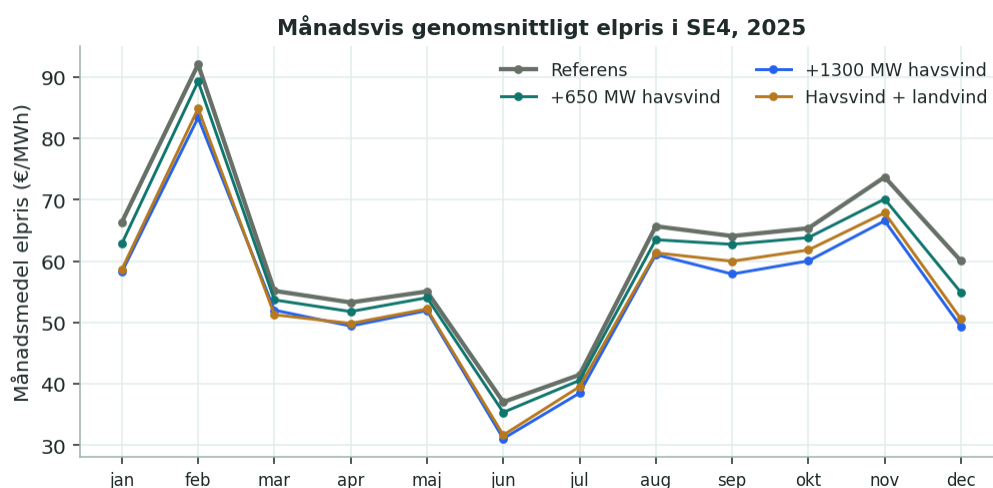
Figur 7 och Figur 8 visar den månadsvisa prisbilden. Prispåverkan är störst under vinter- och höstmånaderna då både elpriser och vindtillgång är höga, medan sommarmånaderna påverkas mindre av tillkommande vindkraft. Mönstret förstärker bilden av att havs- och landvindens värde för prisdämpning ligger i de perioder då efterfrågan och priser annars är som högst.

För att konkretisera när under året effekten uppstår har prispåverkan beräknats för fyra karaktäristiska grupper av timmar. Under vinterkvällarna, definierade som vardagar kl 17–21, dvs fyra timmar per dag från kl 17 till kl 21, i december till och med februari, låg elpriset i SE₄ i genomsnitt på 88 €/MWh 2024 och 99 €/MWh 2025. Just i dessa timmar sänker en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek priset med 2,8 respektive 6,1 €/MWh, dvs mer än årsgenomsnittets 2,0 och 2,2 €/MWh, vilket motsvarar 3,2 respektive 6,1 procent av prisenivån. För den fjärdedel av vintertimmarna som hade högst last, med ett genomsnittspris omkring 110 €/MWh båda åren, blir sänkningen 1,3 €/MWh 2024 och 4,9 €/MWh 2025, och för årets tio procent högsta lasttimmar 1,3 respektive 4,2 €/MWh. Sommardagarna mitt på dagen, maj till augusti kl 10–15, ligger i motsatt ände: prisenivån var 18 respektive 19 €/MWh och havsvindens effekt endast 0,2 €/MWh. Vid dubbel utbyggnad förstärks mönstret – under vinterkvällarna blir sänkningen 7,3 €/MWh 2024 och 15,1 €/MWh

2025, dvs 8 respektive 15 procent. Solkraften uppvisar det omvända: två gigawatt sol påverkar vinterkvällarna knappt mätbart men sänker priset under sommarkdagarnas mitt med 4,6 €/MWh 2024, drygt en fjärdedel av prisnivån, och med 2,2 €/MWh 2025. Skillnaden mellan de två åren är betydande och följer av att 2025 hade fler timmar med högt pris, då utbudskurvan är brantare och ett tillskott får större genomslag. Sammantaget bekräftar detta att havsvindens jämnare årsprofil och fler fullasttimmar ger möjlighet till större del av produktionen i de dyra timmarna, medan solkraftens produktion i allt väsentligt sammanfaller med de billigaste – vilket är förklaringen till både prisdämpningens månadsmonster och skillnaden i intjäningsförmåga mellan kraftslagen.



Figur 7. Månadsvis genomsnittligt elpris i SE4 för referens och utvalda scenarier, 2024.



Figur 8. Månadsvis genomsnittligt elpris i SE4 för referens och utvalda scenarier, 2025.

3.2 Hur mycket mer last kan integreras när utbudet av kraft ökar?

Ett ökat utbud av vind- eller solkraft sänker elpriset. Tillkommer samtidigt ny elanvändning, exempelvis en industri eller ett datacenter, ökar efterfrågan igen och priset stiger åter. Frågan i detta avsnitt är hur mycket ny elanvändning som kan tillkomma innan prissänkningen är helt uppäten, dvs innan det lastviktade priset åter ligger på den nivå det faktiskt låg på under referensåret (54,5 €/MWh 2024 och 65,2 €/MWh 2025). Beräkningen görs för en ny last som är jämnt fördelad över året, dvs med samma förbrukning i varje timme (baslast), vilket innebär att den befintliga lastprofilen parallellförskjuts uppåt. Resultatet kan tolkas som ett mått på hur stor ny elanvändning det ökade utbudet ger utrymme för utan att elpriset blir högre än det var före utbyggnaden. Tabell 4 och Figur 9 redovisar resultatet uttryckt både som konstant effekt (MW) och som årsenergi (TWh).

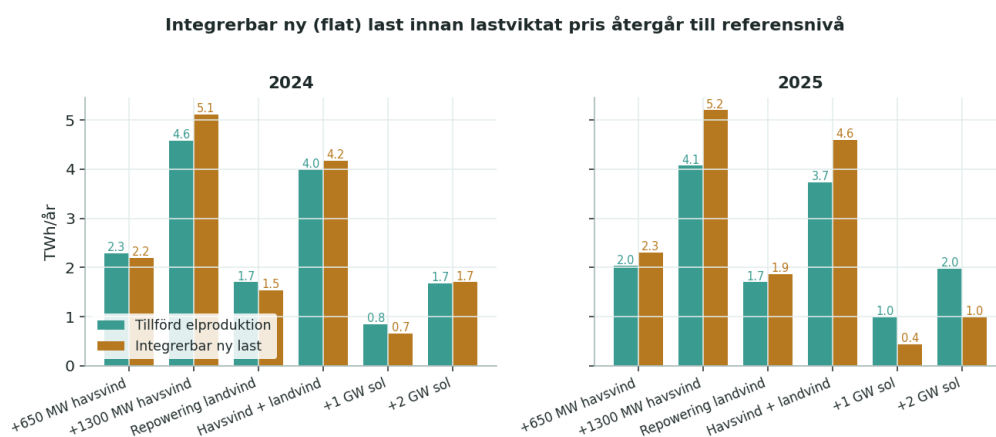
Tabell 4. Tillförd elproduktion och den mängd ny flat last som kan integreras innan det lastviktade priset återgår till referensnivån, per scenario och år. Källa: bearbetning av ENTSO-E-data i Profus modellverktyg.

Scenario	Tillförd prod. 2024 (TWh)	Ny last effekt 2024 (MW)	Ny last förbr. 2024 (TWh)	Tillförd prod. 2025 (TWh)	Ny last effekt 2025 (MW)	Ny last förbr. 2025 (TWh)
+650 MW havsvind (Kriegers Flak)	2,3	250	2,2	2,0	262	2,3
+1300 MW havsvind (dubbel Kriegers Flak)	4,6	581	5,1	4,1	594	5,2
Repowering landvind (+1,7 TWh/år)	1,7	175	1,5	1,7	212	1,9
Kombination havsvind + landvind	4,0	475	4,2	3,7	525	4,6
+1 GW solkraft	0,8	75	0,7	1,0	50	0,4
+2 GW solkraft	1,7	194	1,7	2,0	112	1,0

Resultatet visar att den nya integrerbara lasten i energitermer är i samma storleksordning som den tillförda vindkraftsproduktionen men lägre än ökad installerad effekt i vindkraft. Kriegers Flak (650 MW) skapar alltså utrymme för ca 250–260 MW ny flat last, motsvarande ca 2,2–2,3 TWh/år, medan en fördubblad havsvind ger utrymme för ca 580–590 MW (ca 5,1–5,2 TWh/år). Repowering av landvinden medger ca 175–210 MW (1,5–1,9 TWh/år) ny jämn last, vilket visar på lägre utväxling avseende effekt än för havsvind som har en jämnare produktionsprofil med högre fullasttimmar. Kombinationsfallet av både havs- och landvind öppnar för ca 475–525 MW (4,2–4,6 TWh/år) ny flat last innan priset återvänder till referensåret. Solkraften ger däremot väsentligt mindre lastutrymme i förhållande till tillförd energi (ca 50–195 MW), eftersom dess prisdämpning är koncentrerad till timmar som väger lätt i den lastviktade prisbildningen. Att energiutbytet per installerad gigawatt skiljer sig något mellan åren (ca 0,8 TWh 2024 och 1,0 TWh 2025 per GW) beror sannolikt på att solprofilen baseras på den solkraftsproduktion som syns i marknadsstatistiken, där den installerade basen vuxit under perioden; i absoluta tal är skillnaden dock liten. Det centrala resultatet är att solkraften inte skapar samma lastutrymme som

vindkraften, eftersom effekttillskottet är koncentrerat till ett fåtal timmar – den nya, jämnt fördelade lasten kan inte tillgodogöra sig enbart de timmar då solkraften producerar, utan höjer snabbt priset under årets övriga timmar.

Ett ökat utbud inom SE4 tas i första hand upp av exporten. Under 2024 och 2025 exporterade SE4 till kontinenten i mer än nio timmar av tio, med ett ledigt exportutrymme på i genomsnitt drygt 1 100 MW, och i de timmar då SE4 är priskopplat mot kontinenten ryms omkring 90 procent av ett tillskott på 650 MW havsvind inom det utrymmet. Prispåverkan uppstår därför främst genom att exporten oftare fyller utrymmet helt, varvid priskopplingen mot kontinenten bryts och priset i SE4 sätts av den egna balansen: med 650 MW havsvind sker det i 9–11 procent av årets timmar och vid dubbel utbyggnad i 22–25 procent. I andra hand minskar tillskottet behovet av import från SE3, som förekommer i nästan varje timme och i genomsnitt uppgår till drygt 3 300 MW. Att behovet av import minskar innebär däremot inte att möjligheten gör det – överföringskapaciteten är oförändrad och kan utnyttjas fullt ut när den lokala produktionen är låg. Analysen är dock en marknadsanalys på elområdesnivå och prövar inte om regionens elnät har kapacitet att ansluta produktionen eller lasten på en given plats. Nätkapaciteten är en separat förutsättning som måste vara uppfylld, men den påverkar inte prisbildningen i den analys som redovisas här.



Figur 9. Tillförd elproduktion (TWh) och integrerbar ny jämn last (TWh) innan det lastviktade priset återgår till referensnivå, per scenario och år.

3.3 Konkurrenskraften för väderberoende kraftproduktion och ny last

Eftersom väderberoende kraft sänker priset mest under de timmar då den själv producerar, försämras dess egen intjäningsförmåga när utbudet ökar. Detta mäts med intjäningsförmågan (jfr eng. *capture price*), dvs det produktionsviktade genomsnittspriset för det tillkommande kraftslaget, och värdefaktorn (jfr eng. *capture rate*), dvs. intjäningsförmågan i förhållande till det aritmetiska medelpriset. En värdefaktor under 100 % innebär att kraftslaget i genomsnitt får mindre betalt än det genomsnittliga elpriset, men det säger inget om lönsamheten då faktorn inte tar hänsyn till produktionskostnaden. Intjäningsförmågan måste vara större än

kraftslagets produktionskostnad för att kraftslaget ska vara lönsamt. Tabell 5 och Figur 10 sammanfattar intjäningsförmåga och värdefaktor för de tillkommande resurserna. Tabellen redovisar värdena efter utbyggnad, medan figuren även visar värdefaktorn före utbyggnaden, dvs. beräknad på referensårets priser.

Tabell 5. Intjäningsförmåga och värdefaktor (capture rate) för den tillkommande produktionen per scenario och år. Källa: bearbetning av ENTSO-E-data i Profus modellverktyg.

Scenario	Intjäningsförmåga 2024 (€/MWh)	Värdefaktor 2024 (%)	Intjäningsförmåga 2025 (€/MWh)	Värdefaktor 2025 (%)
+650 MW havsvind (Kriegers Flak)	38,0	80	48,7	84
+1300 MW havsvind (dubbel Kriegers Flak)	33,0	74	42,5	78
Repowering landvind (+1,7 TWh/år)	35,6	73	43,5	74
Kombination havsvind + landvind	33,3	73	42,0	76
+1 GW solkraft	29,4	60	33,8	56
+2 GW solkraft	26,4	54	32,3	54

Vindkraften uppvisar värdefaktorer på ca 74–84 %, medan solkraften faller till ca 54–60 %. Solkraftens låga värdefaktor speglar en påtaglig kannibaliseringseffekt, dvs ju mer sol som byggs, desto mer pressas priset just de timmar då en stor andel av solkraften producerar samtidigt. Redan vid 1 GW sol ligger värdefaktorn kring 56–60 %, och vid 2 GW sjunker den till ca 54 %. För havsvinden minskar värdefaktorn med volymen – från ca 80 % vid 650 MW till 74 % vid dubbel Kriegers Flak 2024, och från 84 % till 78 % 2025. Hade systemet även kompletterats med batterier som kan förflytta solel från dagen till natten är det troligt att värdet av solel skulle öka markant, men detta ligger utanför studiens frågeställning.

Ett intressant resultat är att en mindre havsvindpark kan uppvisa en högre värdefaktor än den befintliga vindkraftsflottan i SE4. Det beror på att den havsbaserade produktionsprofilen (baserad på DK2) är jämnare och med fler fullasttimmar och därmed mindre samvarierande med SE4:s befintliga lågpristimmar än den landbaserade vinden, vilket gör att havsvinden i något större utsträckning producerar när priset fortfarande är relativt högt. Repowering av landvinden ger en värdefaktor nära den befintliga vindens (ca 75–77 %), vilket är väntat eftersom den baseras på samma tidsprofil som dagens landvind. Det bör dock noteras att nya vindturbiner sannolikt har en något förändrad (förbättrad) produktionsprofil eftersom teknikutvecklingen gått mot högre torn (vilket ger andra och bättre vindförhållanden) samt att det finns större valmöjlighet i att kunna välja en turbin som är optimerad för platsens vindförhållanden. För ny, flat last gäller det omvända: den kan i praktiken köpa el till det aritmetiska medelpriset och drar därmed nytta av de lägre priser som den väderberoende utbyggnaden medför, vilket är själva mekanismen bakom lastutrymmet i föregående avsnitt.

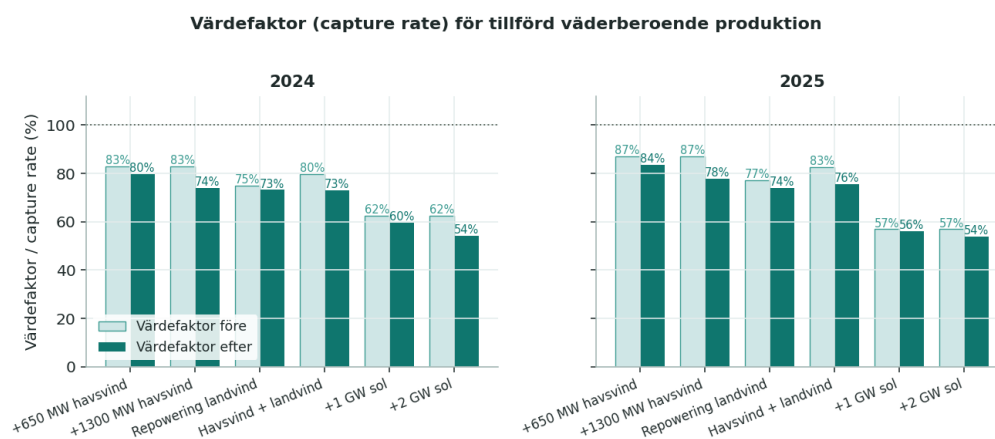
En jämförelse med publicerade produktionskostnader ger en grov uppfattning om nivåerna. Intjäningsförmågan i Tabell 5 uppgår till 38–49 €/MWh för en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek och 33–43 €/MWh vid dubbel utbyggnad, 36–44 €/MWh för repowering av landvinden samt 26–34 €/MWh för solkraften, där intervallen speglar skillnaden mellan de två analysåren och 2025 ligger högst. Branschorganisationen Green Power Sweden anger produktionskostnaden för ny vindkraft till omkring 27–32 €/MWh på land och 36–45 €/MWh till havs.¹⁴ Landvindens intjäningsförmåga skulle med dessa nivåer ligga över produktionskostnaden, medan en enkel Kriegers Flak hamnar i den övre delen av kostnadsintervallet och en dubbel utbyggnad i dess nedre del. Ett annat mått ges av vad havsvind kostar i konkurrens: i den danska auktion som avgjordes i augusti 2026 vann Vattenfall parkerna Nordsøen Midt och Hesselø med anbud på 67,4 respektive 72,5 €/MWh, garanterade i tjugo år genom en tvåsidig differenskontrakt.¹⁵ De nivåerna avser parker som ska tas i drift 2032 och är inte direkt jämförbara med en kostnadsskattning för idag, men de visar att den ersättning som krävdes för att projekten skulle komma till stånd låg klart över både branschorganisationens kostnadsintervall och den intjäningsförmåga som beräknats här.

Av detta går det däremot inte att sluta sig till om en utbyggnad hade kommit till stånd. Produktionskostnaden uttryckt som LCOE ger inte alltid utrymme för vinst och är känslig för antaganden om kalkylränta, teknisk livslängd och kapacitetsfaktor. Investeringsbeslut fattas dessutom mot en finansieringsplan där prisrisken begränsats, exempelvis genom ett elhandelsavtal (PPA), och förutsättningarna skiljer sig mellan marknader beroende på nätanslutningsvillkor, tillståndprocesser och eventuella stödsystem. En bedömning av investeringsviljan förutsätter en genomgång av dessa förhållanden och ligger utanför denna analys. VI kan dock konstatera att Vattenfall i september 2024 pausade utvecklingen av Svenska Kriegers Flak med hänvisning till att investeringsförutsättningar saknades, detta trots att samtliga huvudtillstånd för anläggning och drift var på plats. Bolaget har pekat på kostnaden för anslutning till ett utbyggt stamnät till havs som en avgörande post och har uppgett att nätanslutningen svarar för 25–30 procent av projektkostnaden.¹⁶ Detta illustrerar att en jämförelse mellan intjäningsförmåga och LCOE inte fångar de förutsättningar som i praktiken avgör om en utbyggnad blir av.

¹⁴ Produktionskostnaderna är hämtade från Green Power Sweden (tidigare Svensk Vindenergi), El till konkurrenskraftigt pris. En genomgång av LCOE för olika kraftslag finns i Energiforsks rapportserie El från nya anläggningar, som samtidigt framhåller att måttet inte säger något om lönsamheten.

¹⁵ Vattenfall, pressmeddelande 2 september 2024, Vattenfall pausar det havsbaserade vindkraftsprojektet Svenska Kriegers Flak, samt bolagets projektsida för Kriegers flak. Uppgiften om nätanslutningens andel av projektkostnaden är ett uttalande av Vattenfalls dåvarande vd i Montel News, juli 2024.

¹⁶ Energistyrelsen (Danmark), tilldelning 4 augusti 2026. Anbuden uppgick till 504 DKK/MWh för Nordsøen Midt och 542 DKK/MWh för Hesselø, med stödformen tvåsidig differenskontrakt (CfD). Auktionen föregicks av en omgång 2024 utan stöd, där inga anbud lämnades.



Figur 10. Värdefaktor (capture rate) för tillkommande väderberoende produktion, före och efter utbyggnad, per scenario och år.

4 Slutsatser och diskussion

Ett ökat utbud av väderberoende kraft hade sannolikt sänkt elpriset i SE4 under 2024 och 2025, men effekten skalar olinjärt med volymen och skiljer sig markant mellan vind och sol. Analysens resultat ska tolkas som en kortsiktig, empirisk uppskattning av hur elpriset i SE4 hade sett ut under åren 2024 och 2025 om mer väderberoende kraft funnits på plats, inte som en prognos för hur marknaden utvecklas på längre sikt.

De viktigaste slutsatserna är:

- En havsvindpark motsvarande Kriegers Flak (ca 650 MW och ca 2 TWh/år) hade sänkt det lastviktade elpriset i SE4 med ca 2,0–2,4 €/MWh, och prisseffekten skalar olinjärt – en fördubbling av utbudet hade gett mer än dubbelt så stor prissänkning.
- Repowering av den skånska landvinden (motsvarande ca 650–700 MW och ca 1,7 TWh/år) hade sänkt det lastviktade priset med ca 1,2–2,0 €/MWh, och kombinationen av havs- och landvind med ca 4,3–5,3 €/MWh.
- Solkraft hade påverkat det lastviktade priset endast måttligt men pressat priserna kraftigt under soltimmarna; solkraften kannibaliserar därmed på sitt eget värde snabbare än vindkraften (värdefaktor ca 54–60 % mot vindkraftens ca 74–84 %).
- Ett ökat utbud skapar utrymme för ny elanvändning: ny jämnt fördelad last motsvarande ungefär samma energivolym som den tillkommande vindkraftsproduktionen kan integreras innan det lastviktade priset återgår till utgångsnivån.

Slutsatserna utvecklas och diskuteras med sina osäkerheter i det följande.

En havsvindpark motsvarande Kriegers Flak (ca 650 MW) hade sänkt det lastviktade elpriset med ca 2,0 €/MWh 2024 och 2,4 €/MWh 2025, medan en fördubbling hade gett mer än dubbelt så stor sänkning. Repowering av den skånska landvinden (+1,7 TWh, motsvarande ca 650–700 MW) hade gett en sänkning av det lastviktade priset på ca 1,2–2,0 €/MWh och kombinationen av havsvind och landvind ca 4,3–5,3 €/MWh. Solkraft hade påverkat det lastviktade priset endast måttligt men pressat priserna kraftigt under soltimmarna.

Prispåverkan är koncentrerad till ett begränsat antal timmar och främst då den väderberoende kraften själv producerar mycket, vilket också förklarar varför produktionens egen konkurrenskraft försämras med ökande utbud. Vindkraftens värdefaktor hade legat på ca 74–84 % medan solkraftens föll till ca 54–60 % till följd av en starkare kannibaliseringseffekt. Samtidigt skapar det ökade utbudet utrymme för ny last, dvs en tillkommande mängd jämnt fördelad last som kan integreras innan det lastviktade priset återgår till utgångsnivån. Analysen visar att förhållandet mellan den tillkommande vindkraftsproduktionen (i energitermer) och den mängd

tillkommande last som kan bäras innan ursprungspriset nås är ungefär ett till ett. Vid en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek kan ca 2,2–2,3 TWh ny jämnt fördelad last integreras (tillförd produktion ca 2,0–2,3 TWh) och vid en fördubbling ca 5,1–5,2 TWh (tillförd produktion ca 4,1–4,6 TWh). Att den integrerbara lasten under 2025 till och med något överstiger den tillförda produktionen förklaras av att den nya lasten även minskar spillet, dvs en del av den produktion som annars hade reglerats ner vid nollpris kommer då till användning. Resultaten är indikativa, kortsiktiga och empiriska och bör kompletteras med en utförlig analys innan de läggs till grund för investerings- eller policybeslut. Ett ökat utbud i SE4 tas i första hand upp av exporten till kontinenten och sänker priset främst genom att exportutrymmet oftare fylls helt, så att priskopplingen mot kontinenten bryts fler timmar. I andra hand minskar behovet av import från SE3. Tillskottet av ny produktion minskar alltså inte möjligheten till import: överföringskapaciteten är oförändrad och kan utnyttjas fullt ut när den lokala produktionen är låg. Att utrymmet också kan utnyttjas i praktiken förutsätter dessutom att elnätet har kapacitet att ansluta både den nya produktionen och den nya lasten, vilket ligger utanför denna analys.

Metodens styrka är att den bygger på marknadens faktiskt observerade beteende och därför fångar budstrategier, imperfekt konkurrens, teknisk variation i produktionstekniker samt de kopplingsregimer som överföringsbegränsningar ger upphov till. Nackdelen med denna ansats är att analysen håller allt annat lika även när förändringen är så pass stor att det i verkligheten skulle få påverkan på annat än den införda förändringen. Vattenvärden, bränslemarknader, budbeteende och investeringsbeslut antas vara opåverkade av det ökade utbudet. På längre sikt skulle marknadsmekanismer kunna påverka hur systemet utvecklas med fler förändringar än de som antagits här, exempelvis ännu mer väderberoende kraft, utbyggd energilagring, elektrifiering av nya laster eller anpassad drift av vattenkraften. En sådan utvärdering kräver en analys med en mer komplex kraftmarknadsmodell där varje områdes timvisa kurvor optimeras gemensamt under nätbegränsningar, men de empiriska, regimvillkorade kurvorna som tagits fram i denna analys kan utgöra lämpligt dataunderlag även i en sådan modellansats och vidareutveckling.

Således ska man komma ihåg att den använda metoden, gjord under antagandet att budbeteendet är oberoende av storleken på tillkommande kraftproduktion, endast är giltig så länge tillskottet kan anses vara måttligt i volym jämfört med områdets totala energi- och effektvolym. Tillförlitligheten blir alltså lägre ju större ökat utbud som undersöks, exempelvis för scenariot med dubbel Kriegers Flak, där den olinjära prisseffekten delvis drivs av att en allt större del av den tillkommande produktionen pressar ned priset genom att SE4 tappar priskoppling med Kontinentaleuropa eller att priserna i SE4 går mot noll tack vare stor lokal produktion. Exakt var gränserna går för när den undersökta mängden tillkommande produktion blir för stor för att metoden ska ge ett bra resultat kan inte avgöras utan djupare analyser med mer komplexa modeller, men det är troligt att principer och storleksordningar ligger på en rimlig nivå. Till osäkerheterna hör också att utbudskurvor som skattas från observerade pris- och produktionspar är förenade med ett identifikationsproblem där

pris och produktion bestäms simultant på marknaden, vilket kan påverka de skattade sambandens lutning.

Kopplingsregimerna visar hur och om SE4 är priskopplat till kringliggande områden. Att avgöra vilken regim som råder är dock förenat med en osäkerhet som bör lyftas fram. Eftersom explicita kapacitetsvärden (NTC) i det tillgängliga datasetet endast finns för förbindelsen DE-LU-DK2, har den tilldelade kapaciteten för övriga gränser skattats som ett rullande tak (97,5-percentilen) av det schemalagda dagen-före-utbytet. Detta är en approximation av den faktiskt tilldelade handelskapaciteten och inte ett direkt mått på den. Övergången till flödesbaserad kapacitetstilldelning under 2025 gör dessutom kapacitetsbegreppet svårtolkat, eftersom handelsutrymmet på en enskild gräns då beror på flöden i hela regionen. Den aggregerade överföringskapaciteten till kontinenten följer också en transitproblematik, dvs ett prisområde med stort tillgängligt utrymme (typiskt DK2) kan ge intryck av exportutrymme som i själva verket begränsas längre ut i nätet. Valet av marginaltröskel (100 MW) och percentilnivå påverkar hur ofta respektive regim inträffar och därmed också resultaten i någon mån.

Slutligen medför antagandet att repowering sker med dagens landvindprofil den tidigare nämnda osäkerheten, dvs att nya, högre turbiner har en flackare produktionsprofil som ger mer jämn produktion; den raka skalningen överskattar därmed topparna men underskattar svagvindstimmarna. Samtidigt har konservativa antaganden om antalet fullasttimmar använts i vindprofilerna, vilket innebär att den tillförda energin för en given effekt snarast underskattas. Repowering-fallet bör därför ses som en rimlig konservativ storleksuppskattning snarare än en exakt prognos.

Sammantaget bedöms de kvalitativa slutsatserna ovan – att havs- och landvind ger en prisdämpning som skalar olinjärt med volymen, att solkraft kannibaliserar sitt eget värde kraftigare än vindkraft, och att ny jämn last kan integreras i ungefär samma energivolym som den tillkommande vindkraften – vara robusta, medan de exakta siffrorna är behäftade med ovanstående osäkerheter.

Elprispåverkan av ökat utbud av vindkraft i Skåne/SE4

En marknadsanalys av hur ökat utbud av väderberoende kraftproduktion hade påverkat elpriserna i SE4

Hur hade elpriset i SE4 påverkats om mer havs- och landbaserad vindkraft och solkraft hade funnits på plats i elområdet under 2024 och 2025? Med en kortsiktig, empirisk marknadsanalys visar rapporten att en havsvindpark i Kriegers Flaks storlek hade sänkt det lastviktade priset med drygt 2 €/MWh, och att effekten mer än fördubblas om utbudet fördubblas. Vindkraften behåller en värdefaktor på 74–84 % medan solkraften kannibaliserar sitt eget värde kraftigare (54–60 %). Det ökade utbudet skapar samtidigt utrymme att integrera ny jämn last i ungefär samma energivolym som den tillkommande vindkraften.