

# Låga produktionskostnader men allt högre elpriser – hur hänger det ihop?

**MAGNUS  
HENREKSON  
OCH MATS  
NILSSON**

Magnus Henrekson är professor i nationalekonomi och senior forskare vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN). Han forskar främst om entreprenörskapets ekonomi.  
magnus.henrekson@ifn.se

Mats Nilsson är docent i miljöekonomi, Institutionen för samhällsvetenskaper, Södertörns högskola. Han forskar om elmarknadens funktion.  
mats.a.nilsson@sh.se

Magnus Henrekson tackar Familjen Kamprads stiftelse och Jan Wallander och Tom Hedelius stiftelse för finansiellt stöd.

*Vind- och solet beskrivs ofta som de billigaste kraftslagen – ändå stiger elpriserna och industrin pressas. Tyskland har gått längst i Europa i att bygga ett elsystem baserat på vind och sol, men betalar nu priset i form av höga kostnader och fallande konkurrenskraft. Problemet ligger inte i hur billigt el kan produceras i enskilda anläggningar. Det ligger i hur dyrt det är att få ett helt elsystem att fungera när leveranssäkerhet, effekt och stabilitet ignoreras.*

Som bevis för att vind- och solkraft är billiga energikällor anförs i regel den genomsnittliga produktionskostnaden per producerad kilowattimme över en anläggnings förväntade livslängd, vilken benämns *levelized cost of electricity* (LCOE). Måttet har fått stort genomslag i utredningar, energipolitiska färdplaner och vid politikutformning och används då ofta för att dra slutsatsen att ett elsystem dominerat av vind och sol blir både billigt och miljövänligt (Joskow 2011). Frågan är vad som händer när de ska bära ett helt elsystem.

Det land i EU som varit allra mest benäget att bygga ett elsystem baserat på kraftslag som enligt LCOE ska vara billigast är Tyskland. Varför uppvisar då Tyskland tydliga tecken på industriell tillbakagång trots att landet gått längst i Europa i att bygga ett elsystem baserat på de billigaste kraftslagen?

Trots enorma investeringar i vind- och solkraft har elförbrukningen i Tyskland fallit med 17 procent sedan 2008,<sup>1</sup> flera elintensiva sektorer har minskat produktion, skjutit upp investeringar eller flyttat verksamhet utomlands och industriproduktionen var 2024 fortfarande 13 procent lägre än 2018 (Fahlén m fl 2026; Liebensteiner m fl 2025). Det finns heller inga tecken på att läget förbättras, snarare tvärtom.<sup>2</sup>

Denna utveckling kan inte förklaras enbart av tillfälliga chocker, utan pekar på ett mer grundläggande problem i hur kostnader i elsystemet förstås och mäts. Den centrala poängen är därför inte om vind- och solet kan produceras till låg genomsnittlig kostnad per kilowattimme. Syftet med denna artikel är att förklara varför ett elsystem som byggs utifrån detta mått inte levererar de stabila, förutsägbara och konkurrenskraftiga elpriser som ett avancerat industrisamhälle kräver.

<sup>1</sup> Utvecklingen är än mer dramatisk i Storbritannien. Där har elförbrukningen minskat med 22 procent under samma period samtidigt som vind- och solkraftens produktionsandel ökat från en dryg procent till drygt 35 procent.

<sup>2</sup> Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2025).

## 1. Vad LCOE mäter – och varför detta inte räcker

Vid beräkningen av den genomsnittliga kostnaden per producerad kilowattimme från en kraftanläggning över dess livslängd (LCOE) inkluderas investeringskostnader, drift- och underhållskostnader samt antagen produktion, diskonterade till ett nuvärde. LCOE är således ett rent produktionskostnadsåtgångsmål som syftar till att jämföra olika kraftslag på anläggningsnivå. Därför är det också ett begränsat mått då det bortser från när elen produceras. Ingen åtskillnad görs mellan en kilowattimme producerad när förbrukningen är hög och elpriset högt och en som produceras när efterfrågan är låg, systemet har överskott och elpriset är negativt.

LCOE bortser också från samvariation mellan producenter. Vindkraftverk producerar ofta samtidigt när det blåser och solkraft producerar under samma soliga timmar. När många anläggningar med likartad produktionsprofil byggs ut parallellt pressas priserna just då produktionen är som störst. Samtidigheten påverkar både marknadsvärdet och systemets behov av anpassning, något som inte alls fångas av ett genomsnittligt kostnadsåtgångsmål per producerad enhet.

LCOE bortser också implicit från hur låg utnyttjandegraden är för väderberoende kraftslag i norra Europa. Solkraftsanläggningar producerar bara motsvarande en tiondel av den installerade kapaciteten medan kapacitetsfaktorn för vindkraft i bästa fall kan förväntas ligga runt 30 procent. Även detta innebär att stora investeringar i installerad effekt fördelas över relativt få producerade kilowattimmar. I Sverige uppgick den installerade vindkraftseffekten 2024 till ca 16,8 GW och den årliga produktionen till 40,8 TWh, vilket motsvarar en kapacitetsfaktor på knappt 28 procent.<sup>3</sup> Dessa relationer är centrala för att förstå varför ett system kan få låg genomsnittlig produktionskostnad per kilowattimme och ändå bli dyrt i termer av kapital, nät och reservkapacitet (Eurostat 2024; Energimyndigheten 2025).

I ett elsystem dominerat av väderberoende produktion krävs ofta 3–10 GW installerad vind- eller solegg effekt för att ersätta en GW planerbar kapacitet.<sup>4</sup> Därtill kommer behovet av lagring, reservkapacitet eller andra systemlösningar för att säkerställa att den producerade elen är tillgänglig vid efterfrågetillfället.

Vidare bortser LCOE från behovet av reserv- och effektkapacitet. Ett elsystem måste klara topplast och perioder med låg eller obefintlig produktion från väderberoende kraftslag. Att vind- och solkraft har låga rörliga kostnader förändrar inte att nästan full reservkapacitet måste finnas tillgänglig. Kostnaderna för denna kapacitet som ofta används sällan men

<sup>3</sup> År 2023 var kapacitetsfaktorn 25,1 procent.

<sup>4</sup> Vind- och solkrafts bidrag till elsystemet skiljer sig kraftigt mellan energi och effekt. Ser man till årsproduktion kan ca 3 GW vindkraft, vid en kapacitetsfaktor på omkring 35 procent, producera ca 9 TWh per år, vilket är jämförbart med 1 GW planerbar produktion som körs större delen av tiden. I den svenska vintertopplasttimmen är dock vindkraftens tillgänglighet enligt Svenska kraftnät omkring nio procent, vilket innebär att det kan krävas ca 10–12 GW installerad vindkraft för att bidra med 1 GW under den kritiska timmen. Därför krävs kompletterande lösningar som lagring eller reservkapacitet.

måste byggas, finansieras och underhållas, ligger utanför LCOE-beräkningen. Slutligen beaktar inte LCOE att nätkostnaderna blir högre när produktionen blir utspridd på ett större antal anläggningar och nätet måste dimensioneras för större variationer i produktionsintensiteten.

LCOE säger således inget om vad det kostar att få ett helt elsystem att fungera med leveranssäkerhet, stabilitet och tillräcklig effekt vid rätt tidpunkt. Att använda LCOE som huvudsaklig vägledning för systemval riskerar därför att leda till slutsatser som är korrekta på anläggningsnivå men missvisande på systemnivå (Ueckerdt m fl 2013; Hirth m fl 2015; Veronese m fl 2021). I ett industrisamhälle är det inte den producerade energimängden i sig som är avgörande, utan systemets förmåga att leverera tillgänglig, förutsägbar och ekonomiskt användbar el när den efterfrågas.

## 2. Systemeffekter som LCOE inte fångar

### *Integrationskostnader*

När andelen väderberoende elproduktion ökar uppstår kostnader som inte handlar om att producera el, utan om att få elsystemet att fungera i realtid. Dessa kostnader brukar samlas under beteckningen *integrationskostnader* i snäv mening. De uppstår i samspelet mellan produktion, nät och systemdrift och är därför osynliga i ett anläggningsbaserat mått som LCOE.

En central komponent är nätförstärkningar. Vind- och solkraft byggs ofta där resursen finns snarare än där efterfrågan är som störst. Detta kräver investeringar i både transmissions- och distributionsnät för att kunna transportera elen till konsumtionspunkterna och för att hantera ökade och mer varierande effektflöden. Dessa kostnader beror på systemets geografi och befintlig nätstruktur och kan därför variera kraftigt mellan länder och regioner.

En andra komponent är balans- och reglerkraft. Eftersom variationerna i vind- och solesproduktion är stora, ofta snabba och omöjliga att styra efter efterfrågan, krävs andra källor som kontinuerligt justerar sin leverans för att hålla systemet i balans. Detta kräver tillgång till flexibel produktion, lagring eller efterfrågeflexibilitet, samt marknader och ersättningsmekanismer för dessa tjänster. Ju större och mer samordnade variationerna är, desto mer ökar kostnaderna för dessa justeringar.

Därutöver tillkommer kostnader för frekvenshållning och andra stöd-tjänster. I ett elsystem med mycket väderberoende och elektronikbaserad produktion minskar systemets inneboende stabilitet, vilket gör att obalanser får snabbare och större konsekvenser.<sup>5</sup> För att upprätthålla stabiliteten krävs därför kompletterande tjänster såsom snabb frekvensreglering, synte-

<sup>5</sup> Sol- och vindkraft producerar el med varierande frekvens som styrs av omriktare, vilket skiljer sig från traditionella synkronmaskiner (som vatten- och kärnkraftverk) som naturligt bidrar till nätets tröghet (rotationsenergi).

tisk tröghet och spänningsstöd.<sup>6</sup> Dessa funktioner måste tillhandahållas av särskilda anläggningar eller tekniska lösningar som inte producerar energi i sig, men är nödvändiga för systemets funktion.

Slutligen uppstår tvingande nedreglering, dvs att elproduktion med låga rörliga kostnader medvetet begränsas eller kopplas bort därför att systemet inte kan ta emot den. Tvingande nedreglering uppstår vid flaskhalsar i nätet, vid överskott i förhållande till efterfrågan eller om systemstabiliteten hotas. Även om den genomsnittliga andelen nedreglerad produktion kan vara låg, är nedregleringsbehovet för nytillkommande kapacitet ofta betydligt högre, vilket försämrar den ekonomiska effektiviteten i fortsatt utbyggnad (Newbery 2023).

Gemensamt för dessa integrationskostnader är att de växer med andelen väderberoende förnybar el och att de är starkt systemberoende. De beror på nätstruktur, efterfrågemönster, geografisk spridning, tillgång till flexibel kapacitet och hur marknaderna är utformade. De kan därför inte fångas av ett kostnadsmått per producerad kilowattimme från en viss kraftkälla.

### *Värdeförlust och samtidighet ("kannibalisering")*

När vind- och solkraft byggs ut i stor skala uppstår ett systematiskt värdeproblem som inte fångas av LCOE. Vind- och solkraft producerar ofta samtidigt, både inom respektive teknikslag och mellan anläggningar i olika delar av systemet. Resultatet blir att elproduktionen koncentreras till timmar då utbudet är stort, vilket pressar priserna när produktionen är som högst.

Denna samtidighet leder till en kannibaliseringseffekt: varje ny anläggning bidrar till att sänka marknadspriset för all produktion från samma teknikslag. Marknadsvärdet per producerad enhet faller därför snabbare än den genomsnittliga produktionskostnaden, dvs även om LCOE fortsätter att sjunka genom teknisk utveckling och skalfördelar, så försämras intäktsidan i takt med utbyggnaden.<sup>7</sup>

En central distinktion här är skillnaden mellan genomsnittlig produktion och det marginella värdet av ny produktion. LCOE relaterar kostnader till den genomsnittliga produktionen över ett år, medan investeringsbeslut i praktiken styrs av vad ytterligare produktion faktiskt är värd på marknaden. När den tillkommande produktionen i allt högre grad infaller under timmar med låga eller negativa priser blir den ekonomiska nyttan av fortsatt utbyggnad snabbt begränsad eller t o m negativ, även om den genomsnittliga produktionskostnaden framstår som låg.

Värdeförlusten är alltså inte ett tillfälligt marknadsfenomen, utan en strukturell systemeffekt kopplad till väderberoende produktion med likar-

<sup>6</sup> En synpunkt som ibland framförs är att syntetisk tröghet kan ersätta den tröghet som åstadkoms av traditionella synkronmaskiner i vatten- och kärnkraftverk. Detta är en missuppfattning. Den syntetiska trögheten kan bara åstadkommas när det blåser och/eller när solen skiner.

<sup>7</sup> Se Sandström och Steinbeck (2026) angående den svenska vindkraftens lönsamhet. De finner att lönsamheten sjunkit trendmässigt. År 2024 blev förlusten 50 öre på varje försäld krona vindkraftsel. Under de fyra åren dessförinnan var förlusten i genomsnitt 35 öre per intäktskrona.

tade produktionsprofiler. Effekten har påvisats empiriskt för både vind- och solkraft i flera elsystem och förstärks när andelen variabel förnybar el ökar.

### 3. Ju mer väderberoende el ...

Ett elsystem måste alltid kunna möta efterfrågan i realtid. Det innebär att systemet måste klara topplasten – det högsta samtidiga effektbehov som uppträder någon gång under året – ofta under kalla vintertimmar eller andra extrema belastningssituationer. Om systemet misslyckas med detta uppstår bortkopplingar, ransonering eller kraftiga prisutslag. Topplasten är därför ett bindande krav för systemets dimensionering.

#### *Kapacitetsproblemet*

Elsystemet måste också klara perioder med låg eller obefintlig produktion från vind och sol. Dessa situationer kan vara korta eller långvariga och inträffar oberoende av den genomsnittliga årsproduktionen. Ett elsystem som domineras av väderberoende kraftslag måste därför vara dimensionerat för att fungera även när dessa kraftslag levererar mycket lite eller inget alls.

Vind- och solkraft bidrar endast i begränsad utsträckning till att möta dessa behov. Även vid hög installerad kapacitet är deras tillgängliga effekt vid topplast osäker och ofta låg. Den effekt som faktiskt kan garanteras under systemets mest ansträngda timmar är därför betydligt mindre än den installerade effekten antyder.

Konsekvensen är att i princip full reservkapacitet måste finnas tillgänglig, oavsett hur mycket vind- och solkraft som byggs ut. Denna reservkapacitet behövs för att säkerställa leverans vid topplast och under perioder med låg produktion från väderberoende kraftslag. Utbyggnad av vind och sol minskar därmed energibehovet över året, men reducerar i begränsad omfattning systemets behov av planerbar effekt.

Detta är kärnan i kapacitetsproblemet. Elsäkerhet och leveransförmåga bestäms inte av hur många megawattimmar som produceras över året, utan av hur mycket effekt som finns tillgänglig när den behövs som mest.

Kapacitetsproblemet är i grunden ett systemproblem, men det får mycket konkreta konsekvenser. När elsystemet måste dimensioneras för att klara topplast och perioder med låg produktion från vind och sol krävs mycket stor installerad effekt. Detta driver upp kapital-, nät- och systemkostnader, även om energitillgången över året inte är begränsande. För elanvändarna slår dessa kostnader igenom i form av högre elpriser. Tabell 1 visar industriella elpriser för stora elanvändare 2024 och illustrerar hur skillnader i systemutformning tycks påverka de priser som möter elanvändare i olika länder och regioner.

En hög andel väderberoende förnybar el leder ofrånkomligen till mer installerad kapacitet, samtidigt som den genomsnittliga utnyttjandegraden sjunker. För att klara efterfrågan under timmar med låg vind och sol måste systemet dimensioneras för extrema situationer snarare än för normaldrift.

Tabell 1  
 Industriella elpriser  
 för stora elanvändare  
 2024 (euro per mega-  
 wattimme)

Land/region	EUR/MWh
Norge	44
Texas	56
Sverige	59
USA (genomsnitt)	75
Frankrike	79
Kina	85
Danmark	111
EU-27 (genomsnitt)	115
Tyskland	143
Kalifornien	198

*Anm:* Priserna avser icke-hushållskunder med en årlig elanvändning på 70–150 GWh. För EU, Norge och Storbritannien redovisas priser exklusive moms och återvinningsbara skatter enligt Eurostat, andra halvåret 2024. Uppgiften för Kina avser ett uppskattat nationellt genomsnitt för industriella kunder enligt IEA/World Bank. Sverige och Tyskland är markerade för jämförelse.

*Källa:* Eurostat, U.S. Energy Information Administration och IEA/World Bank.

Resultatet blir ett elsystem där stora delar av den installerade kapaciteten används sällan eller mycket lite.

Tyskland illustrerar tydligt skillnaden mellan billig produktion mätt som LCOE och ett dyrt system. I tabell 2 presenteras Tysklands installerade elektriska produktionskapacitet år 2025 per energikälla och i procent av toppbelastningen.<sup>8</sup> Landet har i dag en installerad elproduktionskapacitet på drygt 260 GW, vilket motsvarar drygt tre gånger topplasten. Som framgår av tabell 2 överstiger den installerade sol- och vindkraften var för sig topplasten. Samtidigt kvarstår behovet av fossil och annan planerbar kraft. Trots att målet är att fasa ut fossilkraften motsvarar även denna en betydande andel av topplasten. Resultatet är ett system med mycket hög kapitalbindning och omfattande nät- och systemkostnader, samtidigt som hushåll och industri möter höga och volatila elpriser (Federal Network Agency 2024; Energy-Charts 2025; Liebensteiner m fl 2025).

Systemet blir kapitalintensivt men lågproducerande. Investeringarna i effektkapacitet ökar kraftigt, men den faktiska elproduktionen per installerad megawatt faller. Detta gäller både för den väderberoende produktionen, som ofta står stilla, och för den planerbara reservkapaciteten, som måste finnas tillgänglig men bara används under begränsade perioder.

Utbyggnaden av kapacitet leder då inte till ett mer effektivt utnyttjat system, utan till det motsatta: mer kapacitet som används mindre. Kost-

<sup>8</sup> Åren runt millennieskiftet producerade Tysklands 19 kärnkraftsreaktorer ca 170 TWh per år (Wehrmann 2024). Detta täckte ungefär 30 procent av den dåvarande förbrukningen, vilket motsvarade ungefär 2,6 gånger de svenska kärnkraftverkens årsproduktion ( $\approx 65$  TWh) innan de senare årens förtida nedstängningar av fyra reaktorer.

Tabell 2  
 Installerad elektrisk  
 produktionskapaci-  
 tet i Tyskland 2025  
 per energikälla och  
 i procent av toppbe-  
 lastningen

Energikälla	Kapacitet (GW)	% av topplast
Sol	95,8	111,7
Vind totalt	74,6	87,0
Landbaserad vind	65,4	76,2
Havsbaserad vind	9,2	10,7
Fossilt totalt	56,2	65,5
Fossil gas	30,2	35,2
Stenkol	8,8	10,3
Brunkol	14,8	17,2
Olja	2,4	2,8
Biomassa	9,1	10,6
Vattenkraft (konventionell)	5,9	6,9
Vattenkraft (pumpkraft)	9,9	11,5
Övrigt	9,6	11,2
TOTALT	261,1	304,3

*Anm:* Topplasten är 85,8 GW enligt ENTSO-E (2025). Procenttalen har beräknats som kapacitet dividerad med topplast. Summan avviker något från tidigare rapporterade totaler till följd av avrundning och klassificeringsskillnader mellan datakällor.

*Källa:* ENTSO-E (2025), Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) och Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Bundeskartellamt Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn.

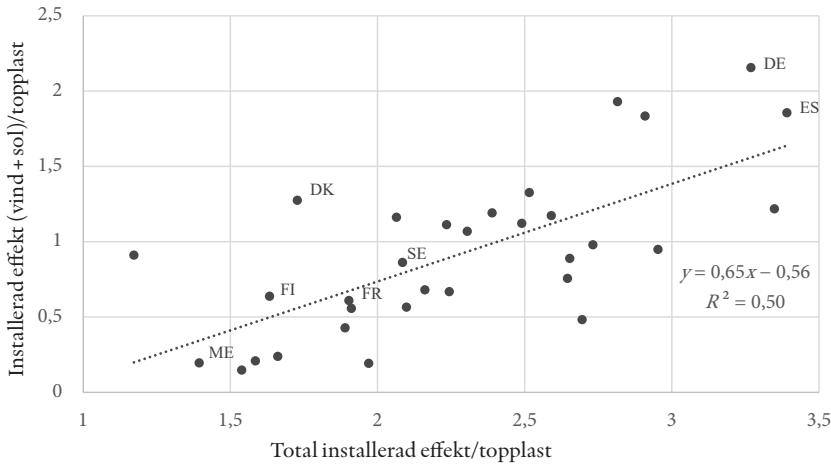
naderna för kapital, nät och systemdrift fördelas därmed över färre producerade kilowattimmar, vilket driver upp den genomsnittliga systemkostnaden.

### *Topplasten – en systemkritisk variabel*

Ett elsystem som inte kan leverera tillräcklig effekt vid topplast riskerar bortkopplingar, ransonering eller kraftigt ökade priser. Ett elsystem måste därför dimensioneras efter den maximala effekt som någon gång måste levereras, vilket innebär att topplasten blir ett bindande kapacitetskrav. All installerad effekt som inte bidrar till att möta topplasten kan vara värdefull för energiutbytet över året, men kan inte ersätta behovet av tillräcklig effekt under de mest ansträngda timmarna. Därför är jämförelsen mellan installerad effekt och faktisk topplast central när man analyserar elsystemets struktur och kostnader.

Det vi kan konstatera för Tyskland i tabell 2 tenderar även att gälla andra länder med stor andel väderberoende elproduktion såsom Italien, Portugal och Spanien. Figur 1 visar ett starkt positivt samband mellan den totala överdimensioneringen i elsystemet, definierad som installerad effekt i relation till topplast, och den del av denna överkapacitet som härrör från vind- och solex. Figuren indikerar ett starkt positivt samband mellan hur stor andel av topplasten som täcks av vind- och solkraft och hur stor den totala installerade effekten är i relation till topplasten.

Samtidigt visar spridningen kring trendlinjen att elsystemen skiljer sig



Figur 1  
Installerad effekt  
vind- + solkraft samt  
total installerad effekt  
över systemgränsen  
(topplast)

*Anm:* Grafen innehåller data för EU27+ Norge, Schweiz, Bosnien och Hercegovina, Serbien, Montenegro och Nordmakedonien. Total installerad effekt beräknas som summan av atomära kraftslag (vind, sol, vattenkraft, kärnkraft, gas, kol, bioenergi m fl), där aggregerade kategorier har exkluderats för att undvika dubbelräkning. Topplast definieras som högsta observerade timvisa elförbrukning under 2024 och baseras på timdata. Topplasten för Tyskland skiljer sig något från angiven topplast i tabell 2 där den officiella topplasten används, medan figuren för samtliga länder bygger på högsta timlast under ett år.

*Källa:* Uppgifter om installerad effekt per kraftslag (GW) för 2024 hämtas från Ember, *Yearly Full Release (capacity data)* och timdata från ENTSO-E Transparency Platform (*Actual Total Load*) omräknat från MW till GW.

åt i viktiga avseenden, där faktorer som reglerbarhet, kraftslagsmix och nationella förutsättningar bidrar till att länder med liknande andel vind och sol ändå hamnar på olika positioner. Men den övergripande tendensen är tydlig: i system med hög andel vind- och solkraft krävs ofta omfattande installerad effekt för att producera tillräckligt med energi över året, men denna kapacitet bidrar i begränsad utsträckning under de timmar då systemet är som mest ansträngt. Samtidigt kvarstår behovet av planerbar kapacitet för att möta topplasten.<sup>9</sup>

### *Varför kapacitetsproblemet driver systemkostnader*

Ett elsystem med hög andel väderberoende produktion måste alltid ha tillgänglig reserv- och backupkraft. När vind och sol inte levererar tillräcklig effekt måste andra resurser omedelbart kunna ta över för att möta efterfrågan och upprätthålla systemstabiliteten.

Under stora delar av året står denna reservkapacitet still eller körs på mycket låg last. Men trots detta måste den finnas, finansieras, underhållas och vara driftklar. Kostnaderna för denna kapacitet är till övervägande del fasta: investeringar, kapitalkostnader, personal, underhåll och regulatoriska krav kvarstår även när produktionen är låg eller obefintlig.

<sup>9</sup> Det är också ett starkt positivt samband mellan det genomsnittliga priset på el för hushållen och andelen väderberoende el i olika länder (Hannesson 2025; Fahlén m fl 2026).

När allt större delar av elproduktionen tränger undan drifttimmar för planerbar kraft minskar intäkterna från energimarknaden, samtidigt som behovet av kapaciteten består. För att hantera detta glapp mellan systemets behov av effekt och marknadens ersättning för tillgänglighet inför många elsystem kapacitetsmarknader, strategiska reserver eller andra former av stödssystem som ersätter anläggningar för att stå tillgängliga snarare än för att producera el. Dessa mekanismer syftar till att säkra leveransförmågan, men innebär att kostnader flyttas från energimarknaden till särskilda ersättningssystem.

Konsekvensen blir intäktssystem för samtliga tekniker. Väderberoende kraftslag pressar priserna under sina produktionstimmar, medan planerbar kraft får allt färre timmar att täcka sina fasta kostnader. Även ny planerbar kapacitet får svårare att bära sig kommersiellt utan kompletterande stöd, eftersom energimarknaden i sig inte längre ger tillräckliga och stabila intäkter.

Kapacitetsproblemet är ett kapitalproblem, inte i första hand ett driftproblem som kan lösas med bättre styrning eller flexibilitet.<sup>10</sup> Systemet kräver stora investeringar i kapacitet som används lite, men som ändå är nödvändig. När kostnaderna för denna kapacitet inte kan täckas via energiförsäljning måste de finansieras på annat sätt, vilket driver upp de totala systemkostnaderna. Tyskland är ett nästan övertydligt exempel på detta: det genomsnittliga elpriset för hushållen var drygt fem kr per kilowattimme 2024 trots omfattande direkta subventioner till producenterna (Karlsson 2025).

Batterilagring är ett vanligt förekommande förslag till lösning på problemet att hög andel väderberoende kraft leder till perioder med otillräcklig elproduktion. För att illustrera omfattningen av denna utmaning kan man tänka sig ett scenario i Sverige där en kall vintervecka med svag vind (i hela Nordeuropa) och ett elbehov på 4 TWh leder till ett produktionsunderskott på 1 TWh som behöver täckas med batterilagrad el.

En batterilagringsskapacitet på 1 TWh motsvarar ungefär en tredjedel av lagringsskapaciteten för alla batterier som producerades i världen 2024. Till världsmarknadspriser skulle detta kräva en investering på ca 3 700 miljarder kr, vilket motsvarar 58 procent av Sveriges BNP 2024. Med en batterilivslängd på tio år innebär detta en årlig avskrivning på 370 miljarder kr. Till detta ska läggas finansieringskostnader på i genomsnitt 74 miljarder kr per år vid en ränta på fyra procent. Sammantaget motsvarar detta sju procent av Sveriges BNP. Klimatpåverkan är också betydande: tillverkningen av dessa batterier skulle med dagens teknik släppa ut ca 150 miljoner ton koldioxid (Ask 2025). Utslaget på tio år motsvarar detta 15 miljoner ton per år, vilket är ungefär en tredjedel av Sveriges nuvarande totala utsläpp. Dessa uppskattningar mer än antyder att storskalig batterilagring inte är en hållbar lösning med dagens teknik för att hantera perioder på flera dagar med otillräcklig

<sup>10</sup> För en analys av de stora utmaningarna med att, ofta via prissignaler, styra efterfrågan för att hantera kapacitetsbegränsningar i elnätet och stora variationer i elproduktionen hänvisas till Elinder och El Gohary (2025).

vindkraft. Även om framtida kostnadsfall, längre livslängd eller alternativa lagringstekniker skulle minska dessa kostnader avsevärt, förändras inte slutsatsen att storskalig energilagring för flera dagars underskott innebär mycket stora kapital- och systemkostnader.

I diskussionen om lagring glöms ofta bort att vissa kraftslag redan löser tidsproblemet internt. Vattenkraft kan lagra energi genom att hålla vatten i magasinerna och fossil kraft genom att lagra bränsle. Produktionen kan därmed anpassas till efterfrågan utan extra systemlösningar. När de fossila kraftslagen ersätts med vind- och solkraft försvinner denna lagringsegenskap. Frågan om när el ska produceras måste då lösas på systemnivå, genom batterier, reservkraft, nätutbyggnad eller styrning av efterfrågan.

Att hushåll eller företag anpassar sin elanvändning för att hantera systembrist (t ex genom lastreduktion/bortkoppling) innebär en real kostnad som ofta inte syns på elräkningen. I industrin yttrar den sig som produktionsbortfall och lägre kapacitetsutnyttjande, vilket höjer kostnaden per producerad enhet och försämrar konkurrenskraften (Broberg m fl 2021; Lundgren m fl 2024).

#### 4. Kapacitetsproblemet är inte ”bara en systemkostnad”

Kapacitetsproblemet är inte en kostnad bland andra i elsystemet. Det sätter ramen för alla andra systemkostnader. Hur mycket reserv- och backupkapacitet som måste hållas tillgänglig avgör omfattningen av nätförstärkningar, behovet av balans- och stödtjänster samt graden av tvingande nedreglering. När systemet dimensioneras för att klara topplasten under perioder med låg produktion från vind och sol påverkas därmed hela kostnadsstrukturen.

Kapacitetsproblemet avgör också behovet av stödmekanismer. När energimarknaden inte längre kan bära kostnaderna för den kapacitet som systemet kräver, då måste kompletterande ersättningsformer införas. Kapacitetsmarknader, strategiska reserver och olika former av tillgänglighetserättning uppstår inte som tekniska tillägg, utan som direkta konsekvenser av att kapacitetens värde inte längre kan realiseras genom elförsäljning. Dessa mekanismer blir nödvändiga just därför att kapacitetsproblemet är grundläggande.

Detta gör det analytiskt rimligt att behandla kapacitetsproblemet separat från andra systemkostnader. Nätkostnader, balans- och stödtjänster samt värdeförluster är i stor utsträckning följdproblem. De påverkas av hur mycket kapacitet som måste byggas, var den placeras och hur ofta den används. Utan att först förstå varför systemet kräver omfattande installerad effekt som sällan används går det inte att fullt ut förstå varför dessa kostnader uppstår och varför de växer. Detta resonemang stöds även av nyare systemekonomiska analyser som visar att LCOE är ett svagt mått på framtida systemkostnader (Grimm m fl 2024).

Att reducera kapacitetsproblemet till en systemkostnad bland andra döljer därför dess centrala roll. Det är inte en marginell justering av ett i övrigt välfungerande system, utan ett strukturellt drag som präglar hela elsystemets ekonomi. Dessa kostnader är heller inte övergående, utan en oundviklig konsekvens av ett elsystem som måste dimensioneras för låg samtidighet och hög osäkerhet i tillgänglig effekt.

## 5. Systemkostnader i strikt mening

Även om kapacitetsproblemet tillfälligt sätts åt sidan återstår ett antal systemkostnader som är nödvändiga för att elsystemet ska fungera. Dessa kostnader är inte beroende av hur reservkapacitet finansieras; de uppstår direkt ur systemets tekniska och organisatoriska komplexitet när andelen väderberoende produktion ökar.

*Nätkostnader.* Ett elsystem med stor geografisk spridning av produktion kräver omfattande investeringar i både transmissions- och distributionsnät. Utöver nybyggnation tillkommer kostnader för förstärkning, ombyggnad och anpassning av befintlig infrastruktur för att hantera mer varierande och mindre förutsägbara flöden. Dessa kostnader uppstår oavsett hur väl kapacitetsfrågan löses och är i praktiken svåra att undvika.<sup>11</sup>

*Balanskostnader.* När produktionen varierar snabbt och oförutsägbart måste systemet kontinuerligt tillföras resurser som kan justera effekt i realtid. Detta kräver både tekniska lösningar och marknader för regleringstjänster. Även om reservkapacitet finns på plats innebär den ökade regleringen högre kostnader för systemdrift, inklusive fler omstarter, lägre verkningsgrader och ökat slitage på anläggningar som används för balansering.

*Tvingande nedreglering.* Produktionen kan behöva begränsas trots låga rörliga kostnader när systemet inte kan ta emot elen. Tvingande nedreglering innebär att investeringar i produktionskapacitet inte fullt ut kan utnyttjas, vilket driver upp den effektiva kostnaden per levererad enhet. Denna systemkostnad kvarstår även i ett system med god tillgång till reservkapacitet och välutvecklade marknader.

*Administrativa och marknadsdesignrelaterade kostnader.* Ett komplext elsystem kräver fler styrmekanismer, fler marknader, fler regler och mer tillsyn. Utformning och drift av stödsystem, kapacitetsmekanismer, balansmarknader och olika former av ersättningar för systemtjänster innebär både direkta administrativa kostnader och indirekta effektivitetsförluster.<sup>12</sup>

Gemensamt för dessa systemkostnader är att de är reella och att de växer med systemets komplexitet. De kan reduceras genom teknisk utveckling och bättre samordning, men de kan inte elimineras. De är en följd av att

<sup>11</sup> Här kan nämnas att Sverige i dag har mycket stora behov av nya nätinvesteringar trots att elförbrukningen inte ökat sedan 1990.

<sup>12</sup> Ett alternativt sätt att belysa dessa samband är att utgå från fullständiga systemkostnader, snarare än produktionskostnader, vilket leder till liknande slutsatser (Idel 2022).

produktion och konsumtion i ett väderberoende system måste kopplas samman genom alltmer omfattande tekniska och institutionella lösningar.

## 6. Från teknikoptimism till systemekonomi

Tysklands industriella tillbakagång sker inte på grund av att landet investerat i billig elproduktion. Tillbakagången sker därför att det har byggt upp och fortsätter att bygga ut ett mycket dyrt kraftsystem. Det är inte kostnaden för enskilda vindkraftverk eller solcellsanläggningar som pressar industrin, utan de samlade kostnader som uppstår när hela elsystemet ska göras leveranssäkert, stabilt och kapabelt att möta topplasten.

För ett elintensivt industriföretag kan inte tillgången till billig el under delar av året kompensera för osäker effekt, prisvolatilitet och behov av reservlösningar. Det är systemets förmåga att leverera el med rätt kvalitet och tillgänglighet till ett förutsägbart pris som är avgörande för företagets investeringsbeslut.

LCOE fångar vad det kostar att producera el i en anläggning, men säger inget om vad det kostar att säkerställa effekt, stabilitet, balans, reservkapacitet och nätkapacitet i realtid. När energipolitiken utformas utifrån produktionskostnader per kilowattimme snarare än systemkostnader för levererad el blir resultatet ett system som är billigt i teorin men dyrt i praktiken.

Denna sammanblandning mellan kostnad per kilowattimme, intäkt per kilowattimme och systemets behov har haft konkreta konsekvenser i Tyskland, vilka även spiller över till Sydsverige. Industrin möter inte bara höga genomsnittliga priser, utan också ökad prisvolatilitet, osäker tillgång på effekt och ett system där stora investeringar måste bäras av allt färre producerade kilowattimmar. Det är denna systemlogik, snarare än valet av enskilda tekniker, som nu pressar Europas största industrination.

Det finns också skäl att se denna utveckling som en varningssignal för Sverige. Även här förs energipolitiska resonemang i hög grad i termer av låga produktionskostnader per kilowattimme för enskilda kraftslag. Samtidigt hamnar frågor om kapacitet, topplast och systemets samlade kostnader ofta i bakgrunden. Än mer sällan diskuteras värdeskapandet i elsystemet, dvs i vilken utsträckning produktionen faktiskt genererar stabila och tillräckliga intäkter när den behövs som mest.

När intäkterna per kilowattimme pressas ned just under de timmar då produktionen är hög, samtidigt som systemet kräver omfattande investeringar i reservkapacitet, nät och stödtjänster, urholkas det ekonomiska värdet av ytterligare produktion. Ett elsystem kan då producera stora mängder el till låg genomsnittlig kostnad, men ändå misslyckas med att skapa de intäkter och den stabilitet som krävs för långsiktigt värdeskapande.

Erfarenheterna från Tyskland visar att denna obalans mellan produktion, intäkter och systemkrav är ett i högsta grad reellt ekonomiskt problem. Om energipolitiken även i Sverige fortsätter att fokusera på kostnad per producerad kilowattimme, snarare än på systemets förmåga att leverera vär-

de i form av tillgänglig effekt, stabila priser och förutsägbara investeringsvillkor, riskerar samma mekanismer att slå igenom även här. Energipolitik i ett elektrifierat industrisamhälle kräver ett systemperspektiv, en analys som fokuserar på vad ytterligare kapacitet faktiskt tillför och en insikt om att effekt och tillgänglighet är systemkritiska storheter.

## REFERENSER

- Ask, P (2025), "Solkraftens skuggsida", *Kvarital*, 25 mars 2025.
- Broberg, T, R Brännlund, T Lundgren och L Persson (2021), "The Value of Lost Load in Swedish Industry", Energiforskrapport 2021:787, Energiforsk, Stockholm.
- Elinder, M och F El Gohary (2025), "Framtidens elnät – utmaningar och lösningar med efterfrågeflexibilitet", *Ekonomisk Debatt*, vol 53, nr 2, s 18–31.
- Energimyndigheten (2025), *Energiläget 2025*, Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energy-Charts (2025), "Installed Electricity Generation Capacity in Germany", Fraunhofer ISE, Freiburg.
- ENTSO-E (2025), "Country Comments Winter Outlook 2025–2026", European Network of Transmission System Operators for Electricity, Bryssel.
- Eurostat (2024), *Electricity Production and Capacity Statistics*, Eurostat, Luxemburg.
- Fahlén, P, M Henrekson och M Nilsson (2026), "In Pursuit of the Green Transition – Electricity at Any Cost?", i Henrekson, M, C Sandström och M Stenkula (red), *The Green Entrepreneurial State? Exploring the Pitfalls of Green Deals*, Springer, Cham.
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2025), "The Economic Situation in the Federal Republic of Germany in October 2025", 14 oktober 2025.
- Federal Network Agency (2024), *Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit*, Bundesnetzagentur, Bonn.
- Grimm, V, L Oechsle och G Zöttl (2024), "LCOE of Renewables Are Not a Good Indicator of Future Electricity Costs", policyrapport, University of Technology Nuremberg (TN), Nürnberg.
- Hannesson, R (2025), "An Electricity Market Model with Intermittent Power", *Energies*, vol 18, artikel 1435.
- Hirth, L, F Ueckerdt och O Edenhofer (2015), "Integration Costs Revisited", *Renewable Energy*, vol 74, s 925–939.
- Idel, R (2022), "Levelized Full System Costs of Electricity", *Energy*, vol 259, artikel 124905.
- Joskow, P L (2011), "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies", *American Economic Review*, vol 101, s 238–241.
- Karlsson, S (2025), "Enorma kostnader för förnybart i Tyskland", *Second Opinion*, 2 januari 2025.
- Liebensteiner, M, F Ocker och A Abuzayed (2025), "High Electricity Prices Despite Renewable Expansion: Evidence from Germany", *Energy Policy*, vol 198, artikel 114448.
- Newbery, D M (2023), "High Renewable Electricity Penetration: Marginal Curtailment and Market Failure under 'Subsidy-Free' Entry", *Energy Economics*, vol 126, artikel 107011.
- Lundgren, T, R Brännlund och L Persson (2024), "The Cost of Electricity Supply Interruptions and Value of Lost Load in Swedish Electricity Intensive Industrial Plants", WP 2024:05, Tillväxtanalys, Östersund.
- Sandström, C och C Steinbeck (2026), "Sjunkande omsättning och skenande förluster för vindkraften 2024", *Ekonomisk Debatt*, vol 54, nr 1, s 61–67.
- Ueckerdt, F, L Hirth, G Luderer och O Edenhofer (2013), "System LCOE: What Are the Costs of Variable Renewables?", *Energy*, vol 63, s 61–75.
- Veronese, E, G Manzolini och D Moser (2021), "Improving the Traditional Levelized Cost of Electricity Approach by Including Integration Costs", *International Journal of Energy Research*, vol 45, s 9252–9269.
- Wehrmann, B (2024), "Q&A – Germany's Nuclear Exit: One Year After", *Clean Energy Wire*, 16 april 2025.