

En nordisk elmarknad för netto noll

Sammanfattning för beslutsfattare

En rapport från Compass Lexecon
på uppdrag av Fortum och Uniper

 fortum

uni
per

Förord:

Varför en rapport om elmarknadsdesign?

De nordiska länderna har varit europeiska föregångare när det gäller att avreglera elmarknaderna. Modellen vi valde för snart 30 år sedan blev en förebild för hela den EU-gemensamma lagstiftningen på området. Den avreglerade och gränsöverskridande elmarknaden har levererat årliga välfärdsökningar på över 10 miljarder kronor per år genom att optimera resursanvändningen och som ett resultat öka konkurrenskraften för hela Norden.

Men kommer dagens elmarknad klara av att ta oss hela vägen till netto noll? Det är en fråga som kan avgöra hela klimatmötningen i Norden. I praktiken är det en välfungerande elmarknad som ska driva investeringar i elektrifiering, både på kund- och producentsidan. Vi ser redan idag tecken på att elmarknaden inte klarar av att leverera de investeringar som krävs för att vi ska vara i linje med våra klimatmål. Effektkostnaderna växer, priserna och volatiliteten har nått rekordnivåer, likviditeten på den finansiella marknaden fortsätter att minska och elnätsbegränsningarna ökar. Politiken har intervenerat med direkta stöd till hushållskunderna vilket är ett tecken på att samhället och politiken inte accepterar konsekvenserna av dagens elmarknad. Den här typen av kortsiktighet och brist på stabilitet är förödande för den typ av investeringar vi så desperat behöver. Så svaret på frågan om dagens elmarknad kommer att kunna ta oss till netto noll ser allt mer ut som ett nej.

Men det är inte bara klimatfrågan som sätter elmarknadens funktion i fokus. Den ryska invasionen av Ukraina har på ett mycket tydligt sätt pekat på behovet av att elmarknaden måste kunna leverera på flera mål samtidigt - klimat-, näring- och totalförsvaret. I en ny verklighet måste elmarknaden betraktas mindre som ett mål i sig själv och mer som ett strategiskt medel för att nå andra övergripande samhällsmål.

För att svara på frågan om dagens elmarknad är redo för netto noll och för att ta fram trovärdiga reformförslag har Fortum och Uniper tillsammans gett uppdraget till Compass Lexecon, en av de mest ansedda experterna på elmarknadsdesign. Under sex månader har Compass Lexecon tillsammans med experter från Fortum och Uniper genomfört en omfattande analys av den nordiska elmarknaden, en internationell utblick kring hur andra länder har fortsatt att utveckla sina elmarknader efter 80- och 90-talets avregleringar, presenterat övergripande vägval för den nordiska elmarknaden och till sist genomfört konsekvensanalyser för de vägval som har bedömts som mest realistiska.

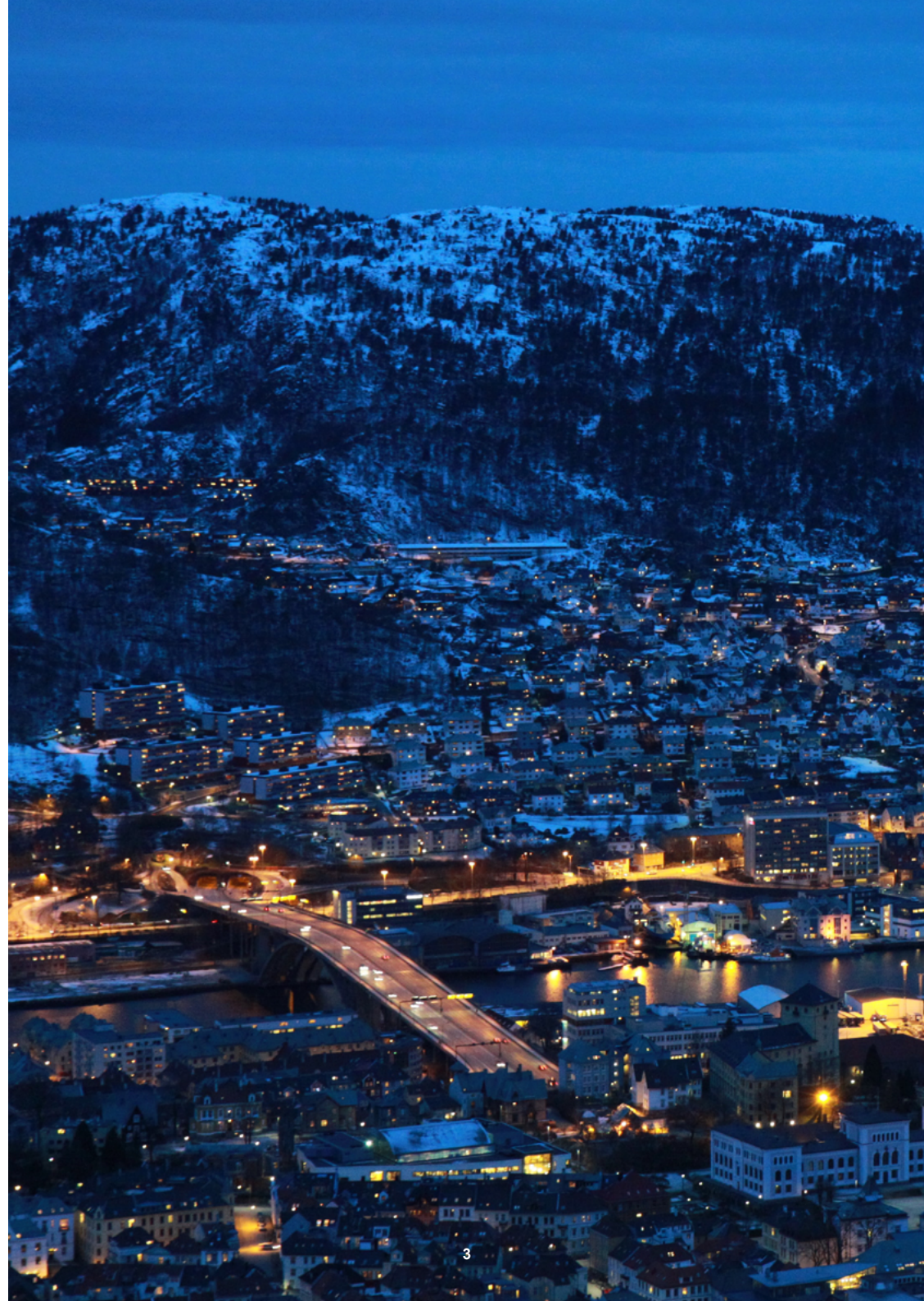
Resultatet visar att vi bör bygga vidare på vår historiskt framgångsrika elmarknad. Att utveckla och bygga vidare snarare än att skrota hela modellen och starta från noll. Ett evolutionärt snarare än ett revolutionärt perspektiv gör också fortsatta reformer enklare och mer naturliga. Vår förhoppning är att den här studien ska bidra till en välbehövlig elmarknadsdebatt. Att inte utvecklas är inte ett alternativ.



Simon-Erik Ollus
Executive Vice President, Generation Division, Fortum



Johan Svenningsson
Country chairman, Uniper Sweden



Sammanfattning

För att nå netto noll behöver den nordiska elanvändningen sannolikt fördubblas under de kommande decennierna. Elmarknaden kommer i praktiken vara det verktyg som ska driva merparten av hela klimatomställningen. Utan en väl fungerande elmarknad ökar risken för att vi inte når våra klimatmål.

Slutsatsen i den här rapporten är att dagens elmarknad inte är anpassad för att ta oss hela vägen till netto noll. Den är skapad för att optimera driften av befintliga kraftverk men den saknar det långsiktiga ansvar och investeringsramverk som krävs för att realisera elektrifieringen.

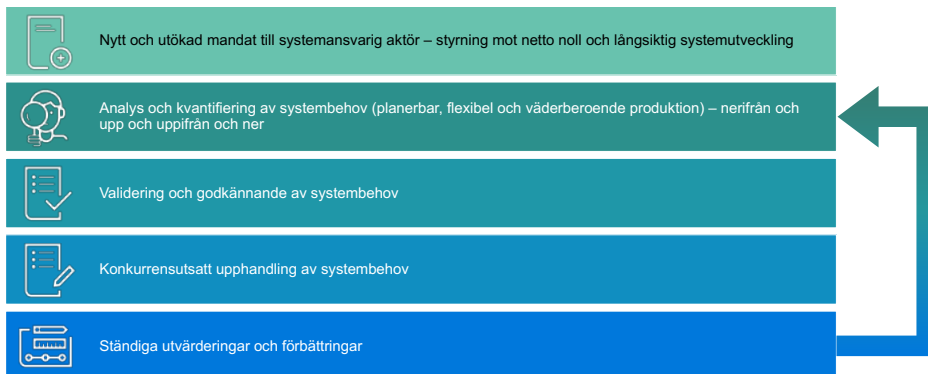
För politiker ger dagens kortsiktiga elmarknad obefintliga garantier för långsiktig måluppfyllnad. Den innebär ett alltför stort risktagande i förhållande till, inte bara klimatmålet, utan också våra närings- och säkerhetspolitiska mål. För industrin ger den inte den förutsägbarhet och stabilitet som krävs för rekordinvesteringar i elektrifiering. För elproducenterna saknar den de långsiktiga incitament som behövs för investeringar i alla typer av systembehov – planerbar, flexibel och väderberoende elproduktion i balans.

Beslutsfattare måste därför ställa sig frågan, är vi villiga att chansa på att dagens elmarknad kommer att leverera de investeringar som krävs för att ta

oss till netto noll? I den här rapporten argumenterar vi för att svaret på den frågan bör vara nej. Men istället för att slänga dagens elmarknadsmodell i papperskorgen bör vi ta ett evolutionärt perspektiv, där dagens kortsiktiga marknad byggs på med ett så kallat investeringsramverk som bättre säkerställer förutsägbarhet, kostnadseffektivitet, stabilitet och måluppfyllnad.

Kärnan i investeringsramverket är ett utökat mandat till den systemansvariga aktören som innebär ett långsiktigt ansvar för systemutveckling och resurstillräcklighet tillsammans med verktyget att systematiskt och marknadsmässigt upphandla en viss andel av det identifierade systembehovet. Det handlar alltså inte om några subventioner utan ett tillägg till dagens elmarknad som bygger på samhällets och industrins behov.

Även om den här studien presenterar övergripande vägval och rekommendationer för den framtida nordiska elmarknaden så finns ett flertal frågor som behöver utredas vidare. Det är frågor som spänner från roller och ansvar, planeringsmetoder, utformning av långsiktiga kontrakt, statsstödsfrågor till potentiella övergångslösningar innan ett komplett investeringsramverk är på plats.



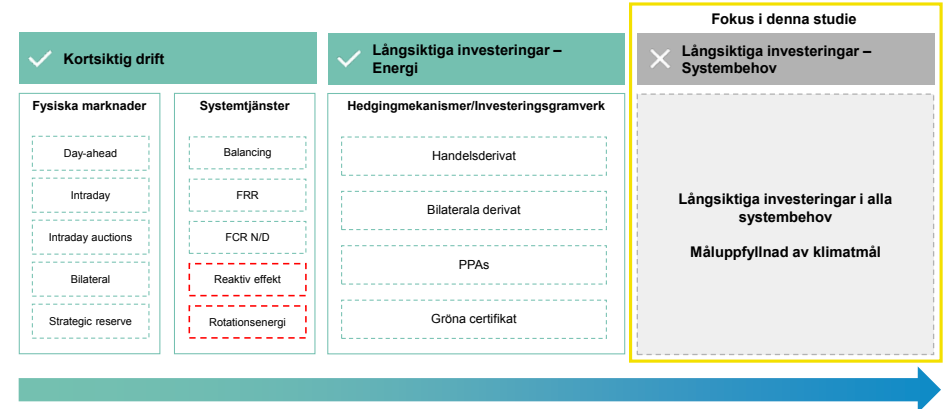
Figur 1: Översiktlig modell av ett investeringsramverk för den nordiska elmarknaden

Avgränsningar

Den här studien är avgränsad till reformer på grossistmarknaden och fokuserar huvudsakligen på de långsiktiga investeringsbehoven för att nå våra klimatmål. Det betyder inte att dagens kortsiktiga marknad är utan brister. Tvärtom så ser vi att dagens kortsiktiga elmarknad präglas av ett växande antal problem. Sjunkande likviditet på de finansiella marknaderna, bristande incitament för systemkritiska stödtjänster, bristande reformer för att öka volymerna på intradag- och realtidsmarknaderna, långsam implementering av EU-direktiv, svagt nordiskt samarbete, utökade nätbegränsningar för att klara normaldrift för att nämna ett antal. Även om den här studien fokuserar på de långsiktiga reformbehoven så måste även dessa kortsiktiga problem hanteras parallellt med den långsiktiga utvecklingen.

Figur 1 illustrerar avgränsningarna i rapporten. Den visar att dagens marknad har flera underliggande produkter för kortsiktig drift och optimering samt ett antal produkter för långsiktig leverans av energi. Det som saknas är ett långsiktigt investeringsramverk för att säkerställa ett robust och kostnadseffektivt elsystem även på lång sikt. Det är detta långsiktiga ramverk som är i fokus i denna studie.

Metoden som har använts är till största del kvalitativ och totalt har mer än 20 publika rapporter från myndigheter och forskningsinstitut analyserats på djupet. Det kompletta litteraturlistan kan hittas i den fullständiga rapporten.



Figur 2: Omfattning och avgränsning för studien

Varför dagens elmarknad inte är anpassad för netto noll

Dagens elmarknad skapades i mitten av 90-talet som ett svar på den tidens specifika utmaningar. En tid som präglades av en stagnerad efterfrågan, en genomreglerad elmarknad som hade levererat överinvesteringar, ökade systemkostnader, bristande konkurrens och en avsaknad av valmöjligheter för kunderna. Det fanns ett stort behov av reformer som syftade till att optimera driften av det överskott av anläggningar som byggdes under 70- och 80-talet. Utgångspunkten för reformen var det stora utbudet av vattenkraftsanläggningar i Norden som erbjöd en möjlighet att utnyttja vattenkraftens stora flexibilitet, när det behövdes som bäst.

Kärnan i dagens elmarknad är de fysiska marknaderna, spot och intradag, som ger en effektiv prissignal för varje timme i varje prisområde och därmed tydliga incitament för en effektiv användning av de befintliga resurser som redan finns på marknaden. Långsiktiga prissignaler skapas genom den finansiella terminshandeln och genom bilaterala avtal som använder de fysiska marknaderna som referens. Över tid, allt eftersom andelen vindkraft har ökat, har elmarknaden utvecklats med ett antal stödtjänster för till exempel frekvensavvikelse och balansering. Även utvecklingen av så kallade PPA:er (Power Purchase Agreements) har utvecklats snabbt de senaste åren. Utvecklingen av PPA-marknaden har haft en stor spridning i hur avtalen är kopplade till de fysiska marknaderna, och därför även en relativt svag koppling till elsystemets fysiska behov.

	Financial market	Day-ahead market	Intraday market	Balancing market		Delivery	Imbalance settlement
				Reserve market	Regulating market		
				FCR aFRR mFRR capacity	mFRR energy		
Market	10 years – 1 day ahead	Uniform price double auction for 1 day ahead	Pay-as-bid double auction for current and 1 day ahead	Day-ahead/annual capacity	Uniform price auction, 45 min before delivery		Post-delivery
Products	Futures, deferred settlement futures, options (Yearly, quarterly, monthly and weekly)	Hourly	Hourly	Hourly/yearly capacity	60 min	Imbalance power	
Actor	Nasdaq OMX, bilateral trades	Nordpool	Nordpool	TSOs		TSOs	

Figur 3: Översiktlig utformning av den nordiska grossistmarknaden
Källa: Spodniak P et al, 2019, The Relevance of Wholesale Electricity Market Places: The Nordic Case, VATT Working Papers 126

Verkligheten på 90- och 00-talet

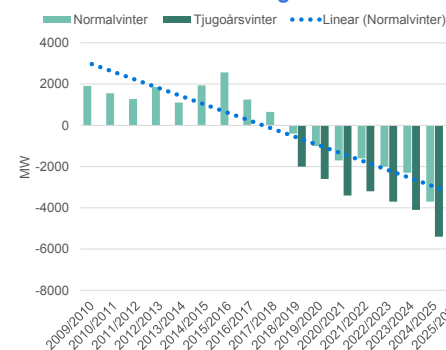
Kategori	90- och 00-talet	Dagens verklighet
Elkunder	<ul style="list-style-type: none"> Stagnerade efterfrågan Passiva 	<ul style="list-style-type: none"> Kraftigt ökad efterfrågan på energi och effekt Alltmer aktiva
Marknaden	<ul style="list-style-type: none"> Stabila och relativt låga priser Fokus på day-ahead och marknadsintegrering 	<ul style="list-style-type: none"> Höga, volatila och geografiskt differentierade priser Kontinuerliga marknadsinterventioner och subventioner
Teknik	<ul style="list-style-type: none"> Centraliserad från kärnkraft och vattenkraft Överskott av stödtjänster "på köpet" 	<ul style="list-style-type: none"> Tillväxt av decentraliserade och väderberoende tekniker Underskott av stödtjänster
Politik	<ul style="list-style-type: none"> Fokus på konkurrens och driftoptimering Marknaden är målet 	<ul style="list-style-type: none"> Klimatmål som kräver kraftigt ökade investeringar Stort behov av måluppfyllnad – marknad medel för klimatmål
Elnät	<ul style="list-style-type: none"> Stora marginaler i elnätkapacitet Fokus på att optimera befintliga investeringar 	<ul style="list-style-type: none"> Kapacitetsbrist och flaskhalsar Oförutsägbara begränsningar med stor marknadspåverkan
Leveranssäkerhet	<ul style="list-style-type: none"> Strukturell överkapacitet 	<ul style="list-style-type: none"> Minskande marginaler. Energiöverskott men effektunderskott Ökad volatilitet och beroende av efterfrågeflexibilitet

Figur 4: En ny verklighet för elmarknaden

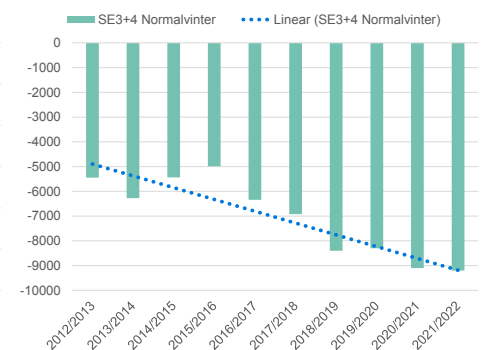
Avregleringen av den nordiska elmarknaden svarade mycket väl på de utmaningar som då var aktuella och reformen har rättmätigt lyfts fram som en internationell framgångssaga – en elmarknad som levererar el till låg kostnad, med en hög leveranssäkerhet och med en låg miljöpåverkan.

Men verkligheten har förändrats sedan 90-talet och så har även de underliggande fundamenten som motiverade reformerna. Tvärtom vad som var fallet för 30 år sedan försämras idag effektbalansen snabbt i hela Sverige, särskilt i de södra delarna (se figur 5), elanvändningen förväntas fördubblas på bara ett par årtionden och den kraftigt ökade volatiliteten och brist på långsiktig förutsägbarhet har gjort investeringar i elektrifieringen, både på utbuds- och efterfrågesidan, allt mer riskabla.

Kraftbalansen i Sverige 2009-2026



Kraftbalansen SE3+4 2012-2022



Figur 5: Kraftbalansen i Sverige 2009-2026 och kraftbalansen i södra Sverige 2012-2022, MW.
Källa: Svks: årliga kraftbalansrapporter

Vi börjar nu också se empiriska bevis på att dagens elmarknad ensam inte har förmågan att leverera de volymer fossilfri el, med rätt egenskaper, vid korrekt tidpunkt, som krävs för att vi ska nå både klimatmålen och samtidigt behålla en hög leveranssäkerhet. De kommande två decennierna räknar de nordiska TSO:erna med att det behövs investeringar på i genomsnitt 52 GW per decennium¹ för att nå netto noll. Som en del av denna studie har samtliga investeringsbeslut i elproduktion i Norden sedan 1970-talet kartlagts och även om det inte finns full insyn i enskilda investeringskalkyler så är det möjligt att på ett övergripande plan identifiera de ekonomiska drivkrafterna bakom utbyggnaden. En häpnadsväckande slutsats är att sedan avregleringen av elmarknaden i mitten av 90-talet så har det endast investerats i omkring 2 GW, framförallt landbaserad vindkraft och en del biokraftvärme, på rent kommersiella grunder utan någon form av statlig subvention. Alla andra investeringar (omkring 24 GW i Norden) har omfattats av elcertifikat, feed-in-tariffer, investeringsbidrag eller andra former av stöd.

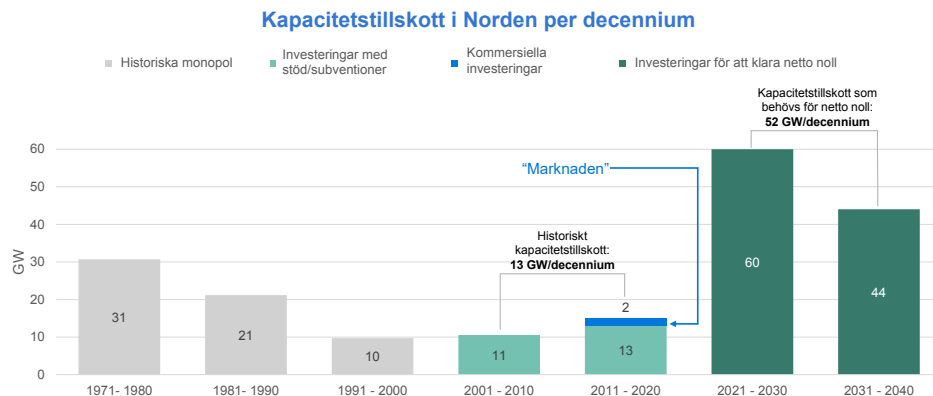
Det tydligaste exemplet på marknadens oförmåga att leverera i linje med vad den teoretiskt förutsätts leverera är de ökade utmaningarna i södra Sverige. Elpriserna i SE3 och SE4, den kraftiga volatiliteten, Svk:s tydliga kommunikation om att det behövs ytterligare planerbar kraft och den förväntade ökningen av efterfrågan är alla tydliga tecken på att marknaden borde investera. Trots detta saknas det – med undantag från några mindre kraftvärmeinvesteringar - helt investeringsbeslut i planerbar kraft. Tvärtom har den planerbara kraften i södra Sverige minskat med över 3000 MW den senaste tioårsperioden². Det här skulle kunna klassas som ett begynnande marknadsmisslyckande eftersom den ökade efterfrågan inte har resulterat i ett ökat utbud. Det saknas helt enkelt tillräckligt trovärdiga långsiktiga prissignaler för planerbar och flexibel kapacitet för att elmarknadens aktörer ska våga investera.

I praktiken har reformeringen av elmarknaden bort från det ensidiga fokuset på enbart kilowattimmar redan börjat. Marknaden har utvecklats stegvis och fler produkter har lagts till löpande för att

lösa de problem som har uppstått när framförallt vindkraft har ersatt synkront ansluten termisk produktion. Produkter som FFR, FCR och aFRR ger nu incitament för snabbt frekvensstöd som tidigare kunde tas för givet och levererades gratis av de anslutna anläggningarna i systemet. Vad dessa nya produkter har gemensamt är att prissättningen är kortsiktig och endast syftar till att driftoptimera befintliga anläggningar. Den skickar alltså inte några långsiktiga signaler som bidrar till att nya anläggningar gynnas av att ha dessa egenskaper inbyggda från början. En av studiens mest fundamentala slutsatser är därför

att det saknas långsiktiga prissignaler för andra egenskaper än enbart energi. Därmed saknas det tillräckliga incitament för elmarknaden att säkerställa att elsystemet levererar till ett konkurrenskraftigt pris och hög leveranssäkerhet inte bara idag och imorgon utan också för kommande decennier.

Även om det till stor del saknas långsiktiga kontrakt och prissignaler så är den positiva slutsatsen man kan dra av den pågående utvecklingen av elmarknaden att dagens marknad inte är någon naturlag. Det är fullt möjligt att fortsätta utveckla marknaden för att möta kundernas behov på lång sikt.



Figur 6: Kapacitetstillskott i Norden per decennium
Källa: Nordic Grid Development Perspectives 2021

¹ NGDP 2021

² Även om elmarknadens utformning sannolikt är den främsta förklaringen till denna minskning är det tydligt att det inte är den enda förklaringen. Utöver elmarknaden finns en rad bidragande faktorer såsom kraftslagspecifika skatter. Det finns också icke marknadsrelaterade regulatoriska hinder som försvårar eller omöjliggör investeringar såsom långdragna tillståndprocesser och specifika hinder för kärnkraft.

Dagens elmarknad,

- Skapades för 30 år sedan i en annan verklighet med målet att optimera ett överdimensionerat system
- Styr mot kortsiktiga investeringar med korta återbetalningstider med lägst kostnad för års-kilowattimmar
- Ger inte någon ersättning för alla systembehov – planerbar, flexibel och väderberoende kapacitet
- Saknar ett långsiktigt ansvar för elsystemets utveckling
- Levererar inte en förutsägbar prissignal för investeringar i elektrifiering på användarsidan

Utan förändring kommer dagens elmarknad sannolikt att leda till,

- Minskad förutsägbarhet som ger försenade eller otillräckliga investeringar i elektrifiering
- Ökad prisvolatilitet som bromsar och försvårar elektrifieringen av transport- och industrisektorn
- Ökad risk för oförutsägbara politiska interventioner
- Ökade kostnader för kunderna och därmed högre kostnader för att nå klimatmålen

Figur 7: Sammanfattning av dagens elmarknad och det sannolika utfallet om vi inte utvecklar elmarknaden

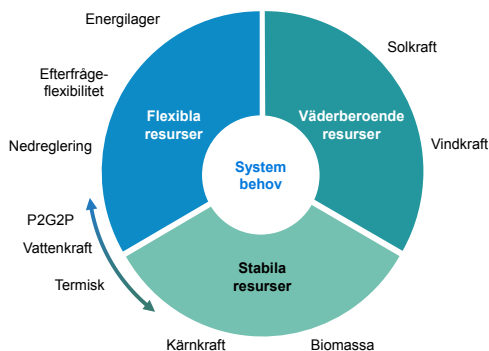
Ett systemperspektiv

Det finns en ökad samsyn bland både akademi och systemansvariga myndigheter att det mest kostnadseffektiva och robusta elsystemet kombinerar en mångfald av planerbara, flexibla och väderberoende resurser som tillsammans kompletterar varandra och formar en kostnadsoptimal helhet. Den optimala andelen av varje egenskap varierar från land till land beroende på till exempel geografi, topografi och industriella behov.

Planerbar produktion kan leverera el på beställning oberoende av vädret. Planerbara resurser har ofta synkront kopplade generatorer som bidrar till att automatiskt hålla frekvensen i systemet till de så avgörande 50 Hz. Exempel på planerbara resurser är kärnkraft, kraftvärme, gasturbiner och till en stor del även vattenkraft.

Flexibel produktion balanserar elsystemet på kort och lång sikt. Behovet av flexibla resurser ökar när andelen väderberoende produktion ökar. Exempel på flexibla resurser är vattenkraft, gasturbiner och för kortare tidsskalor (timmar) även efterfrågefleksibilitet och batterier.

Väderberoende produktion bidrar med låga kilowattimmeskostnader som på ett tydligt sätt kan sänka den totala systemkostnaden så länge som



Figur 8: Systembehov för ett kostnadsoptimerat elsystem

obalanserna kan absorberas av den planerbara och flexibla produktionen. Exempel på väderberoende produktion är vind- och solkraft.

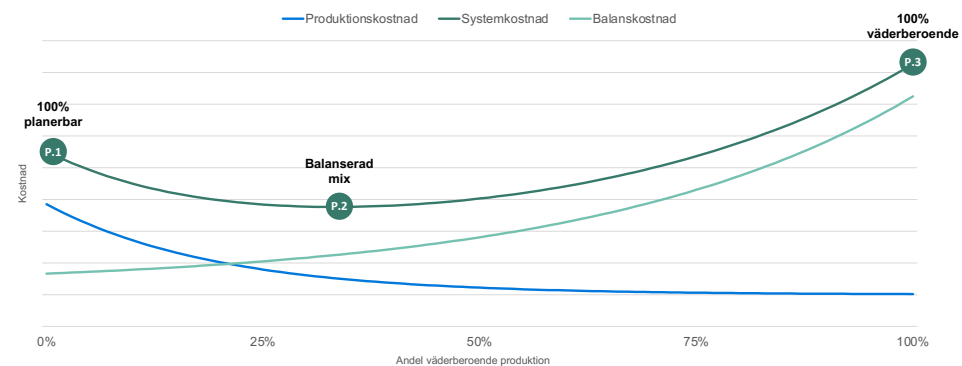
Elnätet är länken mellan de olika systembehoven. Elnätssamordningen, inklusive systemdriften och hanteringen av flaskhalsar, har en stor betydelse för den totala systemkostnaden. Elnätssamordningen inkluderar också elsystemets kopplingar till fjärrvärmens och gasnäten.

För höga eller för låga andelar av dessa egenskaper leder till högre system- och samhällskostnader. Planerbara, flexibla och väderberoende egenskaper är beroende av varandra.

Ett för stort fokus på planerbar produktion ger ett system som är stabilt och välbalanserat men med onödigt höga produktionskostnader. På andra sidan spektrumet ger väderberoende produktion initialt sett lägre systemkostnader, tack vare de låga produktionskostnaderna, men med högre andelar ökar systemkostnader eftersom balans- och elnättskostnader ökar icke-linjärt.

Det optimala systemet är när den totala systemkostnaden är på den lägsta nivån genom en så stor andel väderberoende produktion som ryms inom systemets förmåga att balansera variationerna och hålla elnättsinvesteringarna på en rimlig nivå.

Alltså, ett system med en hälsosam balans mellan de individuella egenskaperna kommer att ge den högsta leveranssäkerheten till de lägsta kostnaderna. Det är den här systemsynen som bör vara utgångspunkten för en utvecklad elmarknad.



Figur 9: Schematisk illustration av den totala elsystemkostnaden som en funktion av produktions- och balanskostnader

Principiell design för en utvecklad elmarknad

Dagens elmarknad har ett ensidigt fokus på driftkostnaderna för de anläggningar som redan finns på marknaden och med ett förenklat antagande att de anläggningarna automatiskt levererar det systemet behöver. När teknikutvecklingen går mot tekniker som har höga kapitalkostnader (CAPEX) men mycket låga driftkostnader (OPEX) så fungerar inte längre den ensidiga ersättningen för rörliga driftkostnader som drivkraft för nyinvesteringar. Det finns därmed ett behov att lägga till ytterligare ett lager, med fokus på kapitalkostnaderna, för att säkerställa långsiktiga investeringar. Förenklat kan man säga att elmarknaden fungerar mycket bra för de anläggningar som redan finns på marknaden men att det måste läggas till konkurrensinriktade incitament för att överhuvudtaget kunna komma in på marknaden.

Ordet konkurrens är principiellt mycket viktigt. En utvecklad elmarknad handlar inte på något sätt om att införa nya subventioner utan om att införa ett nytt lager av konkurrens där marknadsmässiga principer är i centrum, i syfte att i konkurrens få in nya förmågor på marknaden.

Marknaden för de långsiktiga investeringarna måste baseras på en holistisk systemplanering och en opartisk kartläggning av systembehoven. Från denna principiella utgångspunkt om att styra mot systembehov uppstår en rad frågor:

- **Vem** ska kartlägga och kvantifiera systembehoven?
- **Hur stor** andel av de identifierade systembehoven ska upphandlas?
- **På vilket sätt olika tekniker** bidrar till systembehovet?
- **Hur länge** bör olika systembehov kontrakteras?
- **Vilka geografiska avgränsningar** ska användas?

Svaren på dessa frågor har utvecklats ytterligare i den fullständiga rapporten men behöver samtliga utredas vidare i en fortsatt process.

Man kan likna behovet av planering med kommunernas arbete med översikts- och detaljplaner. Dessa planer görs för att få till en sammanhållen och kostnadseffektiv utbyggnad av bostäder, vägar, VA och kollektivtrafik. För elsystemet finns ingen liknande planering. Marknaden bygger där man kan få tillstånd och sedan för övriga systemet anpassa sig bäst det går.



Figur 10: Tre pelare på en elmarknad för netto noll

Den aktör som på kort sikt har bäst förmåga att kartlägga och kvantifiera systembehoven i Norden är de nationella systemansvariga aktörerna. I Sverige innebär det Svenska kraftnät. På sikt bör dock systembehoven kartläggas av en fristående och oberoende systemansvarig aktör som inte samtidigt äger nät eller några andra tillgångar som gör att man riskerar att favorisera en viss typ av lösningar.

Eftersom kraftsystemet i grunden finns till för kunderna är det viktigt att kartläggningen av systembehoven inte enbart sker genom en uppifrån-och-ner-metodik utan även nerifrån-och-upp i likhet med de lokala och regionala nätutvecklingsplanerna. Genom att kombinera flera planeringsmetoder kan man fånga upp både kortsiktiga mer kunddrivna behov på några års sikt och mer långsiktiga systembehov på 10-25 års sikt.

Den aspekt som potentiellt har störst påverkan på den befintliga marknaden är hur stor andel av det identifierade systembehovet som ska upphandlas. De två extremerna skulle å ena sidan vara att upphandla 100% av det identifierade behovet eller å andra sidan

0% av behovet och istället låta själva kartläggningen av behovet tjäna som ett hjälpmedel för marknaden att investera i det långsiktiga systembehovet. I det första fallet finns det en risk för överinvesteringar och en stor påverkan på de kortsiktiga marknaderna. I det andra fallet finns det få finansiella incitament att investera i systembehov utöver de incitament som redan finns på plats idag samtidigt som förutsägbarheten för måluppfyllnad fortsättningsvis är mycket låg.

Slutsatsen från studien är att en hybridmodell, som undviker riskerna i båda extremer är den bästa vägen framåt. Det betyder att en viss procentandel av de identifierade systembehoven bör upphandlas. Andelen kan också skifta beroende på systembehov. I närtid ligger det till exempel nära till hands att andelen av planerbar produktion behöver vara högre än andelen väderberoende produktion eftersom den väderberoende produktionen redan byggs ut i stor omfattning inom ramen för dagens marknad. Genom att inte upphandla 100% av det identifierade behovet finns också förutsättningar för att fortsätta utveckla den bilaterala elmarknaden genom olika typer av

Kriterie	Konsekvens
Måluppfyllnad	• Garanterar en lägstanivå av måluppfyllnad utan att riskera överinvesteringar
Total systemkostnad	• Sänker systemkostnaden genom en koordinerad långsiktig planering
Effektiva investeringssignaler	• Central upphandling tenderar att ge lägre kostnader och effektivare planering än decentraliserade upphandlingar
Effektiv fördelning av risk	• En hybridmodell innebär en klok avvägning av vem som bär risk för investeringar. En helt centraliserad modell lägger för mycket risk på kunderna och en helt decentraliserad modell för mycket risk på elproducenterna
Minimera kapitalkostnader	• En central upphandling sänker risken för investeringar och innebär en lägre kapitalkostnad jämfört med dagens marknad. Kapitalkostnaden har mycket stor påverkan på systemets totala kostnad.
Komplexitet och kompatibilitet med EU-lagstiftning	• En central upphandling av systembehov kräver godkännande av EU-kommissionen men bedöms rymmas inom gällande EU-lagstiftning

Figur 11: Översiktlig konsekvensanalys av det föreslagna investeringsramverket

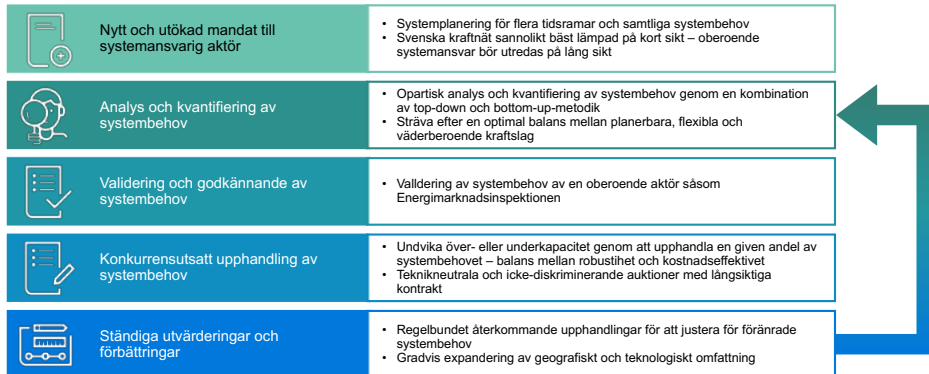
PPA:er. Hur stor andel av olika systembehov som ska upphandlas är en öppen fråga som behöver utredas vidare.

Upphandlingar bör i möjligaste mån vara teknikneutrala och fokusera på de egenskaper (planerbara, flexibla eller väderberoende) som behövs från ett systemperspektiv. Kontraktslängd behöver utredas vidare men för att inte utestänga investeringar med riktigt långa livslängder, vissa med upp till 60 år, bör kontrakt på 20 år eller längre inte uteslutas.

Geografiskt är det rekommenderat att börja med en nationell implementering av det långsiktiga investeringsramverket. På lång sikt bör det övervägas om delar av systembehovet kan upphandlas gemensamt på nordisk nivå.

Den föreslagna lösningen med ett investeringsramverk med central upphandling har utvärderats baserat på ett antal kriterier, se det översiktliga resultatet i figur 12 nedan. Inom ramen för projektet har också elmarknaden för ett flertal länder och regioner med liknande elproduktionsförutsättningar som Norden analyserats och utvärderats. Gemensamt för dessa länder och regioner, till exempel Chile, Brasilien och Ontario i Kanada, är att de var tidigt ute med att avreglera sin elmarknader och att de samtliga har fortsatt att utveckla sina elmarknader till att omfatta olika typer av investeringsramverk liknande det som föreslår i denna rapport.

Den utvecklade elmarknad som föreslås i denna rapport kan beskrivas enligt nedanstående principskiss.



Figur 12: Principskiss på en utvecklad elmarknad

Hur förhåller sig förslaget till dagens regelverk?

Bedömningen är att det föreslagna investeringsramverket ryms inom den befintliga EU-lagstiftningen, särskilt eftersom ramverket föreslås begränsas till en viss andel av det totala systembehovet. Ett flertal länder i EU har fått igenom mer genomgående förändringar än vad detta förslag innebär. Likväl måste ett investeringsramverk av detta slag godkännas av EU-kommissionen.

Vidare finns det inom befintlig EU-lagstiftning ett tydligt mandat till ansvarig systemaktör att systematiskt säkerställa att det finns förmågor för att klara även den långsiktiga driften av elsystemet.

Här finns det en fortsatt förbättringspotential för Svenska kraftnät när det gäller att genomföra sådana upphandlingar på ett marknadsmässigt, långsiktigt och teknikneutralt sätt. Det kan däremot konstateras att EU-lagstiftningen gällande vilket mandat den systemansvariga aktören har inte berör klimatmålen utan i första hand syftar till att säkerställa leveranssäkerheten. Det finns därmed ett hål i det övergripande systemansvaret. Ingen aktör har idag ansvar för att säkerställa att elsystemet ska möjliggöra uppfyllandet av våra klimatmål. Förslaget i denna rapport täpper till denna ansvarslucka.

Nästa steg för implementeringen av ett investeringsramverk

Även om den här studien presenterar bakgrunden och de grundläggande vägvalen för en utvecklad elmarknad som kan driva investeringar för att klara netto noll så är det en lång rad frågor som måste utredas vidare. Frågor som berör roller och ansvar, metodik för att kartlägga systembehov, upphandlingsförfaranden, godkännande av EU-kommissionen och potentiella kortsiktiga strategier som kan användas tills hela investeringsramverket är på plats.

De här frågorna måste utredas grundligt och få genomgående stöd från elmarknadens aktörer om regelverket ska överleva långsiktigt. Sammantaget är bedömningen att det kommer ta mellan tre till fem år att implementera. Med hänsyn till att ledtiderna för nya investeringar, oavsett kraftslag, är långa så är det än mer angeläget att starta denna process i närtid. Ett konkret sätt att få framdrift i frågan vore att tillsätta en elmarknadsutredning i form av en SOU.



Fortum Corporation
Keilalahdentie 2-4, Espoo | POB 1 | 00048 FORTUM | FINLAND
tel. +358 10 4511 | www.fortum.com

2022 | SE