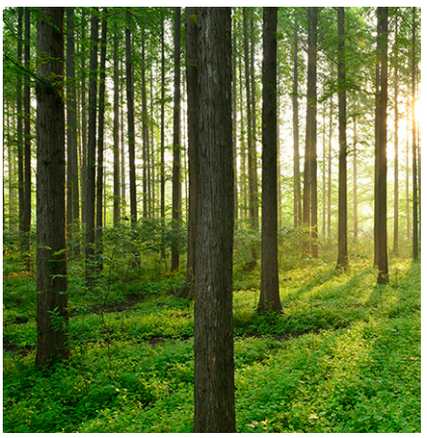
EL FRÅN NYA ANLÄGGNINGAR

RAPPORT 2021:714



Energiforsk

El från nya anläggningar
ISBN 978-91-7673-715-6
© Energiforsk December 2021
Omslagsfoto: Hallands Energiutveckling

Förord

Den här rapporten har tillkommit genom ett samarbete mellan ett antal aktörer i energibranschen med en gemensam önskan om att bidra till nyanserade diskussioner kring konkurrenskraften mellan olika produktionstekniker.

Tidigt i arbetet konstaterades att beskrivningen av kostnader för enskilda anläggningar behöver kompletteras med kostnader och värden när de integreras i systemet. Här finns en hel del arbete kvar att göra, men flera pusselbitar avseende möjliga sätt att se på detta har identifierats i rapporten.

Svaret på frågan om vad ny elproduktion kostar är att ”det beror på”. Sammantaget beror det på vilka antaganden som görs, och detta beror i sin tur bland annat på vems kostnader man avser att beskriva och hur den som ska betala ser på förutsättningar för sin investering. Det beror även på vilka förutsättningar som finns på platserna som är aktuella för etablering och hur systemet i övrigt kommer se ut under den nya anläggningens livslängd. Det gör det problematiskt att jämföra siffror för olika tekniker som alla aktörer är ense kring, varför vi redovisar underlag för resonemang, exempel och intervall.

Rapporten är utformad som en huvudrapport i form av en kortfattad bearbetad information sammanställd av Energiforsk. Som underlag för den finns en rad underlagsrapporter som sakkunniga har tagit fram. Underlagsrapporterna kan laddas ned i sin helhet från energiforsk.se, för den som vill fördjupa sig i detaljerna bakom siffrorna i huvudrapporten.

Huvudrapporten är sammanställd av en projektgrupp på Energiforsk bestående av Åsa Elmqvist, Mattias Wondollek och Marie Kofod-Hansen. I projektets styrgrupp har ingått: Markus Wråke, Energiforsk, Klaus Hammes, Energimyndigheten, Carl Berglöf, Energiföretagen, Ylva Odemark, Vattenfall, Adam Kanne, Uniper, Daniel Kulin, Svensk Vindenergi samt Johanna Lakso, Power Circle.

Ansvariga för underlagsrapporter har varit Daniel Sjöberg, Sweco (vattenkraft), Johan Lindahl, Bequerel Sweden (solenergi), Staffan Qvist, Qvist consulting (kärnkraft), Per-Axel Nilsson, Sweco (kraftvärme), Mats Sellei, K2M (havsbaserad vindkraft), Mattias Wondollek, Energiforsk (landbaserad vindkraft) samt Anders Kofoed-Wiuff, Energi Analyse (systemkostnader).

Projektet har finansierats av följande organisationer: Energimyndigheten, Vattenfall, Uniper, Göteborg Energi, Svenska kraftnät, Skellefteå kraft, Jämtkraft, Energiföretagen Sverige, Tekniska verken, Karlstad energi, Svensk Vindenergi samt Power Circle.

Med hopp om intressant läsning!

Åsa Elmqvist

Sammanfattande slutsatser

Huvudsyftet för detta arbete har varit att ta reda på och diskutera kostnader för etablering av ny elproduktion i Sverige. Utgångspunkten var att inhämta information från nyligen gjorda investeringar i Sverige. Detta fanns i tillräcklig omfattning avseende landbaserad vindkraft och solel. För övriga energislag har bedömningar gjorts av sakkunniga personer med utgångspunkt från äldre investeringar eller internationella observationer. Kostnaderna har beräknats enligt metoden ”Levelized cost of energy”.

Ett annat syfte har varit att belysa vilka kostnader och nyttor som ligger utanför kalkylen men som har koppling till energisystemets funktion, t.ex. balansering eller andra stödtjänster. Dessa benämns ofta som ”Systemkostnader” och ansatsen i arbetet har varit att reda ut begreppet och undersöka vad som kan vara intressant och möjligt att säga avseende systemkostnader för Sveriges del och på vilket sätt olika aktörer berörs av dessa.

Rapporten består av en huvudrapport och bilagor. Huvudrapporten baseras på intervjuer av personer med insyn i investeringar och data som inhämtats inom projektet och underlag från externa sakkunniga. Bilagorna innehåller fördjupade underlagsrapporter från de sakkunniga. Innehållet i bilagorna står skribenterna för. Bilagorna kan laddas ner från energiforsk.se.

Levelized cost of energy

Levelized cost of energy (LCOE) mäts i öre per kWh och är en sammanslagning av alla förväntade kostnader för uppförande, drift och avveckling under ett kraftverks livslängd fördelat på dess beräknade elproduktion. Kostnaderna är diskonterade med en kalkylränta över livslängden och kan delas in i investeringskostnader, driftskostnader och finansieringskostnader.

LCOE kan användas för att jämföra liknande investeringar med varandra. Det är dock ett ofullständigt mått av flera skäl varav följande kan vara särskilt viktiga att känna till:

- Måttet är kostnader utslaget på alla årets produktionstimmar men säger inget om intäktssidan. För att bedöma intjäningsförmågan på spotmarknaden behövs kunskap om när (vilka timmar) produktionen sker och en bedömning av vad elpriset kommer vara dessa timmar. Ett alternativ till att verka på spotmarknaden är att skriva avtal i förväg med en uppköpare av den förväntade produktionen (PPA, power purchase agreement).

- LCOE säger heller ingenting om möjligheterna att bidra med annat än energi i form av kilowattimmar. För att få ett mer komplett underlag inför en investering kan även andra intäktsströmmar vara relevanta att bedöma. Exempelvis möjligheterna att leverera produkter på marknaderna för stödtjänster. Vilka kostnader som en investerare bedömer är rimliga för ett produktionsslag att bära, är naturligtvis helt beroende av vilka intäkter man kan räkna med.

- För de kapitalintensiva produktionsslagen som dominerar analysen i denna rapport påverkas LCOE-värdet mycket starkt av kalkylräntan, dvs avkastningskrav och finansieringskostnader. Kalkylräntan är starkt kopplad till vilka risker som förknippas med den enskilda investeringen. Förutsättningarna för detta varierar mellan olika tekniker och beror även på aktörsbilden kring en investering varför resultatet blir annorlunda om man väljer att sätta dessa parametrar ”lika” för alla produktionsslag eller om man ser till faktiska förhållanden i Sverige i dagsläget. I den här rapporten har vi till skillnad mot många liknande kostnadsstudier haft som utgångspunkt att komma de faktiska förhållanden så nära som möjligt eftersom det också ger svar på frågan varför vissa tekniker byggs idag och andra inte. För läsaren av rapporten är det även viktigt att känna till följande:

- För vissa tekniker bygger LCOE-uppgiften på faktiska investeringar medan andra teknikers kostnader bygger på uppskattningar i varierad grad, d.v.s. uppgifter behäftade med högre osäkerhet.

- För vissa tekniker speglar kostnaderna vad det kostar att bygga en helt ny anläggning på en ny plats medan för andra tekniker är det tal om ombyggnation eller reinvesteringar på befintliga platser.

- För kraftvärmen görs investeringen även med hänsyn till värmeproduktionen varför särskilda antaganden behöver göras för att uppskatta kostnaderna relaterade till enbart elproduktion. Detta ger uppgifter behäftade med en viss osäkerhet.

Resultaten av beräkningarna presenteras i ett högt-lågt och ett mellanvärde. För varje kraftslag har ett antal kalkyler gjorts. I tabellerna presenteras data för det fall som får det lägsta respektive högsta värdet på LCOE samt ett medelfall. Dessa sorteras alltså på resultatet av LCOE-beräkningen och inte på de ingående parametrarna. Spannen som identifierats finns sammanställda i figuren nedan. Detaljerna kring de ingående värdena finns beskrivna i respektive kapitel.

Systemkostnader

Det energisystem som byggts upp i Sverige under många år står inför förändringar som kräver anpassningar för att säkerställa leveranssäkerhet och efterleva krav på hållbarhet i alla aspekter. Med en större andel oreglerbar produktion ökar utmaningar kopplade till robustheten i systemet såsom spänning och frekvensreglering men även till att kunna möta effektutmaningar. En annan utmaning är att säkerställa att överföringskapacitet finns på nödvändiga platser och i en omfattning anpassad till morgondagens produktions- och konsumtionsmönster. Det är det främsta skälet till att Svenska kraftnät håller på att utveckla nya marknader för stödtjänster. Olika tekniker ger upphov till olika kostnader och intäkter när de integreras i systemet och marknaderna utformas för att stötta systemet i rätt riktning.

En viktig del i den här rapporten är att diskutera olika begrepp, hur de kan kvantifieras och peka på utmaningar som följer med det.

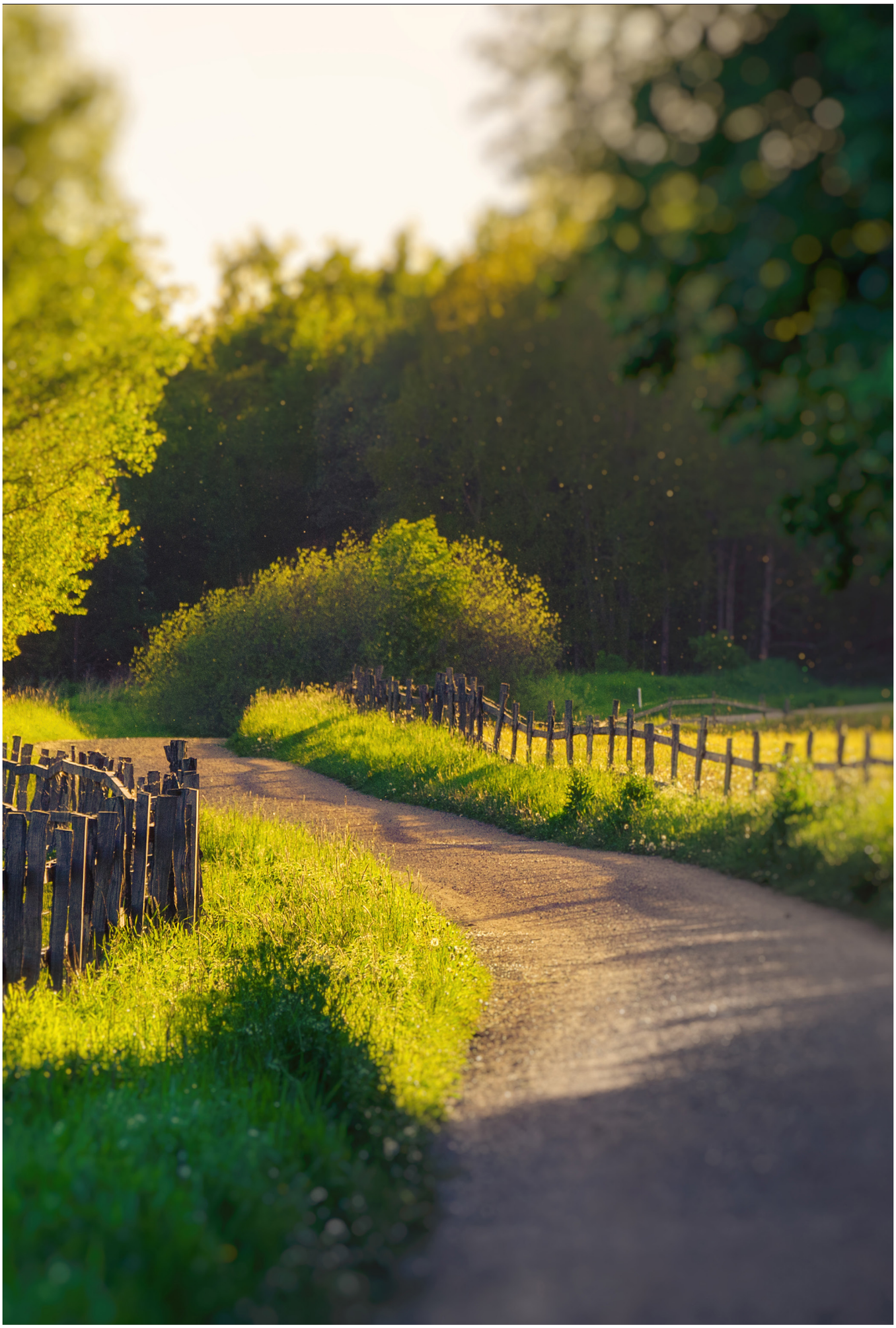
- Hur mycket balanserande och nätstabiliserande funktioner som behöver tillföras systemet beror av faktorer som hur energimixen ser ut, hur mycket flexibilitet som finns att tillgå och hur förutsättningarna för energidistribution ser ut. För bedömning av framtida systemkostnader behöver man därför utgå från scenarier med många osäkra parametrar.

- Ett sätt att jämföra värdet av olika energislags produktion är att jämföra vad elpriset är vid de tillfällen som de faktiskt producerar el och beräkna en så kallad värdefaktor. En negativ värdefaktor betyder att en stor del av produktionen är förlagd till tillfällen med då elpriset är lägre än genomsnittspriset för året och en positiv värdefaktor indikerar att mycket produktion förlagts till tider då elpriserna är högre än genomsnittet. Detta mått kallas på engelska normalt för profile cost.

- Vid analys av systemkostnader är det viktigt att ha en förståelse för hur stödtjänster och nätstabiliserande funktioner finansieras. Några av dessa (frekvensreglering) finns det redan marknader för hos Svenska kraftnät och ingår som betydande intäktsströmmar utöver inkomsterna från ordinarie elmarknad för ägare av några produktionsanläggningar redan idag. Andra stödtjänster som spänningsreglering och förmåga att bidra till uppstart efter avbrott finns det ännu inte färdiga marknadsmodeller för hur de ska beställas och finansieras i framtiden.

- Några av de kostnader som i länder med annan marknadsuppsättning räknas som systemkostnader ingår i dag i investeringskalkylen för svenska aktörer och ryms alltså redan i LCOE- siffran. Exempel på detta är obalanskostnader och kostnader för nätanslutning. Det är därför viktigt att vara noggrann med att undvika dubbelräkning av kostnader om man vill addera systemkostnader till produktionskostnader.

- Ett annat viktigt budskap från rapporten är att en del av de poster som ingår inom begreppet systemkostnader inte nödvändigtvis innebär en ökad kostnad för systemet eller samhället i stort utan en ökad kostnad (eller intäkt) för det enskilda kraftslaget kopplat till dess integration i systemet.



Innehåll

Förord ... **3**

Sammanfattande slutsatser ... **4**

Inledning ... **9**
Bakgrund ... 9
Mål och målgrupp för projektet ... 9
Att beräkna kostnader för elproduktion ... 9
Metodik ... 10
Avgränsningar ... 10
Kostnader för elproduktion (LCOE) ... 11
De viktigaste kostnadsdrivarna ... 11
Årsproduktion ... 11
Investeringskostnaden ... 11
Driftskostnader ... 11
Kalkylräntan ... 11
Livslängd ... 11
Bränslepriser ... 11

Solkraft ... **12**
LCOE för villasystem ... 12
Driftsförutsättningar ... 12
Investeringskostnader ... 13
Drifts- och underhållskostnader ... 13
Finansieringskostnader ... 14
Solcellsparker ... 14
LCOE för solcellsparker ... 14
Driftförutsättningar ... 14
Investeringskostnader ... 15
Driftskostnader ... 15
Fasta kostnader ... 15
Finansieringskostnader ... 16

Vindkraft ... **17**
LCOE för landbaserad vindkraft ... 17
Investeringskostnader ... 17
Driftförutsättningar ... 17
Finansieringskostnader ... 17
Havsbaserad vindkraft ... 17
LCOE för havsbaserad vindkraft ... 18
Investeringskostnader ... 18
Driftskostnader ... 19
Finansieringskostnader ... 19

Kraftvärme ... **20**
LCOE för kraftvärme ... 20
Kapitalkostnader ... 21
Restvärde ... 21
Investeringkostnader ... 21
Driftskostnader ... 22
Värmekreditering ... 22

Vattenkraft ... **23**
LCOE för vattenkraft ... 23
Driftförutsättningar ... 23
Investeringskostnader ... 24

Kärnkraft **25**
LCOE för kärnkraft 26
Investeringskostnader 26
Finansieringskostnader 27

Sammanställning över alla kraftslag **29**

Problematisering av kostnadsjämförelser **31**
Timing – val av tidpunkt 31
Ny förläggningsplats eller modernisering av befintlig produktion 31
Andra funktioner än elproduktion 31

Systemkostnader **32**
En allmän introduktion 32
Ansats 32
Förslag på olika nya metoder 32
Nätkostnader 33
Balanseringskostnader, flexibilitetsvärde och flexibilitet 34
Profilkostnader och energivärde 35
Beräkning av framtida systemkostnader 36
Resultat från systemkostnadsberäkning 36

Inledning

Bakgrund

Kostnadsstudien El från nya anläggningar utkom första gången år 2002 och har sedan kommit som uppdaterade utgåvor åren 2003, 2007, 2011 och 2014. I den här rapporten har vi valt att bredda anslaget med fler och mer ingående analyser som ett komplement till de kostnadsberäkningar som genomförts tidigare.

Investeringar i ny klimatneutral elproduktion är centrala för Sveriges möjlighet att elektrifiera industri- och transportsektorn och samtidigt behålla rollen som nettoexportör av el. Kunskap om vad olika tekniker kostar är en nyckel för att omställningen ska kunna ske samhällsekonomiskt effektivt.

Kännedom om olika elproducerande anläggningars mognadsgrad, utvecklingspotential och produktionskostnad är främst nödvändig för företag som planerar sina investeringar för att möjliggöra ”benchmark” och värdera marknadsrisker. För energisystemforskare är rätt ingångsvärden i modellerna viktiga för att kunna göra rättvisande analyser av vårt energisystem. För politiker kan informationen viktig för att kunna uppskatta t ex kostnader för styrmedel och om vissa kraftslag kräver stöd för att bli konkurrenskraftiga.

Även vid planer för utbyggnad av överföring i kraftsystemet behövs en kunskap om olika anläggningars elproduktionskostnader för att kunna bedöma hur elproduktionsmixen kan förväntas utvecklas över tiden.

För att elsystemet ska fungera är det viktigt att inte se enbart på produktionskostnad utslaget per kWh utan även på hur mixen av reglerbar och icke reglerbar kraft ser ut sammanlagt med hur mycket flexibilitet som finns. Genom att även inkludera värden av fler funktioner och tjänster till energisystemet (än produktion av kWh i form av LCOE) kan analysen därför också ge en uppfattning om vilken roll olika kraftslag kan få i ett framtida energisystem.

Mål och målgrupp för projektet

Projektets syfte är att skapa en vederhäftig och transparent kunskap kring de ekonomiska förutsättningarna för att bygga olika typer av elproducerande anläggningar i Sverige.

Genom projektet underlättas jämförande bedömningar av olika teknikers kostnader och utvecklingspotential samtidigt som förutsättningarna förbättras för en rationell utveckling av investeringar i kraftsystemet. Resultaten från de tidigare studierna har exempelvis i hög utsträckning använts som en referenskälla för bedömningar av elproduktionskostnader och vid forskningsstudier av energisystemets utveckling.

Ett annat viktigt syfte har varit att ge en beskrivning av vilka faktorer som påverkar elproduktionskostnaden och i vilken omfattning för de olika kraftslagen.

Projektet kommer att beräkna centrala anläggningstypernas förväntade genomsnittliga elproduktionskostnad utifrån olika antaganden, samt så långt möjligt besvara frågor om hur andra kostnader och värden som kan uppstå för systemet, när man integrerar olika tekniker i energisystemet kan mätas och värderas. Som målgrupper för slutprodukten har identifierats:

- Beslutsfattare/politiker
  - Policy och styrmedel
  - Risk- och konsekvensanalys
- Energiföretag
  - Underlag för egna beräkningar
- Forskarsamhället
  - Energisystemstudier
  - Policyanalys
  - Samhällsekonomi
- Allmänhet

Att beräkna kostnader för elproduktion

När det gäller kostnader för elproduktion finns det olika saker man kan utgå ifrån för att jämföra olika kraftslag. Traditionellt har dessa studier varit av typen Levelized Cost Of Energy (LCOE), där utgångspunkten är de totala kostnaderna för att bygga en ny elproducerande anläggning utslaget på denna anläggnings förväntade produktion under hela den ekonomiska livslängden. Det är även den typen av studier som kännetecknat de tidigare utgåvorna av El från nya anläggningar. På senare tid har emellertid denna typ av studie blivit alltmer ifrågasatt utifrån att den ger en för ensidig bild vid jämförelsen mellan olika kraftslag då den inte tar hänsyn till de extra kostnader eller värden som uppstår för både investeraren och för samhället i sin helhet ju mer man integrerar de olika teknikerna i energisystemet.

När man utför en kostnadsstudie är det därför viktigt att man är tydlig med vad det är man vill jämföra. En LCOE-studie svarar endast på frågan vilken teknik som är billigast att bygga per producerad kilowattimme, men för den enskilda investeringen är de antaganden som görs kring den framtida prisutvecklingen på el eller andra intäktskällor i form av t.ex. stödtjänster, minst lika viktigt för om investeringen i slutänden blir av som kostnadsbedömningen. En annan viktig aspekt att ta hänsyn till är värdet av teknik i systemet eller den s.k. kanibaliserande effekten som för exempelvis vindkraften innebär att priset på el sjunker när det blåser bra och många anläggningar producerar mycket samtidigt. Därmed kan en vindkraftsproducent i ett system med mycket vindkraft (eller en solproducent i ett system med hög andel sol) inte räkna med samma intjäning som om de hade fått det genomsnittliga marknadsvärdet på el. Vad man får för resultat i en sådan beräkning är dock starkt beroende av hur energisystemet utvecklar sig och vad man gör för antaganden kring den framtida möjligheten att få avsättning för elen vid varje enskild timme och kan variera från investering till investering.

Från ett politiskt och samhällsekonomiskt perspektiv är det även intressant att undersöka vilka kostnader och värden som en utbyggnad av olika kraftslag medför för systemet, vilket i sin tur är helt beroende av till exempel av hur den övriga energimixen ser ut i det scenario man studerar. Mer om systemkostnader på sidan 32.

Metodik

Inom projektet har det genomförts intervjuer där det funnits faktiska nyligen genomförda svenska investeringar att utgå ifrån. Där det inte funnits aktuella faktiska svenska investeringar att tillgå har information hämtats från andra länder eller tidigare tillfällen, och justerats för nutida svenska förhållanden enligt antaganden gjorda i samråd med sakkunniga inom respetive produktionsteknik. Datainsamlingen skedde främst under 2019-2020 och delvis under 2021. Mer om vilka antaganden som gjorts återfinns under respektive kraftslag. De LCOE-uppgifter som redovisas i rapporten bör betraktas som möjliga och relevanta investeringar som en investerare skulle kunna välja att satsa på i Sverige idag. Underlagsrapporterna som legat till grund för beräkningarna kan laddas ned från energiforsk.se.

Avgränsningar

Fokus för denna studie har varit på tekniker som är möjliga att investera i Sverige eller som det finns ett stort samhällsintresse att studera kostnaderna för. En rimlighetsbedömning med hänsyn till klimatmålen har gjorts och kolkondensanläggningar har utelämnats och även nya gasturbiner för elproduktion. Här hänvisar vi istället till tidigare utgåvor av El från nya anläggningar.

Förkortningar

CAPEX =	Investeringskostnader
OPEX =	Driftskostnader
ORC =	Kraftprocess med organiskt arbetsmedium
PPA =	Ett energiköpsavtal mellan en elproducent (säljaren) och en elförbrukare eller eldistributör (köparen)
PV =	Solcell
RDF =	Bränsle i form av sorterade avfallsfraktioner
RGK =	Rökgaskondensering
RT =	Returträ (sorterat träavfall)
SC =	Single cycle (endast gasturbin)?
SCR =	NOx reningsteknik
SNCR =	NOx reningsteknik
SRF =	Utsorterat avfallsbränsle
STC =	Solcell
USC =	Kolkondens
VDS =	Vestas De-icing System (vindkraft)
WACC =	kalkylräntaWEC = World Energy Council WNA = World Nuclear Association

Underlag till beräkningar för LCOE

Kraftslag	Typ av underlag	Underlag sammanställt av
Sol, villasystem	Installationskonstnader från Svanen, som innehåller prisuppgifter om alla solcellsystem som fått solcellstöd, samt litteraturstudie för övriga kostnadsparametrar.	Bequerel Sweden AB, Energiforsk
Sol, solcellsparker	Insamlade underlag från aktuella beslutade investeringar	Bequerel Sweden AB, Energiforsk
Vind, landbaserad	Insamlade underlag från aktuella beslutade investeringar	Energiforsk
Vind, havsbaserad	Antagande utifrån utländska projekt omsatta till svenska förhållanden	K2 Management
Kraftvärme	Uppskattningar av sakkunniga	Sweco
Vattenkraft	Uppsakttningar av sakkunniga	Sweco
Kärnkraften	Antagande utifrån utländska projekt omsatta till svenska förhållanden	Qvist consulting

Tabell 2. Uppgiftslämnarna fick i uppgift att ta fram kostnadsberäkningar som representerar verkliga förutsättningar i Sverige idag. De fulla beräkningsunderlagen redovisas i respektive underlagsrapport som kan laddas ner från energiforsk.se

Kostnader för elproduktion (LCOE)

Levelized Cost of Energy (LCOE) eller produktionskostnaden är ett vedertaget mått på hur mycket det kostar att bygga en ny anläggning som framställer el – med hänsyn både till investeringskostnader och löpande driftskostnader över hela teknikens kalkylerade livslängd. Det är denna metodik som har tillämpats i tidigare upplagor av El från nya anläggningar och som vi även denna gång har haft som utgångspunkt för att kunna jämföra kostnaden mellan olika kraftslag. En fullständig härledning av hur formeln tagits fram återfinns i underlagsrapporten *Härledning av LCOE-ekvation.*

Intäkterna från en anläggning avgör hur hög LCOE ett projekt kan bära och fortfarande förväntas vara lönsamt. Ett projekt som har genomförts på kommersiella grunder med hög LCOE behöver inte vara mindre lönsamt än ett projekt med låg LCOE utan beskriver bara hur mycket produktionen är värd. Till exempel kan storskalig vattenkraft ofta fokusera sin produktion till högpristimmar vilket ger en högre intäkt/kWh än en anläggning som producerar mer efter vädrets förutsättningar som t ex småskalig vattenkraft eller vindkraft.

Anläggningar med reglerförmåga kan även i större utsträckning delta på systemtjänstmarknaderna vilket ytterligare höjer intäkterna och medger investeringar till en högre LCOE.

De viktigaste kostnadsdrivarna

Nedan diskuteras hur några av de viktigaste parametrarna i ekvationen påverkar LCOE.

Årsproduktion

En avgörande faktor för beräkningen av LCOE är antaganden om förväntad årsproduktion. Det vill säga hur stor elproduktion som alla kostnader ska slås ut på för att få kostnaden per kWh. Årsproduktionen innefattar såväl tillgång till energiinflöde som tillgänglighetstid för anläggningen. Det kan också finnas lokala faktorer som påverkar verkets förutsättningar att producera el på den specifika platsen.

Investeringskostnaden (CAPEX)

Investeringskostnaden utgör generellt den största delen av den samlade produktionskostnaden även om variationerna mellan kraftslagen är stora.

Driftskostnader (OPEX)

Kostnader för drift och underhåll har mindre betydelse för LCOE än övriga delar av kalkylen. I rapporten finns även exempel innehållande negativa rörliga driftskostnader vilka förklaras under respektive post.

Kalkylräntan (WACC)

Vilken kalkylränta som är rimlig för respektive tekniktslag varierar med hänsyn till investeringens risk och investerarnas avkastningskrav. Ju större risken anses vara desto högre avkastning kräver i gengäld investeraren för att investeringen ska vara intressant att genomföra. Därför medför investeringar som innebär en hög marknadsrisk, politisk risk eller teknikrisk i regel användning av en högre kalkylränta än om investeringen anses mindre riskfylld med avseende på huruvida kalkylen förväntas hålla över tiden. En investering som går snabbt att bygga löper också mindre risk att de marknadsmässiga förutsättningarna i omvärlden hinner förändras under tiden anläggningen uppförs (dvs. lägre marknadsrisk).

Finns det politiska tveksamheter kopplade till utbyggnad av vissa kraftslag i allmänhet och subventioner i synnerhet, som riskerar att ändras över tiden, kan den politiska risken betraktas som högre än för en teknik som kan byggas utan subventioner. Åt andra hållet kan subventioner som ger en garanterad extra intäkt minska marknadsrisken för investeraren. För tekniker som kan byggas ut utan stöd kan en finansieringsmodell av typen PPA minska marknadsrisken genom att producenten prissäkrar sig mot lägre elpriser.

Mot bakgrund av ovanstående – då syftet är att jämföra faktiska eller verklighetsnära kostnader för olika tekniker med varandra och kunna ge svar på varför det idag investeras i vissa tekniker och andra inte, behöver man se till de unika förutsättningarna för varje enskild investering. I denna rapport har vi försökt beskriva vilka verkliga förutsättningar som gäller för olika typer av investeringar i svensk elproduktion idag. De förhållanden som gällt för de studerade projekten är inte nödvändigtvis generaliserbara. Vi har därför kompletterat beskrivningen med exempelkalkylräntor för att kunna jämföra skillnaden och se effekten av olika kalkylräntor för de olika teknikerna.

Med detta angreppssätt är en konsekvens att kalkylräntan kan bli negativ. Det gäller fall där kostnader för ränta eller avkastningskrav är lägre än antagen inflation. Vidare förklaring om detta finns i bilagan om kostnader för solelproduktion.

Livslängd

Vilken ekonomisk livslängd som ansätts är betydelsefullt för elproduktionskostnaden även om den relativa skillnaden minskar med avskrivningstiden.

Bränslepriser

Bränslepriset har en stor inverkan på driftskostnaden och därmed den totala produktionskostnaden för framförallt kraftvärmen.

Finansieringsformer

För att hantera olika typer av risker i nya investeringar och därmed kunna hålla nere kalkylräntan i projekten brukar olika typer av finansieringsmodeller tillämpas såsom PPA (Power Purchase Agreement), RAB (Regulated Asset Base), leverantörsfinansiering eller statliga lånegarantier. Det finns inget hinder för något kraftslag att inte tillämpa någon av dessa modeller. I vindkraftens fall domineras investeringar i hög grad av så kallade institutionella investerare. Det rör sig om kapitaltunga investeringar som ofta genom långa kontrakt så kallade PPA (Power purchase agreement) och långa serviceavtal ger en investering med låg risk, men ändå till en högre avkastning än till exempel räntebärande finansiella instrument och statsobligationer. Det har även blivit vanligare att turbinleverantörerna själva investerar i vindkraftsparker. För kärnkraften tillämpas förutom leverantörsfinansiering och PPA även andra lösningar såsom exempelvis RAB (Regulated Asset Base) och statliga lån som bygger på att delar av risken flyttas från investeraren till exempelvis elkonsumenterna eller staten. Vad som skiljer finansieringsmodellerna från stödsystem är att de förra går ut på att minska olika typer av risker snarare än att ge ekonomisk stimulans åt investeringarna.

SOLKRAFT

Intresset för solel i Sverige fortsätter att öka i snabb takt, både bland privatpersoner och företag. Antalet installerade solceller ökar stadigt. Under 2019 tillkom nästan 19 000 nya nätanslutna solcellsanläggningar i Sverige och den totala installerade effekten är i nuläget omkring 700 MW.

Solelen har funnits i det svenska energisystemet sedan 1990-talet och har hittills stått för en ganska liten del av produktionskapaciteten i det svenska elsystemet. I Sverige finns för närvarande en marknadstillväxt på mellan 50 och 100 procent per år för solcellsinstallationer.

De största investeringarna i solenergi görs i södra Sverige och speciellt i större kommuner så som Stockholm, Göteborg och Uppsala. Investeringar i solkraft har till största delen gjorts av ägare till bostadshus (småhus och flerbostadshus). Den vanligaste typen av solcellsanläggning i Sverige är nätanslutna solcellsanläggningar på småbostadshus. I slutet av 2019 utgjordes cirka 25 000 av de 43 944 solcellsanläggningarna i Sverige av villasystem. I ren effekt finns det ungefär lika mycket installerat på kommersiella fastigheter, men antalet anläggningar är färre. Markmonterade solcellsparker har hittills inte uppnått samma investeringsnivå som bostadshus och kommersiella fastigheter.

Numera har det blivit mer attraktivt att investera i solceller eftersom tekniken blivit billigare. Det statliga solcellstödet har också haft en inverkan på ökningen av antalet solcellsinstallationer på villor. Ett nytt grönt avdrag för solcellsinstallationer infördes den januari 2021. Energiskatt och överföringsavgifter behöver inte betalas om solceller installeras på en fastighets tak och kapaciteten understiger 255 kW. Produktionen räknas av mot intern elanvändning och försäljning sker vid ett eventuellt överskott (Lag om skatt på energi 1994:1776). Den effektgränsen i lagstiftningen har haft så stor inverkan att det har påverkat dimensioneringen av anläggningar och maxeffekt för att undvika att maxgränsen på 255 kW överskrids.

Utformningen av de statliga subventionerna för solcellsbaserad elproduktion i kombination med regler för skattereduktion och ROT-avdrag har lett till att små privata solcellsanläggningar till antalet dominerar i Sverige.

LCOE för villasystem

Underlaget har tagits fram genom analyser av statistiska databaser samt genom en litteraturstudie. Alla värden som uppskattats för villasystem har gjorts i nuvärden (reella värden). Den statistiska databas som i huvudsak har analyserats är den för det svenska solcellsstödet, som kallas Svanen. Alla solcellssystem som har beviljats stöd från subventionsprogrammet med start 2009 och fram till nu finns registrerade i Svanen.

LCOE-parametrarna diskuteras nedan för ett typiskt 10 kW villasystem 2020. Det har installerats ett stort antal villasystem under 2020, vårt statistiska underlag innehåller 3 922 stycken. I ”Lågt” och ”Högt” har alla medelvärdena för alla parametrar genomgående använts, förutom för investeringskostnaderna. Vår bedömning är att majoriteten av de villaanläggningar som byggts har en LCOE som ligger mellan ”Lågt” och ”Högt”-värdena, men att det sannolikt har installerats system även utanför detta spann. Alla kostnader och värden i Tabell 3 är i reella termer. De uppskattade värdena leder till ett genomsnittligt LCOE för ett typiskt villasystem på 79 öre/kWh.

Driftförutsättningar

Den faktiska livslängden för ett svenskt villasystem är svår att uppskatta eftersom det är ett energislag där ytterst få anläggningar genomgått en full livscykel. Solcellsmoduler har vanligtvis en garanti på 25 eller 30 år, vilket ofta används som en indikator på ett solcellssystems ekonomiska livslängd.

En annan faktor att ta i beaktande vid LCOE-beräkningar för sol är den degradering av paneler som uppstår under tid. Den beror på de många yttre faktorer som ett solcellssystem utsätts för som oväder, nederbörd, UV-strålning och fukt. Kombinationen av lägre temperaturer och hårdare väder än det globala snittet ger både för- och nackdelar till de svenska villasystemen. Samman-

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	53	79	107
Fullasttimmar	MWh/MW/år	850	850	850
Årlig degradering	%	0,2	0,2	0,2
Ekonomisk livslängd	år	30	30	30
Investeringskostnad	kr/kW	9 918	16 496	23 294
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	4	4	4
Fasta kostnader	öre/kWh	8	8	8
Variabla kostnader	öre/kWh	-4	-4	-4
Första större återinvestering	kr/MW	2 338	2 338	2 338
År efter drift för den första större återinvesteringen	år	15	15	15
Restvärde (-) eller restkostnad	kr/MW	-210	-210	-210
Kalkylränta (real)	%	0	0	0

Tabell 3. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för ett villasystem på 10 kW.

fattningsvis har en degradering på 0,2 procent/år antagits som den typiska hastigheten för LCOE-beräkningar av villasystem i Sverige.

Elproduktionen hos ett villasystem beror på en rad parametrar, däribland geografisk placering, solcellteknologi, om det är ett bra solår eller inte och i vilken vinkel och väderstreck systemet är installerat. Även skuggning och omgivande temperatur har en påverkan på systemprestandan. Den förväntade årliga elproduktionen för ett nytt svenskt villasystem approximeras i denna studie till 850 kWh/kW baserat på ett studieresultat från Mälardalens högskola.

Investeringskostnader – CAPEX

Investeringskostnaderna har hämtats ur databasen Svanen, som samlar uppgifter från det statliga investeringsstödet för solceller fr.o.m. 2009. Investeringskostnaden består av hårdvarukostnader, arbetskostnader för installation och idrifttagning samt kostnader för eventuella tillstånd och administration. Vanligtvis erbjuds privatpersoner helhetstjänster där både hårdvara och arbete koordineras och samlas på en faktura för hela systemkostnaden, ett s.k. nyckelfärdigt pris.

Investeringskostnaden av en villaanläggning kan delas upp i priset för en nyckelfärdig anläggning och ägarkostnader där den senare utgörs av det arbetet ägaren själv lägger ned på projektet. En summering av ägarkostnaderna och priserna för en nyckelfärdig anläggning resulterar i en total investeringskostnad på i snitt 164 960 kr för ett nytt 10 kW villasystem i Sverige. Detta är ett medel av ca 1400 villasystem med en storlek på 9 till 11 kW. Kapitalkostnaderna i tabell 3 har varierats mellan den lägsta och den högsta rapporterade systemkostnaden i Svanen, men där systemkostnader som statistiskt klassas som extremvärden ignorerats.

Drifts- och underhållskostnader

Variabla kostnader

Solcellstekniken är baserad på energin från solstrålningen och har därför inga bränslekostnader kopplad till produktionen av el. Dessutom innehåller ett vanligt villasystem inga rörliga delar, så det underhåll som behövs är inte associerat till mängden producerad el, utan snarare till allmänna degraderingsmekanismer. Det finns alltså inga rörliga underhållskostnader och de enda rörliga driftskostnaderna är de som är kopplade till elnätet. I Sverige behöver en elanvändare, som har ett säkringsabonnemang på högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan göras med en effekt på maximalt 43,5 kilowatt, inte betala någon avgift för inmatningen. Eftersom den ansatta systemstorleken för ett typiskt villasystem är 10 kW är denna lag giltig för det fall som studeras här. Följaktligen finns det i allmänhet inga rörliga nätkostnader för villasystem som är kopplade till antalet kWh som matas in i nätet. En mikroproducent har dock rätt till ersättning från nätägaren för den el som matas in på ett lågspänningsnät, den så kallade nätersättningen. Ersättningen varierar mellan olika nätägare och nätområden, men är vanligtvis mellan 2 och 10 öre/kWh, där snittet är på cirka 4 öre/kWh bland de största nätägarna. På grund av denna ersättning är den genomsnittliga rörliga drift- och underhållskostnaden satt till -4 öre/kWh.

Fasta kostnader

Eftersom solceller som energislag är så pass ungt är kunskapen om underhålls- och driftkostnader relativt låg, precis som i fallet med livslängd och degradering. Många av de fasta kostnader som kan tillämpas på centraliserade solcellsanläggningar är inte tillämpbara på det privata segmentet. Till exempel är det inte aktuellt med något markarrende och ett villasystem täcks också vanligen av hemförsäkringen, så inga fasta försäkringskostnader tillkommer. Eventuella kringutrustningsbyten som krävs räknas till större återinvesteringar och det förekommer heller inga fasta årskostnader för elnätstjänster för villasystemsägare i storleksordningen 10 kW.

De kostnader som återstår är alltså kostnader för arbete som utförs av ägaren själv. Exempel på sådant arbete är produktionsövervakning, yttre besiktning samt rengöring och skottning. Med antaganden om en timkostnad som utgår från medellönen i Sverige resulterar fasta underhålls- och produktionskostnader i 640

kr/år, vilket är en kostnad som i stort sett är storleksoberoende. För högkostnadsvärdet antas 50 procent högre fasta underhålls- och driftkostnader och för lågkostnadsvärdet 50 procent lägre.

Större återinvesteringar
Växelriktarhaveri är den vanligaste orsaken till problem och produktionsbortfall i en solcellsanläggning. Livslängden på en växelriktare, är cirka 15 år, vilket är betydligt lägre än för solcellsmodulerna, varför en reinvestering i en ny växelriktare är att räkna med. I rapporten har antagits en total återinvesteringskostnad på 23 375 kr för byte av en växelriktare för ett 10 kW stort villasystem. För högkostnadsvärdet antas bytet av växelriktaren äga rum efter 12,5 år istället för efter 15 år, och ingen framtida prisnedgång antas, vilket leder till en total kostnad för byte av växelriktare om 27 900 kr efter moms. För lågkostnadsvärdet beräknas byte av växelriktaren ske efter 17,5 år och en total ersättningskostnad för växelriktare om 21 300 kr inklusive moms.

Restkostnad
Som tidigare nämnts är det komplicerat att göra uppskattningar om händelser som sker sent under ett villasystems livstid. Detta eftersom det existerar ytterst få projekt i Sverige som hunnit fullfölja en hel livscykel. Frågan om kostnaden, eller det eventuella värdet, av en uttjänt anläggning är således svåranalyserad. Det finns två scenarion som nedmonteringen av ett system skulle kunna följa. Det första är en situation där bara modulerna och växelriktaren monteras ned och monteringssystemet får sitta kvar. Detta skulle bli aktuellt i fall där villaägaren vill montera ett nytt system efter det första och vars tak är i gott skick. Alternativ två bygger på att taket är i dåligt skick, och/eller intresset för en ny anläggning saknas, och både taket och villasystemet monteras ned.
I studien har antagits en total restkostnad om -2 100 kronor om det redan befintliga monteringssystemet kan återanvändas, det vill säga ett restvärde på 210 kronor kr/kW. För lågkostnadsvärdet antas samma värde medan det för högkostnadsvärdet antas att hela systemet, inklusive monteringsstrukturen, måste demonteras och att restvärdet för monteringsstrukturen blir noll kronor. Detta leder till en total restkostnad på 18 000 SEK, eller 1 800 kr/kW.

Finansieringskostnader
Att uppskatta viktade kostnader för kapital för privatpersoner är svårt. När det gäller kostnaden för eget kapital tänker få privatpersoner i ekonomiska termer så som diskonteringsränta och risker med investeringar. Kommunikationen om villasystemens lönsamhet är snarare ofta utformad som en diskussion om återbetalningstiden för solcellssystemet. För att förenkla antas därför att ett villasystem finansieras till 100 procent av lån genom en utvidgning av hypotekslånen eller genom de särskilda solcellslån som vissa banker erbjuder. De genomsnittliga räntesatserna på bolånen i Sverige var 1,6% år 2019 och solcellslån kan variera från 1,9-2,9% ränta. Ett rimligt antagande är således 2% och eftersom Sveriges Nationalbank (Sveriges Riksbank) har som mål att hålla inflationen på 2% blir den reella kostnaden för kapital 0%.

Solcellsparker
Till både antal och installerad effekt utgör solcellsparkerna en betydligt lägre andel av solcellsmarknaden än villasystemen. Med solcellsparker avser vi nätanslutna centraliserade markmonterade system där all el matas ut på det konsessionspliktiga elnätet. Vid slutet av 2020 fanns det 22 solcellsparker med en installerad effekt över 0,5 MW och den totala effekten hos de parkerna uppgick till 72,5 MW. Däremot förväntas antalet solkraftsanläggningar av den här typen växa snabbt de kommande åren.

LCOE för solcellsparker
För att få fram parametrarna för LCOE-kalkyler för solcellsparker har djupgående intervjuer kring sex genomförda solcellsparkprojekt genomförts. Projekten varierar i storlek mellan 3 och 20 MW och alla har slutförts och driftsatts under 2019 eller 2020.

Det lägsta värdet och högsta värden som anges i Tabell 4 är faktiska uppgifter från de två specifika projekt som i slutändan resulterade i den lägsta och högsta LCOE värdet. LCOE-medelvärdet är ett medelvärde av de sex parkernas slutgiltiga LCOE-värde och inte resultatet av en LCOE-beräkning där medelvärdena för de olika kostnadsposterna stoppats in i ekvationen.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	29	43	52
Fullasttimmar	MWh/MW/år	928	972	910
Årlig degradering	%	0,2	0,23	0,2
Ekonomisk livslängd	år	45	33	20
Investeringskostnad	kr/kW	7 380	7 262	6 952
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	12	9	6
Fasta kostnader	öre/kWh	13	9	5
Variabla kostnader	öre/kWh	-0,9	-0,2	1
Första större återinvestering	kr/MW	923 571	582 638	159 272
År efter drift för den första större återinvesteringen	år	25	17	15
Andra större återinvestering	kr/MW	-	125 000	-
År efter drift för den andra större återinvesteringen	år	-	30	-
Restvärde (-) eller restkostnad	kr/MW	0	18 961	0
Kalkylränta (real)	%	-1,2	1,4	1,0

Tabell 4. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för solcellsparker på mellan 3 och 20 MW.

Driftsförutsättningar

Livslängden för de olika solcellsparkprojekten uppskattades av de olika respondenterna till mellan 20 och 45 år. Det projekt som uppskattade livslängden till 20 år gjorde det för att ägarna planerar använda den industritomt parken byggts på för andra ändamål om cirka 20 år. Två projekt uppskattade livslängden till längre än 30 år, nämligen 40 respektive 45 år. Rörande degraderingen har alla projekt tagit med degraderingen som en faktor som påverkar den ekonomiska kalkylen. De antagna värdena varierar mellan 0,2–0,4 procent/år, vilket tyder på att projektörerna är medvetna om den, visserligen begränsade, erfarenhet som finns kring degradering av solcellsmoduler i kallare klimat.

De sex solcellsparkerna som studerats i detta projekt är lokaliserade i helt olika delar av landet och alla elområden utom SE1 är representerade. Denna geografiska spridning innebär skillnader i den årliga globalstrålningen, men också temperatur, vilka båda påverkar det årliga utbytet.

Ofta projekteras solcellsparker med en lägre växelriktarkapacitet (AC) än modulkapaciteten (DC), vilket begränsar hur stor växelströmskapacitet som parken kan mata in på elnätet. Denna dimensioneras ofta utifrån att det endast är några få timmar per år som modulerna producerar vid maxkapacitet och innehåller således en ekonomisk avvägning mellan högre växelriktarkostnader för att matcha modulernas kapacitet jämfört med värdet för de få kWh som spills när växelriktarna skär av produktionen de timmar modulerna producerar på sin maxkapacitet. Sammanfattningsvis påverkar både det geografiska läget och vald AC-kapacitet den årliga elproduktionen.

Investeringskostnader

De initiala investeringskostnaderna, CAPEX, är den enskilt största kostnaden för en solcellspark. Under intervjuerna delades CAPEX-kostnaden in i posterna;

1) Totala kostnader för underleverantörer (vilka delades in i arbetskostnader samt komponent- och materialkostnader).
(2) Nätanslutningskostnad.
(3) Markkostnad.
(4) Ägarkostnader.

Eftersom alla de sex solcellsparkerna färdigställdes och driftsattes inom ett år ifrån konstruktionsstart hade ingen av projekten några räntekostnader under byggnationen. Bara ett av projekten hade en markkostnad. Denna kostnad utgör köp av mark från de tidigare markägarna. I ett av de övriga projekten ägde solcellsparkägaren redan marken medan övriga projektägare valde att arrendera den mark som deras solcellspark byggs på, vilket resulterar i en årlig driftskostnad istället för en initial investeringskostnad.

Ägarkostnader kan till exempel röra sig om förundersökningar, tillståndsprocesser, projektledning, besiktning av parken och marginaler.

Sammanfattningsvis går det att konstatera att den totala CAPEX för de sex solcellsparksprojekten varierade mellan 6,4–8,2 miljoner kr/MW. De faktorer som verkar ha haft störst inverkan för denna variation är storleken på parken samt val av plats.

Driftskostnader

Solcellstekniken har inga bränslekostnader eller rörliga delar som slits i samband med elproduktion. De enda rörliga driftskostnaderna är de som är kopplade till elnät, elhandel och balansansvar. Rörande kostnaderna för elhandels- och balansansvaret har respondenterna angivit att de har kostnader mellan 0,009–0,030 kr/kWh.

Utöver elhandels- och balansansvaret bör de variabla nätkostnaderna räknas in i de rörliga driftskostnaderna. För de sex solcellsparkerna som studerats visade det sig däremot att ingen hade några nätkostnader som utgick från hur många kWh som matats in på elnätet. Istället får fem av de sex projekten en ersätning per kWh för nätnyttan från sina nätägare. Om de slutliga LCOE-värden i denna rapport används i lönsamhetsberäkningar där produktionskostnaderna jämförs med intäktsströmmarna, bör nätnyttan utelämnas från intäkterna för att undvika dubbelräkning. Efter att nätnyttan slagits ihop med kostnaderna för elhandels- och balansansvar visade det sig att de rörliga drifts- och underhållskostnader varierade mellan 10 öre/kWh och 20 öre/kWh för de sex projekten.

Fasta kostnader

Under intervjuerna identifierades ett antal åriga kostnader som var mer eller mindre gemensamma för samtliga projekt:

(1) kostnader för elektriskt underhåll och produktionsövervakning,
(2) mark- och platsunderhållskostnader,
(3) kostnader för modulrengöring,
(4) administrativa kostnader,
(5) fysiska övervakningskostnader,
(6) försäkringskostnader,
(7) fasta nätutgifter,
(8) driftel till anläggningen (som köps från elnätet),
(9) markarrende
(10) fastighetsskatt

Mark- och platsunderhåll avser skötsel av den omkringliggande marken och rör kostnader för till exempel gräsklippning eller slåtter av blomsteräng. Skillnaderna beror till stor del på markens beskaffenhet där sank mark som svämmat över i två av projekten drivit upp kostnaderna för markskötseln och således även snittet.

Någon specifik kostnad för rengöring av modulerna har inte räknats med i kalkylen för någon av solcellsparkerna, utan det regelbundna regnet i Sverige förväntas ta bort damm- och pollenpartiklar från modulerna som installeras med en viss lutning.

De administrativa kostnaderna för att sköta parkernas ekonomi och drift visade sig variera mycket mellan de sex projekten vilket beror av valt affärsupplägg. De studerade fallen har använt sig av antingen affärsmodellen andelsägande eller på en affärsmodell med bilaterala avtal mellan solparksägaren samt en kund som förbundit sig att köpa all el under ett antal år till ett pris som är högre än spotpriserna, så kallade ”power-purchase-agreements” eller PPA.

De årliga nätavgifterna skiljer sig markant mellan de olika parkerna, från en kostnad utslaget på installerad modulkapacitet på motsvarande 5 170 kr/år till 71 560 kr/år, med ett snitt på 24 580 kr/MW/år. Anledningen är att det rör sig om sex olika nätägare och därmed sex olika nätsavgiftsupplägg. Det som visat sig vara kostnadsdrivande är de fall då nätägaren har en intäktsstruktur som utgörs av en låg andel fast avgift och en hög andel avgift för abonnerad effekt. Eftersom solcellsparker producerar relativt få kWh per år per installerad effektenhet, men ändå har timmar med hög levererad effekt under de flesta av årets månader, innebär en sådan struktur höga kostnader per inmatad kWh solel.

Den sista årliga kostnad som identifierades är fastighetsskatten. Denna kostnadspost är idag väldigt osäker. För fastighetstaxeringen är det avgörande om en elkraftsanläggning är fristående eller om det är en påbyggnad på en annan byggnad, exempelvis solceller på ett tak. En fristående anläggning som är inrättad för kommersiell produktion av el är en kraftverksbyggnad och denna byggnad inklusive tillhörande mark ska taxeras som en elproduktionsenhet. Hur taxeringsvärdet för en solcellspark ska beräknas är emellertid oklart eftersom solkraften inte finns definierad som ett eget kraftslag i fastighetstaxeringslagstiftningen. Ett av projekten har därför initialt inte antagit någon fastighetsskatt. Två av projekten har i arrendeavtalet avtalat om att eventuella fastighetsskatter ska betalas av markägaren, vilket leder till att dessa två projekt således inte heller har några separata kostnader för fastighetsskatten. En av solcellsparkerna är byggd på en industritomt som ägaren redan innan bygget av parken betalade en fastighetskatt för. Denna fastighetskatt skulle infalla oavsett om parken existerat eller inte, och belastar således inte kalkylen för själva parken. De övriga två solcellsparkerna betalar, i samråd med Skatteverket, 2 500 respektive 2 586 kr/MW/år.

Finansieringskostnader

Investeringar i solcellsparker innebär en hög andel initiala kostnader jämfört med senare driftkostnader, vilket gör finansieringsvillkoren mycket relevanta. Under intervjuerna framkom det att väsentligt olika upplägg hade använts för att finansiera de sex solcellsparkerna. En av parkerna hade finansierats helt med lån av externt kapital, skuldfinansiering, medan två av parkerna finansierades helt med beställarnas egna kapital, kapitalfinansiering. I de övriga tre fallen var det en kombination mellan skuldfinansiering och kapitalfinansiering.

Räntorna för skuldfinansiering visade sig vara låga, mellan 1,0 procent och 3,1 procent. I snitt landade räntesatsen för skuldfinansiering på 2,09 procent för de fyra projekten som helt eller delvis finansierades genom lån. Räntesatsen för kapitalfinansieringen, varierade betydligt mer, med inrapporterade räntor från 0,0 procent till 7,1 procent, vilket ledde till ett snitt på 4,72 procent. De stora skillnaderna i kostnader för eget kapital hör samman med den valda affärsmodellen för solcellsparkerna.

Den stora variationen i kostnaderna för kapital mellan de sex projekten är en stor anledning till den relativt stora variationen i slutgiltiga LCOE-värden för de sex solcellsparkerna. Hade till exempel den reella genomsnittsräntan på 1,89 procent använts för projekt 2 respektive projekt 6 hade deras produktionskostnader hamnat på 41 öre/kWh i stället för 28 öre/kWh, och 49 öre/kWh istället för 65 öre/kWh. Finansieringsupplägget för solcellsparker är därmed kanske den mest styrande faktorn för det slutgiltiga LCOE-värdet.

Vid intervjuerna blev det uppenbart att ett restvärde eller en restkostnad vid livslängdens slut var den kostnadspost som respondenterna kände mest osäkerhet kring. Detta är förståeligt eftersom det i Sverige inte finns någon solcellspark, och i världen ytterst få projekt, som hunnit fullfölja en hel livscykel. För fem av de sex projekten har antagit att skrotvärdet i kablar och montageställningar (som oftast är stål) tillsammans med det ökade värdet på mark, som uppstår tack vare att det finns en nätanslutning med hög kapacitet på platsen, motsvarar kostnaden för att riva parken och ta hand om alla komponenter. Inget av projekten har räknat med en potentiell intäkt från de kasserade modulerna. Således har dessa projekt projekterat för ett restvärde/restkostnad på totalt noll kronor. Det projekt som utgår från att marken de byggt parken på kommer att användas för andra ändamål redan efter runt 20 år har projekterat för en kostnad att snabbriva parken på motsvarande 113 766 kr/MW. Alla de sex solcellsparkprojekten projekterade att växelriktarna behöver bytas minst en gång och kostnaderna för större återinvesteringar utgörs framför allt av dessa växelriktarbyten.

VINDKRAFT

Utbyggnaden av vindkraft har ökat kraftigt de senaste åren i såväl Sverige som många andra länder och kostnaderna har sjunkit i snabb takt. Teknikutvecklingen med allt större och effektivare vindkraftverk har varit den viktigaste förklaringen till den snabba kostnadsreduktionen.

I början av 2000-talet, när vindkraften började byggas ut i Sverige, var det främst offentligt ägda kraftbolag och industriföretag som stod för de största volymerna av det som investerades även om en del lantbrukare och kommunala energibolag också investerade i vindkraft.

Efter finanskrisen införde EU stränga kapitaltäckningskrav som gjorde det svårt för bankerna att erbjuda projektfinansiering med stora belopp över lång tid. Med sjunkande elpriser och lägre ersättningsnivåer från elcertifikaten blev investeringar i vindkraft mindre attraktiva. Under 2010-talet kom det in en ny typ av investerare som hade både lägre avkastningskrav och en högre andel finansiering via eget kapital – vilket tillsammans med teknikutvecklingen bidrog till att de ekonomiska förutsättningarna för vindkraften återigen förbättrades.

LCOE för Landbaserad vindkraft

För den landbaserade vindkraften har uppgifter från totalt 12 projekt eller parker från 7 olika företag som var under byggnation 2020, samlats in. Nedan anges det högsta och lägsta värdet från de insamlade projekten sorterat utifrån LCOE, samt ett medelvärde för samtliga projekt.

Investeringskostnader

Till investeringskostnader eller kapitalkostnader (CAPEX) räknas turbinkostnader, utvecklingskostnader, räntekostnader under byggtiden, kostnader för elnät, vägar, fundament och markarbeten. Utöver det brukar även en post för oväntade utgifter att ingå (Contingency), vilket ofta är några procent av den totala investeringen. För de studerade fallen har investeringskostnaden utryckt it MSEK/MW legat i intervallet 9,8 till 13,2 MSEK/MW med ett genomsnitt på 10,9 MSEK/MW.

Om investeringskostnaden utgör den största kostnadsposten av den totalkalkylen (motsvarande knappt 70%), utgör kostnaden för turbinerna den största kostnaden av investeringskostnaden, även den ca 70%) Därmed får kostnaden för vindkraftsverken en stor betydelse för den samlade kalkylen. Förutom turbinkostnaden är kostnad för entreprenad (ca 15%) och nätanslutningen (ca 10%) de största kostnadsposterna även om kostnaden för nätanslutningen skiljer sig mycket i exemplen (mellan 1 - 17%).

Driftförutsättningar

Till driftskostnader (OPEX) hör alla löpande kostnader förknippade med driften av anläggningen i form av underhåll, markarrende, fastighetsskatt, försäkringar, nättariffer m.m. För de studerade exemplen ligger nivån mellan 6 och 13 öre /kWh, vilket indikerar en stor spridning.

Finansieringskostnader

De finansiella kostnaderna består av räntekostnader och kostnader för eget kapital. Beroende på hur mycket av finansieringen som är lånefinansierad blir kostnaden för att låna respektive kostnaden för att gå in med egna medel olika stor. Det är idag vanligt att investerarna går in med 100% eget kapital även om bankfinansiering fortfarande är vanligt. Även företag som har möjlighet att gå in med 100% eget kapital kan beroende på vilken riskprofil man har, välja att belåna en viss del av investeringen för att på så vi nyttja den så kallade hävstångseffekten, om avkastningen förväntas vara högre än den belånade räntan. Vilket avkastningskrav man har beror mycket på vilket företag det är som investerar men även hur pass riskfylld den enskilda investeringen anses vara. Beroende på vilket avkastningskrav som ansätts hos den enskilda investeringen kan det påverka totalkalkylen med cirka 20% (utifrån de olika kalkylräntor som använts i de observerade fallen) där den genomsnittliga kalkylräntan är cirka 5%.

Kostnaden för nedmontering kan bokföras på olika sätt. Den som vill bygga vindkraft behöver i regel avsätta en peng för nedmontering i enlighet med miljötillståndet även om storleken på pengen kan skilja sig åt från fall till fall. En del företag räknar även med att kostnaden för nedmontering och bortforsling går på ett ut med de intäkter de får från ett ev. restvärde.

Havsbaserad vindkraft

Sverige har i hösten 2021 202 MW havsbaserad vindkraft i drift med en genomsnittlig storlek på 2,5 MW per turbin. Dessa anläggningar är alla relativt gamla och representerar inte möjliga anläggningar som skulle vara relevanta att uppföra i dagsläget.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	24	32	36
Storlek på anläggning	MW	0-50	131	50-100
Fullasttimmar	MWh/MW/år	3 285	3 221	3 265
Ekonomisk livslängd	år	30	27	25
Investeringskostnad	kr/kW	12 308	10 911	9 823
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	8	10	10
Fasta kostnader	öre/kWh	6	8	6
Variabla kostnader	öre/kWh	2	2	4
Restvärde (-) eller restkostnad	kr/MW	0	4 817	0
Kalkylränta (real)	%	2,6	5,2	7,5

Tabell 5. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för landbaserad vindkraft.

När denna rapport skrivs under hösten 2021 har Regeringen nyligen aviserat att Svenska Kraftnäts instruktion ska uppdateras med uppdraget om att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar att ansluta fler elproduktionsanläggningar. Ändringen träder i kraft den 1 januari 2022.

Även om kostnadsutvecklingen har gått mycket snabbt de senaste åren är kostnadsnivån för havsbaserad vindkraft fortfarande för hög för att den ska kunna byggas ut på marknadsmässiga grunder. En viktig anledning till att ekonomin skiljer sig mellan Sverige och många länder som investerar i havsbaserad vindkraft i dagsläget, är att svenska projekt behöver bära sina egna nätanslutningskostnader fullt ut. Något som alltså kommer förändras om regeringens beslut om utökat uppdrag till Svenska kraftnät ligger fast.

Konkurrensen om vattenområdena till havs är stor och tillståndsprocessen är krånglig och resurskrävande. Ett flertal nya projekt har ännu inte kommit så långt i projektfasen att de har hunnit få besked om miljötillstånd.

För en fullständig genomgång av hur beräkningarna gjorts hänvisas till underlagsrapporten från K2M som återfinns i rapportens bilaga.

Då det inte finns faktiska exempel på nutida investeringar i svenska havsbaserade vindkraftprojekt i Sverige har kostnader beräknats utifrån kunskap om projekt genomförda i andra länder med antaganden om förutsättningar relevanta för Sverige.

LCOE-kostnadsberäkningarna har baserats på scenarier med vindkraftverk som ligger på avstånd om 10, 25 och 50 km från stranden och med vattendjup på 15 respektive 30 meter. Beräkningarna har utgått från 2020 års priser på tillgänglig teknik. För att uppskatta livslängdskostnader (25 års livslängd antas), har historiska trender och förväntningar på framtida utveckling vägts in. En kapacitetsfaktor har fastställts till 53,6% och den ligger fast för alla scenarier.

LCOE för havsbaserad vindkraft

Investeringskostnader

Till investeringskostnader eller kapitalkostnader (CAPEX) räknas de projekteringskostnader som föregår anläggningsfasen. Här ingår bland annat undersökningar på plats inklusive vindmätningar och naturinventeringar, upphandling och beställning , avtal om elförsäljning (PPA), tillståndsprocess och miljökonsekvensbeskrivning, konstruktionsplanering, design och certifiering, personalomkostnader som kontor och resekostnader, juridisk och finansiell rådgivning och förutsedda kostnader.

Till investeringskostnaderna räkans och kostnaderna för uppförandet av vindkraftverken, fundament, kablar på havsbotten, transformatorstation, transport och förmontering, installation och slutligen kostnader för test- och idrifttagning. Beräkningen bygger på en kostnadsoptimal struktur baserad på en flerkontraktstrategi eftersom det är den strategi är som oftast används i branschen. För beräkningarna används turbinen MVOW 9.5 MW, då det är den turbin som använts mest inom havsbaserade vindkraftsprojekt i Europa. Installationskostnaderna baseras på att alla delar i vindkraftverket förmonteras i en närliggande hamn och sedan transporteras med fartyg till platsen för anläggningen.

Utformning av fundament för havsbaserade vindkraftverk är en komplex process. Förutom vindlasten måste hänsyn tas till laster från vågor och is. Över 80% av fundamenten som byggts för havsbaserade vindkraftverk fram till idag har varit av typen monopile, ett enkelt stålrör som försänks djupt ned i botten genom pålning eller borrning. Monopile fundament har därför använts som utgångspunkt för beräkningarna här.

I studiens beräkningar har en 66 kV sjökabel använts och antaganden utgår från bottenförhållanden lämpliga för kabelläggning och övertäckning vilket är den vanligaste förläggningsmetoden.

En transformatorstation placeras ofta ute vid parken för att minska förlusterna vid överföringen till land och för att hantera systemets konsumtion av reaktiv effekt. Parker som ligger nära land kan vara möjliga att ansluta direkt till en transformatorstation på land, men i den här studien ingår antaganden om en 500 MW transformatorstation placerad ute i havet vid vindkraftsparken.

Växelströmskablar för överföring från havsbaserade vindkraftsparker till land är typiskt dimensionerade mellan 132-145 kV vilket möjliggör 350-400 MW för en kabel med tre ledningar Trenden går dock mot ökande spänningar. I denna studie har två kabeltyper använts. Kostnaden för nätanslutningen på land har uppskattats med stöd av landbaserade projekt då det saknas svenska havsbaserade referensanläggningar att utgå från. I tabell 6 ingår dessa kostnader i både CAPEX och OPEX.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	51	53	55
Storlek på anläggning	MW	500	500	500
Fullasttimmar	MWh/MW/år	4 695	4 695	4 695
Ekonomisk livslängd	år	30	30	30
Investeringskostnad	kr/kW	25 033	26 411	27 789
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	20	20	20
Restvärde (-) eller restkostnad	kr/MW	49 808	49 808	49 808
Kalkylränta (real)	%	5,0	5,0	5,0

Tabell 6. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för havsbaserad vindkraft.

Lågscenariot = 10 m avstånd från land, 15 m djup
Högscenariot= 50 m avstånd från land, 30 m djup

Räkneexemplen utgår från en tidig projektfas därför är posten oförutsedda kostnader är relativt hög (15%). Den posten minskar normalt vartefter projektet framskrider. Försäkringskostnader ingår med 1,5% av total CAPEX och diskonteringsräntan har satts till 7 procent nominalränta vilket motsvarar genomsnittsräntan för investeringarna i landbaserad vindkraft.

Driftskostnader

Driftskostnaderna är viktiga för utvecklare av havsbaserad vindkraft eftersom de rymmer stora möjligheter till kostnadsoptimering. Exempelvis genom planering av logistik och underhållsarbeten. Andra faktorer som påverkar OPEX är exempelvis val av turbinplattform, fundament och elektrisk infrastruktur. Det spelar i sammanhanget också stor roll hur drift- och underhållsarbetet beställs. Det är möjligt att spara in väsentligt på kostnaderna om man istället för att teckna ett fullserviceavtal med tredje part väljer att sköta merparten av arbetet själv. Detta medför dock en större risk för oförutsedda kostnader varför höga krav ställs på organisationens kompetens och erfarenhet.

I OPEX ingår fasta underhållskostnader vindturbiner som service, garantikostnader och tillgänglighet. För de första fem åren ingår de som en del av leveransen från turbinleverantören. Därefter kan uppdraget lämnas till annan leverantör eller tas över av vindkraftägaren. Kostnaderna är nära sammankopplade med inköpet av turbiner och är föremål för förhandlingar i inköpsfasen.

I driftskostnaderna räknas också kostnader in för inspektion av kablar och fundament, reparationer, tredjepartsinspektioner, ägares utrustning och driftpersonal samt försäkring.

För vindparker belägna mindre än 70 km från drift- och underhållsbasen är det mest ekonomiskt att använda båtar för personaltransporter till anläggningen.

Anslutningstariffen beror av var i landet man befinner sig. Uppgifter använda i denna rapport är hämtade från Svenska kraftnäts ”Prislista för transmissionsnätet” och exemplet Grönviken vilken resulterar i cirka 44 miljoner kronor per år för den hypotetiska parken om 500 MW.

Kostnaderna för nedmontering hanteras som en årlig avsättning till särskilt konto under driftfasen. Vid driftfasens slut finns på kontot resurser som täcker förväntad kostnad för nedmontering och avveckling av hela anläggningen.

Finansieringskostnader

Beräkningarna utgår från en diskonteringsränta som bygger på 7% nominalränta. I ett verkligt fall skulle en investerare förmodligen tillämpa en risk-möjlighetsbedömning som innebär en hög post för oförutsedda kostnader tidigt i projektets utvecklingsfas. Denna sänks vartefter projektutvecklingen framskrider och ersätts med klargjorda poster på risk- möjlighetslistan.

KRAFTVÄRME

Kraftvärmen i Sverige utgörs idag huvudsakligen av storskaliga anläggningar. Runt 10 procent av den totala elproduktionen i Sverige tillförs från kraftvärmen. Kraftvärme har traditionellt varit en attraktiv affär och något som många, särskilt större fjärrvärmebolag investerat i, men förutsättningarna har ändrats.

Sedan ett tiotal år har utbyggnaden av kraftvärmen avstannat. Det beror delvis på att många anläggningar byggts under tider med kompletterande statliga subventioner. Eftersom de subventionerna inte längre har någon ekonomisk betydelse sker få nyinvesteringar i kraftvärme. De nya anläggningar som byggs ersätter oftast äldre kraftvärmeverk i behov av modernisering.

Regelbundna prognoser för kraftvärmen visar tydligt att energibolagens intresse för att investera i kraftvärme är lågt. Det finns flera orsaker till att ingen utökad produktionskapacitet för kraftvärmen sker. Flera år av låga elpriser och låga priser på elcertifikat är några av orsakerna. En annan är de skatter som införts under den senaste åren och som påverkar lönsamheten för anläggningen i hög grad. I augusti 2019 infördes kraftigt höjda energi- och koldioxidskatter och den första april 2020 infördes en ny avfallsförbränningsskatt.

En annan faktor som kan påverka utbyggnaden är att det måste finnas avsättning för värmen, om det istället finns stora mängder restvärme i närområdet, blir det inte lönsamt att satsa på kraftvärme.

Bränsletillgången i form av avfall är i nuläget relativt god. En viss osäkerhet finns till följd av Brexit, eftersom 39 procent av det avfall som Sverige importerar kommer från Storbritannien. Företag som importerar avfall ser nu på andra möjligheter. En annan osäkerhet är hur avfallsfrågan kommer att behandlas politiskt, förbränningsskatten är till exempel en åtgärd som inte gynnat kraftvärmeverken.

Den pågående diskussionen som handlar om att mängden biobränslen kommer att räcka till alla användningsområden som förväntas, skulle kunna få en negativ påverkan på kraftvärmesektorn.

En del investeringar som sker idag bygger på ORC-teknik (Organic Rankine Cycle), som gör det möjligt att ställa om mindre fjärrvärmesystem till att även producera en viss mängd el, dock med lägre verkningsgrad. ORC-tekniken är en teknik som kommer allt mer och huvudmotivet för användandet av den tekniken är inte alltid kommersiellt utan kan exempelvis motiveras av kapacitetsbegränsningar.

Senast år 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären. Därefter ska vi uppnå negativa emissioner. Avskiljning och lagring av koldioxid med biogent ursprung, så kallad bio-CCS, kommer sannolikt att krävas för att Sverige ska nå de nationella klimatmålen. Avskiljning på ett kraftvärmeverk innebär att koldioxiden efter förbränning fångas in ur rökgaserna, komprimeras till flytande form, transporteras och sedan infiltreras i porös bergart under högt tryck. Det här sker i regel under havsbotten. Om en CCS-anläggning byggs vid ett kraftvärmeverk tillkommer, förutom direkta byggnationskostnader, också kostnader för den extra el och värme som processen kräver samt kostnader för drift och underhåll. El- och värmekostnader skiljer en del mellan vilken avskiljningsprocess man väljer. Koldioxidavskiljning är vedertagen teknik och har använts i decennier, det som är nytt nu är att tekniken används på bioeldade kraftvärmeverk för att kunna skapa kolsänkor. Fjärrvärmeföretagen kan med hjälp av bio-CCS bidra till negativa koldioxidutsläpp eftersom närmare hälften av de biogena utsläppen av koldioxid i Sverige kommer från produktion av el och fjärrvärme. De kommande årens utveckling av den här tekniken kan vara det som förändrar kraftvärmens villkor. Hur och när styrmedel utvecklas kring ett handelssystem för negativa utsläpp, kommer att vara avgörande för när bio-CCS kan tillämpas storskaligt.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	51	55	59
Storlek på anläggning	MW	10	25	40
Fullasttimmar	MWh/MW/år	5 500	5 500	5 500
Ekonomisk livslängd	år	25	25	25
Investeringskostnad	kr/kW	50 000	45 625	41 250
Skatter och avgifter	öre/kW	-0,2	-0,2	-0,1
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	109	101	92
Fasta kostnader	öre/kWh	16	12	7
Variabla kostnader	öre/kWh	93	89	85
Värmekreditering	öre/kWh värme	-42	-38	-34
Kalkylränta (real)	%	6,0	6,0	6,0

Tabell 7. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för skogsflis 10-40 MWe.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	47	48,5	50
Storlek på anläggning	MW	10	15	20
Fullasttimmar	MWh/MW/år	7 500	7 500	7 500
Ekonomisk livslängd	år	25	25	25
Investeringskostnad	kr/kW	116 500	105 625	94 750
Skatter och avgifter	öre/kW	44	41	37
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	-26	-25	-24
Fasta kostnader	öre/kWh	16	14	11
Variabla kostnader	öre/kWh	-42	-39	-35
Värmekreditering	öre/kWh värme	-20	-19	-17
Kalkylränta (real)	%	6,0	6,0	6,0

Tabell 8. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för avfall 10-20 MWe.

LCOE för kraftvärme

Underlaget bygger på befintlig samlad kunskap hos konsulter som arbetar med rådgivning till energiföretag i kombination med kontakter för avfallseldad kraftvärme. Viktiga parametrar att belysa vid läsning av ovanstående tabeller är inverkan av värmekreditering, antal fullasttimmar, ekonomisk livslängd och kalkylränta. Angivna värden är möjliga exempel som bedömts relevanta i dagsläget.

Beräkningarna för LCOE bygger på förbränning av skogsbränslen i fluidbädd och förbränning av osorterat avfall i rosterpanna. Med avfallseldning avses konventionell rosterteknik och osorterat avfall inkl. rökgaskondensering. Med skogsbränsle avses teknik med fluidbäddspanna inkl. rökgaskondensering. Skogsbränsle krediteras med en hetvattencentral för skogsbränsle, avfall krediteras med en hetvattencentral för avfall.

Tillgänglighet och fullasttimmar

Tillgänglighet anges men används inte i beräkningar (antas beaktat i antal angivna fullasttimmar). Fullastimmar ansätts olika för avfall och skogsbränsle på grund av att de har olika roller i systemet. En avfallsanläggning har generellt en lägre installerad effekt på grund av sämre minlastegenskaper samt krav på kontinuerlig drift under sommaren för att undvika upplagring av avfall. Finns det en avfallsanläggning i systemet så ligger den före en skogsbränsleanläggning i körordning. Observera att det finns system där skogsbränsleanläggning ligger först i körordning (t.ex. i system utan avfallsanläggning), i dessa fall kan även skogsbränsleanläggningen få motsvarande 7500 fullasttimmar. Vilka antaganden som görs om tillgänglighet och fullasttimmar påverkar kraftigt LCOE-värdet.

Kapitalkostnader

Den finansiella analysen utgår från följande antaganden:

- Den ekonomiska livslängden ansätts till 25 år.
- Avkastningskrav ansätts till 6% (realt).
- Antal fullasttimmar (produktion av värme och el) ansätts till 5500 h för skogsflis och 7500 h för avfall.

Restvärde

Restvärde är försumbart för kraftvärmeverk och är inte representerat med någon kostnad i LCOE- beräkningarna. Kostnader för avveckling och rivning är aktuellt först efter teknisk livslängd (40-45 år) och blir därför försumbart i nuvärdesberäkning.

Investeringskostnader

Den investeringskostnad som presenteras är exklusive finansieringskostnader under byggtid (ränta under byggtid) och kostnad för tomt, det vill säga befintlig site. Specifika förutsättningar för site är inte inkluderade eftersom den kostnaden skiljer sig avsevärt i synnerhet vad gäller mark-, lednings och byggkostnader.

Inkluderat
- Fjärrvärmeledning (inkoppling) inom site.
- Elanslutning (trafo/ställverk) för kraftförsörjning men inte för distribution ut på elnätet.
- Bygg inklusive markarbete.
- Askhantering t.om inlastning lastbil.
- Skogsbränslen och avfall inkl. rökgaskondensering.
- Vattenbehandling – vatten släppt på tomt med normala reningskrav.
- Rökgassystem t.o.m. skorstenstopp.
- El och vattenanslutning vid tomtgräns.

Exkluderat
- Finansieringskostnader.
- Fjärrvärmeledningar och elledningar utanför site.
- Tomtkostnader.

Rörliga kostnader
Bränslepriser inkluderas och utgår från officiell statistik för år 2020. Bränslepris för avfall baseras på intäkten från mottagningsavgift (450 SEK/ton antas), vilket innebär ett negativt bränslepris (ca -150 SEK/MWh). För det fall LCOE-beräkningarna från denna rapport ska användas för lönsamhetskalkyl är det därför viktigt att inte inkludera mottagningsavgift som intäkt.

Driftskostnader
- Bränslepris utgår från offentlig prissammanställning och prisnivå år 2020.
- Kostnad för otillgänglighet inkluderas inte i OPEX utan inkluderas otillgänglighet i antal fullasttimmar.
- Kostnad för ”fast” OPEX utgörs av försäkringar, avgifter, olika typer av abonnemang samt personalkostnader (utökning av befintlig personalstyrka).
- Kostnad för ”rörlig” OPEX utgörs av underhållsarbete, tillsatsvaror samt askkostnader.
- Skatter och avgifter 2020 (ny avfallsskatt gällande från och med 2022).
- Re-investeringar är inkluderade i rörlig OPEX.

Inklusive

Försäkring	(Fast Drift och Underhåll)
Personal	(Fast DoU)
Insatsvaror	(Rörlig DoU)
Aska	(Rörlig DoU)
Underhåll	(Rörlig DoU)
Reinvesteringar	(Rörlig DoU)
Stödbränsle	(Rörlig DoU)
Elskatt på hjälpkraft (20%)	(Skatter & avgifter)
Avfallsskatt	(Skatter & avgifter)
Utsläppsrätter	(Skatter & avgifter)
NOx-avgift	(Skatter & avgifter)

Exkluderat
Driftstopp.

Observera att CAPEX och OPEX redovisas som generiska kostnader baserat på val av bränsle, pannteknik och installerad effekt. Underlag kommer från enskilda anläggningar och har anpassats till urval av KVV-tekniker som ingår i studien.

Värmekreditering
I en kraftvärmeanläggning, där el och värme produceras samtidigt, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade nyttiggjorda värmen ges ett värde, det vill säga att alla kostnader för produktionen i kraftvärmeanläggningen inte kan tillskrivas elproduktionen.

Värmekreditering inkluderas och bör definieras olika beroende på KVV-teknik, vilket är en skillnad från tidigare rapport där jämförelsen skedde oavsett teknik.

Värmekreditering och härmed metoden för hur denna skall beräknas har en mycket stor betydelse för utfallet av LCOE. Värmekreditering baseras på en alternativ produktionskostnad för en hetvattencentral och skapar en generisk kostnad för olika system. I det enskilda systemet motsvarar värmekreditering snarare den förändrade totala produktionskostnaden med och utan en ny HVC-enhet.

Värmekreditering utgör en andel av produktionskostnaden i kraftvärmeverket som allokeras till en ”tänkt” fjärrvärmeproduktion dimensionerad för att leverera motsvarande fjärrvärme till nätet som ett nytt kraftvärmeverk. Beräkningen av värmeproduktionskostnad görs enligt samma princip (med samma mall) som för KVV. Resulterande värmeproduktionskostnad (se tabell nedan), införs sedan i mall för beräkning av LCOE som värmekreditering:

Värmekreditering utgör andel av produktionskostnad i kraftvärmeverket enligt tabell 9.

	Skogsbränsle 10 Existing	Skogsbränsle 40 Existing	Avfall 10 Existing	Avfall 20 Existing
(SEK/MWh heat)	421	335	204	173
(SEK/MWh-e)	1 283	900	930	619

Tabell 9. Resterande värmeproduktionskostnad

Antaganden kring värmekreditering:

- Motsvarar värdet av producerad värme (SEK/MWh värme).
- Värdet räknas som produktionskostnad för ny hetvattencentral med lika kapacitet som ett kraftvärmeverk för fjärrvärmeproduktion.

VATTENKRAFT

För över hundra år sedan byggdes de första vattenkraftverken i Sverige. 2019 stod vattenkraften för cirka 39 procent av landets årliga elproduktion.

Varje vattenkraftverk är unikt utformat efter de lokala förutsättningar som råder, som fallhöjd och vattenflöde. Samspelet med andra anläggningar i samma vattendrag påverkar också utformningen. Anläggningar högre upp i vattendraget används ofta som reglerkraft och körs i mindre utsträckning än de vattenkraftverk som används som baslast och körs så mycket som möjligt under året. Den mängd energi som kan omvandlas i ett vattenkraftverk bestäms främst av vattnets fallhöjd och av vattenflödet genom turbinen och förluster i anläggningen.

Vattenkraftens potential i Sverige är begränsad av naturliga förhållanden och enligt lag. I dag byggs få nya vattenkraftverk, istället ersätts äldre verk av nya. Att inga stora nya investeringar görs har flera orsaker som kanske framförallt det låga priset på el, men också osäkerheter kring den nationella planen för vattenkraften som regeringen tog beslut om i juni 2020. Syftet med den nationella planen är att omprövningarna av vattenkraftens miljövillkor ska leda till både största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel (Havs- och vattenmyndigheten).

Tillbyggnad med ytterligare aggregat i en anläggning kan framförallt bli aktuellt om man eftersöker en effektökning som är större än den som kan åstadkommas genom en uppgradering av de redan befintliga aggregaten. Tillbyggnad av befintliga vattenkraftanläggningar övervägs främst då anläggningen har lägre drivvattenföring (vattenflödet som passerar genom en turbin) än andra anläggningar i samma älv. Anläggningen hindrar därmed övriga anläggningar att över längre tid ge en högre effekt än den begränsande anläggningens drivvattenföring medger. Tillbyggnaden ger då inte bara en ökad effekt i den aktuella kraftstationen utan ökar förmågan att flytta elproduktion till perioder med högt effektbehov (högre elpris) för alla anläggningar i älven. Förmågan att reglera vattenflödet innebär också att spill undviks vid höga naturliga tillrinningar. Med ökat behov av reglerbar effekt i det nordiska systemet, vilket ger både större variation i elpriset samt ökar volymen och priset på systemtjänster, kan lönsamheten i ett sådant projekt potentiellt bli mycket hög.

Förutom medelelpriset är det alltså ökade variationer i elpris inom veckor och dagar tillsammans med systemtjänster som motiverar utbyggnad av vattenkraft.

LCOE för vattenkraft

Underlaget för analysen har samlats in med hjälp av konsult som har insyn i beräkningsunderlag för investeringar i vattenkraft. Exempel har hämtats dels från genomförda investeringar och dels från kalkyler som inte resulterat i investering. Genomförda vattenkraftprojekt har LCOE i spannet 43-47 öre/kWh medan ej genomförda projekt av tillbyggnadstyp hamnade på 154 öre/kWh, spridningen i ej genomförda projekt är självklart stor.

Den skillnad mellan storskalig vattenkraft och småskalig vattenkraft som syns i 2014 års rapport härrör sannolikt från elcertifikaten. Småskalig vattenkraft tilldelades certifikat för hela produktionen vilket gjorde att projekten ”tålde” en högre kostnad/kWh (projekt som inte var lönsamma utan elcertifikat blev nu lönsamma) vilket avspeglar sig i siffrorna.

Driftförutsättningar

Vattenkraftanläggningar kan grovt delas in i två grupper:

- Strömkraftverk, anläggningar utan magasin uppströms vars produktion i princip följer det naturliga flödet i älven/vattendraget. De strömkraftverk som finns i Sverige är oftast småskaliga.

- Anläggningar i reglerade vattendrag/älvar med magasin som medger dygns-, vecko- eller säsongsreglering. I princip all storskalig vattenkraft i Sverige tillhör denna grupp.

		Medel
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	52
Storlek på anläggning	MW	10
Fullasttimmar	MWh/MW/år	2 313
Ekonomisk livslängd	år	60
Investeringskostnad	kr/kW	18 729
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	15
Fasta drift- och underhållskostnader	öre/kWh	15
Variabla drift- och underhållskostnader	öre/kWh	0
Första större återinvestering	kr/kW	921 536
År efter drift för den första större återinvesteringen	år	20
Andra större återinvestering	kr/kW	2 001 935
År efter drift för den andra större återinvesteringen	år	40
Kalkylränta (real)	%	3,9

Tabell 10. Kalkylerna representerar kostnader för att en helt ny kraftstation byggs på platsen av en tidigare kraftstation. Även om effekten på den nya stationen är högre än den gamla är all energi inte ”ny el”. Dessa siffror bygger på utförda projekt.

I ett reglerat vattendrag är den årliga energipotentialen lika hög som i motsvarande oreglerade vattendrag. Skillnaden är att i det reglerade vattendraget magasineras en del av vattnet för att elproduktion ska kunna flyttas till de tillfällen när behovet finns (och därmed elpriset som högst). Det årliga försäljningsvärdet av el från ett kraftverk i ett reglerat vattendrag är därför högre än försäljningsvärdet av samma mängd el från ett kraftverk i ett oreglerat vattendrag, eller från ett annat ej reglerbart kraftslag. Ju högre installerad effekt som anläggningarna i det reglerade vattendraget har desto större blir förmågan att fokusera och flytta elproduktionen till perioder då elpriset är som högst.

Ökande variationer i elpris tillsammans med efterfrågan på systemtjänster har motiverat effektuppgradering av flertalet anläggningar den senaste tioårsperioden. En uppgradering som genomförs samtidigt som en förnyelse och reinvestering har hittills ofta även medfört en verkningsgradshöjning. Effektökningen gör också att en del av det spill som sker vid en kraftstation istället kan tillvaratas. Ökad verkningsgrad och minskat spill ger en viss ökning av årsproduktionen.

Investeringskostnader

Andelen som utgörs av investeringskostnader är hög för vattenkraft med stora investeringar i dammar och aggregat.

Samtidigt är livslängden för de investeringsmässigt tyngsta delarna av en vattenkraftstation lång. Anläggningsdelar som dammar, tunnlar, betongkonstruktioner brukar tilldelas en ekonomisk livslängd på 60 år, aggregat och mekanisk utrustning 40 år. Tekniskt är den ofta längre.

Underlaget till uppgifterna ovan är sammanställt av en konsult med insyn i kostnader för vattenkraftprojekt. Fler detaljer återfinns i underlagsrapporten som kan laddas ner från energiforsk.se.

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	36	52	95
Storlek på anläggning	MW	10	10	10
Fullasttimmar	MWh/MW/år	1 289	849	409
Ekonomisk livslängd	år	40	40	40
Investeringskostnad	kr/kW	3 518	3 354	2 656
Drift- och underhållskostnader	öre/kWh	20	29	57
Fasta drift- och underhållskostnader	öre/kWh	20	29	57
Variabla drift- och underhållskostnader	öre/kWh	-	-	-
Första större återinvestering	kr/kW	921 536	921 536	921 536
År efter drift för den första större återinvesteringen	år	20	20	20
Kalkylränta (real)	%	3,9	3,9	3,9

Tabell 11. Avser kostnader för att aggregaten i en befintlig kraftstation uppgraderas i samband med ett förnyelse- eller renoveringsprojekt. Dessa siffror bygger på utförda projekt.

KÄRNKRAFT

Det svenska kärnkraftsprogrammet byggdes upp under perioden 1969 till 1985. Det bestod av tolv reaktorer och av dessa är idag sex reaktorer i drift. Investeringar har gjorts i dessa reaktorer så att de är förberedda för drift bortom 2040. De reaktorer som avvecklas har stängts av politiska skäl, i vissa fall med inslag av ekonomiska övervägningar. Kärnkraften är således ett kraftslag förknippat med politiska risker vilket påverkat benägenheten hos investerare att satsa på nya reaktorer. De ekonomiska förutsättningarna för ny kärnkraft beror därför på den politiska utvecklingen.

Det som beskrivs i denna rapport är kostnader för ny storskalig kärnkraft. För så kallade små modulära reaktorer ser kalkylen annorlunda ut. Av avgränsningsskäl berörs de inte i rapporten.

Att uppskatta investeringskostnader för ny kärnkraft är generellt svårt av flera skäl. I de flesta länder med kärnkraft, däribland Sverige, har det inte byggts helt ny kärnkraft på många år, även om effekthöjningar och moderniseringar har genomförts i mer närtid. Det är också svårt att jämföra kostnader mellan olika länder eftersom investeringskostnaderna är beroende av de förutsättningar som råder.

Det finns flera olika typer av reaktorer och tekniker som utvecklats under lång tid. De brukar delas in i olika generationer; majoriteten av dagens kommersiella reaktorer är av generation II. De reaktorer som byggs idag och kommer byggas den närmaste framtiden i västvärlden hör främst till den teknik som kallas generation III och III+. Idag är runt 440 kommersiella reaktorer i drift i över 30 länder och runt 50 reaktorer är under konstruktion.

Den faktor som har störst betydelse för kapitalkostnaden för ny kärnkraft är finansieringsmodellens struktur, vilket innebär hur projektrisker hanteras. Det i sin tur återspeglar vilken kalkylränta som investeraren kan räkna med. Eftersom det i regel är en mycket stor investering det handlar om får detta stort genomslag på kostnaden för elproduktion i slutändan. Med lång byggtid, och därmed lång tid till intäkterna strömmar in, förstärks denna effekt. En nyckelfråga för förverkligandet av ny kärnkraft är därför att hitta sätt att hantera projektriskerna på ett sätt som möjliggör finansiering till en rimlig kalkylränta.

För att möjliggöra finansiering till en rimlig kalkylränta, diskuteras i vissa länder olika sätt att hantera ekonomiska risker. De ekonomiska riskerna skulle kunna förflyttas från investeraren till exempelvis staten, elkonsumenten eller leverantören. Se mer om finansieringsformer i tidigare avsnitt ovan.

I debatten om kostnaderna för kärnkraft ställs oftast frågan hur mycket en kärnreaktor skulle kosta. I praktiken är det inte troligt att enda kärnkraftsreaktor kommer att beställas utan troligare är att en uppsättning om minst två reaktorer beställs samtidigt för att det ska vara möjligt att uppnå skalningsfördelar och delade omkostnader. Det gör naturligtvis investeringen ännu större, men med lägre kostnad per enhet.

En kärnreaktor är ett komplext system med höga krav på säkerhet och tillgänglighet. Den så kallade säkerhetsredovisningen beskriver hur reaktorn har utformats för att uppfylla alla krav, både på en detaljerad nivå och på den totala anläggningsnivån. Att anpassa en leverantörs grundkonstruktion för att uppfylla specifika nationella regler kan leda till kostsamma omräkningar av hela anläggningens säkerhetsanalys. Möjligheten att underteckna ett kontrakt baserat på en leverantörs standarddesign utan större ändringar är alltså fördelaktigt ur ett kostnadsperspektiv. Det är en anledning till att en hög grad av harmonisering av den nationella kravställningen för kärnkraftsverksamhet, i jämförelse med internationella standarder och andra länders krav, är av stor betydelse.

Avslutningsvis, om leverantören söker en första kund till en ny reaktordesign, kan det finnas en fördelaktig utgångspunkt i förhandlingen ur beställarsynpunkt. Leverantören kan vara angelägen om att hitta ett lämpligt första projekt för att visa sin design och använda det som ett exempel för framtida kunder. Det finns exempel där leverantören går med på att ta en stor del av projektrisken eller till och med går med på att ta en del av

finansieringen genom att engagera sig i projektet som delägare. Sådana arrangemang är dock sannolikt inte ett hållbart sätt för någon leverantör i längden och är sannolikt begränsade till vissa undantagsfall om det inte finns ett starkt nationellt intresse för att stödja sådana kontrakt. Ett sådant upplägg kan dock minska beställarnas kostnader för de första reaktorerna tills kostnaden sänkts genom ökade volymer, vilket i sin tur gynnar leverantören i förlängningen.

LCOE för kärnkraft

Det är inte är möjligt att ansätta en enskild siffra för investeringskostnaden för ny kärnkraft i Sverige idag, utan ett spann av möjliga utfall måste användas. I underlagsrapporten uppskattas investeringskostnaden till mellan 30 000 - 65 000 kr/kW med utgångspunkt från internationella observationer. Den lägsta siffran motsvarar ett projekt som framgångsrikt levererat projekt till rimlig kostnad i närtid. Den översta siffran innebär en svensk upprepning av de fördröjda projekt som gått långt över initial budget i till exempel Frankrike och Finland. Ett mer sannolikt utfall ligger troligtvis någonstans emellan dessa värden.

Investeringskostnader

Liksom för andra stora infrastrukturprojekt avser en stor del av den totala kostnaden för ny kärnkraft investerings- och finansieringskostnader där andra kostnader, såsom kostnader för bränsle, drift och underhåll etc, har en mindre effekt på det slutliga priset. Dessutom beror dessa kostnader på de specifika omständigheterna för varje investering i varje specifikt land, vilket gör det svårt att dra allmänna slutsatser från en investering i annat ett land till ett hypotetiskt projekt här i Sverige. Faktorer som påverkar kostnaden för ett kärnkraftverk i Sverige relativt ett annat land är främst den aktuella konkurrenssituationen, kostnaden för arbetskraft och säkerhetskravens utformning.

Bygg och avskrivningstid

Avskrivningstiden för kärnkraft har satts till 60 år, även om den faktiska drifttiden kan överstiga detta. Den finansiella kostnaden har beräknats för en byggtid på 5–8 år. Idag byggs reaktorer av de mest populära teknikfamiljerna (APR, VVER, CNP, CPR, OPR) på i snitt 5 år. Samtidigt har ett antal byggprojekt specifikt av typen EPR (totalt 2 reaktorer i drift, 4 under byggnation) och AP1000 (totalt 4 reaktorer i drift, 2 under byggnation) i Europa och USA blivit kraftigt försenade, med totala perioder på upp till 15–16 år mellan byggstart och driftstart.

Löpande driftkostnader

Löpande driftkostnader är här definierat som de kostnader som skalas per producerad MWh elektricitet. Drift- och underhållskostnader samt re-investeringskostnader är i stort sett oberoende av elproduktionen vid ett kärnkraftverk. Löpande driftkostnader består därför uteslutande av bränslekostnader och avgifter för avfall och avveckling (som enligt lag betalas löpande per producerad MWh).

Bränslekostnader

Det långsiktiga bränslepriset för lättvattenreaktorer varierar med marknadsförutsättningar för

- yellowcake (U_3O_8),
- konvertering av U_3O_8 till uranhexaflorid (UF_6),
- anrikning samt
- tillverkning av bränsleknippen.

Marknadspriserna för de tre första kostnadskomponenterna varierar historiskt över relativt stora spann. För att bedöma en sannolik framtida genomsnittlig bränslekostnad varierades alla relevanta kostnadskategorier från låg till högvärde. 68 % av utfallen (en standardavvikelse) ligger inom spannet 26–37 kr/MWh, med ett medelvärde på 32 kr/MWh. I analysen har ett påslag om 10 % lagts över detta medelvärde, medförande en långsiktig bränslekostnad för nya verk på 35 kr/MWh. Denna nivå är något under bränslekostnaden för existerande svenska kärnkraftverk idag. Det är generellt rimligt att anta en något lägre bränslekostnad för nya verk, som både uppnår högre utbränning av bränslet och en något högre termisk effektivitet.

Finansiering av avfallshantering och avveckling

Kärnkraftverk betalar en löpande kärnavfallsavgift (KAF) för att täcka kostnader för slutförvaring av restprodukter och kostnader för säker avveckling av anläggningen. Regeringen fastställer de kärnavfallsavgifter som reaktorinnehavaren ska betala. Fonderade medel utbetalas sedan i takt med att kostnader uppstår för hantering och slutförvaring av i reaktorerna använt kärnbränsle och radioaktivt avfall som härrör från kärnkraftreaktorn efter det att kärnbränslet eller kärnavfallet förts bort från anläggningarna, avveckling och rivning av reaktoranläggningarna samt den forskning och utveckling som behövts för att kunna fullgöra detta. Det är svårt att direkt applicera nuvarande KAF-avgifter för svenska kärnkraftverk bland annat eftersom anläggningar för slutförvaring av använt kärnbränsle som existerande och historiska KAF-avgifter har finansierat kan antas vara fullteckande av nuvarande anläggningar. Nya KAF-avgifter behöver därmed finansiera nya anläggningar.

De faktiska KAF-avgifterna låg under en lång tid i spannet 5–15 kr/MWh, men har sedan 2012 höjts i flera omgångar och låg under år 2019 på ett kapacitetsviktat genomsnitt om 47 kr/MWh, vilket med god marginal är den högsta nivån någonsin. Efter diskussioner med experter inom den svenska kärnkraftsbranschen bedömdes det rimligt att ansätta KAF-avgiften för framtida svenska kärnkraftsanläggningar enligt nuvarande avgift för Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA) på 33 kr/MWh.

Fasta driftkostnader

Både drift- och underhållskostnader samt löpande reinvesteringsbehov för kärnkraftverk är relativt oberoende av elproduktionsvolymen vid verket. Dessa kostnader beskrivs därför bättre som en fast summa i enheten kr/kW/år snarare än kr/MWh.

Löpande mindre reinvesteringsbehov för nya verk bedöms ligga på en ungefärlig nivå om 200 kr/kW/år. Stora enskilda reinvesteringar för nya verk antas ske efter 30 års drift, och relaterar till modernisering och utbyte av många stora komponenter i t.ex. turbindelen. Dessa investeringar har här antagits motsvara totalt 5000 kr/kW fördelat över två år.

Övriga fasta driftkostnader består främst av drift- och underhållskostnader (som inte relaterar till investeringar) och inkluderar kostnadsposter såsom personal för drift- och under-

		Lågt	Medel	Högt
Produktionskostnad (LCOE)	öre/kWh	49	56	64
Fullasttimmar	MWh/MW/år	7 796	7 621	7 446
Ekonomisk livslängd	år	60	60	60
Kapitalkostnader	kr/kW	40 000	47 500	55 000
Drift- och underhållskostnader totalt	kr/MWh	175	178	180
Mindre reinvesteringar	kr/MWh	26	27	27
Stora moderniseringar	kr/MWh	11	11	11
Övrig drift- och underhållskostnad	kr/MWh	70	72	74
Bränslepris	kr/MWh	35	35	35
Avfallshantering och avveckling	kr/MWh	33	33	33
Kalkylränta (real)	%	6	6	6

Tabell 12. Sammanställning av de ekonomiska LCOE-parametrarna för kärnkraft.

håll, fysiskt skydd och externa tjänster, till exempel konsultavgifter och extra utgifter för inhyrd personal under revisionsperioder. Kostnaderna inkluderar även nätkostnader, direktfinansiering av Svensk Kärnbränslehantering AB (utöver KAF-avgiften), fastighetsskatt och försäkringar. För övriga drift- och underhållskostnader har en långsiktigt genomsnittlig nivå på cirka 550 kr/kW/år, motsvarande 550 miljoner kr per 1000 MW reaktor per år, ansatts.

Finansieringskostnader

Finansieringskostnaden kan (beroende på finansieringsmodell) utgöra majoriteten av den beräknade kostnaden för ett nytt kärnkraftsprojekt.

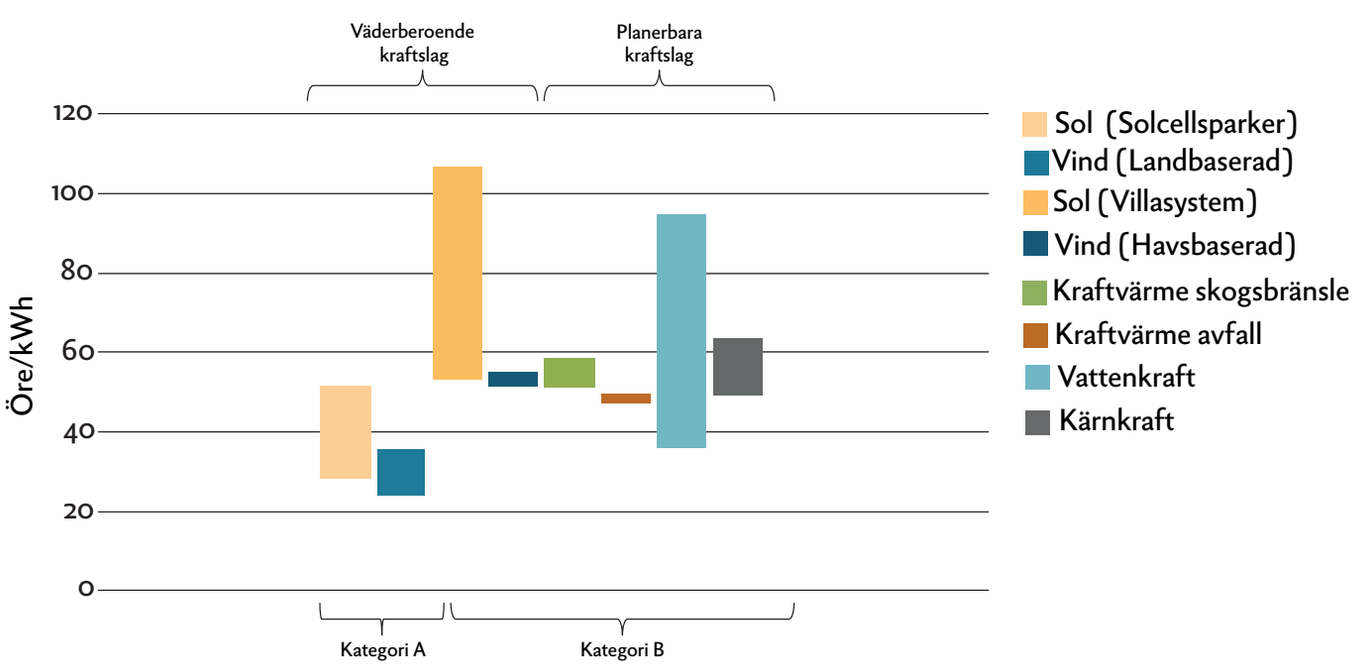
Anledningen till den mycket stora påverkan som kapitalanskaffningskostnader har på kärnkraftens LCOE beror på de relativt höga initiala kapitalkostnaderna jämfört med driftkostnader samt på den mycket långa drifttiden. I en LCOE-beräkning diskonteras förväntade intäkter från elproduktionen med den ansatta kalkylräntan. Den mycket långa drifttiden kan därför ge en oerhört stor skillnad i den mängd produktion som räknas med i LCOE-beräkningen vid olika kalkylräntor, och därmed på värdet av LCOE. Valet av finansieringsmodell är därför av avgörande vikt för kärnkraftens LCOE.
Dagens svenska kärnkraftverk har alla genomgått stora moderniseringar och är idag rustade för 60 års drifttid. Det finns goda förutsättningar för längre drifttider och förberedelser för detta har påbörjats på flera svenska kärnkraftverk. I USA har flera anläggningar redan beviljats tillstånd för 80 års drift. I underlagsrapporten för kärnkraft redovisas kostnader för den typ av moderniseringsåtgärder som kan krävas vid driftförlängning av de svenska reaktorerna från 60 till 80 år. Basen i denna bedömning är moderniseringsåtgärder som utfördes i samband med effekthöjningsprogrammen för dessa reaktorer när drifttiden förlängdes till minst 60 år. En förutsättning är att reaktortanken inte behöver bytas. Baserat på dessa erhålls en LCOE på 20-30 öre/kWh vid 6% reell kalkylränta.

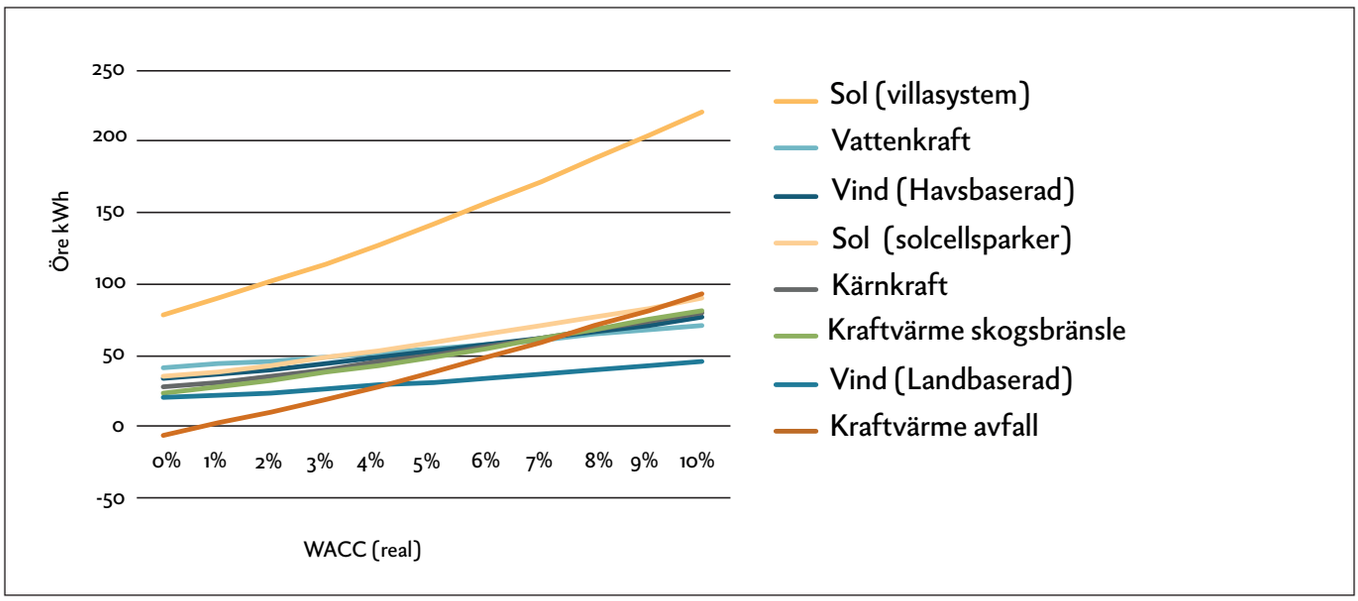
Sammanställningar av alla kraftslag

Enligt studien varierar kostnaderna för att investera i elproduktion i Sverige med rad faktorer vilka beskrivs i rapporten. Exempelkalkyler och observationer representeras i sammanställningen av högsta och lägsta LCOE vilket gör intervallen stora.

Figuren nedan visar en sammanställning av kostnadsspridningen för LCOE hos de olika kraftslagen. Uppgifterna om landbaserad vindkraft och storskalig solkraft är direkt hämtade från verkliga investeringskalkyler utan kompletterande antaganden (kategori A). Notera att det kan vara missvisande att jämföra dessa med kostnaden för övriga tekniker vilka helt eller delvis bygger på antaganden och uppskattningar, eller där investeringen endast är en del av en ny anläggning (kategori B). Vidare avspeglar LCOE inte teknikernas kostnader eller värden relaterade till deras integration i energisystemet där förutsättningarna kan skilja sig åt mellan de väderberoende och planerbara kraftslag. I figuren återfinns de väderberoende kraftslagen till vänster och de planerbara till höger. Se mer om utmaningar med kostnadsjämförelser i nästa avsnitt.

Figur2. LCOE-intervall för olika tekniker. Källa: Energiforsk





Figur 3 Känslighetsanalys över kalkylränta. Källa: Energiforsk

	Väderberoende kraftslag				Planerbara kraftslag			
Kraftslag	Storskalig solkraft	Landbaserad vindkraft	Småskalig solkraft	Havsbaserad vindkraft	Vattenkraft	Kraftvärme flis	Kraftvärme avfall	Kärnkraft
Öre/kWh	59	31	141	53	55	49	38	51
	Kategori A				Kategori B			

Tabell 13. LCOE vid 5 procents kalkylränta. Med planerbar kraft avses anläggningar där produktion kan planeras med hög grad av säkerhet över längre tid.

Figur 3 ovan visar istället en känslighetsanalys där kalkylräntan har varierats för de olika teknikerna utifrån ett medelvärde av LCOE. Den speglar således inte nödvändigtvis faktiska förhållanden. Exempelvis har för solkraften ingen kalkylränta över 5% observerats i denna studie. Bilden syftar snarare till att illustrera hur den totala kostnaden för tekniken påverkas av valet av kalkylränta. Vid en 5 procentig kalkylränta skulle motsvarande LCOE bli som tabell 13 visar.

Kalkylräntan är normalt specifik för varje enskild investering och väger in alla typer av risker förknippade med projektet. Exempelvis kan ett fastprisavtal för entreprenadarbetet innebära en högre investeringskostnad men lägre risk i projektet och därmed en lägre sammanvägd kalkylränta. Att variera kalkylräntan utan att ändra vissa ingående parametrar kan därför vara missvisande för de observerade fallen. Även tillämpningen av olika kalkylräntor skiljer sig i praktiken normalt åt mellan olika tekniker utifrån de olika teknikernas förutsättningar med hänsyn till de olika riskerna.

Problematisering kring kostnadsjämförelser

Timing – val av tidpunkt

En utmaning med kostnadsstudier är att förutsättningarna hos vissa tekniker skiljer sig åt så mycket att det är svårt att jämföra teknikerna rätt av. En sådan är timingen.

I den bästa av världar finns det tillräckligt många observerade investeringsbeslut för de tekniker man har tänkt studera och jämföra som dessutom är färska. I denna studie har detta inte varit ett problem för landbaserad vindkraft eller solkraften. För övriga energislag har det funnits betydligt färre observationer sedan förra studien 2014, i synnerhet om man ser till de olika bränsletyperna. Här uppstår då en avvägning mellan hur få observationer man bör förlita sig på, med risk för att de inte är representativa (ett projekt där man hade otur) och hur långt bakåt i tiden du kan gå utan att uppgifterna inte är representativa av det skälet (kostnadsutvecklingen kan ha gått i en viss riktning).

Ny förläggningsplats eller modernisering av befintlig produktion

För en del tekniker såsom storskalig vattenkraft och kärnkraft är uppgraderingar och reinvesteringar mer relevanta att titta på än kostnaden för att bygga en helt ny anläggning. Detta gäller i hög utsträckning även för kraftvärmen där den vanligaste investeringstypen är att man ersätter en gammal enhet mot en ny på en befintlig plats och i samband med det i vissa fall även får en utökad produktionskapacitet.

För dessa anläggningar kan då den totala kalkylen bli billigare under förutsättning att det går att nyttja den befintliga infrastrukturen i form av vägar och elnät m.m. som annars tillkommer när du bygger en ny anläggning på en ny plats. Att jämföra en teknik som byggs helt från grunden med en där du ersätter hela eller delar av en befintlig anläggning kan därför vara missvisande. För en investerare som väger olika alternativ mot varandra kan dock jämförelsen fortfarande vara högst relevant.

Andra funktioner än elproduktion

En annan utmaning är hur man bäst hanterar investeringskostnader relaterade till andra funktioner än ren elproduktion. För en kraftvärmeanläggning görs investeringen i först hand med hänsyn till värmeunderlaget, där elen mer betraktas som en biprodukt. Ökar elproduktionen går det ut över värmeproduktionen. Dvs. för kraftvärmen är energiproduktionen lite av ett nollsummespel där värmen i regel prioriteras. För att kunna räkna ut kostnaden för ny elproduktion behöver därmed värmedelen tas bort från kalkylen (krediteras). Oavsett vilket tillvägagångsätt man väljer för detta måste uppskattningar och förenklingar till. Som tidigare nämnts är det inte problemfritt att jämföra kostnaden för en ren elproducerande anläggning med en anläggning som även producerar värme.

Vidare är det stor skillnad på de olika kraftslagens förmåga att bidra med reglerkraft till systemet vilket inte alls återspeglas i LCOE-kostnaden. Se mer om detta i kapitlet ”systemkostnader”.

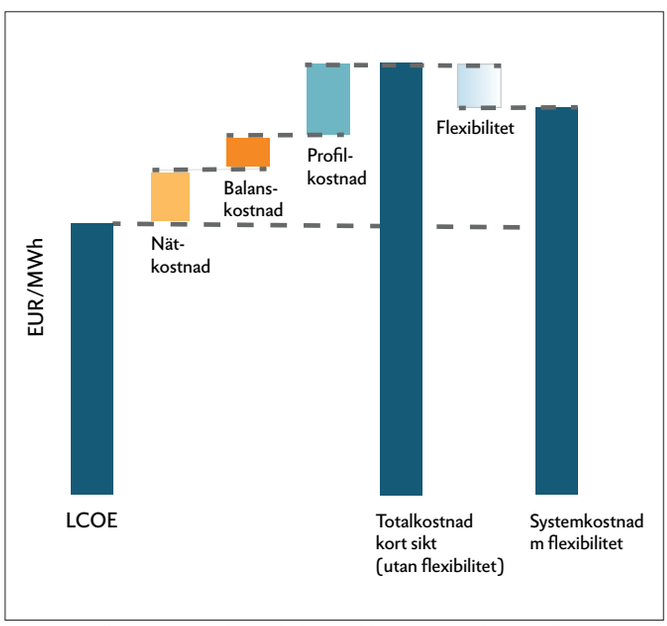
Systemkostnader

En allmän introduktion

När man ändrar produktionsmixens sammansättning i ett energisystem uppstår möjligheter och utmaningar i hela systemet. Hanteringen av dessa innebär kostnader och värden som tillfaller olika aktörer beroende på hur de kan värderas och handlas med. Många utmaningar har att göra med säkerställandet av robustheten och balansen i elsystemet på kort och lång sikt och i en rad olika avseenden. För att möjliggöra en effektiv hantering i en framtid med mycket mer varierande kraftproduktion behövs metoder att förutsäga på vilket sätt och i vilken omfattning ovan nämnda kostnader och värden kan förväntas uppstå.

Ansats

Under senare år har nyckeltalet LCOE fått kritik för att inte spegla alla de värden och kostnader som uppstår i elsystemet när olika kraftslag byggs ut. Därför har en rad aktörer börjat utveckla metoder för nya nyckeltal som kan komplettera LCOE-värdet och ge en bättre förståelse för det framtida elsystemet som helhet. Ansatsen i det här projektet var att genomlysa dessa alternativa metoder för att om möjligt komplettera LCOE-beräkningarna som görs i detta projekt med olika kostnader och värden som olika kraftslag bidrar med till elsystemet.



Figur 4. En illustration över hur olika kostnadskomponenter kan ses tillsammans. Källa: Nuclear Energy Agency 2019

Förslag på olika metoder

Det finns idag ett antal förslag men ännu ingen standardiserad metodik för att beräkna systemkostnad, vilket kan ha flera orsaker. Det är till exempel inte givet vad som ska ingå i beräkningen och därför behöver det definieras vad som bör ingå. Förutsättningarna för hur kostnader i elsystem fördelas och hanteras skiljer sig också mycket från land till land, vilket kan påverka avgränsningarna.

Ett sätt att se på systemkostnader illustreras i figur 4. Där utgår beräkningen från LCOE värdet och adderar sedan värden för nätkostnader, balanskostnader och profilkostnader. Därefter tar beräkningen hänsyn till den flexibilitet som finns i systemet för att resultera i ett värde som här kallas för ”system-LCOE”. Metoden presenteras i en studie av NEA, Nuclear Energy Agency, som gjorts i samarbete med OECD.

Två andra metoder är VALCOE (Value Adjusted LCOE) och LACE (Levelized Avoided Cost of Electricity). VALCOE introducerades av IEA i och med World Energy Outlook 2018 (WEO18). Konceptet innebär att tre parametrar adderas till LCOE, nämligen energivärde, kapacitetsvärde och flexibilitetsvärde. Det resulterande värdet kan vara högre eller lägre än LCOE och är av störst intresse i energisystem med en hög andel variabel elproduktion. LACE är ett komplement till LCOE som tagits fram av EIA, US Energy Information Administration. LACE ska fånga det värde som tekniken bidrar med till systemet och genom att jämföra LACE med LCOE fås en bättre bild av om investeringen är lönsam.

Det finns flera likheter mellan VALCOE, LACE och system-LCOE. Energivärdet i VALCOE ska spegla samma sak som profilkostnaderna i system-LCOE. LACE speglar det värde som både energivärdet och kapacitetsvärdet i VALCOE ska spegla, och på en elmarknad som saknar en marknad för kapacitet blir LACE väldigt likt både energivärdet och profilkostnaden. Några skillnader är att system-LCOE tar med nätkostnader, något som aktivt valts bort i utformandet av VALCOE eftersom nätkostnaderna ofta är system- eller projektspecifika. En annan skillnad är att i VALCOE är flexibilitetsvärdet den intäkt som tekniken kan få på balansmarknaderna, medan i system-LCOE är balanskostnaderna snarare obalanskostnader kopplade till prognosfel och flexibiliteten är kopplad till hela systemet och inte den specifika tekniken.

Även om ansatserna till att komplettera LCOE-värdet med mer systemrelaterade kostnader är lovvärda har även dessa metoder fått en del kritik. Exempelvis är det svårt att säga att ett kraftslag har det här specifika systemvärdet eftersom de parametrar som adderas till LCOE inte bara beror på det egna kraftslaget utan är starkt påverkade av hela det övriga systemet och de priser som blir på marknaderna. Exempelvis kan vattenkraft få ett VALCOE värde om det beräknas för ett elsystem som ser ut ungefär som det svenska systemet ser ut idag, och ett helt annat värde ifall batterier och vätgas slagit igenom stort. Värdena anses av vissa därför säga mer om systemets förmåga eller oförmåga till flexibilitet i stort än om kostnader kopplade just det kraftslag som studeras. Istället för dessa metoder förespråkas att energisystemmodelleringar görs där det är den totala systemkostnaden som jämförs. Detta behöver då göras för en mängd olika scenarier med olika kombinationer av kraftslag, nätutveckling och resurser för att ge en bild av framtida systemkostnader.

En del av parametrarna som ofta inkluderas i begreppet systemkostnader säger likt LCOE också mer om konkurrenskraften mellan teknikerna än kostnader för systemet och samhället vilket kan vara missvisande. Det finns även vissa delar av dessa systemkostnader som redan beaktas i den LCOE som görs i Sverige. Det är därför angeläget att reda ut och förstå innebörden av de olika delarna i metoderna.

Nätkostnader

Nätkostnader är kostnader för att utöka och uppgradera nätinfrastrukturen så att elen från den producerande anläggningen kan föras in i systemet. På vissa platser kan det även uppstå nätkostnadsbesparingar (nätnytta) som kan ge ett positivt bidrag. Hur nätkostnader fördelas mellan producenter och kundkollektivet skiljer sig åt mycket mellan olika länder. I vissa länder betalar producenter inte något för nätanslutningen eller har låg inmatningstariff gentemot systemoperatören.

Svenska elproducenter betalar i dagsläget för alla nätrelaterade kostnader som är direkt förknippade med att få anläggningen ansluten till elnäten. Det vill säga om det behövs en ny stamnätsstation eller en ny ledning för att möjliggöra anslutningen bekostar den enskilda aktören den själv eller tillsammans med andra producenter via s.k. nätförstärkningslån hos Svenska kraftnät alternativt genom andra med nätägaren uppgjorda kostnadsdelningsprinciper. Således är anslutningskostnaden redan inkluderad i den ekonomiska kalkylen för LCOE för nya anläggningar som

$$VALCOE_x = LCOE_x + \overbrace{\overbrace{[\bar{E} - E_x]}^{Energy\ value} + \overbrace{[\bar{C} - C_x]}^{Capacity\ value} + \overbrace{[\bar{F} - F_x]}^{Flexibility\ value}}^{Value\ adjustments}$$

Figur 5. Formel för att räkna ut VALCOE
Källa: IEA, International Energy Agency

$$\text{LACE} = \frac{\sum_{t=1}^{Y}(\text{marginal generation price}_t \times \text{dispatched hours}_t) + (\text{capacity payment}_t \times \text{capacity credit}_t)}{\text{annual expected generation hours}}$$

Figur 6. Formel för att räkna ut LACE
Källa: EIA, US Energy Information Administration.

byggs på nya geografiska platser. För havbaserad vindkraft ligger i skrivande stund ett regeringsförslag om slopad kostnad för nätanslutningen, där det för havsbaserad vindkraft kan komma att göras ett undantag från den principen från augusti 2021.

Därtill betalar i Sverige både producenter och konsumenter en avgift till Svenska kraftnät, den så kallade stamnätstariffen, för kostnader relaterade till den kontinuerliga driften och utveckling av stamnätet. Nättariffer ingår även den i investeringskalkylen för producenten, men eftersom olika producenter inom samma område betalar lika mycket utifrån anläggningsstorlek görs ingen skillnad mellan vilka kraftslag som driver de kostnaderna.

Stora delar av transmissionsnätet är dock nära sin tekniska livslängd och reinvesteringsbehovet är därför stort för hela stamnätet. Det gäller inte minst för de planerade investeringarna i ”nord-syd-paketet” där den utökade kapaciteten endast utgör en viss merkostnad i förhållande till de investeringar som krävs för att vidmakthålla befintlig överföring. Den utökade kapaciteten motiveras till viss del av utbyggnaden av ny produktion Samtidigt finns det även andra drivkrafter bakom ökat kapacitetsbehov som elektrifiering av industri- och transportsektorn. Därmed är det svårt att utröna hur stor del av dessa kostnaderna som faktiskt kan härledas specifikt till de olika produktionsslagen.

Enligt intäktsramen för SVK (fastställd av EI) är nuvärdet för stamnätet ca 75 miljarder. Nuvärdesberäkningen slår olika för olika komponenter då avskrivningstider varierar mellan storleksordningarna 10-60 år för olika delar i systemet. Den största avskrivningsposten är ledningarna och transformatorerna, vilka skrivs av med ca 600 Miljoner om året.

Sammanfattningsvis kan konstateras att nätkostnaderna för storskalig elproduktion normalt ingår i investeringskalkylen för produktionsanläggningen varför denna kostnadsparameter i inte ingår i beräkningen av systemkostnader nedan. Om detta förändras eller om det finns anledning att tillskriva olika produktionsslag kostnader för investeringar som görs inom andra delar av elsystemet, kan nätkostnader komma att bli en intressant del att beräkna som systemkostnad i framtiden.

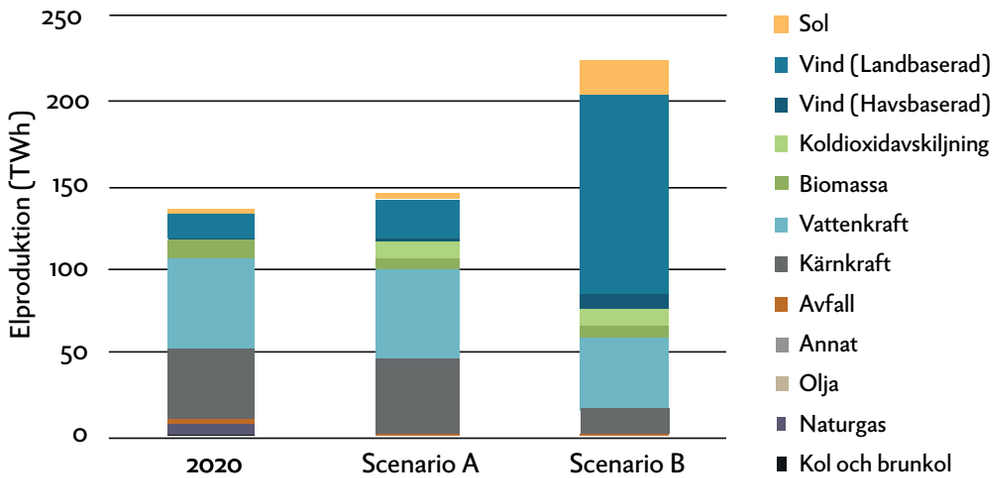
Balanseringskostnader, flexibilitetsvärde och flexibilitet

Med balanseringskostnader avses extra kostnader för att hantera avvikelser från planerad produktion och möjlig extrakostnad för investeringar i effektreserver eller andra resurser som krävs för att hålla systemet i balans. Med högre andel variabel kraft i systemet kan behovet av balans och flexibilitet antas öka.

När det gäller balanseringskostnader får producenter via de balansansvariga betala för sina obalanser, dvs de kostnader som orsakats av att man legat fel i sin produktionsprognos. Åt andra hållet får producenter som kan bidra med produktion på intradagmarknaden (den fysiska handel som sker fram till en timme före leverans) eller balanskraftmarknaderna också en extra ersättning för det. Till viss del är det en omfördelning av kostnader mellan de som är i obalans till de som kan säkerställa balansen. I det här projektet ingår bedömt behov av obalanskostnader i LCOE. För att undvika dubbelräkning av de kostnaderna bör obalanskostnader därför inte ingå som en systemkostnad.

Däremot skulle ersättningen som olika aktörer får på dessa balansmarknader vara det som i VALCOE anges som flexibilitetsvärde. Det pågår för närvarande ett arbete med ett nytt nordiskt balanseringskoncept. Som ett led i att realisera konceptet har ett utvecklingsprogram skapats, Nordiska balanseringsmodellen (NBM, Nordic Balancing Model), med flera ingående projekt. Programmet innebär en omfattande utveckling av marknaderna och processerna kopplade till frekvensmarknaderna. Samtidigt pågår ett bredare uppdrag om stödtjänster som regeringen gett Svenska kraftnät, där även andra tjänster vid sidan av frekvens ska utvärderas och om möjligt prissättas. Dessutom utvecklas nu lokala flexibilitetsmarknader där det går att få betalt för flexibilitet. Allt detta arbete skulle kunna leda till en bredare portfölj av produkter och marknader där olika produktionsslag och resurser i elsystemet kan få intäkter. En initial analys visar att marknaden för balanstjänster kan förväntas växa från 500 miljoner till 4 miljarder de kommande åren.

Systemkostnaden för en särskild teknik beror starkt av mängden total flexibilitet i systemet. Med flexibilitet menas här exempelvis efterfrågeflexibilitet, energilagring, annan flexibel elproduktion eller handelskapacitet med omvärlden. Flexibilitet blir allt viktigare med en ökad andel variabel kraft varför ett mindre flexibelt system ger upphov till större systemkostnader än ett system som innehåller många flexibla resurser. Hur mycket flexibilitet som kan förväntas i framtiden beror av en rad faktorer som exempelvis hur marknader utformas och i vilken utsträck-



Figur 7. Energimix för de scenarion som använts för systemkostnadsberäkningar.
Källa: EA Analyse

ning olika energisektorer kopplas samman (exempelvis gas, fjärrvärme och elektrifierade transporter). Det är även tänkbart att flertalet av framtidens kraftslag kommer att levereras med integrerad lagringsteknik som standard även om det inte sker i dagsläget. Denna generella flexibilitet ingår som komponent i system-LCOE, men påverkar också de värden som adderas i VALCOE och LACE.

Investeringar i variabel kraft leder till prissvängningar som på marknadsbaserade grunder driver investeringar i flexibel teknik. Investeringarna i flexibel teknik kommer att göras av lönsamhetsskäl och delvis finansieras av profilkostnaden eller prissäkringar för det variabla kraftslaget samt prissäkringar eller profilkostnader för användaren. Vilka antaganden som görs om tillgänglig flexibilitet i framtidens elsystem blir alltså avgörande för vilka resultaten blir avseende systemkostnader.

Sammanfattningsvis behöver antaganden göras om flexibiliteten i framtida elsystem, om vilka marknader för stödtjänster och flexibilitet som finns, vad ersättningen på dessa marknader kan komma att bli och vilka resurser som dessa intäkter tillfaller för att beräkna systemkostnaderna. De obalanskostnader som ingår i balanskostnadsposten för system-LCOE ingår som ovan nämnts redan i LCOE däremot kan kostnader för t.ex. en utökad effektreserv eller annan backup-kapacitet tillkomma som en systemkostnad för väderberoende kraftslag, beroende på vilka antaganden man gör om det framtida behovet av en sådan. Det finns därför värde i att studera de här sambanden i ett djupare perspektiv i samband med analys av framtida systemkostnader.

Läs mer om

- **System-LCOE**
  The costs of decarbonisation system costs with high shares of nuclear and rebewables
  Nuclear Eneergy Agency
- **LACE**
  EIA, US Energy Information Administration
- **Balanskostnader och frekvensmarknader**

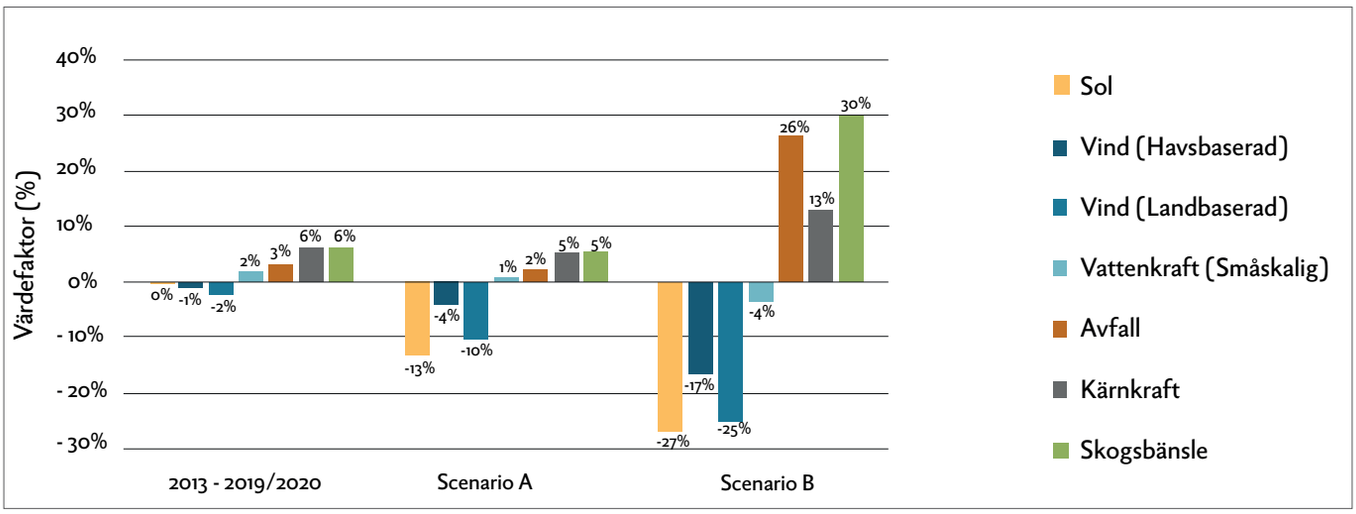
Profilkostnader och energivärde

Med profilkostnad avses ett kraftslags intjäningsförmåga på elmarknaden, eftersom intäkten beror på vilka timmar och till vilka priser som elen produceras. Profilkostnad uttrycks ibland även i termen värdefaktor, vilken avser hur ett energislag producerat i förhållande till medelpriset. Förenklat kan sägas att en värdefaktor över 1 innebär mycket produktion vid tillfällen då elpriset legat över medel och en värdefaktor under 1 innebär att mycket produktion skett vid tillfällen med låga elpriser. I VALCOE refereras detta till som energivärde, och det är även delvis detta värde som LACE försöker att fånga även om också intäkter på en kapacitetsmarknad tillkommer i de fall en sådan finns.

Energivärdet eller profilkostnaden innebär exempelvis att en vindkraftsproducent bör räkna med en intäkt som ligger något under årsmedelpriset. Förklaringen är att vindkraften pressar ner elpriset de timmar då det blåser mycket och att stora delar av intäkterna som vindkraften får från spotmarknaden kommer under timmar med relativt låga elpriser. Hur stor denna differens är påverkas av olika saker, men handlar sammantaget alltså om möjligheten att få avsättning för elen vid produktionstillfället. För vindkraften där vinden inte alltid blåser lika mycket på alla platser samtidigt kan effekten minska ju mer geografiskt spridd vindkraftverken är liksom hur god överföringskapacitet är i näten för att kunna transportera elen från där den produceras till där den konsumeras.

För solkraften råder just nu ett motsatt förhållande i Sverige och man har en värdefaktor över 1. Det innebär att intjäningsförmågan i solcellsanläggningar är bättre än vad spotpriset är i medeltal. Liknande resultat får generellt både vattenkraften och kraftvärmen en värdefaktor över 1 eftersom de producerar som mest el när elpriserna är höga. I takt med att mer sol byggs ut i landet kommer detta att ändras.

Då profilkostnaden främst är ett intäktsbortfall hos producenten och som i regel ingår i investeringskalkylerna går det att ifrågasätta dess sortering under begreppet ”systemkostnad”. Oavsett begreppssortering är det dock fortfarande ett intressant mått på konkurrenskraften mellan olika tekniker där tekniker med högre profilkostnad får bättre intjäningsförmåga, vilket ökar chanserna för realisering av projekt. Detta är den typ av analys som LACE syftar till, där ett produktionsslag med högt LCOE ändå kan vara lönsam eftersom intjäningsförmågan är högre än vad kostnaden för att bygga produktionen är.



Figur 8. Värdefaktorer för olika scenarion.
Källa: EA Analyse

Beräkning av framtida systemkostnader

Systemkostnad är ett intressant och nödvändigt ämne för samhällsekonomiska jämförelser av framtida elsystem. Möjliga tillämpningsområden kan vara beslutsunderlag för politiker inför ställningstaganden om att införa skatter eller subventioner eller andra förändringar av elmarknaden.

Det kan konstateras att beräkningarna främst är intressanta för studier av kostnader i en framtid med en annan energimix än den vi har kunskap om i dagsläget. En första utmaning är alltså att identifiera relevanta antaganden som kan ligga till grund för beskrivning av hur ett framtida energisystem skulle kunna se ut. Det är komplexa frågeställningar eftersom energisystemet innehåller många samspelande komponenter och utvecklingen beror på en rad faktorer. Exempelvis vilka olika drivkrafter som föranleder investeringar i infrastruktur och flexibilitet. I denna studie har vi använt två framtida scenarier, benämnda scenario A och scenario B, som är hämtade från projektet Nordic Clean Energy Scenarios. För mer generella slutsatser hade en större mängd scenarier varit att föredra, men det har inte varit möjligt att genomföra inom ramen för detta projekt.

Eftersom vissa kostnader riskerar att bli dubbelräknade i system-LCOE har projektet efter utvärdering av flera olika metoder valt att analyserat vilken tillämpning av VALCOE-konceptet som kan vara av intresse för svenska förhållanden. Då Sverige saknar en marknad för kapacitet, har vi i detta arbete fokuserat på delarna flexibilitetsvärde och profilkostnad. Beräkningarna för de produktionsslag som inkluderas i projektet har utförts av det danska företaget EA analyse. Beräkningarna har gjorts dels historiskt för 2013-2019 utifrån kända spotpriser och dels för de två ovan nämnda framtida scenarier med väsentligt högre andelar solenergi och vindkraft.

Framtida elpriser har modellerats i den elsystemmodell (Balmorel) som EA analyse har. Modellen anger också vilka timmar som olika produktionsanläggningar körs, och profilkostnaden beräknas utifrån varje studerat kraftslags intjäningsförmåga i dessa två framtida system. Profilkostnaden är starkt beroende av antalet fullasttimmar. Därför det är viktigt att använda samma antaganden om fullasttimmar i LCOE- beräkningar och systemkostnadsanalyser som ska diskuteras tillsammans.

Flexibilitetsvärdet har varit svårare att beräkna då det idag finns få modeller som simulerar framtida priser på olika systemtjänster, balansmarknader eller flexibilitetsmarknader. EA analyse gjorde en statistisk modell för priserna som varit på reglerkraftmarknaden (m-FRR) under åren 2013-2019, men modellen kunde för åren 2030 och 2050 bara modellera redan befintliga tekniker. De intäkter som kan fås från andra stödtjänster eller marknader har inte gått att uppskatta. Det är rimligt att anta att nya tekniker, som exempelvis batterier, skulle kunna bidra till större konkurrens på dessa marknader framöver. Resultaten från denna analys har därför ett lågt värde som underlag för slutsatser om framtidens energisystem.

Resultat från systemkostnadsberäkning

Resultaten från beräkningarna av energivärdet presenteras i form av en värdefaktor i figur 8. I beräkningarna för både nutida och framtida energimixer är värdefaktorn lägre för förnybar elproduktion och högre för reglerbar produktion med några undantag för småskalig vattenkraft. Resultaten visar att produktionsslag med högre LCOE ändå kan vara lönsamma då de har och även i framtiden förväntas ha en högre intjäningsförmåga på spotmarknaden. Tyvärr fanns det inom ramen från projektet inte möjlighet att beräkna ytterligare aspekter av systemkostnader, men förhoppningen är att kapitlets genomgång ska leda till vidare studier i ämnet framöver.

Slutsatserna från analysen är att:

- **Systemkostnader är starkt beroende av det omgivande energisystemet och är inte alltid möjliga att i generella termer koppla till ett specifikt kraftslag.**
- **Variabel elproduktion får en lägre värdefaktor i scenarier med större andel sol och vind. I scenarierna har även större mängder sol och vind i elnätet i övriga Europa antagits vilket bidrar ytterligare till en låg värdefaktor.**
- **Reglerbar kraft får högre systemvärde i scenarierna med större andel variabel elproduktion och kondenskraftverk behåller ett relativt högt värde genom alla beräkningar.**

Kraftslag	Period	Fullasttimmar	Profilkostn SEK/MWh	Värdefaktor
Havsbaserad vindkraft	2020	4 315	4	-0,8 %
	Scenario A	4 484	17,5	-4,1 %
	Scenario B	4 571	77	-16,6 %
Landbaserad vindkraft	2020	3,300	12	-2,3%
	Scenario A	3,591	43,5	-10,3%
	Scenario B	3,766	117,6	-25,3%
Solel	2020	850	1,2	-0,2%
	Scenario A	947	55,9	-13,2%
	Scenario B	979	124,4	-26,7%
Småskalig vattenkraft	2020	2,623	-8,1	1,6%
	Scenario A	2,623	-3	0,7%
	Scenario B	2,623	17,3	-3,7%
Storskalig vattenkraft	2020	4.348	-9,6	1,9%
	Scenario A	4.348	-6	1,4%
	Scenario B	4.348	-125	26,8%
Fliseldad biobränsle	2020	6,353	-20	6%
	Scenario A	6,275	-21	5%
	Scenario B	4,565	-139	30%
Avfallsförbränning	2020	8,207	-11	3%
	Scenario A	8,207	-9	2%
	Scenario B	6,279	-122	26%
Kärnkraft	2020	8,010	-20	6%
	Scenario A	8,154	-23	5%
	Scenario B	7,327	-62	13%

Tabell 14. Tabellen visar resultaten från modelleringen i antalet fullasttimmar som varje produktionsslag hade de olika åren, vilken profilkostnad kraftslaget får när i genomsnitt intjänat pris jämförs med årsmedelvärdet för spotmarknaden samt vad värdefaktorn blir. De årsmedelvärden för spotpriset som använts i beräkningarna är 326 SEK/MWh 2013-2019, 514 SEK/MWh 2020, 422 SEK/MWh 2030 och 465 SEK/MWh 2050. Elpriserna som anges är viktade medelvärden för alla fyra elområden (SE1, SE2, SE3 och SE4). Fler detaljer om beräkningarna återfinns i underlagsrapporten från EA-analyse som återfinns som bilaga till denna rapport.

EL FRÅN NYA ANLÄGGNINGAR

Investeringar i ny klimatneutral elproduktion är centrala för Sveriges möjlighet att elektrifiera industri- och transportsektorn och samtidigt behålla rollen som nettoexportör av el. Kunskap om vad olika tekniker kostar är därför en nyckel för att omställningen ska kunna ske samhällsekonomiskt effektivt.

Teknikveckling och nya energislag innebär stora prisförändringar som kräver nya beräkningar. Det behövs aktuella siffror både för energibranschen och för samhället i stort.

Rapporten ger läsaren en övergripande aktuell och jämförbar bild av elproduktionskostnader för kommersiellt tillgängliga tekniker med en beskrivning och redovisning av de faktorer som påverkar elproduktionskostnaderna. Den innehåller även diskussion om värden av fler funktioner och tjänster till energisystemet (än produktion av kilowattimmar) vilket är nödvändigt för att ge en uppfattning om vilken roll olika anläggningar och aktörer kan få i ett framtida energisystem.

Vi gör energivärlden smartare!

Genom samarbete och dialog bedriver vi energiforskning så att ny kunskap skapar värde för näringsliv, kunder och samhället i stort. Vi är det naturliga navet i energiforskningen – en opartisk aktör till nytta för framtidens energisystem.

Energiforsk

Energiforsk AB | Org.nr 556974-2116 | Telefon: 08-677 25 30 | Fax: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se
Besök: Olof Palmes gata 31, Stockholm. | Post: 101 53 Stockholm | www.energiforsk.se