

En jämförelse av elproduktionskostnader

Kunskap om produktionskostnaderna för el i nya anläggningar är ofta avgörande för vilken teknik investerare väljer att satsa på. Att beräkna jämförbara produktionskostnader är dock komplext. Många parametrar spelar in och olika förutsättningar gäller för olika projekt. Inget kraftslag kommer att vara billigast i alla lägen. I det här faktabladet redovisas tidigare gjorda kostnadsberäkningar och de faktorer som har stor kostnadspåverkan.

Kostnaderna för el från nya anläggningar varierar kraftigt mellan olika produktionsformer och fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader ser olika ut. Kärnkraft och vattenkraft kräver stora investeringar vilket medför att den största delen av produktionskostnaden i dessa fall kommer att utgöras av kapitalkostnader. De blir därigenom känsliga för räntenivåer och för förseningar. Anledningen till det senare är att det tillkommer extra kostnader för personal och utrustning men också att man tvingas betala ränta under en längre period utan att ha någon intäkt. Även tiden innan själva byggstarten innebär kostnader för planering och tillståndprocesser. Kärnkraft och vattenkraft har å andra sidan låga rörliga kostnader. Livslängderna är långa och dessa kraftslag producerar därmed el till stabila kostnader under betydligt längre tid än exempelvis ett vindkraftverk och solceller. Liksom för kärnkraft och vattenkraft utgör kapitalkostnaderna den största delen av produktionskostnaderna för vindkraft och solceller. Dock är letiderna kortare och de totala investeringarna mindre vilket gör dessa kraftslag mindre känsliga för ränteändringar.

För fossileldade kraftverk dominerar de rörliga kostnaderna. Bränslekostnaden utgör den absoluta majoriteten av produktionskostnaden för naturgasanläggningar och även en betydande del för kolkraft. Dessa energikällor blir därmed känsliga mot förändringar i bränslepriserna. Prisprognoser kan också styra valet av energikälla att investera i. Kärnkraften är märkbart mindre känslig mot tillfälliga svängningar i bränslepriser. Dels utgör bränslekostnaden endast en liten del av den totala kostnaden och dels handlas uran ofta med långtidskontrakt. Den mängd uran som köps på spotmarknaden är i regel marginell.

Intäkterna från vindkraft och vattenkraft påverkas endast indirekt av förändrade bränslepriser. Detta beror på att det i många lägen är fossilkraft – idag vanligen naturgaseldade anläggningar - som utgör marginalproduktionen på elmarknaden och att fossilkraft därmed är avgörande för marginalpriset på el. Om det faktiska gaspriset visar sig bli lägre än det som förväntades vid investeringsbeslutet för förnybar energi, innebär detta ett inkomstbortfall och i värsta fall en förlustaffär. På längre sikt är de långsiktiga naturgaspriserna avgörande för gaskraftverkens konkurrenskraft.

Fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader påverkar i hur stor utsträckning man väljer att köra ett verk. När det gäller kraftslag med höga fasta kostnader, så som kärnkraft och vindkraft, vill man använda verken så mycket som möjligt för att betala av kapitalkostnaderna. Utnyttjandegraden blir därmed viktig. Den påverkas av planerade och oplanerade stopp till följd av underhåll och oförutsedda problem. För vindkraft och solkraft har även vindstyrkan respektive solinstrålningen en påverkan på kostnaden.

För gaskraftverk är bilden annorlunda. De rörliga kostnaderna dominerar och man kan i högre utsträckning bestämma när man vill köra anläggningen. När det gäller kärnkraft så kommer reaktorerna att producera även när elpriset är lågt och de framtida elpriserna är en av de främsta osäkerhetsfaktorerna för kärnkraft.

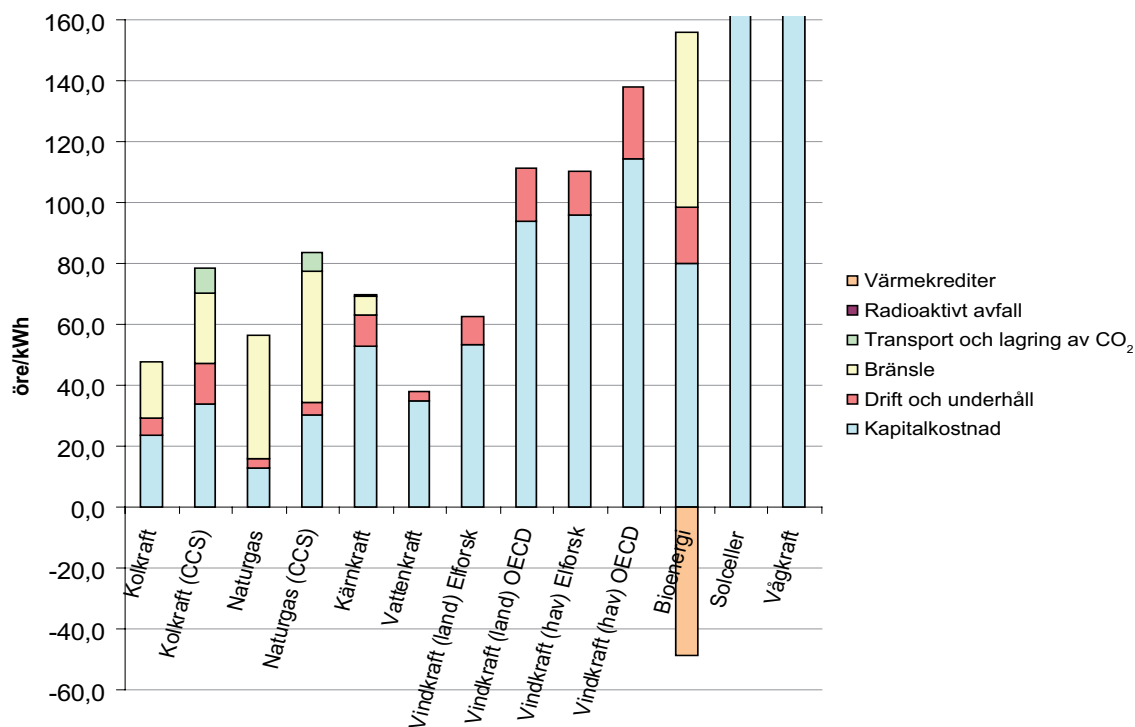
I diagrammen visas elproduktionskostnaderna för en rad kraftslag vid 5 och 10 % real kalkylränta. Värdena har hämtats ifrån två studier; Elforsks ”El från nya anläggningar” (2007) och ”Projected costs of generating electricity” av OECD (2010). Siffrorna för vattenkraft och bioenergi kommer ifrån den förstnämnda rapporten medan värdena som rör fossila källor och kärnkraft är ifrån den sistnämnda. När det gäller vindkraften så är värdena som redovisas i de nämnda studierna väldigt olika. Med anledning av detta inkluderar resultaten av båda rapporterna i diagrammen.

I ”El från nya anläggningar” anges kostnaderna för andra räntenivåer och de har därför räknats om. Värdena har även räknats om till samma penningvärde (2008 års nivå). Kostnaderna gäller för svenska eller europeiska förhållanden. I de flesta fall avses nyproduktion som tas i drift år 2015. I kostnaderna ingår inte skatter eller avgifter så som utsläppsrätter. Stödprogram eller subventioner har inte heller inkluderats. Det finns en rad saker man bör ha i bakhuvudet när man betraktar siffrorna i diagrammen. Detta utvecklas i följande stycken.

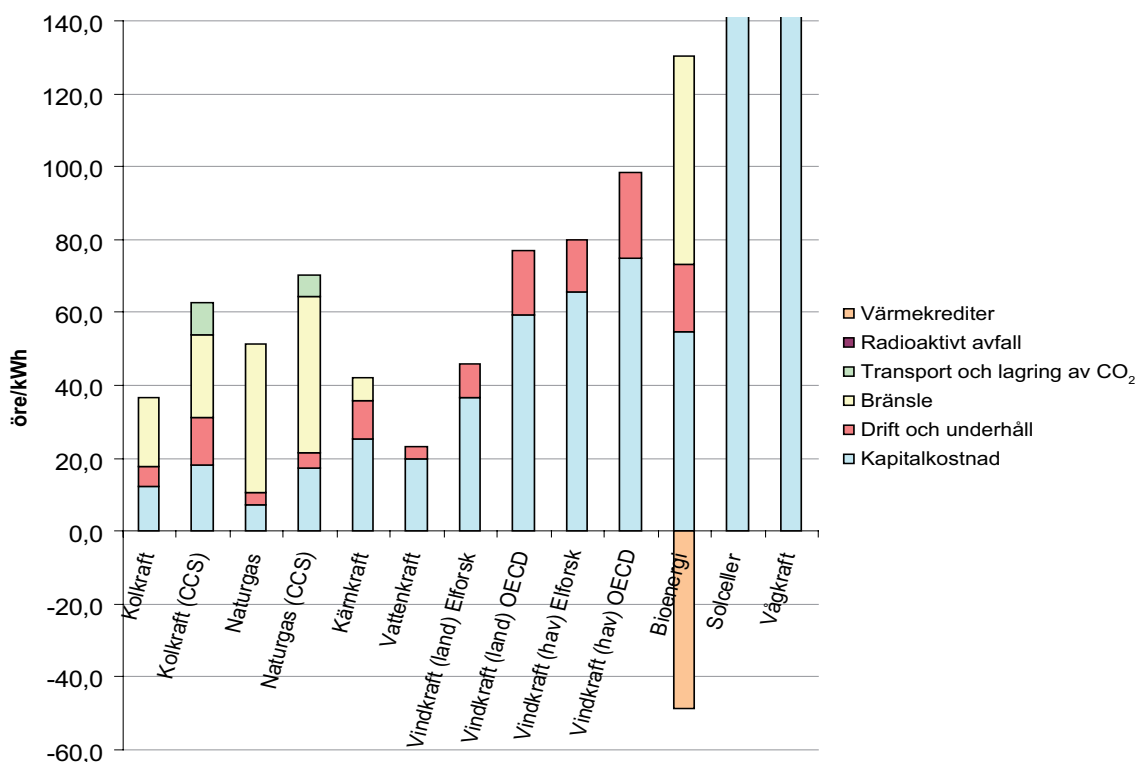
Fossila energikällor

Kolkraftens styrka ligger i att det är en väletablerad teknik som producerar el till en låg kostnad. Om verket ligger nära gruvan, vilket är vanligt i länder så som USA och Australien, minskar kostnaderna ytterligare. Kolkraftens svaghet är, förutom känsligheten mot bränslepriser, dess miljömässiga påverkan vilken gör att tekniken drabbas hårt av policybeslut och regler, främst kring koldioxidutsläpp. Alternativet blir då verk med koldioxidavskiljning, så kallad CCS-teknik (carbon capture and storage) som beräknas avskilja cirka 85 % av den koldioxid som bildas. Jämfört med ett vanligt kolkraftverk leder CCS-tekniken till att verkningsgraden blir lägre och att investeringskostnaderna blir högre. Elverkningsgraden sjunker med mellan 7-10 procentenheter enligt ”Projected costs

Elproduktionskostnad vid 10 % ränta



Elproduktionskostnad vid 5 % ränta



I diagrammen visas elproduktionskostnaderna för olika kraftslag vid 5 och 10 % real kalkylränta. Värdena har hämtats från Elforsks "El från nya anläggningar" (2007) och "Projected costs of generating electricity" av OECD (2010). I kostnaderna ingår inte skatter eller avgifter, så som utsläppsrätter. Stödprogram eller subventioner har inte heller inkluderats. Resultaten utvecklas i texten.

of generating electricity” (2010) vilket i sin tur ökar bland annat bränslekostnaderna. Vid räntenivåer på omkring 5 % är konstruktionskostnaden den viktigaste kostnadsdrivaren för verk med CCS. De stora investeringar och den längre ledtiden jämfört med vanliga kolkraftverk gör det även till den fossileldade teknik som blir mest känslig för olika räntenivåer. Kostnaden för transport och lagring av koldioxid är starkt beroende av transportsträckan och den volym som skall lagras.

Om verk med koldioxidavskiljning kommer att bli konkurrenskraftiga mot konventionella kolkraftverk eller inte hänger på framtida utsläppskostnader, på tillåtna utsläppskvoter och på acceptansen för lagring av koldioxid. Det krävs inte nödvändigtvis höga utsläppspriser för att investerare i framtiden ska välja kolkraft med CCS. Också en fortsatt stor osäkerhet kring utsläppspriserna gynnar CCS eftersom osäkerheter alltid ses som något negativt när en möjlig investering värderas.

I diagrammen redovisas en elproduktionskostnad på drygt 60 öre/kWh för kolkraft med CCS vid en räntenivå på 5 % och 80 öre/kWh vid en ränta på 10 %. Siffrorna gäller ett kolkraftverk i Tyskland, 740 MWe, eldat med stenkol. Motsvarande kostnad för kolkraftverk utan CCS ligger på omkring 35/50 öre/kWh (5/10 % ränta) – exklusive koldioxidkostnader.

Gaskraftverk gynnas av låga investeringskostnader och hög flexibilitet. Det är den energikälla som har ökat kraftigast i OECD-länder de senaste decennierna. Svagheter är känsligheten mot bränslepriser och tillgången på gas samt en risk för stora kostnader vid användning som baslast. Ett liknande mönster som för kolkraft med CCS gäller för gaskraftverk med CCS. Verkningsgraden sjunker, investeringskostnaderna ökar och lönsamheten jämfört med verk utan koldioxidavskiljning kommer att bero på framtida priser på utsläppsrätter och utsläppskvoter. Dock bildas mindre koldioxid vid förbränning av gas än kol vilket gör att drivkraften att införa koldioxidavskiljning vid gasverk minskar, särskilt då det ökar bränslebehovet vilket är den största kostnadsdrivaren för gaseldade anläggningar. Det är därmed troligt att CCS-tekniken kommer att bli mindre etablerad vid gasanläggningar än vid kolkraftverk. Den redovisade kostnaden på cirka 70 öre/kWh vid 5 % ränta och 80 öre/kWh vid 10 % ränta gäller en anläggning i Tjeckien och kommer ifrån ”Projected costs of generating electricity” (2010). Dock antas en väldigt hög verkningsgrad och något högre kostnader är därför rimligt.

När man analyserar elproduktionskostnaderna för kolkraftverk och naturgasanläggningar med CCS bör man komma ihåg att det är ny teknik som ännu inte har demonstrerats i full skala vilket medför en osäkerhet kring kostnaderna. De avskiljningstekniker som nu testas vid pilotanläggningar för kolkraft i Europa planeras att vara redo för demonstration runt år 2015 för att sedan användas kommersiellt efter år 2020 enligt Elforsks ”Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion” (2009).

Kärnkraft

Som nämnts tidigare är kärnkraften en kapitalintensiv energikälla som kräver stora investeringar och en jämförelsevis lång konstruktionsperiod vilket gör tekniken känslig mot olika räntenivåer. Samtidigt levererar en reaktor mycket el, till en låg rörlig kostnad, under mycket lång tid. Teknisk/ekonomisk livslängd för ett kärnkraftverk uppskattas till 40 – 60 år. Sammantaget gör det kärnkraften till ett av energislagen med lägst elproduktionskostnad. Detta, i kombination med låga koldioxidutsläpp och en önskan om att minska beroendet av fossila bränslen, har lett till att flera länder nu överväger att bygga nya reaktorer. Många reaktorer har byggts runt om i världen genom åren och det är en väletablerad teknik. Dock är erfarenheten av nybyggnation under de senaste decennierna bristande, särskilt i Europa och USA, vilket just nu innebär en ökad risk för investerare och långivare. Reaktorer har däremot byggts löpande i länder så som Sydkorea och Japan med få förseningar och goda resultat.

Siffrorna som redovisas i diagrammen är hämtade ifrån ”Projected costs of generating electricity” (2010) och representerar ett genomsnitt av de kostnader som angetts av länder i Europa. Merparten av reaktorerna som ingår i studien är avancerade reaktorer av Generation III+, t.ex. den fransk/tyska reaktorn EPR som nu byggs i Finland. Vid en ränta på 5 % ligger elproduktionskostnaden på omkring 40 öre/kWh och vid 10 % ränta på knappt 70 öre/kWh. De värden som rapporterats ifrån länder i Asien är betydligt lägre – runt 25 öre/kWh respektive 35 öre/kWh för 5 och 10 % ränta. Skillnaden ligger framförallt i antaganden om lägre investeringskostnader. Som visas i diagrammen är kostnaden för hantering av avfallet liten. Det beror på att pengar för slutförvaret fonderas långt i förväg och på att kostnaderna för hanteringen är relativt ringa utslaget på producerad kWh. I samtliga fall har man förutsatt att det är en reaktor som byggs i serie, det vill säga att det inte är den första reaktorn i sitt slag, vilket exempelvis är fallet med EPR:n i finska Olkiluoto. Även om eventuella extrakostnader i samband med ”first-of-a-kind”-byggen inte har räknats med så kan erfarenheterna ifrån dessa byggen påverka kostnaderna för projekten som följer därpå, särskilt efter flera år av bygguppehåll. Goda erfarenheter och en brant lärlärd bland leverantörerna skapar förutsättningar för lägre kostnader vid kommande projekt medan det motsatta riskerar att resultera i ett motstånd bland möjliga investerare och förlängda byggtider. Branschen arbetar löpande med åtgärder för att minimera riskerna för förseningar i byggprojekten och därigenom minska elproduktionskostnaderna. Exempelvis tillämpar flera länder typgodkännanden av reaktorer för att förenkla tillståndprocessen. Man försöker också standardisera reaktorerna för att effektivisera byggprocesserna. Det är även möjligt att prefabricera moduler som skeppas till byggsplatsen för att där monteras samman till en färdig reaktor. Kärnkraften är ett av de kraftslag som tjänar allra mest på skaleffekter, både gällande storleken på och antalet reaktorer. Att exempelvis samlokalisera flera reaktorer på en plats gör att konstruktionsplaneringen och tillståndprocessen förenklas samtidigt som en mängd infrastrukturella funktioner kan delas.

Förnybara källor

Vattenkraften är liksom kärnkraften en kapitalintensiv energikälla med låga rörliga kostnader. Produktionskostnaden påverkas i hög grad av platsspecifika egenskaper och storleken på verket. Det är därför svårt att generalisera och det finns stora skillnader i de kostnader som anges av olika länder. De lägsta siffrorna rapporteras ifrån de enorma verken i Kina. Sverige har begränsade möjligheter för ny vattenkraft. De värdena som redovisas i diagrammen gäller nyproduktion av ett svensk vattenkraftverk, 90 MWe, och har hämtats från Elforsks ”El från nya anläggningar” (2007).

Vindkraften är en energikälla på frammarsch som ofta gynnas av olika stödprogram och subventioner. Den största delen av produktionskostnaden utgörs av kapitalkostnader som är högre för havsbaserad vindkraft än landbaserad då det krävs extra kraftiga fundament. Även underhållskostnaderna är högre till havs eftersom verken där utsätts för mer problematiska förhållanden med mer av slitage och driftsstörningar som följd. För landbaserad vindkraft, 20x2 MWe, redovisar Elforsk en kostnad på cirka 45 öre/kWh (5 % ränta) respektive 65 öre/kWh (10 % ränta) medan havsbaserad vindkraft, 150x5 MWe, blir dyrare; 80 öre/kWh (5 % ränta) respektive 110 öre/kWh (10 % ränta). De värden som har rapporterats av olika europeiska länder i ”Projected costs of generating electricity” är betydligt högre; snittet för landbaserad vindkraft är 80/110 öre/kWh (5/10 % ränta) och 100/140 öre/kWh (5/10 % ränta) för vindkraft till havs. I rapporten påpekas dock att länder med särskilt gynnsamma förhållanden för vindkraft, så som länder i Norden och Storbritannien, inte har deltagit i studien. Gunnar Fredriksson på Svensk Vindenergi bedömer att det går att nå en kostnad på 55 öre/kWh i goda svenska förhållanden. Kostnaderna stiger förstås i sämre förhållanden. Han uppskattar vidare att kostnaden för havsbaserad vindkraft i svenska förhållanden blir minst 100 öre/kWh.

Nackdelen med vindkraft är att det är en intermittent källa som måste användas i ett system där andra kraftslag kan kompensera för variationer i produktionen. På en del marknader utgör gas denna reglerkraft vilket blir kostsamt. Den typen av systemkostnader inkluderas inte i värdena ovan. Den nordiska marknaden gynnas av att kunna använda billig vattenkraft som reglerkraft. Dock finns det en gräns för hur stor del av reglerkraften som kan täckas av vattenkraft om det sker en omfattande utbyggnad av vindkraften. Man undersöker även om det kan innebära extra kostnader till följd av slitage på vattenkraftverken. Utöver detta byggs vindkraftverken ofta på avlägsna platser vilket medför stora kostnader för utbyggnad av elnätet. Detta ingår inte heller i produktionskostnaderna. Vindkraften har de senaste åren lidit av en överhettad leverantörsmarknad och en stor konkurrens om lämpliga platser vilket har drivit upp priserna. Hur detta utvecklas framöver återstår att se.

Siffrorna för **bioenergi** gäller en anläggning på 30 MWe och kommer ifrån ”El från nya anläggningar”. Till skillnad från andra förnybara energislag innebär biobränsleförbränning en bränslekostnad. Även om bränslet i sig kan vara billigt så krävs transporter och behandling. Å andra sidan värdesätts förutom elen även den producerade värmen, som används som fjärrvärme, genom så kallad värmekreditering vilket sänker produktionskostnaderna.

För **vågkraft** och **solceller** överstiger elproduktionskostnaderna 100 öre/kWh. Solceller representerar en mer etablerad teknik som i dagsläget genererar el runt om i Europa. I ”Projected costs of generating electricity” är snittkostnaden för Europa 200 öre/kWh vid 5 % ränta och 300 öre/kWh vid 10 % ränta. Stora skillnader finns i de antagna investeringskostnaderna och utnyttjandegraderna. Inga svenska siffror ingår i dessa värden. Petter Sjöström vid Direct Energy berättar att kostnaderna för solkraft i Sverige blir något högre, 250-350 öre/kWh. Detta beror på att förutsättningarna för solceller är något sämre här jämfört med i Central- eller Sydeuropa samtidigt som vi har mindre erfarenhet av den här typen av installationer. Det är rimligt att teknikutveckling kommer att medföra ett minskat materialbehov och effektivare tillverkningsprocesser i framtiden vilket i sin tur kommer att sänka kostnaderna. I de flesta länder kommer det dock även fortsättningsvis att krävas olika former av stödsystem för att göra solceller konkurrenskraftiga.

Vågkraften är en ny teknik där det krävs ett fortsatt forskningsarbete för att vidareutveckla och validera olika konstruktioner. Man kommer troligtvis att behöva hitta andra material än stål för att dra ner investeringskostnaderna. Dessutom krävs omfattande testning för att verifiera tillgängligheten och få en bättre uppfattning om underhålls- och driftskostnader. Ett rimligt antagande är att vågkraften måste komma ner i elproduktionskostnader motsvarande havsbaserad vindkraft för att vara konkurrenskraftig. När så kommer att ske är ytterst svårt att säga, idag är kostnaderna flera gånger större.

Skatter, avgifter och bidrag

Stater och internationella organ påverkar satsningar inom energisektorn genom att belägga elproduktionen med olika former av skatter/avgifter eller genom att införa stödsystem. Detta komplicerar kostnadsbilden ytterligare. Generellt sett gynnas förnybara kraftslag av den här typen av åtgärder medan fossilkraft drabbas hårdast, exempelvis genom utsläppsrätter på koldioxid. När det gäller förnybara källor använder Sverige ett system med elcertifikat medan många andra länder tillämpar feed-in tariffer vilket innebär att producenten garanteras ett fast pris på elen som matas in på nätet. Svenska kraftverk beläggs bland annat med en fastighetsskatt som är särskilt hög för vattenkraften. Kärnkraftverken betalar även en effektskatt som beräknas på reaktorernas installerade effekt. Avgifts- och stödsystemen skiftar i tid och plats och det finns alltid en osäkerhet kring kommande ändringar. Mer om hur skatter, avgifter och bidrag påverkar kostnaderna i det svenska fallet går att läsa om i Elforsks ”El från nya anläggningar”.

Anna-Maria Wiberg,
Vattenfall Research and Development AB

Referenser:

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2010), Projected costs of generating electricity. ISBN 978-92-64-08430-8.

Elforsk (2007), El från nya anläggningar. http://www.elforsk.se/varme/Slutrapport%202383%20Final%20rev_080114_inkl%20Bilagor.pdf