

November 2023

BEREGNINGER OM SOL OG VIND



Analyse udarbejdet af
seniorrådgiver Finn Lauritzen

AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

HOVEDKONKLUSIONER

Debatten om sol og landvind kører i de danske medier. Regeringens mål er en firdobling af sol og landvind frem mod 2030, og bla. med dette mål for øje har regeringen fremlagt initiativer, der vil øge kompensationerne til naboer til VE-parkerne og til de kommuner, der skal lægge jord til VE-parkerne.

Axcelfuture er i gang med en analyse af, hvad der skal til for at nå målet som forventes færdig ultimo november. Et led i analysen er beregninger af økonomien i de kommende parker. Disse beregninger fremlægges i dette papir inden resten af analysen er færdig for at give et input til debatten.

Vores beregninger viser, at der ikke nødvendigvis er økonomi i VE-projekterne til både at bære de højere kompensationer og samtidig bære de betydelige stigninger i omkostningerne til nettilslutning – samtidig med, at projekterne også er ramt af omkostningsstigninger pga. de aktuelle udbudsproblemer i branchen. Disse omkostningsstigninger skal holdes op mod en forventning i Energistyrelsens Klimafremskrivning om faldende elpriser fremover. Hertil skal lægges en såkaldt "kannibalisierungseffekt". Den går ud på, at solparkerne presser elprisen ned, netop når solen skinner meget. Den samme effekt gør sig i et vist omfang gældende for landvindmøllerne.

Denne vurdering står i modsætning til både Klimaministeriets vurdering, som er, at projekterne kan bære de beskrevne omkostningsstigninger.

VE-PARKERNE HAR STIGENDE OMKOSTNINGER TIL NETTILSLUTNING, KOMPENSATIONER OG BÆREDYGTIGHED

Pipelinen af VE-projekter med solparker og landvindmøller er stor – over 40 GW. Men det er usikkert, hvor stor en andel af pipeline, der faktisk vil blive bygget. Det skyldes især stigende omkostninger på en række områder, men også højere politisk fastsatte omkostninger til naboer og kommuner. Endelig spiller nettilslutningstarifferne mv. en stor rolle.

En oversigt over en typisk omkostningsfordeling og typiske samlede omkostninger pr kWh for hhv. en solpark og en landvind-park på 100 MW er vist i tabel 1.

TABEL 1. TYPISK OMKOSTNINGSFORDELING OG SAMLET OMKOSTNING PR KWH I VE-PARKER

Solparker			Vindparker		
	Omkostningsandel	øre/kwh		Omkostningsandel	øre/kwh
Solceller og invertere:	34 pct.	Ca. 8	Møller:	57 pct.	Ca. 17
Kabelføring, nettilslutning mv:	25 pct.	- 6	Kabelføring, nettilslutning mv:	10 pct.	- 3
Jordomkostninger:	5 pct.	- 1	Jordomkostninger:	1 pct.	- 0,5
Kompensationer:	16 pct.	- 4	Kompensationer:	13 pct.	- 4
Drift og vedligehold:	20 pct.	- 5	Drift og vedligehold:	20 pct.	- 6
I alt:	100 pct.	21-26 ¹	I alt:	100 pct.	27-32

Kilde: IEA, IRENA, Energistyrelsens teknologikatalog, interview med udviklere og egne beregninger.

Note: det er bla. antaget, at parken er så stor, at den kan tilsluttes direkte til transmissionsnettet. For mindre projekter, der tilsluttes distributionsnettet, er omkostningerne pr kWh som regel lidt højere end anført her. Der er regnet med reale kapitalomkostninger på 5 pct. pa.

Ud over udgifter til *udstyr* – til solceller, stativer og invertere i en solpark og til møller mv. i en vindpark – skal udvikleren betale for kabelføring til nettet, for et stationsbidrag og for forstærkning af de lokale net. For et typisk anlæg på 100 MW vil stationsbidraget i 2024 udgøre 14 mio. kr. Bidraget til netforstærkning vil udgøre 39 mio. kr.² De samlede omkostninger til *kabelføring og nettilslutning mv.* kan for begge typer parker på 100 MW løbe op i ca. 100 mio. kr. Men da solparken producerer væsentligt mindre strøm end vindparken er solparkens omkostninger til kabelføring og nettilslutning pr kWh højst.

Omkostningerne til nettilslutning steg i øvrigt kraftigt pr. 1. januar 2023 og vil igen stige med ca. 20 pct pr 1. januar 2024 og dermed være blandt de højeste i Europa.

¹ Dette begreb svarer til det, IEA og IRENA opgør som LCOE; dvs. Levelized Cost of Energy

² Medmindre anlægget ligger i et såkaldt forbrugsdomineret område, hvor bidraget er mindre.

Hvis en sol- eller vindpark som tidligere nævnt er større end 70-80 MW vil det normalt være billigst at blive sluttet direkte til transmissionsnettet. Her afhænger tarifferne af, om tilslutningen sker i et såkaldt produktionsdomineret område (som primært dækker det vestlige Jylland og det syd-vestlige Sjælland) eller et forbrugsdomineret område. Hvis tilslutningen sker til distributionsnettet (dvs. et netselskab), afhænger omkostningerne af, om det sker i et såkaldt rødt, gult eller grønt område, hvor det røde er det dyreste og det grønne det billigste område.

European Energy har opgjort de samlede omkostninger til nettilslutning mv., kompensationer og merbeskatning af jorden for parker, der tilsluttes hhv. distributionsnettet og transmissionsnettet. I tabel 2 er disse omkostninger vist pr MW – i hhv. 2019 og i 2024 (med de annoncerede tarifstigninger, men ekskl. de lovændringer, som regeringen har foreslået primo oktober, jf. beskrivelsen sidst i dette notat.

Det kan tilføjes, at tarifstrukturen har givet et øget incitament til at udvikle hybridparker med både sol og landvind. Det er fornuftigt, fordi transmissionskapaciteten så udnyttes væsentligt bedre.

Nogle af de meget store omkostningsstigninger fra 2019 til 2024 skyldes omkostningsstigninger til materiel og anlægsarbejder - men en anden del skyldes en politisk beslutning om, at VE-producenterne skal betale en stor del af omkostningerne til netudbygningen. Vi er bekymrede for, at den samlede effekt af omkostningsstigningerne – tillagt de omkostningsstigninger, som regeringen har foreslået, jf. nedenfor – vil være at, at VE-udbygningen går i stå.

TABEL 2. UDVIKLINGEN I TILSLUTNINGSMOMKOSTNINGER FOR VE-PARKER 1000 KR PR MW

	Landvind 2019	Solpark 2019	Landvind 2024	Solpark 2024
Park tilsluttet distributionsnettet	329	149	3717	2222
Park tilsluttet transmissonnettet	287	107	2054	968

Kilde: European Energy, 2023: Mere vedvarende energi på land i Danmark

Jordomkostningerne kan enten dække omkostninger til køb af de nødvendige arealer, eller til at lease arealerne. Disse omkostninger er stærkt afhængige af, hvor i landet, en sol- eller vindpark lægges.

I boks 1 er vist en oversigt over de *VE-kompensationsordninger*, som udviklerne finansierer.

Værditabsordningen gives efter Taksationsmyndighedens vurdering til ejere af beboelsejendomme tættere på vindmøller end 6 gange deres højde eller tættere på solparker end 200 m. Ejerne af sådanne ejendomme kan også kræve, at opstilleren køber ejendommen til prisen fastsat af Taksationsmyndigheden, når tabet er højere end 1 pct.

Reglerne for grøn pulje kræver, at opstilleren giver kommunen 125.000 kr pr MW for landvind og 40.000 kr pr MW for solceller. Kommunen kan bruge pengene til tilskud til lokale projekter.

BOKS 1. VE-KOMPENSATIONSORDNINGER.

Ordning	Indhold	Målgruppe
Værditab	Ejere af beboelsesejendomme kan anmode om værditab af deres bolig. Afgøres af Taksationsmyndigheden og betales som et engangsbeløb.	Naboer (boligejere)
Salgsoption	Bolig kan sælges til opstiller i op til et år efter anlæggets idriftsættelse, hvis der er tilkendt værditab. Huspris baseres på Taksations-myndighedens vurdering.	**Nære naboer (boligejere)
Grøn pulje	Kommunalt forvaltet pulje til projekter efter ansøgning fra naboer eller lokale i kommunen, herunder også foreninger. Opstiller indbetaler 125.000 kr./MW opstillet for vindmøller og 40.000 kr./MW for solceller.	Naboer og øvrige borgere lokale aktører kommunen
VE-bonus	Skattefri bonus, der udbetales til husstanden én gang om året baseret på VE-anlæggets produktion og elpris.	***Nære naboer (beboere)

Kilde: Energistyrelsen

VE-bonusordningen giver beboere, der bor tættere end 8 møllehøjder fra landvindmøller og 200 m på solparker, ret til en årlig bonus i hele VE-anlæggets levetid svarende til, hvad solget fra 6,5 kW fra det pågældende anlæg indbringer. Ordningen vil typisk give 2-3.000 kr pr år til husstande, der er sol-park-naboer og 7-8.000 kr pr år til husstande, der er landvind-naboer. Hvis der er mange naboer til en VE-park, er udviklerens samlede udgift dog begrænset til 1,5 pct. af parkens samlede omsætning.

De omkostningskøn, der er vist ovenfor, omfatter imidlertid kompensationer, der er væsentligt højere end de nuværende krav i lovgivningen. Dette er baseret på interviews med de største udviklere. Konkurrencen mellem disse om at få aftaler med kommuner og lodsejere har således presset omkostningerne op – både til kompensationer og til betalinger til lodsejerne, uanset om der indgås langtløbende lejemål, eller om udviklerne køber jorden.

Hvis man ser på de samlede omkostninger pr produceret kilowatt-time – det såkaldte LCOE, dvs. Levelized cost of Energy – er disse faldet stærkt i mange år, men er – i hvert fald på vindområdet – steget de sidste to år. Ifølge både IEA og IRENA er LCOE faldet med ca. 90 pct. i de sidste 40 år på landvindområdet og med ca. 90 pct. i de sidste 10-15 år på solområdet. De sidste 1-2 år er omkostningerne steget pga. kapacitetsbegrænsninger i de globale forsyningskæder med 10-15 pct³, især på vindmølleområdet. IRENA vurderer i dag et globalt gennemsnit i dag for LCOE for sol på 0,045 USD/kWh (svarende til 32 øre/kWh) og for LCOE for landvind på 0,04 USD/kWh (svarende til 28 øre/kWh). Vi vurderer, at de mest effektive danske udviklere på trods af de internationalt set høje tilslutningsomkostninger kan producere VE-strøm til en pris, der er i underkanten af dette internationale gennemsnit.

Omkostningerne afhænger bla. også i høj grad af VE-parkernes størrelse – jo større parker, jo lavere omkostninger pr produceret kWh. Vi vurderer derfor, at de danske udviklere i en del tilfælde er i stand til at nedbringe omkostningerne til et niveau under det globale gennemsnit, som

³ Se fx IEA: Will solar PV and wind costs finally begin to fall again in 2023 and 2024? – Renewable Energy Market Update - June 2023 – Analysis - IEA

IRENA har opgjort.

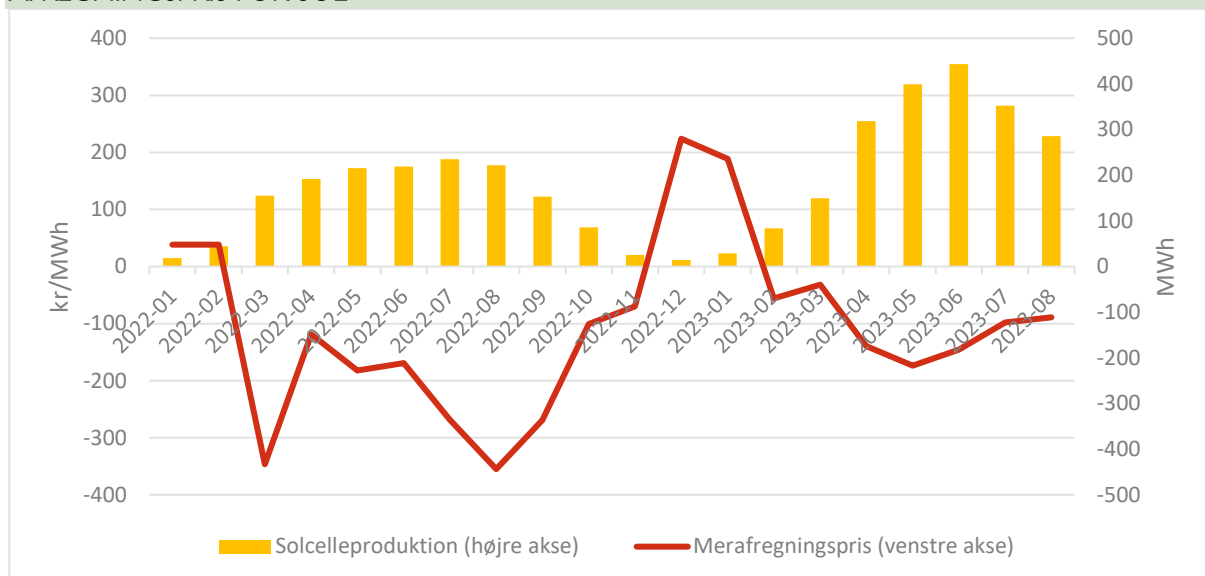
Det kan endelig bemærkes, at de grønne puljer reelt er en særbeskatning af VE-projekterne, som forbrugerne indirekte er med til at betale. Det skyldes, at fordyrelsen af projekterne reducerer VE-udbygningen og derfor på sigt er med til at holde elektricitetsprisen oppe.

DE FREMTIDIGE ELPRISER ER USIKRE

Selv om der er usikkerhed om omkostningsudviklingen, ligger den største usikkerhed ikke på omkostningssiden, men på indtægtssiden – dvs. om hvordan, afregningsprisen på Nordpool vil udvikle sig for de enkelte VE-typer. Selv om engrosprisen på Nordpool i hver time er den samme for alle energikilderne, så er den gennemsnitlige afregningspris forskellig. Et eksempel herpå kan ses, hvis man for hver måned i 2022 og 2023 ser på solcelleproduktionen og sammenholder den med forskellen på den gennemsnitlige strømpris i hele måneden og den gennemsnitlige afregningspris for solproduktionen, jf. figur 1.

Som man kan se i figuren, finder en stor del af solproduktionen sted i sommermånederne, mens solproduktionen er meget lille i november-februar. Men samtidig er afregningsprisen for sol netop i sommermånederne væsentligt mindre end den gennemsnitlige strømpris. "Mindreprisen" i sommermånederne udgør typisk 20 øre/kWh. Man kan kalde dette en "kannibaliseringseffekt" – solparkerne presser strømprisen ned, når solen skinner, og "spiser" derfor hinandens omsætning.

FIGUR 1. SOLCELLEPRODUKTION OG FORSKEL MELLEM GENNENSNITLIG STRØMPRIS OG AFREGNINGSPRIS FOR SOL



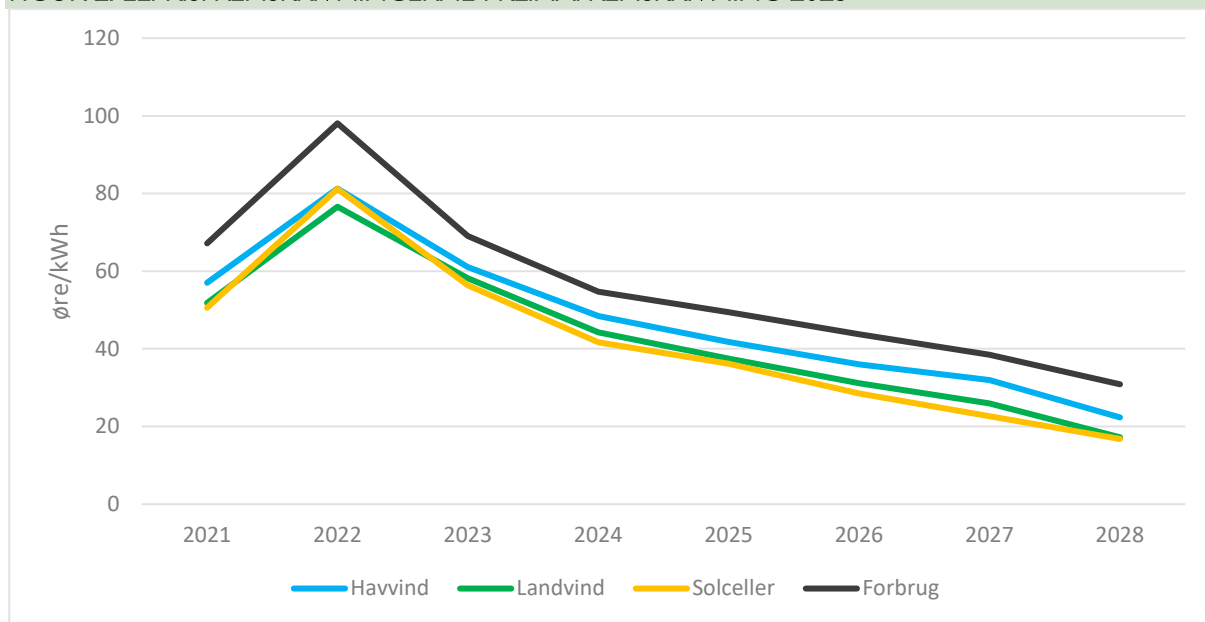
Kilde: egne beregninger

Størrelsen af "kannibaliseringseffekten" afhænger af mange forskellige forhold, og kan både blive

større og mindre fremover. Den kan blive større i takt med, at solcellekapaciteten stiger – men den kan også blive mindre, hvis vi får flere elkabler til udlandet, eller hvis vi får flere PtX-anlæg, der kan holde strømprisen oppe, når solen skinner. De samme effekter gør sig gældende for hav- og landvind.

I figur 2 nedenfor er Energistyrelsen forventninger – som vist i Klimafremskrivning 2023 – til både den gennemsnitlige strømpris, og til "mindreprisen" for VE-strøm, vist frem til 2030.

FIGUR 2. ELPRISFREMSKRIVNINGERNE I KLIMAFREMSKRIVNING 2023



Kilde: Energistyrelsen, Klimafremskrivning 2023

Det interessante er her, at Energistyrelsen *både* regner med stærkt faldende elpriser generelt – men *også* med, at både landvind og sol i 2030 vil blive afregnet med en gennemsnitlig pris, der kun er ca. halvt så stor som den gennemsnitlige pris, som forbrugerne skal betale. De forventede afregningspriser kan sammenlignes direkte med de omkostninger, der fremgår af tabel 1 ovenfor. Det bemærkes i øvrigt, at Energistyrelsens prisforventninger på langt sigt er væsentligt lavere i dag end sidste år (i Klimafremskrivning 2022).

Udviklerne kan prøve at sikre sig mod prisfald ved at indgå langt løbende afsætningsaftaler, såkaldte PPA'er, med store kunder – men dette marked er også under pres med faldende priser.

Det bemærkes i øvrigt, at det ikke er givet, at landvind bliver mere profitabel end havvind. Havvind opnår således *både* en højere gennemsnitlige afregningspris og har en højere produktion pr KW kapacitet end en mølle på land⁴. Herudover belastes havvindprojektet ikke med jordomkostninger og med omkostninger til kompensationer, jf. boks 3 på side 12. Til gengæld skal udviklerne af havvindparker byde på en koncessionsafgift.

Hvis Energistyrelsens prisfremskrivninger holder, og hvis de reale elpriser vil ligge på nogenlunde

⁴ For landvind er der regnet med en såkaldt effektivitet på 39 pct. og for havvind med en effektivitet på 52 pct.

samme niveau efter 2030 som i 2030 – så vil det over en sol- eller vindparks samlede levetid kun være rentabelt at anlægge VE-parker med omkostninger, der er mindre end i dag. Det kan betyde, at en større del af Energinets pipeline af projekter end normalt vil blive skrinlagt i de kommende år.

ER LANDVIND MERE RENTABEL END HAVVIND?

Nogle af dem, der har deltaget i debatten, har hæftet sig ved, at landvind er billigere at etablere pr produceret kWh – dvs. har en lavere LCOE – end havvind. Og da havvind er rentabel, må landvind også være det.

Det er korrekt, at landvind er billigere end solvind. Ifølge Energistyrelsen teknologikataloger er investeringsomkostningen for landvind dca. 40 pct. billigere pr MW end for havvind. Det skal imidlertid holdes op mod to andre forhold.

Det ene forhold er, at havvindmøller er betydeligt større end landvindmøller. De er også højere og møder derfor simpelt hen vind med en større vindhastighed end landvindmøller. Havvindmøller har derfor en større *kapacitetsfaktor* – i dag ca. 52 pct., men i fremtiden formentlig endnu højere. Det skal holdes op mod landvindmøllernes kapacitet på 38-39 pct.

Det andet forhold er, at havvindmøllerne "kannibalerer" sig selv i mindre omfang end landvindmøllerne og derfor opnår en højere afregningspris. Dette fremgår af figur 2 ovenfor.

Landvindmøllerne har på nogle områder også højere omkostninger end havvindmøllerne. Det gælder omkostningerne til jordleje og til kompensationer, som må forventes også fremover at blive højere end den "leje", der skal betales på havet – og som jo vil blive bestemt i de kommende udbud.

Vi vurderer, at der især vil blive bygget landvindmøller på land de få steder, hvor der er langt til naboerne. Det kan fx være i midten af store solparker, dvs. i hybridparker, eller evt. i skove, hvis reguleringen ændres, så det bliver muligt.

Men bortset herfra er omkostningerne til sol og landvind – dvs. de LCOE-tal, der fremgår af tabel 1 – højere end de afregningspriser fra ca. 2030, der fremgår af tabel 2. Det betyder, at en række projekter ikke vil være rentable.

Det er selvfølgelig muligt, at prisen på el fremover *ikke* vil falde fremover lige så meget, som Energistyrelsen forventer – fx som følge af, det bygge mindre VE-kapacitet end forventet. Men det vil så ikke ændre på vores konklusion, som er, at det er usikkert, om den firdobling af VE-kapaciteten på land, som regeringen har som målsætning, realiseres.