

December 2023

# NÅR VI REGERINGENS MÅL FOR UDBYGNING AF SOL OG LANDVIND?



---

Analyse udarbejdet af  
seniorrådgiver Finn Lauritzen

**AXCEL**FUTURE  
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

## HOVEDKONKLUSIONER

Sidste år vedtog et bredt politisk flertal et mål om at firedoble den samlede elproduktion fra sol og vind på land frem mod 2030. I mellemtiden er tempoet med at nettilslutte solparker og landvind gået drastisk ned. Samtidig vurderer Energinet, at der aktuelt er ca. 42,5 GW vind og sol i den danske pipeline, hvoraf 3,8 GW sol allerede er lokalplansgodkendt. De afventer blot nettilslutning.

I denne analyse har vi undersøgt økonomien i projekterne. Vil parkerne give tilstrækkeligt overskud til, at projekterne realiseres, så regeringens mål nås? Vi har også vurderet, hvilke potentielle lokale gevinster, de kan bidrage med.

Vores analyse viser, at:

- De økonomiske rentabilitet af mange af VE-parkerne må forventes at blive lav.
- Kommende energiparker indtænker i stigende grad grundvandsbeskyttelse, udtagning af lavbundsjord, øget biodiversitet samt rekreative muligheder. Flere VE-projekter indeholder mere end 100 hektar, der udlægges til natur- og rekreative områder. VE-parkerne behøver derfor ikke at blive golde solørkener, som de nogle gange beskrives i den offentlige debat.
- Mange energiselskaber udvikler allerede VE-projekter i samspil med lokalråd, naboer og kommuner og undgår på denne måde den såkaldte NIMBY-effekt (Not In My Backyard)

Regeringen har primo oktober foreslået, at compensationerne til naboer og kommuner øges. Ideen er, at man målretter compensationen direkte mod de udsatte fremfor at sprede det rundt i kommunen. Da især de større udviklere i forvejen giver flere penge til kommuner, har udviklerne ikke protesteret over forslaget. Stigningen cementerer bare den nuværende praksis i markedet, men fordeler compensationerne på en ny måde. Men hvis kommunerne alligevel både vil have i pose og sæk er der risiko for, at økonomien skrider for udviklerne. Det vil ske, hvis der fra kommunalt hold stadig vil være ønsker om etablering af viadukter, cykelstier eller vådområder finansieret af VE-udviklere.

Samtidig med stigningen i compensationer, er omkostningerne til nettilslutning og netforstærkning nemlig steget markant på det seneste. Det skyldes et nyt – og i europæisk sammenhæng særligt – princip om, at udviklerne ikke bare skal betale for de direkte tilslutningsomkostninger, men også for at forstærke de bagvedliggende net. Og da forventningen samtidig er, at elpriserne falder fremover, vil der være risiko for, at udbygningen af VE på land bremses på trods af ønsker om det modsatte.

Endelig kan man frygte, at den "venteeffekt", der i de sidste 15 måneder har sat udviklingen i stå, vil fortsætte, men regeringens udspil forhandles med andre partier og med kommunerne.

Vores samlede konklusion er, at det er fint, at det lovfæstes, at naboer og de kommuner, der lægger jord til VE-parkerne, skal have høje compensationer. Men sammen med stigningerne i tilslutningsomkostninger og faldende elpriser er der risiko for, at en stor del af pipeline for VE-projekter ikke bliver gennemført. Vi anbefaler derfor Klimaministeriet om at holde øje med udviklingen og se på principperne for fordelingen af finansieringen af netudbygning og at ændre denne, hvis det bliver nødvendigt.

Vi vil yderligere anbefale, at Klimaministeriet, Energistyrelsen, Energinet og netselskaberne ikke gennemfører andre ændringer, der hæver omkostningerne for VE-producenterne eller på andre måder forringer rammevilkårene for disse. Vi anbefaler også, at vilkårene for nettilslutning skal være dem, der er gældende, når udvikleren indgår aftale med Energinet og netselskabet.

---

# DER ER BEHOV FOR MERE VE FOR AT ØGE TEMPOET I DEN GRØNNE OMSTILLING

---

Regeringen arbejder pt. med at indfri klimamålene for hhv. 2025 og 2030. Et af de vigtigste instrumenter er udbygningen med VE-strømproduktion. Et spor er her havvinden, som Axcelfuture har beskæftiget sig med flere gange i de seneste år. Et andet spor er VE på land, dvs. sol og landvind.

I perioder har der været mest fokus på havvind, hvor potentialet er større, og hvor problemerne i ft. støj og udsigt er mindre end på land. Havvinden er imidlertid ikke problemfri, og senest er begge de to planlagte energier i Nordsøen og ved Bornholm blevet opgivet eller sat på hold. I de seneste år er prisen på havvind steget, der er flaskehalse i forsyningskæderne, og der er kommet øget fokus på dens mulige belastning af havmiljøet samt for fx flagermus og fugle. Den grønne omstilling fordrer derfor *både* havvind og sol og landvind – samt i øvrigt også en række andre former for vedvarende energi som fx biogas.

Et vigtigt led i den klimaaf tale, som et bredt flertal i Folketinget vedtog før sommerferien i 2022, var derfor initiativer til at fremme sol og landvind, jf. boks 1.

## BOKS 1. INITIATIVER VEDR. SOL OG LANDVIND I KLIMAAFTALEN JUNI 2022.

Klimaaf tale om grøn strøm og varme, juni 2022 – vedr. solenergi og landvind

- Firedobling af den samlede produktion fra sol og landvind
- Udpegning af 10-15 områder, der er egnede til energiparker
- Modeller for statsligt engagement, fx ved landsplandirektiver og anlægslove
- Modeller for lokale udviklingsperspektiver, fx med styrkelse af natur eller lokal udvikling
- Lempelse af arealbegrænsninger
- Udskiftning af gamle vindmøller med nye, større møller
- VE-rejsehold og hurtigere sagsbehandling i klagenævne
- Udvidelse af netselskabernes indtægtsrammer med elektrificeringstillæg
- Øgede muligheder for proaktiv udbygning af transmissionsnettet
- Støtte til VE på mindre tilgængelige arealer, fx på tage

Kilde: egen gengivelse på baggrund af kefm.dk

Aftalen sigtede mod en firdobling af VE-kapaciteten på land – med en meget stor vækst i solkapaciteten fra i dag godt 3 til ca. 20 GW og en fordobling af landvind-kapaciteten til ca. 8 GW. Der blev peget på en lang række initiativer, der skulle sikre dette, jf. boksen. De fleste af dem blev dog ikke beskrevet særligt præcist i aftalen, men skulle udmøntes og præciseres løbende.

Som tillæg hertil blev der efter regeringsskiftet i december 2022 nedsat to NEKST-grupper

(Nationale Energi-Krise-Stab). En af disse, der fik direktør Nana Bule som formand, fik som kommissorium at følge op på klimaaftalen med nye initiativer på sol- og landvindområdet. NEKST-gruppen udkom primo oktober med sine første anbefalinger, jf. boks 2.

#### BOKS 2. NEKST-GRUPPENS FØRSTE ANBEFALINGER OKTOBER 2023

- Gennemsigtighed om lokale gevinster, opgør med kommunale særkrav og ensartede krav til opstillere
- Standardiseret model for udviklernes økonomiske bidrag til lokalsamfund og kommune
- Fremrykning af grøn pulje, så gevinster fra puljen kan præsenteres samtidig med lokalplanen
- Ikke udligning mv. af kommunalt merprovenu til andre kommuner – samt midlerne skal øremærkes til naturgenopretning mv.
- Forpligtelse for kommunerne til at prioritere VE
- Mulighed for aftalebaseret salg af VE-strømmen til naboer
- Tidlig inddragelse af lokalbefolkningen gennem borgermøder mv.
- Information, der afliver negative myter om VE

Kilde: egen bearbejdning og [www.kefm.dk](http://www.kefm.dk)

Endelig har regeringen primo oktober foreslået en række initiativer for at fremme sol og landvind. De vigtigste initiativer er:

- Regeringen har udpeget 32 områder med potentiale for at rumme energiparker på baggrund af en screeningsrunde. Regeringen har dog efterfølgende tilkendegivet, at andre arealer kan komme med
- Regeringen vil tilbyde kommunerne at udpege og etablere gode rammer for energiparkerne gennem anlægslove mv. og at stå for en del af myndighedsbehandlingen. Det vil fjerne en del af klagemulighederne
- Regeringen vil øge kompensationerne til naboer og kommuner væsentligt – samlet med over 100 pct.

I et bilag til analysen er regeringens initiativer uddybet.

De mange initiativer har inspireret os til at udarbejde denne analyse. Analysen er undervejs blevet drøftet med dele af branchen, herunder udviklere af VE-parker og kommuner. Ansvar for evt. fejl og mangler påhviler dog alene Axcelfuture.

# HVOR MEGET SOL OG LANDVIND HAR VI I DANMARK I FORHOLD TIL ANDRE EUROPÆISKE LANDE?

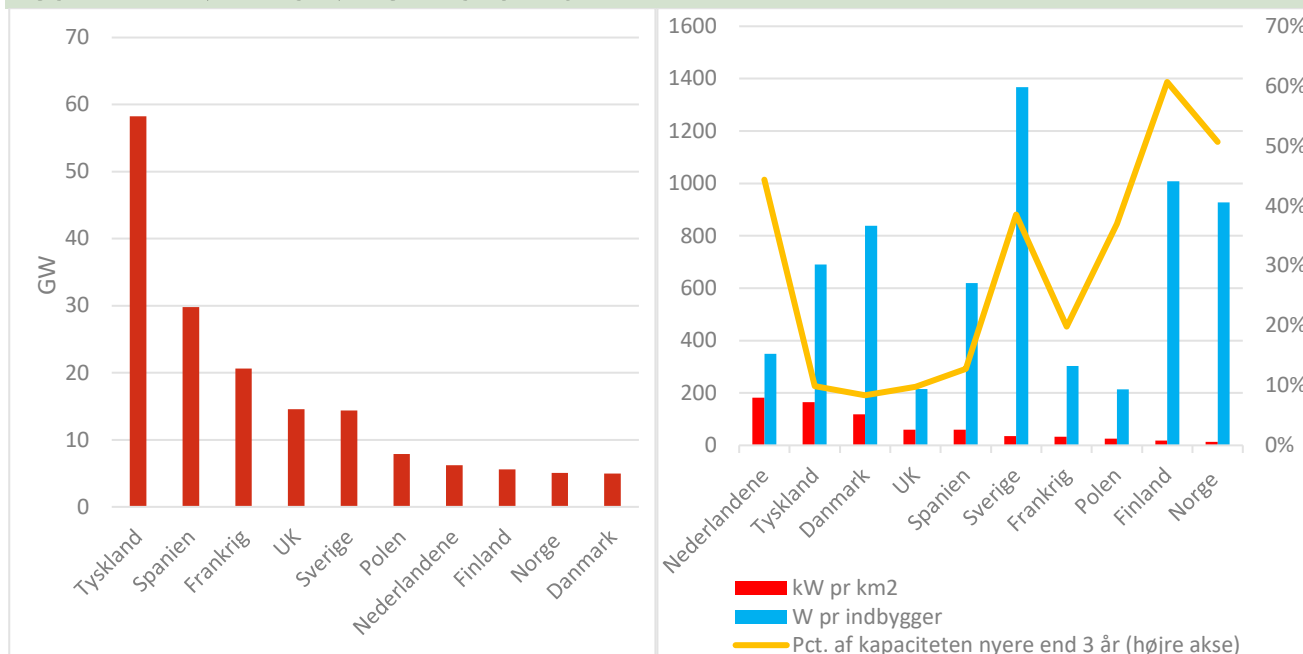
Danmark er et relativt tæt befolket land, og mange mulige VE-projekter støder derfor mod NIMBY-problemet – Not In My BackYard. Der er imidlertid mange andre europæiske lande, der er lige så tæt befolkede som os – og nogle er tættere befolkede. Det er derfor interessant at sammenligne udviklingen i sol og landvind i Danmark med andre europæiske lande, herunder vores nabolande.

Til venstre i figur 1 er landenes landvind-kapacitet vist. Tyskland, efterfulgt af Spanien, Frankrig og UK er de største vindlande, og Danmark ligger sidst - overhalet af Nederlandene, men også af de tre andre nordiske lande.

Hvis man – mere retvisende – måler landvindens udbredelse ift. landenes areal, jf. højre del af figur 1, ligger Nederlandene i top, efterfulgt af Tyskland, men med Danmark på en tredjeplads, før de andre nordiske lande.

Hvis kapaciteten måles i forhold til indbyggertallet, er de tre andre nordiske lande øverst. I højre del af figur 1 kan man også se, hvor nye, møllerne er – her vist ved en angivelse af, hvor stor en del af landvindmøllekapaciteten, der er blevet etableret de sidste 3 år (2020-22). Her ligger Danmark lavest – efterfulgt af Tyskland og UK. Det afspejler, at vi er et "gammelt" vindmølleland. Det har givet os nogle historiske fordele og et forspring, som vi imidlertid er ved at sætte over styr.

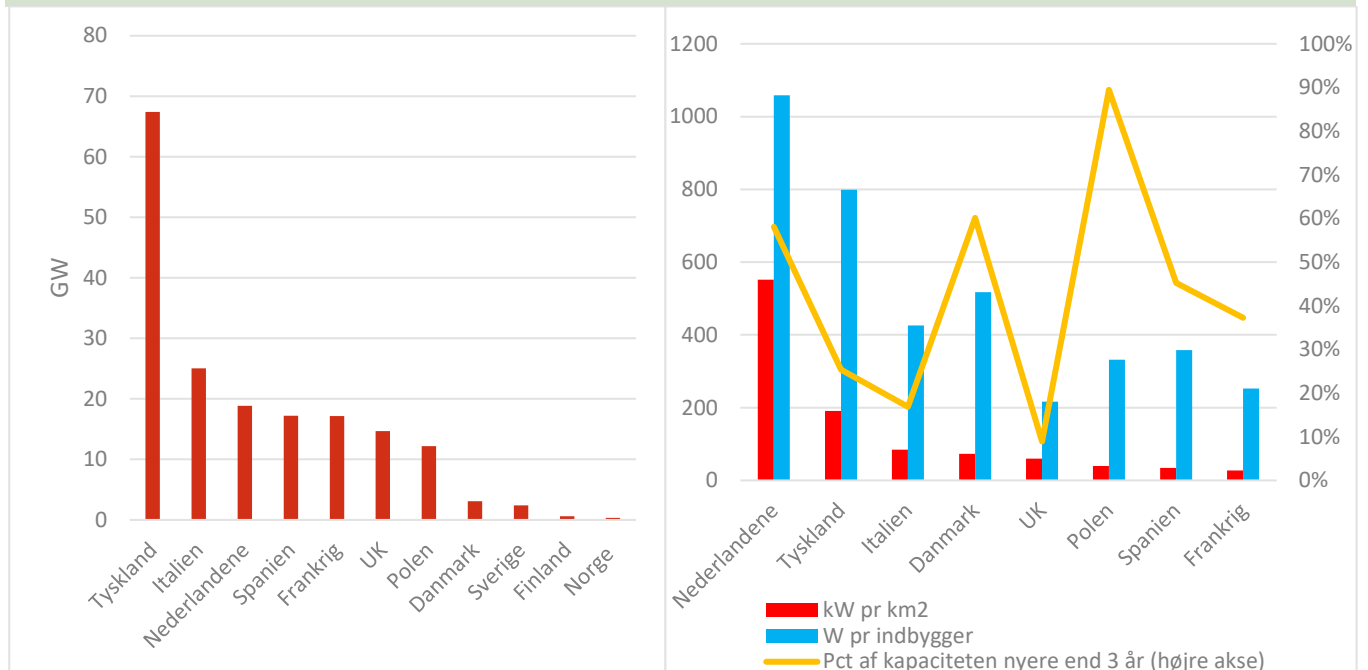
FIGUR 1. LANDVIND I UDVALGTE EUROPÆISKE LANDE.



Kilde: Windeurope, 2023: Wind Energy in Europe - 2022

I figur 2 er en tilsvarende oversigt over solcellekapaciteten vist.

FIGUR 2. SOLCELLEKAPACITET I UDVALGTE EUROPÆISKE LANDE.



Kilde: European Outlook Solar Power 2023

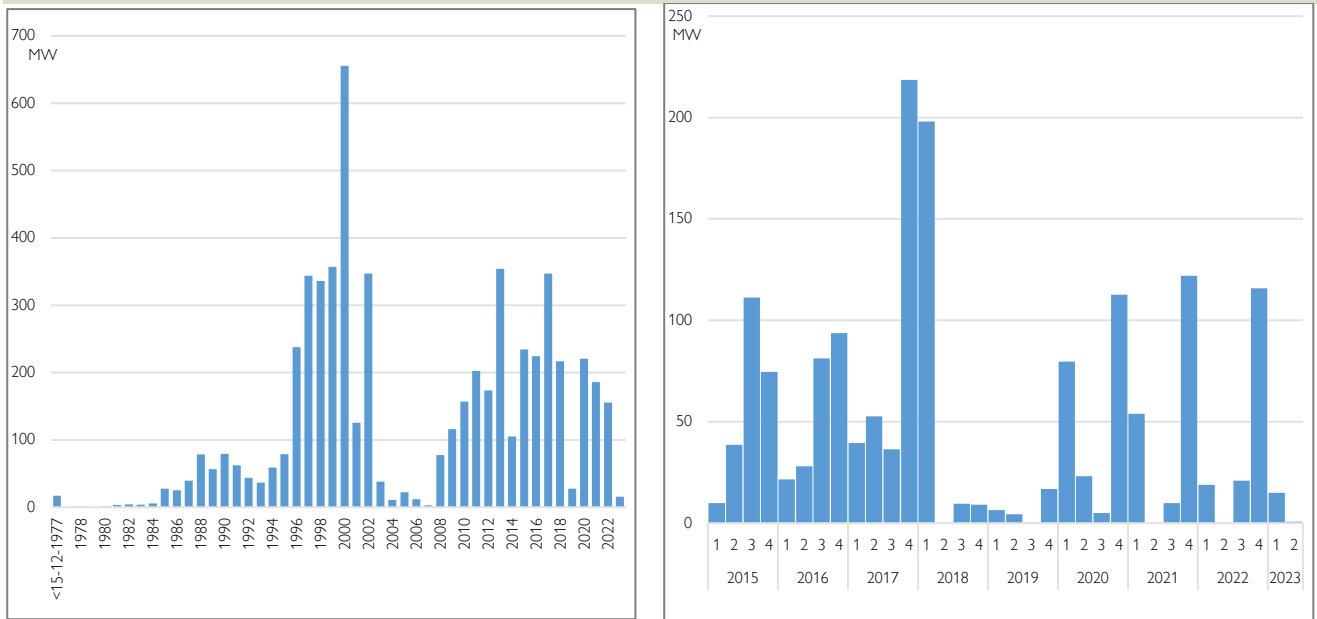
Også på dette område er Tyskland størst i absolut forstand. Men målt ift areal er Nederlandene størst, Danmark nr. 4, og de øvrige nordiske lande meget små (ikke vist i figuren til højre). Nogenlunde det samme gælder, hvis landene opgøres efter solcellekapacitet pr. indbygger. Men de sidste tre års udbygninger udgør i næsten alle lande (bortset fra UK) en højere andel på solområdet end på landvind, og for Danmark er hele 60 pct. af kapaciteten på solområdet nyere end tre år.

## UDBYGNINGEN AF SOL OG LANDVIND HAR HISTORISK VÆRET PRÆGET AF STOP-GO

Hvis vi dykker nærmere ned i investeringerne på sol- og landvindområdet, kan man se, at tilslutningerne på begge områder er kommet i bølger, jf. figur 3.

Venstre halvdel af figur 3 viser, hvordan ca. halvdelen af den nuværende vindkapacitet blev installeret frem til 2002, men herefter gik i stå, for at blive genoptaget i 2008-9. Dette skyldtes skift i støtteordningerne. Højre halvdel af figur 3 viser, at udbygningen er aftaget siden 2018, med toppe i 4. kvartal i de tre seneste år. Det skyldes ikke ændringer i støtteordningerne, som er udfaset, men stigninger i Energinets tariffer, især pr primo 2023, som udviklerne har kunnet undgå ved at tilslutte en VE-park før starten på et nyt år.

**FIGUR 3. TILSLUTNING AF LANDVIND-KAPACITET**

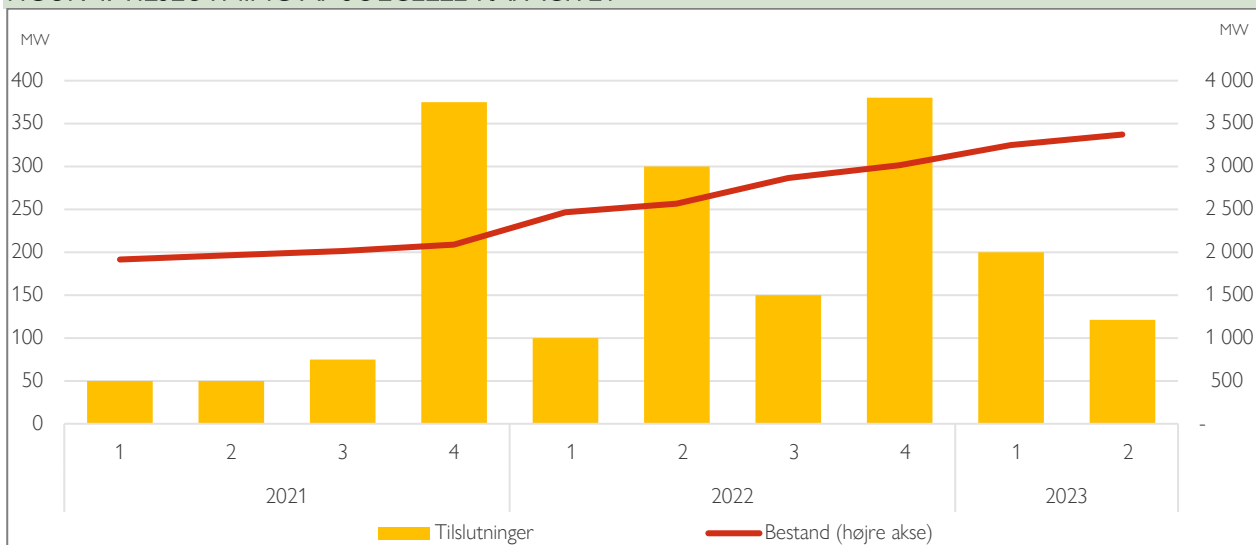


Anm: graferne viser bruttotilslutningen. Da der i perioden også er afmeldt gamle møller, har nettotilslutningen være lavere, og fx i Q3 2023 negativ. Kilde: Energistyrelsen og egne beregninger.

Generelt er sådanne stop-go udviklinger u hensigtsmæssige for branchen, som skiftevis skal arbejde på fuld kraft og drosle produktionen ned. Det bemærkes i øvrigt, at bruttotilslutningen i 2. kvartal 2023 har været stort set nul. Hvis man også tager hensyn til afmelding af gamle møller, er den samlede kapacitet faldet i 2023.

På solområdet har tilslutningerne også været svingende, jf. figur 4, om end i mindre grad. Udbygningen i 2023 er dog faldet i ft. udbygningen i 2022.

**FIGUR 4. TILSLUTNING AF SOLCELLE-KAPACITET**



Kilde: Energistyrelsen og egne beregninger.

Anm: der kan være usikkerhed i Energistyrelsens stamdataregister, som opgørelsen er baseret på, om nettilslutningstidspunktet.

---

## HVORFOR ER UDBYGNINGEN AF SOL OG LANDVIND BREMSET OP?

---

Når der skal tages stilling til, hvad der skal gøres for at sætte gang i VE-udbygningen igen, er det afgørende at finde ud af, hvad årsagen til nedgangen i solcelle-tilslutningerne på solområdet i de seneste år, og den kraftige opbremsning på landvindområdet, er.

Vores vurdering er, at en væsentlig årsag er, at mange kommuner – i lyset af den politiske aftale fra juni 2023, som vi beskrev ovenfor – meget naturligt har sat godkendelsen af nye VE-parker, både til sol og vind, i bero. Det har kommunerne haft to gode grunde til.

Den vigtigste grund er, at kommuner, der ser det som en realistisk mulighed at blive vært for en af de statsligt udpegede energiparker, der blev nævnt i aftalen, har haft et stærkt incitament til at afvente denne udpegning. For mange kommuner giver det fx ikke mening at godkende VE-anlæg i kommunens ene ende, hvis der hurtigt herefter kommer en statslig energipark i en anden del af kommunen.

En supplerende grund er, at enkelte kommuner har afventet en mulig lovændring, som ville give kommunen mulighed for en større del af provenuet, eller andre økonomiske fordele, ved etablering af VE-anlæg.

Det er dog vigtigt at tilføje, at vi på ingen måde ser den politiske aftale eller det opfølgende arbejde i NEKST-udvalget som overflødig. Lovgrundlaget for kommunernes planlægningsprocesser kan forbedres, og der er også mange eksempler på projekter, der er skrinlagt på grund af lokale modstand, der også var til stede før den politiske aftale.

En tredje grund til opbremsningen af VE-udbygningen på land er, at mange borgere er bekymrede over gener med hæmmet udsigt, lavfrekvent støj eller simpelt hen, at det ofte kan være svært at sælge ejendomme, der ligger tæt på VE-parker til samme pris som før etableringen af parken. Mange synes også, at store solparker har karakter af "solørkener" med et ensartet, goldt udtryk i stedet for varieret natur. Det er denne skepsis, som ofte benævnes "NIMBY" – Not In My BackYard – dog oftest af mennesker, der ikke bor tæt på VE-parker. Her er det dog interessant, at en række nyere parker har vist, at det er muligt at etablere VE-parker, der ikke ødelægger mulighederne for naturoplevelser. Det vender vi tilbage til i næste afsnit.

Endelig kan en grund til afmatningen være, at selv om VE-producenterne har tjent rigtig gode penge i 2021 og 2022, så er de økonomiske fremtidsudsigter væsentligt dårligere for producenterne end de seneste års resultater, bla. pga. stigende omkostninger til nettilslutning. Dette vender vi også tilbage til.



# LOKAL VÆRDISKABELSE ER BLEVET EN KONKURRENCEPARAMETER FOR UDVIKLERNE

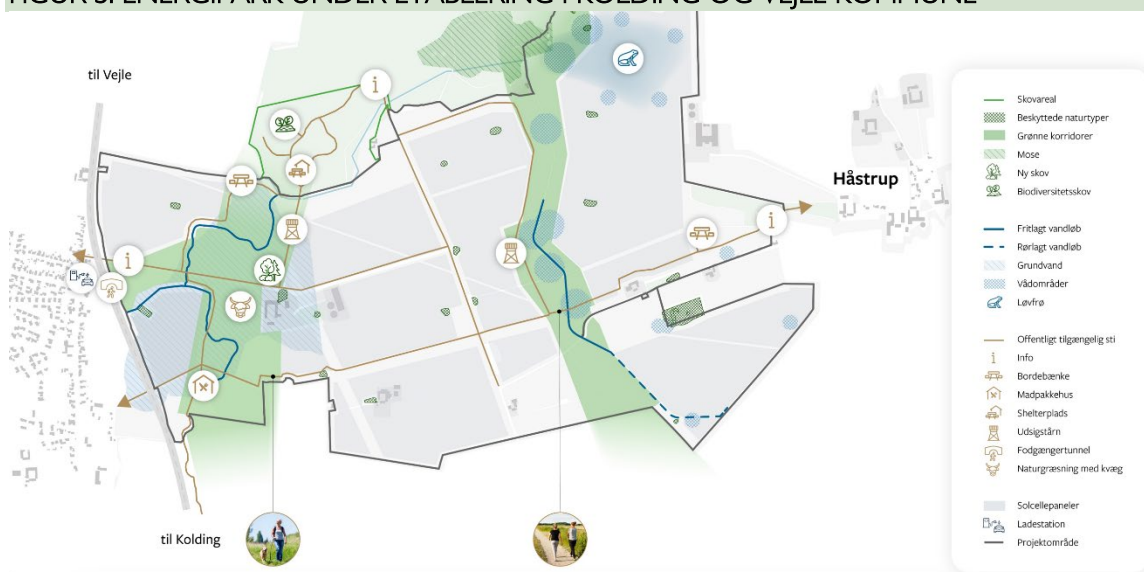
Det er i nyere parker samt i parker under etablering i dag ikke usædvanligt, at en tredjedel af det samlede areal ikke optages af solpaneler (og de direkte mellemrum mellem disse), men af græs, vild bevoksning, stier ea., jf. boks 3.

## BOKS 3. EKSEMPLER PÅ TILTAG I KOMMENDE VE-PARKER

- Etablering af vådområder og skovrejsning
- Udtagningen af lavbundsjorder
- Beplantning, der understøtter biodiversitet
- Arealer til vandboring uden risiko for kemikalier
- Cykel- og vandrestier
- Naturlegepladser
- Picnicområder og shelters
- Ladestationer til elbiler i nærheden af parken

I de senere år har udbygningen af energiparker i stigende grad inddraget arealer, der både tjener rekreative, naturmæssige og miljømæssige forhold. Det er der flere eksempler på, herunder en park i Viuf i Sydøstjylland, hvor mere end en tredjedel af projektarealet er udlagt til rekreative og miljømæssige formål jf. figur 5.

## FIGUR 5. ENERGIPARK UNDER ETABLERING I KOLDING OG VEJLE KOMMUNE



Kilde: Better Energy

Som ovenstående figur viser, indeholder parken bl.a. skov, mose, vådområder, naturgræsning med kvæg og rekreative arealer. Samtidig forbindes de to landsbyer Viuf og Håstrup med ca. 10 km stisystem. Energiparken er samlet set på 344 ha, hvoraf 130 ha bliver natur- og biodiversitetsfremmende områder.

Vores analyse viser, at størrelsen på grønne energiparker stiger betydeligt i disse år, hvilket bl.a. er drevet af behovet for stordrift. I takt med at størrelsen på energiparker øges, vil potentialet for lokal værdiskabelse dog også øges.

Der er således i dag flere større energiparker under behandling, herunder i Esbjerg Kommune. Esbjerg er særligt relevant at fremhæve, da kommunen både har et ambitiøst klimamål og samtidigt skabt transparens ift. planlægningsprocessen ved at lægge planlægningsprincipper, ansøgninger og den politiske beslutningsproces offentligt frem på [www.esbjerg.dk/ve](http://www.esbjerg.dk/ve).

Esbjerg Kommune har aktuelt modtaget 27 ansøgninger, fordelt på fire vindmølleprojekter, ti solcelleprojekter og 13 hybridprojekter med både sol og vind. Heraf har forvaltningen indstillet at arbejde videre med 7 VE-projekter, jf. boks 4.

#### BOKS 4. PLANPROCES I ESBJERG KOMMUNE

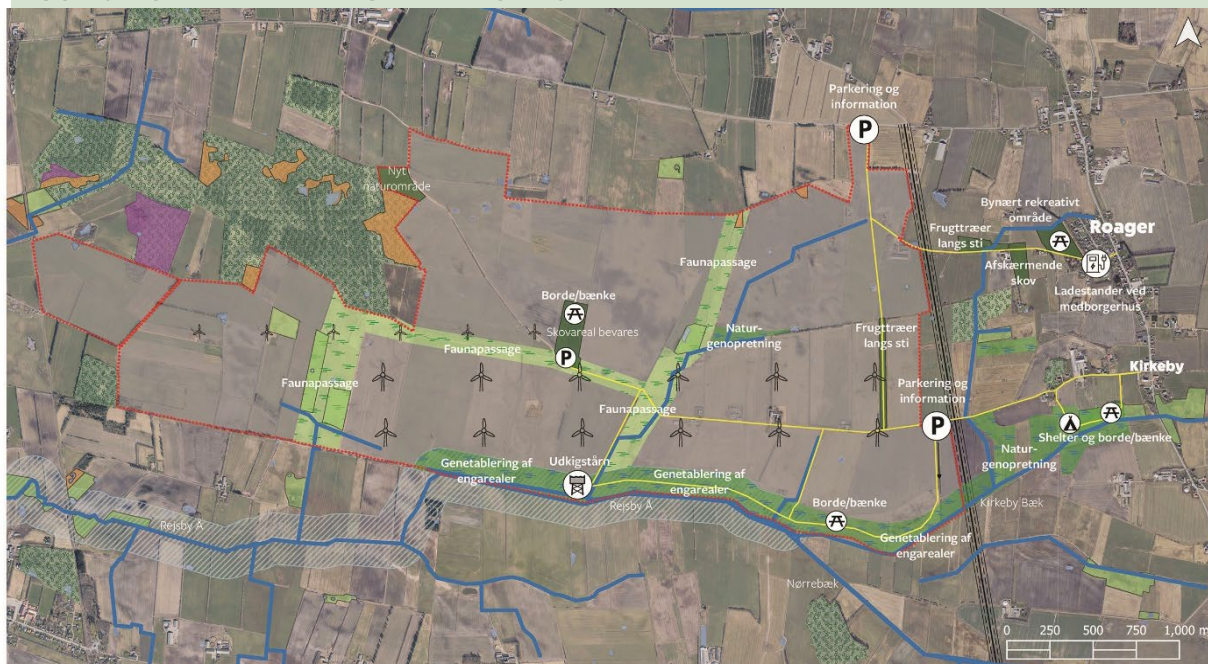
For at nå deres målsætning om CO<sub>2</sub>-neutralitet i 2030, har Esbjerg Kommune vedtaget en overordnede proces for planlægning, der indeholder fem faser:

- Fase 1: Byrådet vedtager nye retningslinjer for, hvordan der skal arbejdes med VE i Esbjerg Kommune.
- Fase 2: Ansøgningsrunden og en politisk prioritering af, hvilke af projekterne, der skal arbejdes videre med i Fase 3.
- Fase 3: Kommunen går i dialog med lokalsamfund og opstiller om mulighederne for VE i et givent område. Dialogen skal sikre lokal indflydelse på udformningen af anlæggene og afklare, hvordan anlægget kan skabe merværdi i lokalsamfundene.
- Fase 4: Traditionel plan- og miljøvurderingsproces, som igangsættes efter en politisk beslutning
- Fase 5: Anlægsfasen.

Det fremgår af Esbjerg Kommunes hjemmeside, at European Energy, Wind Estate og Better Energy har flere større VE-projekter undervejs.

Better Energys fire projekter vil, samlet set, have en kapacitet på 1,6 GW og indeholder samtidig ca. 400 ha nye natur- og biodiversitetsfremmende områder. Den største energipark, Lundsmark, har en kapacitet på 565 MW og indebærer bl.a. faunapassager, genetabering af engarealer og udtagning af lavbundsjord, jf. figur 6. Der forventes at blive udtaget ca. 200 ha lavbundsjord i dette projekt. Til sammenligning vedtog Folketinget i 2021 en målsætning om at tage op mod 100.000 ha lavbundsjord ud af drift i 2030. Siden aftalens indgåelse er der udtaget 187 hektar lavbundsjord under de eksisterende støtteordninger.

FIGUR 6. KOMMENDE ENERGIPARK I LUNDSMARK



Kilde: Esbjergkommune.dk

De fire energiparker illustrerer potentialet ved større energiparker. I Energiparken i Vejrup er det f.eks. også lykkedes at opkøbe flere landbrugsejendomme og gennemføre en større jordfordeling, hvor syv lodsejere er blevet reduceret til tre lodsejere (til højre i figuren). Herved er der både samlet arealer til VE-parken og samtidig skabt muligheder for en effektiv drift af jorderne uden om parken.

## HVOR STOR ER PIPELINEN FOR SOL- OG VINDPROJEKTER?

Etablering af en landvind-park tager normalt op til 4-5 år, og en solpark op til 3-4 år – vel at mærke regnet fra det tidspunkt, hvor udvikleren henvender sig til kommunen. Forud for dette vil der normalt være brugt tid på forretningsmæssige overvejelser samt drøftelser med lodsejere, lokale interessenter og kommuner.

Der er især tre forhold, der kan tage lang tid. Det ene er, at kommunen skal udarbejde og politisk beslutte en lokalplan, der omfatter det påtænkte VE-anlæg, samt ofte et kommuneplantillæg. Ud over den tid, der går til forbehandling, borgermøde, høring og godkendelse, kan kommunernes godkendelser indbringes for Planklagenævnet, hvilket kan forårsage endnu længere samlede sagsbehandlingstider.

Det andet – delvist parallelle – forløb er miljøgodkendelser, inkl. evt. habitatvurderinger, hvis planerne inkluderer eller ligger tæt på Natura 2000-områder. Normalt skal der udarbejdes en

miljøkonsekvensrapport, der skal godkendes af Miljøstyrelsen, og som efterfølgende kan indbringes for Miljø- og Fødevareklagenævnet.

Endelig kan den samlede proces med kabelføring og nettilslutning også tage lang tid – i nogle tilfælde endnu længere tid end lokalplaner og miljøtilladelser. Den del af denne proces, der i særdeleshed kan trække ud, vedrører arbejdet med nødvendige netforstærkninger.

Vi har til denne analyse både talt med udviklere, med Green Power Denmark, og med Energinet, om størrelsen af den såkaldte pipeline af VE-projekter. Det formentlig mest præcise bud på størrelsen heraf er givet i et svar fra klimaministeren til Mona Juul givet i august 2023 (spørgsmål 351). Baseret på input fra Energistyrelsen og Energinet vurderes størrelsen af den samlede brutto-pipeline at udgøre 40 GW solanlæg og 2,5 GW landvind. Heraf er der vedtaget en lokalplan for ca. 5 GW solcelleanlæg og 350 MW landvind.

VE-projekterne kan både slutes til distributionsnettet og direkte til transmissionsnettet. Ved direkte tilslutning til transmissionsnettet sparer VE-producenten tariffer til netselskabet – til gengæld er de faste tilslutningsomkostninger væsentligt større. Det afhænger derfor af VE-projektets størrelse, hvad der bedst kan betale sig. De fleste markedsaktører, vi har talt med, vurderer, at projekter over 70-80 MW bedst kan slutes direkte til transmissionsnettet. Denne grænse er dog afhængig af lokale forhold, herunder både det lokale netselskabs tariffer, samt afstanden mellem VE-projektet og nettet. Men da udviklingen går mod større og større VE-projekter, må det antages, at en stigende del af VE-projekterne fremadrettet vil blive sluttet direkte til Energinets transmissionsnet.

Energinet opdeler sin portefølje af ansøgninger om nettilslutning i tre dele:

- En screeningspulje med VE-projekter, der på forskellige måder er kommet til Energinets kendskab. I denne fase opgives 40-60 pct. af projekterne, primært fordi de økonomiske forudsætninger ændrer sig, eller fordi forhandlinger med lodsejere mv. mislykkes.
- En modningspulje, hvor Energinet sammen med ansøgningerne detailplanlægger kabelføring og nettilslutning. I denne fase falder en mindre del af projekterne fra.
- En pulje med projekter, hvor der er indgået aftale mellem udvikleren og Energinet om betaling og gennemførelse af nettilslutningen. I denne pulje ligger pt. projekter for 3-4 GW, og Energinet skønner, at der ligger en tilsvarende mængde af projekter hos netselskaberne

Samlet er det muligt at knap halvdelen af projekterne i screeningspuljen gennemføres – hvilket i den konkrete sammenhæng vil sige ca. 20 GW VE-projekter frem til slutningen af 2020'erne, altovervejende med solvind. Men det er også muligt, at gennemførelsesandelen vil være klart lavere, hvis udsigterne til faldende elpriser holder.

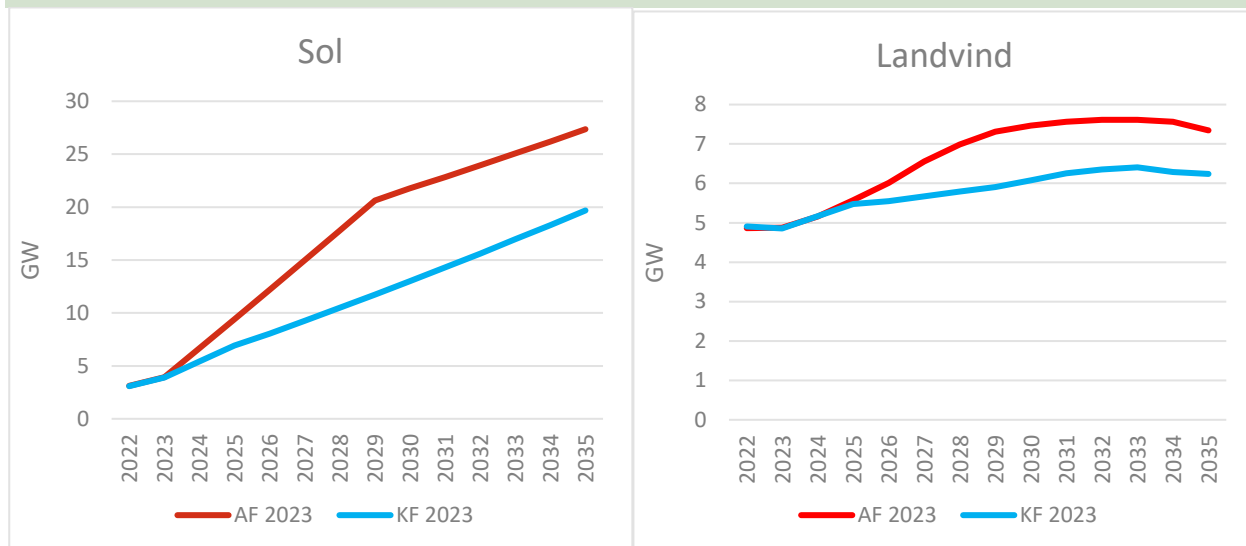
Hvorvidt VE-pipelinen er tilstrækkeligt stor til at understøtte planerne om grøn omstilling, kan bedst vurderes ved at se på VE-udbygningsplanerne som beskrevet i hhv. Klimafremskrivning 2023 og Analyseforudsætninger 2023. Det har vi gjort i figur 5.

Klimafremskrivningerne (KF) forudsætter "frozen policy", dvs. ingen nye klimapolitiske beslutninger. Analyseforudsætningerne (AF) forudsætter, at regeringens mål (her især 70-pct.-målet i 2030 og målet om klimaneutralitet i 2045) gennemføres.

Frem til 2030 forudsættes den samlede solkapacitet at vokse med 10-19 GW og den samlede

landvindkapacitet med 1-2½ GW. Væksten på solområdet forudsættes at fortsætte efter 2030, mens væksten på landvind forudsættes at gå i stå. Den samlede VE-vækst vil være tilstrækkelig til både at dække det voksende elforbrug og også til, at Danmark efter 2030 – hvor havvindkapaciteten vil være væsentligt større end i dag – er nettoeksportør af grøn strøm, jf. figur 7.

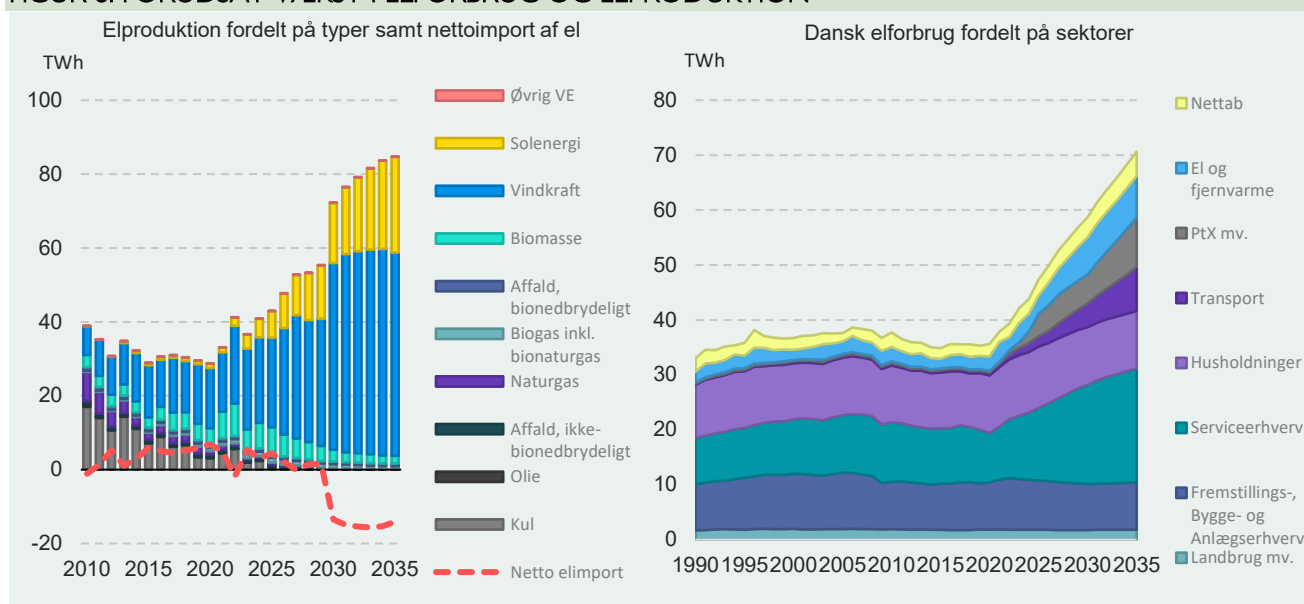
FIGUR 7. FORUDSAT VÆKST I SOL- OG LANDVIND-KAPACITET



Note: de angivne kapaciteter er ultimo året. AF angiver analyseforudsætninger og KF klimafremskrivning.

Konklusionen er mao., at pipelinen er tilstrækkelig til at understøtte den grønne omstilling – ikke bare i Danmark, men også i Europa. Det gælder så meget desto mere, fordi det ikke er givet, at elefterspørgslen vil stige i det tempo, der er vist i figur 8. Det er især muligt, at PtX-efterspørgslen efter el vil stige mindre.

FIGUR 8. FORUDSAT VÆKST I ELFORBRUG OG ELPRODUKTION



Kilde: Klimafremskrivning 2023

---

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

---

Pipelinen af VE-projekter kan som nævnt blive større – men den andel, der gennemføres, kan også falde. Det kan ske både som følge af ændrede forhold på installations- og elmarkederne (højere omkostninger eller lavere afregningspriser), men også som følge af 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. Vi har her antaget, at regeringens udspil om højere kompensationer gennemføres, og at der fortsat i et vist omfang gives kompensationer ud over lovens krav, især for at skabe plads til natur i og omkring VE-anlæggene, jf. beskrivelsen ovenfor.

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

| Solparker                       |                  |                    | Vindparker                      |                  |         |
|---------------------------------|------------------|--------------------|---------------------------------|------------------|---------|
|                                 | Omkostningsandel | øre/kwh            |                                 | Omkostningsandel | øre/kwh |
| Solceller og invertere:         | 33 pct.          | Ca. 8              | Møller:                         | 59 pct.          | Ca. 17  |
| Kabelføring, nettilslutning mv: | 24 pct.          | - 6                | Kabelføring, nettilslutning mv: | 10 pct.          | - 3     |
| Jordomkostninger:               | 6 pct.           | - 2                | Jordomkostninger                | 1 pct.           | - 0,5   |
| Kompensationer:                 | 19 pct.          | - 5                | Kompensationer:                 | 10 pct.          | - 3     |
| Drift og vedligehold:           | 18 pct.          | - 5                | Drift og vedligehold:           | 20 pct.          | - 6     |
| I alt:                          | 100 pct.         | 23-28 <sup>1</sup> | I alt:                          | 100 pct.         | 28-32   |

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 5,5 pct. pa. Dette er lavere end de fleste udvikleres forrentningskrav, men svarer til det, IEA antager.

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.<sup>2</sup> 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 mindre strøm end vindparken, er solparkens omkostninger pr kWh højst.

---

<sup>1</sup> Dette begreb svarer til det, IEA og IRENA opgør som LCOE, dvs. Levelized Cost of Energy

<sup>2</sup> Medmindre anlægget ligger i et såkaldt forbrugsdomineret område, hvor bidraget er mindre.



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.

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.

**TABEL 2. UDVIKLINGEN I OMKOSTNINGER TIL NETTILSLUTNING OG KOMPENSATIONER FOR VE-PARKER. 1000 KR PR MW**

|                                     | Landvind 2019 | Solpark 2019 | Landvind 2024 | Solpark 2024 |
|-------------------------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| Park tilsluttet distributionsnettet | 329           | 149          | 3717          | 2222         |
| Park tilsluttet transmissionsnettet | 287           | 107          | 2054          | 968          |

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

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.

*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. Men vores dialog med markedsaktørerne viser, at de senere års høje elpriser i høj har smittet af på de forpagtningspriser, udviklerne, og som ofte – for lange kontrakter – indebærer årlige afgifter pr hektar, der er ca. den tredobbelte af niveau for normale, landbrugsmæssige forpagtningsaftaler.

De *VE-kompensationsordninger*, som udviklerne finansierer, er vist i boks 5.

Værditabsordningen gives efter Taksationsmyndighedens vurdering til ejere af beboelsejendomme tættere på vindmøller end 6 gange deres højde eller tættere på solparker end 200 m. Ejere 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 i dag, 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 5. VE-KOMPENSATIONSORDNINGER.

| Ordning     | Indhold   | Målgruppe                  |
|-------------|---|----------------------------|
| Værditab    | Ejere af beboelsejendomme kan anmode om erstatning for værditab af deres bolig (engangsbeløb).  | Naboer                     |
| Salgsoption | Bolig kan sælges til opstiller op til et år efter idriftsættelse, hvis der er tilkendt værditab.  | Nære naboer                |
| Grøn pulje  | Kommunalt forvaltet pulje på 125.000 kr/MW for vindmøller og 40.000 kr/MW for solceller. Regeringen har foreslået puljen forhøjet med 150 pct.    | Kommunen og lokale aktører |
| VE-bonus    | Skattefri bonus, der udbetales på baggrund af produktion og elpris. Samlet loft: 1,5 pct. Regeringen har foreslået bonusserne forøget med 50 pct. |                            |

Kilde: Energistyrelsen og egen forarbejdning

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 salget 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 i dag dog begrænset til 1,5 pct. af parkens samlede omsætning.

Regeringen har foreslået en væsentlig stigning – med 150 pct. for bidragene til grønne puljer og 50 pct. for VE-bonusen. Disse stigninger er medtaget i tabel 1 ovenfor.

De fleste VE-udviklere giver i dag kompensationer, der er væsentligt højere end de nuværende krav i lovgivningen<sup>3</sup>. Konkurrencen mellem udviklerne 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 langtlobende lejemål, eller om udviklerne køber jorden. I vores beregninger har vi antaget, at en del af stigningen i obligatoriske bidrag vil modsvares af lavere frivillige kompensationer – men at udviklerne fortsat vil bruge penge på at lade VE-parkerne omfatte arealer, hvor der ikke opstilles solceller og vindmøller.

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. 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 to år er omkostningerne til selve vindmøllerne også dog steget, bla. pga stigende priser på metaller. På solområdet er stigende omkostninger til nettilslutning mv. modsvaret af prisfald på selve solcellerne.

Ud over stigningen i materialeomkostninger, nettilslutning og kompensationer er renten også steget i de seneste knap to år, med i alt 4-5 pct. Denne stigning i de risikofrie renter er også slået igennem i de forrentningskrav, typiske investorer har, om end ikke nødvendigvis i samme omfang. Dette har også påvirket skønnene for LCOE. En tommelfingerregel er, at en stigning i forrentnings-

<sup>3</sup> Dette er baseret på interviews med de største udviklere



kravet på 1 pct. pa. øger LCOE for såvel vindparkerne som solparkerne med ca. 2 øre/kWh.

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 og de øgede kapitalomkostninger kan producere VE-strøm til en pris, der er i underkanten af dette internationale gennemsnit, jf. tabel 1.

---

## STRIDER DE ØGEDE NETTILSLUTNINGSSOMKOSTNINGER MOD EU-RETTEEN – OG ER DE HENSIGTSMÆSSIGE?

---

De stigende omkostninger til nettilslutning, som fremgår af tabel 1 og af beskrivelsen ovenfor, er omtvistede. På vegne af udviklerne har Green Power Denmark (GPDK) gjort indsigelser – både i forhold til den anvendte model over for Forsyningstilsynet og efterfølgende i form af klager til hhv. Energiklagenævnet og EU.

EU's regler på området er komplicerede men kræver bla., at tariffene er transparente og at de ligestiller forskellige aktører. EU har endvidere indført loftet for den samlede betaling for løbende transmissionstariffer for VE-producenterne på netop de 0,9 øre/kWh, som Energinet har lagt sig på.

Energinets tarifmodel for VE-udviklerne indeholder:

- Et standardiseret stationstilslutningsbidrag til dækning af de gennemsnitlige omkostninger til stationstilslutning
- Et standardtilslutningsbidrag, der skal dække de gennemsnitlige omkostninger til forstærkning af det nære net
- Et transformerbidrag
- En supplerende tilslutningsbidrag i særlige tilfælde
- En løbende indfødningsstarif på 0,9 øre/kWh i produktionsdominerede områder og 0,3 øre/kWh i forbrugsdominerede områder

De fire første bidrag er en engangsbetaling.

Kernen i GPDK's klage er, at anden dot – bidraget til at finansiere udbygningen af det "nære net" – betyder, at den samlede, effektive tarif overstiger loftet på 0,9 øre/kWh.

For så vidt angår det juridiske spor har Axcelfuture ingen retlig vurdering af dette spørgsmål. Klagen til Energiklagenævnet blev afvist med den begrundelse, at GPDK – og udviklerne, som GPDK repræsenterede – ikke var part i sagen. Klagen til EU er endnu ikke behandlet.

Vi vurderer i stedet, at det mest interessante er en samlet økonomisk vurdering af den stærke

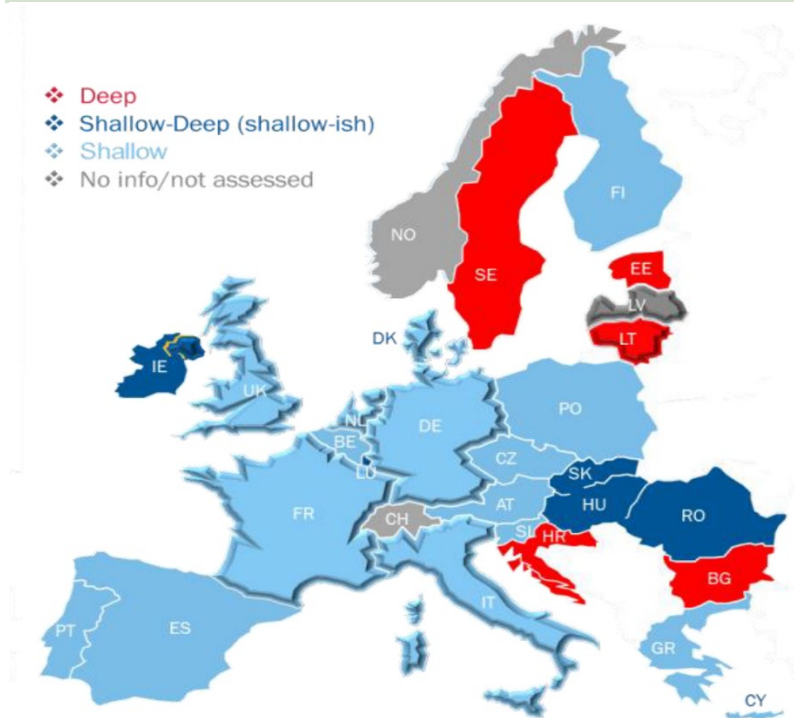
stigning i nettilslutningsbidragene.

Danmark har hidtil, lige som de fleste andre europæiske lande, valgt et system til dækning af omkostningerne til forrentning, vedligehold og udbygning af transmissionsnettet, hvor elforbrugerne har betalt langt de fleste omkostninger.

I EU-sproget kalder man det en "shallow" betalingsfordeling. Hvis producenterne dækker en væsentlig del af omkostningerne, betegnes fordelingen som "deep".

I figur 9 nedenfor er opdelingen af EU-landene i før den danske systemændring vist. Figuren viser, at Danmark på dette tidspunkt tilhørte gruppen af "shallow" lande, som udgjorde et meget stort flertal. Det bemærkes, at Sverige i figuren beskrives som "shallow". Det skyldes formentlig behovet for lange transmissionskabler igennem tyndt befolkede områder uden forbrugere.

FIGUR 9. FORDELINGEN AF EUROPÆISKE LANDE PÅ "DEEP" OG "SHALLOW"



Kilde: EWEA, 2016: EWEA position paper on network tariffs and grid connection regimes

Efter vores vurdering er der med de seneste års tariffstigninger tale om en grundlæggende systemændring, der ikke følger af Elforsyningsloven – men som heller ikke nødvendigvis strider mod denne. Med de seneste år ændringer af Elforsyningsloven har Energinet hjemmel til at sondre mellem produktions- og forbrugsdominerede områder, idet tarifmodellerne skal godkendes af Forsyningstilsynet (hvilket er sket). Baggrunden for denne lovændring var især en passus i Klimaaftalen for energi og industri mv. fra juni 202, hvorefter elproducenterne skulle afholde en større del af omkostningerne til det centrale elnet og dermed møde "omkostningsægte prissignaler".

Årsagen til systemændringen er formentlig også en vurdering hos Energinet af, at Danmark på længere sigt kan forvente en udvikling, hvor Danmark i væsentligt omfang bliver nettoeksportør af grøn strøm, sådan som det fremgår af venstre del af figur 6 ovenfor. En supplerende begrundelse kan være en forventning om et betydeligt overskud i mange VE-projekter, som betyder, at udviklerne har råd til at betale de højere nettilslutningsomkostninger.

Vi er enige i, at hvis Danmark faktisk realiserer et forløb med en markant nettoeksport af grøn strøm, så vil det både være rimeligt og hensigtsmæssigt, hvis den netudbygning, dette kræver, betales af udviklerne og ikke af forbrugerne. Problemet er imidlertid, at det på ingen måde er sikkert, at Danmark vil realisere et sådant forløb. Hvis VE-udbygningen bliver mindre end forudsat – fx fordi de samlede omkostninger til VE-parkerne bliver højere, end markedet kan bære – så belastes udviklerne, uden at der er et rimeligt grundlag for det. Det er netop et sådant scenarie, vi anser for det mest sandsynlige, jf. nedenfor.

Som minimum vil vi anbefale, at Klimaministeriet, Energistyrelsen og Energinet ikke yderligere forværrer og skaber usikkerhed om rammevilkårene eller hæver omkostningerne til nettilslutning og adgangen til det kollektive elforsyningsnet.

Et yderligere vigtigt punkt er her, at Energinets og distributionsselskabernes tarifmodeller typisk fastlægges for op til 5 år ad gangen. Det er imidlertid utilstrækkeligt til at give investeringssikkerhed. Da perioden fra investeringsbeslutning til selve nettilslutningen i dag typisk kan vare 3-4-5 år, og da tariffene gælder fra nettilslutningstidspunktet og ikke fra det tidspunkt, hvor en udvikler indgår aftale om nettilslutningen, så risikerer udviklerne, at prisen stiger yderligere i mellemtiden. Der vil derfor være en god ide, at tilslutningsvilkårene aftales på det tidspunkt, hvor aftalen om nettilslutning indgås.

Det kan til sidst nævnes, at Energinet og netselskaberne er "hvile i sig selv selskaber", der dog er moderniseret med indtægtsrammer og egenkapitalforrentning. Det betyder, at hvis el-producenterne skal betale mindre, skal den generelle forbrugstarif øges (og omvendt).

---

## 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 10.

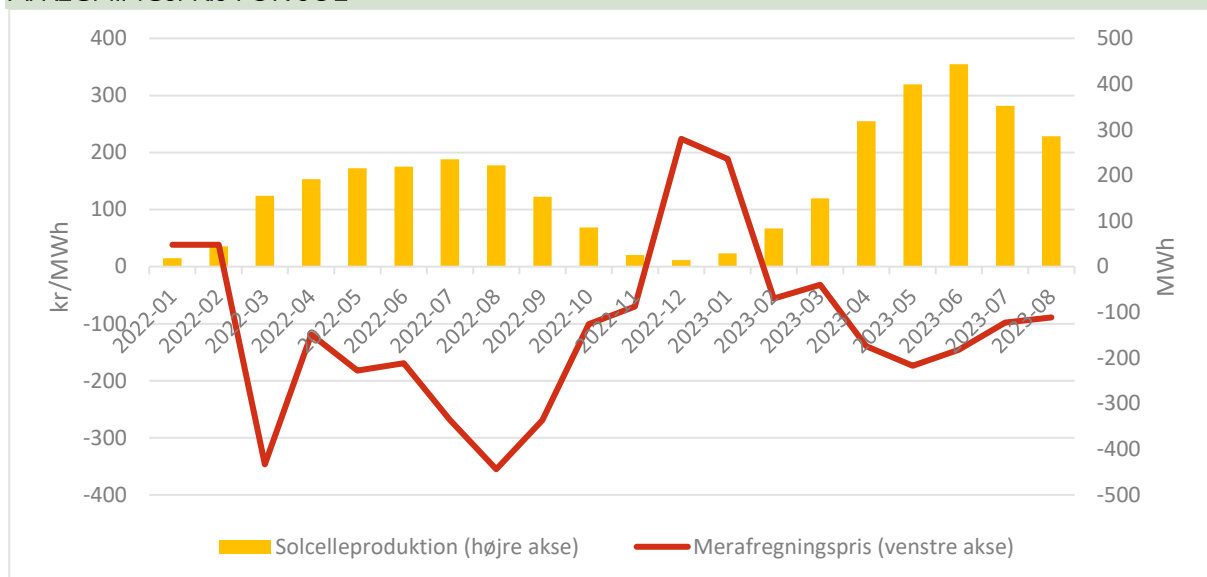
Som man kan se i figuren, finder en stor del af solproduktionen sted i sommermånederne, mens

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.

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.

Det er også muligt, at stadig bedre teknologier – både mht. solcellernes effektivitet og fx mht. opstilling af elementer, der kan drejes mod solen, vil forbedre solcellernes performance. Det vil reducere tallene for LCOE nævnt ovenfor, men kan også presse afregningspriserne yderligere ned.

**FIGUR 10. SOLCELLEPRODUKTION OG FORSKEL MELLEM GENNENSNITLIG STRØMSPRIS OG AFREGNINGSPRIS FOR SOL**



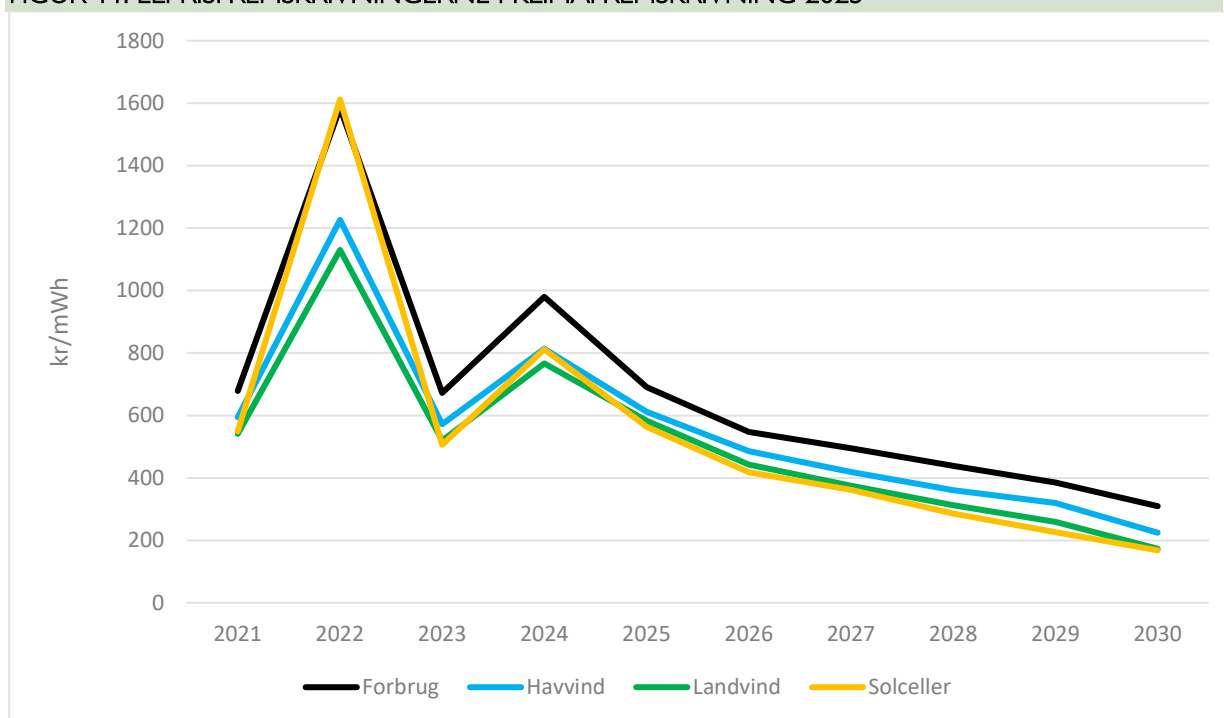
Kilde: egne beregninger

I figur 11 nedenfor er Energistyrelsen forventninger – som vist i Klimafremskrivning 2023 – til både den gennemsnitlige strømpris, og til "mindreprisen" for VE-strøm, vist frem til 2030. Det interessante er, at Energistyrelsen *ikke* regner med en stigende forskel, men blot en konstant forskel, mellem den gennemsnitlige elpris (med forbrugsvægte, dvs. den sorte kurve) og afregningsprisen for sol og landvind (den gule og den grønne kurve) – på trods af den stærke stigning i sol- og vindproduktionen.

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 boks 3 ovenfor. Det bemærkes i øvrigt, at Energistyrelsens prisforventninger på langt sigt er væsentligt lavere i dag

end sidste år (i Klimafremskrivning 2022).

FIGUR 11. ELPRISFREMSKRIVNINGERNE I KLIMAFREMSKRIVNING 2023



Kilde: Energistyrelsen, Klimafremskrivning 2023

Udviklerne kan prøve at sikre sig mod prisfald ved at indgå langt løbende afsætningsaftaler, såkaldte PPA'er, med store kunder. Sådanne PPA'er vil typisk også inkludere en præmie for medfølgende salg af oprindelsescertifikater for grøn strøm. Men disse markeder 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 land<sup>4</sup>. Herudover belastes landvindprojektet 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 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.

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

---

## KONKLUSION

---

Vores konklusion er, at der er risiko for, at kombinationen af højere krav til kompensationer og stigende omkostninger til nettilslutninger – i sammenhæng med sandsynligheden for faldende elpriser, og især faldende afregningspriser for sol og landvind – vil betyde, at en væsentlig del af pipelinen for VE-projekter ikke bliver realiseret.

De stigende omkostninger til kompensationer kan være nødvendige for at sikre en tilstrækkelig opbakning til VE-udbygningen på land fra naboer og berørte kommuner. Denne omkostningsstigning tjener derfor formentlig et fornuftigt formål.

De stigende omkostninger til nettilslutning er derimod mere problematiske. Omkostningerne ser steget stærkt de seneste år og vil stige yderligere pr. 1. januar 2024. Såfremt det viser sig, at der på trods af denne omkostningsstigning vil komme mange nye anmodninger om nettilslutning af VE-parkerne til såvel Energinet som distributionsselskaberne i 2024 og 2025, er der ingen grund til at reducere tilslutningstarifferne. Men hvis det derimod viser sig, at der ikke kommer fart i VE-udbygningen igen – efter den lange pause i nye projekter, vi har set i de sidste to år – så vil det være afgørende at få reduceret nettilslutningsomkostningerne. Ellers når vi ikke vores klimamål.

---

## BILAG: REGERINGENS UDSPIL

---

Regeringen stillede den 9. oktober en række forslag til at sætte gang i VE-udbygningen på land.

Spørgsmålet er, hvor stor effekt, forslagene vil få. Et af de vigtigste forslag er forhøjelsen af kompensationer til naboer og de kommuner, som skal huse VE-parkerne. Det er vores vurdering, at forslagene på dette område i vidt omfang blot vil betyde, at kompensationerne vil svare til de kompensationer, som en række af udviklerne allerede i dag tilbyder – og derfor blot cementere den tendens til stigende kompensationer, som vi har set i det danske VE-marked i de senere år. Dette vurderer vi også som forklaringen på, at de fleste VE-udviklere har tilkendegivet, at de er parate til at følge regeringens forslag på dette punkt. Hvis forslaget realiseres, vil kompensationerne imidlertid blive givet på en ny måde. De lokale tiltag, de større udviklere hidtil har gennemført, vil således især blive erstattet af en stigning på 150 pct. i tilskuddene til de grønne puljer, der er beskrevet i boksen.

Vi er enige i de fleste af regeringens forslag – men vi er bekymrede for, at de mange uklare og upræcise elementer i udspillet betyder, at udviklere og kommuner venter med at træffe afgørelser

indtil disse elementer er afklaret.

## BOKS B1. REGERINGENS FORSLAG, OKTOBER 2023

### Det vil regeringen

- 1 Kvalificere de 32 arealer med potentiale for energiparker, som er identificeret i den statslige screening på baggrund af indmeldinger fra kommuner og opstillere. Nu går vi i dialog med kommuner og opstillere om arealernes egnethed, om kommunerne selv kan og vil stå for planlægningen samt deres interesse i de mere gunstige vilkår for placering af produktionsvirksomheder ved energiparker
- 2 Skabe bedre mulighed for erhvervsudvikling ved energiparkerne og skabe gunstige vilkår for placering af virksomheder med særlige energibehov, f.eks. PtX-anlæg og øvrige virksomheder såsom produktionsvirksomheder, hvor særlige hensyn taler for samplacering, blandt andet inden for de danske erhvervs-mæssige styrkepositioner.
- 3 Regeringen inviterer allerede nu kommuner og virksomheder til at foreslå yderligere arealer, der potentielt kan anvendes som energiparker, og som kan indgå i den første udpegning eller eventuelt i de kommende ansøgningsrunder i hhv. 2024 og 2025. Det kan f.eks. være områder, hvor der i dag blandt andet ikke er tilstrækkelig adgang til elnettet. For de udpegende arealer vil Energinet om nødvendigt udarbejde et tillæg til deres langsigtede udviklingsplan, så etablering kan ske i flere dele af Danmark.
- 4 Regeringen vil sikre de udvalgte energiparker én indgang til de statslige myndigheder på natur- og miljøområdet, som vil yde rådgivning til kommunerne, stå for myndighedsbehandling og koordinere de relevante statslige myndigheders sagsbehandling.
- 5 Regeringen vil tilbyde kommunerne, at staten udpeger og etablerer gode rammer for energiparker med en ny lov om større energiparker, anlægslove og/eller bekendtgørelser, herunder at staten kan supplere eller overtage den konkrete planlægning.
- 6 Arbejde videre i regeringens energikrisestab NEKST med henblik på at fjerne barrierer og forkorte sagsbehandlingstiden.
- 7 Give markant større gevinster til naboer og lokalsamfund via de eksisterende ordninger, som vi vil mere end fordoble. Det betyder, at ved en firedobling af elproduktionen fra vedvarende energi på land, vil gevinsterne blive forøget fra ca. 2 mia. kr. til ca. 4,5 mia. kr. Heraf vil ca. 1,2 mia. kr. gå til de nære naboer til vedvarende energianlæg og ca. 3,3 mia. kr. til lokalsamfundene.
- 8 Sikre, at gevinsterne fra grøn pulje kan præsenteres samtidigt med lokalplanen, så man kan inddrage lokalsamfundene tidligere. Det vil koble gevinsterne tættere til generne ved VE-anlægget
- 9 Sikre, at grøn pulje kan deles på tværs af nabokommuner, der begge grænser op til et VE-anlæg. Vil sikre opbakning på tværs af kommunegrænser.
- 10 Ændre på måden opstillerne skal indbetale gevinsterne til grøn pulje på, som giver mulighed for, at splitte engangsbetalingen op i årlige rater.
- 11 Udarbejde analyse af mulige gevinst- og kompensationsordninger for naboer til særligt store eltransmissionsanlæg.
- 12 En styrket vejledningsindsats, der understøtter, at der skabes ens vilkår for opstillere, lokalsamfund og naboer og indførelse af en indberetningspligt for midler betalt og modtaget i forbindelse med opstilling af vedvarende energi.

Kilde: kefm.dk