
VE Outlook 2019

Perspektiver for den vedvarende energi mod 2035

Februar 2019

The logo for Dansk Energi, featuring a stylized white 'DE' symbol to the left of the text 'DANSK ENERGI' in a bold, white, sans-serif font. The background of the entire page is a photograph of a wind farm in a green field under a dramatic, cloudy sky with a sunset or sunrise glow on the right side.

**DANSK
ENERGI**

Indholdsfortegnelse

1. Indledning og resumé af budskaber fra analysen
2. Tema: Ikke i min baghave
3. Tema: PPA'er – ny finansiering for VE
4. Status for VE i Nordvesteuropa
 - 4.1. VE i Nordvesteuropa i dag
 - 4.2. Omkostninger for VE-teknologier
 - 4.3. Udvikling i markedsafregning for VE
5. Scenarier for VE-udbygning i Nordvesteuropa
 - 5.1. Scenarier og antagelser
 - 5.2. Resultater for hovedscenarier
 - 5.3. Alternative forløb for VE-udbygning
6. Appendix



Rapport udarbejdet af:

Karsten Capion, 35300487, kac@danskenergi.dk

Torsten Hasforth, 35300479, tha@danskenergi.dk

Kristian Rune Poulsen, 35300477, krp@danskenergi.dk

Kristine van het Erve Grunnet, 35300461, keg@danskenergi.dk

VE Outlook 2019: El skal trække den grønne omstilling i mål

El har et enormt potentiale til at trække den grønne omstilling. Elsektoren bliver en uomgængelig nøgleaktør i arbejdet med at reducere verdens CO₂-udledninger ved hjælp af grøn el i transporten, i varmeproduktionen og i industrien.

Grøn el har aldrig stået tydeligere som løsning på klimaudfordringen, hvilket rejser det centrale spørgsmål: Kan vi etablere grøn el hurtigt nok, når vi skal bruge el til meget mere?

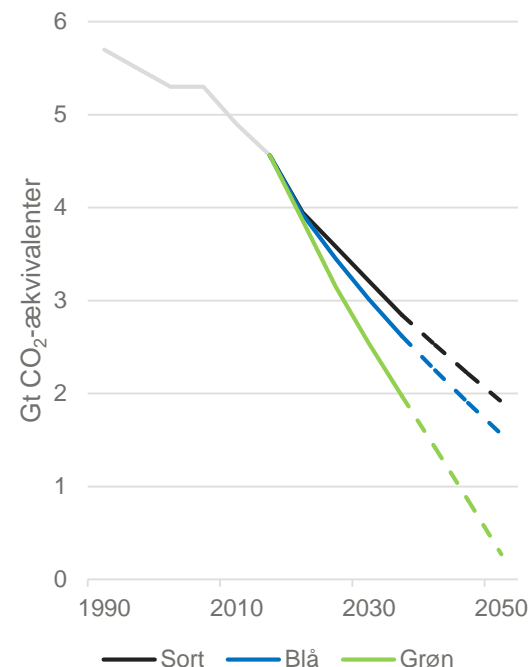
Dansk Energis VE Outlook 2019 tager den nyeste viden på energiområdet og giver et bud på udbygningen med grøn el i Europa over det næste årti. Vi tegner tre scenarier: Et sort, et blå og et grønt. Vi står tilbage med erkendelsen af, at kun det grønne scenarie sikrer en omstilling, der er forenelig med Paris-aftalens målsætninger, der kræver at udledningerne går mod nul i 2050.

Det grønne scenarie indebærer, at tempoet for udbygning med grøn elproduktion skal skrues markant op. I hele Nordvesteuropa skal tempoet, hvormed der opstilles havvind firedobles, landvind fordobles og solceller seksdobles i forhold til det nuværende tempo. Hvis det mål skal nås, kræver det et velfungerende kvotemarked med høje CO₂-priser, bedre integration af de internationale elmarkeder gennem udbygning af transmissionsforbindelser, effektive planlægningsprocesser for udbygning med grøn el og fremskridt i teknologier til lagring af strøm.

Europa skal vælge den grønne vej, og elsektoren skal forløse hele sit store potentiale. Men det sker ikke af sig selv og kræver politisk mod og ansvar.

God læselyst!

Drivhusgasudledninger i Dansk Energis tre scenarier



Kilde: Dansk Energi

Grøn el kan drive omstilling, hvis udbygning og elektrificering accelereres

Grøn el er trækhest for den fortsatte grønne omstilling. Og der kræves fortsat et langt sejt træk, når vi ser på vores samlede energiforbrug.

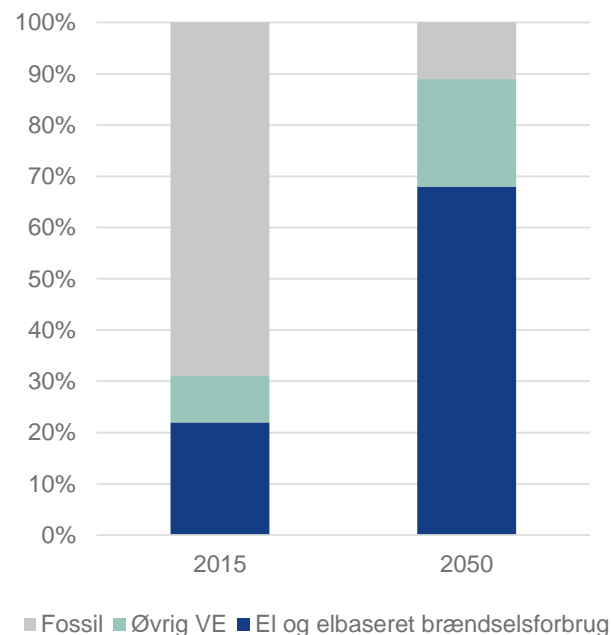
EU's Kommissionen har anbefalet et mål om at reducere drivhusgasudledningerne, så vi holder os under 1,5 °C i temperaturstigning. Det er det nødvendige svar på IPCC's dystre forudsigelser om en verden med stadigt stigende temperaturer. Det betyder en hel anden grøn omstilling. For at nå dertil skal grøn el have en mere markant rolle i energisystemet.

Elektricitet i Europa skal i 2050 være energibærer på næsten 70 % af alt energiforbrug mod 21 % i 2015. Det skal ske gennem en markant elektrificering af såvel transport, varme som industri.

Der er positive tegn fra industriens side. Volkswagen har annonceret, at deres næste platform for fossile biler bliver den sidste, og Mærsk har meldt ud, at man ønsker at sejle CO₂-frit i 2050. Tyske Thyssenkrupp har sat sig mål, at de vil producere CO₂-frit stål i 2050 ved brug af brint fra elektrolyse med et elforbrug, der svarer til Danmarks samlede nuværende forbrug. Men modsat elsystemets omstilling taler vi her endnu om visioner og planer frem for den meget konkrete forandring, der nu sker i elproduktionen. Tendenser, der er særdeles vigtige at få realiseret og udbredt, hvis vi skal nå i mål med den grønne omstilling til gavn for klimaet.

Udviklingen af stadigt billigere og bedre solceller og vindmøller trækker os heldigvis i den rigtige retning. Grøn el er snart fuldt konkurrencedygtig med de fossile brændsler og på vej væk fra støtten. Det vises med al tydelighed af det seneste udbud med landvind og solceller i Danmark. Udbuddet blev afgjort med vinderpriser på 2-3 øre pr. kWh, hvilket er snublende nær støttefrihed. Samtidig blev der sidste år uden for Danmark vundet flere havvindprojekter uden støtte.

Grøn el og elbaserede brændsler dominerer i EU's 1,5 °C scenarie



Kilde: EU Kommissionen

Vi kan løse klimaudfordringen billigt med grøn el, men det kræver plads

Den grønne elproduktion har oplevet betydelige prisfald. Det skyldes en markant teknologiudvikling og industrialisering. Som de seneste udbudsresultater har vist, er vind og sol nu de billigste kilder til ny elproduktion, og der er udsigt til yderligere prisfald.

Den udvikling er hjulpet på vej af EU's kvotesystem, som fik et tiltrængt vitamintilskud med en reform i slutningen af 2017. Siden er omkostningen for at udlede CO₂ mere end firedoblet fra omkring 5 euro pr. ton CO₂ til over 20 euro pr. ton. En voksende klub af lande, herunder Danmark, har vedtaget at udfase kul før 2030, hvilket giver yderligere rygstød til den grønne el.

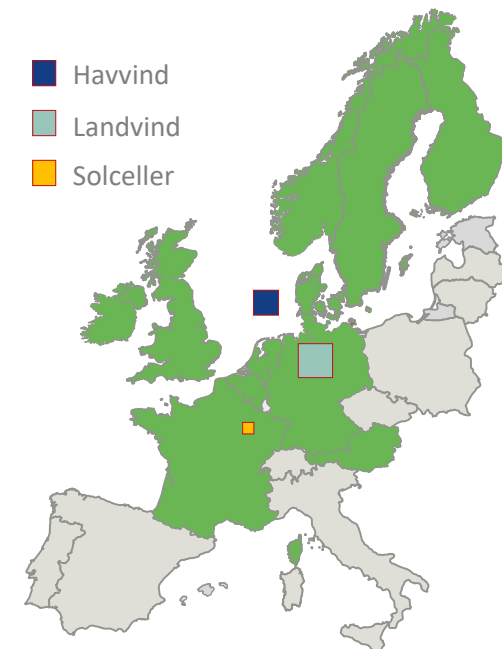
Vi skal videre ad den vej. Vi skal både etablere vindmøller og solceller til at skubbe de fossile brændsler ud af elsektoren og samtidig producere grøn el til det ekstra elforbrug, der skal bruges til at sikre en grøn transport, varmforsyning og industri.

Det kræver dog, at udbygningen kommer op i et helt nyt gear. Behovet for arealer til ny grøn elproduktion er betydeligt og selvsagt afgørende. For landvind er det lidt under 2 % af det samlede landareal i Nordvesteuropa, eller lidt under Danmarks samlede størrelse. Det er realistisk at rumme inden for det område, som vi har analyseret.

Lagring og transmission skal samtidig bidrage til at balancere produktionen således, at behovet for fossile brændsler reduceres yderligere. Det er teknologier, der kan og skal udvikles.

Intet af dette kommer af sig selv – den fortsatte omstilling kræver derfor en helt ny politisk opbakning.

Arealbehov til ny VE frem mod 2030 i Dansk Energis grønne scenarie



Note: De grønne lande er analyseret i VE Outlook 2019.
Kilde: Dansk Energi

Planlægning, CO₂-pris og adgang til finansiering kan blive barrierer

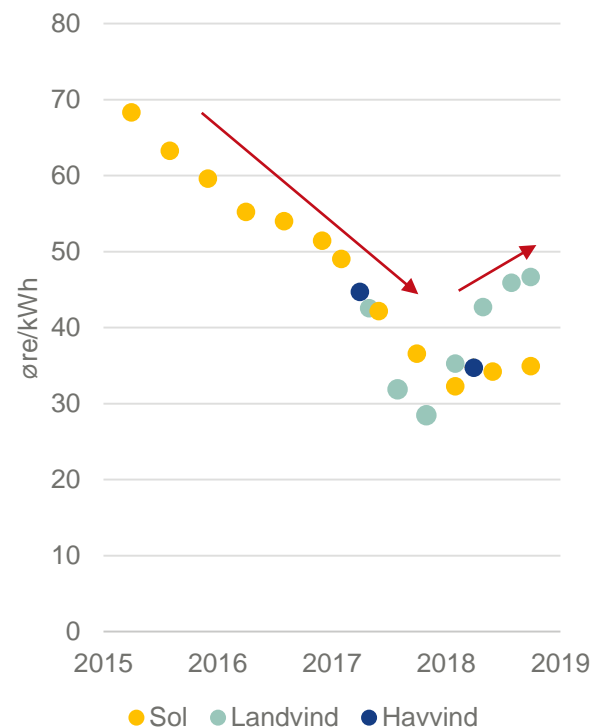
Det stræk, vi bevæger os ud på nu, kan vise sig at være langt vanskeligere end det hidtidige. Industrien kan levere det fornødne antal solceller og vindmøller, såfremt politikerne sikrer de rigtige markedsmæssige rammer. Udfordringen ligger i, om det vil ske.

Hvis planprocesserne for udbygningen af VE på land og til havs ikke er effektive, kan den nødvendige grønne omstilling strande i lange sagsbehandlingstider og langstrakte klageforløb med opsættende virkning. De seneste tyske auktioner på landvind i 2018 viser, hvordan priserne på VE kan gå hen og stige, hvis der ikke er tilstrækkeligt mange godkendte projekter, der kan byde sig til i konkurrencen. Og det på trods af, at teknologien fortsat falder i pris. Flaskehalsene kan nemt vise sig at blive langsommelig myndighedsgodkendelse, svigtende lokal opbakning, manglende nettilslutning og -udbygning til at afsætte den grønne strøm.

Ligeledes vil den meget store udbygning kræve en hidtil uset mængde kapital, der potentielt skal stilles til rådighed med en langt mindre sikkerhed for afkast end tidligere, hvor projekter fik en garanteret afregning fra staten. Hvis projekterne skal klare sig alene med usikre indtægter fra elmarkedet, kan finansieringsomkostningerne og dermed prisen på VE stige væsentligt. Dette vil forsinke den grønne omstilling.

Hvis fossile brændsler ikke pålægges at betale en højere pris for deres udledninger, kan det blive vanskeligt at få tilstrækkeligt store mængder vedvarende energi på markedsvilkår. Det afgørende spørgsmål er nemlig ikke, om grøn el bliver støttfri, men om markedsf forholdene kan understøtte, at der etableres *nok* ny grøn elproduktion.

Manglende pladser til vind øger pris på tysk VE



Kilde: EEG

Vi efterspørger: Bedre planprocesser, højere CO₂-pris og gode rammer for finansiering

Politikerne kan bidrage væsentligt til den grønne omstilling ved at udstikke klare signaler.

Det skal bl.a. ske i form af en høj og stabil pris på CO₂, fx gennem en prisbund i kvotemarkedet. En sådan bund vil tilmed sikre lavere finansieringsomkostninger ved at reducere risikoen i forhold til afregning på elmarkedet. Større klarhed giver en billigere grøn omstilling.

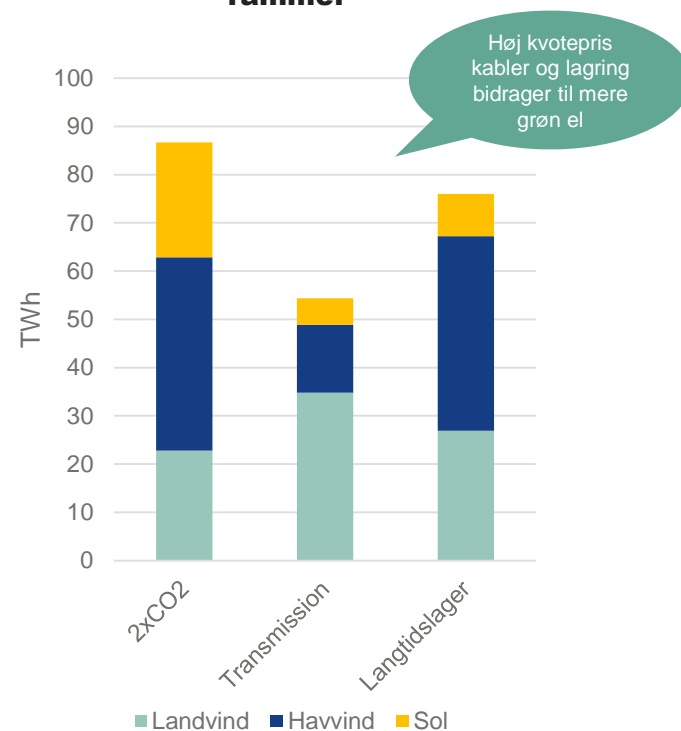
For at få en effektiv og billig grøn omstilling med folkelig opbakning er det centralt med en effektiv myndighedsbehandling, som inddrager borgerne tidligt og adresserer deres bekymringer. Det giver udviklere sikkerhed for, at deres projekter kan gennemføres og sikrer dermed, at tilstrækkeligt mange projekter kan opføres.

Det skal sikres, at netudbygningen, både på transmissions- og distributionsniveau, ikke bliver en barriere for opstilling af grøn elproduktion. Lagringsteknologier skal udvikles og udbredes, så de bliver en aktiv del af elsystemet. Hvis de europæiske elmarkeder integreres yderligere, og lagringsteknologier udvikles, vil værdien af grøn elproduktion kunne øges og flere fossile brændsler smides på porten.

Et styrket marked for frivillige elkøbsaftaler (såkaldte PPA'er), indgået mellem (store) elforbrugere og projektudviklere, vil være en vigtig brik til billigere grøn el ved at give sikkerhed for afregning til projektudvikleren. Samtidig vil det give køberne sikkerhed om den fremtidige pris for den grønne el og mulighed for at bidrage til den grønne omstilling.

Den indsats er det nødvendige spejlbillede til det solide favntag, der samtidig skal tages for at understøtte elektrificeringen. Her er der behov for en markant udvikling inden for elektrisk transport, varmepumper, smart grid-løsninger og elektriske industrielle processer.

Grøn el vinder med de rette rammer



Note: Medudbygning med VE-el i Nordvesteuropa fra blå til grønt scenarie

Kilde: Dansk Energi

6 kernebudskaber i VE Outlook 2019

1. Elektrificering vil være det vigtigste element i at udfase fossile brændsler i det samlede energisystem. Analysen viser, at potentialet for VE i elsektoren er stort nok til både at skubbe fossile brændsler ud af kraftværkerne og forsyne det nye forbrug.
2. De massive prisfald på vindmøller og solceller samt fortsat innovation kombineret med vedtagne mål for udfasning af kul vil drive en omfattende grøn omstilling.
3. Spørgsmålet er ikke *om* vi opnår støttefri grøn el, men derimod hvorvidt vi opnår *nok* støttefri grøn el.
4. En høj pris på CO₂ er et centralt virkemiddel for at sikre tilstrækkelige mængder grøn el hurtigt nok. Alternativet er direkte støtte, hvilket er mindre effektivt til at reducere udledningerne.
5. De planlægningsmæssige rammer og folkelig modstand risikerer at være en barriere for tempoet i udbygningen. Myndigheder og planlægningsprocesser bør derfor geares til at vurdere og godkende projekter i et langt højere tempo end hidtil.
6. Finansiering af grønne elprojekter kan blive en udfordring. Elkøbsaftaler (PPA'er) tegner sig som et attraktivt værktøj til at skabe sikkerhed om fremtidige omkostninger for elforbrugere og indtjening for producenter, hvilket bidrager til at reducere finansieringsomkostningerne.

An aerial photograph of a wind farm in a lush green field. Several white wind turbines are visible, casting long shadows on the grass. The text '2. Tema: Ikke i min baghave' is overlaid in large white font on the left side of the image.

2. Tema: Ikke i min baghave

Vind og sol – ikke i min baghave ...

VE-udbygningen skal op i tempo

VE Outlook viser, at en meget stor udbygning med vedvarende energi kan adressere klimaudfordringen, og at det kan gøres næsten uden støtte. Det er ikke længere økonomien og manglende tilskud, som bremser udbygningen. En nærliggende konklusion kunne derfor være, at vi er i mål. Markedet vil sikre, at den grønne el vil vinde over kul og gas.

Men vi står over for en langt vanskeligere udfordring. Tempoet, hvormed der skal opstilles havvind, landvind og sol, skal op i fart, hvis vi skal nå vores klimamålsætninger, og meget tyder på, at det går i den forkerte retning

Træge myndigheder bremser udbygning

Den grønne omstilling er synlig og kræver arealer til etablering af vindmøller og solceller samt ny netinfrastruktur. Landvind, netudbygning og i stigende grad solceller møder modstand. Op til kommunalvalget i 2017 så vi gentagne eksempler på vindprojekter, som havde fulgt alle regler og forskrifter, men som alligevel meget sent i en planproces og ofte på tvivlsomme grundlag blev skrottet af nervøse, kommunale byråd.

I 2017 blev projekter med en kapacitet på ca. 305 MW taget af bordet. Og det er ikke kun en udfordring for Danmark. Samme billede tegner sig i Tyskland. Fortsætter den nuværende udvikling, vil kun godt det halve af de 4 GW vedvarende energi, som skal til for at nå Tysklands nationale målsætning om 65 % VE-strøm i 2030, nås.

Behov for nye løsninger

Der er behov for nye initiativer og ny politik. Der skal igangsættes et arbejde for fleksible og hurtigere planprocesser og skabes en større forståelse for og opbakning til den landbaserede VE, ellers kan vi risikere, at den grønne omstilling går i stå.

Staten, kommunerne, mølleejere og opstillere, borgere og organisationer har et stort fælles ansvar for finde nye veje. Det bliver ikke let, for til forskel fra tidligere er det ikke bare et spørgsmål om økonomi, men om mennesker, holdninger og oplevede gener.

**Tysk landvindsudbygning
2009-2018**



Kilde: Deutsche Windguard

Opbakningen til grøn omstilling er markant

Danskerne vil have mere grøn strøm

Dansk Energi har i forbindelse med VE Outlook spurgt danskerne om deres holdning til den grønne omstilling. I tråd med tidligere undersøgelser viser resultatet, at opbakning til den grønne omstilling er massiv. 87 % af danskerne støtter op om omstillingen fra sort til grøn nation. Kun 2 % udtrykker, at de er imod.

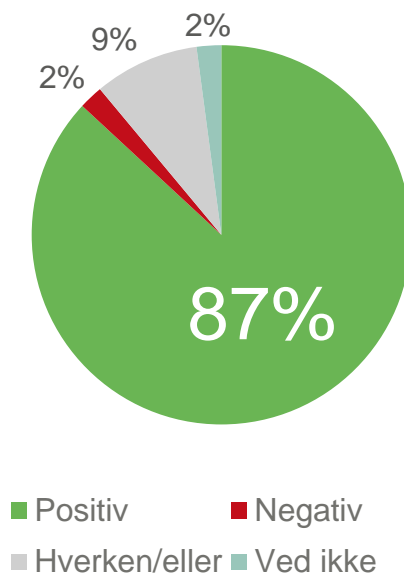
Ung eller ældre udgør ingen forskel

Og opbakningen er stor – fra ung til ældre. Der er en svag tendens, som viser, at opbakningen er særlig høj i aldersgruppen fra 35-54 år. Mere overraskende er det, at der ikke er en større opbakning i gruppen fra 18-34 år. I tidligere undersøgelser har det især været i denne gruppe, at holdningen til grøn omstilling var mest markant.

Et enigt Danmark

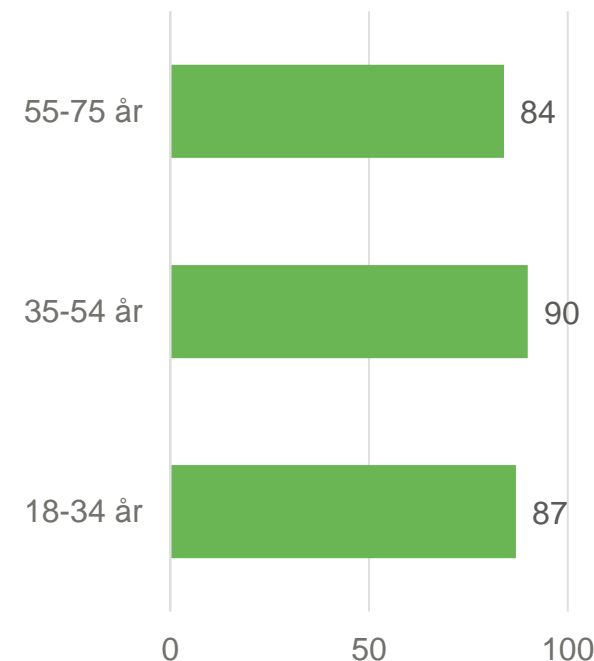
Ligeledes viser undersøgelsen, at der ikke er store regionale forskelle. Det har stort set igen betydning, om du bor i Sønderjylland eller i Nordsjælland. Danskerne er grundlæggende enige i, at vi skal gøre Danmark grønnere og fortsætte udbygningen med vind og sol.

Hvad er din holdning til udbygning af grøn energi i Danmark?



Kilde: Userneed undersøgelse uge 4, 2019.

Andel i procent, som er positive eller meget positive til udbygning med grøn energi i Danmark ift. alder



Kilde: Userneed undersøgelse uge 4, 2019.

Beslutninger om VE på land skal håndteres lokalt

Planlægning og myndighedsgodkendelser

Planlægningsprocessen for vindmøller og sol på land er omfattende og langstrakt. Sammenlagt tager processen 5-7 år, før vindmøllen leverer strøm på elnettet. Denne planlægningshorisont er ofte længere end de kommunale valgperioder og kan vanskeliggøre processen, og i værste fald er det lykkedes at få stoppet projekter på baggrund af ganske få borgerklager sent i processen og på et tidspunkt, hvor kommunalbestyrelsen havde til hensigt at godkende den kommende vindmøllepark.

Lang proces vanskeliggør borgerinvolvering

Den lange proces betyder, at berørte borgere først opdager, at der er nye møllenaboer på vej, og får italesat deres bekymringer meget sent i processen. Det taler for, at der sættes fokus på en ny og kortere form for mølleplanlægning, hvor aktører involveres tidligere og er med til at sætte retningen.

Danskerne vil høres

Grundlæggende vil danskerne gerne involveres og have en stemme i forbindelse med vedvarende energianlæg, især dem, der etableres på land.

Dansk Energis undersøgelse viser, at danskerne ønsker at fastholde en decentral beslutningsproces i kommunerne, når det omhandler beslutninger om vind og sol på land. Kun 24 % mener, at Folketinget skal lovgive om, hvor møllerne og solcellerne skal etableres.

Borgerinvolvering – vigtigt på land

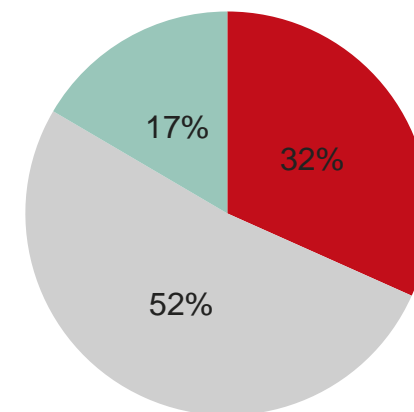
Samme historie gentages i forhold til den lokale opbakning, hvor 60 % er enige i, at borgerne skal involveres.

Billedet er anderledes i forhold til vindmøller nær kysten. 52 % kan ikke støtte, at lokal modstand skal kunne stoppe et kystnært projekt, mens 32 % synes, at borgerne bør spørges.

Undersøgelsen understøtter således, at planprocessen fortsat bør ligge lokalt, og at der et stort ønske om at blive involveret.

Det er derfor vigtigt at fastholde den nuværende brugerinvolvering i form af offentlige høringer, miljøvurderingsundersøgelser samt klageadgang, men arbejde på form og proces og således gøre processerne mere vedkommende.

Mener du, at borgere i et kystområde, hvor der placeres vindmøller i havet ud for kysten, skal have mulighed for at modsætte sig opstillingen?



■ Ja ■ Nej ■ Ved ikke

Kilde: Userneed undersøgelse uge 4, 2019.

Den nuværende lovgivning problematiserer den grønne omstilling

Det folkelige engagement er vigtigt

Det har været et særkende for vindenergiens udvikling i Danmark, at den har været båret af et stærkt folkeligt engagement. Det var mindre maskinproducenter, der skabte den etablerede vindmølleindustri, og først efter konsolideringen af industrien op gennem 1990'erne indtrådte flere store, delvis internationalt ejede og børsnoterede virksomheder. Tilsvarende blev der på aftager-siden i perioden 1984-94 etableret mange fælles-ejede vindmøller. Omkring et par tusinde af de 5.200 danske vindmøller er fortsat ejet af lokale vindmøllelaug.

Industrialisering betød større lokal modstand

Kommercialiseringen og de større projekter, som ikke havde samme lokale ophæng, gav næring til en gryende modstand mod vindmøllerne – den såkaldte NIMBY effekt. Italesættelsen af vindmøller som uvelkomne tekniske anlæg, der generer landskabelige oplevelser, fik vind i sejlene.

Modstanderne fik politisk gehør lokalt og på Christiansborg. Det førte bl.a. i 2008 til indførelsen af en række særregler (VE-ordninger), der siden blev udvidet til også at gælde etablering af solcelleparker.

Lovgivning problematiserer vind og sol

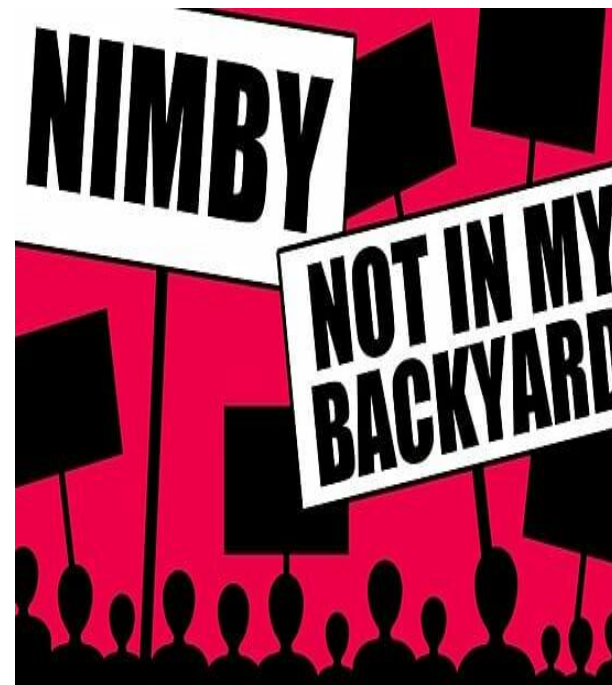
Ordningerne har på trods af intentionen båret brænde til det bål, at vedvarende energi – især vindmøller – er et særligt ondt, hvor borgere, som bor i nærheden, ekstraordinært skal kompenseres for de oplevede gener.

Omstillingen til et grønnere energisystem til gavn for alle danskere er således underlagt specialregulering, som betyder, at det er vanskeligere og relativt mere ressourcetungt at etablere en vindmølle end fx en minkfarm eller en svinestald.

Beløn kommuner, som støtter vind og sol

Et anden udfordring er, at ikke alle kommuner kan bidrage lige meget til den grønne omstilling. Det er alt andet lige bedre at opføre vind og sol, hvor det blæser meget, og hvor der er plads. Men de kommuner, som påtager sig et samfundsansvar og støtter udbygningen, belønnes ikke. Udbygning med vedvarende energi indgår eksempelvis ikke i det udligningssystem, som er indført for at udligne forskelle mellem kommunerne.

En ændret praksis kunne understøtte den generelle udligning og positivt bidrage til udviklingen af de områder, som ligger i de danske landdistrikter.



Bekymringer om vindmøller skal tages alvorligt

Vindmøller og solceller er infrastruktur

Vindmøller og solceller er infrastruktur på energiområdet svarende til veje og jernbaner på trafikområdet. Begge områder bidrager til samfundets økonomiske vækst, men kan samtidig have visse genevirkninger for dem, der bor tættest på.

Gener ved vind og sol opleves forskelligt

Adskillige videnskabelige rapporter har konkluderet, at generne ved landvind og sol er minimale. Men vi er forskellige og oplever ting forskelligt, og derfor er det en udfordring, der skal tages alvorligt.

Dansk Energis brugerundersøgelse understøtter, at danskerne på trods af opbakningen til den grønne omstilling bekymrer sig om vindmøller i baghaven. Over 50 % af de adspurgte ville være bekymret for støj og helbredsproblemer, hvis de fik en vindmølle som nabo. Bekymringen er større hos kvinder end hos mænd. Ligeså mener 50 %, at deres ejendom ville miste værdi i nogen eller høj grad.

Reel inddragelse giver opbakning

Det illustrerer hvilken opgave, vi står overfor. Heldigvis er der løsninger.

Andre undersøgelser dokumenterer, at frygten er størst, når det nye VE-anlæg er i planlægningsfasen. Når først vindmøllen står der, forsvinder mange af bekymringerne og modstanden.

Derudover vil tidlig inddragelse af berørte naboer og en involverende effektiv proces, hvor bekymringer adresseres i øjenhøjde, hjælpe. Muligheden for personligt at investere i vindmølle- og solcelleprojekterne og få en økonomisk gevinst kan ligeledes bidrage til at øge opbakningen.

Mange af disse tiltag er implementeret i lovgivningen, men ordningerne er ikke længere tidssvarende. Der er derfor behov for både at omkalfatre den nuværende planproces, incitamentsordningerne i form af køberet og værditab samt kommunernes involvering og på denne måde øge støtten til den landbaserede VE.

Fakta om vindmøller

- DER ER IKKE VIDENSKABELIGT BELÆG FOR AT HÆVDE, AT VINDMØLLER HAR DIREKTE NEGATIVE HELBREDSMÆSSIGE FØLGEVIRKNINGER.
- STØJEN FRA VINDMØLLER KAN SIDESTILLES MED LYDNIVEAUET FRA SAGTE TALE.
- SOM NABO KAN MAN KUN RISIKERE SKYGGEKAST I TO ÅRLIGE PERIODER PÅ FIRE TIL SEKS UGER – OFTEST OMKRING SOLHVERV. OG I PRAKSIS MAKSIMALT 10 TIMER OM ÅRET.
- NABOHUSE KAN VÆRE UDSAT FOR ET MODERAT VÆRDITAB. TABET ER AF EN SÅ BEGRÆNSET STØRRELSE, AT NABOERNE ER GODT DÆKKET IND AF VÆRDITABSORDNINGEN.
- SOM FOR ANDRE INDUSTRIANLÆG KAN DET IKKE UNDGÅS, AT VINDMØLLER PÅVIRKER FAUNAEN I NÆRMILJØET. MEN DET SKER KUN I MEGET BEGRÆNSET OMFANG OG PRIMÆRT I FORBINDELSE MED OPFØRELSEN AF VINDMØLLERNE.

Kilde: Viden om vind

Anbefalinger: Samskabelse og lovgivning i øjenhøjde

Fleksibilitet, frihed og forhandling i stedet for særregulering

Særregler og **særordninger** kan ikke med retfærdighed fastholdes, når den vedvarende energi etableres uden støtte.

Omstillingen til et grønnere energisystem til gavn for alle danskere er underlagt specialregulering, som betyder, at det er vanskeligere og relativt mere ressourcetungt at etablere en vindmølle end fx et datacenter eller en svinestald. Ordninger som køberet og værditab er ikke længere tidssvarende og lever ikke op til intentionen om at understøtte den lokale opbakning.

Vi anbefaler derfor større **frihed** til **fleksibilitet** og til **forhandling** mellem parterne i stedet for utallige særregler og -ordninger.

Forkortelse af den kommunale proces

Planlægningsprocessen for vindmøller og sol på land er omfattende og langstrakt. Sammenlagt tager processen 5-7 år, før vindmøllen leverer strøm på elnettet. Denne planlægningshorisont er ofte længere end de kommunale valgperioder og kan vanskeliggøre processen

VE el-anlæg, som bidrager til omstillingen og understøtter danske klimamålsætninger, **skal besluttes hurtigere.**

Der er behov for en ny og kortere form for vindmølleplanlægning, hvor **aktørerne involveres tidligere** og dermed får mulighed for at sætte retningen.

Hurtigere planprocesser falder samtidig fint i tråd med **ændret EU-regulering**, hvor planprocesser maksimalt må tage 3 år og endnu hurtigere for eksisterende vind-sites, hvor gamle møller kan erstattes af nye mere effektive møller (repowering). Denne proces må maksimalt tage op til 2 år.

Fair udligningsordning, som belønner kommuners VE-udbygning

I dag indgår kommunernes udbygning med vedvarende energi ikke som en del af udligningen.

Det bør overvejes, om **kommuner**, som aktivt **fremmer udbygningen** med den landbaserede vedvarende energi og således påtager sig et samfundsansvar til gavn for hele Danmark, bør **belønnes i det nuværende udligningssystem** i form af fx et forøget bloktilskud. Det vil samtidig understøtte den generelle udligning og positivt bidrage til udviklingen af de områder, som ligger i Danmarks landdistrikter.

The background of the slide features three weather vanes mounted on tall, dark metal poles. The vanes are conical and have a white base with three orange horizontal stripes. They are positioned at different heights and angles, set against a bright blue sky filled with scattered white clouds. The largest vane is in the upper left, the middle one is in the lower center, and the smallest one is in the lower right.

3. Tema: PPA'er – ny finansiering for VE

Hvorfor arbejde med Power Purchase Agreements (PPA'er)?

Nyt element til sikring af økonomi i VE-el

Grøn elproduktion er konkurrencedygtig med fossil elproduktion, men rammer for den grønne el vil afgøre, hvor hurtigt de fossile brændsler kan fortrænges.

Med indgåelse af bilaterale købsaftaler mellem producent af grøn el og køber af grøn el er det muligt at give den grønne el et løft. Disse gensidige aftaler betegnes PPA'er. Det står for Power Purchase Agreement.

Køberne kan både være enkelte virksomheder, energiselskaber eller andre aktører, der ønsker at sælge den grønne el videre i markedet. Sælgere omfatter både eksisterende, men i stort omfang kommende grøn elproduktion.

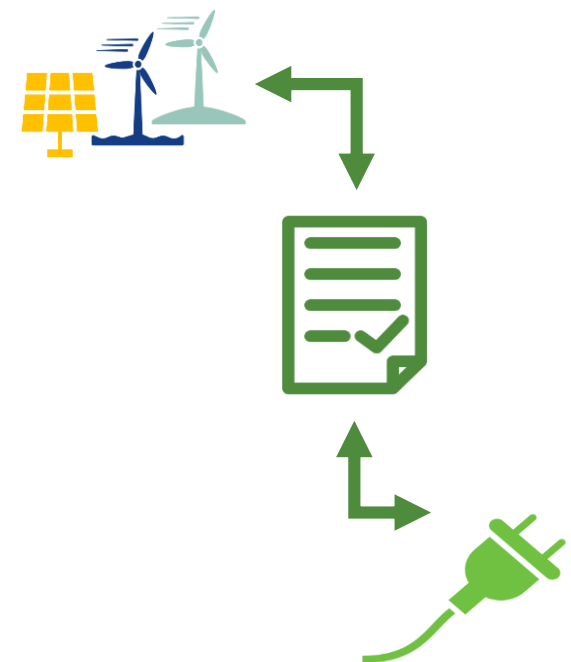
Et styrket marked for PPA'er vil være en vigtig brik til billigere grøn el ved at give sikkerhed for afregning til projektudvikleren. Samtidig vil det give køberne sikkerhed om den fremtidige pris for den grønne el og mulighed for at bidrage direkte til den grønne omstilling.

En del af den sikkerhed, der lå i den tidligere statsstøtte, kan PPA'en løfte. Men der er en række forhold, der skal opfyldes, hvis PPA'er skal udfylde deres fulde potentiale for at løfte den grønne el.

Jo mere ensartet konkurrenceforhold er for udvikling af grøn el i Europa, jo større og mere effektivt et marked kan PPA'er understøtte. I samme omfang som det fysiske elmarked er integreret, bør det understøttes, at PPA'er indgås på tværs af landegrænser.

PPA'er er en vigtig og legitim støtte til grøn el. Det er en måde for elforbrugere at understøtte den grønne omstilling. Der har været en skepsis over for værdien af købsaftaler i et marked domineret af statslig støtte. Men med bortfald af den statslige støtte stiger værdien af PPA'er proportionelt. Det er vigtigt at slå dette faktum fast og understrege, at store, men også mindre elforbrugere, har mulighed for at indgå i dette marked, så man kan imødekomme ønsket om at understøtte grøn el

Bilaterale handelsaftaler (PPA) -nøgle til udbygning af grøn el



Hvordan fungerer en PPA?

Kontrakt om køb af grøn elproduktion

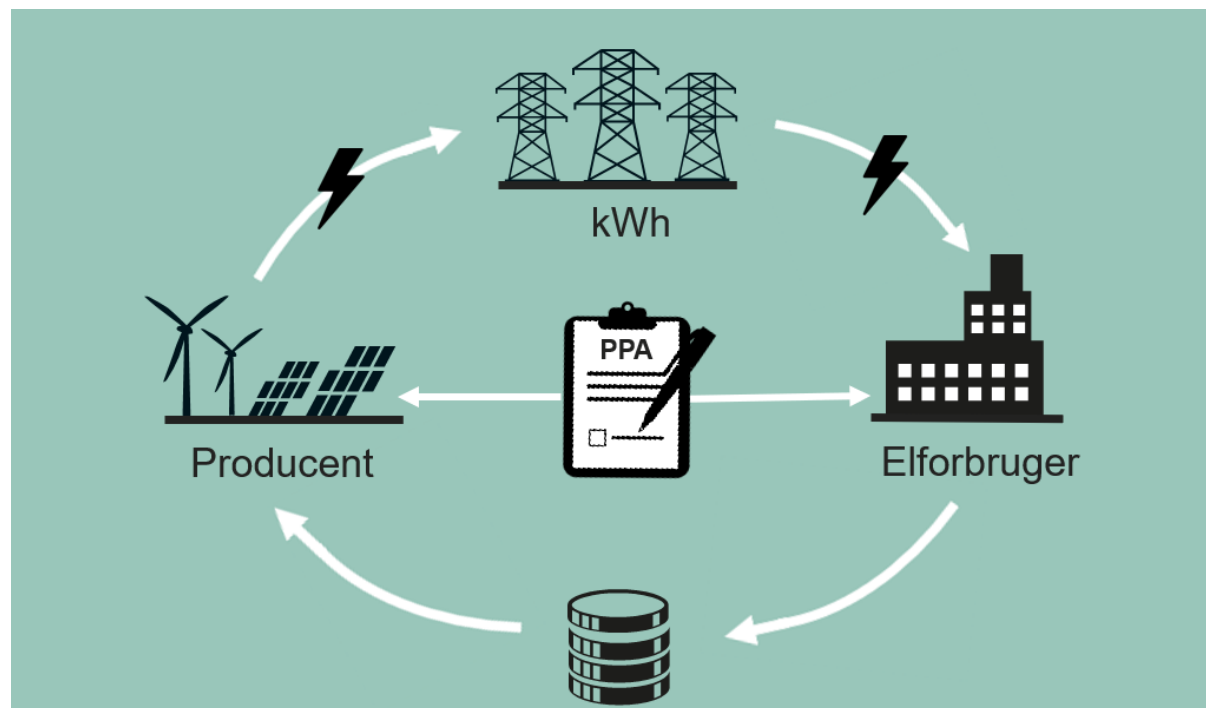
En PPA kan indrettes på forskellig vis. Der er to elementer, som oftest er gennemgående for en PPA. For det første indgås en længere prisaftale mellem køber og sælger. For det andet indgås PPA'er med producenter af vedvarende energi, så købere af strøm specifikt kan sikre sig en andel af den vedvarende energi.

Prisaf-talen for PPA'er løber oftest i mange år og fastsætter typisk en fast pris for strøm, men også en række andre vilkår som for eksempel, hvordan man håndterer udsving i produktionen.

Dansk Energi forventer, at PPA'erne vil fortsætte med at vinde frem i de kommende år. Det skyldes til dels ønsket fra forbrugere om at sikre sig en andel af den grønne el. Men også muligheden for at låse hele eller dele af elprisen flere år ud i tiden.

Udviklingen i markedet for PPA'er understøttes af stigningen i antallet af forbrugere, for hvem en sådan prisaf-tale kan være en fordel. Det gælder for eksempel for store varmepumper og datacentre, der har glæde af at kunne sikre sig en fast pris over flere år.

Hvordan fungerer en PPA?



Hvad er værdi af PPA for udvikler?

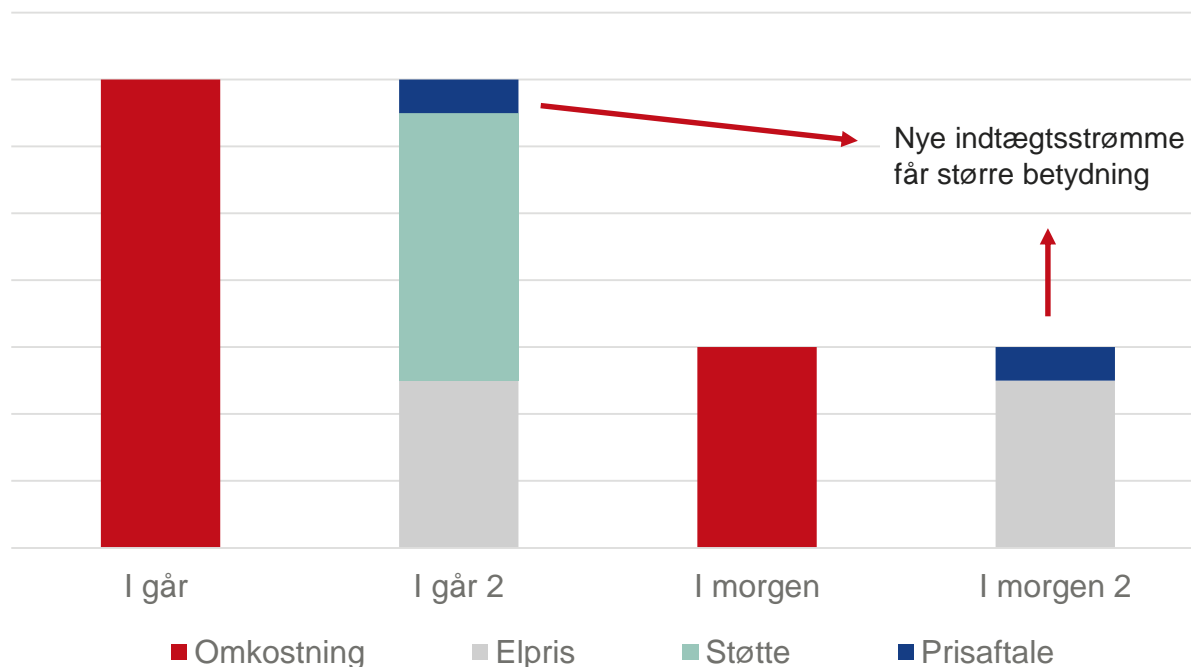
Større relativt bidrag til VE-økonomi

Betydning af PPA'er for den vedvarende energi er en helt anden i dag end for blot få år siden. Der er naturligvis en værdi for køber af at indgå en PPA. Denne betalingsvilje er steget over de seneste år. Men det vigtigste element i den stigende værdi af PPA'er for udvikler af grøn el skyldes, at PPA'er udgør en betydelig større andel af indtægter end før.

Grøn el har opnået store teknologiske fremskridt i de seneste år. Landvindinger som gør, at grøn elproduktion kan etableres til betydeligt lavere omkostninger. Det medfører samtidig, at støttebehovet for etablering af vedvarende energi er faldet tilsvarende. I Danmark modtog landvind indtil for relativt nyligt 25 øre/kWh i ca. 9 år. Ved det seneste udbud for landvind og sol var den gennemsnitlige støttesats for en 20-årig periode på 2,3 øre/kWh.

De godt 2 øre i tillæg til elprisen er i samme størrelsesorden, måske endda mindre, end værdien af de fleste PPA'er. Vi bevæger os derfor ud i et scenarie, hvor købsaftaler for grøn energi har samme eller større værdi end den statslige støtte.

Prisaftaler fylder relativt mere i afregning af grøn el, når omkostning og støtte falder



Hvordan skaber en PPA værdi?

Fordele for både sælger og køber

Både køber og sælger i en PPA tager i deres investeringsbeslutning udgangspunkt i deres samlede økonomi, som udgøres af projektets indtægter og udgifter. Den gennemgående effekt for begge parter er, at PPA skaber en sikkerhed om den fremtidige pengestrøm.

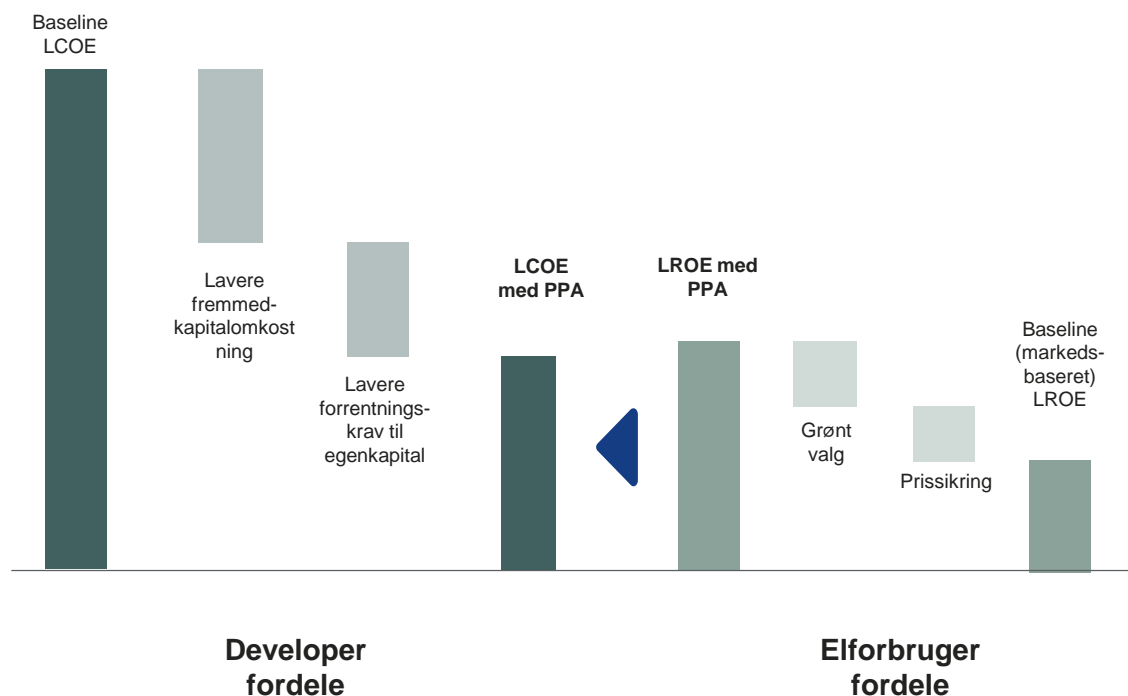
To elementer ved PPA giver værdi for sælger:

1. PPA'en stabiliserer indtægtsstrømmen. Det reducerer risiko og dermed den risikopræmie, som knyttes til forrentning af egenkapital.
2. En bund under indtægtsstrømmen gør, at projektet har en større sikkerhed, hvilket vil øge muligheden for at skaffe billig fremmedkapital eller gearing.

To elementer ved PPA giver værdi for køber:

1. Prissikring af elforbruget reducerer risiko ved udsving og øger dermed betalingsvilligheden for elforbruget.
2. Derudover er der en værdi forbundet med at tage et grønt elvalg. Køber sikres en direkte forbindelse til etablering af en specifik grøn produktion, hvilket øger produktets værdi.

Fordele for køber og sælger ved PPA



Note: En PPA bidrager til at reducere omkostning (LCOE - Levelized Cost Of Electricity) for udvikler og øge værdi af el (LROE - Levelized Revenue Of Electricity) for køber.

Kilde: Implement – Analyse af grønne PPA'er

Hvor mødes producent og køber af PPA?

To fluer med et smæk

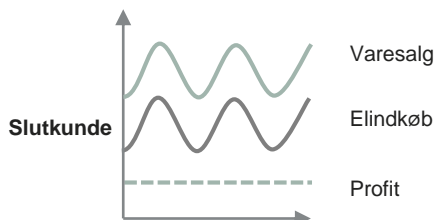
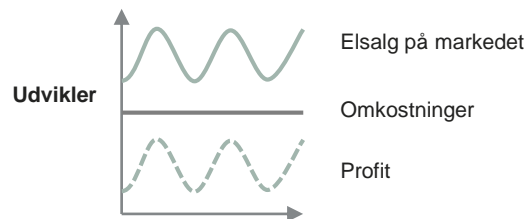
En prisaftale i form af en PPA kan flytte risikoen ved elpris væk fra udvikleren og dermed risiko ved dennes afkast. Typisk vil PPA flytte risikoen længere ned i værdikæden. Som køber af en PPA kan man som udgangspunkt sikre sig mod prisstigninger, men man bærer samtidig risiko ved ikke at få fordel ved eventuelt faldende elpriser.

Der kan dog være en større værdi for både udvikler og køber, at der er forudsigelighed om udvikling af elpris. Den værdi kan overstige omkostning for køber ved at skulle betale højere elpris end markedet.

De lange prisaftaler giver mening for forbrugere, der i et vist omfang kan overvælte elpris i forbrugerpriser, eller for forbrugere som agerer på et globalt marked, hvor elprisen med konkurrenter ikke er korreleret. Det medfører, at værdi ved prissikring overstiger risiko ved prissfald.

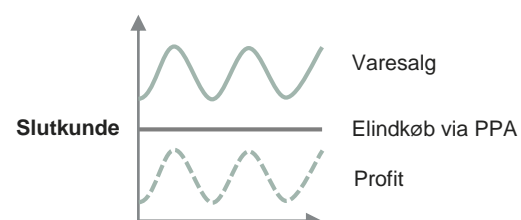
Ingen PPA

Udvikler sælger el på engrosmarkedet. Elhandleren køber el på engrosmarkedet og videresælger med margin. Slutkunden køber el fra elhandler og sælger sine varer (med indlejret el) til markedspris



PPA mellem udvikler og elhandler

Udvikler sælger el direkte til kunde via PPA'en. Her illustreret ved en fast pris. Prisen i PPA'en kan også følge en prisudvikling eller alternativt følge et underliggende indeks.



Kilde: Implement – Analyse af grønne PPA'er

Eksempel på og udbredelse af PPA'er

Et marked i kraftig vækst

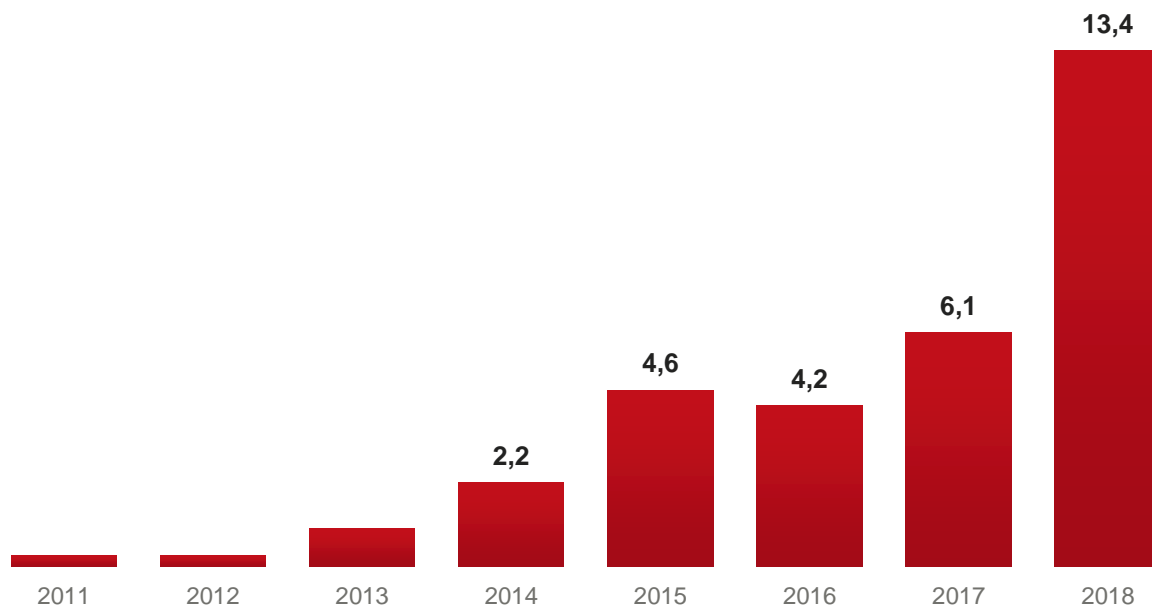
I Europa er der sket en markant stigning i udbredelsen af PPA'er over de sidste par år. Særligt i Norge og Sverige er der blevet tegnet et betydeligt antal PPA'er.

Der er enkelte virksomheder, for hvilke PPA'er er særligt attraktive. Blandt de PPA-aftaler, der er indgået i Norge og Sverige, står Hydro Energi for 8,5 TWh, heraf 50 % fra vind. Det omfatter også Europas største PPA-aftale med landvindsprojektet Markbygden med en forventet leverance over 19 år på 1,65 TWh årligt.

For en række virksomheder har indgåelse af PPA'er været særligt relevant. Hydro Energi med et energiforbrug på godt 15 TWh i Norge opfylder kriteriet for en ideel forbrugerpart i en PPA.

Aluminium er et globalt handlet produkt, hvor sikring af pris over en lang tidshorizont op-vejer potentielt tab ved faldende elpriser. Med den lave pris på vedvarende energi er det potentielle tab dog også faldet betydeligt. Det er derfor muligt at sikre sig lange kontrakter til betydeligt lavere priser end tidligere. Det betyder, at PPA også bliver relevant for nye forbrugergrupper.

Indgåede PPA-aftaler globalt (GW)



Kilde: Bloomberg NEF

Hvad er potentialet for PPA'er i Danmark?

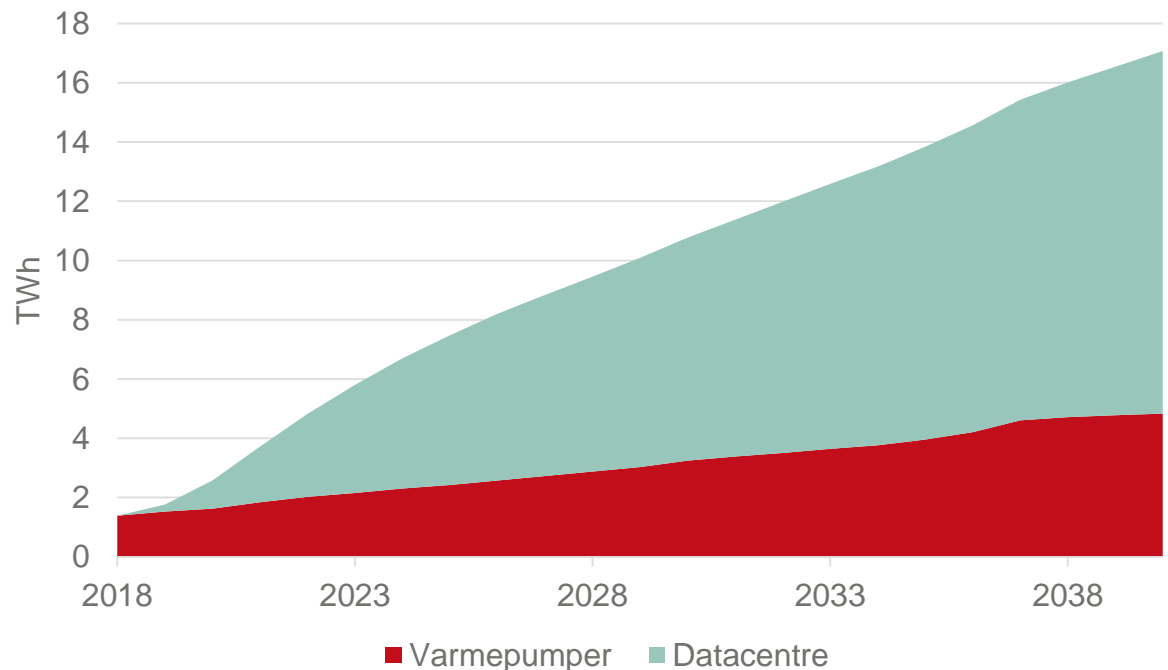
Nye store elforbrugere er oplagte aftagere

De første PPA'er er kun lige blevet indgået i Danmark. Der har været to barrierer for udbredelsen af PPA'er. Forud for indgåelse af den seneste energiaftale har der været flere forskellige støttesystemer og en generel usikkerhed om rammer for den vedvarende energi. Et usikkert regime bremser indgåelse af lange prisaftaler. Med energiaftalen i 2018 er der skabt større sikkerhed om hvilke rammer, den vedvarende energi skal udbygges under ind i det næste årti.

Derudover ser vi etablering af nye elforbrugere i Danmark, for hvem lange prisaftaler er særligt relevante. Et konkret eksempel i en dansk sammenhæng er elforbrug til fjernvarme-produktion, hvor der er tale om en lang investeringshorisont, lange varmekontrakter med varmepreiser, hvor der med en PPA skabes sikkerhed om inputpriser.

Datacentre og store varmepumper forventes frem mod 2030 at udbygge med 8,3 TWh. Det svarer til 25 % af det nuværende danske elforbrug.

Fordobling af nyt elforbrug skaber marked for PPA'er



Kilde: Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet

4. Status for VE i Nordvesteuropa

Status for VE i Nordvesteuropa

På tærsklen til en ny æra

Vi har gjort status for den vedvarende energi i Nordvesteuropa, og der er gode nyheder.

Selvom der er stor forskel på hvor langt de enkelte lande er kommet, er alle godt i gang med udbygningen med vedvarende energi i elforsyningen.

Politiske beslutninger om kuludfasning understøtter denne tendens og betyder, at der nu for alvor kommer turbo på omstillingen.

Vedvarende energi er blevet mainstream. Årtiers udbygning har givet innovation og skalafordele der har bragt omkostningerne ned. Prisen på vedvarende el-teknologier er styrtdykket og støttebehovet er fulgt med ned. Vi står på tærsklen til en ny æra, hvor VE-el kan opføres på markedsvilkår uden støtte.

Denne udvikling hjælpes på vej af kuludfasningsmål for de forskellige lande i Europa, der vil sikre plads til yderligere VE.

I overgangen til et fossilfrit energisystem er prisen på CO₂ er imidlertid afgørende for konkurrenceforholdet mellem den vedvarende energi og de fossile alternativer. Det er derfor

glædeligt at en reform af EU's kvotesystem allerede har sat sig i kvoteprisen, der er steget med ca. 20 €/ton siden sommeren 2017. Kvotemarkedet er dermed gået fra at være uvæsentligt til at yde et beskedent bidrag til den grønne omstilling.

Men der er også opmærksomhedspunkter.

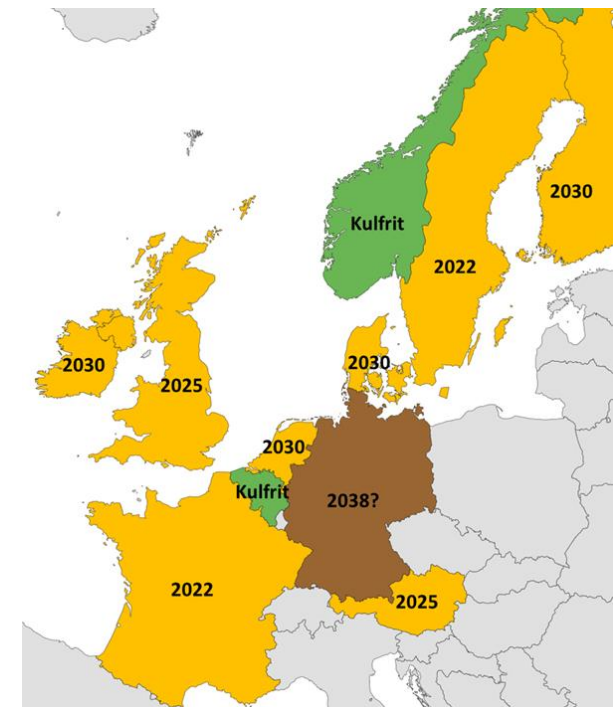
Den vedvarende energi presser i stigende grad sin egen afregning fx i timer med megen vind, og udhuler på den måde sin egen markedsværdi.

Derudover er der i Tyskland tegn på en opbremsningen i prisfaldet for VE – ikke pga selve teknologiudviklingen, men fordi manglende regulatorisk sikkerhed og folkelig opbakning samt manglen på egnede arealer begrænser konkurrencen.

VE andelen i transport og varme stiger væsentligt langsommere end den for elsektoren og der er behov for en øget indsats her.

Alt i alt er der positive takter, der peger i den rigtige retning, men som også tegner et konturerne af behovet for et ændret politisk fokus i årene der kommer, hvis vi skal nå en fossilfri fremtid.

Udfasningsplaner for kul



Note: Årstal angiver slutår for kul. Tyskland har ikke endeligt vedtaget et mål.

4.1 VE i Nordvesteuropa i dag

Den grønne omstilling har indtil nu været ujævnt fordelt i Nordvesteuropa

Norden er den grønneste region

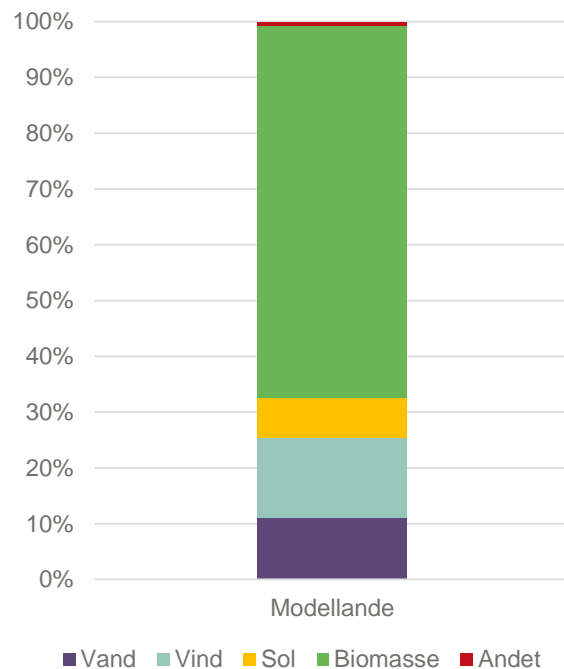
I denne analyse defineres Nordvesteuropa som de lande, der er farvede på kortet til højre. Dette område er modelleret i scenarieanalysen, og landene er valgt ud fra, at de er stærkt elektrisk forbundne. Markedsudviklingen i disse lande har stor påvirkning på Danmark.

Nordvesteuropa omfatter samtidig nogle af de mest ambitiøse lande i verden, når det kommer til grøn omstilling. Faktum er imidlertid, at den grønne omstilling ikke er nået lige langt i alle lande. Flere af landene har fortsat en VE-andel nede omkring 10 % af det samlede energiforbrug. Norden skiller sig ud pga. store ressourcer af vandkraft og biomasse.

Biomasse leverer generelt det største bidrag til VE-andelen i Nordvesteuropa i dag. Vind har inden for de seneste år overhalet vandkraft som den næststørste kilde til vedvarende energi, og sol er godt på vej.

Mens biomasse og sol både leverer el og varme, er bidraget fra vind og vand rent elektrisk.

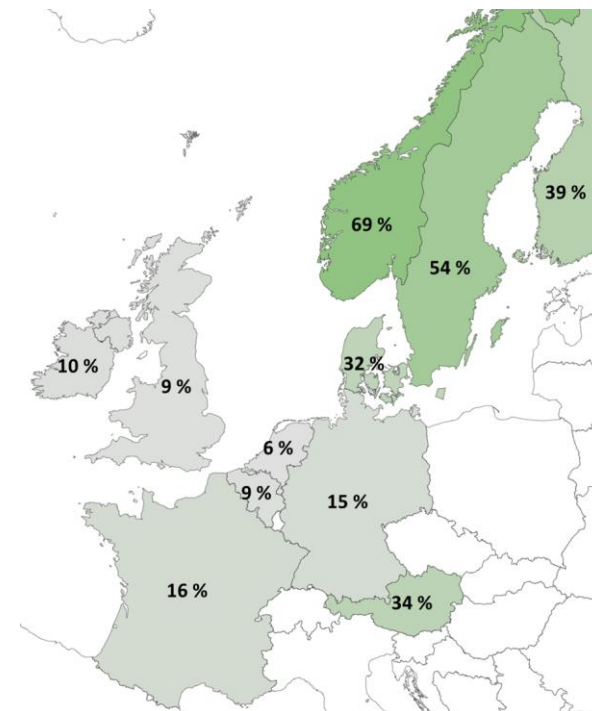
VE i Nordvesteuropa opdelt på kilder 2016



Note: Biomasse omfatter flydende og fast biomasse, biogas og affald.

Kilde: Eurostat

Nuværende samlet VE-andel 2016



Note: Modellande er som vist på kort.

Kilde: Eurostat

Elsektoren har den absolut højeste andel af VE

Elsektor er længst i grøn omstilling

Andelen af VE i elsektoren er højere, end når man ser på hvor stor en andel, VE udgør af det samlede energiforbrug i Nordvesteuropa.

Mens VE-andelen i det samlede endelige energiforbrug i Nordvesteuropa i 2016 udgjorde 18 %, var elsektorens VE-andel på hele 30 %. Begge tal er en fordobling af niveauerne i 2004.

For Danmark lå tallene betydeligt højere på hhv. 32 % og 54 %.

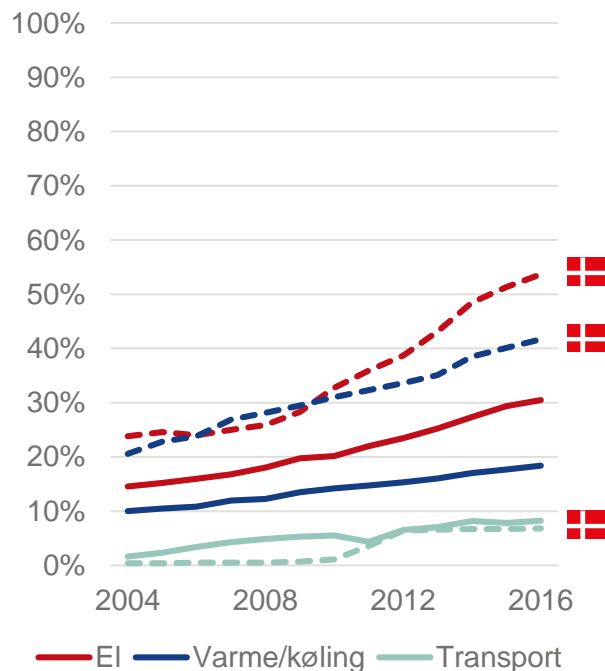
VE udgør minimal andel i transportsektoren

Ser man på VE-andelen opdelt på sektorer, ses det, at VE udgør mest i elsektoren, dernæst opvarmning/køling. Til sidst ses transport, hvor VE udgør den mindste andel.

I Nordvesteuropa udgjorde VE i 2016 ca. 30 % i el, 18 % i varme/køling og 8 % i transport.

Der er stor forskel på de enkelte landes VE-andel. Særligt i elsystemet, hvor fx Norge pga. den store vandkraftressource producerer mere VE-el, end landet selv kan forbruge. Lande som Holland med stor fossil elproduktion og Frankrig med stor kernekraftproduktion ligger med de laveste VE-andele i elsektoren.

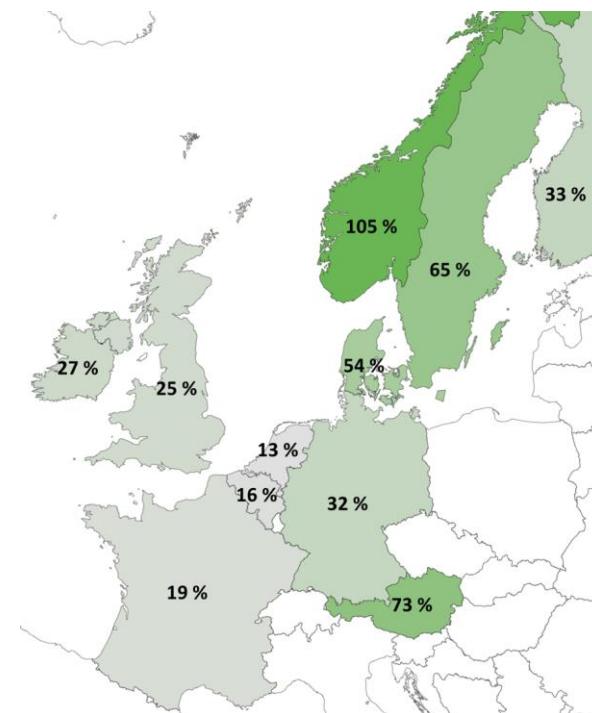
VE-andele i Nordvesteuropa og Danmark (stiplet) 2004-2016



Note: Heloptrukne streger for Nordvesteuropa. Samlet VE-andel ligger tæt på andelen i varme/køl.

Kilde: Eurostat

Nuværende VE-andel i elsystemet 2016



Note: VE-elproduktions andel af elforbruget.

Kilde: Eurostat

Biomasse har spillet stor rolle ift. kulfortrængning i Danmark

En effektiv overgangsløsning

I Nordvesteuropa er anvendelsen af fast biomasse (mestendels træ) til energi steget de sidste par årtier. På trods af, at sol og vind buldrer frem, er fast biomasse stadig den mest anvendte form for vedvarende energi – med stor margin. Langt hovedparten af biomassen anvendes til opvarmning.

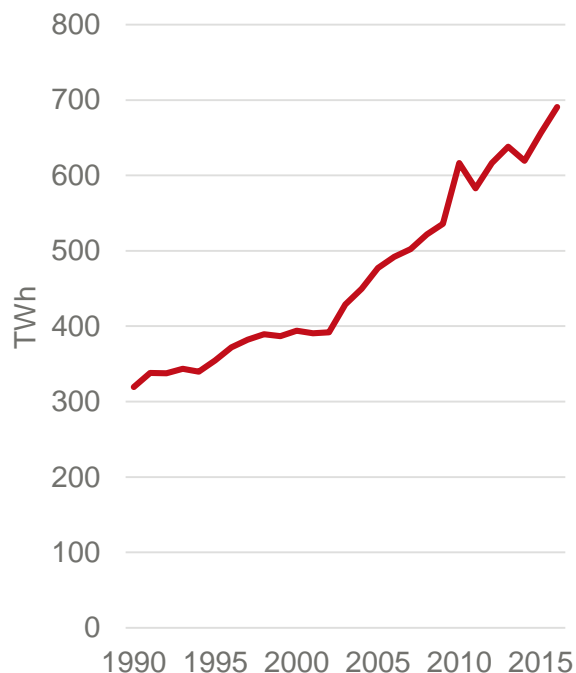
Nordvesteuropa har fordoblet anvendelsen af biomasse til energi siden 1990. I samme periode er elproduktionen fra fast biomasse syvdoblet.

I Danmark har biomassekonverteringer af kraftvarmeverkerne ført til reduktion af kulfyring.

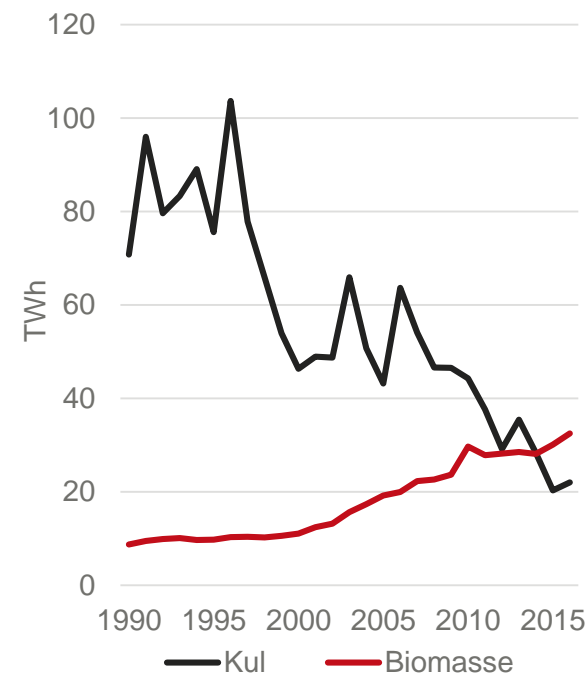
Dette Outlook omhandler primært vindkraft og solceller, men det bør noteres, at biomasse har spillet en væsentlig rolle i at udfase kul af dansk kraftvarmeproduktion og bidraget til den høje danske VE-andel i el og varme.

Inden for VE-elproduktion er det vandkraft og vind, der dominerer, men biomasse udgør ca. 10 pct.. En række lande (fx England og Danmark) har valgt at omstille termiske værker til at fyre med fast biomasse. Dette vil øge produktionen de kommende år.

Samlet forbrug af fast biomasse i Nordvesteuropa



Samlet forbrug af biomasse og kul til el i Danmark



Kilde: Eurostat

4.2 Omkostninger for VE-teknologier

Udbygning har drevet prisfald på VE

Vi kan ikke kun forske os til de rigtige løsninger

Kritikere af den historiske støtte til vindkraft har ofte fremhævet, at man burde have brugt pengene på forskning i stedet for at støtte opstillingen af vindmøller.

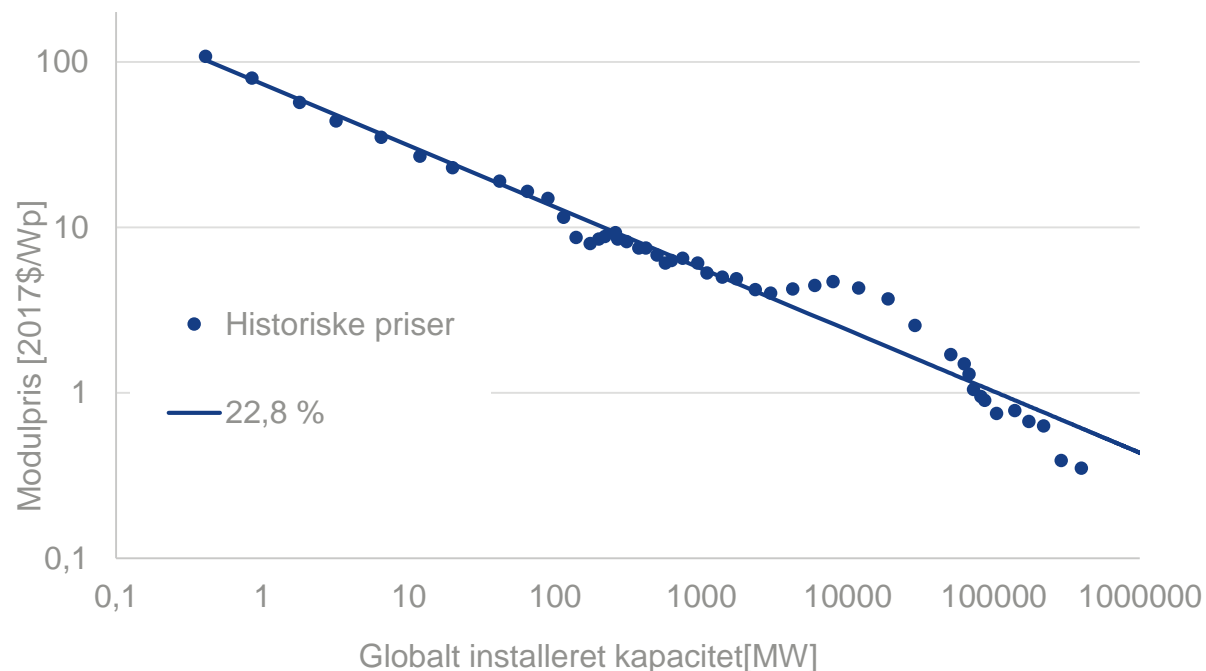
Argumentet gentages fortsat på trods af, at al evidens peger på, at det, der for alvor giver omkostningsreduktioner, er at få volumen i produktionen, da det fører til innovation og industrialisering.

Det giver igen prisfald, som resulterer i, at man kan få et endnu større volumen for sin støtte, hvilket fører til en acceleration af udbygningen, der igen driver yderligere innovation og prisfald.

Takket være årtiers statsstøtte er vedvarende energi nu ved at være der, hvor det kan stå på egne ben og konkurrere mod de fossile alternativer. Særligt, hvis sidstnævnte skal dække de omkostninger, som deres udledninger påfører samfundet.

Sammenhængen mellem udbygningsmængde og pris er tydelig. Historisk er prisen på solcellemoduler gennemsnitligt faldet med 22,8 % hver gang, den globale installerede kapacitet er fordoblet.

Teknologipriser falder i takt med udbygning Læringskurve for solcellemoduler



Note: Lige streger i dobbeltlogaritmisk plot viser, at prisen afhænger af mængden som en potensfunktion.

Kilde: ITRPV

Dansk udbud af landvind og sol med rekordlave tilskud

Teknologineutralt udbud varsler nye tider

Danmark gennemførte i 2018 et teknologineutralt udbud, hvor vindmøller og solceller konkurrerede om hvem, der kunne nøjes med det mindste tillæg til indtjeningen på elmarkedet.

Der var samlet afsat ca. 15,5 mio. kr. pr. år i løbende priser til støtte i den første udbudsrunde. De meget lave budpriser på 2,28 øre/kWh i gennemsnit resulterede i 165 MW landvindmølleprojekter og 104 MW_{AC} solcelleprojekter. Dette svarer til en årsproduktion på ca. 680 GWh, hvilket svarer til 2 % af Danmarks elproduktion.

Det første udbud havde afsat 254 mio. kr. Den næste udbudsrunde har 588 mio. kr., og hertil kommer Energiaftalen fra 2018 med samlet 4,2 mia. kr. til udbud i perioden 2020-2024. Såfremt støtten i disse bud også lander på 2,28 øre/kWh, kan der realiseres projekter med en årsproduktion på yderligere ca. 13 TWh svarende til ca. 40 % af Danmarks nuværende elforbrug.

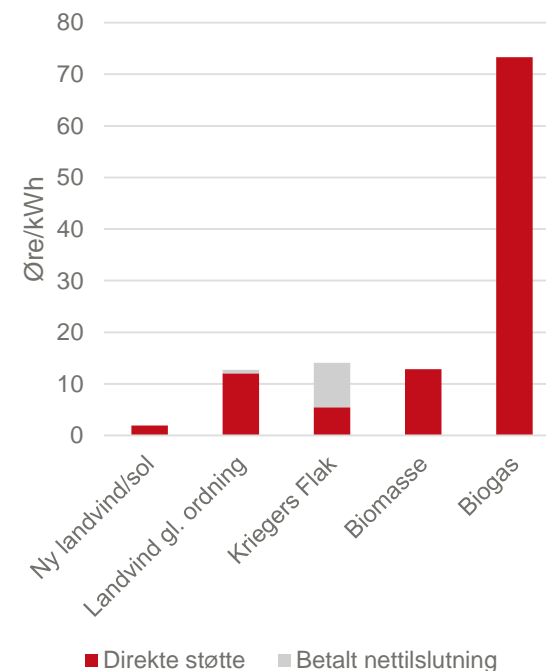
Samtidig afslører det nye udbud, at sol og landvind er ligeværdige konkurrenter, og at der er plads til begge dele i fremtidens energisystem.

Stor forskel på støtte mellem teknologier

En sammenligning af støttesatser viser, at ny landvind har den klart laveste støttesats. Havvind (inkl. ilandføring) og fast biomasse kræver et tilskud, der er fem gange lavere end det, der forventes at blive givet til elproduktion på eksisterende biogasanlæg frem mod støtteordningens udløb i 2032.

Støttebetalingen til ny havvind forventes at falde yderligere ved de kommende udbudsrunder, der er vedtaget som del af energiforliget.

Gennemsnitlig støtte til elproduktion over 20 år



Note: Faste 2019-priser.

Kilde: Dansk Energi pba. tal fra Energistyrelsen.

Stor skala driver prisfald

Stort er billigst

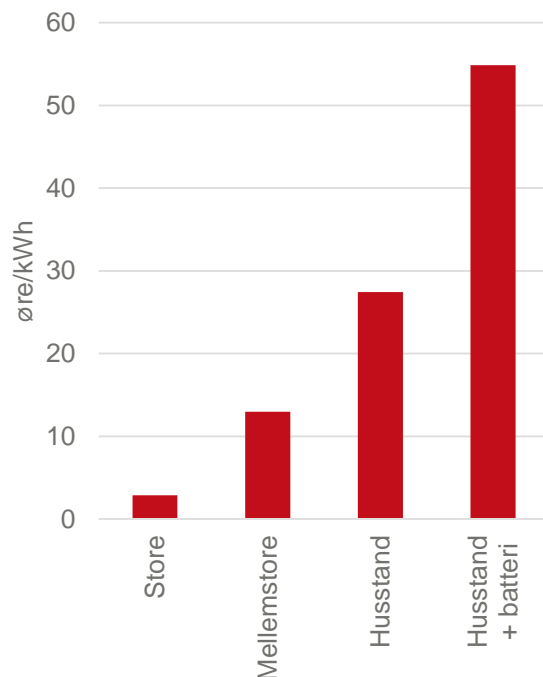
Solcelleudbuddet i 2018 for små anlæg clearede en betydeligt højere pris på 12,97 øre/kWh, der i historisk sammenhæng er meget lavt, men ift. markplacerede anlæg er relativt højt.

Den indirekte støtte til husstands anlæg er dog endnu højere. Ejere af solcelleanlæg kan spare elafgiften på 92,4 øre/kWh for den del af forbruget, der er sammenfaldende med produktionen.

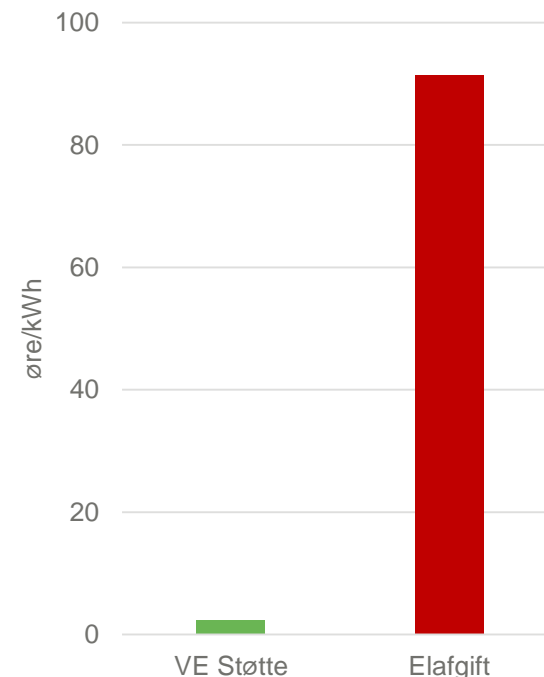
For et anlæg uden batteri er det måske 30 % af produktionen, hvilket giver en indirekte støtte på 27 øre/kWh, mens et anlæg med batteri, og dermed et højere egetforbrug på fx 60 %, får et indirekte tilskud på 54 øre/kWh. Med andre ord modtager små solcelleanlæg med batteri omtrent 20 gange så meget støtte som store markplacerede anlæg.

Elafgiften overstiger langt støttebehovet til nye store VE-anlæg, hvilket peger på, at elafgiften er en forvridende fiskal afgift, hvis signal til forbrugerne om at undlade at bruge strøm ikke kan begrundes miljømæssigt.

Støtte til solcelleanlæg



Støtte til storskala VE el og elafgift



Note: Støtten til husstands anlæg er indirekte gennem afgiftsfritagelse for egenproduktion.

(Tæt på) støttefri vindkraft i Norden

Truende priskollaps på VE-certifikatmarked

Prisen på norsk/svenske VE-certifikater har været støt faldende over de seneste fem år. Dette er sket parallelt med, at spotprisen er faldet, hvilket vidner om store omkostningsreduktioner for vindkraft, da der fortsat etableres nye projekter på trods af en tiltagende lavere forventning til fremtidig indtjening.

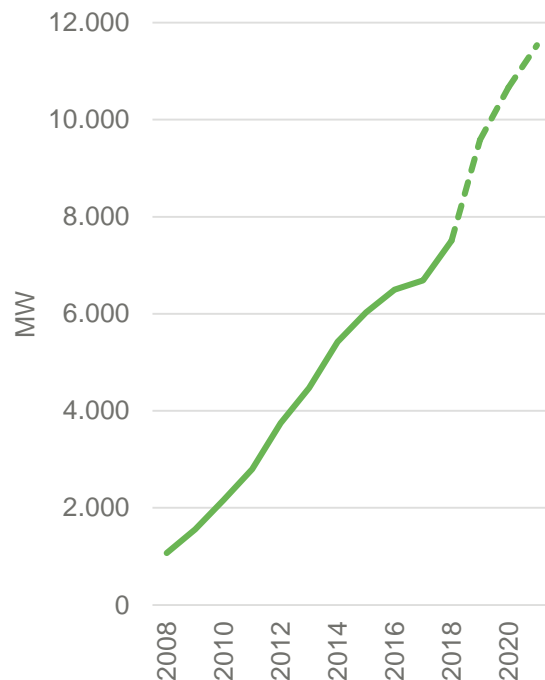
Med det seneste års kraftige stigning i omkostninger til elproduktion på kul er det forventeligt, at nordisk landvind nu selv uden støtte er konkurrencedygtigt med eksisterende kulkraftværker.

Det forventes, at der etableres godt 2.000 MW landvind i Sverige i 2019.

Idet Sverige stort set er fossilfrit, vil udbygningen fremover blive begrænset af forbruget i Norden og eksportmulighederne i form af transmission til nabomarkeder med fossile brændsler (fx Tyskland).

Den forventede pris på certifikater fra 2021 og frem er nu omkring 1 øre/kWh. Der bygges dog stadig projekter i højt tempo.

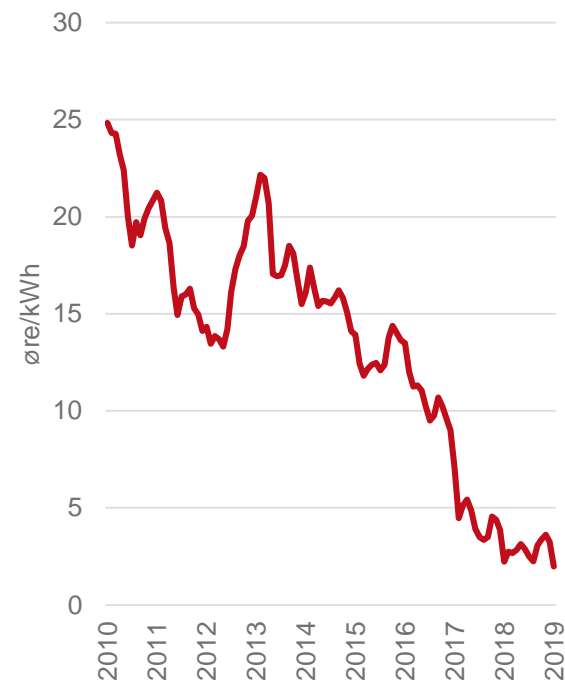
Udbygning med svensk landvind



Note: Stiplet linje er prognose.

Kilde: Svensk Vindenergi

Norsk/svensk VE-certifikatpris (forwards +3 år)



Note: Danske øre/kWh.

Kilde: SysPower

Omkostningerne til VE-elproduktion varierer på tværs af Europa

Vind i nord, sol i syd

Ud over forskelle i elpriser spiller forskelle i vejr, politik og elsystemer også en stor rolle for VE-anlæggenes økonomi. Der er generelt flere solskinstimer jo længere sydpå, man kommer, mens området omkring Nordsøen har de kraftigste vindforhold.

Hertil kommer omkostninger relateret til landleje og nabokompensationer, der kan variere kraftigt afhængigt af befolkningstætheden og den generelle accept af VE-anlæg i befolkningen samt skatte-, finansierings- og planlægningsforhold.

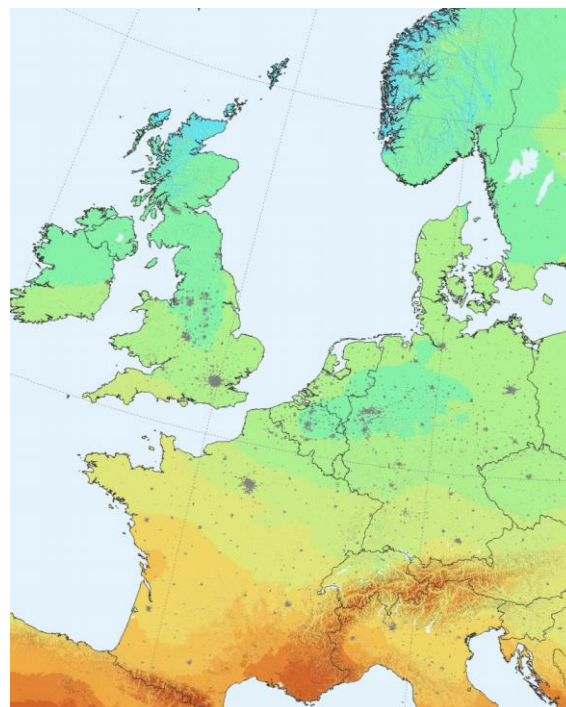
Alle disse faktorer påvirker økonomien og gør, at VE ikke vil komme på markedsvilkår samtidigt i alle lande, selv hvis afregningen var ens.

Figurene til højre viser sol- og vindressourcen i Nordvesteuropa. Mens solen skinner mest i syd, er vindforholdene kraftigst i nord og tæt ved kysterne.

Danmark har en komparativ fordel i forhold til vores sydlige naboer ved at have en stor del af Nordsøen og bedre vindforhold på land.

Ift. sol har Frankrig det største potentiale med højere og mere jævn produktion hen over året.

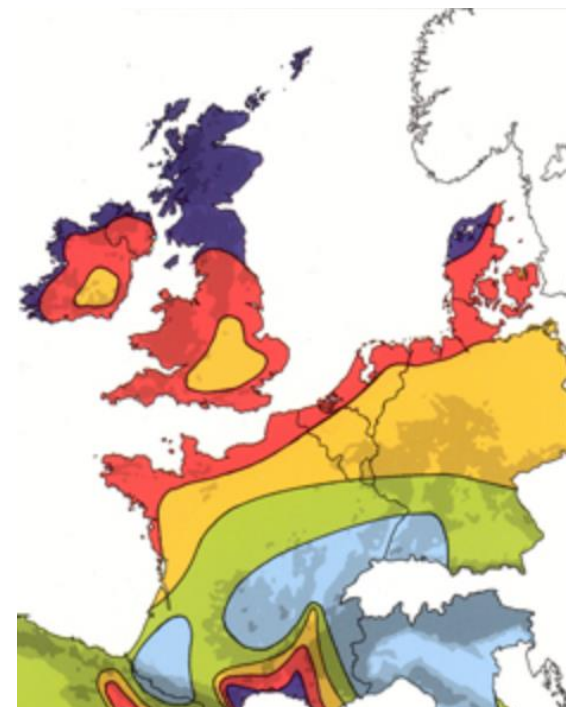
Solressourcekort for Europa



Note: Orange er områder med mest sol.

Kilde: JRC

Vindressourcekort for Europa



Note: Lilla er områder med kraftigst vind.

Kilde: Risø DTU

4.3 Udvikling i markedsafregning for VE

Markedsværdi af VE-elproduktion varierer på tværs af Europa

Store prisspænd mellem øst og vest

Afregningen for vindmøller og solceller følger i store træk elprisen. Figuren til højre viser gennemsnitlige elpriser i landene i 2018.

Generelt er prissætningen i Norden og Tyskland domineret af omkostninger til elproduktion på kul, mens prisdannelsen i UK i højere grad dikteres af det dyrere gas.

Variationerne i priserne hen over året afhænger af, hvordan systemerne ser ud. I Frankrig ses fx betydeligt højere priser i vinterhalvåret end i sommerhalvåret, da Frankrigs kernekraftværker godt kan dække en stor del af sommerbehovet, men ikke kan dække vinterbehovet, hvorfor der i højere grad er brug for at supplere med fossile brændsler. Dette påvirker også økonomien i vindkraft og solceller.

I Norge og Sverige bidrager vandkraften til at udglatte elprisvariationerne, hvilket giver bedre afregning til vindkraften, der ikke i samme grad kannibalerer sit eget marked. Ligeledes er elpriserne også her generelt højere om vinteren, da forbruget er højest, når det er koldt og mørkt,

og da tilstrømningen af vand til magasinerne falder væsentligt i vinterhalvåret.

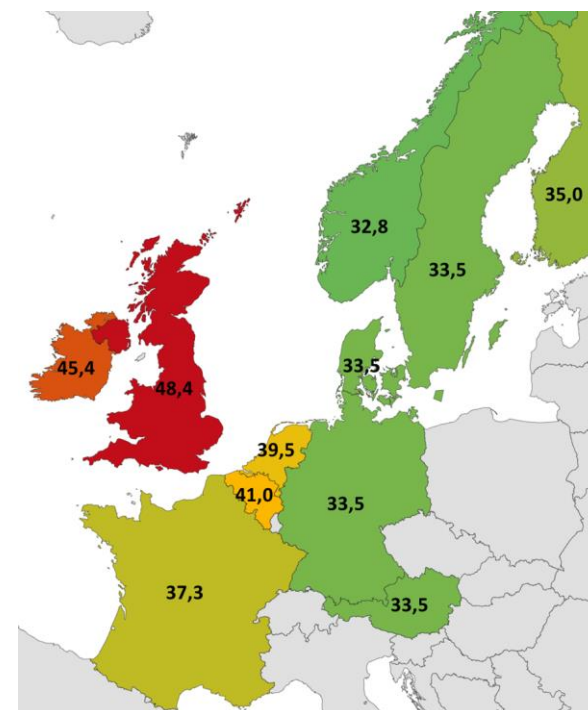
Europas lande er forbundet med transmissionsledninger, der muliggør udveksling af el over landegrænser. Økonomien i vind og sol i et lille og velforbundet land som Danmark påvirkes derfor i høj grad også af udbygningen i vores nabolande.

Norden er typisk det område i Europa, der har de laveste elpriser, og de danske elpriser følger de nordiske tæt som konsekvens af, at Danmark er stærkt forbundet med kabelforbindelser til Norge og Sverige.

Danmark er også stærkt forbundet til Tyskland, der dog også har relativt lave elpriser. Således er det primært den tyske vindkraftudbygning, der har bidraget til at presse prisen for danske vindmøller. Der er i dag opført ca. 60 GW vindkraft i Tyskland mod godt 6 GW i Danmark.

Med elkablerne Cobra og Viking Link, der etableres mellem Danmark og hhv. Holland og England, kan elproduktionen eksporteres til et marked, hvor den har en højere værdi.

Elpriser i Nordvesteuropa 2018 (øre/kWh)



Kilde: Agora/Sandbag

Kvotepriisen er afgørende for elprisen og VE-afregningen

Højeste elpriser i ti år

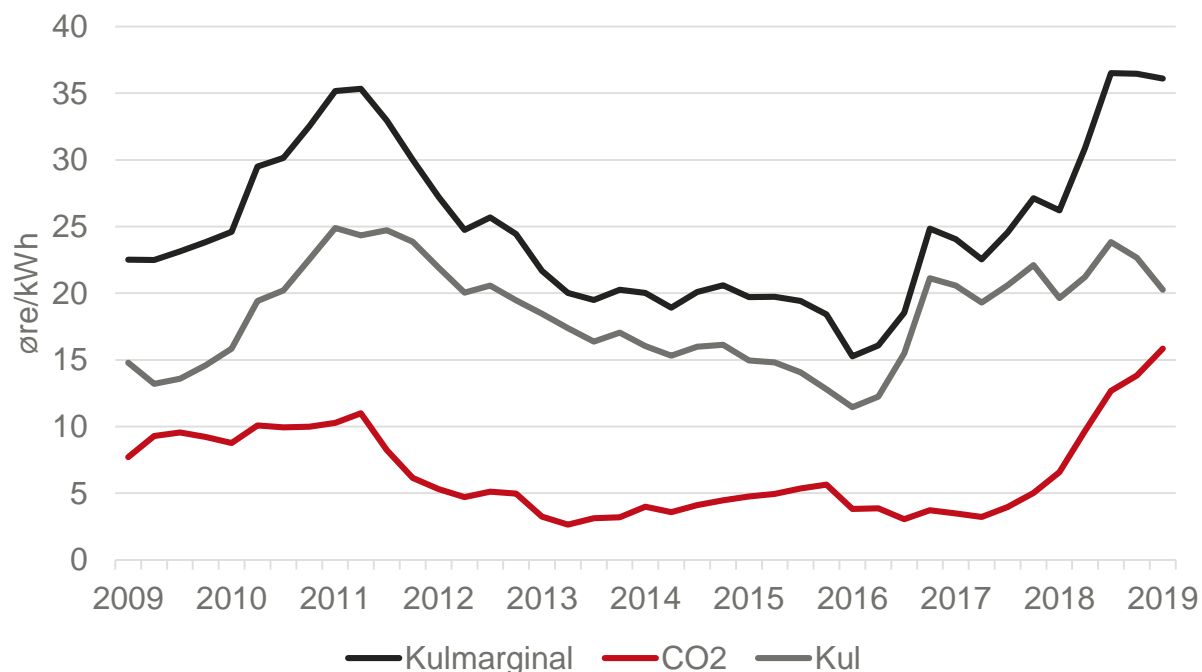
Som beskrevet i Dansk Energis [Elpris Outlook](#), er det marginalomkostningerne til kulkraft (den såkaldte kulmarginal), der afgør elprisen i Norden og Tyskland i størstedelen af årets timer. Af samme årsag afgør omkostningerne til kulkraft i høj grad også, hvad vind og sol tjener på elmarkedet.

Kulmarginalen blev mere end halveret fra 2011 til 2016, men er i løbet af de sidste år kommet tilbage på ca. 35 øre/kWh, først drevet af stigende kulpriser i 2016 siden af stigende kvotepriiser i 2018.

Kulprisen bidrager pt. ca. 20 øre/kWh til elprisen, mens kvotepriisen bidrager ca. 15 øre/kWh.

Mens kulprisen sættes på verdensmarkedet og i høj grad dikteres af Kinas beslutninger, afgøres kvotepriisen af hvilke reformer, der kan opnås enighed om i EU. Oprettelsen af den såkaldte markedsstabiliseringsreserve har genoprettet en vis tillid til, at kvotemarkedet igen vil fungere, hvilket har fået prisen på kvoter til at stige.

Kulmarginal opdelt i kul og CO₂-bidrag



Note: Kvartalsværdier.

Kilde: SysPower

Vindmøller og solceller presser deres egen afregning

Både vind og sol oplever pres på afregning

Ud over generelt lave elpriser pga. lave kul- og CO₂-priser har sol og vind den udfordring, at de kannibalerer deres eget marked. Når det blæser meget, bydes meget vindkraft ind i markedet, og det store udbud får prisen til at falde. Det tilsvarende gælder for el fra solceller, hvor afregningen falder på solrige dage.

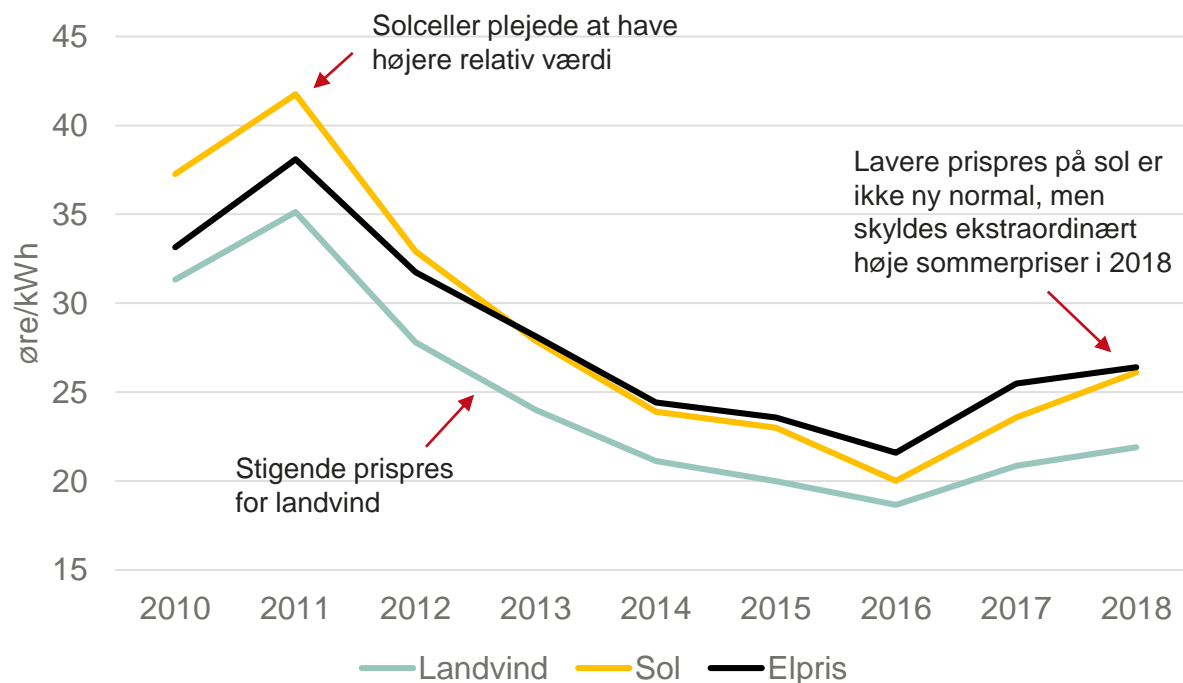
Dermed spiser vind og sol af deres afregning. Jo mere vind og sol, der er i systemet, jo mere udtalt er denne effekt.

Eksemplet fra Tyskland (figur) viser, at afregningen til solceller tidligere lå over gennemsnitselprisen. Den er dog faldet støt i takt med udbredelsen af mere sol i det europæiske elsystem.

For vindkraften har afregningen ligget rimeligt stabilt på 85 % af den gennemsnitlige elpris de seneste fem år.

Ligeledes bidrager solens prispress i sommerhalvåret til at øge den relative værdi af vind, der producerer mest om vinteren.

Afregning for vind og sol i forhold til generel elpris (Tyskland)



Kilde: SysPower.

Afregning til vindkraft i timer med kraftig vind er lav

Kraftig blæst er skidt for afregningen

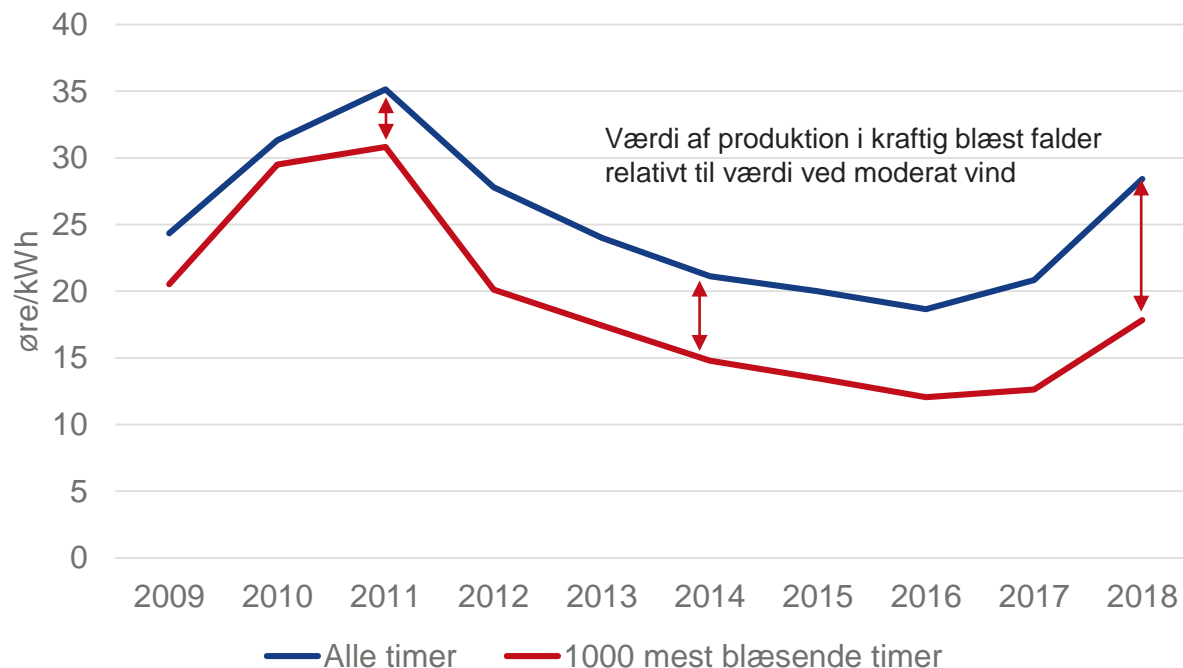
Hvis der ses nærmere på indtjeningen for vindmøller, fremgår det, at årsagen til, at afregningen ligger lavere end den gennemsnitlige elpris, primært skal findes i timerne med kraftig blæst.

Fra omkring 2012 blev spændet mellem afregningen for al vindkraft og produktionen i de mest blæsende timer kraftigt udvidet. Mens elprisen er steget siden 2016, er afregningen i de mest blæsende timer kun steget svagt. Denne produktion afregnes til 18 øre/kWh, hvilket er omtrent halvdelen af middel-elprisen i 2018.

I takt med større mængder vind kan det forventes, at afregningen i de mest blæsende timer kommer yderligere under pres.

Hvor stor en del af hver vindmølles produktion, der ligger i disse timer, afhænger af vindmølle-typen og særligt størrelsen på generatoren ift. rotorarealet. En mølle med en stor generator i forhold til rotoren vil have en relativt større andel af sin produktion i timer med kraftig vind.

Vindafregning i Tyskland



Kilde: SysPower

Store andele solceller giver lav afregning

Store dyk i afregning i californiske solceller

Californiens elforsyning har set en eksplosiv udbygning af solceller siden 2012. Solceller dækker nu omtrent en sjettedel af forbruget.

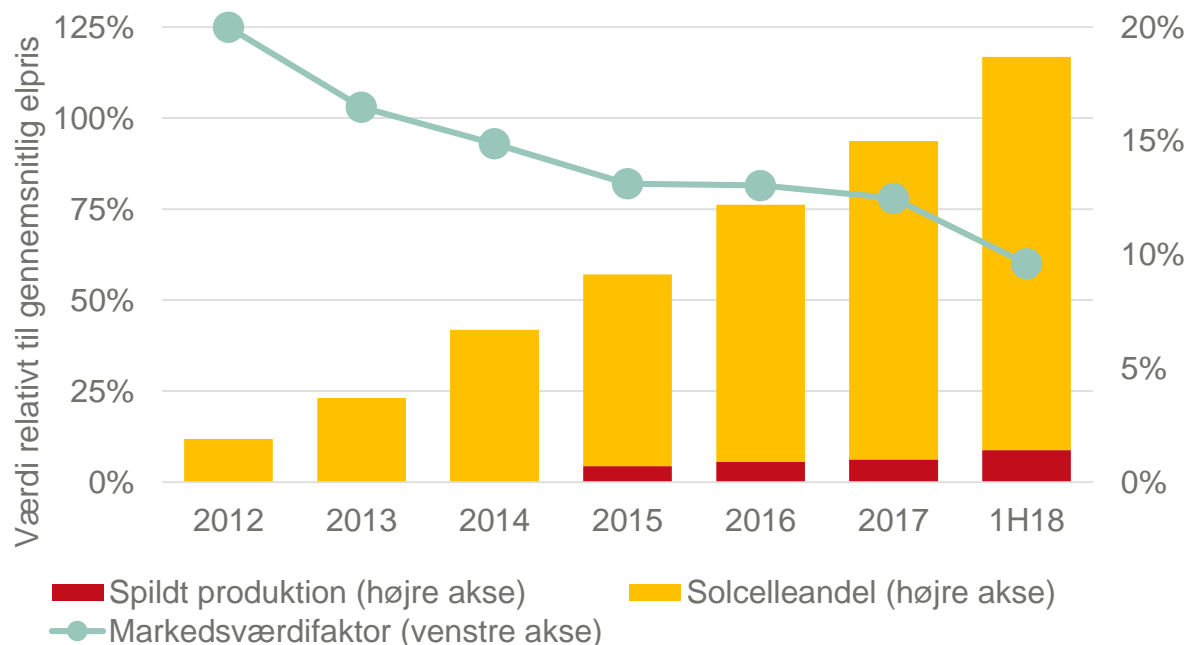
Den store udbygning er dog kommet med et voldsomt fald i afregningen og en moderat stigning i spild af overskudsproduktion. Mens solcellestrøm tidligere blev afregnet til 125 % af den gennemsnitlige elpris, er værdien nu faldet til 60 %. Mere end en halvering af den relative værdi.

Forskellige faktorer kan påvirke de eksakte værdier, men konklusionen er tydelig: Ved meget store solcelleudbygninger aftager værdien af yderligere udbygning betydeligt.

Dette behøver dog ikke nødvendigvis føre til et stop for solcelleudbygningen. Parallelt med faldet i værdi er solcellerne nemlig faldet massivt i pris, og nye anlæg kan derfor leve med at afregne betydeligt lavere end den gennemsnitlige elpris.

Casen illustrerer dog tydeligt, at man ikke kan dække en meget stor andel af energiforsyningen med solceller, uden at værdien af deres produktion vil falde markant.

Relativ markedsværdi og andel af produktion for californiske solceller



Kilde: LBL

Ny dynamik i kvotemarkedet øger klimaeffekten af VE-udbygning

VE udbygning giver reelle CO₂ reduktioner

Ved indgangen til 2019 træder EU's kvotesystems markedsstabiliseringsreserve (MSR) i kraft. MSR'en virker ved at opsuge en del af overskuddet af kvoter i det europæiske kvotemarked. Kvoterne kan på et senere tidspunkt vende tilbage til markedet, men hvis der er tilstrækkeligt mange kvoter i MSR'en bliver de annulleret – og det ser der ud til at være indtil mindst 2030 (jf. EU's 2050 strategi).

Indførslen af MSR har fået kvoteprisen til at stige væsentligt fra ca. 5 €/ton i sommeren 2017 til knap 25 €/ton i januar 2019.

Kvotemarkedet har et statisk loft (dog med mulighed for at ændre loftet politisk), hvilket har ført til vandsengseffekt, hvor reduktioner et sted gav plads til merudledninger et andet sted. Med introduktionen af MSR'en er der nu de facto et dynamisk loft, der løbende tilpasser sig de faktiske udledninger.

Såfremt efterspørgslen på kvoter falder vil kvoteoverskuddet blive større og en stor del af dette overskud vil blive opsuget og siden hen annulleret i MSR'en.

Med andre ord vil en national indsats for at reducere kul- og gasforbrug i kvotesektoren og øge VE elproduktionen have en positiv effekt på klimaet.

En højere kvotepris vil dog stadig være at foretrække ift. at drive den mest effektive omstilling.

Det forventes at der vil ske yderligere reformer af EU's kvotesystem. Fx har flere lande presset på for et højere reduktionsmål i 2030, så EU's mål kommer i overensstemmelse med Paris-aftalen. Fx har Holland foreslået at øge EU's reduktionsmål fra 40 % til 55 % i 2030 og flere lande herunder Danmark, Frankrig, UK og Italien har skrevet under på en erklæring om at styrke prissætningen af CO₂ i EU.

At de faktiske udledninger påvirker forhandlingerne om nye mål er et yderligere argument for additionaliteten ved nationale tiltag.

Den nye dynamik i CO₂-kvotemarkedet



5. Scenarier for VE-udbygning i Nordvesteuropa

A satellite night view of Northern and Western Europe, showing city lights and red boundary lines. The text is overlaid on the top left of the image.

Massiv elektrificering og dekarbonisering af el kan indfri Paris-aftalen

Behov for temposkift i grøn omstilling

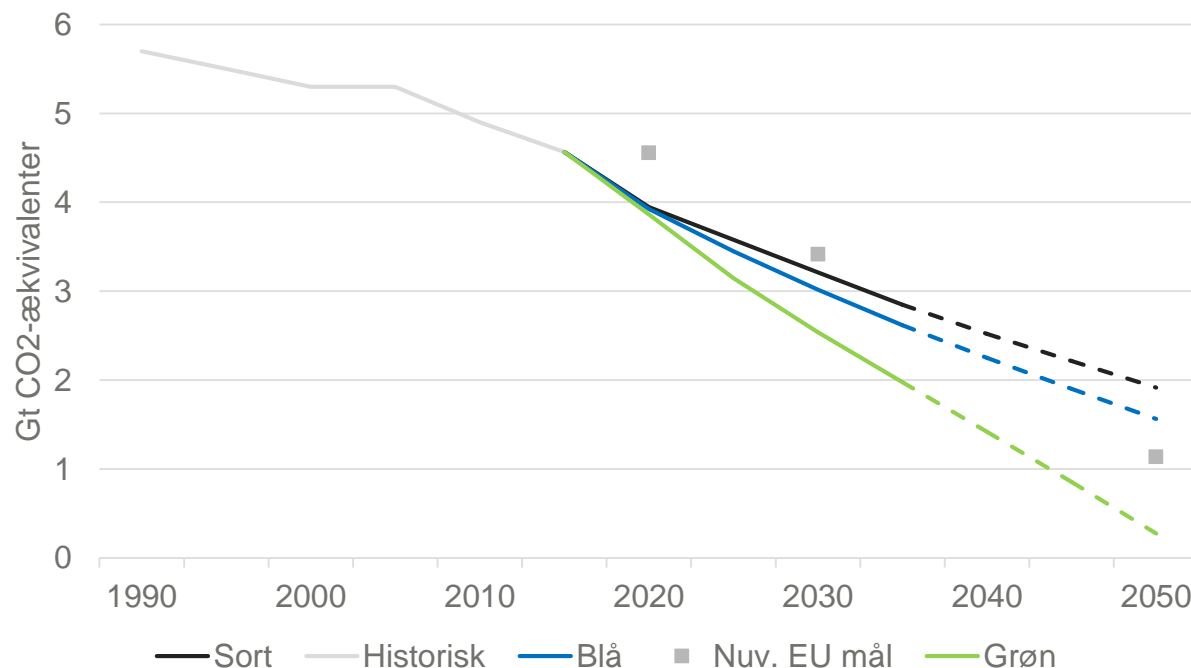
Vi har i dette års VE Outlook med tre scenarier tegnet et meget stort udfaldsrum for den fremtidige VE-udbygning. Den gode nyhed er, at vi vil kunne indfri Paris-aftalen, men det kræver en massiv elektrificering og udbygning med vindkraft og solceller.

For at gøre det overvejende sandsynligt at holde temperaturstigningen under 1,5 C er det nødvendigt at nedbringe udledningen af drivhusgasser svarende til en lineær reduktionssti frem mod netto-nul i 2050 (IPCC, 2018). Det forudsætter en halvering af de nuværende udledninger frem mod 2035 og en væsentlig skærpelse af EU's nuværende klimamål.

Af de tre undersøgte scenarier sender kun det grønne scenarie os på en kurs, der kan indfri 1,5 C-målet. Dette scenarie indebærer en massiv elektrificering og udbygning af VE.

En fortsættelse af den nuværende udvikling (blå) giver ikke tilstrækkelige reduktioner, men selv i et scenarie, hvor VE ikke støttes politisk (sort), vil markedet drive en betydelig omstilling væk fra fossile brændsler.

Drivhusgasudledninger i EU



Note: Udledningsstier er ekstrapoleret fra 2035. Øvrige drivhusgasemissioner (ikke-CO₂) er antaget at falde lineært mod nul i 2050.

Kilde: Eurelectric og egne beregninger

Massiv elektrificering og dekarbonisering af el kan indfri Paris-aftalen

Lavesthængende frugter i elsektoren

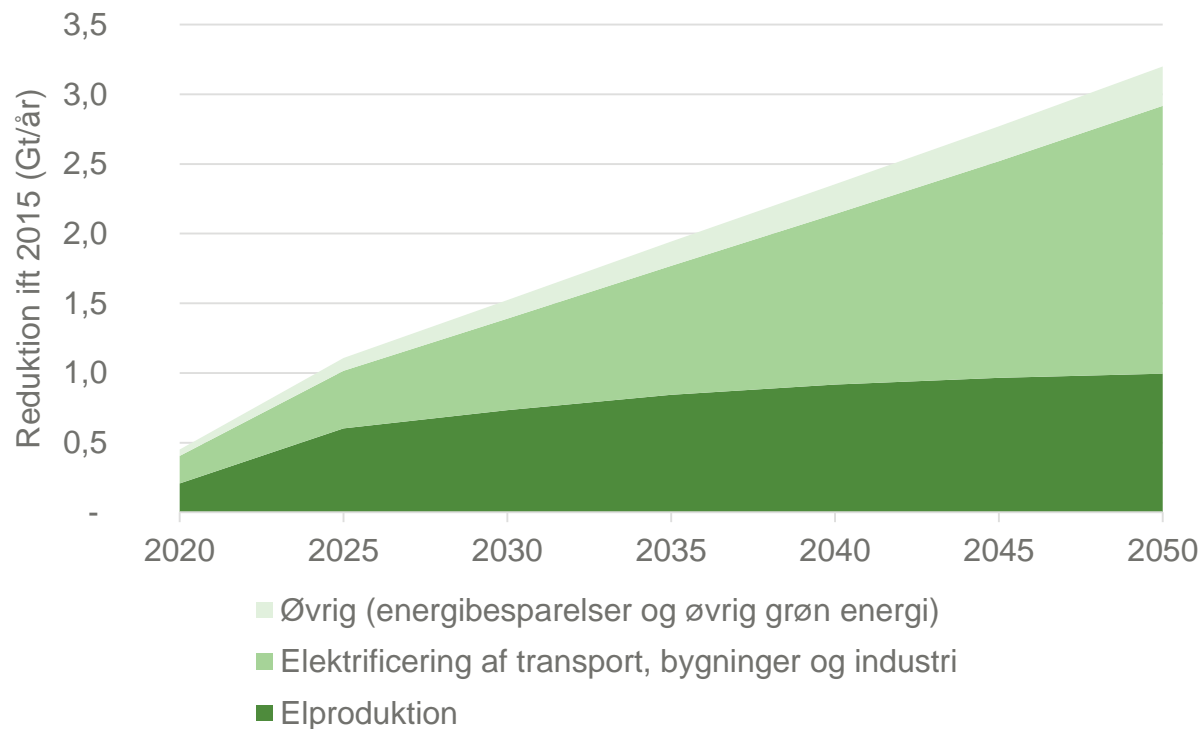
Elsektoren har et stort potentiale for at nedbringe sine egne udledninger på den korte bane ved at udfase kul og erstatte gas med vedvarende energi. Hertil kommer det endnu større potentiale for at nedbringe udledningerne i andre sektorer (transport, industri og opvarmning) gennem elektrificering. Denne omstilling er først ved at tage fart nu og har et begrænset bidrag på den korte bane. Ikke desto mindre er det centralt også at omstille disse sektorer, hvis klimamålene skal indfries.

Figuren viser de forskellige sektors bidrag til nedbringelse af CO₂-udledningerne relativt til 2015. Den er opdelt på elsektoren, øvrige sektorer (via elektrificering) og øvrige grønne tiltag (fx effektivisering).

Elsektoren kommer hurtigst fra start og har derfor et stort bidrag over hele perioden. De samlede reduktioner mod 2050 svarer til arealerne i figuren.

Først efter 2030 overtager elektrificering som største bidragsyder til CO₂-reduktioner, men yder indtil da et ikke uvæsentligt bidrag. Det er derfor vigtigt at accelerere denne udvikling.

Bidrag til reduktion af CO₂-udledninger ift. 2015
Grønt scenarie



Kilde: Eurelectric og egne beregninger

5.1 Scenarier og antagelser

Hovedscenarierne i VE Outlook 2019

Fra worst til best case for VE

For at undersøge det meget store udfaldsrum, der eksisterer for den fremtidige VE-udbygning, har vi analyseret tre hovedscenarier.

Det sorte scenarie har de værste forudsætninger for VE-udbygning med en lav CO₂-pris, ingen støtte til VE-udbygning fra 2025, et elforbrug, der ikke stiger, og ingen lagring eller ekstra transmission ud over, hvad der er i pipelinen.

I det blå scenarie ses der på, hvad der sker, hvis verden fortsætter ad sin nuværende sti med moderat kvotepris og moderat elektrificering samt en politisk sikret minimumsudbygning. I dette scenarie gives også mulighed for investeringer i batterier og transmission ud over det planlagte.

Det grønne scenarie er optimistisk på alle parametre og en best case for VE.

Fælles for scenarierne er antagelser om brændselspriser fra WEO2018 New Policies scenarie og antagelser om VE-potentialer og maksimale udbygningstakter i de forskellige lande samt politisk udfasning af kul- og kernekraft

Resultaterne af disse scenarier præsenteres i kapitel 3.2.

Scenarier analyseret i VE Outlook 2019



	SORT	BLÅ	GRØN
Kvotepriis	Ingen	Moderat (ca. 30 €/ton i 2030)	Høj (dobbelt af blå - 60 €/ton i 2030)
Lagring	Umulig	Batterier	Batterier + langtidslagring
Transmission	Kun planlagte projekter	Planlagte + investeringer	Planlagte + investeringer
Elforbrug	Konstant	+0,56 % p.a. (EU REF2016)	+2,1 % p.a. (Eurelectric 3)
VE minimum	Intet minimum fra 2025 i udland Energiaftale i DK	Politisk sikret minimumsudbygning	Politisk sikret minimumsudbygning

Væsentlige centrale forudsætninger

En række antagelser er fælles for scenarierne

En vigtig forudsætning er brændselspriser, der i dette års Outlook tages fra IEAs WEO2018 New Policies scenarie (se appendix).

Samtidig er der antaget en minimumsudbygning for vindkraft (i Sort kun til 2025), som følger WindEuropes centrale scenarie. Fra 2025 er der mulighed for at udbygge på kommercielle vilkår ud over dette niveau.

For Danmark er antaget, at Energiaftalen implementeres med udbygning frem mod 2030.

Der er antaget maksimale årlige udbygningstakter for VE i udvalgte markeder (fx UK, hvor de planlægningsmæssige rammer holder udbygningen tilbage). Samtidig er der antaget loft over hvor meget landvind, der kan indpasses i de respektive lande. Hertil kommer, at havvindspotentialet fordeler sig i to grupper: Tæt på og langt fra kysten. Disse to grupper har forskellige priser.

Balmorelmodellen simulerer day-ahead-markedet og investeringer på baggrund af indtægter herfra. Der er antaget et rent energy-only-marked uden kapacitetsmarkeder. Det betyder, at der i timer, hvor produktionen ikke kan dække forbruget,

opstår ekstrempriser. Disse leverer en stor del af det økonomiske grundlag for pålidelig kapacitet som kraftværker og lagre i modellen, omend man kan stille spørgsmål ved hvordan, de kan indgå i en business case i virkeligheden.

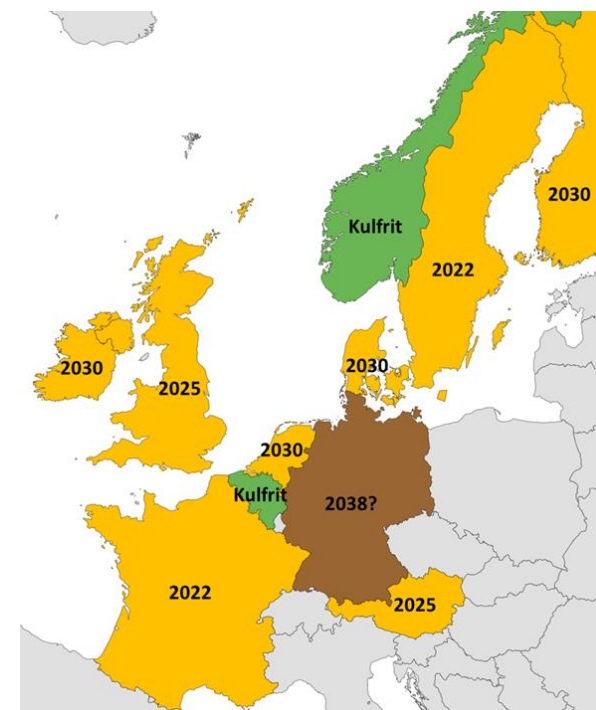
Der er antaget udfasning af kul og kernekraft, som følger de seneste politiske udmeldinger.

På figuren ses hvilke lande, der har planer for kuludfasning. De grønne lande har allerede i dag ingen kulkraftværker. De gule lande har planer for kuludfasning ved det angivne årstal. Endeligt er der Tyskland, der endnu ikke har vedtaget en slutdato for kulfyring (omend den tyske kulkommission har anbefalet 2038). I det øvrige Vesteuropa er det kun Spanien, der heller ikke har et mål for kuludfasning. Tyskland udfaser sine kernekraftværker frem mod 2022, mens Frankrig i 2018 udmeldte en langt mere konservativ plan for kernekraftudfasning end tidligere.

I dette Outlook har vi analyseret Nordvesteuropa (også omtalt som 'modelområdet'), hvilket vi definerer som de lande, der er farvet i figuren.

Alle økonomiske resultater i dette kapitel er i faste 2019-priser, og alle kapaciteter for solceller vises som Wpeak (paneleffekt).

Udfasningsplaner for kul



VE bliver billigere, fossilt bliver dyrere

Vind og sol bliver billigere end kul og gas

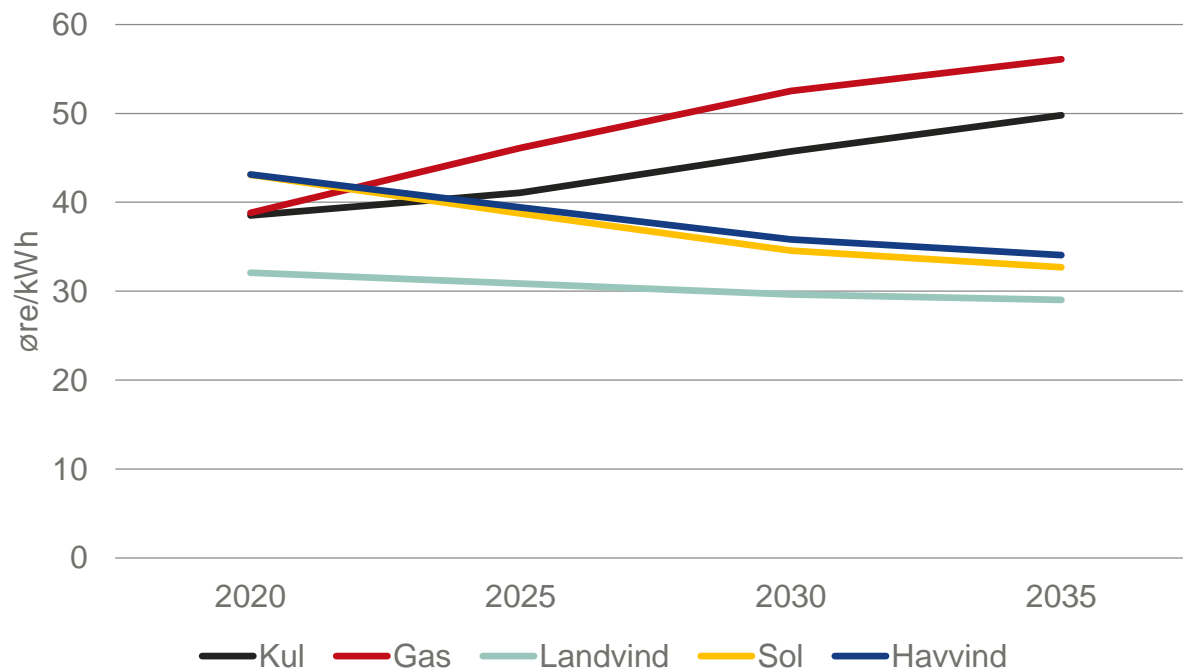
De seneste opdateringer af Energistyrelsens teknologikatalog afspejler markedsudviklingen, og at teknologiomkostningerne for vindkraft og solceller er faldet voldsomt. Forventningen er, at prisfaldene vil fortsætte. Landvind er fortsat billigst, men de øvrige teknologier haler ind, så de også kan levere el til meget lave priser, hvilket bl.a. blev illustreret ved det seneste teknologi-neutrale udbud, hvor solceller kunne konkurrere med landvind.

Allerede i dag er det markant dyrere at producere el på kulkraft, når omkostningen til at bygge kraftværket indregnes, men mere bemærkelsesværdigt er, at både solceller og havvind forventes at kunne konkurrere med *eksisterende* kulkraftværker omkring 2025 på omkostninger.

Med moderat stigende brændsels- og kvotepriser vil omkostningerne til kul- og gaskraft i løbet af næste årti overstige prisen på vind og sol.

I takt med kuludfasningen bliver det i højere grad den dyrere gas, som VE skal konkurrere imod, hvilket gør det uundgåeligt, at vind og sol vil blive udbygget betydeligt selv på rene markedsvilkår.

VE og fossilt bytter rolle som dyr og billig
Produktionsomkostninger baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog



Noter: Der er antaget en real WACC på 6 % og 25 års afskrivninger. Der er regnet med en landomkostning svarende til ca. 5 øre/kWh for landvind pba. Energinet. Havvind er inklusive ilandføringsomkostninger.

Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog, Energinet, IEA WEO 2018 New Policies.

Vanskeligt at forudsige teknologiomkostninger

Teknologiantagelser er helt centrale

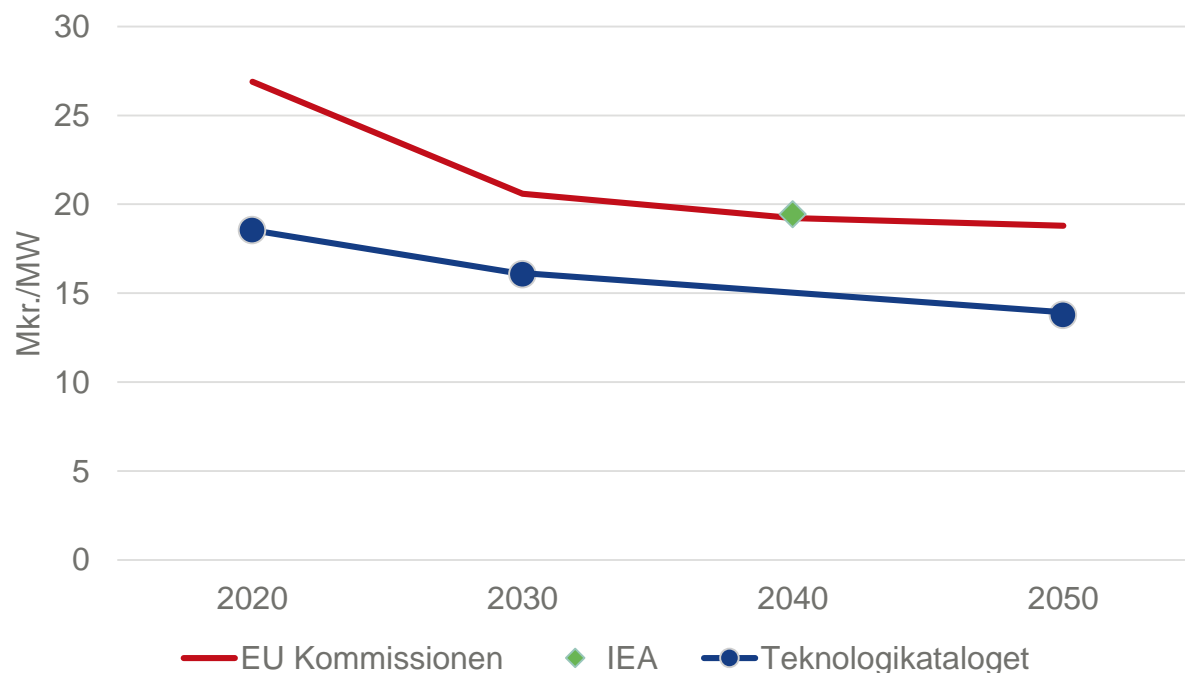
Scenarierne i Dansk Energis VE Outlook tager udgangspunkt i teknologiomkostninger i Energistyrelsens Teknologikatalog.

Energistyrelsens Teknologikatalog er en bedre og mere opdateret kilde til teknologiomkostninger end de fleste internationale aktører. IEA og EU-Kommissionen regner typisk på for høje omkostninger til VE, bl.a. fordi man undervurderer de store fremskridt inden for kapacitetsfaktorer.

Alligevel er også Teknologikataloget gang på gang blevet overhalet af virkeligheden. Således blev Teknologikataloget for vindkraft opdateret i maj 2017 for at indregne de seneste prisfald på havvind, selvom det foregående skøn kun havde to år på bagen.

Antagelserne er meget centrale for at få en korrekt vurdering af omkostningen ved at indføre ambitiøse klimamål. I øjeblikket vurderes havvind i EU-Kommissionens modeller at være omkring 35 €/MWh dyrere, end de reelt er. Det resulterer i en undervurdering af hvornår havvind kan konkurrere med gas. Med EU's nuværende forudsætninger skal kvoteprisen være 100 €/ton højere for at havvind prismæssigt matcher gas.

Kapitalomkostning havvind (inkl. ilandføring)



Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog, IEA, E3M

Potentialer for vindkraft vil i høj grad diktere udviklingen

Hvor meget er der plads til?

Som konsekvens af, at vedvarende energi er blevet den billigste kilde til elproduktion, ændrer spørgsmålet i analyser af energisystemet sig fra "Hvor meget VE vil politikerne betale for?" til "Hvor meget er der plads til? Og til hvilken pris?"

Datagrundlaget for at svare på disse spørgsmål er overraskende tyndt, og potentialevurderinger i forskellige studier når til vidt forskellige resultater. Særlig ift. landvind er det vanskeligt at udtale sig om potentialet, da folkelig accept er svært at modellere.

Til analysen er antaget et landvindspotentiale i hvert land og maksimale årlige udbygningstakter.

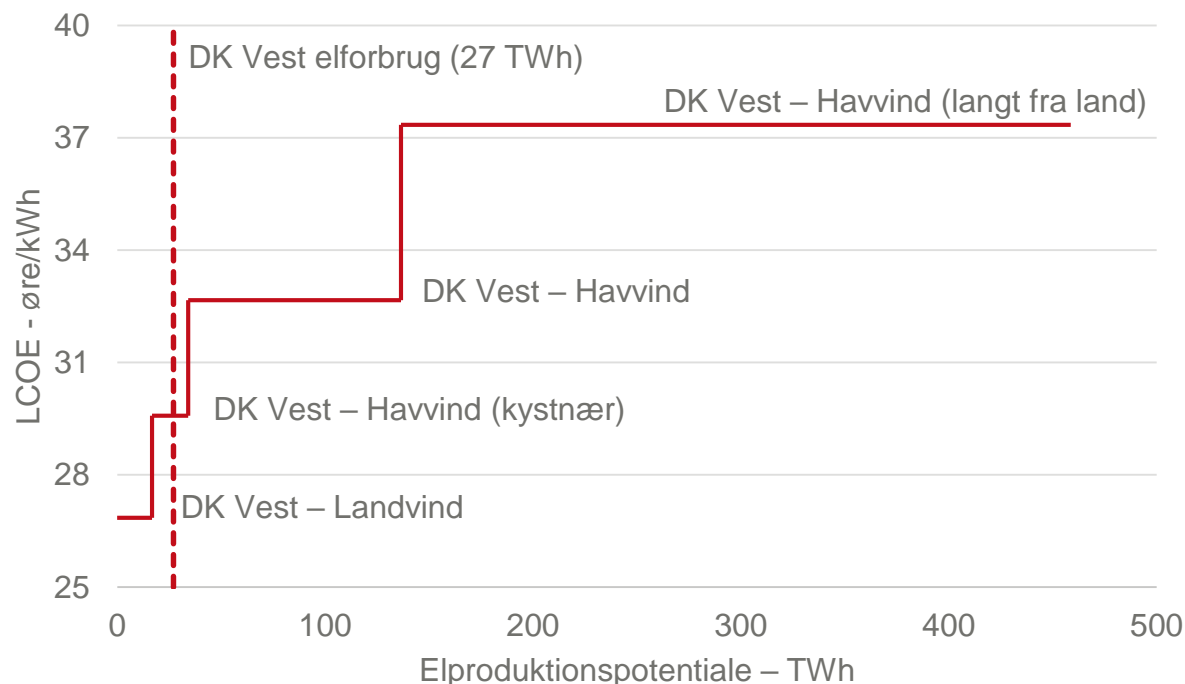
Havvindspotentialet er inddelt i tre kategorier efter afstand til kysten og havbundsforhold.

Det er groft antaget, at al landvind har samme pris, mens omkostningen til havvind stiger med afstanden til kysten.

For Danmark er potentialet for havvind (særligt i Nordsøen) enormt og omtrent 10 gange så stort som vores forventede elforbrug i 2030.

Potentialerne er nærmere beskrevet i appendix.

Vindkraftpotentiale i Vestdanmark



5.2 Resultater for hovedscenarier

Dekarbonisering af el giver CO₂-gevinst og grøn elektrificering

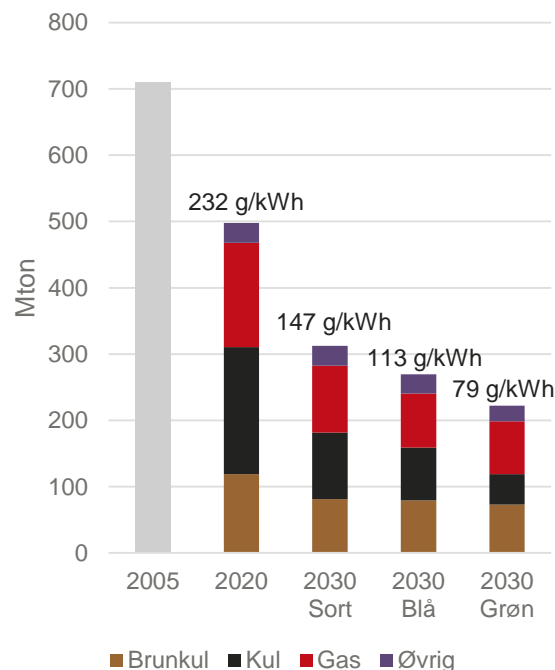
CO₂-indholdet i el vil fortsat falde

Med de massive prisfald på vind og sol er der et betydeligt potentiale for omkostningseffektive reduktioner af CO₂-udledninger i elsektoren. Middel CO₂-indholdet i elproduktionen falder i alle tre scenarier frem mod i 2030, mest i Grønt til 79 gCO₂/kWh, mindst i Sort til 147 g/kWh. Tyskland er det eneste land i Nordvesteuropa, der fortsat har kulfyring i 2030. Bidraget fra kul og brunkul udgør over halvdelen af de samlede emissioner i 2030, og det er derfor af afgørende betydning for klimaet, at Tyskland får udfaset særligt sine brunkulsværker.

Elektrificering fortrænger fossile brændsler

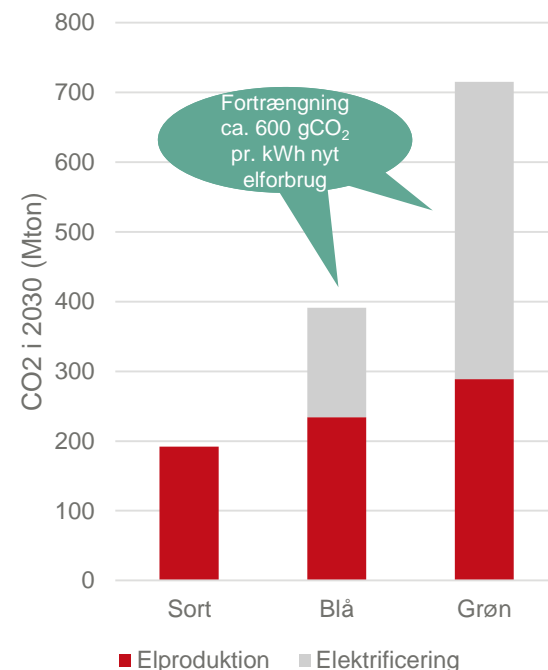
Klimaeffekten af elektrificering afhænger af, hvad der fortrænges og med hvilken teknologi, men vil i gennemsnit være ca. 600 gCO₂ pr. kWh nyt elforbrug på tværs af transport, varme og industri (Eurelectric, 2018). Dette tal er langt højere end merudledningen ved en øget elproduktion, hvor VE dækker størstedelen. Klimagevinsten ved det grønne scenarie er derfor langt større, end man får indtryk af ved at betragte elsystemet isoleret.

CO₂-udledning i elproduktion i Nordvesteuropa



Note: Tallet over søjlerne angiver gennemsnitlig udledning pr. endeligt elforbrug.

Samlet CO₂-reduktion i scenarierne i 2030 ift. 2020



Note: Tal for elektrificering angiver fortrængning af CO₂ uden for elsektoren.

Store forskelle mellem scenarier i udbygningen af VE i kommende år

Vind og sol leverer væksten i VE

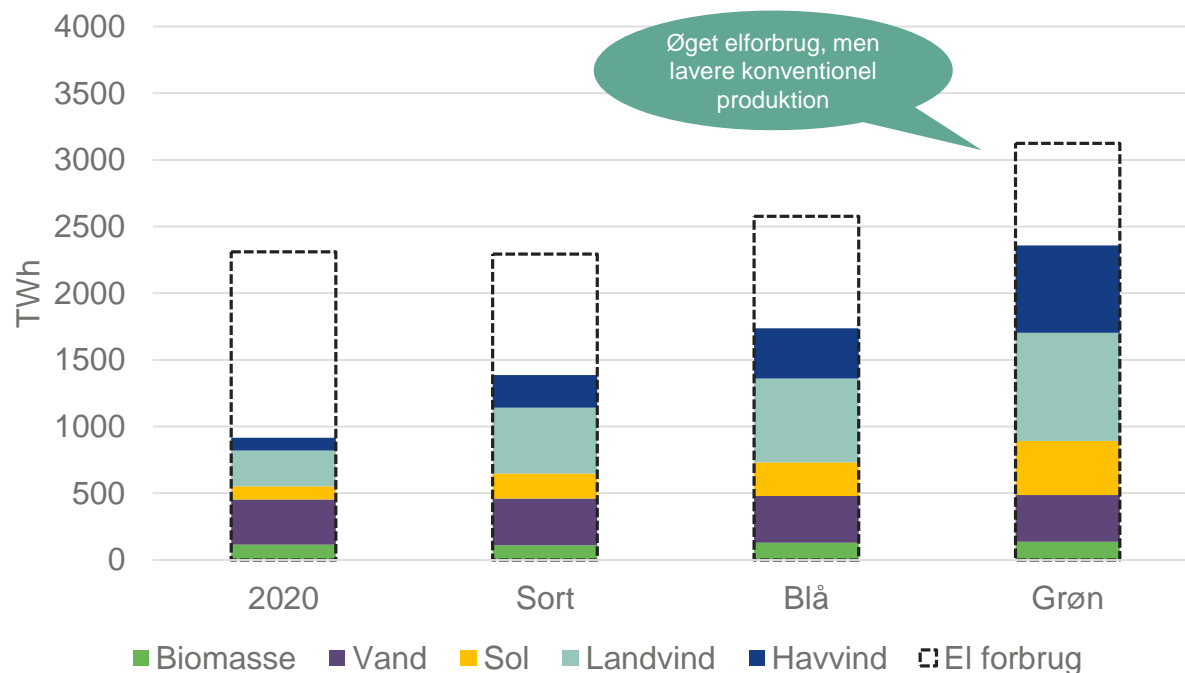
Der er markante forskelle på hvor meget VE, der etableres i de tre scenarier. VE-elproduktionen er godt 900 TWh i alle tre scenarier i 2020. Netto-udbygningen svinger dermed fra ca. 450 TWh i sort til hele 1400 TWh i grøn.

Vindkraft leverer langt størstedelen af den ekstra grønne energi suppleret af sol. Der er meget moderat vækst i bio-elproduktion, da vind og sol er billigere. Vandkraftpotentialet er stort set allerede udnyttet, og det er derfor ikke muligt at etablere mere her.

I grove træk fordeler produktionen i det blå scenarie sig med to dele landvind, én del havvind, én del sol og én del vand + biomasse.

Væksten i elforbrug mere end modsvarer af VE-udbygningen i det grønne scenarie, og mængden af konventionel elproduktion er den laveste i dette scenarie, der har en VE-andel på 75 %. Modsat 60 % i det sorte scenarie, hvor der også etableres VE på markedsvilkår på trods af de ringe vilkår. Dog i et tempo der langt fra er tilstrækkeligt til at indfri klimamål. VE-andelen i el er ca. 40 % i 2020.

Nordvesteuropas VE-elproduktion og elforbrug i scenarierne år 2030



Note: Øvrig elproduktion er atomkraft og fossile brændsler.

Effektive planlægningsprocesser er centrale for at høste potentialer

Er vi klar til at øge tempoet markant?

Potentialerne for vind og sol i Danmark og udlandet er store, men kræver, at der er en effektiv myndighedsbehandling ift. at få godkendt det store antal projekter.

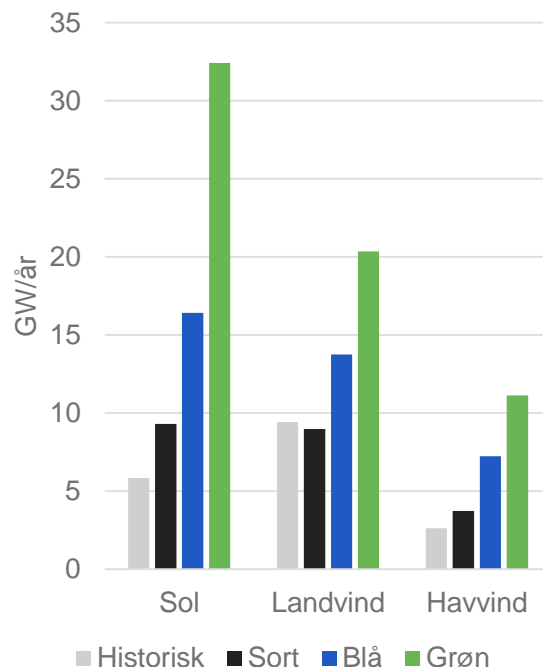
Udbygningstakten, der er krævet i det grønne scenarie, svarer til, at vi udbygger solceller seks gange hurtigere, end vi har gjort de sidste tre år. For landvind skal tempoet fordobles, mens en firedobling kræves for havvind, så vi *i gennemsnit* når godt 11 GW om året i næste årti i Nordvesteuropa.

Idet de gennemsnitlige udbygningstakter ikke kan realiseres i de første år, forudsætter resultatet, at man ligger væsentligt over det viste tempo i de sidste år frem mod 2030.

Den kraftigt øgede udbygningstakt stiller store krav til myndighedsbehandlingen og de planlægningsmæssige rammer, der skal geares til at håndtere et langt større volumen af ansøgninger, naboklager og nettilslutninger.

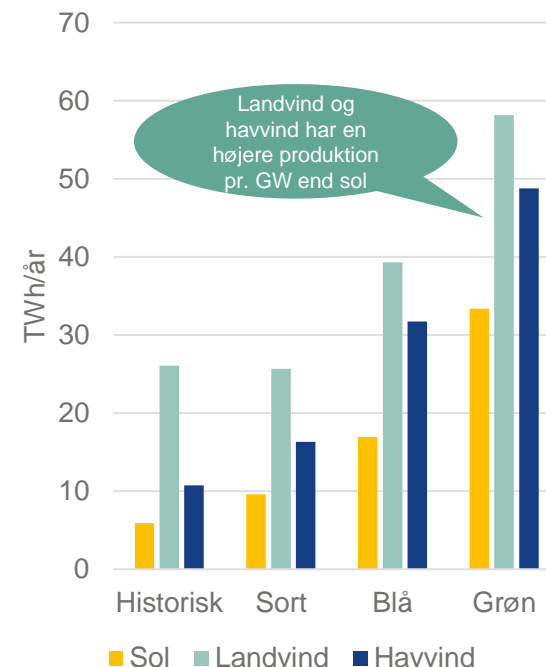
I det grønne scenarie skal der i gennemsnit opstilles ca. en landvindmølle i timen, tre havvindmøller om dagen og 7 m² solceller pr. sekund det næste årti.

Årlig udbygning med sol og vind i Nordvesteuropa i 2020-2030
Kapacitet



Note: Solcellekapaciteter angivet som moduleffekt.
Kilde: IRENA (for historiske værdier 2015-2017)

Årlig udbygning med sol og vind i Nordvesteuropa i 2020-2030
Produktion



Note: Historisk er 2015-2017.
Følgende kapacitetsfaktorer for nye anlæg er antaget:
Sol 12 %, Landvind 33 %, Havvind 50 %

Vind og sol dominerer VE-udbygningen fremadrettet

Plads til både sol, landvind og havvind

Produktionen fra sol og vind i Nordvesteuropa stiger kraftigt fra 2020 til 2035 i alle scenarier. I det blå scenarie tredobles elproduktionen på disse kilder fra 2020 til 2035 som følge af en stabil kapacitetsudbygning over hele perioden. I det grønne scenarium femdobles produktionen fra sol og vind i samme periode.

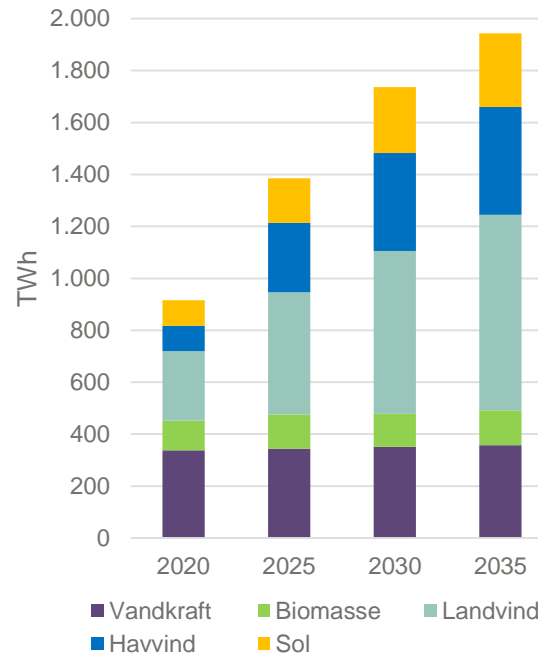
Øvrig VE, som biomasse og vandkraft, forventes stort set konstant over perioden.

Kapaciteten for landvind fordobles fra 2020 til 2035, mens produktionen stiger med over 150 % pga. højere kapacitetsfaktor på nye møller (højere årsproduktion pr. MW-kapacitet).

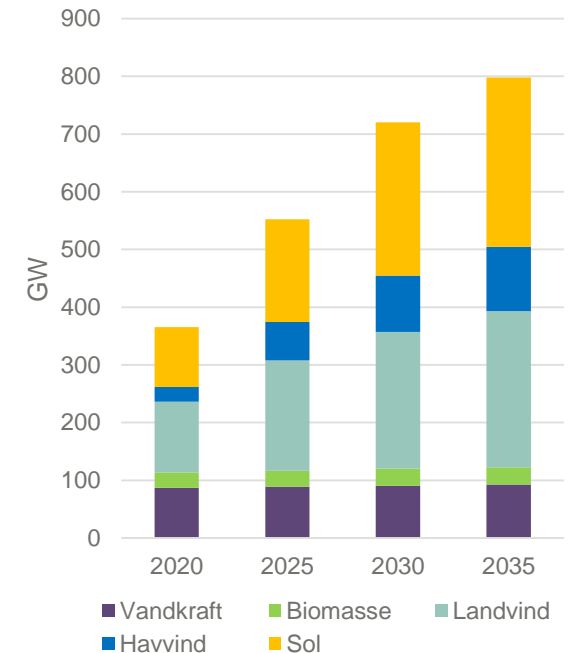
Den store forskel i kapacitetsfaktorer mellem teknologierne ses ved at sammenligne de to figurer. I 2035 udgør havvind 14 % af VE-elkapaciteten, men 21 % af VE-elproduktionen, mens solceller udgør 37 % af VE-elkapaciteten, men kun 15 % af VE-elproduktionen.

I det grønne scenarie vil VE-kapaciteten komme til at overstige 1.200 GW, hvor sol vil udgøre 45 % af VE-elkapaciteten og 19 % af VE-elproduktionen.

Elproduktion i Nordvesteuropa i det blå scenarie



Samlet VE-elkapacitet i Nordvesteuropa i det blå scenarie



Note: Bemærk solceller er opgjort som MWp.

Store omvæltninger i konventionel elproduktion

Udfasningsplaner har stor betydning

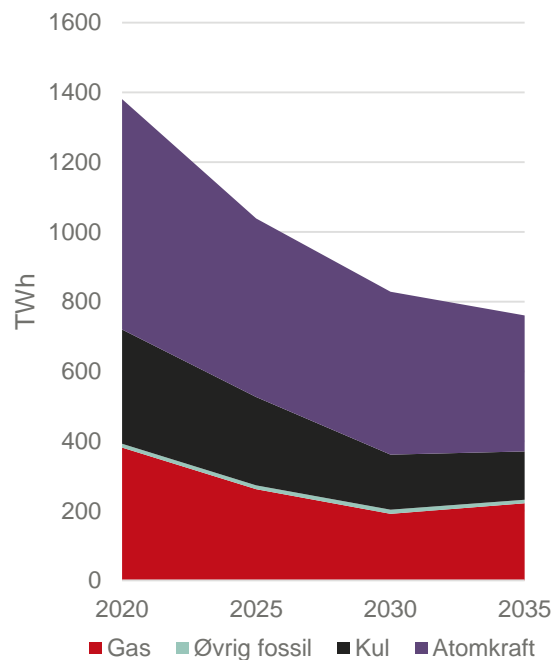
Frankrigs udmelding om at udskyde lukning af kernekraften og de nye udmeldinger om kuludfasning i Europa vil føre til en hurtigere udfasning af fossile brændsler end hidtil forudset. Således halveres elproduktionen på kul i næste årti, mens kernekraftproduktionen reduceres med 30 %.

Elproduktionen på naturgas falder et godt stykke under det nuværende niveau pga. øget konkurrence fra vind og sol. Dog kan naturgas få et lille comeback efter 2030, hvis der ikke sker et gennembrud for lagring.

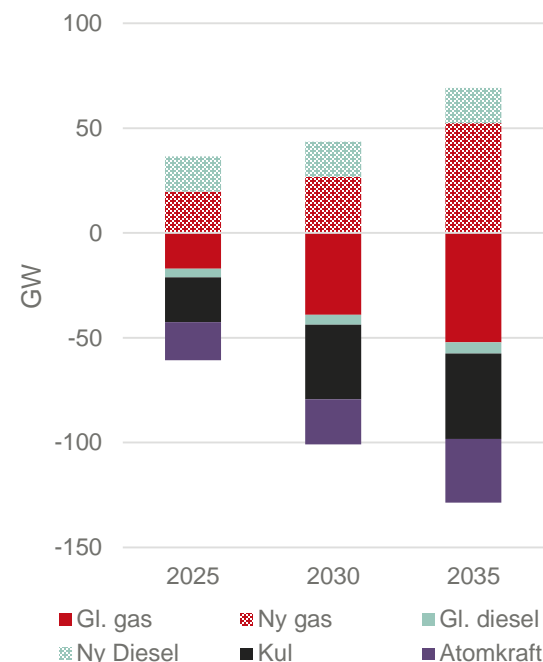
Den tyske kulkommissions anbefalinger fra januar i år er mere ambitiøse, end hvad der blev antaget til analysen. Derfor vil kul i praksis spille en endnu mindre rolle, end analysen viser.

Der forsvinder over 100 GW konventionel kapacitet i næste årti, da værkerne når deres tekniske levetid eller udfases politisk. Samtidig etableres knap 50 GW ny, gasfyret spidslastkapacitet. Når det ikke er 1:1, skyldes det, at der kommer nye transmissionsledninger, at vindkraften har en vis kapacitetsværdi, at lagre dækker en del af behovet, og at balancen mellem udbud og efterspørgsel bliver mere snæver.

Elproduktion i Nordvesteuropa i det blå scenarie



Kapacitetsændringer fra 2020 i Nordvesteuropa i det blå scenarie



Nuværende udvikling giver stor VE-andel, men ikke nok produktion

Ikke kun et spørgsmål om VE er støttefri

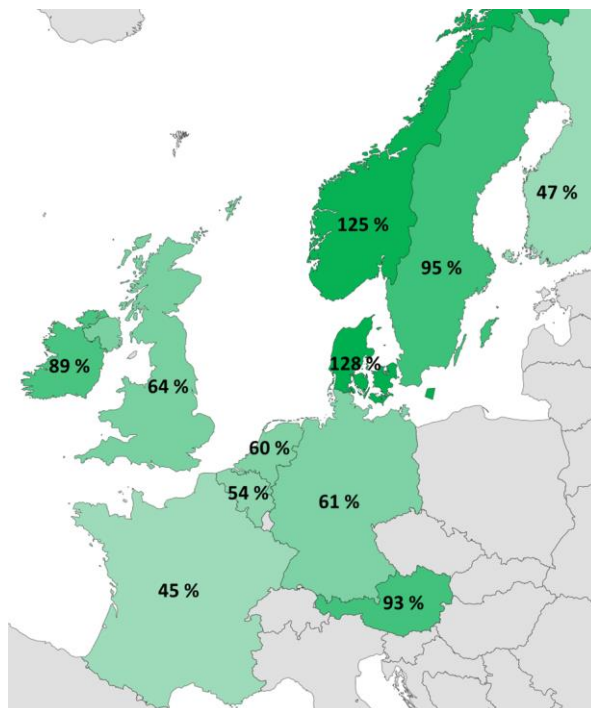
Kortene viser, hvor meget hhv. VE- og fossilt baseret el, som landene producerer i forhold til deres forbrug i 2030. Danmark og Norge opnår mere end 100 % VE-el og producerer således mere VE-el, end de selv kan forbruge. Andre lande, som Tyskland, Irland og Holland, vil fortsat dække store dele af deres elforbrug med fossile brændsler. Tyskland er det eneste land uden kulstøp før 2030, hvilket giver den høje fossilandel. I de øvrige lande dækkes den fossile andel i elforbruget af gas (og lidt olie).

Frankrig og Sverige opnår en næsten fossilfri elproduktion på trods af en VE-andel på hhv. 45 % og 95 %. Det skyldes den fortsatte betydelige elproduktion på atomkraft i begge lande.

Norden har pga. sine vindressourcer gode muligheder for at være grønt kraftværk og bidrage til at nedbringe brugen af fossile brændsler i bl.a. Tyskland. Det kræver dog, at der sikres eksportmuligheder i form af åbne transmissionsforbindelser.

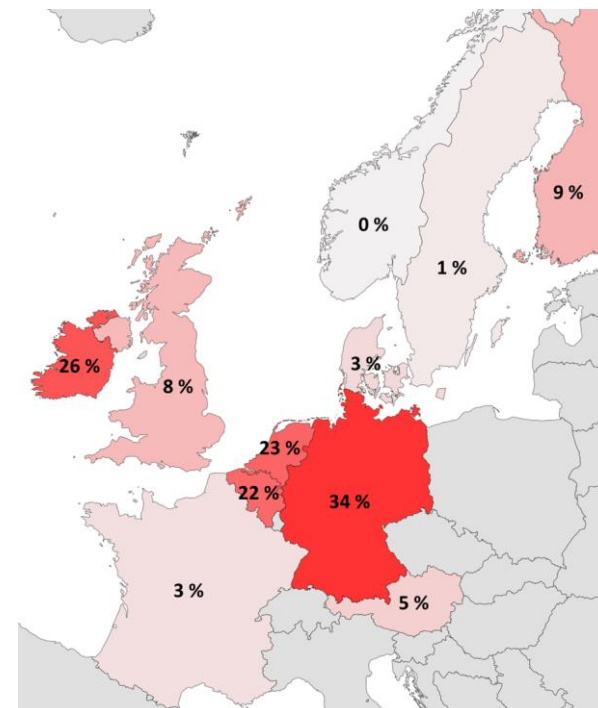
Alternativt til eksport af grøn strøm kan forbrug importeres i form af elintensive virksomheder, hvorved Norden bliver grøn fabrik.

**VE-andel af elforbruget i 2030
i det blå scenarium**



Note: VE-elproduktions andel af elforbruget.

**Fossil andel af elforbruget i 2030 i
det blå scenarium**



Note: Fossil elproduktions andel af elforbruget.

Stor VE-udbygning i alle lande

Store geografiske forskelle i scenarierne

Resultaterne viser, at der skal etableres vindmøller og solceller i alle lande. Dårlige rammevilkår for VE-el får dog udbygningen til stort set at gå i stå i Tyskland, mens de øvrige markeder med bedre vindforhold og skrappe mål for kuludfasning står over for en kraftig udbygning.

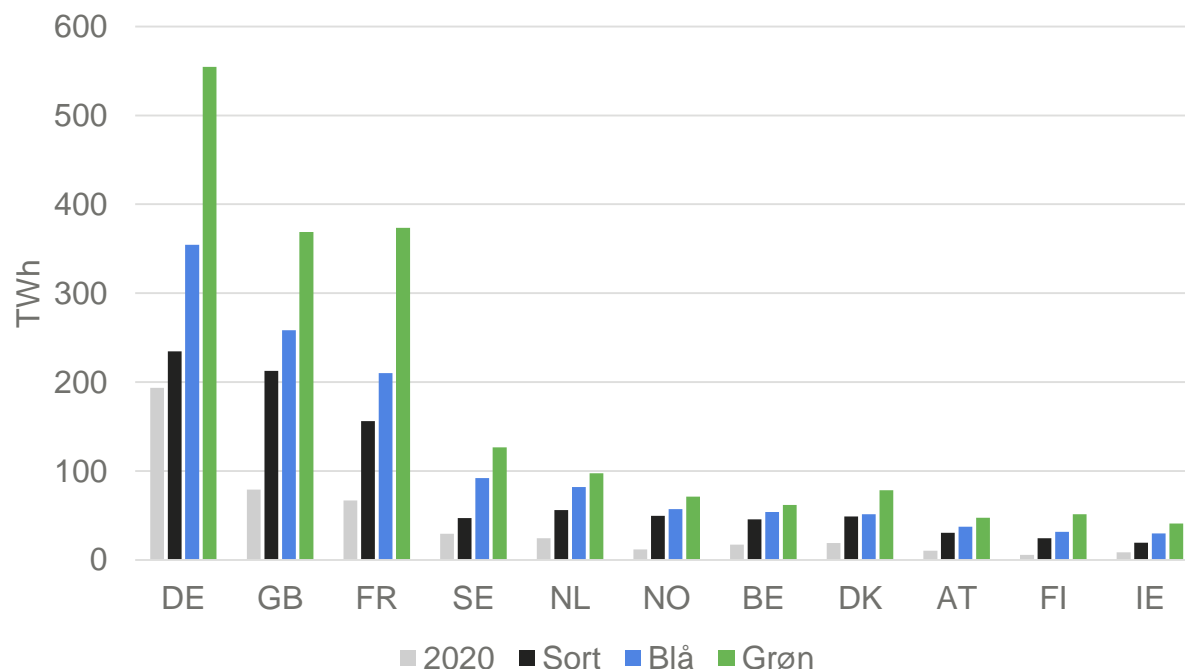
I det blå og grønne scenarie trækker Tyskland igen fra feltet pga. sit store elforbrug og det forbedrede konkurrenceforhold for VE mod kul ved den højere pris på CO₂.

Tyskland går fra at have 42 % af Nordvesteuropas elproduktion fra vind og sol i 2020 til blot 28 % i det grønne scenarie i 2030.

En kraftig elektrificering forudsætter en særlig kraftig vækst i vind- og soludbygningen i Frankrig, da der ikke kan skrues yderligere op for kernekraften, der dækker over halvdelen af elforbruget i sort og blå.

I alle tre scenarier ser Danmark en langt større VE-elproduktion i 2030 end i dag. I det grønne scenarie ender Danmark med en VE-produktion på hele 78 TWh drevet af vores store havvindspotentiale og nærhed til importlandene.

Geografisk fordeling af elproduktion fra sol og vind i det blå scenarie 2030



Vind og sol på markedsvilkår i alle markeder på nær Tyskland

Den grønne energi kan blive støttefri

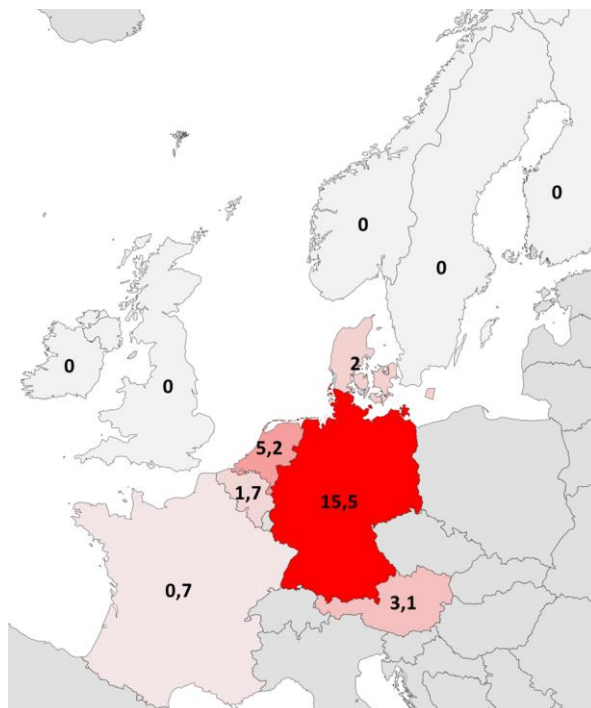
Med de antagne teknologiomkostninger kan der etableres solceller uden støtte i samtlige markeder i 2025 i det blå og grønne scenarie. Det samme er tilfældet for landvind med undtagelse af Tyskland, hvor det kræver støtte at indfri de politiske målsætninger for landvind i det vindfattige centrale og sydlige Tyskland.

Støttebehovet er større i det sorte scenarie, hvor der ikke er nogen pris på CO₂. Støttebehovet er klart størst i Tyskland, men prispresset fra udbygningen smitter af på naboområderne, der også får behov for at støtte for at indfri deres udbygningsplaner. Dansk landvind har her et lille støtteniveau på blot 2 øre/kWh.

Resten af Norden og de britiske øer opnår selv i det sorte scenarie støttefrihed, hvilket skyldes hhv. bedre integrationsmuligheder (pga. vandkraft) og højere elpriser.

Som tidligere nævnt er det dog ikke et spørgsmål om støttefrihed eller ej, men om hvorvidt man opnår nok støttefri VE-el til at dekarbonisere det samlede energisystem. Det er hverken tilfældet i det sorte eller blå scenarie.

Støttebehov til ny landvind i 2025 i forskellige lande (sort)



Støttebehov til ny landvind i 2025 i forskellige lande (blå)



Udbygning med transmission og VE-el går hånd i hånd

Behov for at koble Europa bedre sammen

Analysen viser, at det er rentabelt med udbygning af en række forbindelser, der i høj grad er forstærkninger af de nuværende udbygninger.

Således er der god økonomi i at forstærke forbindelsen mellem Norden og Tyskland gennem Danmark samt yderligere opgradering af forbindelserne mellem UK og Norge (udover hvad der etableres i disse år).

Modellen investerer ligeledes i en opgradering af Viking Link mellem Danmark og UK i både det blå og grønne scenarie, hvilket bekræfter fornuften i dette kabel.

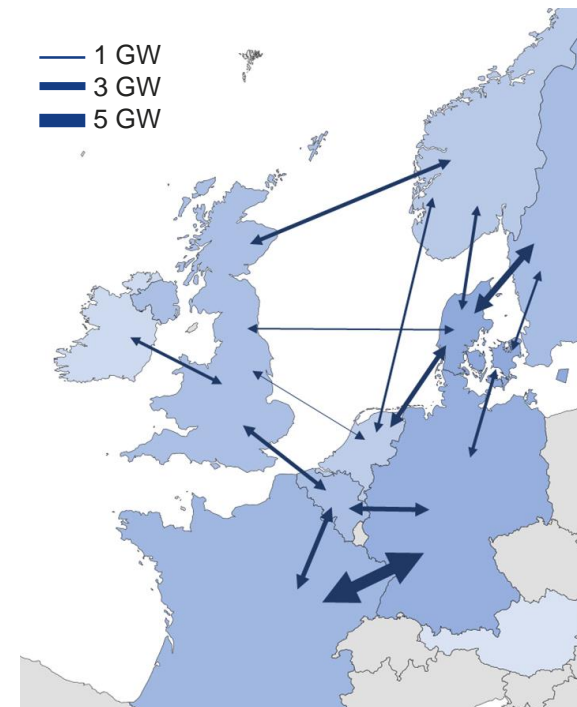
På visse forbindelser, fx Norge-UK, investerer modellen i mindre transmissionskapacitet i det grønne scenarie end i det blå. Det skyldes, at modellen i det grønne scenarie også kan bruge langtidslagring til at balancere særligt vindkraften.

Modellen investerer dog samlet set mere i det grønne scenarie end i det blå (75 GW vs. 38 GW) oven på de 106 GW eksisterende og planlagte forbindelser, der realiseres i det sorte scenarie. Dette skyldes, at der bygges mere vedvarende energi pga. den højere kvotepris og et højere elforbrug.

Blå i 2030



Grøn i 2030



Note: Stregtykkelsen angiver kapaciteten af forbindelsen.

Begge figurer viser investeringer relativt til sort.

Lagring i scenarierne

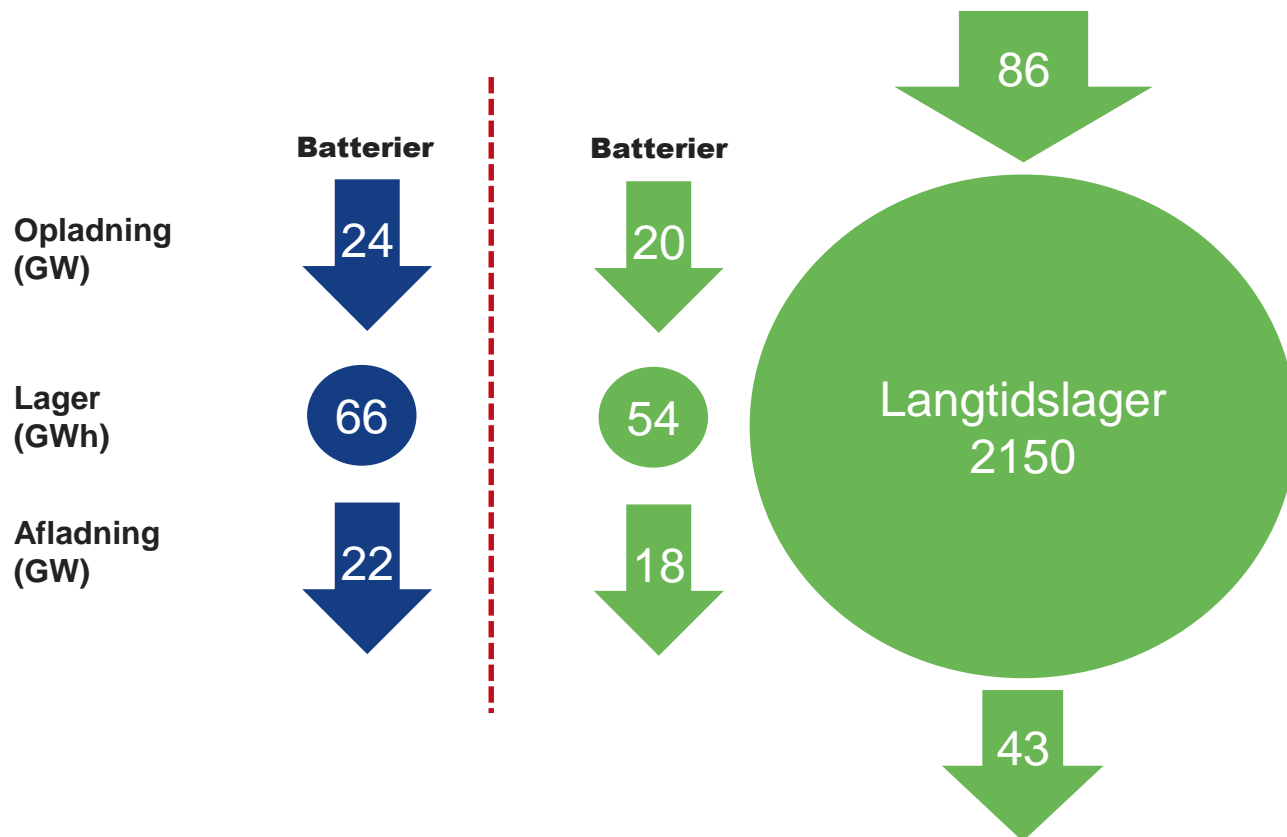
To typer lagre dækker forskellige behov

I analysen er det antaget, at der er mulighed for batterilagre i det blå scenarie. Disse er et attraktivt alternativ til såkaldte open-cycle-gasturbiner og dieselmotoranlæg til levering af spidslast i få timer, men har samtidig indtægter fra arbitrage-handel. Særligt i forbindelse med at flytte solcelle-produktion fra dag til nat om sommeren. Batterierne sikrer dermed økonomi i en større solcelle-udbygning.

I det grønne scenarie ses der et større elforbrug og en større VE-udbygning. Det fører dog ikke til, at modellen investerer i flere batterier, da det grønne scenarie samtidig antager et gennembrud på langtidslagring. Modellen får mulighed for at investere i et generisk lager, der kan lagre i 50 timer med 50 % virkningsgrad. Energimængden, der kan lagres her, er langt større end i batterierne. Langtidslagrene er bedre egnet til at integrere vindkraft, hvis fluktuationer sker over større tidshorisonter. Samtidig er de en konkurrent til de mere effektive combined-cycle-gaskraftværker.

Teknologien bag langtidslagerne kunne være brint, varme sten, trykluft eller noget fjerde.

Lagringskapacitet i det blå og grønne scenarium i 2030 (Ingen lagring i det sorte scenarium)



Sol og vind skal konkurrere mod sig selv i fremtiden

Prisen på nye projekter dikterer afregningen

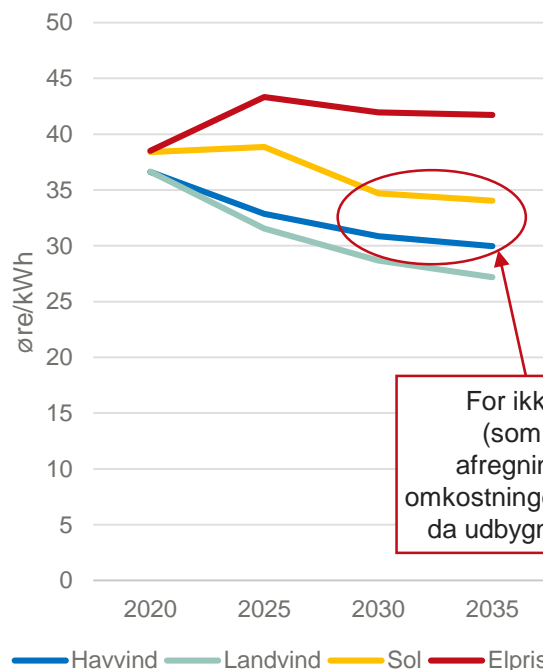
I takt med den stigende udbygning med VE bliver elprisen mindre og mindre relevant for producenter. Både solceller og vindmøller vil presse deres egen afregning i fremtiden. Hvor meget afhænger af udbygningen, hvilket igen afhænger af omkostningerne til nye projekter. Ved en udbygning på markedsvilkår vil vindafregningen teoretisk set lande på det niveau, som lige akkurat kan sikre økonomi i opførelse af endnu en vindmølle.

På land er potentialet begrænset, og derfor kan landmøller tænkes at få en højere afregning end omkostningen, da det er projektgodkendelser og ikke økonomien, der begrænser udbygningen.

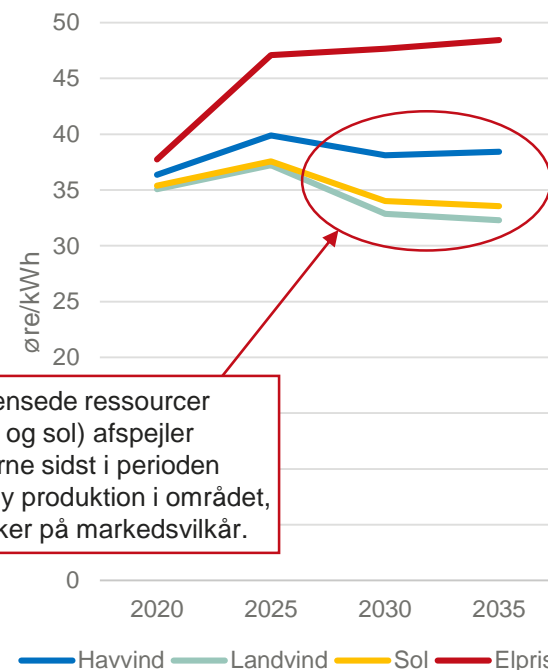
Solceller har historisk afregnet til en højere pris end den gennemsnitlige elpris, men vil også se en faldende relativ værdi i takt med, at solcelleteknologien falder i pris, og nye anlæg kan etableres til en lavere omkostning end elprisen.

Afregningen til havvind er lavere i Danmark end i Tyskland, da potentialet for projekter tæt på kysten er stort i Danmark, hvilket holder prisen nede. I Tyskland må man gå længere og længere ud for at realisere nok havvindsprojekter.

Afregningspriser for sol og vind i Vestdanmark i det blå scenarie



Afregningspriser for sol og vind i Tyskland i det blå scenarier



For ikke-begrænsede ressourcer (som havvind og sol) afspejler afregningspriserne sidst i perioden omkostningerne til ny produktion i området, da udbygningen sker på markedsvilkår.

Stor udbygning giver lav relativ værdi

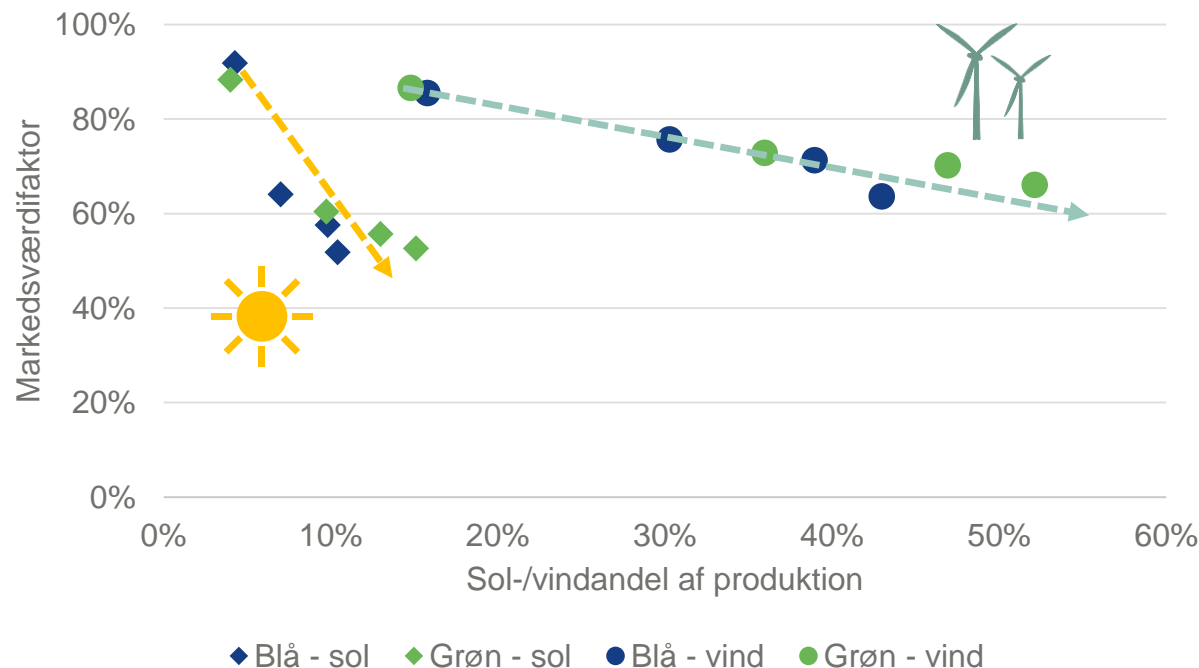
Større prispress-effekt for sol

Markedsværdifaktoren er den relative værdi af vind og sol ift. den gennemsnitlige elpris. I takt med at der udbygges mere med vind og sol, falder deres afregning mere end elprisen, og dermed reduceres deres relative værdi.

Markedsværdifaktoren falder hurtigere for sol end for vindkraft, da solcellernes produktion er koncentreret i færre timer, og prispresset her derfor vokser hurtigere. Groft sagt dikteres prispresset af kapaciteten, mens andelen af vind og sol i systemet afgøres af produktionen. Da 1 MW vindkraft producerer 3-4 gange så meget som 1 MW solceller, aftager markedsværdien for vind 3-4 gange langsommere med produktionen.

Markedsværdifaktoren falder med udbygningen i alle scenarier, men langsommere i det grønne, da der her er bedre lagringsmuligheder, hvilket øger værdien.

Markedsværdifaktorer for sol og vind på tværs af scenarier



Note: Markedsværdifaktoren er udregnet som et vægtet middel for alle lande.

5.3 Alternative forløb for VE-udbygning

Der er væsentlig usikkerhed om den fremtidige udvikling

Effekten af enkelte elementer

De tre scenarier udspænder et udfaldsrum, men siger ikke noget om effekten af enkeltfaktorer.

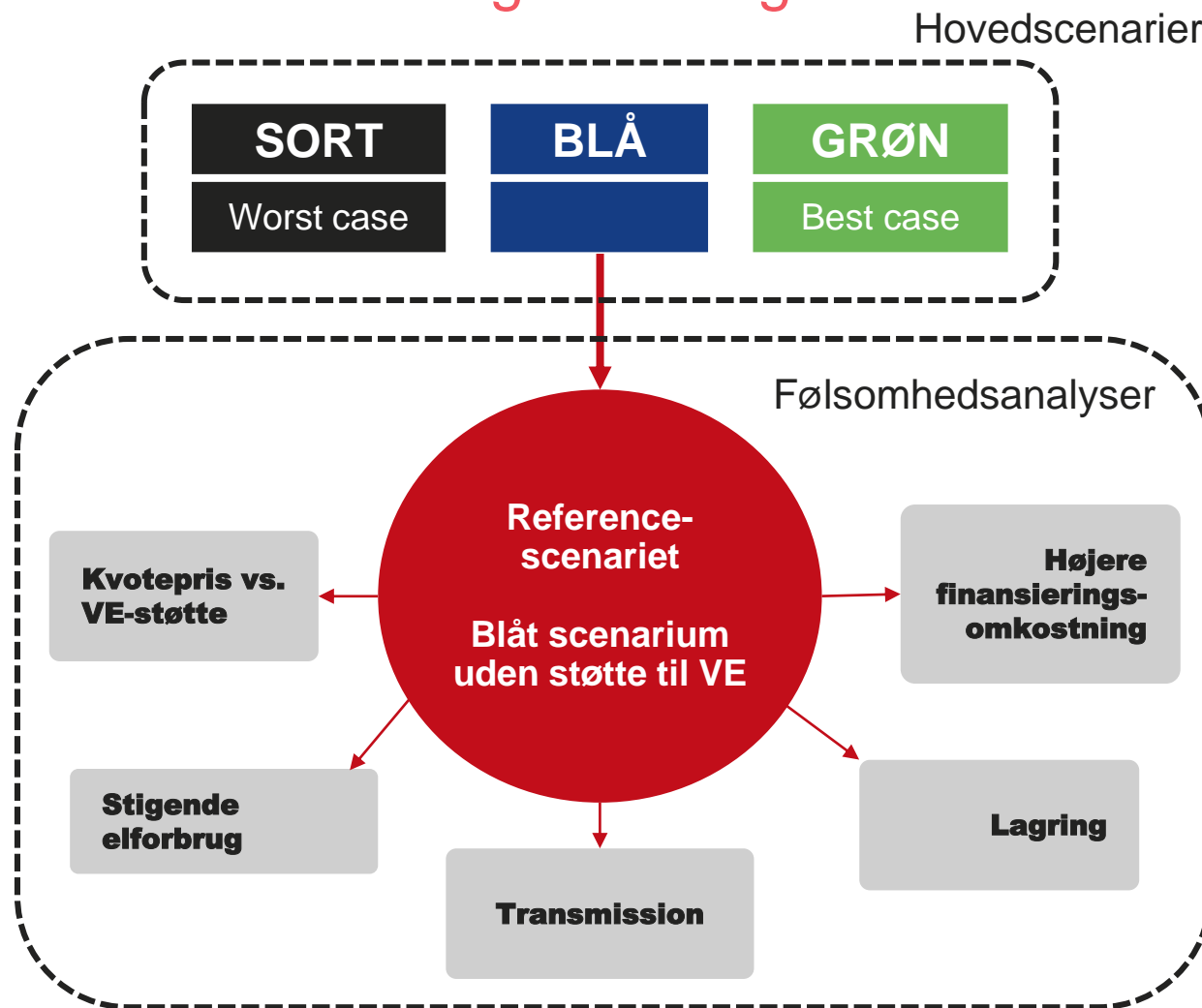
For at vurdere effekten af enkeltelementer, der kan fremme/begrænse udbygningen af VE, anvender vi et referencescenarie, der er baseret på det blå scenarium, men *uden* VE-støtte. I dette scenarium bygges der således kun VE på markedsvilkår, og effekten af ændringer i rammevilkår kan derfor ses som ændringer i VE-mængderne.

For det første har vi set på effekten af at drive VE-udbygningen ved en højere kvotepris i forhold til direkte støtte.

Vi har også undersøgt, hvordan et øget elforbrug ville blive dækket i fraværet af politisk støtte til VE-udbygning.

Hertil kommer en vurdering af effekten af transmission og lagring på VE-udbygningen.

Endeligt har vi set på effekten af højere finansieringsomkostninger, hvilket kunne blive et resultat af øget markedsrisiko, fx i det tilfælde at investorer ikke kan finde en modpart til prissikring af deres produktion.



Langt mere klimaeffekt ved høj kvotepris end støtte

Pisk er mere effektivt end gulerod

Analysen viser, at en omkostningseffektiv grøn omstilling bedst sikres ved at straffe det, man ikke vil have (CO₂-udledninger) end at støtte det, man gerne vil have (VE-kapacitet). Det skyldes, at en højere pris på CO₂ er et effektivt middel til at skubbe kul ud af kraftværkerne, mens VE-støtte i højere grad skubber det mindre klimabelastende naturgas og CO₂-neutrale kernekraft ud af energisystemet.

Relativt til referencescenariet fører en fordoblet kvotepris (på ca. 60 EUR/ton i stedet for 30 EUR/ton i 2030) til en CO₂-reduktion i 2030 på 57 Mtons, hvilket er mere end det dobbelte af reduktionen på 24 Mtons, der opnås ved at støtte med 5,5 øre/kWh i alle lande.

Målt relativt til udledningen i referencescenariet på 270 Mtons giver de to tiltag en reduktion på hhv. 21 % og 9 %.

I lyset af at Danmark kun har begrænset indflydelse på EU's CO₂-pris, kan støtte dog fortsat være relevant som second best-løsning for at sikre fremdrift i den grønne omstilling.

En stabil kvotepris har særlig værdi

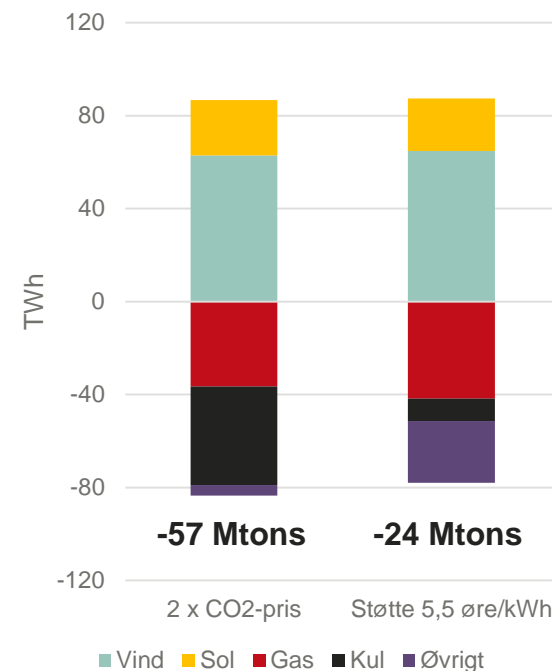
Et studie af FTI Consulting konkluderede i 2018, at der er betydelige fordele ved at indføre en prisbund for CO₂, som det kendes fra UK. Der er to fordele ved et sådant carbon price floor, som dog ikke er analyseret i dette Outlook:

For det første opnås der er en højere afregning for VE-producenterne på den korte bane ved, at de fossile alternativer, der sætter prisen i elmarkedet, bliver dyrere.

For det andet bidrager prisbunden i CO₂-markedet til en prisbund for indtjeningen for VE-projekter, der herved bliver nemmere at finansiere og dermed falder yderligere i pris, da omkostningerne til kapital reduceres.

Idet det i høj grad er omkostningen på VE, der sætter elprisen i det fremtidige elmarked, bidrager en CO₂-prisbund derfor til lavere elpriser over tid, selvom prisen stiger på den korte bane.

Ændringer i elproduktion i 2030 fra referencescenariet



Øget elforbrug dækkes primært af ekstra vind og sol

Markedet dikterer VE til at dække nyt forbrug

Ved at sammenligne resultater for elproduktionen i et scenarie med øget elforbrug med det i markedsscenarioet kan det studeres, hvordan et øget elforbrug vil blive dækket.

Med et elforbrug, der stiger kraftigt pga. elektrificering (2,1 % p.a. i stedet for 0,56 % p.a.), fås samlet godt 480 TWh ekstra elforbrug frem mod 2030 ift. 2015 i modelområdet. På den korte bane (2020) kan der ikke nås at etableres ny VE-kapacitet, og det ekstra forbrug dækkes derfor af øget drift på fossile værker, men fra 2025 og frem er det primært vind og sol, der dækker det yderligere forbrug.

Stor positiv klimaeffekt ved elektrificering

Elektrificeringen af varme og transport bør ske af hensyn til reduktion af det fossile brændselsforbrug i disse sektorer og ikke af hensyn til elmarkedet. McKinseys store elektrificeringsstudie for Eurelectric fra sidste år når frem til, at for hver kWh, der elektrificeres, spares der i gennemsnit 600 gCO₂ i forbrug af fossile brændsler, hvilket er betydeligt højere end udledningerne ved den ekstra elproduktion.

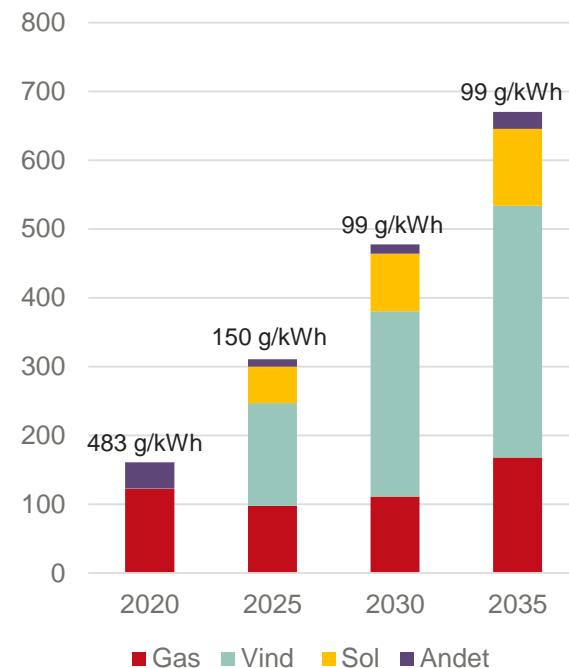
Det vil endvidere være muligt at nedbringe udledningerne fra den ekstra elproduktion yderligere for en beskeden merpris – enten gennem højere kvotepris eller VE-tilskud.

Der er fortsat behov for en vis mængde gas til at til at dække "hullerne" i produktionen fra vind og sol, selvom lagre, fleksibelt forbrug og transmission over tid vil reducerer dette behov.

Det ekstra forbrug medfører investeringer, der påvirker driften af det øvrige elsystem, hvilket fører til, at den samlede merudledning ift. merforbrug er 483 g/kWh i 2020 og 99 g/kWh i 2035.

Selv 2020-niveauet er under de 600 g/kWh, der fortrænges ved elektrificering, mens niveauet i 2030 er seks gange lavere.

Elektrificering dækkes af VE Ekstra produktion ved øget forbrug



Note: Ændring fra EU REF2016 (+0,56 % p.a.) til Eurelectric 3 (+2,1 % p.a.)

Elektrificering er afgørende for klimaindsats

CO₂-reduktion fra elektrificering er størst

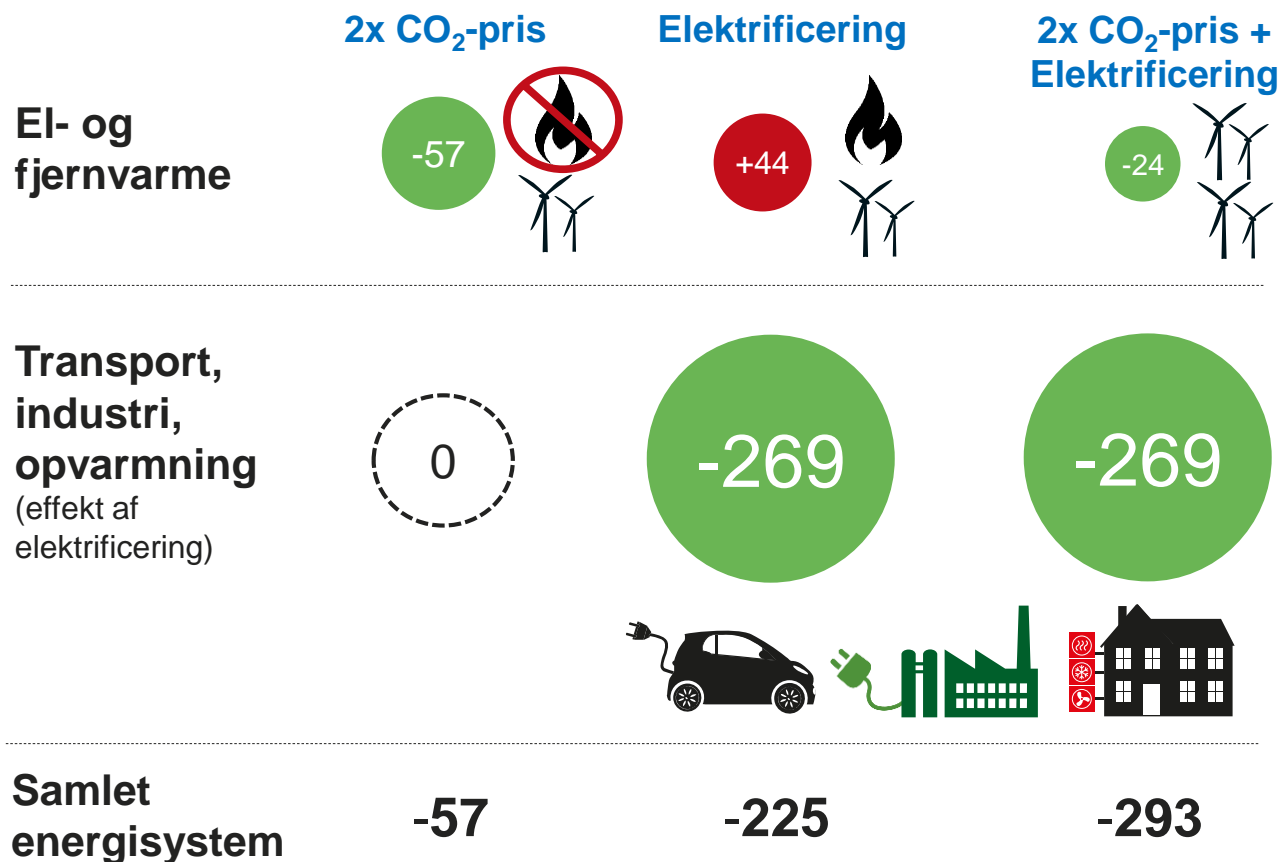
Analysen viser, at en højere kvotepris er en vigtig og lavthængende frugt, men at elektrificering er afgørende for at indfri det største potentiale for CO₂-reduktioner.

En højere pris på CO₂ vil isoleret set give markante besparelser i elsektoren, mens et højere elforbrug – som følge af elektrificering – vil give anledning til lidt højere udledninger i elsektoren. Kombineres de to effekter, ses en samlet reduktion (der er lidt større end summen, da kvoteprisen nu virker på et større elforbrug).

Effekterne i elsystemet blegner dog i sammenligning med effekterne af elektrificering på det øvrige energisystem. Her fortrænger den grønne strøm fossilt naturgas og olie gennem bl.a. elbiler og varmepumper. Elektrificering med øget elforbrug på ca. 450 TWh kan føre til 269 Mton CO₂-fortrængning uden for elsektoren.

Det er væsentligt, at selv med øget CO₂-udledning fra elsystemet (44 Mton), vil der være en massiv samlet CO₂-gevinst fra elektrificering (225 Mton). I 2030 vil nyt elforbrug til elektrificering altså fortrænge væsentlig mere CO₂, end produktionen af selvsamme el giver anledning til.

Ændringer i CO₂-udledninger ift. referencescenariet 2030 (Mton CO₂)



Transmissionsforbindelser gavner primært vindkraften

Vind og kabler blæser gassen af banen

Transmission bidrager til opstilling af mere vindkraft af to årsager:

For det første giver det mulighed for eksport af vindkraft fra områder med store potentialer for billig vindkraft som Norge og Sverige.

For det andet åbner kablerne for at balancere elproduktionen fra vindkraft over store afstande. Transmission giver mulighed for at udnytte disse fluktuationer og flytte elproduktionen til lande, hvor den fortrænger dyre alternativer og derved får en større værdi.

Disse to effekter gælder i langt mindre grad for solceller, hvor produktionsomkostningerne er mindre geografafhængige (inden for Nordvesteuropa), og produktionen er stærkt sammenfaldende på tværs af lande (det er sommer samtidigt i hele Nordvesteuropa).

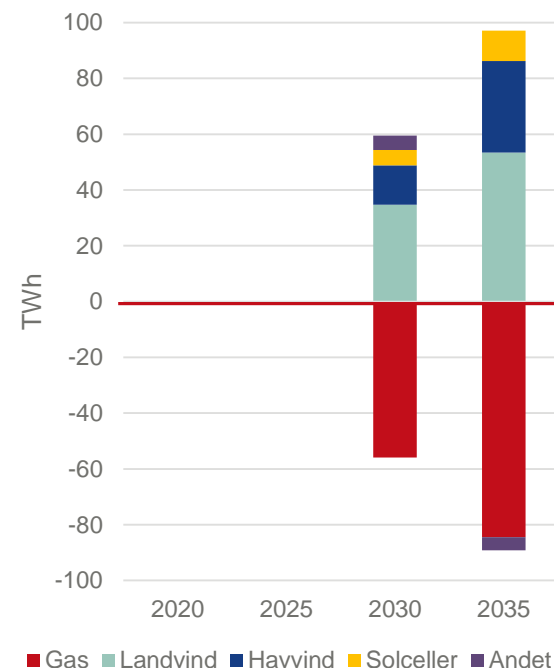
Transmissionsprojekter tager lang tid at realisere, da de har en omfattende myndighedsgodkendelse. Derfor tillades modellen først at investere i ekstra kapacitet fra 2030 og kun hvis forbindelserne er rentable.

Modellen vælger at investere i betydelige mængder transmissionskapacitet, hvilket resulterer i 50 TWh ekstra vindkraftproduktion i 2030 (ud over de 1000 TWh i referencescenariet). Den ekstra produktion går primært til fortrængning af gaskraft.

Behov for ny netplanlægning

Der er betydelig synergi mellem udbygning af vindkraft og transmission, der får øget værdi af hinanden. Af samme årsag bør de to analyseres sammen, hvilket historisk ikke har været praksis hos bl.a. de europæiske TSO'er. Deres organisation ENTSO-E udgiver hvert andet år en netudviklingsplan (TYNDP) med anbefalinger til hvilke forbindelser, der bør prioriteres. Her analyseres i stedet på baggrund af faste antagelser om VE-kapaciteter, hvilket indebærer en risiko for at lave selvopfyldende scenarier, da nettet dimensioneres til en bestemt mængde VE og efterfølgende begrænser udbygningen hertil.

Ændringer i elproduktion som følge af transmissionsudbygning fra 2030



Batterier gavner primært solcellerne og kan blive de nye spidslastværker

Stor værdi i pålidelighed

For at sikre at der altid er el i kontakten, er der behov for pålidelig kapacitet. Denne har historisk været leveret af kraftværker, hvilket der fortsat vil være behov for i de næste årtier.

Lagring, i første omgang i form af batterier, vil dog trænge sig på til at kunne dække en tiltagende del af dette behov. Selv med blot få timers lagring kan batterierne bidrage til at forsyne effektspidserne i elforsyningen ved vintertid om aftenen. Hermed kan det undgås at bygge gasturbiner og dieselgeneratorer.

Batterier spiller i øjeblikket en stigende rolle til levering af systemydelse pga. deres gode reguleringsevner. Markedet for levering af pålidelig kapacitet er dog markant større. Batterier vil også kunne bidrage til at reducere behovet for netforstærkninger og kan tænkes at blive tilgængelige fra elbiler, der holder parkeret.

En yderligere fordel ved batterier er en relativ kort opstillingsstid, der måles i måneder, modsat opførelse af kraftværker, der måles i år.

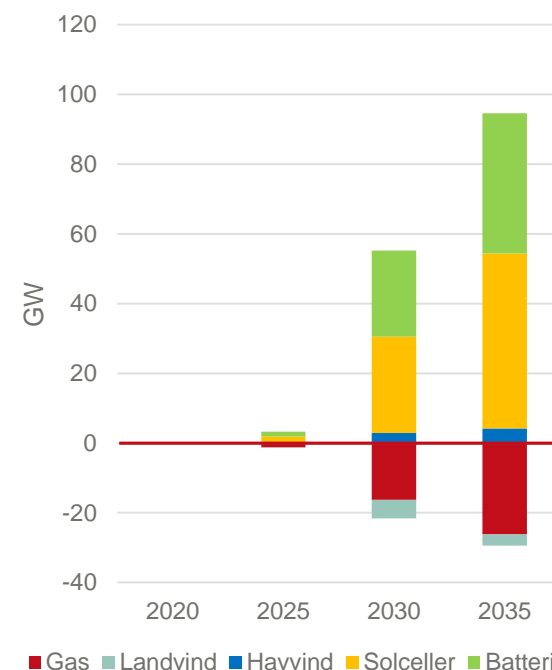
Med priserne fra Energistyrelsens nye teknologi-katalog på li-ion-batterier vælger modellen at investere massivt i batterilagring fra 2030 (25 GW) og yderligere mod 2035 (40 GW).

Et godt match til solceller

Batterierne er qua deres begrænsede lagertid et bedre match til solens daglige fluktuationer end vindens længerevarende svingninger i produktion.

Batterierne forbedrer økonomien i solceller så meget, at der etableres 28 GW ekstra solceller i 2030, mens der kun er små ændringer i vindkraft-investeringerne. Den store taber er dog gasfyret elproduktionskapacitet, der bliver 16 GW mindre af.

Ændringer i kapacitetsinvesteringer fra reference- til batteriscenariet



Note: Akkumulerede forskelle i kapaciteter.

Langtidslagring kan overflødig gøre nye gaskraftværker

På vej mod et rent VE-system

Batterier har en lav pris for effekt (kW), men høj pris for energi (kWh) og er derfor kun rentable, når de har relativt kort afladningstid. De kan derfor kun dække spidsen af spidsbelastningen i elsystemet. Andre typer lagre er dog under udvikling, og disse har en væsentligt lavere pris pr. lagret kWh (fx højtemperatur-varme, trykluft og brint). Vi har her set på, hvad et gennembrud for disse vil betyde.

Med muligheden for langtidslagring med 50 timers lagring og 50 % virkningsgrad vælger modellen i år 2030 at investere massivt i denne teknologi (20 GW). Primært som alternativ til gaskraftværker, som modellen helt undlader at bygge, men også som alternativ til batterier, der ser en nedgang på 10 GW.

Dette er under forudsætning af, at det er muligt at bygge og drive et langtidslager til en pris, der er sammenlignelig med et effektivt gasfyret kraftværk. Pga. de store mængder vind og sol og følgende kraftigt svingende elpriser i fremtiden kan langtidslageret købe strøm til en omkostning, der er lavere end gas, inkl. betaling for CO₂.



Mens prisen på gas (inkl. CO₂) er ca. 280 kr./MWh (3 kr./m³), har lageret omkostninger til elkøb på i gennemsnit 180 kr./MWh. Selvom lageret har en lavere virkningsgrad, kan det producere billigere el til salg i højpristimer end gaskraft-værket. På trods af bindinger på driftstid giver det en bedre økonomi.

Et godt match til vindkraften

Mens batterierne bidrager til solceller, er langtidslagre et bedre match til vind, da de kan oplades over længere perioder med kraftig vind og forsyne i perioder med vindstille vejr.

Langtidslagre bidrager til yderligere 70 TWh vindkraftproduktion i modelområdet, hvilket er mere end effekten af transmission. Men fortrængningen af fossile brændsler er mindre, da en del energi bliver spildt i lagrene.

Sammenligning af nøgledata for gaskraft og langtidslagre 2030

Teknologi	CCGT gas 	Langtidslager 
Afskrivning kr./MW/år	550.000	500.000
Fast D&V kr./MW/år	260.000	120.000
Variable omkostninger kr./MWh	499	361
Virkningsgrad	60 %	50 %
Maks. driftstid timer	-	50

Note: Variable omkostninger udgøres af CO₂- og energikøb samt variable driftsomkostninger

Finansieringsomkostninger er afgørende for økonomi i VE

Markedsvilkår giver større risiko

Finansieringsomkostninger er en parameter, der ikke har været varieret i de tre hovedscenarier, men som har afgørende betydning for VE-udbygningen.

Med overgangen til udbygning på markedsvilkår vokser behovet for adgang til risikovillig kapital, der vil finansiere projekter mod et usikkert afkast.

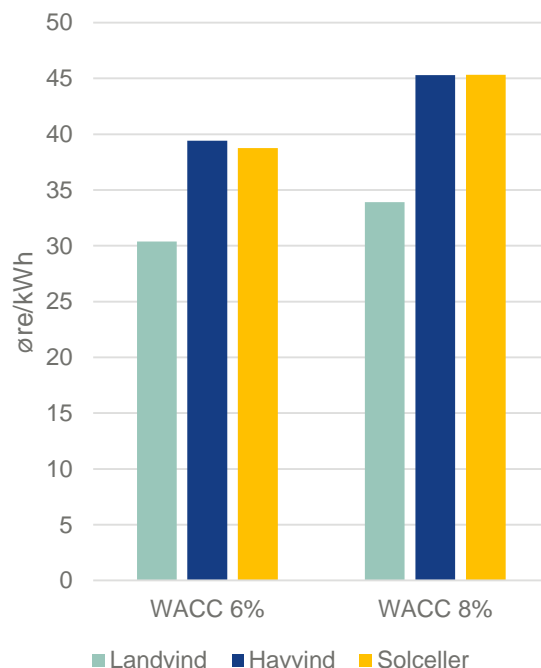
Alle resultater i dette Outlook forudsætter en 6 % real WACC og 25 års afskrivninger. Men hvad sker der, hvis forrentningskravet øges til 8 %?

Den højere omkostning til kapital reducerer konkurrencedygtigheden for kapitaltunge teknologier som vind og solceller mere end gaskraft. Ændringen i forrentning svarer til at øge investeringsomkostningen med 20 %.

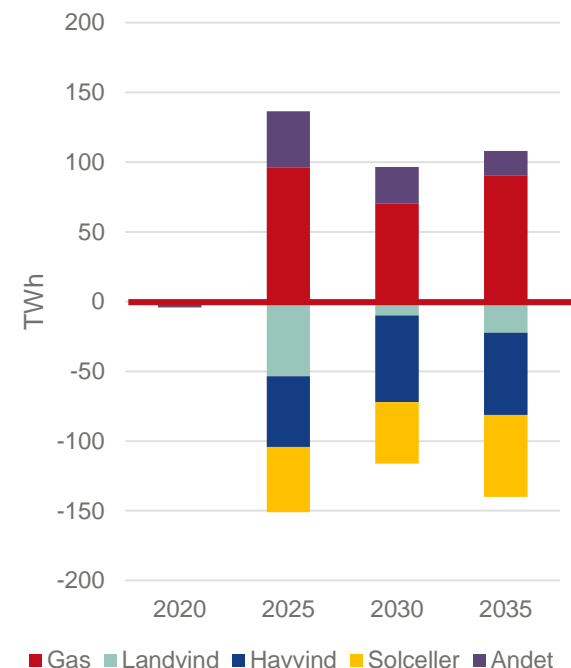
Som figuren viser fører en højere WACC til, at mængden af vind og sol reduceres med 100-150 TWh og gasforbrængen bliver tilsvarende mindre. Ændringen er stort set den samme år for år og svarer omtrent til, at den grønne omstilling udskydes med et par år.

Elkøbsaftaler (PPA'er) kan bidrage til at løse dette problem, som beskrevet i temakapitlet.

LCoE for vind og sol i 2025



Ændring i samlet produktion ved 2 % højere WACC-krav



Effekten af forskellige drivere for udbygning af VE

Sammenfatning af alle scenarier

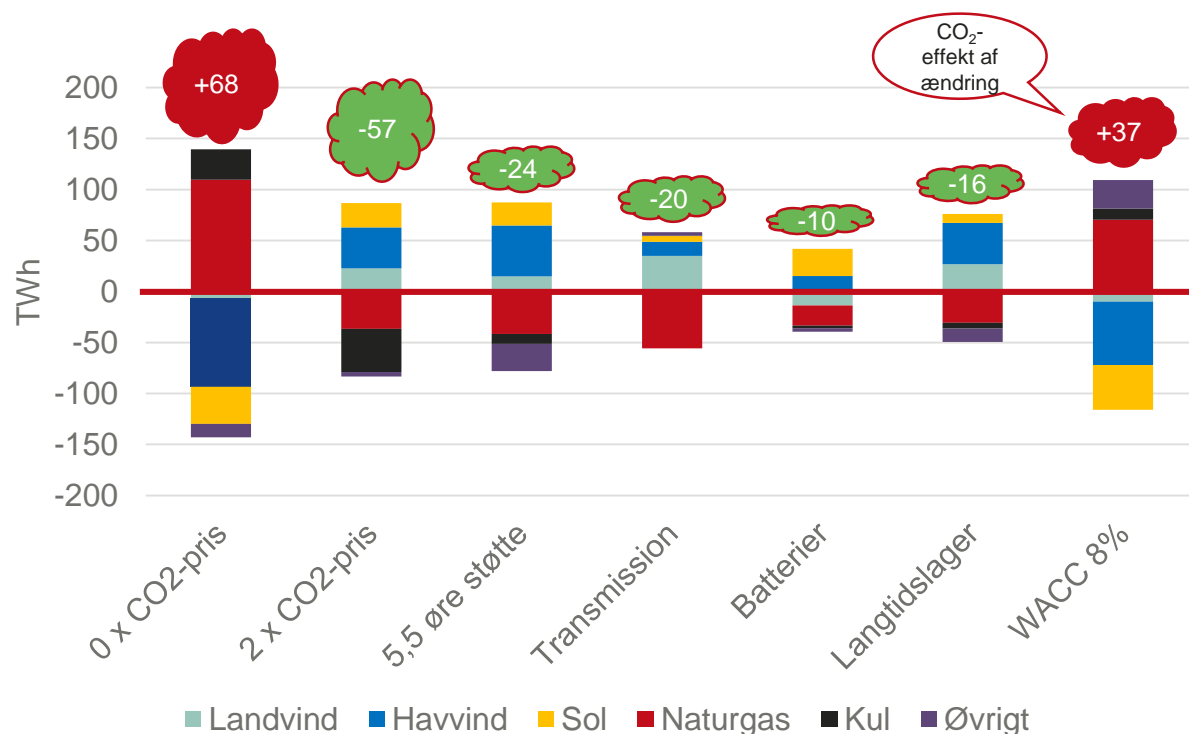
Figuren viser forskellen i elproduktionen i scenarierne relativt til referencescenariet.

CO₂-kvoteprisen har stor betydning for hvilken elproduktion, der vinder frem. Et fravær af CO₂-pris giver mere fossil elproduktion og mindre VE, mens en høj pris på CO₂ har den omvendte effekt. Støtte på 5,5 øre/kWh til sol og vind har samme effekt på VE-produktion som en fordobling af kvoteprisen, men den fortrængte elproduktion er langt mindre CO₂-intensiv.

Transmission er godt for vind, mens batterier er bedst for sol. Langtidslagerne har endnu større effekt for især vind, men også sol, men giver en lidt mindre fossilfortrængning pga. tab i lagrene.

Beregninger med højere finansieringsomkostninger (8 % real WACC over 25 år, frem for 6 %) giver dårligere vilkår for de kapitaltunge VE-teknologier og mere produktion fra især naturgas.

Ændringer i elproduktion i 2030 relativt til referencescenariet



Note: Mer/mindre produktion stemmer ikke helt overens med hinanden i scenarierne, da der er forskelle på hvor meget elproduktion, der bruges i el til varmeprocesser og tabes i ellagrene.

Skyerne angiver ændring i Mton CO₂-udledning i forhold til referencescenariet.

6. Appendix

Referenceliste

IPCC, 2018	https://www.ipcc.ch/sr15/
ITRPV, 2018	http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/
Svensk Vindenergi, 2018-3	https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/11/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-20181024-1.pdf
EEG	https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html
JRC	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#
Agora/Sandbag 2019	https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/Sandbag_European-Power-Sector-2018.pdf
LBL, 2018	https://emp.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_utility_scale_solar_2018_edition_slides.pdf
EU-2050	https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
EU REF2030	https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf
Eurelectric, 2018	https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf
IEA WEO, 2018	https://www.iea.org/weo2018/
Wind Europe	https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf
ENS Tek.kat.	https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger
Energinet, 2015	https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Januar-2015-Potentialet-for-landvind-i-2030
E3M	https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
IRENA	https://www.irena.org/ourwork/Knowledge-Data-Statistics/Data-Statistics/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series
TYNDP-18	https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/
EEA, 2008	https://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential

Brændsels- og CO₂-priser

CO₂-pris

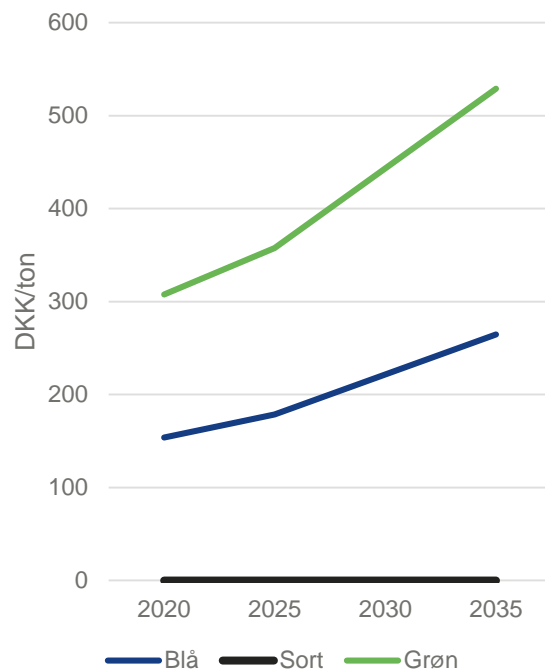
Prisen på CO₂ i det blå scenarie er taget fra WEO2018 New Policy scenarie med en antaget pris på 150 kr./ton i 2020, hvilket stemmer godt overens med dagens priser. Prisen i det grønne scenarie er den dobbelte af prisen i det blå. Mens prisen i det sorte scenarie er sat til 0 i alle år.

Brændselspriser

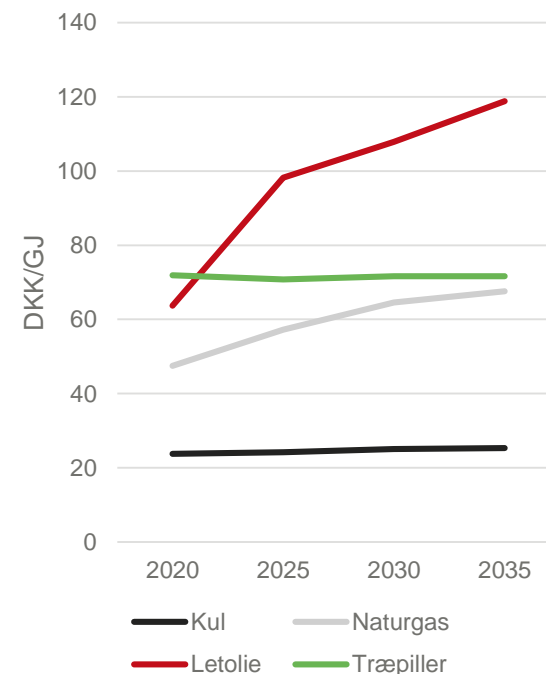
Brændselspriserne til VE Outlook 2019 er de samme i alle tre scenarier. De er taget fra WEO2018 New Policy scenariet og tillagt Energistyrelsens brændselspristillæg for centrale værker.

Prisen på biomasse er taget fra den seneste udgave af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

CO₂-kvotepriser



Brændselspriser



Kilde: WEO18 New Policies, ENS

Forudsætninger i Balmorel

Balmorel

VE-Outlook er beregnet på baggrund af Dansk Energis udgave af Balmorel-modellen.

Balmorel-modellen er en avanceret optimeringsmodel, som minimerer de samlede omkostninger til produktion af el- og fjernvarme. For mere information se www.balmorel.com.

Kapacitet

Kraftværkskapaciteten i modelområdet er baseret på Platts database for eksisterende termiske anlæg i Nordvesteuropa. Levetiden for eksisterende værker er sat til 45 år, 30 år og 20 år for hhv. damp turbineanlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg, hvorefter de tages ud af modellen.

Modellen har ikke mulighed for at skrotte værker af økonomiske årsager.

Der er antaget en udfasning af kernekraft baseret på de seneste politiske udmeldinger.

Vedvarende energi

Der er antaget en minimumsudbygning for vindkraft og sol frem til 2035 baseret på WindEuropes middel scenarie (i sort kun til 2025).

Kapacitetsudviklingen for VE i Danmark følger energiaftalen fra 2018 med mulighed for yderligere investeringer på markedsvilkår.

Investeringer

Modellen har mulighed for at investere i ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Modellen har mulighed for at investere i følgende teknologier:

- OCGT gas
- CCGT gas
- Diesel spildlast anlæg
- Træpille damp turbine anlæg
- Landvind
- Havvind
- Storskala-solceller
- Li-ion batterier
- 50 timer langtidssellager
- Transmissionsforbindelser

Kapitalomkostninger er beregnet med en WACC

på 6 % realrente og 25 års afskrivningsperiode for alle lande.

Investeringsomkostninger og D&V-omkostninger er baseret på ENS teknologikataloger.

Elforbrug

Elforbruget varieres i scenarierne. I det sorte er det sat til at være konstant i hele perioden, med udgangspunkt i modellandenes historiske elforbrug år 2016. I det blå stiger elforbruget yderligere 0,56 % p.a. som i Eu's basisscenarium (EU2030). I det grønne scenarium er den årlige stigning sat til 2,1 % p.a. svarende til stigningen i Eurelectrics høje elektrificerings scenarie (sæ. 3)

For Danmark er antaget samme udvikling som i Basisfremskrivningen 2018.

Elbiler er en del af forbrugsstigningerne, men har et andet forbrugsmønster end klassisk elforbrug.

Transmission

Eltransmissionsforbindelserne mellem landene er baseret på ENTSO-Es TYNDP 2018. Da flere af de planlagte kabelprojekter er usikre er der yderligere lavet en individuel vurdering af projekterne.

Potentialer for VE

Landvind

Der er taget udgangspunkt i Tyskland og et potentiale på 80 GW landvind. Med udgangspunkt i de tekniske potentialer i EEAs potentialerapport fra 2008, er de øvrige landes potentialer skaleret i forhold til Tyskland og potentialet på 80 GW.

Pga. særlige forhold omkring godkendelse og netudbygningsbegrænsninger er den årlige udbygningstakt i Storbritannien og Norge begrænset til hhv. 2 og 1 GW.

For Danmark er potentialet sat til 5,6 GW som følge af energiaftalens begrænsning af antallet af møller på land.

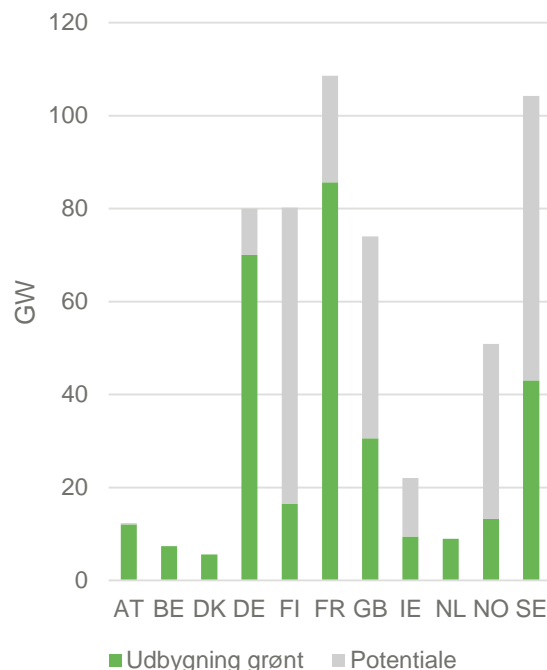
Havvind

Havvindspotentialerne er inddelt i tre kategorier efter nærhed til kysten og opsamling af el. Kategorierne kystnær, offshore og langt fra land har forskellige etableringsomkostninger som stiger som følge af distancen til land. For hvert land er potentialet vurderet i de tre kategorier. Særligt er "langt fra land" potentialet meget stort.

Sol

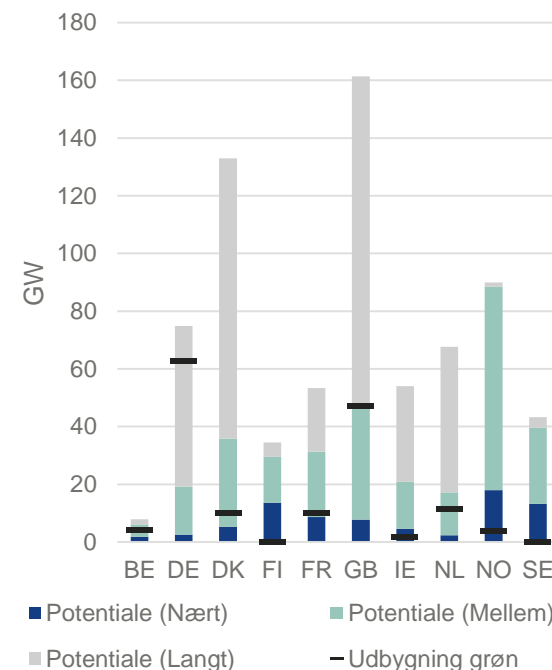
Der er antaget et ubegrænset potentiale for sol.

Potentiale for landvind



Note: Bemærk at udbygningens takten i Norge og Storbritannien er begrænset

Potentiale for havvind



Note: Udbygning er vist for 2030

Fysiske årsager til prispres

Blæsende vintre og solrige somre

Tre fysiske faktorer afgør sol og vinds afregning ift. gennemsnitselprisen. Sæsoneffekt, døgn effekt og mængdeeffekt.

Solen skinner mest om sommeren, og vinden blæser mest om vinteren. Det gør, at vinden hen over året har et bedre match til forbruget, der også er højest om vinteren.

Fortalere for solceller fremhæver typisk det gode match mellem produktion og forbrug midt på dagen. Denne sammenhæng eksisterer og har medført en markedsværdi til solceller, der lå over den gennemsnitlige elpris. Denne effekt bliver dog hurtigt opvejnet af mængdeeffekten, når antallet af solceller i elsystemet stiger.

Figurene angiver hvor stor en del af årets produktion, der finder sted i hver måned/time. Som det fremgår af døgnvariation-figuren, vil et elsystem med 100 % solceller have en voldsom overproduktion midt på dagen. Det viser at mængdeeffekten gør, at et evt. positivt match til forbrug hurtigt kan blive opbrugt, hvorefter yderligere udbygning med sol eller vind vil medføre, at afregningen falder til under gennemsnittet i timer med høj produktion.

Moderne vindmøller med mere jævn produktion har en større andel af produktionen i sommerhalvåret, hvilket giver et bedre match til forbruget på månedsbasis.

Vindmøllerne producerer mest om eftermiddagen om sommeren, når varm opstigende luft over land trækker ekstra vind ind fra havet, hvorved produktionen stiger på de mange vindmøller langs kysten.

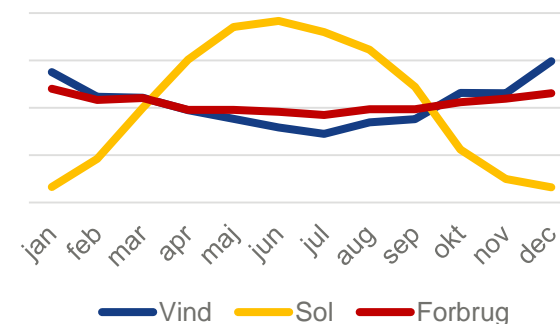
Solens produktion toppe, når solen står i syd omkring kl. 13 om sommeren.

Et optimalt split?

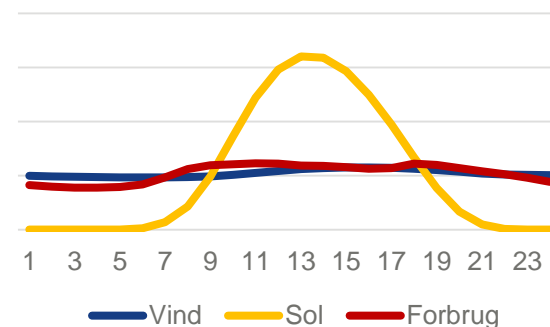
Sæsoneffekten dikterer, at størstedelen af elforbruget skal dækkes af vindkraft i et system, hvis produktion primært kommer fra vind og sol. Hvilken andel, som solcellerne skal udgøre, afhænger i høj grad af de relative priser på vind og sol, samt hvor jævn vindkraftproduktionen er hen over året.

Forskning fra Aarhus Universitet har tidligere vist, at det optimale split er ca. 80 %/20 % på vind/sol. Dette afhænger dog af de relative priser, og vejene dertil fra de nuværende 40 %/5 % er mange.

Sæsonvariation – Danmark



Døgnvariation – Danmark





 [®] DANSK
ENERGI