VE-Outlook 2017

Perspektiver for den vedvarende energi mod 2035

November 2017

DANSK ENERGI

Indholdsfortegnelse

1. Indledning og resumé af budskaber fra analysen

2. Status for VE i Nordvesteuropa

- 2.1. VE i Nordvesteuropa i dag
- 2.2. Omkostninger for VE-teknologier
- 2.3. Udvikling i markedsafregning for VE

3. Scenarier for VE-udbygning i Nordvesteuropa

- 3.1. Scenarier og følsomheder
- 3.2. VE-udbygning i Markedsscenariet
- 3.3. Alternative forløb for VE-udbygning

4. Samspil mellem elmarked og teknologivalg

- 4.1. Værdien af elproduktion

5. Udbygning med VE i Danmark

- 5.1. Status for VE i Danmark 2020
- 5.2. Centrale VE-teknologier i Danmark
- 5.3. Vej til mindst 50 % VE i 2030

6. VE på markedsvilkår i Danmark

- 6.1. Afregning af VE frem mod 2030
- 6.2. Rammer om VE i overgang til markedsvilkår

Hvad er VE-Outlook?

VE-Outlook tegner perspektiverne for udbygning med vedvarende energi i Nordvesteuropa og Danmark frem mod 2035.

VE-Outlook sætter særligt fokus på udbygning med vind og sol i Nordvesteuropa frem mod 2035 og undersøger, hvad der fremadrettet er de afgørende drivere for udbygningen med VE. Når vi taler VE-el, er Danmark via elmarkedet nemlig stærkt afhængig af, hvad der sker i landene omkring os.

VE-Outlook stiller også skarpt på udbygningen med vedvarende energi i Danmark og muligheden for at opfylde udmeldte politiske mål. Herunder hvilke bidrag forskellige VE-former kan give til regeringens mål om 50 % VE i 2030.

VE-Outlook ser på elementerne i VE-støttemodeller, der kan bygge bro til en fremtid med VE på rene markedsvilkår.

Rapport udarbejdet af:

Karsten Capion, 35300487, kac@danskenergi.dk

Torsten Hasforth, 35300479, tha@danskenergi.dk

Kristian Rune Poulsen, 35300477, krp@danskenergi.dk

Indledning

I energibranchen foretager vi de fleste af vores investeringer med et perspektiv, som rækker mange år ud i fremtiden. For vindmøller, kabler og kraftværker taler vi om investeringer med en levetid på 25-30 år – mindst. Derfor har vi brug for at se grundigt i krystalkuglen – velvidende at sådan en kan være tåget. Vi har brug for at forstå dynamikkerne på den lange bane. Hvilke risici og hvilke gevinster tegner der sig i horisonten? Hvad skal man især være opmærksom på?

Vi har også brug for, at vores omverden forstår dynamikkerne – både dem, der tager beslutninger, og dem, der debatterer og påvirker mål og midler. Jo mere oplyst debat vi har, jo bedre chance for kloge og langtidsholdbare rammevilkår. Det er i al beskedenhed ambitionen med Dansk Energis nye Outlooks at skabe og formidle ny viden på vigtige energipolitiske områder. Og forhåbentlig stimulere til debat og nye erkendelser hos læserne.

Vi har valgt, at den allerførste af Dansk Energis Outlook-publikationer skal fokusere på vedvarende energi. Det er ikke et tilfældigt valg. 2017 vil blive husket som året, hvor vind og sol tog sine første skridt på vej ind i et marked uden støtte. Ørsted og EnBWs nulbud i den tyske havvindsauktion, indvielsen af den første britiske solcellepark uden støtte og rekordlave priser på det norsk-svenske VE-certifikatmarked gav alle indikationer af, at den vedvarende energi har bevæget sig ind i et helt nyt farvand.

Prisen på vedvarende energi er faldet så hastigt, at vi endnu mangler at forstå implikationerne til fulde. Pludselig er ideen om vind og sol som dyre teknologier, der kræver støtte til evig tid, overhalet af en ny virkelighed. Med dette Outlook håber vi at bidrage til en øget forståelse af, hvad det kan betyde for den grønne omstilling i vores del af verden – nærmere bestemt Nordvesteuropa – frem mod 2035. Når vi taler energiforhold, er Danmark nemlig ikke en ø, men en del af et europæisk elmarked, som bliver stadig mere integreret.

Vi har dog også valgt at stille skarpt på Danmark. På trods af en hastig europæisering af klima- og energipolitikken udgør de hjemlige mål og midler stadig en vigtig ramme om investeringer på dansk jord. Et helt centralt omdrejningspunkt for de kommende energiforhandlinger vil være regeringens mål om mindst 50 % vedvarende energi i 2030 samt ambitionen om VE på markedsvilkår inden 2030. At forstå, hvad disse mål kræver, står derfor også centralt i dette Outlook.

Lars Aagaard
Administrerende direktør

Dansk Energi

Budskaber fra Dansk Energis VE-Outlook 2017 – om udbygning med VE i Nordvesteuropa

1. Den grønne omstilling af vores elproduktion er blevet billig. Omkostningerne til at producere strøm med VE er faldet markant og hurtigere end forudset. Massiv udbygning, industriel skala og øget konkurrence-udsættelse har leveret rekordlave bud.
2. Grøn omstilling af elproduktionen er et tog, som ikke lader sig stoppe. Allerede i dag er det billigere at producere strøm ved at sætte en vindmølle op frem for at bygge et nyt kulkraftværk. Om få år forventes vind og sol også at være billigere end strøm fra eksisterende kraftværker.
3. Nordvesteuropa er allerede ganske langt i den grønne omstilling. Biomasse spiller hovedrollen efterfulgt af vind og suppleret af vandkraft og sol. Det er elsektoren, som fører an i den grønne omstilling.
4. Analysen peger på, at den markante omstilling af elproduktionen i Nordvesteuropa vil fortsætte. Særligt i lande som England og Frankrig kan VE komme til at spille en meget større rolle i takt med, at gamle kraftværker lukkes, og der investeres i ny elproduktion i form af havvind, landvind og solceller.
5. Selv i et scenarie uden VE-støtte eller markant højere CO_2-priser fås, at over halvdelen af elforbruget i Nordvesteuropa i 2030 dækkes af VE. Dog under forudsætning af fortsat faldende VE-omkostninger og stigende priser på fossile brændsler.
6. Den grønne omstilling, som kan leveres alene af elmarkedet frem mod 2030, vil dog være for lidt og for sent ift. løfterne fra Paris-aftalen. Der skal en hjælpende hånd til for at sikre, at omstillingen kommer hurtigt og kraftigt nok.
7. En højere CO_2-kvotepris vil være en effektiv driver for mere VE i nordvesteuropæisk elproduktion og særlig gunstig for vindkraft. En høj CO_2-pris vil samtidig sikre, at VE-anlæg etableres de rigtige steder, at det primært er kul, der fortrænges – og dermed at der leveres CO_2-reduktioner.
8. Ekstra store omkostningsreduktioner for sol og vind kan betyde et endnu hurtigere skift væk fra fossile brændsler, men de to VE-former er også i indbyrdes konkurrence. Bliver solceller meget billige, eroderes værdien – og dermed mængden af vindkraft.
9. Selv i et scenarie med 100 % VE i elsektoren i 2030 er der udfordringer for elsystemet. Der vil være behov for en vis mængde kraftværker til at ”fylde hullerne” i vind-/solproduktionen. Kraftværkerne vil køre færre timer, men produktionen vil have høj værdi i de timer.
10. Store batterier eller anden lagringsteknologi kan – hvis de får et kommercielt gennembrud – reducere behovet for spidslast-kapacitet fra kraftværker væsentligt og bidrage til at øge værdien af vind og sol ved fx at lagre elproduktionen fra sol fra dag til nat.
11. Flere transmissionsforbindelser mellem landene vil også øge værdien, primært for vind. Norden kan blive et grønt kraftværk for resten af Nordvesteuropa. Særligt hvis prisen på at transportere strøm kan holde trit med de faldende priser på at producere VE-strøm, og at landene er villige til at lave investeringerne.
12. Fremtidens VE-investeringer bør ske med et øget fokus på hvilken værdi, produktion har på elmarkedet. En ekstra kWh på en blæsende eller solrig dag er mindre værd end en ekstra kWh på en vindstille eller overskyet dag. Det forhold vil kun blive forstærket med mere VE.

Budskaber fra Dansk Energis VE-Outlook 2017 – om udbygning med VE i Danmark

1. I Danmark vil vi i 2020 kunne dække ca. 40 % af vores samlede energiforbrug med VE. Biomasse til el, varme og vind er vigtigste teknologier, efterfulgt af biogas og sol.
2. Omstillingen sker dog primært i elproduktion, hvor VE forventes at dække ca. 80 % af elforbruget i 2020. I transport, individuel opvarmning og erhverv spiller olie og gas derimod fortsat hovedrollen.
3. Frem mod 2030 vil den samlede danske VE-andel stagnere omkring ca. 40 % uden nye initiativer. Regeringens mål om mindst 50 % VE i 2030 vil således ikke opfylde sig selv.
4. Fuld udfasning af kul i el- og fjernvarme, fortsat satsning på vind og sol, elektrificering af decentral og individuel opvarmning (4-dobling) samt 500.0000 elbiler kan tilsammen levere over 50 % VE i 2030.
5. Med en grøn omstilling, som både fokuserer på energiproduktion og energianvendelse, kan man på samme tid opfylde 50 % VE-målet, energieffektiviseringsmålet på 1,5 % pr. år og bidrage til at opfylde det kommende klimamål for de ikke-kvoteomfattede sektorer.
6. For samtlige VE-teknologier er der en række udfordringer af teknisk og/eller økonomisk karakter. At høste de potentielle bidrag til de tre overordnede klima- og energimål kræver derfor ekstra policy-tiltag. Fornuftig finansiering af tiltag er dog et centralt vilkår.
7. Analysen peger på, at selv små forskelle i forudsætninger og rammer for at producere VE kan betyde rigtig meget for, hvor det er optimalt at investere. Danmark er på den ene side begunstiget af gode vindforhold, men på den anden side udfordret af, at Norden er et lavprisområde for el.
8. For biomasse-kraftvarme gælder, at det vil kræve kraftigt stigende kul- og CO_2-priser at slå kullene på el- og varmeproduktions-omkostninger, hvorfor politisk besluttede rammevilkår fortsat er afgørende.
9. For landvind i Danmark gælder, at omkostningerne bevæger sig mod et niveau, hvor indtjening på elmarkedet er tilstrækkeligt til at drive nye investeringer på denne side af 2025. Dog er landvindspotentialet begrænset mht. egnede placeringer og folkelig accept.
10. For havvind (inkl. ilandføring) er det næppe muligt at investere på rene markedsvilkår på denne side af 2025, men behovet for støtte er begrænset. Etablering af havvind på markedsvilkår i Danmark kræver, at der sker ekstra kraftige omkostningsfald. Eller at indtjeningen forbedres via en højere CO_2-pris og/eller bedre transmissionsforbindelser.
11. Analysen peger på, at solcelleanlæg vil være tæt på at være rentable på markedsvilkår inden 2030, men er ligesom vind afhængig af udviklingen i vores omverden. En kraftig soludbygning i vores nabolande vil give et prispres, som rammer danske solceller.
12. I fravær af en kvotereform vil markedet ikke levere tilstrækkelige investeringer i ny vind, sol og biomasse i Danmark til at realisere 50 % VE i 2030. Der vil derfor i en årrække fortsat være brug for VE-støtte.
13. I overgangsfasen skal VE-støtten ramme en svær balance mellem at pege mod en fremtid, hvor investering og drift af VE-anlæg skal kunne foretages på baggrund af markedsindtjeningen, og samtidig tage hensyn til teknologiudvikling, sammenhæng i energisystemet og investorsikkerhed.

Status for VE i Nordvesteuropa

2.1 VE i Nordvesteuropa idag

DANSK ENERGI

Den grønne omstilling er ujævnt fordelt i Nordvesteuropa

Norden er den grønneste region

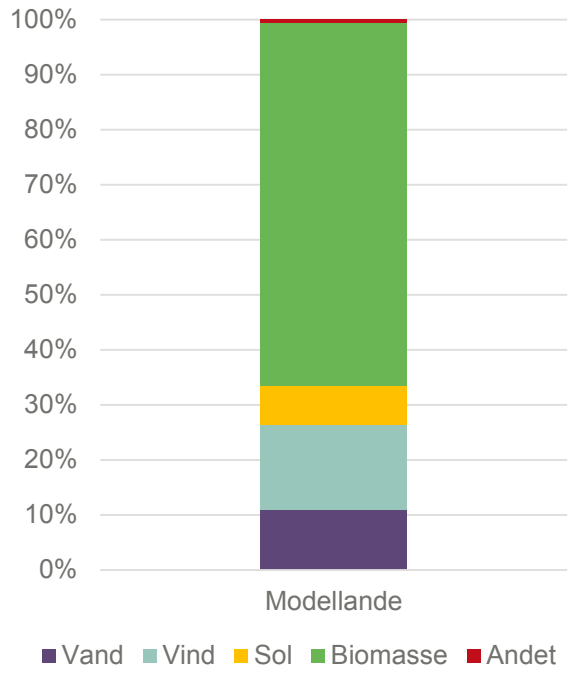
I denne analyse defineres Nordvesteuropa som de lande, der er farvede på kortet til højre (samt Finland). Dette område er modelleret i scenarieanalysen, og landene er valgt ud fra, at de er stærkt elektrisk forbundne, og at markedsudviklingen i disse lande påvirker Danmark.

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 % 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.

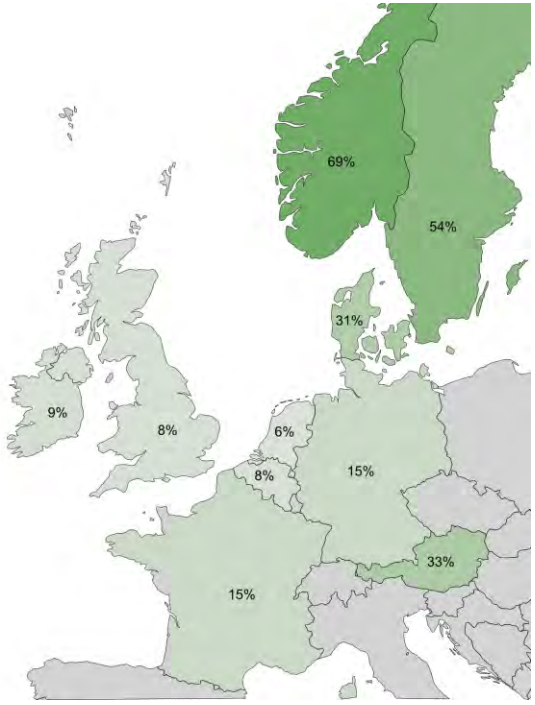
VE i Nordvesteuropa opdelt på kilder 2015



Biomasse omfatter flydende og fast biomasse, biogas og affald.

Kilde: Eurostat

Nuværende samlet VE-andel 2015



Note: Modellande er som vist på kort.

Kilde: Eurostat

Stigende anvendelse af fast biomasse i Nordvesteuropa

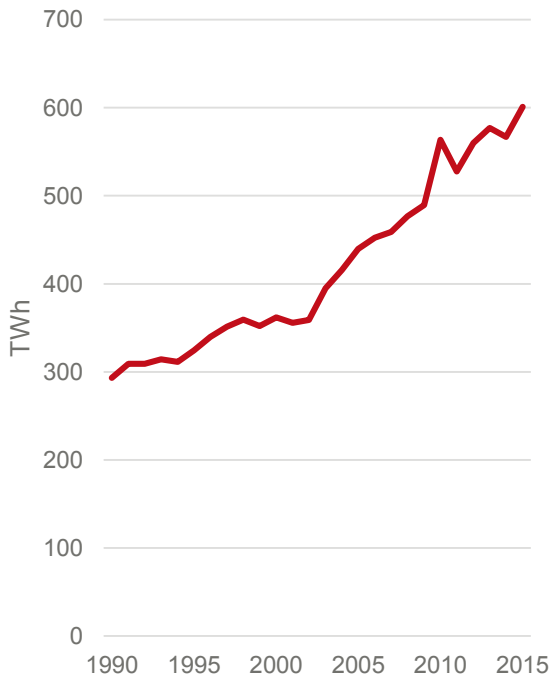
Syvdobling i el fra biomasse siden 1990

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 margen. Langt hovedparten af biomassen anvendes til opvarmning.

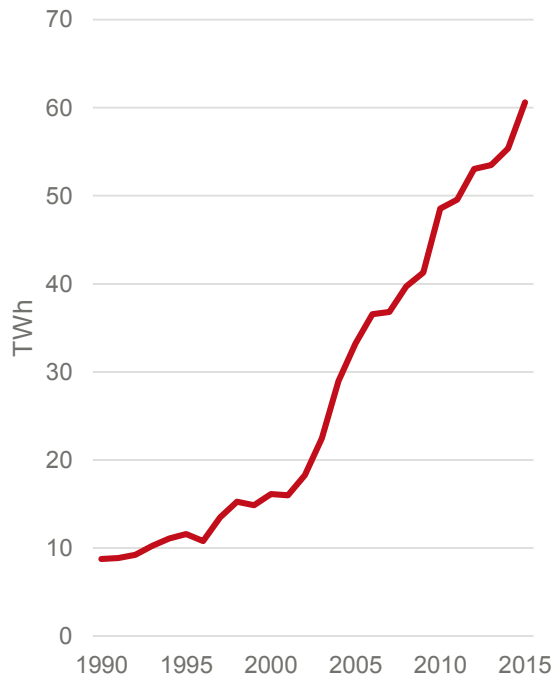
Nordvesteuropa har fordoblet anvendelsen af biomasse til energi siden 1990. I samme periode er elproduktionen fra fast biomasse syvdoblet.

Inden for elproduktion er det vandkraft og vind, der dominerer, men biomasse udgør ca. en tiendedel. 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



Elproduktion på fast biomasse i Nordvesteuropa



Note: Bemærk, at de to akser er forskellige.

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.

VE-andelen i det samlede endelige energiforbrug i Nordvesteuropa steg således fra 9 % til 17 % fra 2004 til 2015. I samme periode steg andelen i elsystemet fra 15 % til 29 %.

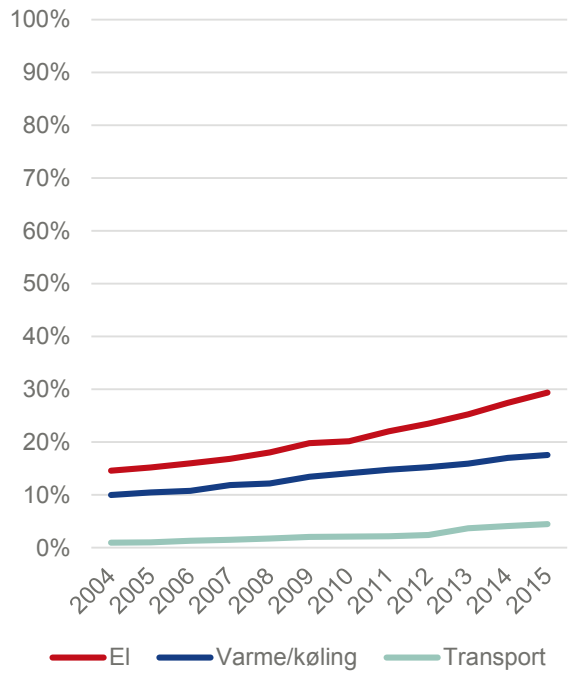
VE udgør minimal andel i transportsektoren

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

I Nordvesteuropa udgør VE i 2015 29 % i el, 18 % i varme/køling og ca. 4 % i transportsektoren.

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.

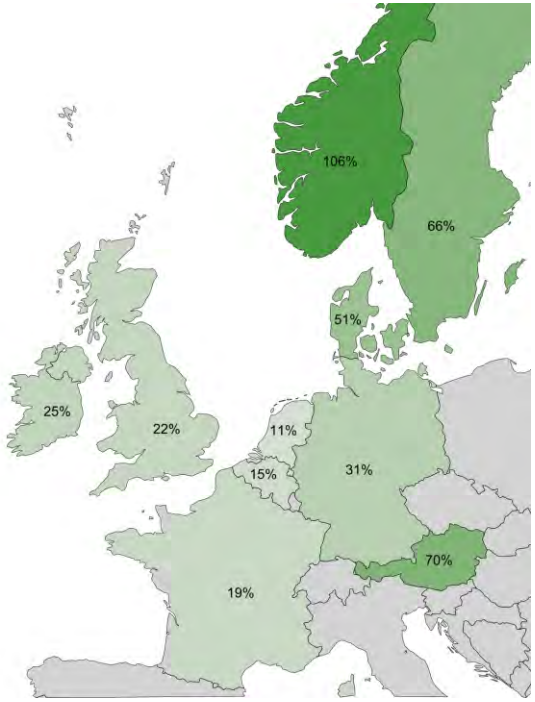
VE-andele i Nordvesteuropa 2004-2015



Note: Samlet VE-andel ligger tæt på andelen i varme/køl.

Kilde: Eurostat

Nuværende VE-andel i elsystemet 2015



Note: VE-elproduktions andel af elforbruget. Finland har 33 %.

Kilde: Eurostat

2.2 Omkostninger for VE-teknologier

DANSK ENERGI

Udbygning har drevet prisfald på VE

Fremskrivninger er ofte for konservative

Øvelse gør mester – gælder også for teknologiudvikling, hvor sammenhængen mellem udbygningsmængde og pris er tydelig. Historisk er prisen på solcellemoduler gennemsnitligt faldet med 22,5 % hver gang, den globale installerede kapacitet er fordoblet.

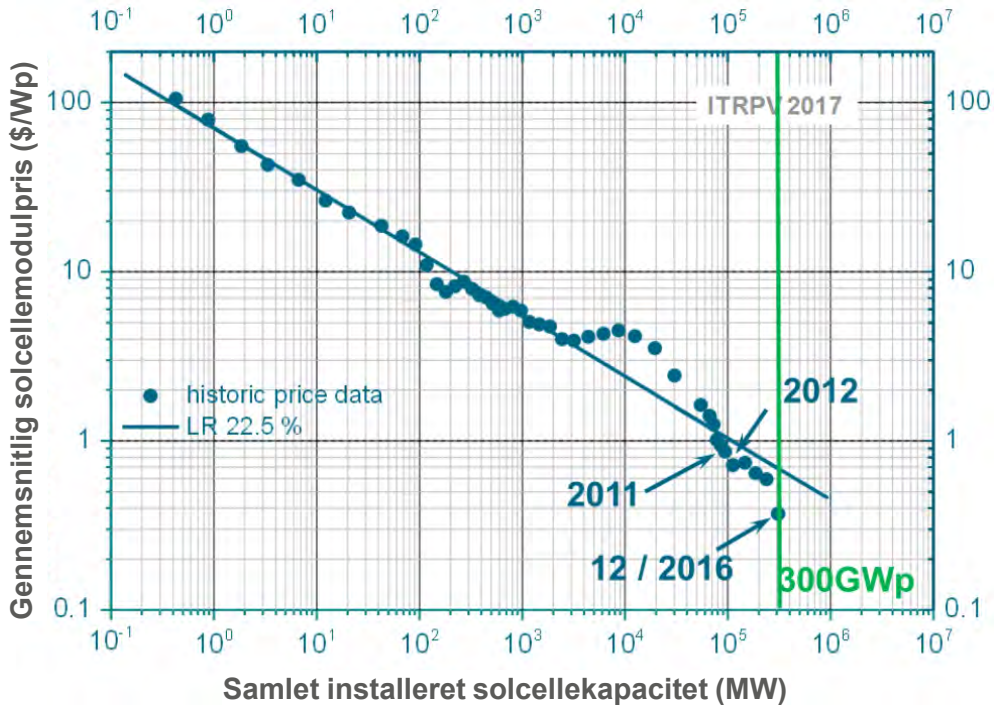
Denne læringskurve er velbeskrevet i litteraturen og gælder også for fx batterier.

Historiske fremskrivninger af teknologipriser har imidlertid ofte været for konservative om hvor store mængder, der forventes at komme fremadrettet, og har derfor ikke forudset prisfaldene. Den støttedrevne udbygning med solceller i bl.a. Tyskland og Kina har medført kraftigt faldende teknologipriser til et niveau, hvor solceller efterhånden kan etableres på rene markedsvilkår, hvor særligt gunstige forhold.

Der har været en positiv spiral, hvor prisfald har ført til højere nationale ambitioner og udbygning, og IEA har de sidste femten år konsekvent opjusteret deres fremskrivninger af VE-kapacitet.

Det må forventes, at denne udvikling vil fortsætte.

Teknologipriser falder i takt med udbygning
Læringskurve for solcellemoduler



Note: Lige streger i dobbeltlogaritmisk plot viser eksponentiel sammenhæng mellem priser og mængder.

Kilde: ITRPV (VDMA)

http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/

Øget konkurrence har også drevet prisen på vind og sol ned

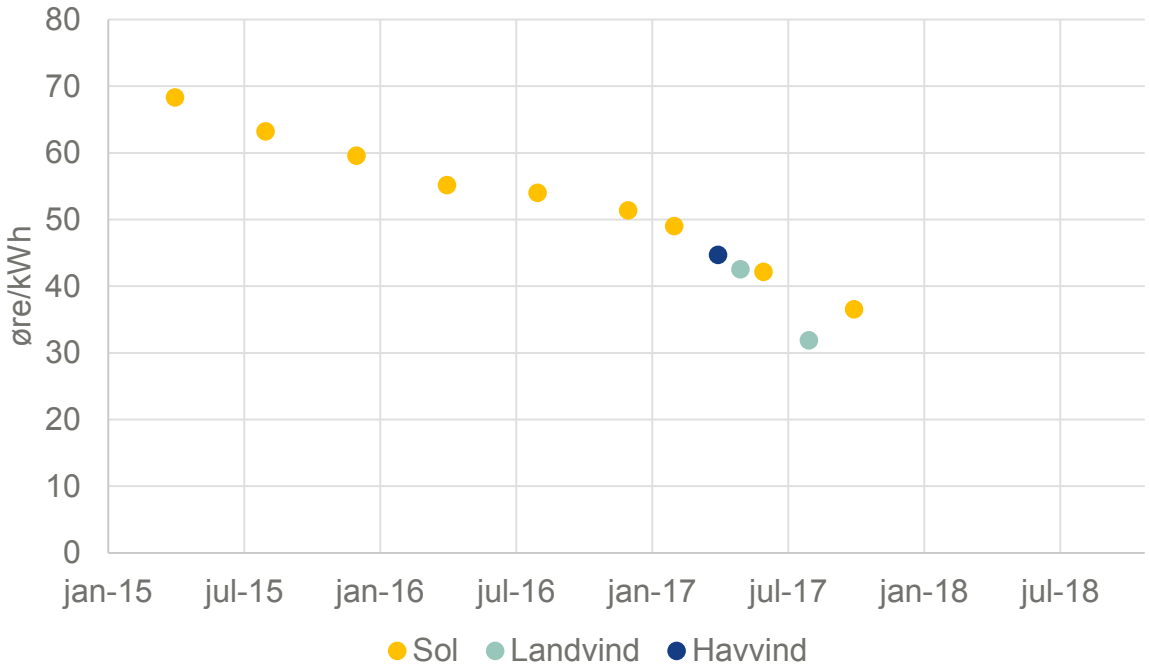
Øget konkurrence har givet resultater

Bevægelsen fra indfødningstariffer til udbud og dermed øget konkurrenceudsættelse har også bidraget til at drive omkostninger yderligere ned. Det har samtidig givet staterne øget kontrol med udbygningstakt og støtteomkostninger.

Tyskland har set næsten en halvering af budprisen for solceller på to et halvt år. I samme periode blev budprisen på havvind halveret i UK. Ligeledes er prisen på landvind også faldet massivt.

Omkostningsfald er altså set for både hav- og landvind og solceller. De seneste udbud giver ikke noget klart fingerpeg om hvilken teknologi, der bliver billigst (landvind, havvind eller sol). Der tegner sig umiddelbart et billede af, at der bliver plads til alle tre teknologier på markedet.

Tyske auktionsresultater for vind og sol



Note: 20 års støtte, havvind indeholder kun Ørsteds Gode Wind 3 bud.

Kilde: EEG

Omkostningerne til VE-elproduktion varierer på tværs af Europa

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

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- og planlægningsforhold.

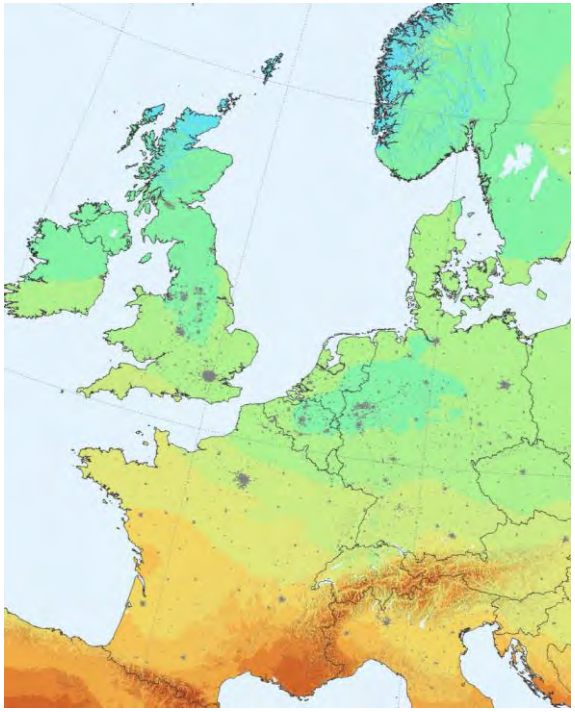
Alle disse faktorer påvirker økonomien og gør, at VE ikke vil komme på markedsvilkår samtidig i alle lande, selv hvis afregningen var ens.

Figurerne 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.

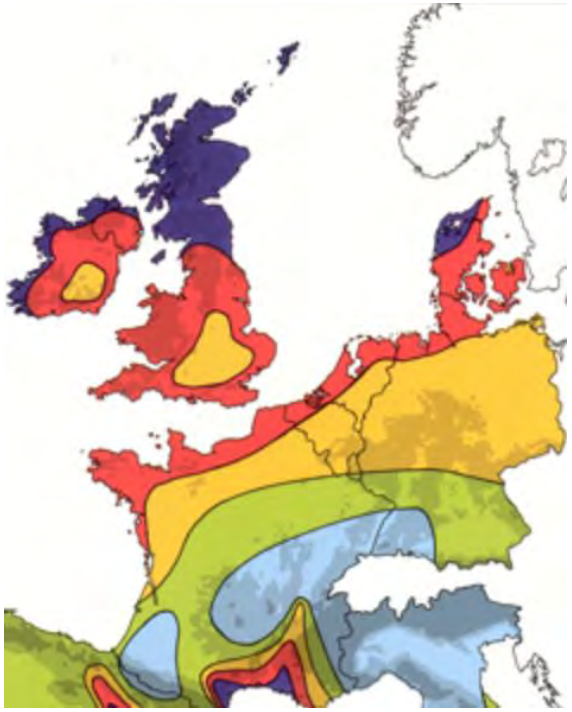
Solressourcekort for Europa



Note: Orange er områder med mest sol.

Kilde: JRC

Vindressourcekort for Europa



Note: Lilla er områder med kraftigst vind.

Kilde: Risø DTU

2.3 Udvikling i markeds-afregning for VE

DANSK ENERGI

Markedsværdi af VE-elproduktion varierer på tværs af Europa

Figuren til højre viser gennemsnitlige elpriser i landene. Solceller og vindmøllers afregning vil afvige fra dette, da elprisen svinger time for time.

Afhængigt af hvordan det eksisterende elsystem ser ud, vil elprisbilledet være forskelligt. 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 er den store mængde vandkraft med til at udglatte elprisvariationerne, hvilket giver bedre afregning til vindkraften, der ikke i samme grad kannibaliserer 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.

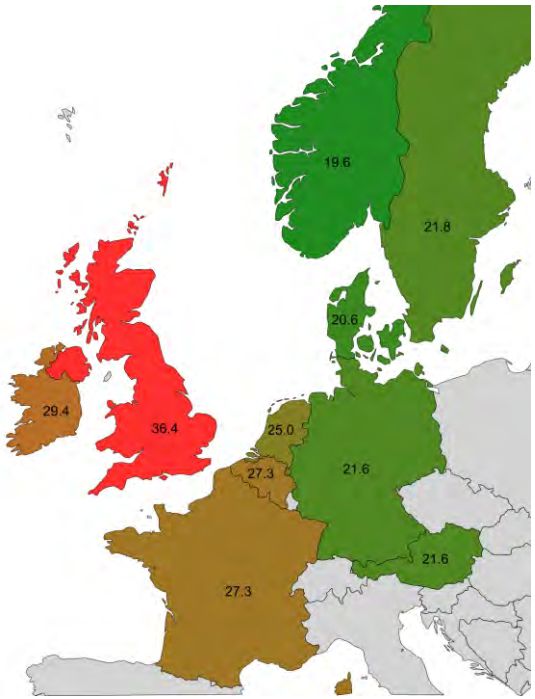
Europas lande er forbundet med transmissionsledninger, der muliggør udveksling af el over landegrænser. Økonomien i vind og sol i et lille og velforbundet land som Danmark påvirkes derfor i høj grad også af udbygningen i vores nabolande.

Norden er 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 over 50 GW vindkraft i Tyskland mod godt 5 GW i Danmark.

Med kablet Viking Link, der etableres mellem Danmark og England i 2022, kan elproduktion eksporteres til et marked, hvor den har langt højere værdi.

Elpriser i Nordvesteuropa 2016 (øre/kWh)



Omkostninger til kulkraft afgør elprisen og VE-afregningen

Kul dikterer prisen i det europæiske elmarked

Den indtjening, som vind og sol kan opnå på markedet, er stærkt afhængig af prisen på at producere strøm på fossile kraftværker. Det er nemlig kraftværkerne, som sætter prisen i elmarkedet i langt de fleste timer.

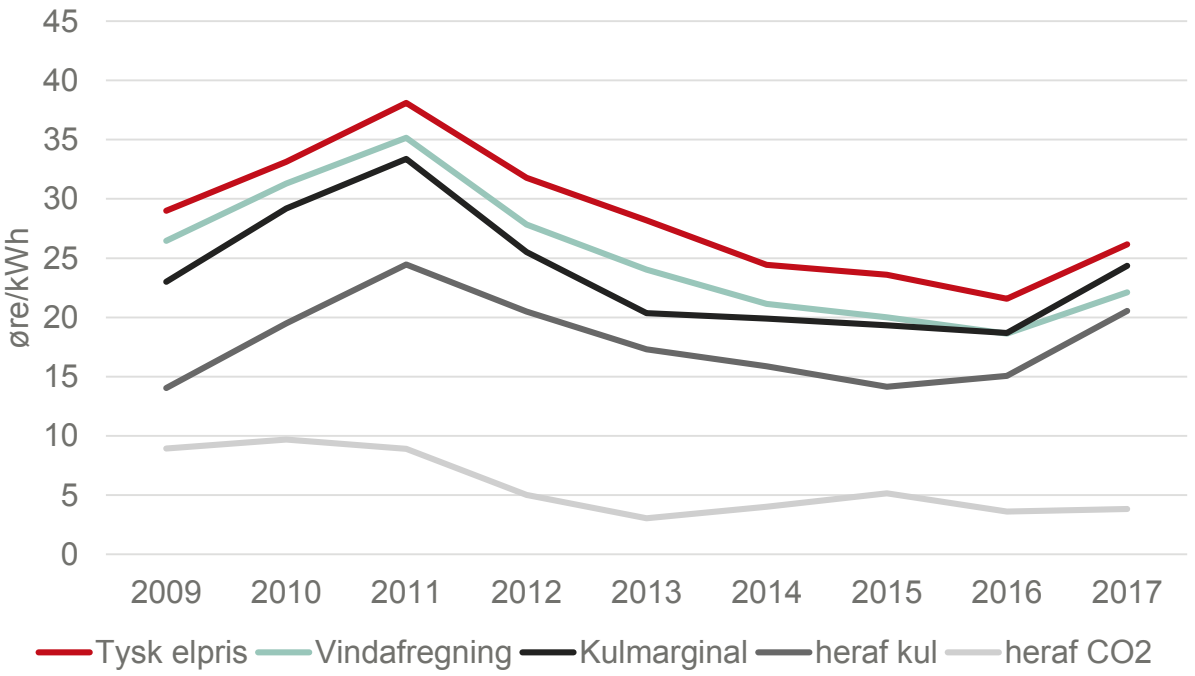
Som beskrevet i Dansk Energis elprisscenarier, er det primært marginalomkostningerne til kulkraft (den såkaldte kulmarginal), der afgør elprisen i Kontinentaleuropa.

Kulmarginalen består af to bidrag: Kulprisen og CO_2-kvoteprisen. Den opgang i elprisen, der er set de seneste år, skyldes primært, at kulprisen er steget betydeligt fra det bundniveau, den ramte i vinteren 2016. Kvoteprisens bidrag til elprisen (og afregningen til vind og sol) er ca. 4 øre/kWh i dag.

Mens kulprisen sættes på verdensmarkedet og i høj grad dikteres af Kinas beslutninger, afgøres kvoteprisen af hvilke reformer, der kan opnås enighed om i EU.

Afregningen til vindkraft og solceller følger elprisen tæt, men spændet til elprisen øges over tid i takt med, at den vedvarende energi presser sin egen afregningspris.

Elpris, vindafregning og kulmarginal i Tyskland 2009-2017



Note: Data for Tyskland er vist, da disse (modsat Norden) i høj grad er upåvirket af tilfældige variationer i nedbør.

Kilde: SysPower

Svagt kvotemarked har fastholdt VE på støtte

Fortsat støttebehov i fravær af kvotereform

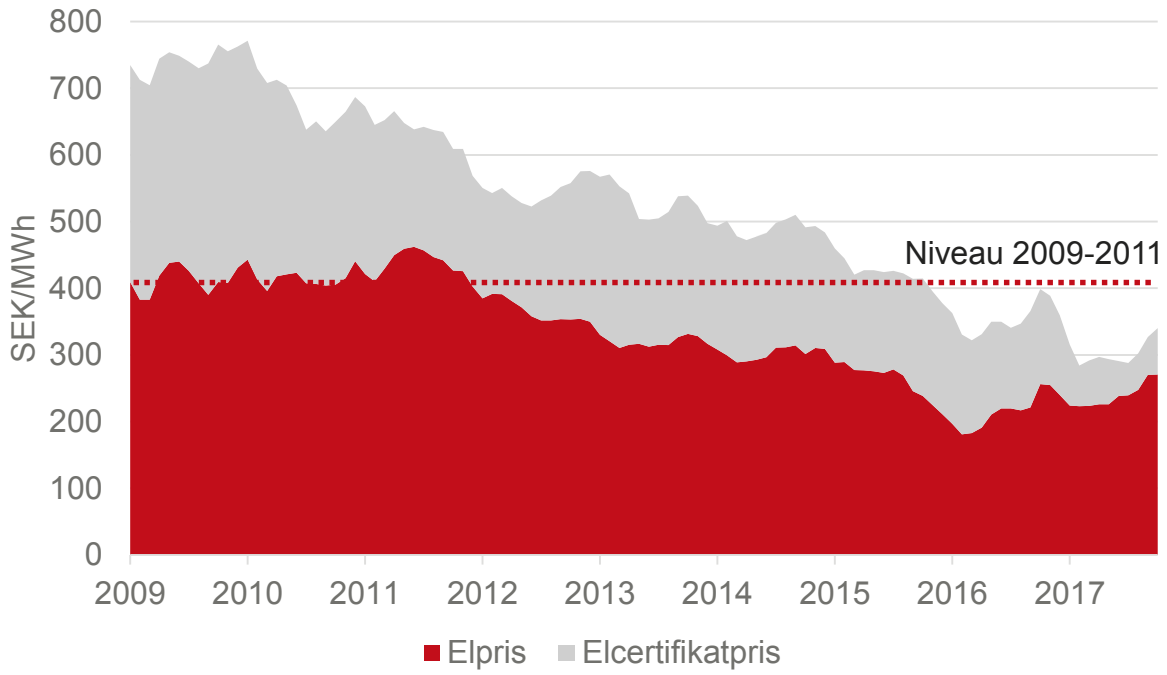
De store prisfald på VE-el har været delvist maskeret af faldende kul- og kvotepriser siden 2011, som har givet lave engroselpriser, også til VE-produktionen. Den dårlige afregning på elmarkedet har fastholdt støttebehovet til VE på trods af, at teknologien er blevet billigere.

På det svenske marked etableres allerede i dag vindkraft med en ganske lille supplerende støtte til markedsindtjeningen i form af VE-certifikater. I dag etableres vindkraft med en forventning til afregning (elpris + støtte) på ca. 300 SEK/MWh (23 øre/kWh), når møllen går i drift (to år fra dato). I etableringen indgår dog forventningen om stigende elpriser i Norden i de kommende år.

Forwardpriser på det svenske certifikatmarked efter 2020 ligger på knap 60 SEK/MWh (5 øre/kWh). En kvoteprisstigning på omkring 10 €/ton ville fjerne dette efterhånden meget lille støttebehov.

Dansk Energis elprisscenarier viser, at elprisen og vindafregningen stiger med ca. 0,5 øre/kWh for hver €/ton, som kvoteprisen stiger med (DE, 2017).

Svensk vindkraft – forventet afregning to år fra dato



Note: Baseret på forward-priser for både elspot og elcert.

Kilde: SysPower

Afregning til vind og særligt sol er under pres

Både vind og sol oplever pres på afregning

Ud over generelt lave elpriser pga. lave kul- og CO_2-priser har sol og vind den udfordring, at de kannibaliserer 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.

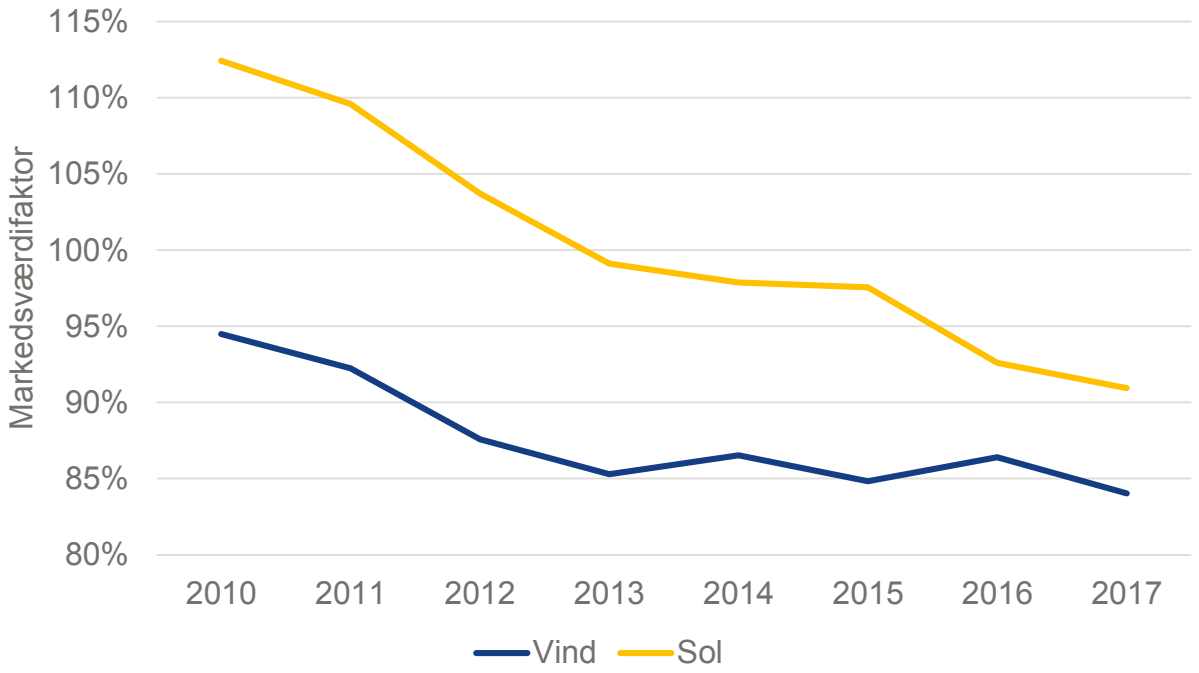
Dermed spiser vind og sol af deres afregning. Jo mere vind og sol, der er i systemet, jo mere udtalt er denne effekt.

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

For vindkraften har markedsværdifaktoren ligget rimelig stabilt på 85 % de seneste fem år. Det skyldes bl.a. en faldende gaspris, hvilket har reduceret elprisen i timer med lav vind.

Ligeledes bidrager solens prispres 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: Egne beregninger baseret på data fra SysPower.

Scenarier for VE-udbygning i Nordvesteuropa

3.1 Scenarier og følsomheder

DANSK ENERGI

Scenarierne i VE Outlook

Hvad sker der efter 2020?

Mens udviklingen frem mod 2020 er relativt forudsigelig, er der betydelig usikkerhed om tiden, der følger efter.

I VE-Outlook har vi valgt at modellere en række centrale parametre med betydning for fremtidens VE-udbygning i Nordvesteuropa. Formålet er dels at afsøge udfaldsrummet for den fremtidige VE-udbygning og dels at undersøge hvilke faktorer, der især påvirker den fremtidige udvikling.

Hovedscenariet "Marked" har karakter af at være et såkaldt "Frozen Policy"-scenarie, hvor der kun etableres yderligere kapacitet efter 2020, såfremt teknologierne er rentable på markedsvilkår. Alle vedtagne planer for udbygning af landvind og sol frem mod 2020 og alle besluttede havvinds-projekter (også efter 2020) er dog lagt ind i Markedsscenariet (og øvrige scenarier).

For Danmark er antaget, at VE-kapaciteterne følger Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 (der er et frozen policy scenarie).

Denne tilgang giver mulighed for at analysere, hvad der sker i fraværet af politiske tiltag (bortset fra en moderat stigende kvotepris).

Centrale skøn for inputpriser

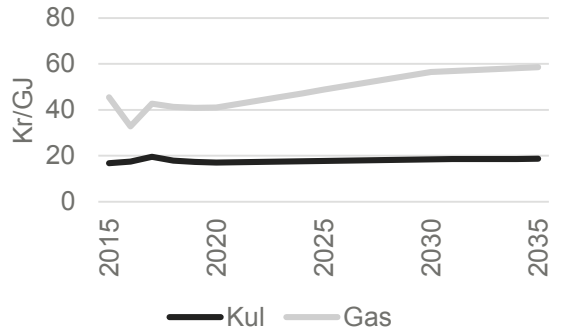
Vi har i VE-Outlook valgt én central brændsels- og kvoteprishypotese og taget udgangspunkt i Teknologikatalogerne for teknologiomkostninger. Brændsels- og kvotepriser er moderat stigende – defineret som simple gennemsnit af Forward og WEO2016-scenariet fra Dansk Energis elprisscenarier.

Øvrige rammer om VE-udbygning (planlægnings- og skatteforhold, nettilslutning mv.) er antaget ens på tværs af lande, hvilket gør, at det alene er forskelle i ressourcer, der afgør produktions-omkostningerne i de forskellige lande.

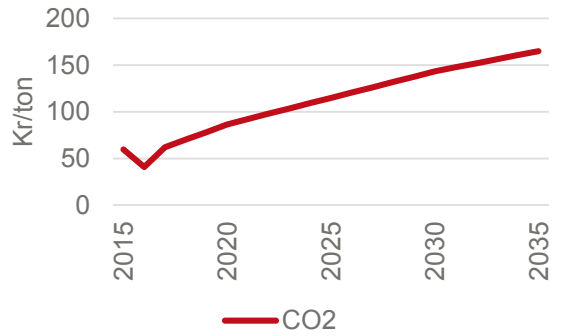
Skrotning af eksisterende værker sker efter et alderskriterie, og der er derfor ingen feedback på kapaciteten af eksisterende værker i scenarierne. Særligt skrotning af brunkul i Tyskland og kernekraft i Frankrig vil give mere plads til den vedvarende energi.

Brændselspriser og øvrige antagelser fremgår af bilag. Alle scenarieresultater er opgjort i faste 2017-priser.

Brændselspriser (faste 2017-priser)



CO_2-kvotepris (faste 2017-priser)



Der er væsentlig usikkerhed om den fremtidige udvikling

Følsomheder

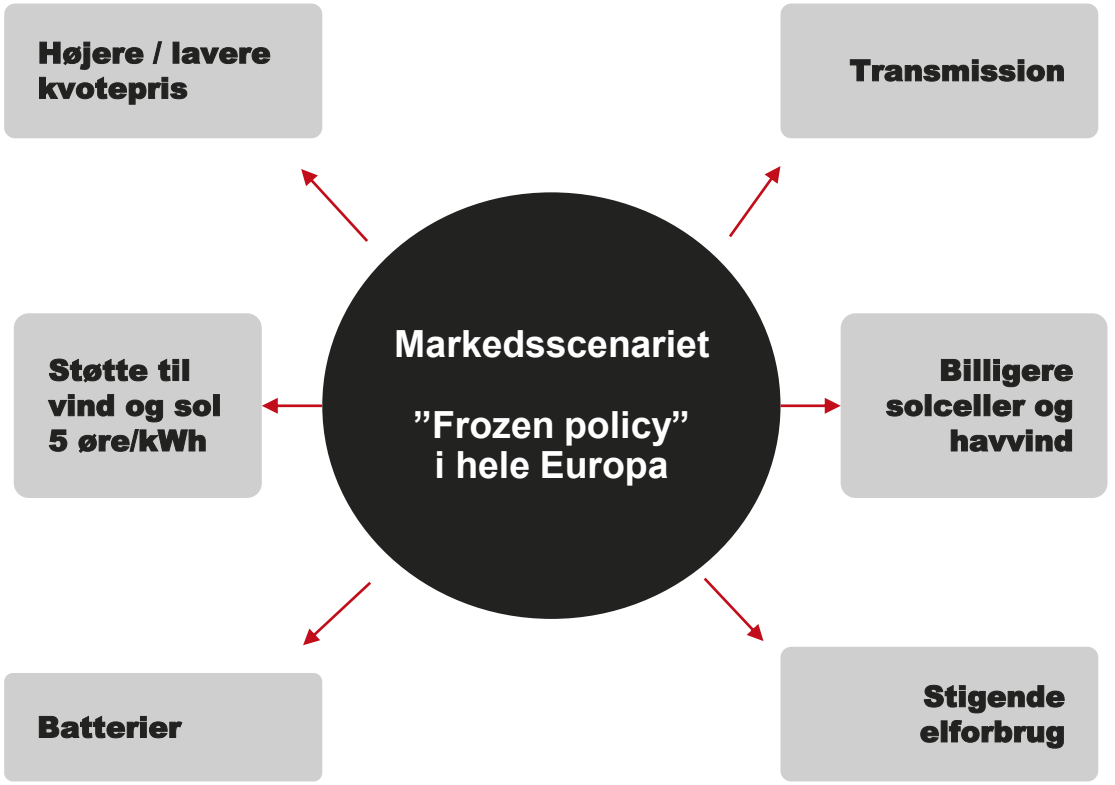
Ud over hovedscenariet har vi på baggrund af Markedsscenariet lavet en række variationer. For det første har vi set på, hvilken rolle kvoteprisen spiller for udbygningen af vind og sol.

Derudover er det undersøgt, hvordan forskellige niveauer af støtte til vind og sol påvirker udbygningen.

Teknologiomkostninger er også en usikker forudsætning, og det er derfor undersøgt, hvordan en ændring på 20 % i kapitalomkostningen for hhv. havvind, solceller og begge vil påvirke udbygningen.

Der er lavet et scenarie med stigende elforbrug, hvor det kan analyseres, hvordan merforbruget dækkes, når markedet råder.

Endeligt har vi også undersøgt effekten af potentielle investeringer i udlandsforbindelser (transmission) og batterier og set på, hvordan muligheden for mere udveksling og lagring påvirker udbygningen af vind og sol.



VE bliver billigere, fossilt bliver dyrere

Vind og sol bliver billigere end kul og gas

Energistyrelsens teknologikatalog viser fortsatte fald på teknologiomkostningerne til vindkraft og solceller. Landvind er fortsat billigst, men de øvrige teknologier haler ind, så det bliver mindre klart hvilken teknologi, der fremover vil levere de billigste kWh.

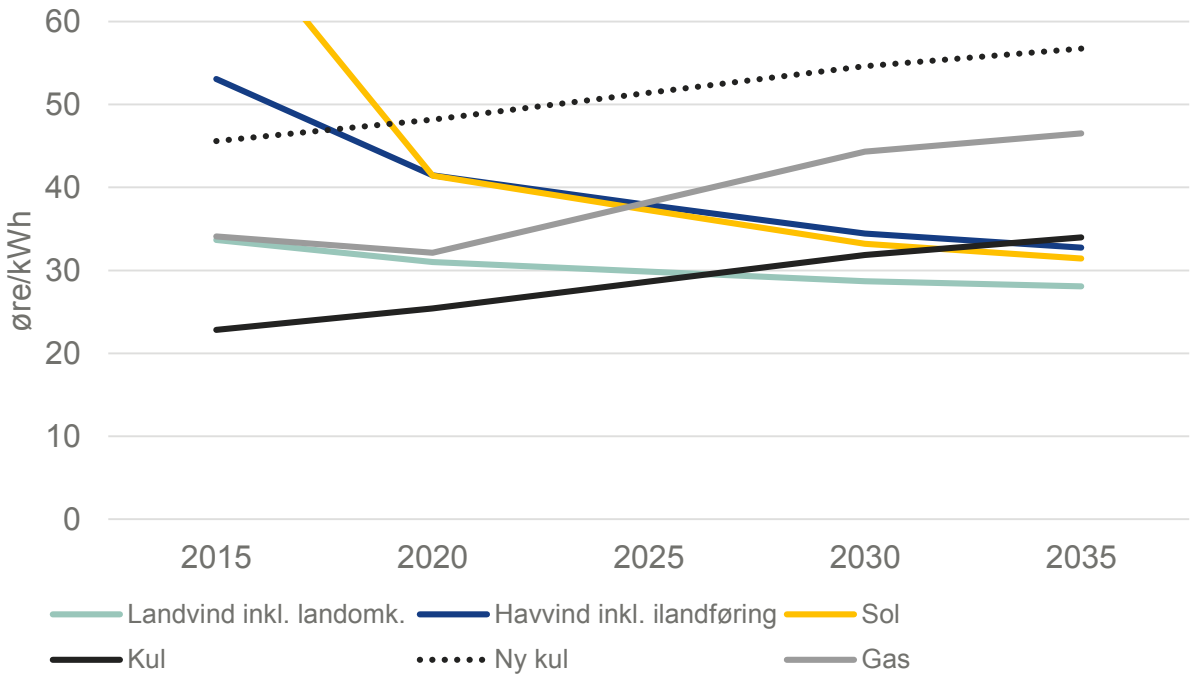
Allerede i dag er det dyrere at producere el på kulkraft, når omkostningen til at bygge kraftværket indregnes.

Med moderat stigende brændsels- og kvotepriser vil de kortsigtede marginalomkostninger til elproduktion på kul og gas over tid blive højere end prisen på vind og sol.

Derfor synes det uundgåeligt, at vind og sol selv på rene markedsvilkår vil dække en betydelig del af elproduktionen og presse fossile brændsler ud af elsystemet på sigt.

Elproduktion på biomasse er en mere udviklet teknologi, og der forventes derfor ikke markante omkostningsfald. Samtidig forventes prisen på fast biomasse at øges lidt de næste par årtier (ENS, 2013).

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



Note: Der er antaget en landomkostning svarende til 5 øre/kWh for landvind pba. Energinet.

Kilde: ENS Tek.kat., Energinet, SysPower, IEA WEO 2016

Vanskeligt at forudsige teknologiomkostninger

Fremtiden bliver ved med at rykke tættere på

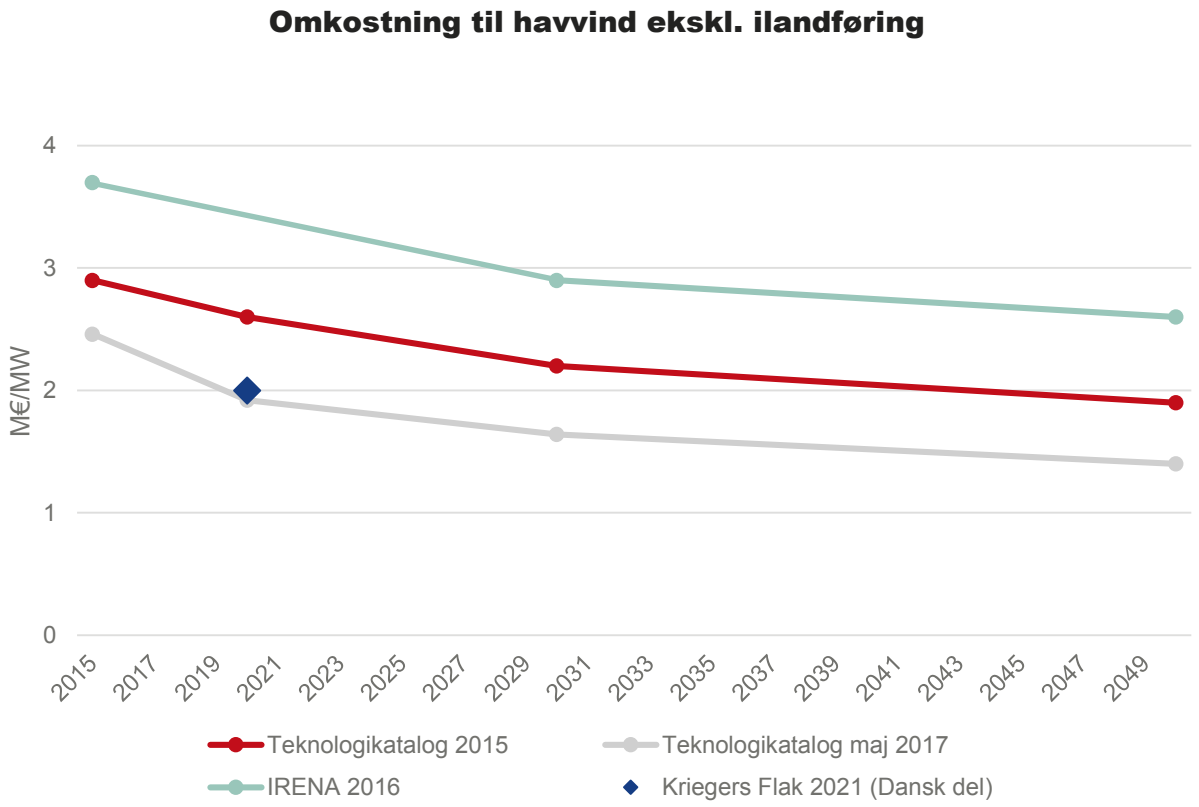
Scenarierne i Dansk Energis VE-Outlook tager udgangspunkt i teknologiomkostninger i Energistyrelsens Teknologikatalog.

Energistyrelsens Teknologikatalog er en bedre og mere opdateret kilde til teknologiomkostninger end de fleste internationale aktører. IRENA, 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.

Resultaterne af studier som dette bør læses med dette forbehold for, at den teknologiske udvikling kan ændre udviklingen markant.

En lang række af konklusionerne i dette studie er dog robuste uanset hvilke teknologiomkostninger, man regner på, og i følsomhedsscenarierne vurderes effekten af ændrede inputpriser.



Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog

3.2 VE-udbygning i Markeds-scenariet

DANSK ENERGI

Vind og sol fordobles over perioden 2020-2035

Plads til både sol, landvind og havvind

Produktionen fra sol og vind i Nordvesteuropa stiger kraftigt fra 2020 til 2035 i Markedsscenariet. Elproduktionen på disse kilder mere end fordobles fra 2020 til 2035 som følge af en stabil kapacitetsudbygning over hele perioden.

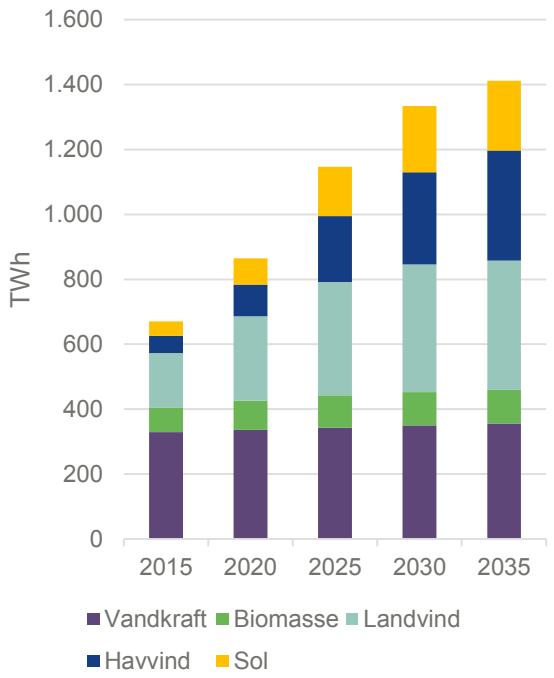
Øvrig VE som biomasse og vandkraft forventes kun at stige moderat over perioden.

Kapaciteten for landvind fordobles fra 2015 til 2035, mens produktionen stiger med 140 % pga. højere kapacitetsfaktor på nye møller.

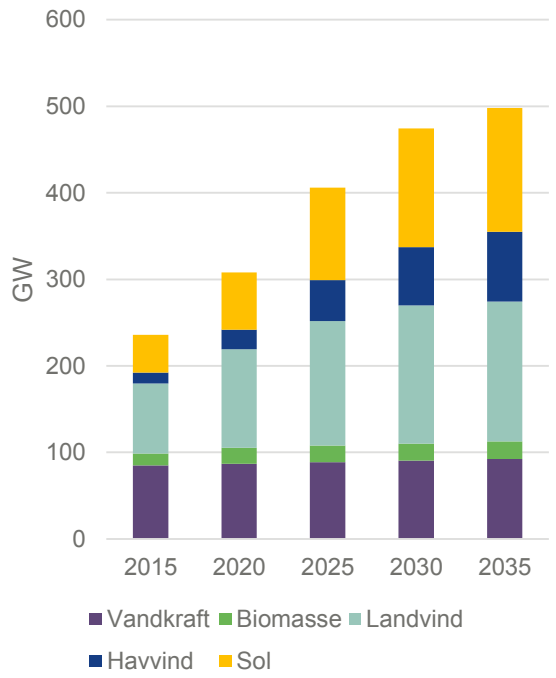
Produktionen på landvind flader ud efter 2025 som følge af, at udbygningen rammer de begrænsede potentialer i nogle lande, mens landvind i andre lande (fx Tyskland) pga. dårligere vindforhold bliver ukonkurrencedygtig med havvind, når denne kommer ned i pris.

Ved at sammenligne de to figurer ses i øvrigt den væsentlige forskel i kapacitetsfaktor for de forskellige teknologier. I 2035 udgør havvind 16 % af kapaciteten, men 24 % af elproduktionen, mens solceller udgør 29 % af kapaciteten, men kun 15 % af elproduktionen.

Elproduktion i Nordvesteuropa i Markedsscenariet



Samlet VE-elkapacitet i Nordvesteuropa i Markedsscenariet



Note: Bemærk solceller er opgjort som MW-inverter-kapacitet.

Store omvæltninger i konventionel elproduktion

Færre driftstimer og øget behov for fleksibilitet

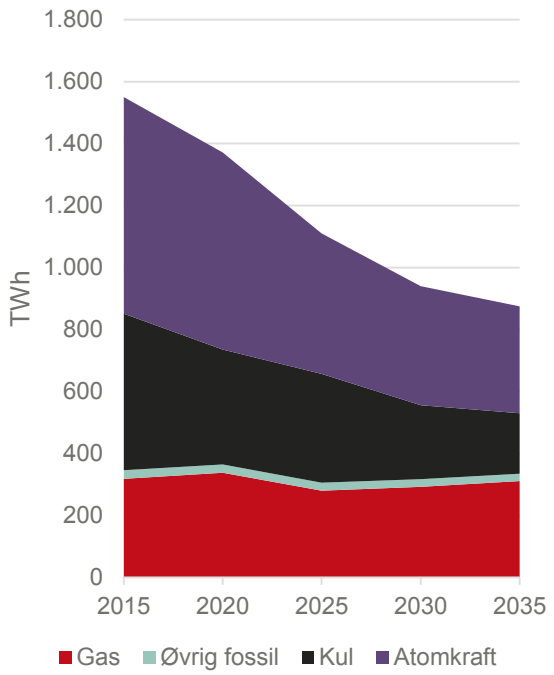
Elforbruget antages konstant i Nordvesteuropa frem mod 2035 som følge af, at øget energi-effektivitet antages at opveje øget elektrificering og forbrug drevet af økonomisk vækst. Derfor sker ekspansion af vind og sol på bekostning af elproduktion fra fossile brændsler og kernekraft.

Kernekraften halveres fra 2015-2035, mens der skæres 60 % i elproduktionen på kul. Elproduktionen på naturgas holder sig nogenlunde konstant.

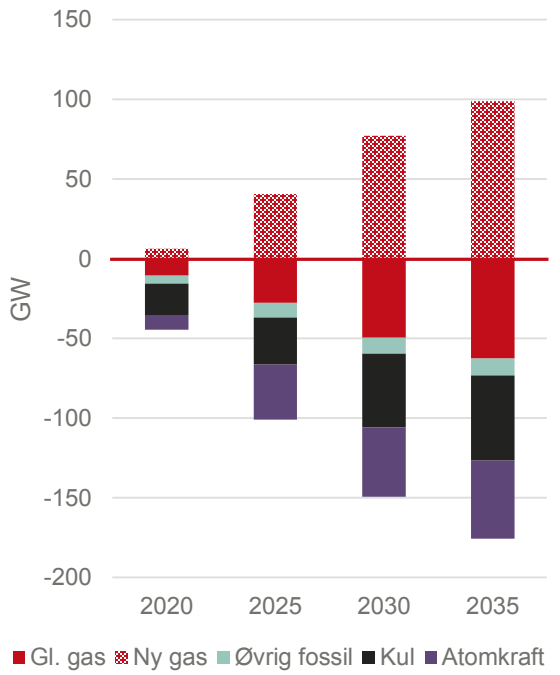
Der forsvinder over 170 GW konventionel kapacitet, da værkerne når deres tekniske levetid eller i kernekraftens tilfælde udfases politisk. Samtidig etableres 100 GW ny, gasfyret spidslastkapacitet. Når det ikke er 1:1, skyldes det, at der kommer nye transmissionsledninger, at vindkraften har en vis kapacitetsværdi, og at balancen mellem udbud og efterspørgsel bliver mere snæver.

Med gasturbinernes lave kapitalomkostninger og gode reguleringsevner, står de bedre i et fremtidigt system med meget sol og vind end kul- og atomkraft.

Elproduktion i Nordvesteuropa i Markedsscenariet



Kapacitetsændringer siden 2015 i Nordvesteuropa i Markedsscenariet



Over halvdelen af Nordvesteuropas el kommer fra VE i 2030

Markedet driver en grøn omstilling – men ikke kraftig nok

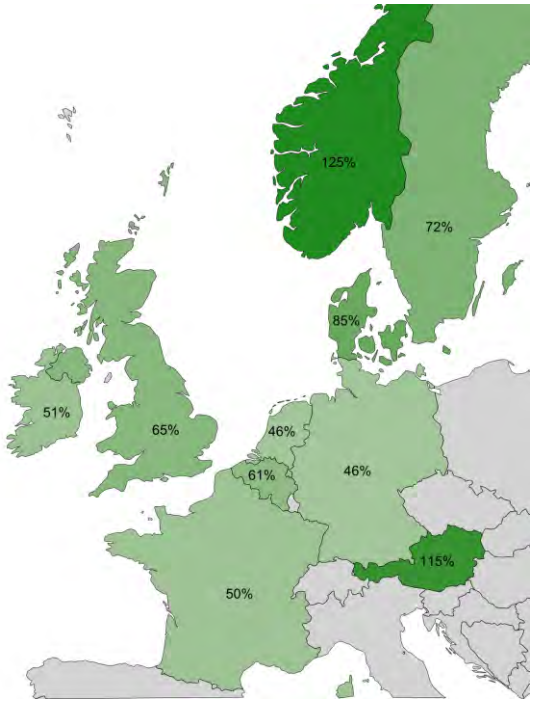
Kortene viser, hvor meget hhv. VE- og fossilt baseret el, som modellandene producerer i forhold til deres forbrug i 2030. Lande som Norge og Østrig lander på mere end 100 % VE-el og producerer således mere (VE) el, end de selv kan forbruge. Andre lande som Tyskland, Irland og Holland vil fortsat dække store dele af deres elforbrug med fossile brændsler. Frankrig og Sverige opnår en næsten fossilfri elproduktion på trods af en VE-andel på hhv. 50 % og 72 %. Det skyldes den store mængde atomkraft, som forventeligt stadig vil være til rådighed i begge lande.

Den samlede VE-andel i el i Nordvesteuropa er 58 % i Markedsscenariet. Af den fossile elproduktion på samlet 25 %, udgøres 55 % af gas. Norden bliver næsten fossilfri.

Flere europæiske lande har udmeldt stop for kulfyring. Disse mål indfries ikke i Markeds-scenariet, hvor værkerne først skrottes, når deres tekniske levetid nås.

Tilsvarende indfries nationale målsætninger for VE, der ikke er omsat til konkrete udbud, ikke.

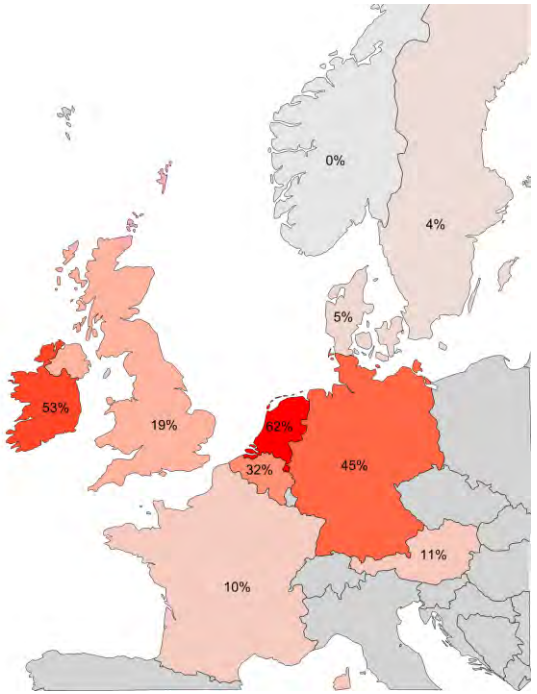
VE-andel af elforbruget i 2030 i Markedsscenariet



Note: VE-elproduktions andel af elforbruget.

Kilde: Egne beregninger

Fossil andel af elforbruget i 2030 i Markedsscenariet



Note: Fossil elproduktions andel af elforbruget.

Kilde: Egne beregninger

Nye vækstmarkeder for vind og sol frem mod 2030

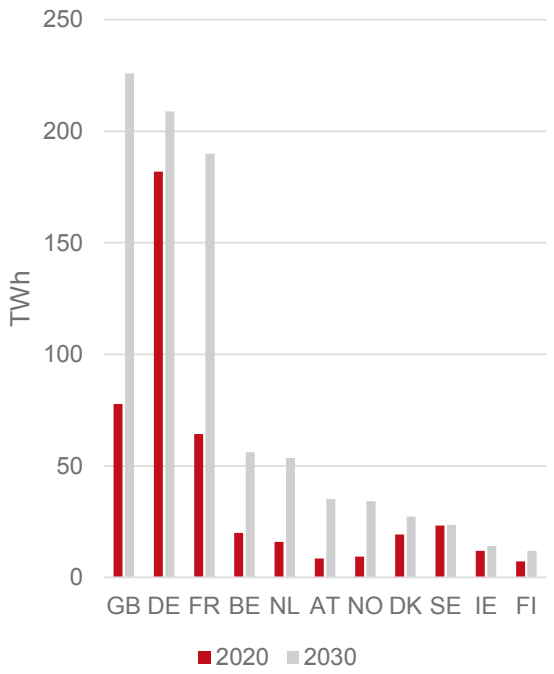
Stor udbygning i særligt Frankrig og England

Såfremt Tyskland ikke opretholder sit politiske pres for udbygning med vedvarende energi, vil de blive indhentet af Frankrig og England, hvor økonomien i elproduktion generelt er bedre.

Resultaterne for enkeltlande bør fortolkes med forsigtighed, da små forskelle i økonomien for elproduktion kan diktere, at udbygningen udelukkende sker i det ene af to nabolande. Det ses ved at sammenligne udviklingen i Norge og Sverige i resultaterne. Der etableres ikke yderligere kapacitet i Sverige, mens der udbygges massivt med landvind i Norge. I praksis vil udbygningen fordele sig mere jævnt over de to lande.

Resultaterne viser også, at mængden af elproduktion fra VE i Nordvesteuropa vil passere mængden af fossiltproduceret el, allerede omkring år 2020.

Geografisk fordeling af elproduktion fra sol og vind i Markedsscenariet



Kilde: Egne beregninger Balmorel

Nøgletal for hovedscenariet

Nettoudbygning 2020-2030

+45 GW landvind

+45 GW havvind

+25GW solceller

+30 GW gas

-30 GW kul og brunkul

Elproduktion fra atomkraft falder med 40 %

Elproduktion 2020

VE – 865TWh, heraf 440TWh sol og vind

Atom + fossilt – 1372TWh

Elproduktion 2030

VE – 1334TWh, heraf 881TWh sol og vind

Atom + fossilt – 940TWh

Grøn omstilling kommer af sig selv, men for sent

Det er billigt og nødvendigt at accelerere

Med prisfald på VE bliver det ikke et spørgsmål om, hvorvidt den grønne omstilling af elsystemet finder sted, men hvornår det sker.

Ud over prisfald på VE-teknologierne drives omstillingen især også af kvotesystemet, hvor der er forudsat en moderat stigning i kvoteprisen til 170 kr./ton i 2035.

For at leve op til Paris-aftalens målsætninger, er det dog nødvendigt at udfase fossile brændsler til elproduktion i et tempo, der er højere, end det sker i Markedsscenariet.

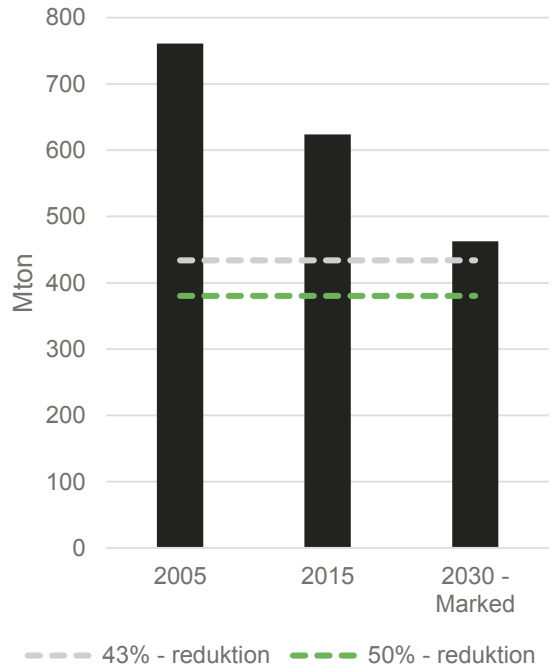
EU-Kommissionen har tidligere estimeret en nødvendig reduktion af kvotesektorudledninger i Europa på 43 % i 2030 ift. 2005 (EU, 2014). Dette vurderes dog at være for uambitiøst at anvende som målestok for CO_2-udledninger i elproduktion i Nordvesteuropa. Pga. markante prisfald på sol og vind bør elsektoren tage en større del af den samlede EU-reduktion i en omkostningseffektiv klimaindsats (IRENA, 2017).

Et bud på en rimelig reduktionsambition for nordvesteuropæisk elproduktion kunne være en 50 %-reduktion i 2030 ift. 2005. Markedsscenariet lever dog ikke op til selv det relativt beskedne reduktionsmål på 43 %.

Beregninger viser, at elsektoren reducerer udledningerne af CO_2 med 39 % fra 761 Mton i 2005 til 462 Mton i 2030. For at levere en reduktion på 43-50 % er det således nødvendigt at skære CO_2-udledningen med yderligere 30-80 Mton frem mod 2030.

Med andre ord er en svagt stigende CO_2-kvotepris og faldende teknologiomkostninger ikke nok til at levere en tilstrækkelig ambitiøs omstilling af vores elproduktion.

CO_2-udledning fra el og fjernvarme i Nordvesteuropa



Note: CO_2-reduktion i energisektoren år 2030 i forhold til 2005.

3.3 Alternative forløb for VE-udbygning

DANSK ENERGI

Kvotepris påvirker vindandelen kraftigt

Mest grøn omstilling for pengene med vind

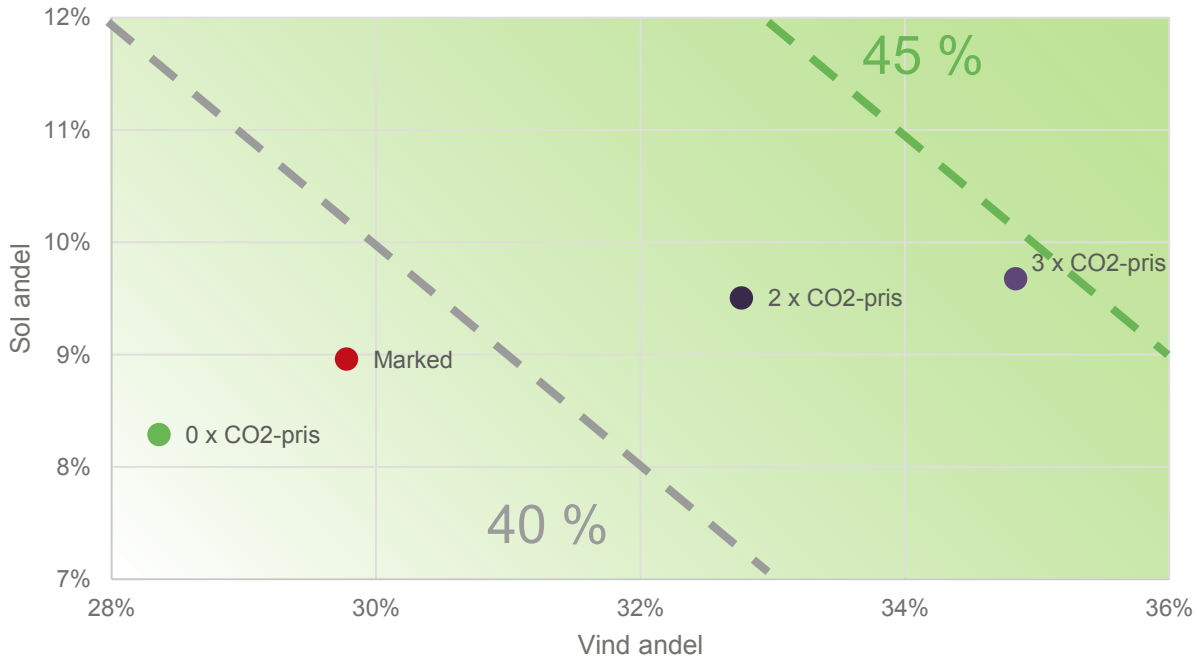
Såfremt kvotemarkedet kollapser, og prisen går i nul, falder udbygningen til en samlet vind- og solandel, der er ca. 10 % lavere, men der investeres alligevel i vind og sol i ren konkurrence med de fossile brændsler på energiprisen.

Skrues der op for kvoteprisen, så denne rammer 340 eller 500 kr./ton i 2035, ses det, at vindandelen øges væsentligt, uden at økonomien forbedres for sol. Dette skyldes, at sol fortrænger vind og kernekraft i sommerhalvåret, mens vindkraft primært fortrænger fossile brændsler i vinterhalvåret. Disse to scenarier giver omtrent samme VE-andele, som der opnås ved at give hhv. 5 og 10 øre/kWh-støtte, dog med lidt mere vind.

Resultatet viser også indirekte, at der pga. de lave priser på vindkraft eksisterer et betydeligt potentiale for at stramme i kvotesystemet, før prisen stiger væsentligt.

Da værker skrottes efter alderskriterier i analysen, undervurderes effekten af en høj kvotepris formentlig, idet yderligere kulkraftværkslukninger ville give plads til mere VE.

Scenariernes vind og sol-andele i elproduktionen år 2030



Note: Figuren bør læses med Markedsscenariet som udgangspunkt.

Streger angiver samlet vind- og solandel. Øvrig VE (herunder særligt vand og bio) er ikke vist, men leverer ca. 20 pct. point på tværs af scenarier.

Direkte støtte giver VE, men færre CO_2-reduktioner

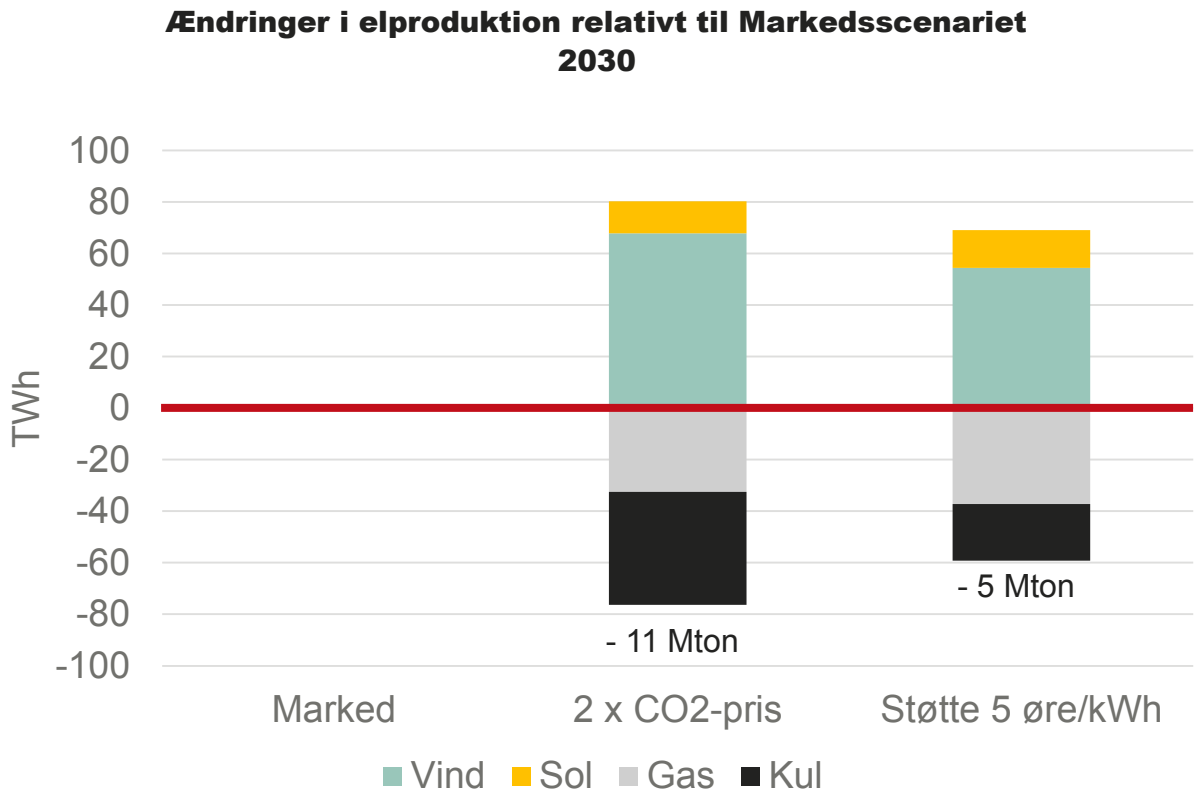
To fluer med et smæk med kvotereform

En øgning af kvoteprisen med ekstra 150 kr./ton medfører en VE-udbygning svarende til et tilskud til vind og sol på lidt over 5 øre/kWh.

Som klimavirkemiddel er kvotesystemet dog langt mere effektivt end direkte tilskud til vind og sol, idet det sikrer, at den vedvarende energi primært udfaser kul og brunkul. VE-støtten bidrager også til udfasning af kul, men idet CO_2 ikke straffes specifikt, står kul bedre i konkurrencen, og derfor må også gas holde for, mens biomasse og kernekraft rammes økonomisk.

Mindre kvoteprisfølsom afregning

At 150 kr./ton (20 €/ton) svarer til 5 øre/kWh viser i øvrigt, at sammenhængen mellem kvotepris og VE-afregning falder til 0,25 øre/kWh per €/ton frem mod 2030. I dag er forholdet ca. 0,5 øre/kWh for hvert €/ton, som kvoteprisen stiger. Faldet skyldes, at det i højere grad er det mindre CO2-intensive gaskraft, der sætter prisen, samt at antallet af timer med nulpriser er stigende.



Billigere vindkraft baner vejen for mere VE på markedet

Billig sol erstatter vind

Når man undersøger effekten af et muligt ekstra stort prisfald på solceller, fås det resultat, at mængden af solceller øges, men på bekostning af vindkraft.

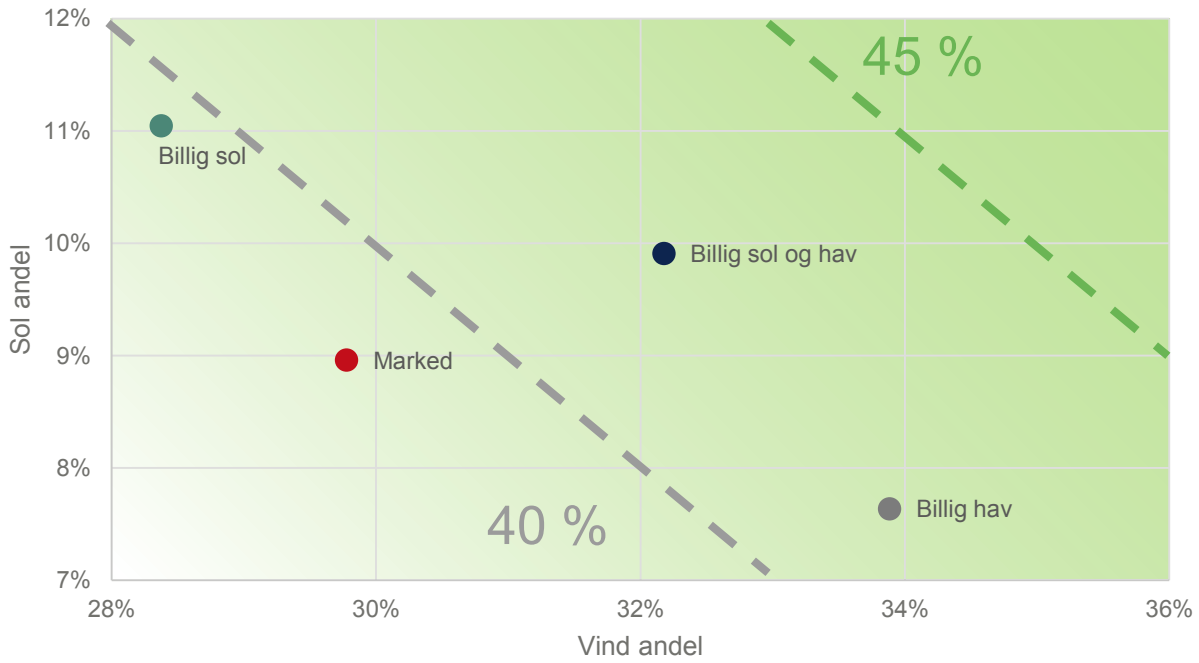
Det skyldes, at den ekstra solcelleproduktion forringer vindkrafts indtjening om sommeren, hvilket fører til, at der etableres lidt mindre vind, hvorved der sker en reduktion i produktionen hen over hele året. 2 pct.-point mere sol kommer altså på bekostning af 2 pct.-point vindkraft.

En MW havvind producerer ca. 4 gange så meget som en MW solceller, så 4 MW sol fortrænger ca. 1 MW havvind.

Billig havvind øger samlet VE-andel

Af samme årsag presser havvind ikke sol ud i samme grad, hvorfor den samlede VE-andel øges, når havvind bliver billig. Der ses kun et moderat fald i solandelen, der falder ca. 1 pct.-point ved en stigning på ca. 4 pct.-point vindkraft. 1 MW havvind fortrænger dermed kun ca. 1 MW sol, og da havvind producerer 4 gange så meget per MW, giver det dermed en højere samlet VE-andel.

Vind og sol-andele i 2030 i scenarierne



Note: Figuren bør læses med Markedsscenariet som udgangspunkt.

Streger angiver samlet vind- og solandel. Øvrig VE (herunder særligt vand og bio) er ikke vist, men leverer ca. 20 pct. point på tværs af scenarier.

Batterier kan blive de nye spidslastværker

Stor værdi i pålidelighed

Batterier kan vise sig at blive en stor udfordrer til gasturbiner ift. til levering af fremtidens spidslast. Pga. de seneste års store prisfald, drevet af øget produktionsvolumen til brug i elbiler, er batterier nu kommet ned i et prisleje, hvor de kandiderer til at kunne levere pålidelig kapacitet i elsystemet.

I batteriscenariet introduceres mulighed for at investere i et batterilager med tre timers lagring til en omkostning på 750 €/kW (bestående af 3h x 200 €/kWh lager og 150 €/kW effektelektronik) i 2025 og faldende til en samlet pris på 600 €/kW og 450 €/kW i hhv. 2030 og 2035.

Disse priser er konkurrencedygtige med omkostningen til en simpel gasturbine, der koster 450 €/kW, når man tager med i betragtning, at batteriet kræver mindre vedligehold og har en yderligere indtægtsstrøm i at kunne købe billigt og sælge dyrt på elmarkedet samt evt. levere ydelser til distributionsnettene.

Batterier kan økonomisk optimalt dække stort set hele behovet for ny spidslastkapacitet allerede fra 2025, og der investeres i ca. 18 GW samlet kapacitet i modelområdet.

En god partner til solceller

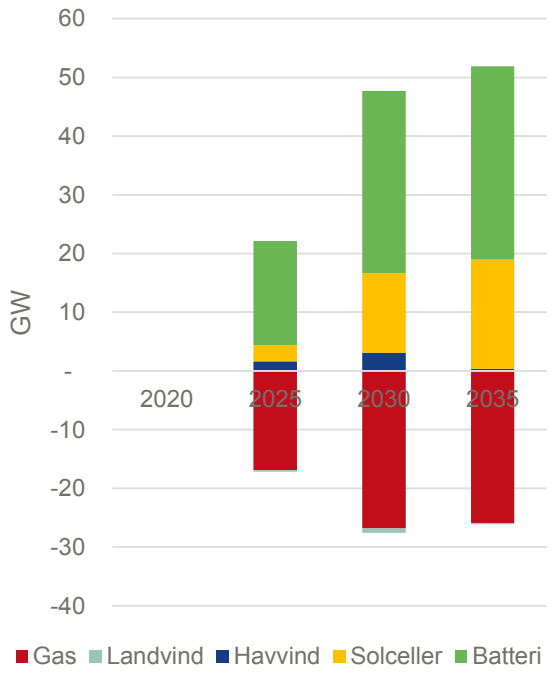
Batterierne er qua deres begrænsede lagertid et bedre match til solens daglige fluktuationer end vindens længerevarende svingninger i produktion.

Batterierne forbedrer økonomien i solceller så meget, at der etableres 32 TWh ekstra solceller, mens der kun er små ændringer i vindkraft-investeringerne. Den store taber er dog gasfyret elproduktionskapacitet.

Såfremt batterier bliver tilgængelige til de antagne priser, vil det bidrage til udhuling af indtjening på eksisterende kraftværker ved to effekter. Dels øges mængden af VE, og dels fjernes en del af højpristimerne, når batterierne aflader.

Batterier er kun rentable, når de har relativt kort afladningstid, og kan derfor kun dække spidsen af spidsbelastningen i elsystemet. Andre typer lagre er dog under udvikling, og disse har en væsentligt lavere pris per lagret kWh (fx højtemperatur varme, trykluft og brint). Disse typer lagre er ikke simuleret her, men vil være et bedre match til vind, da de kan oplades over lange perioder med kraftig vind og forsyne i hele uger med vindstille.

Ændringer i kapacitetsinvesteringer fra markeds- til batteriscenariet



Note: Akkumulerede forskelle i kapaciteter.

Transmissionsforbindelser kan gøre Norden til grønt kraftværk

Nettilslutning kræves

Norden har et stort potentiale for at etablere billig vindkraft på land. Såfremt kernekraften i Sverige fastholdes frem mod 2035 (udover de planlagte lukninger frem mod 2020), er der mulighed for, at Norden kan forsyne Storbritannien med billig grøn strøm fra nye vindmøller.

Analysen viser, at når der gives mulighed for investeringer i transmissionsforbindelser i modellen fra 2030, etableres der i alt 13 GW-forbindelser mellem landene i 2030 og yderligere 3 GW i 2035. Heraf er en tredjedel (4,5 GW) kabler mellem Norge og England. Denne forbindelse er særligt interessant, da Nordens billige vindkraft, balanceret af store mængder regulerbar vandkraft, kan sikre en billig, stabil produktion til det britiske marked, hvor gas kan fortrænges, og det britiske Carbon Price Floor sikrer en bund under kvoteprisen på ca. 30 €/ton. I scenariet med ekstra transmission etableres godt 11 GW ekstra vindkapacitet i forhold til Markedsscenariet. Kapaciteten fordeler sig på 4,5 GW landvind i Norden og 6,5 GW på havvind i Frankrig og England.

Landvinds udbygning er i høj grad begrænset af de antagne fysiske potentialer, hvilket gør, at det er svært at etablere mere end 4,5 GW yderligere landvind.

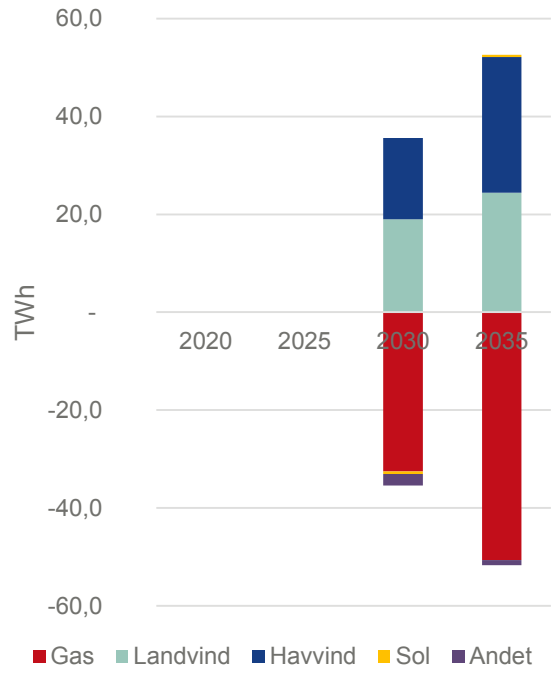
Der er behov for yderligere analyser for at afdække antallet af tilgængelige sites med lave omkostninger og omkostningerne til interne netforstærkninger i de nordiske net.

Behov for prisfald på transmission

Med prisfald på produktion af strøm fra vind og sol begynder transportomkostningerne at udgøre en større og større andel.

Til dels bliver kabelprojekternes økonomi udfordret ved, at det bliver billigere at producere vindkraft, idet vindmøller kan placeres tættere på forbrugscentre og mere uafhængigt af vindressourcer. Omvendt vil stigende mængder VE kræve yderligere balancering, hvilket kablerne kan bidrage til. Her vil kablerne dog med tiden komme i konkurrence med lagring. For at facilitere VE-udbygningen og forblive en omkostningseffektiv løsning er der derfor behov for prisfald på transmission.

Ændringer i elproduktion som følge af transmissionsudbygning fra 2030



Øget elforbrug dækkes primært af ekstra vind og sol

Markedet dikterer VE til at dække nyt forbrug

I de øvrige scenarier er elforbruget holdt konstant, idet det antages, at løbende energieffektivisering opvejer øget elforbrug drevet af elektrificering og økonomisk vækst. Ved at sammenligne resultater for elproduktionen i et scenarie med øget elforbrug med det i Markedsscenariet kan det studeres, hvordan et øget elforbrug vil blive dækket.

Med et elforbrug, der stiger 0,56 % p.a. svarende til "høj-scenariet" i Dansk Energis elprisscenarier, fås samlet godt 260 TWh ekstra elforbrug i modelområdet. På den korte bane (2020) dækkes det ekstra forbrug af øget drift på fossile værker, men fra 2025 og frem er det primært vind og sol, der dækker det yderligere forbrug.

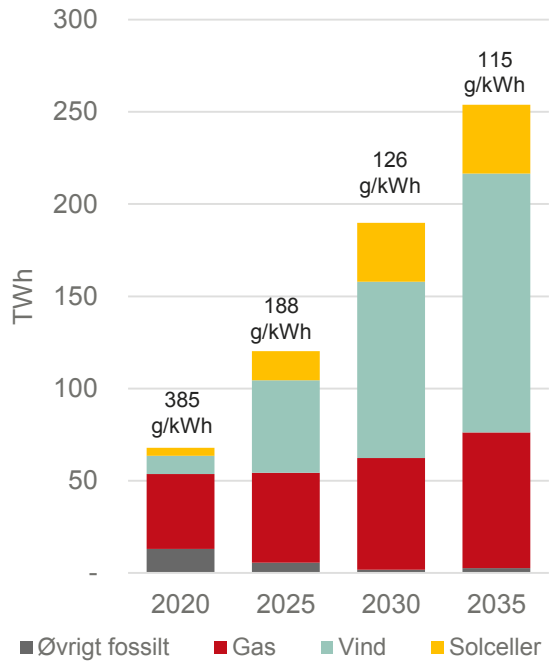
Elektrificeringen af varme og transport bør ske af hensyn til reduktion af det fossile brændselsforbrug i disse sektorer og ikke af hensyn til elmarkedet. For hver kWh, der elektrificeres, spares der mellem 600-1000 gCO_2 i forbrug af fossile brændsler, hvilket er betydeligt højere end udledningerne 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.

Fraværet af mulighed for udbygning med lagre og fleksibelt forbrug i det viste scenarie fastholder behovet for en vis mængde fossil elproduktion (primært på gas) til at dække "hullerne" i produktionen fra vind og sol.

Det ekstra forbrug medfører investeringer, der påvirker driften af det øvrige elsystem, hvilket fører til, at den samlede merudledning ift. merforbrug er 264g/kWh i 2020 og 146 g/kWh i 2035. I figuren er angivet en beregnet udledning på baggrund af den ekstra elproduktion og antagne virkningsgrader.

Elektrificering dækkes af VE
Ekstra produktion ved øget forbrug



Effekten af forskellige drivere for udbygning af VE

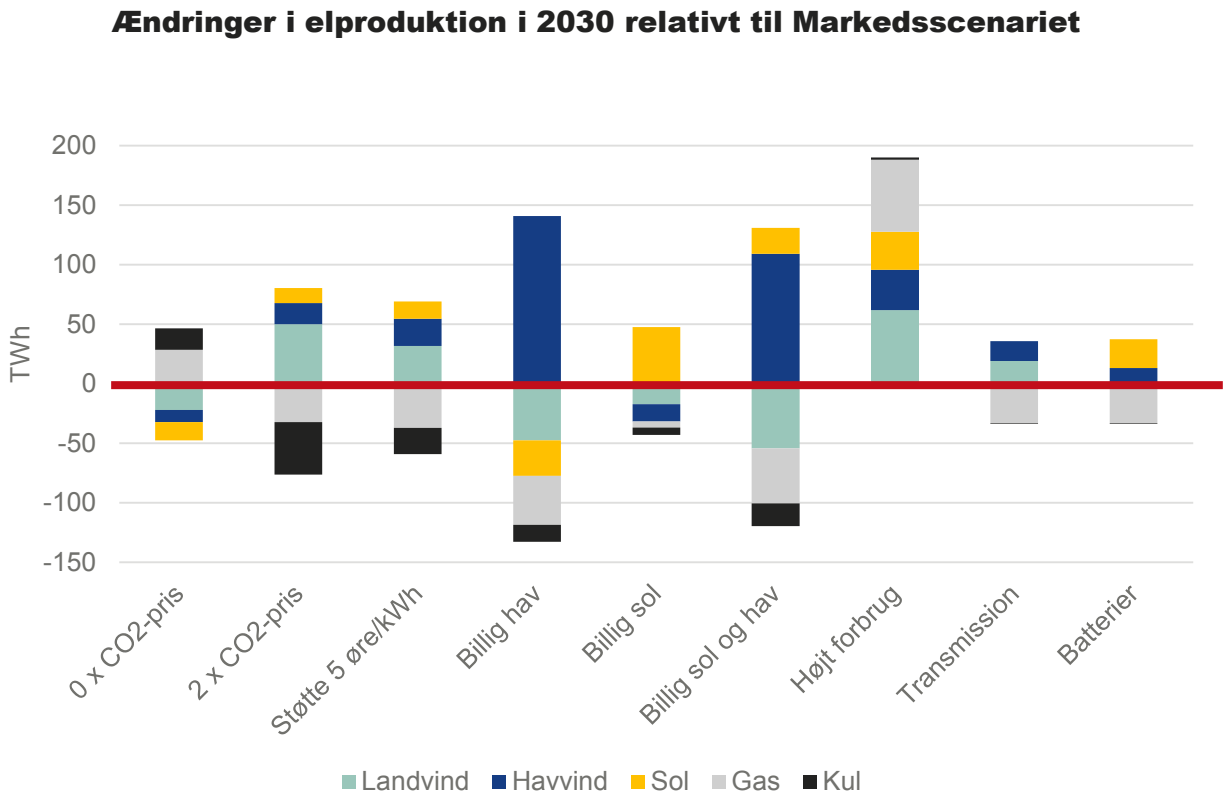
Sammenfatning af alle scenarier

Figuren viser forskellen i elproduktionen i scenarierne relativt til Markedsscenariet.

I de fleste af scenarierne reduceres brugen af fossile brændsler. Scenarierne med billigere sol og havvind illustrerer tydeligt den interne konkurrence mellem teknologierne. Specielt vil billig sol komme ind på bekostning af vind, mere end på bekostning af fossile brændsler.

Transmission er godt for vind, mens batterier er bedst for sol. Andre former for lagring, der ikke er analyseret her, kunne potentielt bidrage mere til økonomien i vindkraft.

Ser man på hvilket af de undersøgte tiltag, som har størst relativ effekt, er det scenariet med fordoblingen af CO_2-kvoteprisen. Det giver den største fortrængning af kul og mere plads til både sol og vind. Støtte på 5 øre/kWh til sol og vind samt prisfald har også betydelig effekt, men er mindre effektivt til fortrængning af fossile brændsler.



Forskel i elproduktion i forhold til Marked.

Samspil mellem teknologivalg og elmarked

4.1 Værdien af elproduktion

Værdien af sol falder hurtigere end værdien af vind

Billige solceller løber ikke med hele markedet

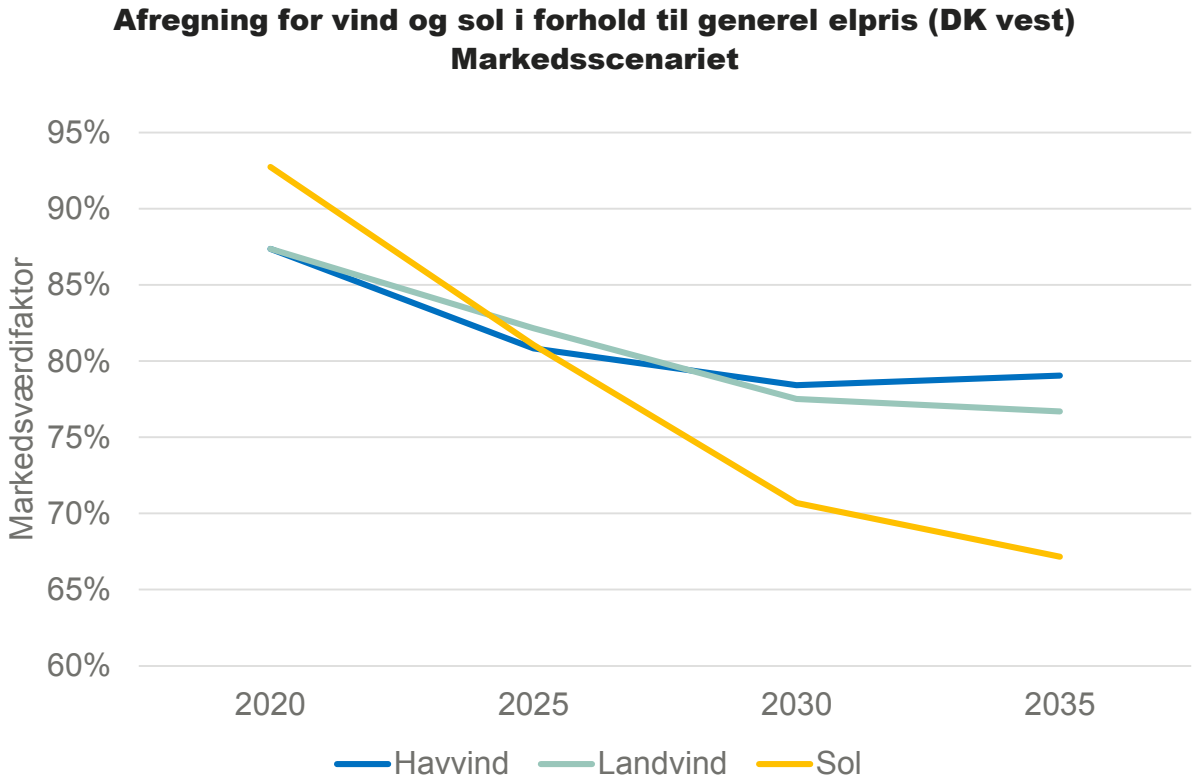
Analysen viser, at tendensen mod aftagende værdi af vind og særligt sol (se side 19) fortsætter i takt med udbygningen.

Da den gennemsnitlige elpris stiger i samme periode, er den samlede effekt en svag stigning i den absolutte afregning for vind og et svagt fald for sol.

Markedsværdifaktoren for solceller påvirkes kraftigere af udbygning, da solcellernes produktion primært er koncentreret i sommerens dagtimer, hvor forbruget er relativt lavt, og bl.a. kernekraft dækker en stor del af elproduktionen. Konkurrencen fra andre solceller i lande med mere sol lægger også et pres på afregningen.

Vindkraft oplever også fortsat prispres, men i mindre grad, da produktionen er jævnere fordelt hen over året, og da solcellernes prispres i sommerhalvåret bidrager til at øge den relative værdi af vind, der producerer mest om vinteren.

Som konsekvens af dette er der en økonomisk grænse for udbygningen af solceller, hvilket fører til, at der uanset udviklingen er behov for også at etablere vindkraft.



Kilde: Egne beregninger Balmorel.

Elprisen presses ekstra meget i timer med høj produktion fra vind og sol

For meget af det gode giver lave priser

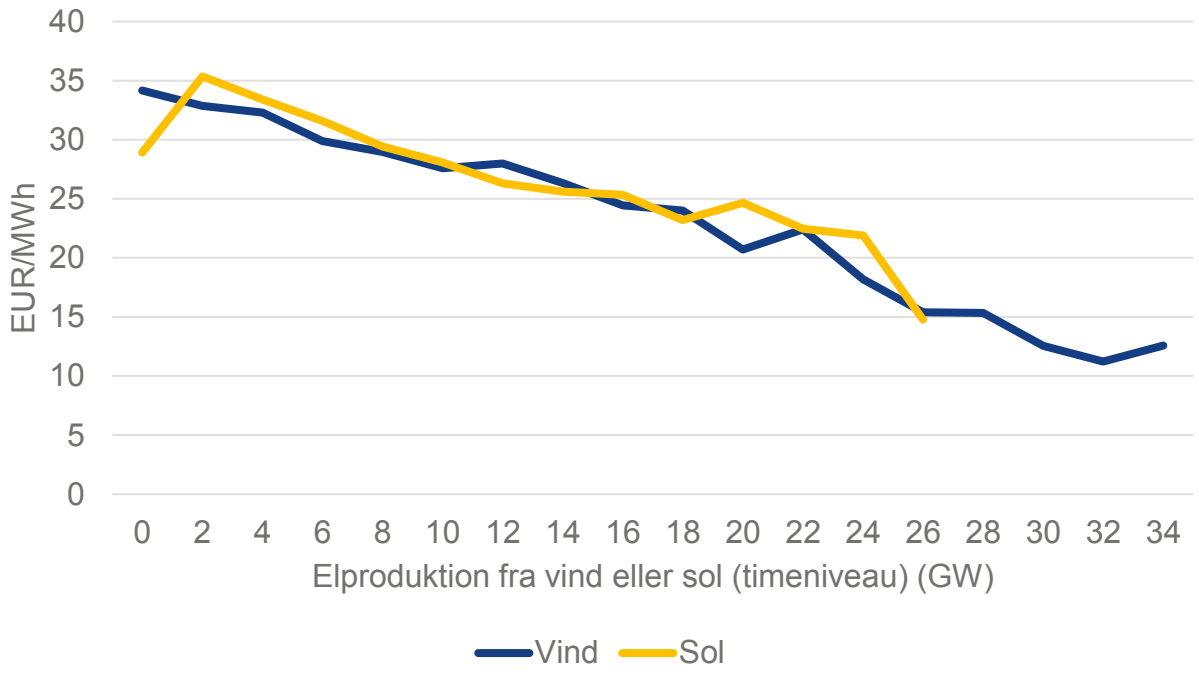
Elprisen falder i gennemsnit stort set lineært med mængden af vind eller sol, der fødes ind i elsystemet i en given time. Således falder elprisen med 7 EUR/MWh (ca. 5 øre/kWh) for hver 10 GW, som vindkraft- eller solcelleproduktionen stiger som følge af hhv. blæst eller solskin.

At relationen er ens for vind og sol medfører, at solceller vil se en hurtigere forværring af deres markedsværdi ved stor udbygning end vind, da solcellernes produktion er koncentreret på færre timer hen over året.

Billedet med lineært faldende gennemsnits-elpriser går igen år efter år, dog med forskelligt udgangspunkt og lidt forskellig hældning på kurven pga. forskelle i brændselspriser, kvotepriser og ændringer i det omkringliggende elsystem.

Analyser af det tyske elmarked giver klare resultater for økonomien i sol og vind. Det tyske marked er langt mindre påvirket af forskelle i nedbør end det nordiske og har en større absolut mængde af vind og sol, hvilket gør, at effekterne træder tydeligere frem.

Afregning til vind og sol ved forskellige produktionsniveauer
Tyskland 2016



Note: Nulproduktion fra solceller forekommer over halvdelen af tiden, og den øgede markedsværdi ses ved lave produktionsniveauer.

Kilde: Egne beregninger pba. SysPower data

Fysiske årsager til prispres

Blæsende vintre og solrige somre

Tre fysiske faktorer afgør sol og vinds afregning ift. gennemsnitselprisen. Sæsoneffekt, døgneffekt 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 opvejet af mængdeeffekten, når antallet af solceller i elsystemet stiger.

Figurerne 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.

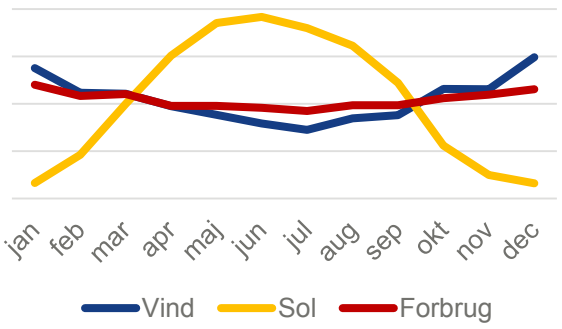
Solens produktion topper, når solen står i syd omkring kl. 13 om sommeren.

Et optimalt split?

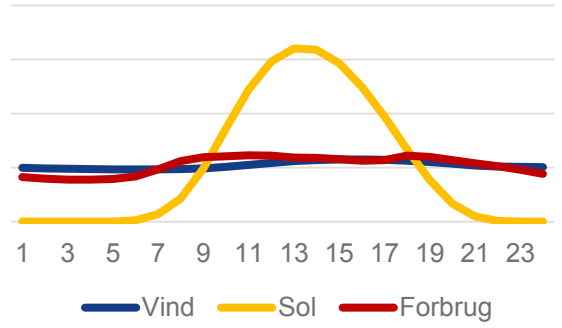
Sæsoneffekten dikterer, at størstedelen af elforbruget skal dækkes af vindkraft i et system, hvis produktion primært kommer fra vind og sol. Hvilken andel, som solcellerne skal udgøre, afhænger i høj grad af de relative priser på vind og sol, samt hvor jævn vindkraftproduktionen er hen over året.

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



Højere værdi af produktion fra moderne vindmøller

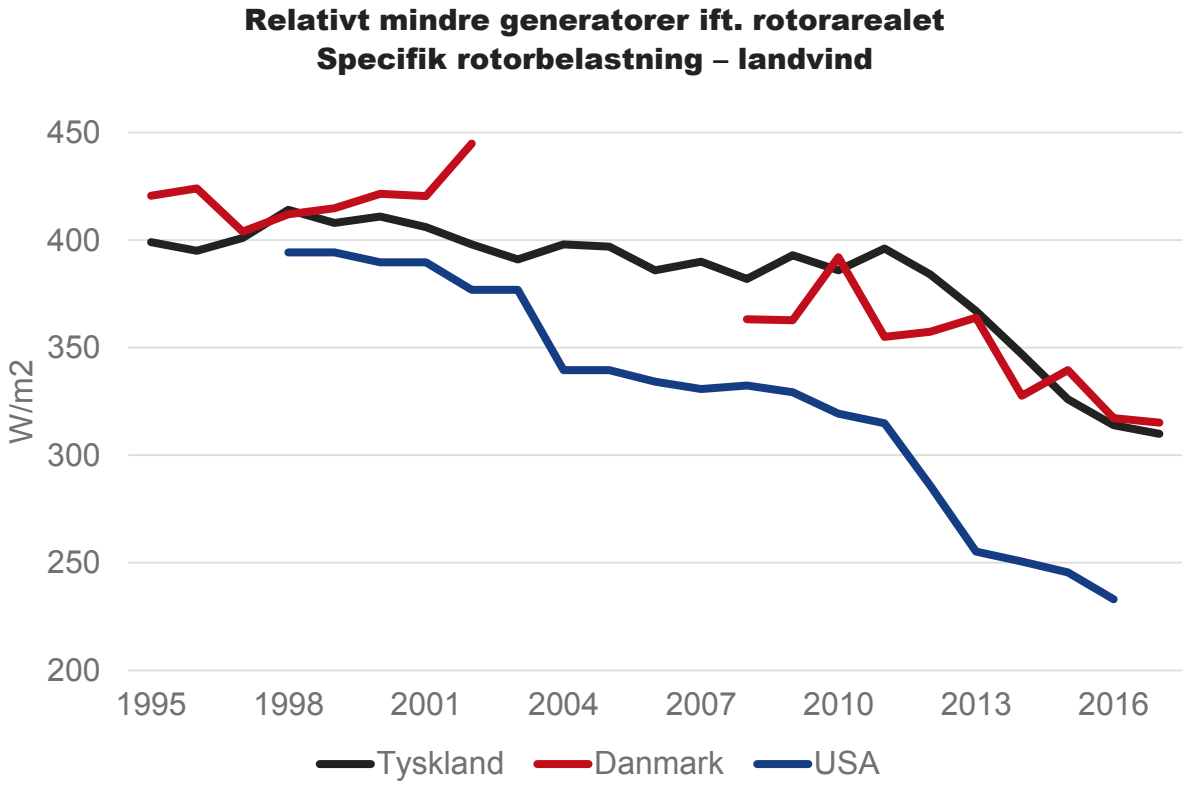
Længere vinger og mere jævn produktion

Siden 2011 er udviklingen i vindmølleindustrien gået mod længere og længere vinger, uden at generatorstørrelsen er fulgt med i samme takt. Denne udvikling har primært været drevet af, at omkostningen per produceret kWh lettest har kunne reduceres gennem længere vinger, samt at vindmøller nu opstilles på sites med dårligere vindforhold.

Vindmøller med få W/m2 producerer mere jævnt hen over året, hvilket betyder mindre produktion i timer, hvor det blæser kraftigst. I disse timer er værdien af produktionen typisk lav [se foregående figur], hvorfor det økonomiske tab ved den forbigåede produktion pga. mindre generator er beskedent.

Når der i USA opstilles vindmøller med lavere specifik rotorbelastning, skyldes det formentlig en kombination af lavere landomkostninger og det forhold, at mølleejer i højere grad selv betaler for nettilslutningen, hvilket giver incitament til at maksimere produktionen per MW.

IEA's Wind Task 26's rapport peger på, at det vil være optimalt at gå ned til under 250 W/m2 i Europa.



Note: Pga. få vindmøller opstillet i 2003-2007, er disse data udeladt for Danmark.

Kilde: Berkeley lab, ENS, Agora, BMWi, BWE

Balanceringsudfordring bliver mindre end forventet

Jævnere output fra år til år

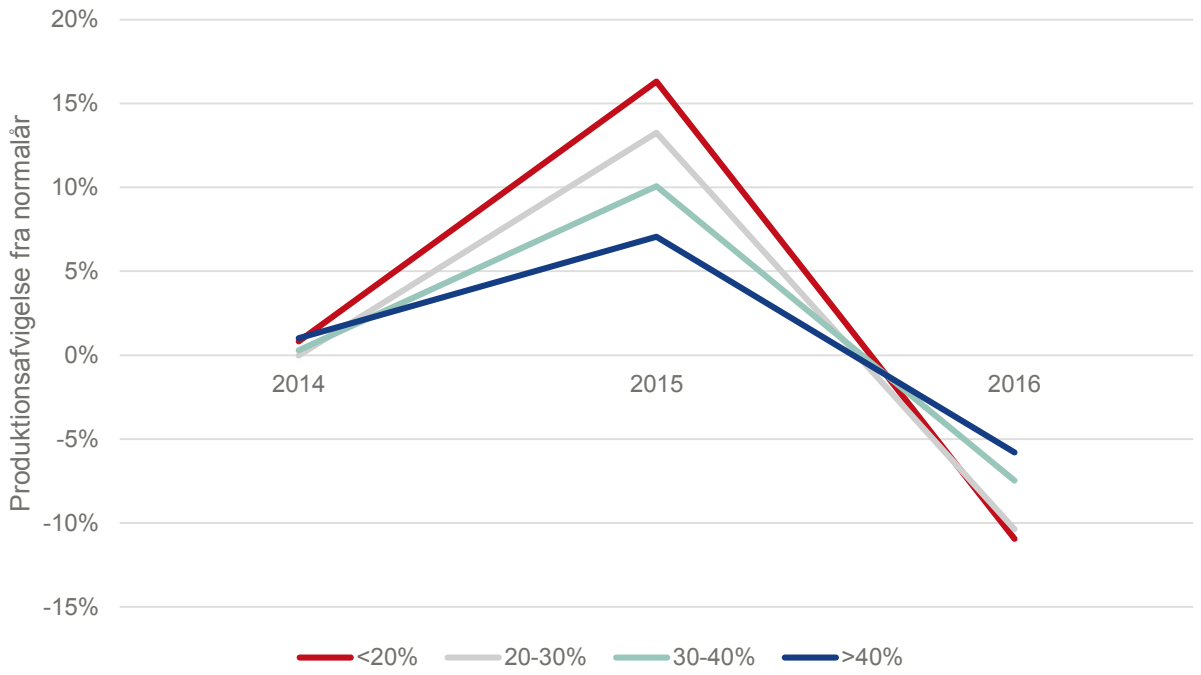
I et system, hvor vindkraft udgør størstedelen af elproduktionen, vil udsving i vind fra år til år give samme effekt som i de nuværende tør- og vådår, hvor elprisen påvirkes kraftigt af nedbørsmængderne.

Elprisen vil altså både være påvirket af de tidligere nævnte udsving i vindens energiindhold inden for ugerne og af udsving fra år til år.

Den positive nyhed er, at balancerings-udfordringen ser ud til at blive mindre i takt med, at vindmøllerne får højere kapacitetsfaktorer pga. lav specifik rotorbelastning. Et kig på historiske data viser, at (typisk gamle) vindmøller med lave kapacitetsfaktorer har langt større udsving fra år til år. Således producerede vindmøllerne med lavest kapacitetsfaktor hele 31 % mere i det vindrige 2015 end i det vindfattige 2016. Tallet for de nye vindmøller er blot 14 %. Vindmøllerne i de øvrige kategorier falder ind i mellem.

Højere kapacitetsfaktorer giver dermed ikke blot højere afregning inden for det enkelte år pga. mere jævn produktion, men også relativt mere produktion i år med svag vind og høje elpriser i fremtiden.

Mere stabil produktion på nye vindmøller med høj kapacitetsfaktor
Danske landvindmøller



Note: Kapacitetsfaktorer er udregnet over perioden 2012-2016.

Kilde: Stamdataregisteret for vindmøller, Energistyrelsen.

Ekstraproduktion fra større generatorer har begrænset værdi

Afregningen presses ved høj VE-produktion

Som det ses i historiske data, viser modelresultaterne også en aftagende elpris i timer med høj produktion fra vind og sol. Figurerne på næste side er ligesom figurerne med historiske tal lavet på baggrund af tal for Tyskland. Dette skyldes, at det tyske marked qua sin størrelse har stor betydning for prisdannelsen på det europæiske elmarked.

Sammenhængen mellem elpris og produktion har historisk set været lineær, og dette forventes umiddelbart at fortsætte. Kurven bliver dog stejlere, idet stigningen i elpriserne sker i den første del af kurven. Afregningen ved lav VE-produktion stiger altså, mens afregningen ved høj VE-produktion forbliver lav. I takt med udfasningen af gamle, fossile kraftværker opstår der højere priser i perioder med lav VE-produktion. Samtidig medfører de stigende omkostninger til fossil elproduktion, at elprisen stiger i de timer, hvor de fossilfri energiformer ikke kan dække forbruget.

Herudover ses det, at vind får marginalt glæde af ekstrempriser, mens solen slet ikke producerer i disse timer.

Begrænset merproduktion med stor generator

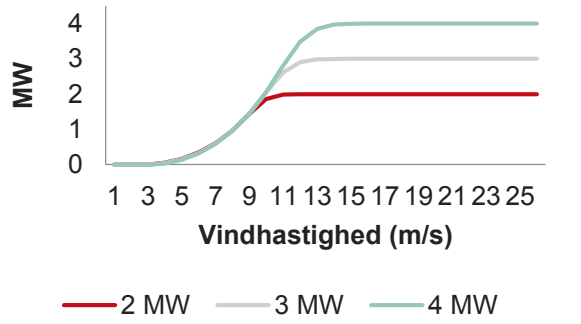
Som det ses på figurerne til højre, producerer en vindmølle med stor generator mere ved vindhastigheder over ca. 10 m/s. Det blæser sjældent så kraftigt, og derfor er merproduktionen begrænset, hvilket fremgår af den nederste figur. Ses der på det ekstra areal, der opnås i figuren ved at øge generatorkapaciteten på et site med middelvind, ses det, at årsproduktionen kan øges med 20 % ved at gå fra 2 til 3 MW og yderligere ca. 10 % ved at gå til 4 MW. En øgning af kapaciteten med 50 % giver altså kun 20 % mere produktion, og yderligere 33 % kapacitet giver kun 10 % ekstra produktion.

Størstedelen af ekstraproduktionen indtræffer derudover ved 12-13 m/s, hvor størstedelen af de øvrige vindmøller også har høj produktion, og markedsafregningen er betydeligt under gennemsnittet.

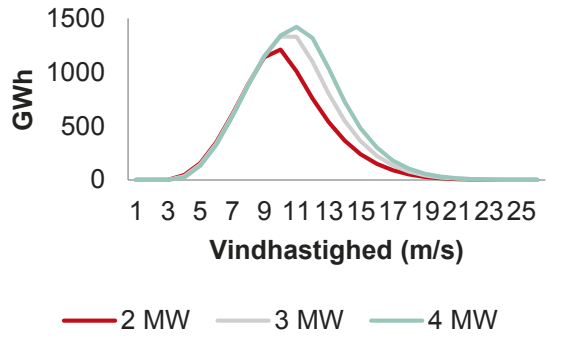
Er den store generator pengene værd?

Ovenstående bør vurderes ved valg af vindmølle, såfremt opstiller er eksponeret for markedsprisen for den producerede strøm. I fremtidens elmarked er en simpel LCOE-beregning ikke tilstrækkelig.

Effektkurve for forskellige mølletyper med samme rotorareal

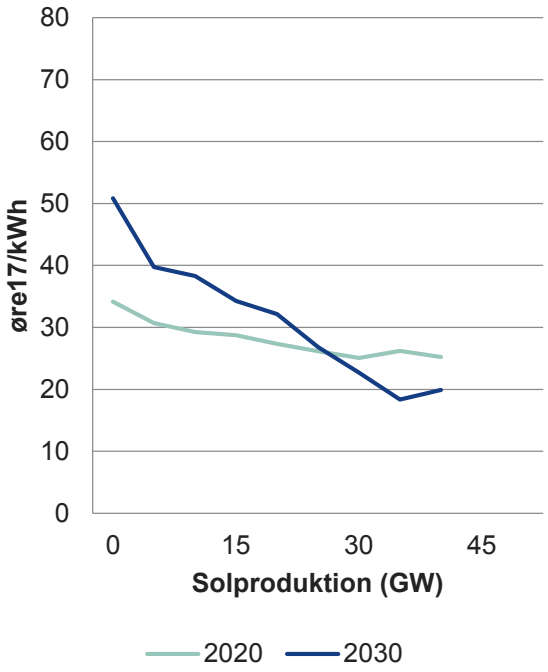


Fordeling af produktion ved 6,5 m/s middelvind

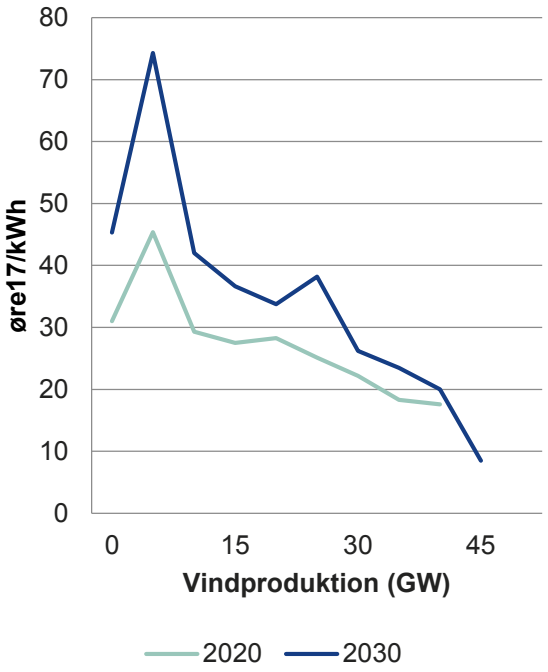


Afregningspriser ved forskellig produktion fra sol og vind i Tyskland

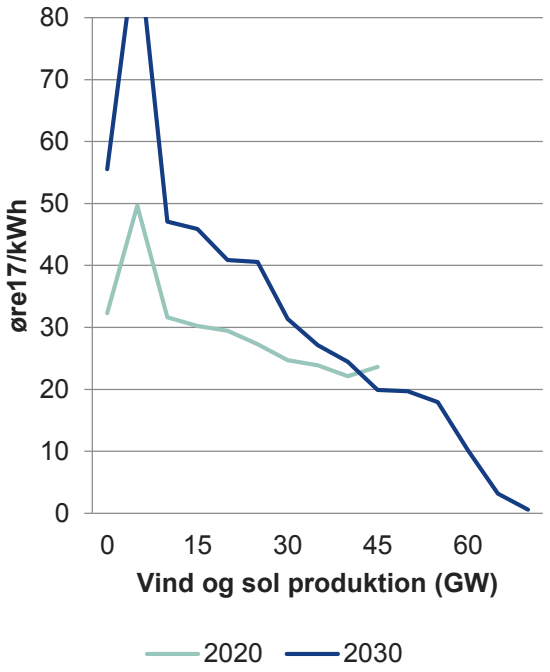
Afregning af solcelleproduktion



Afregning af vindkraftproduktion



Afregning af solcelle– og vindkraftproduktion



Note: Ekstrempriser indtræffer i vintermåneder med svag vind og ingen sol. Pga. det store antal timer uden sol ses spidsen ikke i figuren med sol.

Udbygning med VE i Danmark

5.1 Status for VE i Danmark 2020

DANSK ENERGI

VE-andel er højere i Danmark end i samlet modelområde

Danmark har højere VE-andel end modelområde

Sammenlignet med modelområdet er VE-andelen i Danmark højere både inden for elsektoren, men også når man ser på det samlede energiforbrug.

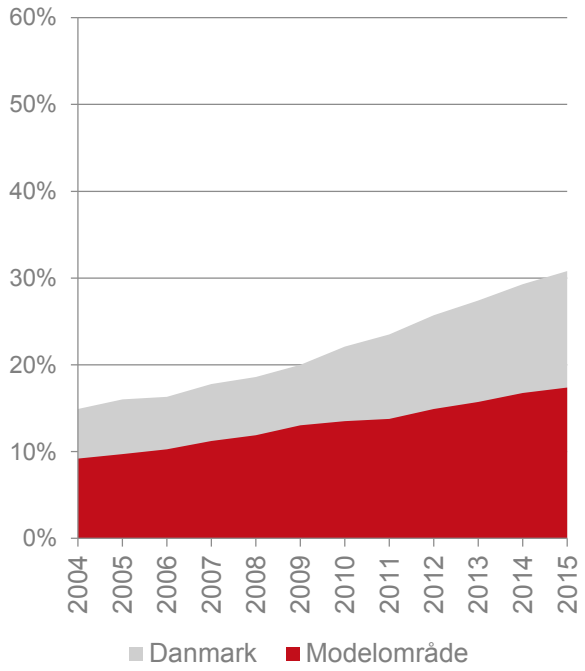
I Danmark er VE-andelen i det endelige energiforbrug steget fra 15 % i 2004 til 31 % i 2015. VE-andelen af elektricitet er ligeledes højere for Danmark end modelområdet og er gået fra 24 % i 2004 til 51 % i 2015.

VE-andel i elsektor går foran generel omstilling

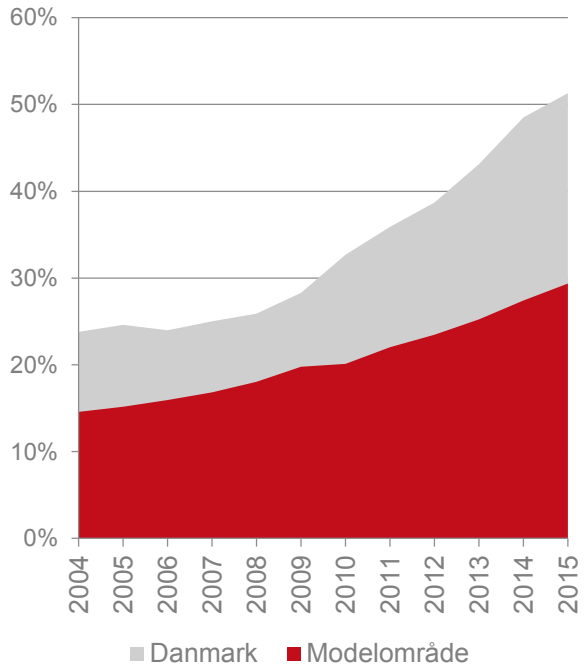
VE-andelen i det endelige energiforbrug i modelområdet er steget fra 8 % til 16 % fra 2004 til 2015.

Andelen af VE i elsektoren ligger på et højere niveau. Her ses en stigning fra 13 % til 28 % i perioden 2004 til 2015.

VE-andele af det endelige energiforbrug i Danmark og modelområde (2004-2015)



VE-andele af elektricitet i Danmark og modelområde (2004-2015)



Note: Modellande er Belgien, Danmark, Frankrig, Holland, Norge, Storbritannien, Sverige, Tyskland og Østrig. Kilde: Eurostat

Danmark har øget sin VE-andel fra 11 % i 2000 til over 40 % i 2020

VE-andel er øget markant siden 2000

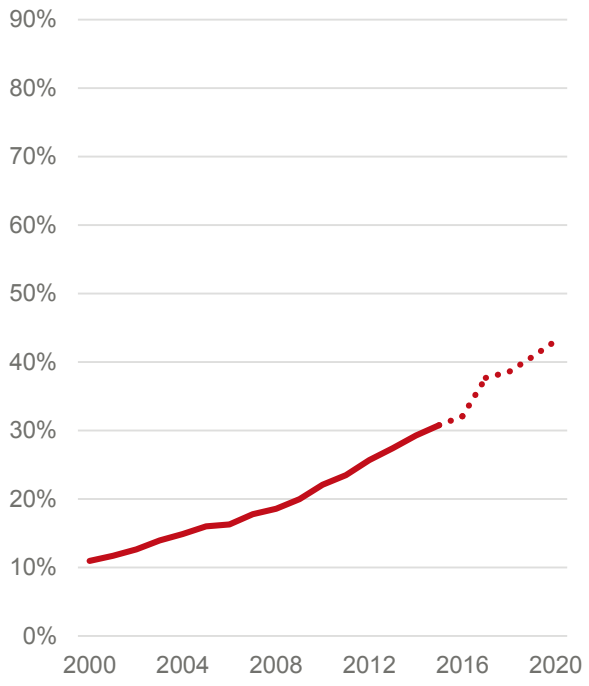
Omstillingen af det danske energisystem har stået på i mere end to årtier. Siden år 2000 er der sket et betydeligt skift. Således er andelen af VE i det samlede energiforbrug steget fra 11 % i 2000 til 31 % i 2015. Det er i særdeleshed i el- og varmeproduktionen, at der er sket et markant skift. I 2000 var andelen af VE i elproduktion på 16 %. I 2015 var den steget til 51 %.

Omstilling til VE fortsætter i de kommende år frem mod 2020

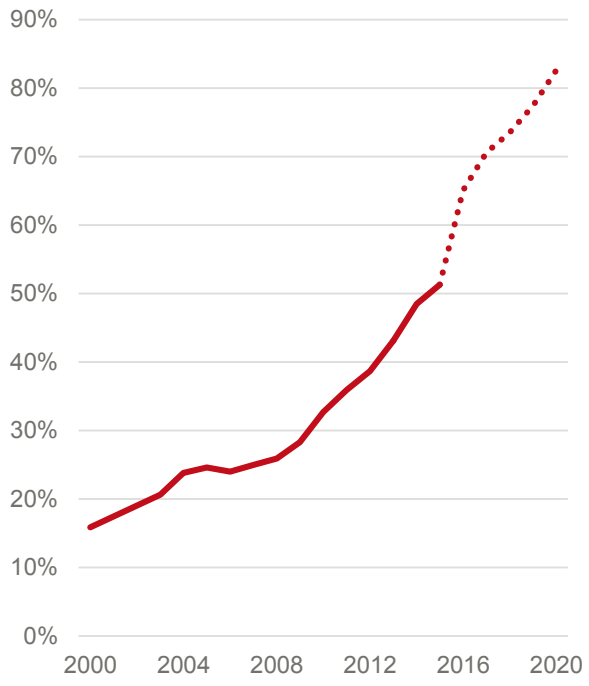
Hvis man tager højde for de kommende års investeringsplaner, kan man med stor sikkerhed forlænge fremskrivningen til 2020.

I 2020 tager VE-andelen et spring til over 40 %. VE-andelen i elproduktion stiger tilsvarende til over 80 %. Den fortsatte omstilling i perioden skyldes, at en række kraftværker vil omstille til bæredygtig biomasse, Havmølleparken Horns Rev 3 vil blive taget i drift, og der er planlagt et udbud på ny kapacitet for landvind og sol i 2018/19.

VE-andel i Danmark 2000-2020



VE-andel i el i Danmark 2000-2020



Note: EU-definition.
Kilde: Eurostat, Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 og egne beregninger

Nogle sektorer halter langt bagud med grøn omstilling

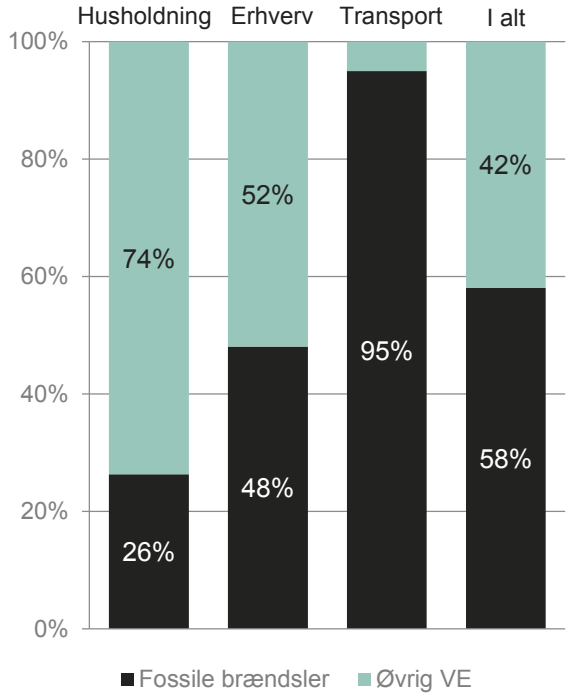
En VE-andel i 2020 på over 40 % dækker over, at forskellige sektorer i Danmark har opnået vidt forskellige grader af omstilling til vedvarende energi. Den største omstilling er sket for husholdninger og den laveste i transportsektoren.

En betydelig del af forklaringen på, at nogle sektorer har opnået en meget høj andel af VE i deres slutforbrug, skyldes, at den grønne omstilling i særdeleshed er sket i elproduktion og kollektiv produktion af varme, hvor VE forventes at kunne dække godt 80 % af elforbruget i 2020.

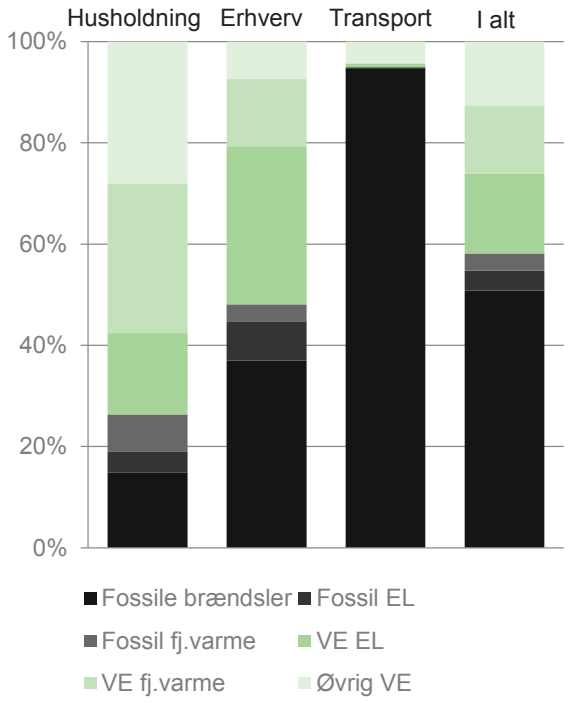
Husholdningernes energiforbrug dækkes netop i høj grad af kollektivt produceret energi – med undtagelse af olie-, gas- og træpille-/brændeopvarmede huse. Derfor er husholdningernes energiforbrug ret grønt relativt til andre sektorer.

De sektorer, der i dag og i de kommende år vil have en lavere andel af vedvarende energi, er sektorer med en lav andel af el og fjernvarme i deres energiforbrug. Sektorer, hvor der i stedet er et højt direkte brændselsforbrug. I transportsektoren i form af benzin og diesel og i erhvervene særligt i form af naturgas til fremstilling.

Sektoropdelt andel af VE i 2020



Sektoropdelt andel af VE fordelt på el, fjernvarme og øvrig i 2020



Note: EU-definition.
Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 og egne beregninger

5.2 Centrale VE-teknologier i Danmark

DANSK ENERGI

Landvind dækker en fjerdedel af elforbruget i dag

Vindenergi dækkede i 2016 38 % af det danske elforbrug. Landvind dækkede 24 % af elforbruget. Elproduktion fra landvind er i dag over 8.000 GWh. Det produceres af 4 GW installeret kapacitet. Siden 2008 er der i gennemsnit opført lidt under 200 MW vindmøllekapacitet årligt.

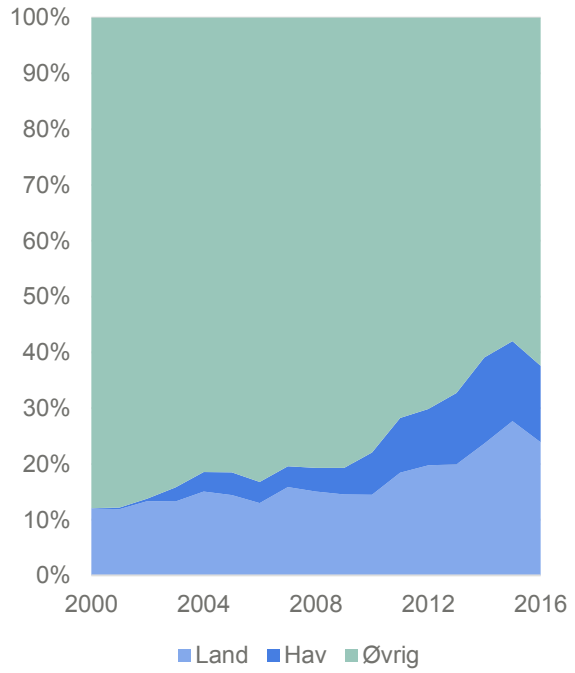
Halvdelen af de nuværende danske vindmøller når teknisk levetid inden 2030. Det resulterer i et stort reinvesteringsbehov på op imod 2.000 MW alene for at opretholde den eksisterende elproduktion.

Potentiale i fortsat udbygning med landvind

En betydelig del af udbygningen med VE-el kan realiseres gennem en øget elproduktion fra vindmøller på land. Teoretisk er potentialet for at udbygge med landvind i Danmark stadig stort. En analyse fra Energinet fra 2014 beskrev, at der er plads til vindmøller med en samlet kapacitet på 12 GW på land i Danmark.

Realiteten er dog, at der allerede i dag er udfordringer med at opføre vindmøller på land, og de sidste års borgerklager og kommunale stop for landvindmøller indikerer, at den primære begrænsning for udbygningen vil være adgang til egnede arealer og omfanget af lokal opbakning.

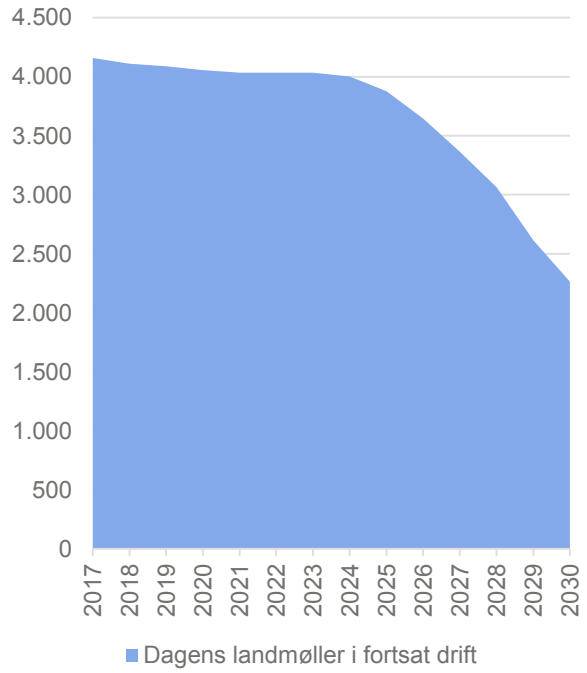
Vindproduktionens andel af dansk elforbrug



Note: Ikke korrigeret for årlige udsving i vindenergi.

Kilde: Energistyrelsen månedsstatistik og stamdataregister

Faldende kapacitet af nuværende landmøller frem mod 2030 (MW)



Note: Landmøller, der falder for teknisk levealder.

Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning

Stort potentiale for udbygning med havvind

Danske havmøller producerede i 2016 godt 4.700 GWh el eller 14 % af det danske elforbrug fra en samlet kapacitet på 1.300 MW. Det er næsten dobbelt så høj produktion pr. installeret MW sammenholdt med den samtidige produktion fra landmøller.

Vindressourcerne er i gennemsnit ca. 50 % bedre på havet i forhold til placeringer på land. Omvendt er det dyrere at installere en vindmølle på havet, som bl.a. kræver dyre fundamenter. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er også højere, da arbejdet skal udføres på havet under hensyn til vejr og afstand til land.

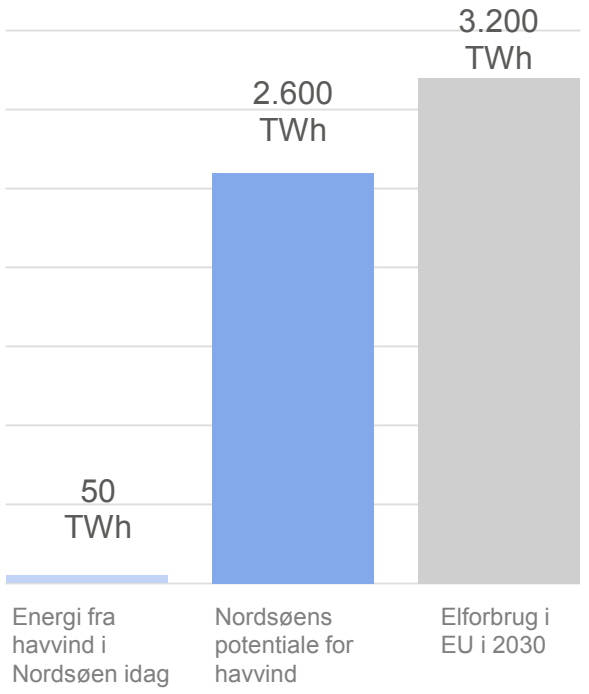
Den totale omkostning for havvind inkl. ilandføring vurderes i Energistyrelsens teknologikatalog til 41 øre/kWh i 2020 mod 31 øre/kWh for landvind. Det spænd forventes at blive halveret frem mod 2030.

Stort potentiale for havvind i Danmark

I havet omkring Danmark er der et betydeligt potentiale for etablering af havmølleparker. Vindressourcerne er gode, og området er forholdsvis lavvandet – begge dele bidrager til at nedbringe produktionsomkostningerne. Det gør den danske del af Nordsøen til et omkostningseffektivt område at udbygge i.

EU-Kommissionen vurderer, at havvindmøller i Nordsøen vil kunne dække 4-12 % af elforbruget i hele EU. Næsten 100 gange Danmarks elforbrug.

Havvind-potentiale i Nordsøen



Kilde: Ørsted

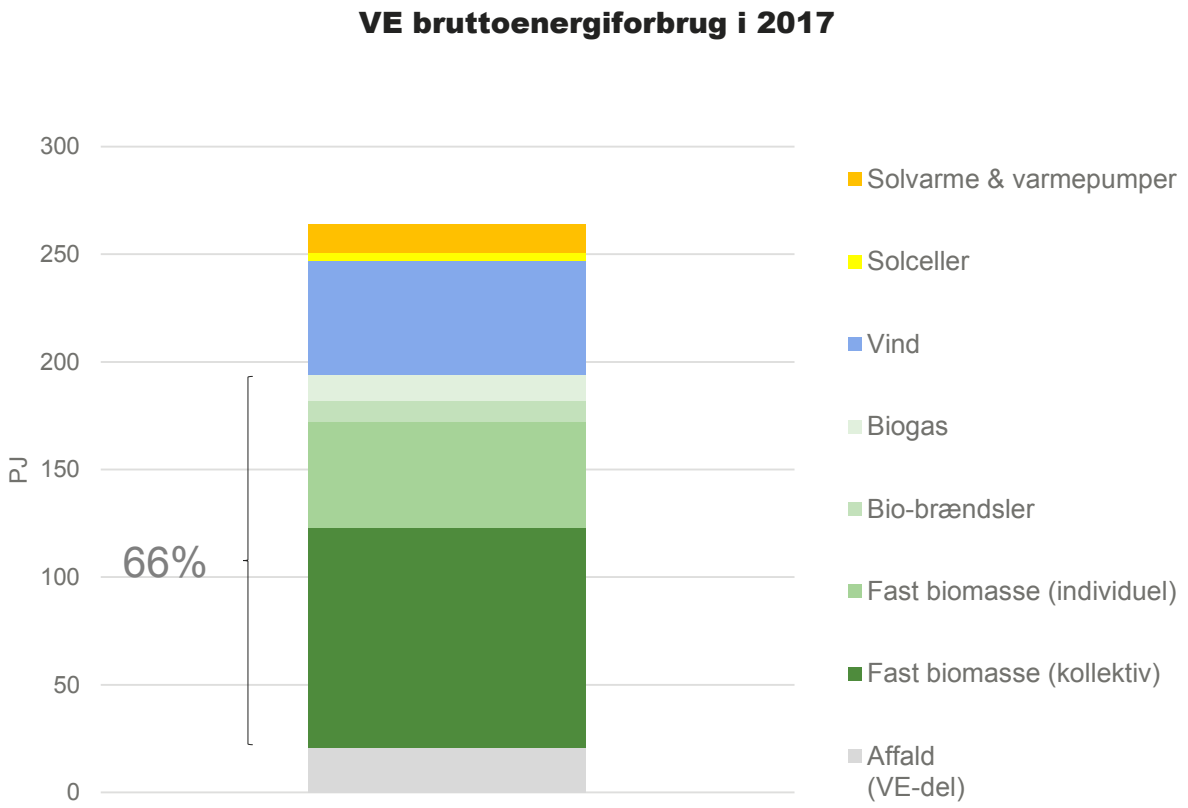
Fast biomasse udgør over halvdelen af dansk VE

Bioenergi, især biomasse til el og varmeproduktion, udgør langt størstedelen af den vedvarende energi anvendt i Danmark. Bioenergi udgør 66 % af bruttoenergiforbruget af VE. Heraf udgør fast biomasse 57 %.

Fast biomasse har altid indgået i den individuelle opvarmning. Siden 2012 er anvendelsen af biomasse i kollektiv el- og varmeproduktion dog øget kraftigt. Det er sket i forbindelse med, at en række store kraftvarmeværker stod over for en levetidsforlængelse. I den forbindelse er der investeret i anlæg, der kan udnytte bæredygtig biomasse frem for kul og gas. Over en fjerdedel af den forventede reduktion i Danmarks CO_2-udledning i 2020 ift. 1990 skyldes således et skift til biomasse i den kollektive forsyning.

Øvre grænse for biomasse

Med de planlagte konverteringer til biomasse på de centrale værker de kommende år ligger et fremtidigt potentiale for yderligere anvendelse af fast biomasse alene i de decentrale værker og i den individuelle opvarmning. Det sker dog i tæt konkurrence med varmepumper. Der er ikke forventninger om en betydelig teknologiudvikling for afbrænding af fast biomasse.



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017

Kraftig stigning fra lille udgangspunkt i opgradering af biogas til gasnettet

Biogas produceres ved anaerob forgasning af bl.a. gylle, industrielt og organisk affald. Biogas kan anvendes til både elproduktion, opvarmning og transport.

Hastig udvikling i opgradering af biogas

Udviklingen i biogasproduktion, særligt inden for opgradering til naturgasnettet, har for alvor taget fart efter implementering af Energiaftalen i 2012.

Biogasproduktionen forventes i 2017 at nå ca. 12 PJ, hvoraf ca. 5,5 PJ går til el/kraftvarme, ca. 5 PJ til opgradering til naturgasnettet og resten direkte til varme- eller procesformål. Hermed udgør opgraderet biogas ca. 5 % af det danske gasforbrug. I 2020 forventes biogasproduktionen at stige til ca. 17 PJ, primært pga. yderligere opgradering. Den opgraderede biogas vil dermed stige til at udgøre ca. 10 % af det forventede gasforbrug.

Potentialet afhænger af bioressourcer

Potentialet for biogas afhænger af hvilke biomassekilder, der er til rådighed. De danske bio-ressourcer vurderes at svare til ca. 40-50 PJ biogasproduktion, hvilket kan øges med tilsætning af brint. Der er således teknisk potentiale til at dække en stor del af det danske gasforbrug.

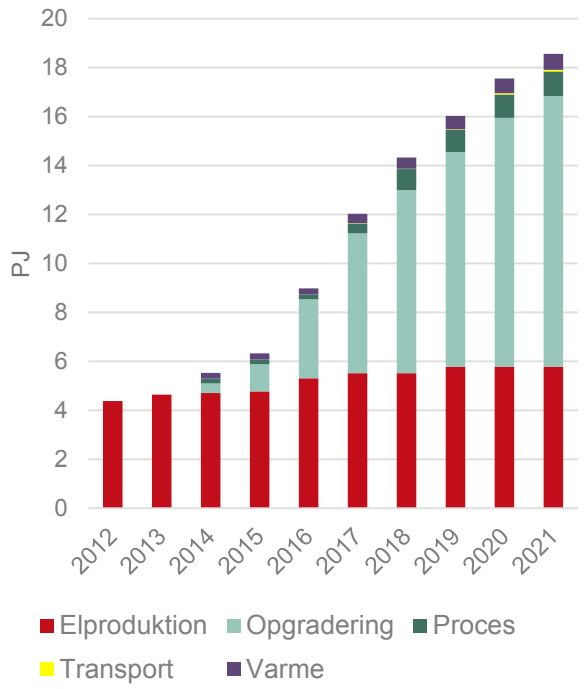
Biogasproduktion kræver høj støtte

Høje produktionsomkostninger og deraf følgende højt støttebehov er den primære udfordring for biogassen. Biogas modtager i dag betydelig støtte til at dække prisforskellen mellem biogas-produktion- og naturgasprisen. Samlet forventes støtten at løbe op i ca. 2 mia. kr. i 2020.

De høje produktionsomkostninger betyder bl.a., at samfundsøkonomien i biogas er udfordret af alternative og billigere grønne varmekilder – herunder særligt store og små varmepumper.

Biogas til tung transport er af flere analyser fremhævet som en samfundsøkonomisk attraktiv anvendelse af biogas, fordi der her fortrænges diesel. Anvendelsen af biogas til tung transport er imidlertid meget begrænset, bl.a. på grund af få gasfyldestationer samt lavt økonomisk incitament til at købe gaskøretøjer. Der forventes i 2017 at blive brugt ca. 0,3 PJ biogas til transport, dvs. kun ca. 3 % af biogasproduktionen vil blive anvendt i transportsektoren.

Biogasproduktion



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017, opdateret oktober 2017

Stort potentiale for varmepumper – men udviklingen går langsomt

Eldrevne varmepumper leverer ca. 3-4 kWh varme ved at anvende 1 kWh el sammen med omgivelsesvarme fra fx luft eller jord.

Varmepumperne lader vente på sig

Varmepumper leverer i dag ca. 15 PJ ud af samlet ca. 80 PJ brændselsforbrug i husholdningerne. Der er de sidste ti år blevet solgt ca. 5.000 varmepumper (jordvarme eller luft/vand) årligt til husholdninger – hertil kommer et større antal luft/luft-varmepumper.

Inden for fjernvarmeproduktion leverer varmepumper i dag en meget lille andel på under 1 %. Der er siden 2010 opsat ca. 15 MW eldrevne varmepumper i fjernvarmen mod ca. 400 MW biomassekedler.

Stort potentiale for varmepumper

Der er et stort potentiale for varmepumper inden for individuelle husstande til erstatning af olie- og naturgas. Energistyrelsen forventer, at ca. 1/3 af den individuelle opvarmning dækkes af varmepumper i 2030. Dette vil kræve, at nuværende salgstal for varmepumper (jordvarme eller luft/vand) bliver 2-3-doblet inden for en kortere årrække.

Varmepumper kan også anvendes i hybridanlæg, hvor en normal kedel leverer noget af varmen i særligt kolde perioder. Dette kan fx være en attraktiv mulighed til at få grøn varme i de nuværende naturgasområder.

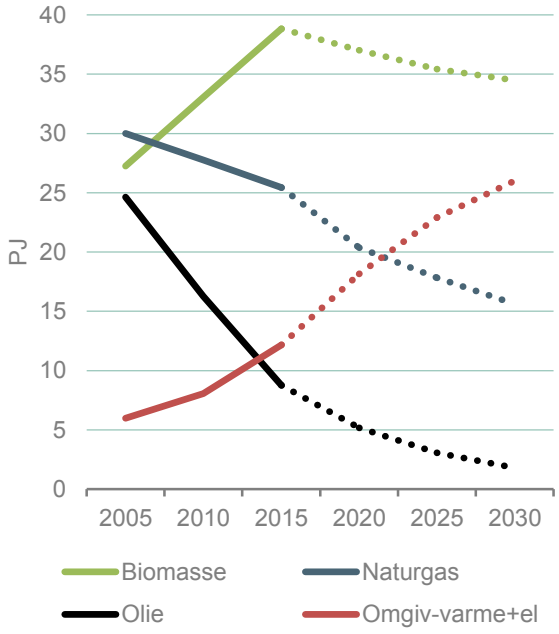
Der er ligeledes et betydeligt potentiale for varmepumper på kortere sigt, særligt i decentral fjernvarme til erstatning af naturgasfyret varmeproduktion. På længere sigt forudser bl.a. Energinet, at varmepumper også vil vinde indpas i centrale fjernvarmeområder.

Afgifter udfordrer varmepumperne

Varmepumper er både i husholdninger og til fjernvarme udfordret af afgiftsfritaget biomasse, hvilket gør biomassefyr og -kedler brugerøkonomisk attraktive i forhold til varmepumper, der skal betale elafgift.

Varmepumper kan også anvendes i industrien ved at udnytte overskudsvarme til produktion af procesvarme eller fjernvarme. På grund af lave afgifter i industrien er der ringe økonomisk incitament til at gå væk fra naturgas og over til varmepumper fx til koge- eller tørreprocesser, hvor der er et stort energiforbrug.

Individuel opvarmning
Historisk udvikling 2005-2015 og forventning frem mod 2030



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning

Fortsat prisfald på solceller kan give stor fremtidig udbygning

Elproduktion fra solceller udgør i dag godt 1 TWh ud af Danmarks elforbrug på 35 TWh.

Udbygning af solceller i Danmark er to forskellige historier. På den ene side den eksplosive etablering af individuelle anlæg i 2012. Anlæg, der er relativt dyre sammenlignet med anden VE-el, men har været stærkt begunstiget af indirekte støtte ved afgiftsfritagelse. Individuelle anlæg udgør 70 % af den nuværende kapacitet.

På den anden side er der markanlæg, der er større kommercielle anlæg, som er mere omkostningseffektive, men ikke begunstiget af indirekte støtte.

Billigere solceller vil konkurrere med vind

Omkostningen til solceller er faldet markant de sidste ti år. Fortsat prisfald på solceller kan åbne for en relativ stor stigning i nye markanlæg. Konkurrenceforholdet mellem solceller og anden VE-elproduktion, særligt vind, er afgørende for hvor meget solcellekapacitet, der vil komme via teknologineutrale udbud eller på længere sigt på markedsvilkår.

Solceller er dog, særligt på de nordlige breddegrader, begrænset til relativt få og koncentrerede produktionstimer.

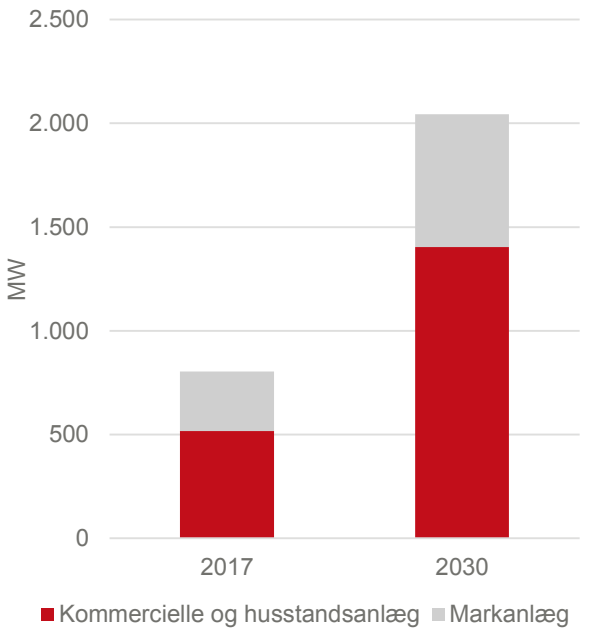
Kraftig udbygning til individuel forsyning drevet af afgiftsfordel

I husholdninger og erhverv kan solcelleproduktionen dække en del af elforbruget (kaldet egetforbruget). Hermed undgås afgifter pålagt elforbruget, hvilket giver egenproduceret solcellestrøm en meget høj indirekte støtte og afregningspris for den individuelle producent.

I 2012 steg antallet af solceller eksplosivt, da solcellerne faldt i pris, og det var tilladt at opgøre egetforbruget på årsbasis, hvilket samlet set gav en meget god økonomi for solcelleanlæg. Siden har en række justeringer gjort, at muligheden for at modregne egetforbruget er faldet. Det har reduceret udbygningen med individuelle solceller betydeligt.

Den fremtidige udbygning med solceller til husholdninger og erhverv med henblik på egetforbrug afhænger, ud over prisen for solceller og batterier, derfor af, hvorvidt individuelle solcelleanlæg fortsat vil nyde godt af en positiv diskrimination (i form af afgiftsfritagelse) i forhold til den kollektive elproduktion.

Forventet installeret solcellekapacitet i Danmark



Kilde: Energinet analyseforudsætninger 2017.

5.3 Vej til mindst 50 % VE i 2030

DANSK ENERGI

Regeringen har sat et mål om mindst 50 % VE i 2030

Regeringen har sat et mål om, at mindst 50 % af det danske energiforbrug i 2030 skal dækkes af VE.

Mindre fossil er vej til mere VE

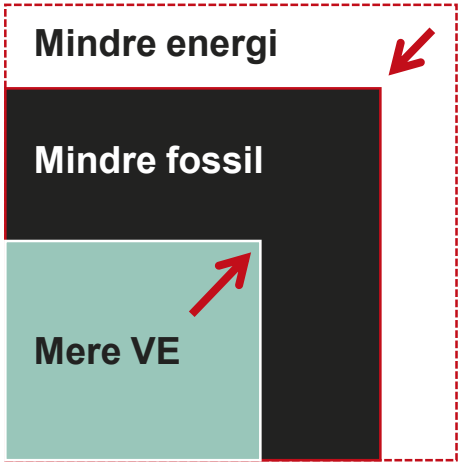
I simple termer, så kan opfyldelsen af VE-målsætningen nås ad to veje. Enten ved at spare på det fossile energiforbrug eller ved at erstatte den fossile energi med VE.

Jo mindre energi vi bruger, jo færre nye vindmøller skal der til for at dække halvdelen af forbruget med vedvarende energi. Derfor bidrager en eldrevet varmepumpe til at opfylde VE-målet, når den erstatter et mindre effektivt oliefyr.

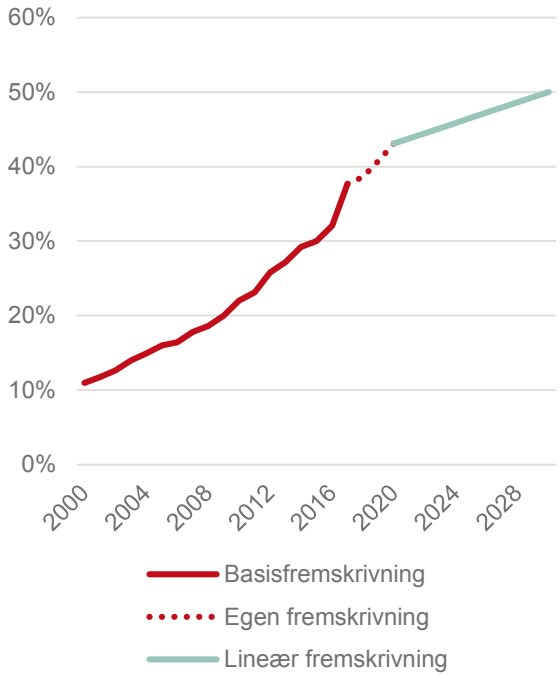
Samtidig opfyldes målsætningen, når der kommer ny VE-produktion ind. Det sker både, når eksisterende fossil produktion fortrænges, og hvis nyt forbrug dækkes af VE.

I det følgende er der skitseret en vej til at indfri målsætningen. Der er ikke taget stilling til, hvorvidt et mål om mindst 50 % VE i 2030 er en passende målsætning.

Skridt mod højere VE-andel



Sti til 50 % VE i 2030



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017, egne beregninger.

Fastholdelse af VE-andel fra 2020 og frem er ikke givet

Basisfremskrivning når 41 % i 2030

Den seneste basisfremskrivning fra Energistyrelsen viser, at man med de klima- og energipolitiske initiativer, som er vedtaget, kun når 41 % VE i 2030. Heri indgår:

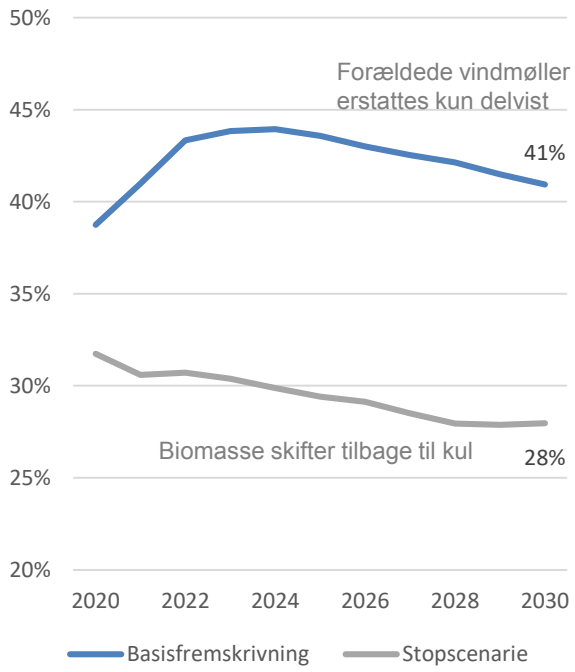
- Konvertering til og fastholdelse af biomasse på de centrale kraftværker.
- Iblanding af biobrændstof til transport (5,5 %).
- Udbygning med nye solceller (1.715 MW) og landvind (495 MW) fra 2020 til 2030.

Bredt udfaldsrum med risiko for faldende VE-andel

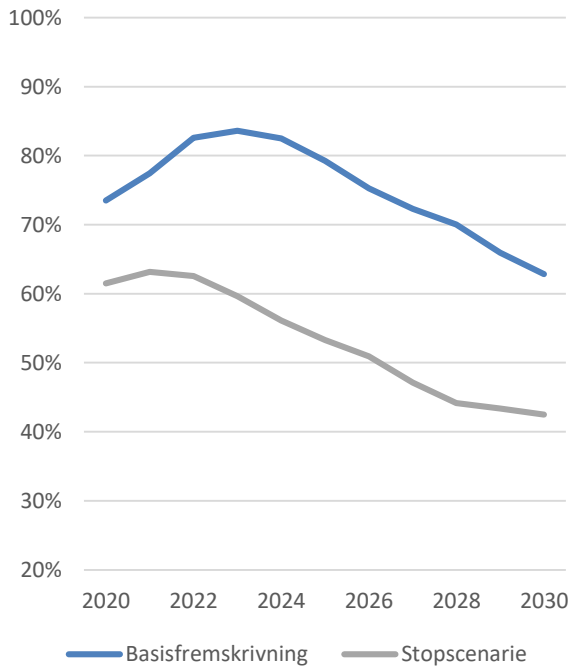
Hvis de nødvendige rammer for biomasse, sol og vind ikke fastholdes, eller hvis udviklingen i elmarkedspriser ikke sikrer deres opfyldelse, er selv ikke de 41 % sikret.

Den nuværende andel kan således falde til under 30 % i 2030. En understregning af, at man kigger ind i et bredt udfaldsrum. Et udfaldsrum, der afgøres af både de politiske rammer, teknologiudviklingen og prisen på fossile brændsler.

Samlet VE-andel
Basisfremskrivning og worst case
(2020-2030)



VE-andel i el
Basisfremskrivning og worst case
(2020-2030)



Note: EU-definition, Worst case: stop for biomasse i kraftværker, ingen udbygning med sol og vind efter 2020 og ingen iblanding af biobrændstof fra 2020.

Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 og egne beregninger

Vej til mindst 50 % VE vil omfatte biomasse

Biomasse til samproduktion af el og fjernvarme har været et centralt element i Danmarks anvendelse af vedvarende energi.

I Energistyrelsens alternative scenarie til deres Basisfremskrivning er det antaget, at de forventede konverteringer af centrale værker og de eksisterende konverteringer til biomasseanvendelse fastholdes. Samtidigt har Ørsted meddelt, at de ønsker at ophøre med kulfyring i 2023.

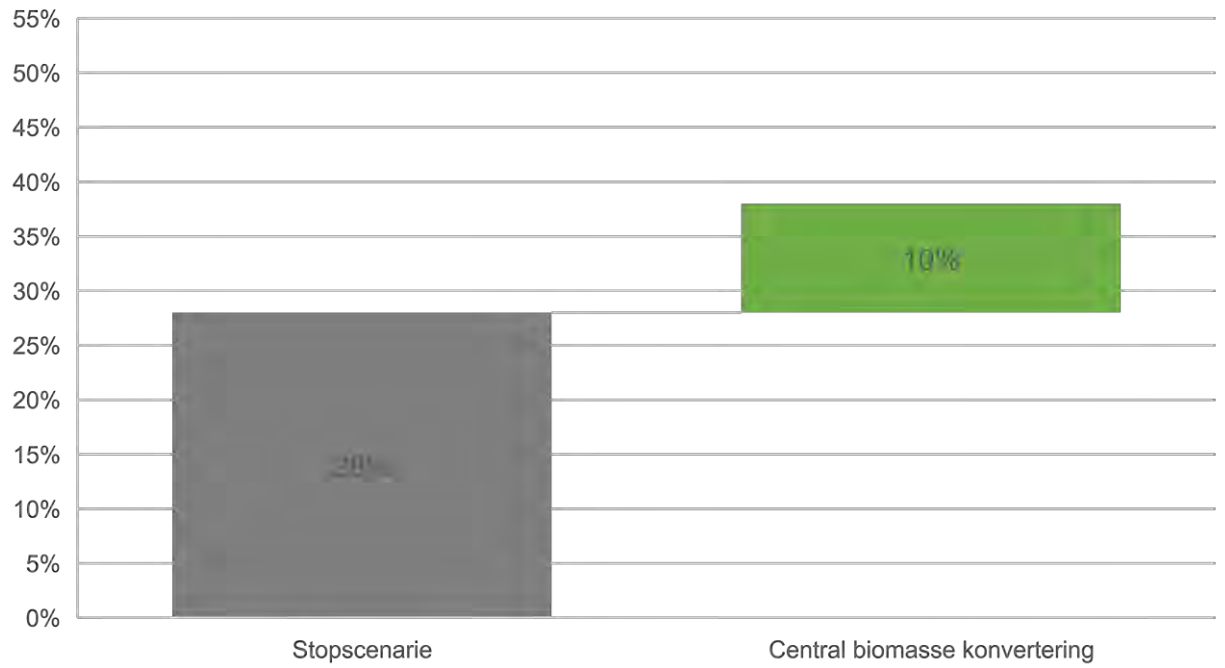
En fastholdelse af de foretagne investeringer og fuld konvertering til biomasse på de centrale kraftværker vil sikre en VE-andel på 38 % i 2030.

Det er med udgangspunkt i et alt-andet-lige-scenarie uden ny fluktuerende energi (vind og sol) og uden anvendelse af biobrændstoffer til transport.

Biomasse central element i VE-andel

De centrale værkers anvendelse af biomasse udgør 10 pct.-point af den samlede VE-andel. Yderligere 10 pct.-point er øvrig biomasse-anvendelse. Det gør biomasse i den kollektive forsyning til et centralt element i den grønne omstilling til VE.

Bidrag til VE-andel fra konvertering til biomasse på centrale kraftværker



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 og egne beregninger

En kraftig udbygning med vind og sol kan lukke hullet til 50 % VE

En kraftig udbygning med vind og sol kan nå 50 % VE

Det er muligt at opfylde målet om mindst 50 % VE i 2030 ved en kraftig udbygning med sol, landvind og havvind oveni den forudsatte biomasse-anvendelse.

Hvis biomassekonverteringer fastholdes, kræver det yderligere 22 TWh ekstra vind og sol frem mod 2030, hvis man både skal dække de anlæg, som falder ud frem mod 2030, og lukke hullet op til 50 % VE. Uden at gøre noget i andre sektorer.

22 TWh fluktuerende energi

Der er flere måder at sammensætte 22 TWh på. En kombination kunne være at følge de 150 MW/årligt antaget for udbygning med sol i Energistyrelsens Basisfremskrivning og en tilsvarende udbygningstakt for landvind med 150 MW/årligt. Det vil være for landvind være på niveau med udbygningen i de sidste 15 år. Det vil give en lille udbygning af den samlede elproduktion fra landvind mellem 2020 og 2030, når ældre møller falder bort.

Hvis målet om mindst 50 % VE skal nås, vil det ud over den ovenfor anførte udbygning med sol og landvind kræve en fordobling af den samlede havmøllekapacitet i forhold til eksisterende og allerede planlagte havmølleparker.

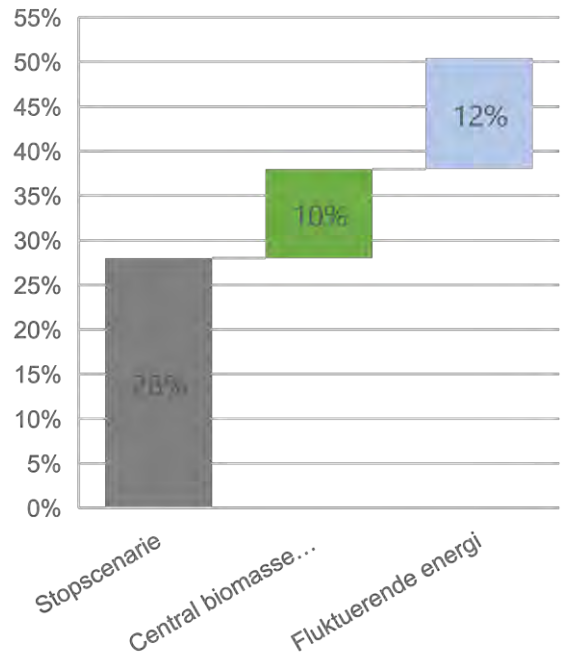
Der er i dag bygget og planlagt ca. 2.500 MW større havmølleparker. Med en teknisk levealder på 25 år vil ca. 300 MW blive dekommissioneret frem til 2030. Ved at erstatte de 300 MW og udbygge med yderligere 3.000 MW havvind vil målet om mindst 50 % VE nås.

En helt grøn elsektor

5.500 MW havvindskapacitet såvel som produktion fra landvind og solceller giver en elproduktion i forhold til det danske elforbrug på 110 %.

Muligheden for at udnytte Danmarks komparative vindfordele samt det hensigtsmæssige ved at fastholde kompetencer indenlandsk kan tilsige en betydelig udbygning med elproduktionskapacitet.

Udbygning med elproduktion til 50 % VE



Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 og egne beregninger

Grøn omstilling af energiproduktion alene leverer ikke på øvrige mål

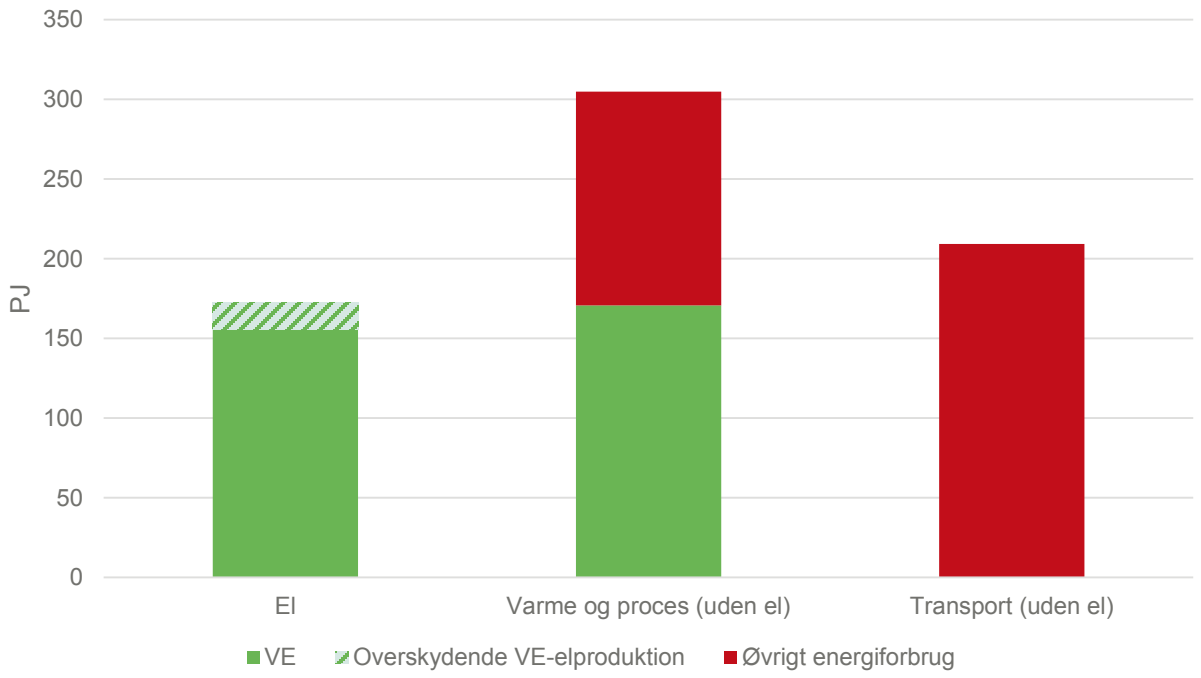
Ensidig satsning uhensigtsmæssig

En omstilling, der alene sker med udbygning af energi til elproduktion, vil kun levere smalt i forhold til grøn omstilling. Andelen af VE i elsektoren vil overstige 100 % og dermed via "overdækning" bidrage til 50 % af VE-målet.

Et sådant scenarie vil imidlertid ikke bidrage til at reducere forbruget af olie og gas i transportsektoren, industrien eller individuel opvarmning. Det vil ikke levere noget bidrag til at opfylde Danmarks kommende klimaforpligtelse på det ikke-kvoteomfattede område, dvs. drivhusgas-udledninger fra transport, industri og individuel opvarmning. Og det vil ikke levere på målsætningen om øget energieffektivitet.

En mere balanceret måde at realisere mindst 50 % vedvarende energi fås ved at foretage en indsats, der omfatter alle sektorer. Det kan ske med en kombination af effektiv energianvendelse gennem elektrificering og øget VE-produktion. Med fokus på anvendelse af den vedvarende energi fås bedre integration af energisystemet. Det er også en kombination, som kan levere på klimadagsordenen, herunder give CO_2-reduktioner på det ikke-kvoteomfattede område.

VE-andel af endeligt energiforbrug i 2030 med 22 TWh fluktuerende energi



Note: Scenarie med fastholdelse af biomasse-konvertering og udbygning med 22 TWh vind og sol til 2030.

Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning og egne beregninger

Høj grad af elektrificering kan levere grøn omstilling i varme og transport

En øget brug af el i transport og varme via varmepumper kan overføre elproduktionens høje andel af VE til sektorer, som hidtil ikke i samme omfang har kunnet omstilles:

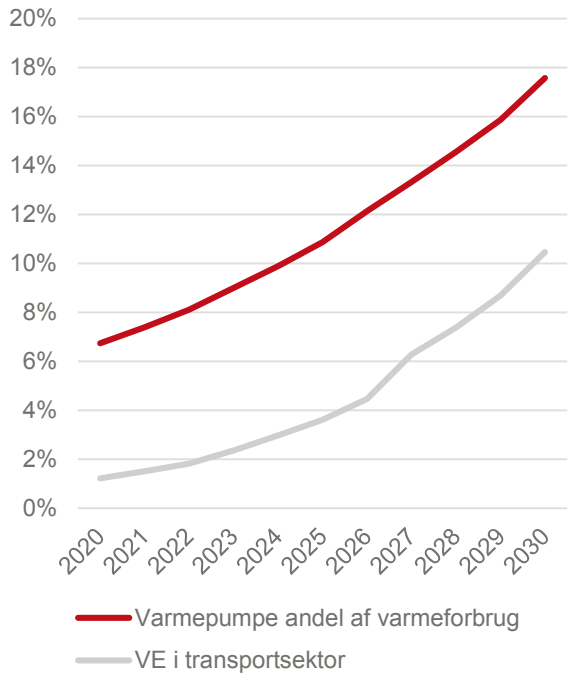
- Individuel opvarmning gennem varmepumper.
- Varmepumper til de decentrale varmeområder og til procesformål i industrien.
- Transportsektoren gennem elbiler.

I Energistyrelsens Basisfremskrivning antages en vis udbredelse af individuelle varmepumper og hen imod 2030 også af elbiler. Selv med denne indpasning er der et yderligere potentiale for både varmepumper og elbiler.

Dansk Energi har peget på en mere omfattende elektrificering. Dette scenarie rummer 500.000 elbiler i 2030 og en 4-dobling i varmeproduktion fra små og store varmepumper samt øget elektrificering af industriens energiforbrug.

Der er en række teknologiske og økonomiske barrierer, der skal håndteres for at indfri potentialet. Særligt på transportsiden er omkostningen bundet op på en international udvikling, mens teknologierne for varmepumper er blevet konkurrencedygtige med de konventionelle varmeteknologier.

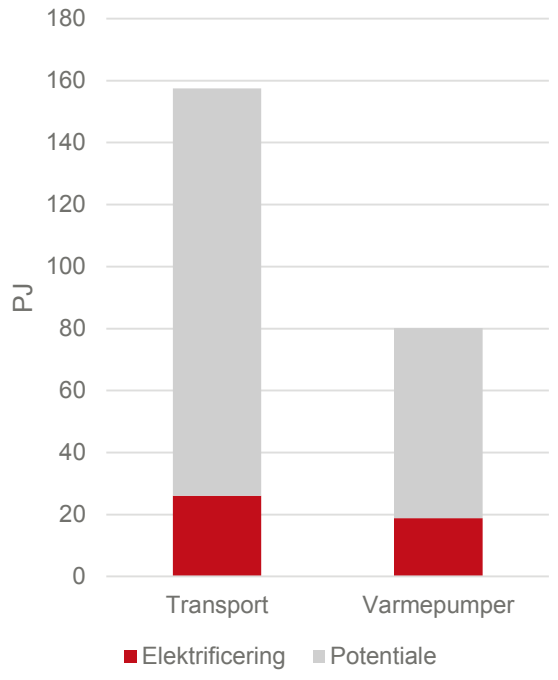
Elektrificeringsscenarie i varme- og transportsektor



Note: Dansk Energis høje elektrificeringsscenarie.

Kilde: egne beregninger

Potentiel energiandel dækket af elektrificering i Dansk Energis høje elektrificeringsscenarie



Note: Dansk Energis høje elektrificeringsscenarie; kun potentiale i non-ETS (udelukker centrale kraftværker og international transport.

Kilde: Egne beregninger

Elektrificering giver en balanceret opfyldelse af målet om mindst 50 % VE

Med en indsats for indpasning af varmepumper og elbiler kan der opnås et betydeligt bidrag til andelen af vedvarende energi. Hvis Dansk Energis beskrevne elektrificeringsscenarie indfries, vil det levere 4 %-point til at øge VE-andelen.

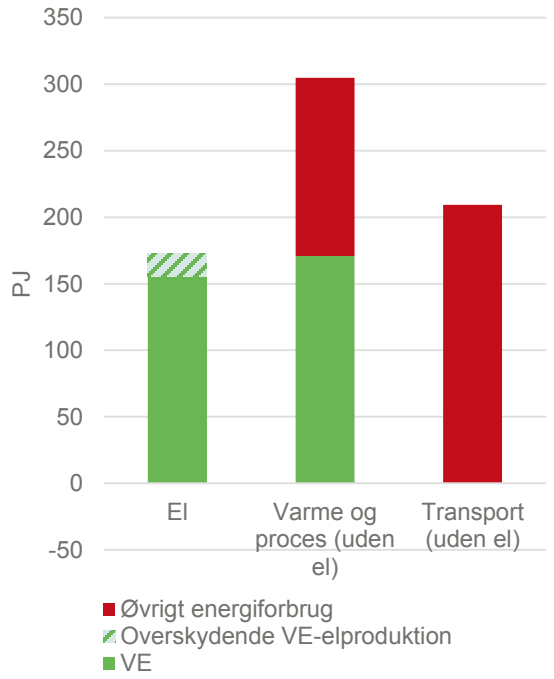
Hvis indsatsen for elektrificering sker samtidig med fastholdelse af biomassekonvertering og en fortsat udbygning med vind og sol vil det have tre afledte konsekvenser (jf. figur).

1. Den øgede elproduktion fra vind og sol vil blive anvendt til varmepumper og elbiler. Der vil være balance mellem elforbruget og elproduktionen fra vedvarende energi.

2. Der vil ske en forøgelse af VE-andelen i energi til varme og proces på 8 %-point fra 56 % til 64 %, da den omgivelsesvarme, som varmepumperne udnytter tæller som VE.

3. Endeligt vil der være en reduktion i den fossile energianvendelse i transportsektoren på ca. 10 %.

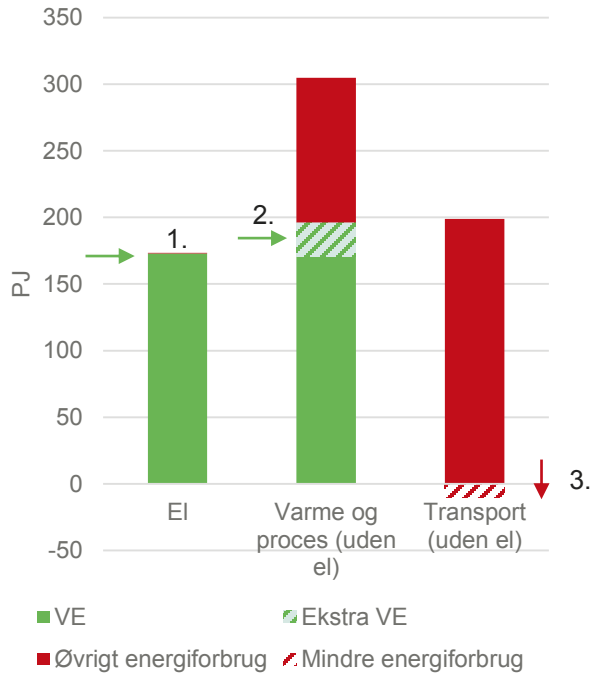
VE-andel af endeligt energiforbrug i 2030 med 22 TWh fluktuerende energi



Note: Scenarie med fastholdelse af biomasse-konvertering og udbygning med 22 TWh vind og sol til 2030.

Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning og egne beregninger

VE-andel af endeligt energiforbrug i 2030 med 22 TWh fluktuerende energi og høj elektrificering



Note: Scenarie med fastholdelse af biomassekonvertering, udbygning med 22 TWh vind og sol til 2030 og høj indfasning af varmepumpe og elbiler; transport omfatter skibs- og luftfart.

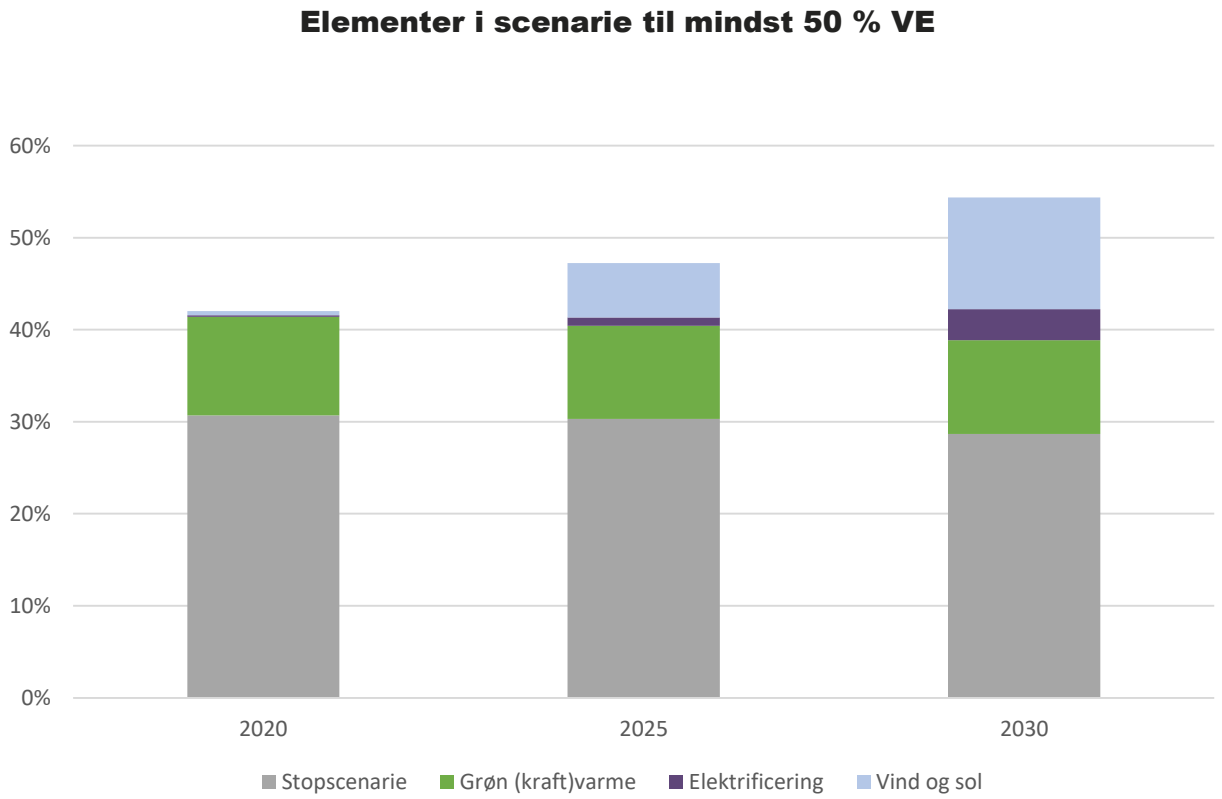
Kilde: Energistyrelsens Basisfremskrivning og egne beregninger

En kombination af tiltag, som leverer på flere mål på samme tid

Opfyldelsen af regeringens målsætning om mindst 50 % VE kræver en række initiativer. Det kræver en fortsat udvikling af de grønne teknologier og en fortsat aktiv omstilling.

Hvis man skræller de fleste tiltag for vedvarende energi ud af energipolitikken, står man i 2030 med et fald til 28 % En balanceret måde at realisere de 50 % vedvarende energi i 2030 fås med en kombination af effektiv energianvendelse gennem elektrificering, udbygning med vind og sol samt fastholdelse af biomasse fremfor kul i kraftvarmen. I dette kombinationsscenarie er antaget 500.000 elbiler, 54 PJ fra varmepumper, i alt 22 TWh ny sol og vind og 135 PJ varme og el fra biomasse.

Under forudsætning af en fornuftig finansiering vil det give en balanceret tilgang med fokus på både udbygning og anvendelse af den vedvarende energi, der giver markant forbedret integration af energisystemet. Det er også en kombination, som kan levere på klimadagsordenen. Det leverer 17 mio. ton CO_2-reduktion ud af det samlede mål på 28 mio. ton på det ikke-kvoteomfattede område, og så sikrer det en mere effektiv anvendelse af ressourcerne ved skift fra fossil afbrænding til el.



Note: Fastholdelse af biomassekonverteringer, 22 TWh fluktuerende ny elproduktion og høj elektrificering.

Kilde: egne beregninger

VE på markedsvilkår i Danmark

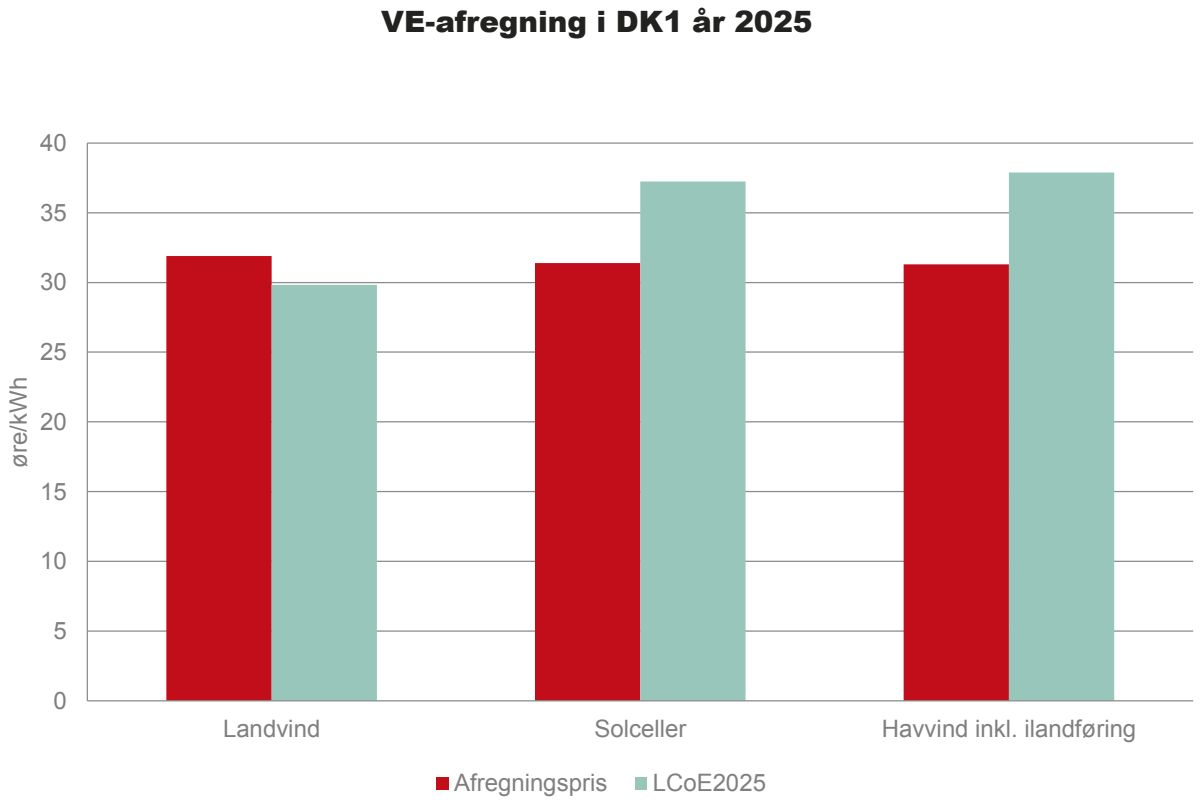
6.1 Afregning af VE frem mod 2030

Elmarkedet kan levere langt den største indtjening til VE-el i 2025

Udbygning med landvind, havvind og solceller vil være en hjørnesten i bestræbelserne på at opfylde VE-målet, da det er blandt de billigste VE-former. Hvor meget vind og sol i Danmark kan tjene på elmarkedet afhænger af udviklingen på det samlede nordvesteuropæiske elmarked, og dermed scenarierne beskrevet i afsnit om scenarier for VE i Nordvesteuropa.

Pæn markedsindtjening allerede i 2025

Som for vores nabolande sker der i de kommende år en indsnævring af spændet mellem indtjening på markedet og omkostning ved at producere VE-el. I Markedsscenariet matcher markeds-indtjeningen for landvind de samlede produktions-omkostninger. Et lignende billede tegner sig for afregning til solceller øst for Storebælt i 2025. Med andre ord hvis man har en beskeden stigning i CO_2- og brændselspriser, kan der etableres solceller og landvind uden støtte i Danmark i 2025. I dette scenarie forventes omkostninger til både solceller og havvind (inkl. omkostninger til ilandføring), at ligge i et meget lille spænd over den forventede afregning. Da landvindspotentialet er begrænset, vil Markedsscenariet dog ikke levere tilstrækkelig VE-el på markedsvilkår til at indfri målet om mindst 50 % VE.



Note: Markedsscenarie. Begrænsning på udbygning af landvind.

Kilde: Balmorel, egne beregninger

Markedsscenarie peger på landvind på markedsvilkår fra 2025

Landvind på markedsvilkår

Analysen peger på, at landvind generelt kan komme ind på markedsvilkår i Danmark omkring 2025. Et væsentligt spørgsmål er hvor stor en kapacitet, der kan komme ind.

Begrænsning i model for landvind

Så længe afregningen overstiger omkostningerne, vil der være udviklere der ønsker at etablere ny kapacitet.

Der er dog lagt en begrænsning ind på 5.000 MW landvind i 2025 og 2030 i scenarierne. I dag er der 4.300 MW landvind. Der kan naturligvis komme mere end 5.000 MW på sigt, men det vil være med stigende omkostninger til jordleje mv.

Den lave stigning fra 4.300 MW til 5.000 MW dækker over, at mere end 2.000 MW ældre vindmøller, etableret i årene omkring år 2000, forventes at nå deres tekniske levetid. Det vil sige, at for at nå de 5.000 MW skal der etableres 250 MW landvind årligt. Det er en udbygning, der overstiger udbygningen i dette årti.

Indirekte begrænsninger for landvind

Så længe kapaciteten på 5.000 MW nås, peger modellen på, at afregning fortsætter med at overstige omkostning. Det vil give et incitament til at etablere landvind. Det er dog indirekte omkostninger og barrierer, som modellen ikke fanger.

Det er sandsynligt, at de begrænsninger, der har været på udbygning af landvind i de seneste år, vil fortsætte. Det vil begrænse hvor meget ny landvind, der i realiteten kan bygges. Lokale rammer vil fortsat være begrænsende for udbygning med landvind.

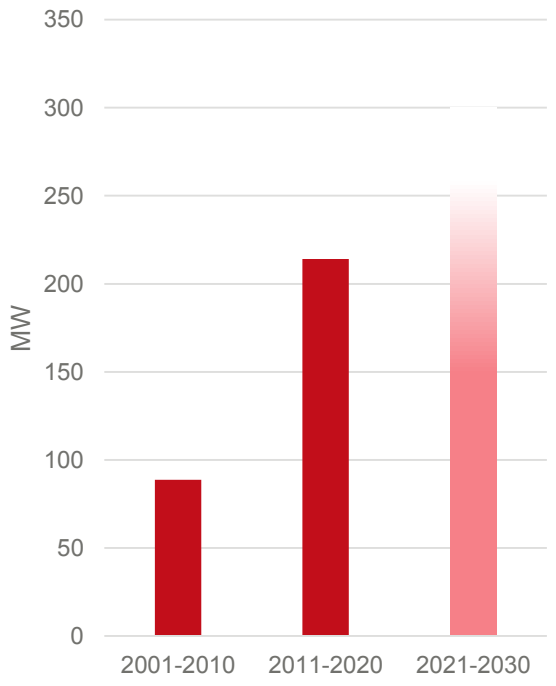
Som eksempel sikrer den nuværende støtteordning en jævn, men ikke eksplosiv udbygning, på trods af at den samlede økonomi for landvind ser ud til at være fornuftig i dag.

Landvind får en væsentlig rolle

Mens de vindmøller, der erstattes, har omkring 2.000 fuldlasttimer, forventes de nye vindmøller at have 3.200 fuldlasttimer. Såfremt potentialet på 5000 MW indfries, giver det derfor en højere produktion på 15,4 TWh fra landvind i 2030 mod forventet 11,5 TWh i 2020.

En udbygning på 150 MW årligt vil forøge produktionen fra landvind til 12,2 TWh i 2030.

Historisk og fremtidig landvindudbygning



Note: Bruttoudbygning.
Kilde: Energistyrelsen stamdataregister og egne beregninger

Frem mod 2030 vil markedet blive endnu bedre

I forhold til 2025 vil elprisen frem mod 2030 stige yderligere. Det vil give en bedre afregning for vind samtidig med, at teknologiomkostningerne forventes at fortsætte med at falde.

Tæt løb mellem teknologier i 2030

De samlede omkostninger for både havvind, landvind og sol ligger derfor i 2030 meget tæt på deres respektive afregningspris. Det vil sige, at de kan klare sig eller er tæt på at klare sig uden supplerende støtte.

Alle tre teknologier kan derfor være i spil i Danmark i 2030. Små udsving i udviklingen kan forskyde balancen mellem teknologierne.

Usikkerhed i tallene

Der er stor usikkerhed i tallene. Små udsving i ikke blot de generelle antagelser, men også mellem landene kan forskyde forholdene.

Ud over den markedsbestemte afregning og omkostning vil lokale rammevilkår derfor være afgørende for, om udbygning med VE vil ske inden for eller uden for vores grænser.

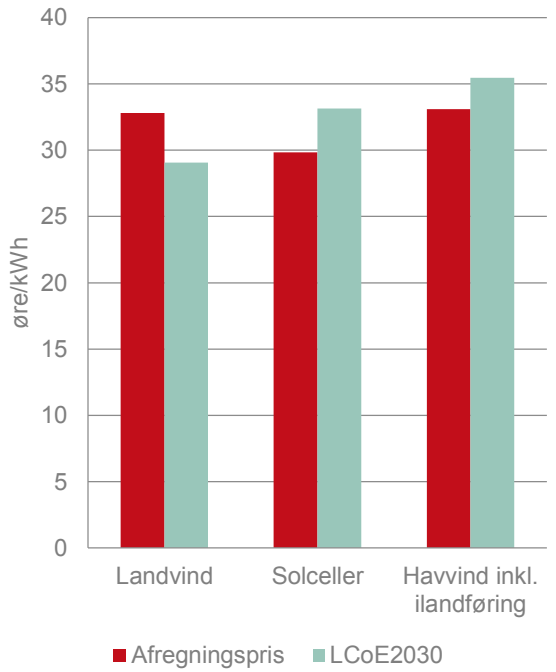
Alternative scenarier kan flytte udbygning

Som beskrevet i scenarierne for Nordvesteuropa kan en række alternative scenarier være med til at flytte VE hurtigere ind i Nordvesteuropa. Det drejer sig blandt andet om effekten af en højere kvotepris, større udbygning af transmissions-forbindelser og et højere elforbrug.

Hvis disse alternative scenarier bliver til virkelighed, kan de også påvirke udbygningen i Danmark, men scenarierne viser, at de relative forhold mellem fx landvind i Norge og dansk eller tysk havvind vil afgøre, hvor ny kapacitet vil blive etableret.

Ud over de tre nævnte scenarier, vil særligt effekten af en øget europæisk indsats for at fremme VE og en hurtigere teknologisk udvikling for havvind få indflydelse på Danmark. De to scenarier er derfor nærmere behandlet efterfølgende.

VE-afregning i DK1 i Markedsscenarie i 2030



Note: Markedsscenarie, Begrænsning på udbygning af landvind

Kilde: Balmorel, egne beregninger

Afregning til VE i Danmark påvirkes af udvikling i resten af regionen

VE-støtte trykker afregning på markedet

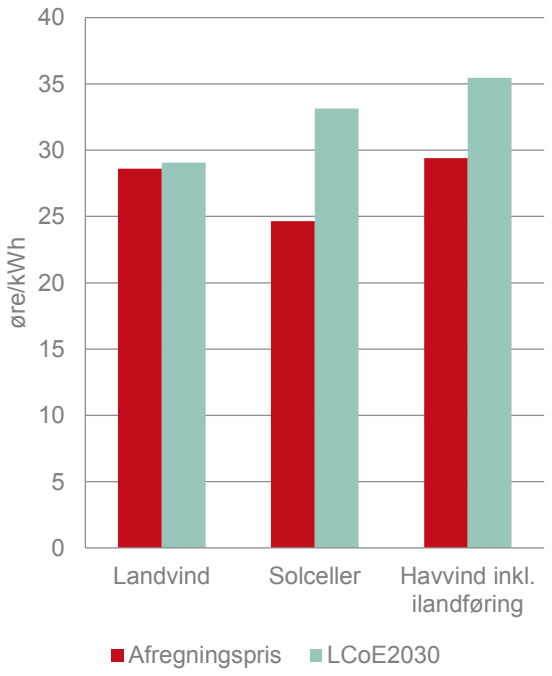
I scenariet med fortsat støtte (5 øre/kWh) til VE-udbygning i Nordvesteuropa ligger afregning til sol og vind i Danmark lavere end i Markedsscenariet, da prispresset på sol og vind stiger. Den gennemsnitlige elpris er ca. 5 øre/kWh lavere i dette scenarie. Det vil sige, at det pres, der kommer på afregning, svarer til den støtte, der bliver givet.

– og øger støttebehov for VE i Danmark

Når vores nabolande støtter udbygning med VE, vil det også forrykke fordelen ved at etablere VE i Danmark. Den komparative fordel, som Danmarks gode vindressourcer giver, vil ikke modsvare en eventuel støtte i fx Tyskland. Danmark vil derfor skulle følge trop med støtte for at opnå den ønskede omstilling i elproduktionen.

Som beskrevet i afsnit med scenarier for Nordvesteuropa, giver Støttescenariet dog også en højere VE-udbygning i modelområdet sammenlignet med Markedsscenariet. Der er dermed tale om et dilemma, hvor VE-støtten i fravær af en kvotereform vil være nødvendig for at opnå den ønskede grønne omstilling, men samtidig er med til at udsætte det punkt, hvor VE kan klare sig uden støtte.

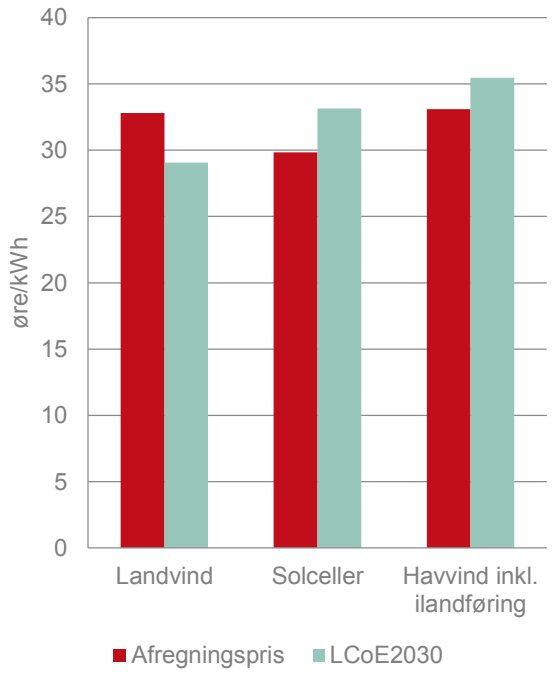
VE-afregning i DK1 i Støttescenarie i 2030



Note: Støttescenarie. Havvind LCoE inkl. ilandføring.

Kilde: Balmorel, egne beregninger

VE-afregning i DK1 i Markedsscenarie i 2030



Note: Markedsscenarie. Begrænsning på udbygning af landvind, havvind LCoE inkl. ilandføring.

Kilde: Balmorel, egne beregninger

Havvind ligger et lille teknologiryk fra markedsvilkår i 2030

Havvind ligger kun et lille teknologistød fra at komme på markedsvilkår i 2030

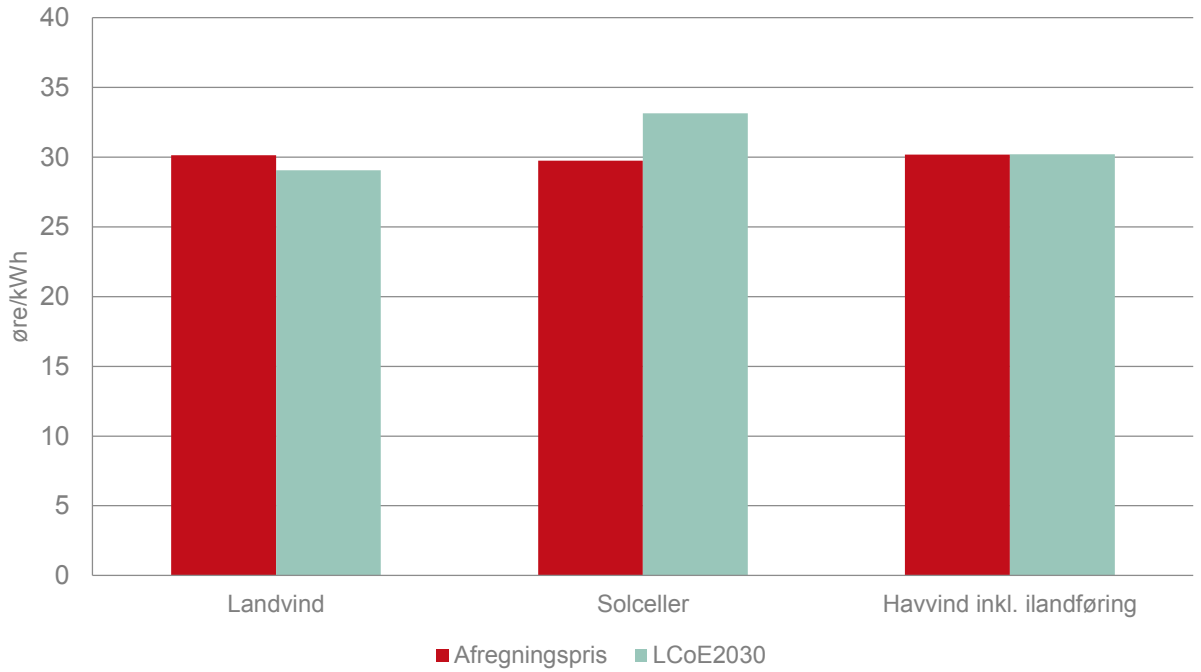
Der er stor usikkerhed om teknologiudviklingen frem mod 2030. I 2030 ligger omkostninger for landvind, solceller og havvind tæt. Små udsving kan flytte teknologierne.

Landvind får i scenarierne og med de anvendte forudsætninger fra Teknologikataloget i 2030 en markedsafregning, der dækker omkostninger. Under forudsætning af større omkostningsfald end forventet i Teknologikataloget kan det samme ske for havvind på denne side af 2030.

De betydelige fald, der er sket i prisen for vedvarende energi, øger også udfaldsrummet for fortsat fremtidige prisfald. Hvis havvind bliver 20 % billigere end de nuværende forudsætninger, vil afregningen for havvind matche den forventede omkostning i 2030 i Danmark, inkl. omkostninger til ilandføring.

Det kræver dog en udbygning i de kommende år, der understøtter fortsat teknologiudvikling og dermed faldende priser på havvind.

VE-afregning i DK1 med 20 % billigere havvind i 2030



Note: Støttescenarie. Havvind LCoE inkl. ilandføring.

Kilde: Balmorel, egne beregninger

6.2 Bro til markedsvilkår

DANSK ENERGI

Støttesystemer skal bygge bro til markedsvilkår

Fortsat støtte til VE

Selvom VE-omkostninger og VE-indtjening på elmarkedet nærmer sig hinanden, så peger analysen på, at de kommende års udbygning med VE fortsat kræver supplerende værdistrømme i form af VE-støtte som supplement til indtjeningen på elmarkedet.

VE-støtten skal udformes på en måde, som på samme tid 1) driver mest mulig VE for støttekronerne, 2) sikrer teknologiudvikling og 3) peger mod en fremtid, hvor store dele af den vedvarende energi etableres på markedsvilkår uden statslig støtte.

Flere beslutninger flyttes til developer

Uden statslig deltagelse i energimarkedet ville dets aktører selv tage stilling til hvilke teknologier, der blev valgt, hvor de blev etableret, og hvordan projekterne gik fra idé til produktion til nettet.

I dag sker udviklingen af VE projekter med varierende grader af statslig kontrol og involvering. Målet om at VE etableres på markedsvilkår indebærer også at en stadig større del af projektelementerne og investeringsbeslutningerne overføres til de kommercielle aktører. Det giver også en mere effektiv udbygning, at developer kan sammentænke teknologivalg, placering, planlægning, projektering mm.

Et fremtidigt støttesystem vil i stigende omfang rumme en markedsgørelse af:

- Teknologivalg
- Valg af sites
- Planlægning
- VVM
- Projektering
- Tilslutning
- Risici knyttet til elmarked

Flere forskellige hensyn eller ikke prissatte elementer tilsiger et fortsat varierende støtteniveau:

- Klimaeksternalitet
- Miljøeksternalitet
- Kapacitetsbegrænsninger
- Varierende værdi og omkostning for elsystem

Støtten til vedvarende energi skal konkurrenceudsættes

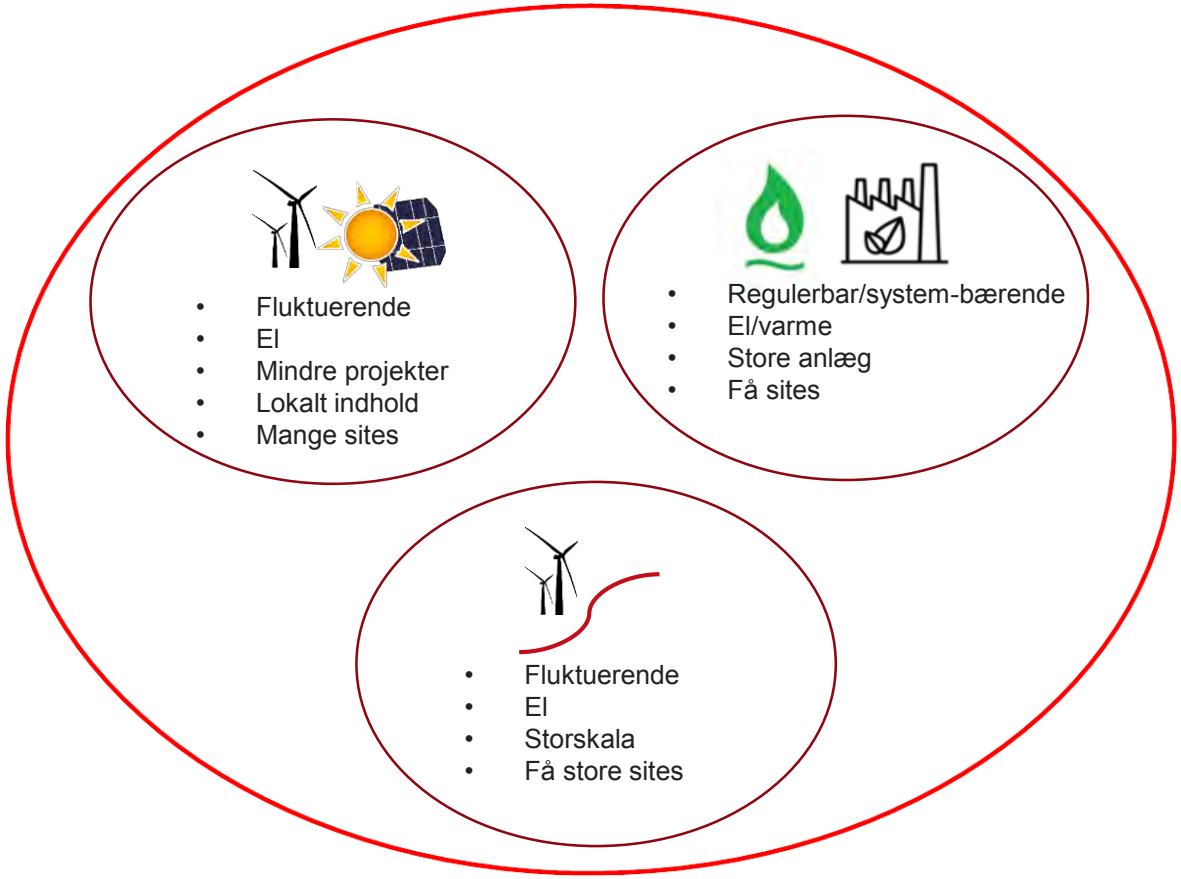
Fortsat behov for forskellige støtteordninger

Der vil i en overgangsfase være et fortsat behov for VE-støtte. Denne VE-støtte bør konkurrenceudsættes med henblik på at opnå en omkostningseffektiv udbygning.

I princippet vil det optimale være at lade alle teknologier konkurrere mod hinanden med henblik på mest mulig VE for færrest mulige støttekroner. Der er imidlertid en række andre hensyn, end alene konkurrenceforholdet til konventionelle energiformer, som støttemodeller bør tage højde for.

Der kan således være flere elementer, som er vanskelige at prissætte i en direkte konkurrence mellem teknologier. Det kan være miljøeksternaliteter og systemomkostninger for bestemte teknologier, som ikke kommer til udtryk i en direkte konkurrence mellem forskellige teknologier. Der kan også være et ønske om at understøtte den fortsatte teknologiudvikling for de VE-teknologier, som ikke er fuldt markedsmodne. Ligeledes er der forskelle i skala, som kan være svære at håndtere i samlede VE-udbud.

Udbudsmodeller bør indrettes under disse hensyn. Det tilsiger, at man bør gå forsigtigt frem med hensyn til hvilke VE-former, der kan indgå i direkte konkurrence i samlede udbud.



Større dele af VE-udbygning kan konkurrenceudsættes – fx ilandføring

Med de faldende omkostninger på havmølleparker udgør nettilslutningen eller ilandføring af forbindelser til havmølleparker en større del af den samlede omkostning til havvind.

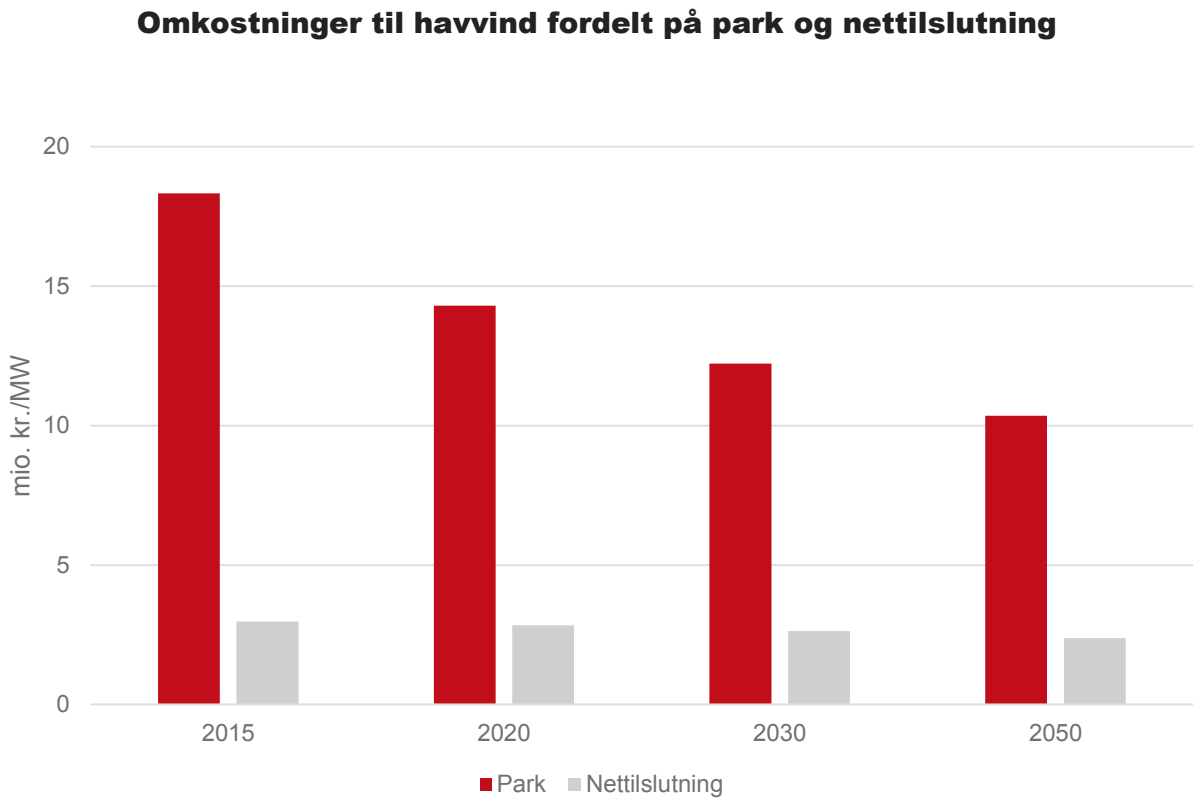
Men nettilslutning er blevet håndteret forskelligt i Europa. I nogle lande, herunder Danmark, pålægges ansvaret den nationale TSO. I andre lande, som for eksempel England, ligger ansvaret for ilandføring hos developer.

Værdi ved integration af nettilslutning i havmølleprojekt

Når flere elementer i udbygning af VE markedsgøres, giver det også mening at diskutere, om nettilslutning skal omfattes af denne udvikling.

Hvis developer afregnes i forhold til produktionens værdi for elmarkedet, er der et stærkt incitament til at sikre en lav pris, god udnyttelse og høj effektivitet af nettilslutningen.

Hvis nettilslutning indgår som en del af et samlet havmølleprojekt, er det muligt at finde synergier mellem produktion og tilslutning. I sidste ende er det samlede omkostninger og værdi for elmarkedet, der skal optimeres på.



Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog

Sikkerhed i afregning versus markedseksponering

Fast tillæg eller fast pris

Der er to udbredte modeller til aflønning af VE. Et tillæg oven i elprisen og en fastprisafregning (CFD). Begge modeller er konforme med en udbudsmodel og sikrer konkurrence på pris for udbygning af VE. Der er fordele og ulemper ved begge aflønningstyper. Begge anvendes derfor.

Fordele og ulemper ved fast pris

Når developer aflønnes med en fast pris, fjernes den usikkerhed, der ligger i den fremtidige udvikling af elprisen. Usikkerhed forbundet med elpris er en usikkerhed, som developer ikke har direkte kontrol over. Developer vil, i det omfang det ikke er muligt at beskytte sig imod denne usikkerhed, tage en risikopræmie som kompensation. Ved at tilbyde en fastpris fjerner man risiko fra developer (ved at overføre den til staten), hvorfor risikopræmien bortfalder. Developer vil dermed bede om mindre støtte for at udbygge med VE.

Mindre aktører i markedet vil også tillægge en fast pris en højere værdi, da de ofte har mindre mulighed for at afdække en risiko, mulighed for at sprede den eller har viden til at forudse elprisen.

Fordelen ved en fast pris er også dens ulempe.

Prisvariationer slår ikke eller kun delvist igennem og giver færre incitamenter til optimalt valg af teknologitype og placering i forhold til værdi af den producerede energi.

Fordele og ulemper ved fast tillæg

Et fast tillæg efterlader til gengæld hele risiko for usikker elpris hos developer. En risiko, som vil sætte sig i den pris (forrentning), der kræves for at opføre VE, hvormed støttebehovet stiger.

Til gengæld er et tillæg mere markedskonformt, da elmarkedets prissignaler slår fuldt igennem og giver korrekte incitamenter til optimere valg af produktionstype og placering i forhold til afregning i den enkelte time.

Når usikkerhed for elpris ligger hos developer, vil der samtidig skabes efterspørgsel efter produkter, som understøtter håndtering af denne risiko. Med et fast tillæg bliver det endvidere tydeligt, hvor tæt teknologierne er på at være støttefri, hvilket maskeres med en fast pris.

Hensyn imellem fast afregning og fast tillæg

Bilag

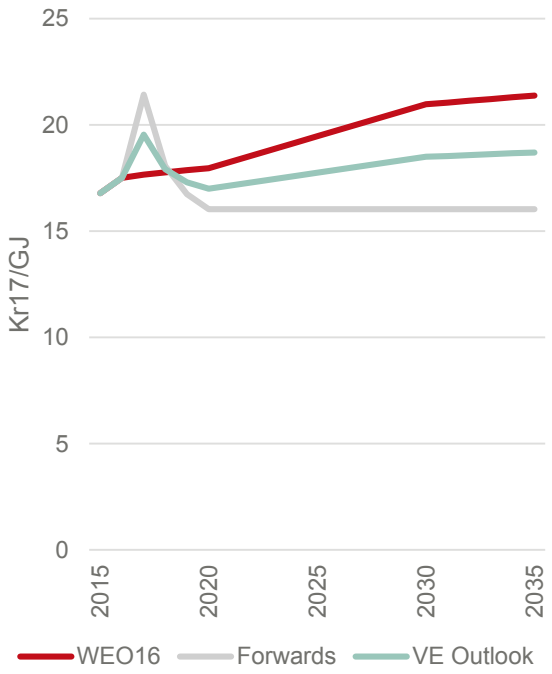
DANSK ENERGI

Referenceliste

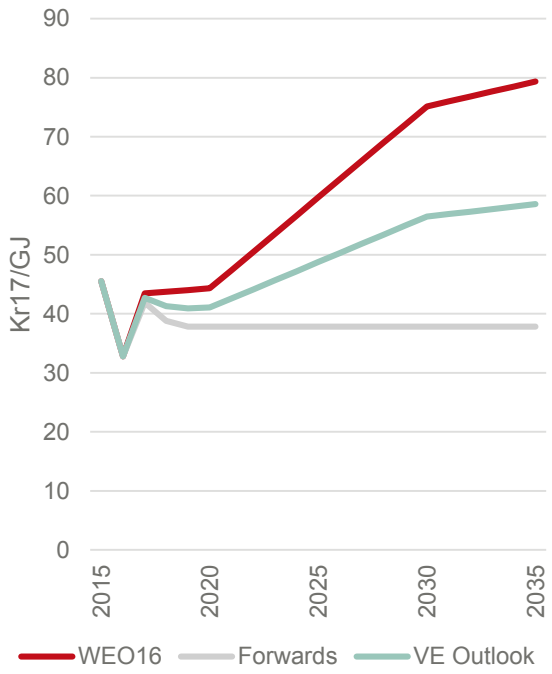
DE, 2017	www.danskenergi.dk/Analyse/Analyser/27_Elprisscenarier2020-2035.aspx
EEG	www.erneurbare-energien.de
ENS, 2013:	https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analysis_of_biomass_prices_2013.06.18_-_final_report.pdf
ENS Tek.kat.	https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger
Energinet	https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Januar-2015-Potentialet-for-landvind-i-2030
EU, 2014	https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en
IRENA, 2017	https://ing.dk/artikel/eu-kan-fordoble-ve-2030-uden-ekstraomkostninger-207739

Forudsætninger – Middelscenarie

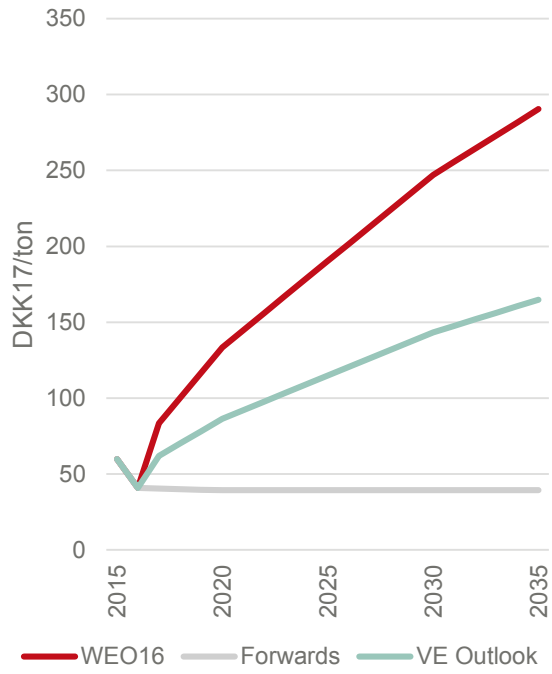
Kulpris



Naturgaspris



CO_2-kvotepris



Note: WEO16 og Forwards prisscenarie er baseret på Dansk Energis Elprisscenarier 2017. VE-Outlook-priserne er et gennemsnit af de to øvrige prisscenarier.

Priserne er angivet i faste 2017-priser

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. Modellen anvender i stort omfang samme forudsætninger som seneste udgave af Dansk Energis Elprisscenarier, Analyse nr.27.

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. dampturbineanlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg, hvorefter de tages ud af modellen.

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

Der er antaget en jævn udfasning af kernekraft baseret på de seneste politiske udmeldinger. Disse politiske udmeldinger er dog behæftet med stor usikkerhed.

Vedvarende energi

Der er antaget kapacitetsudbygning for landvind og sol frem til 2020 baseret på WindEuropes scenarier. For havvind bliver projekter, der er besluttet i dag til opførsel efter 2020, også medregnet.

Kapacitetsudviklingen for VE i Danmark er baseret på Energistyrelsens Basisfremskrivning fra 2017.

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
- Kulkraftvarme
- Træpillekraftvarme
- Landvind
- Havvind
- Storskala-solceller

Investeringer i landvind er begrænset, så de ikke overstiger "High Scenario" fra Wind Europes "Wind Energy in Europe: Scenarios for 2030". For Danmark er landvindspotentialet sat til 5.000 MW.

Kapitalomkostninger er beregnet med en WACC på 6 % realrente og 25 års afskrivningsperiode for alle lande.

Elforbrug

Elforbruget er sat til at være konstant i hele perioden, med udgangspunkt i modellandenes historiske elforbrug år 2016 ud fra antagelsen om, at øget effektivitet opvejer elektrificering og vækst.

For Danmark er antaget samme udvikling som i Basisfremskrivningen 2017.

Transmission

Eltransmissionsforbindelserne mellem landene er baseret på ENTSO-Es TYNDP 2016, som bl.a. indeholder det netop godkendte Wiking Link mellem Danmark og England.

DANSK
ENERGI