

# Teoretiske betragtninger om støtte til vedvarende energi

Baggrundsnotat til Klimarådets analyse *Fremtidens vedvarende energi*

## Indhold

1	Indledning .....	2
2	Pris- eller mængdestyring .....	2
3	Teknologineutralitet eller teknologidifferentiering .....	5
4	Garanteret eller justerbar støtte .....	8
5	Begrænset eller ubegrænset støtteperiode .....	9
6	Fast pristillæg eller fast afregningspris .....	10

## 1 Indledning

Dette baggrundsnotat uddyber og supplerer argumentationen om støtte til vedvarende energi i Klimarådets analyse *Fremtidens vedvarende energi*. Notatet underbygger i særlig grad argumentationen bag analysens spørgsmål 4 om udbudsmodeller og spørgsmål 5 om måden, støtte til vedvarende energi udbetales på, men notatet indeholder også yderligere overvejelser om støtte til vedvarende energi.

Vedvarende energi baseret på nye produktionsanlæg er dyrere end fossil energi produceret på eksisterende anlæg, og derfor er der indtil videre behov for offentlig støtte for at holde omstillingen til vedvarende energi i gang. Det kan ændre sig i fremtiden i takt med, at vedvarende energi bliver billigere, og eksisterende fossile installationer når enden af deres levetid. Men støtte er nødvendig i hvert fald en del år endnu, hvis Danmark skal holde kursen mod regeringens mål om 50 pct. vedvarende energi i 2030 eller et endnu mere ambitiøst mål.<sup>1</sup>

I dette notat forstås ved betegnelsen vedvarende energi især produktion af elektricitet. Det vil sige strøm fra vindmøller, solceller, kraft- og kraftvarmeværker fyret med biomasse og biogas samt mindre modne teknologier som fx bølgekraft. Men mange af overvejelserne kan også finde anvendelse i andre dele af energiforsyningen, fx i varmeproduktionen eller i transporten.

Notatet vil hovedsageligt præsentere teoretiske argumenter for, hvordan støtten til vedvarende energi bør udformes. Det resulterer uundgåeligt i et billede med argumenter både for og imod forskellige løsninger, hvorfor det er svært at drage entydige konklusioner. Det er dog heller ikke dette baggrundsnotats formål, og Klimarådet vil i hovedanalysen understrege, hvilke argumenter, der lægges mest vægt på, når rådet giver sine anbefalinger.

Støtte forstås i notatet som direkte afregning til producenter af vedvarende energi. Støtte kan dog også gives på mere indirekte vis, fx i form af afgifter eller kvoteforpligtelse for producenter af fossil energi. Muligheder er også skattebegunstigelser eller andre fordele. Indirekte støtteformer berøres ikke i notatet.

Notatet beskriver fem vigtige valg, man bliver nødt til at forholde sig til, når et støttesystem skal udformes. De fem valg er:

1. Skal støtten styres efter mængde eller pris?
2. Skal støtten gives teknologineutralt eller med specifikke ordninger for de enkelte teknologier?
3. Skal projekter være garanteret et støtteniveau gennem deres støtteperiode, eller skal støtten kunne justeres?
4. Skal støtten gives i hele en installations levetid eller kun i en begrænset periode?
5. Skal støtten udbetales som en fast afregningspris eller som en fast pristillæg?

## 2 Pris- eller mængdestyring

Grundlæggende kan udbygning med vedvarende energi, udover hvad markedsforholdene selv kan skabe, ske på to måder. Man kan styre mængden eller prisen.

---

<sup>1</sup> Baggrundsnotatet *Udbygning og støttebehov til vedvarende energi frem mod 2030* på Klimarådets hjemmeside beskriver behovet for støtte til vedvarende energi i fremtiden.

## Støttesatser kan fastsættes administrativt eller gennem konkurrence mellem udbydere

Ved prisstyring sættes støttesatsen administrativt af myndighederne. Dermed vil alle projekter, der lever op til kriterierne for støtte, kunne modtage denne. På den måde er der fuldt styr på, hvor meget støtte der udbetales pr. enhed vedvarende energi, men den samlede mængde vedvarende energi og den samlede støtteudgift vil afhænge af markedsforhold som fx den teknologiske udvikling.

Ved mængdestyring fastlægger myndighederne, hvor meget vedvarende energi der ønskes, og markedsforholdene afgør derefter, hvilken pris eller støttesats der tilskynder investorerne til at levere den ønskede mængde. Det kan fx ske gennem et udbud, hvor prisen bestemmes i en auktion, eller i et certifikatmarked som det svensk-norske, hvor almindelig handel med certifikater på en børs eller bilateralt skaber en markedspris for vedvarende energi som beskrevet i Boks 1.

### BOKS 1 Certifikater for vedvarende energi

I et certifikatmarked gives ikke direkte støtte til producenter af vedvarende energi. I stedet tildeles producenterne certifikater for den strøm, de producerer, og indtægten fra salget af certifikaterne udgør støtten. Køberne af certifikater er de selskaber, der leverer el til forbrugerne. De er fra myndighedernes side forpligtet til at købe og indløse certifikater svarende til en vis andel af deres samlede salg, og denne andel stiger typisk fra år til år. Ofte kan leverandørerne vælge at betale en strafafgift, hvis de ikke har købt nok certifikater, og denne afgift sætter et loft for, hvor høj certifikatprisen kan blive.

Certifikaterne kan tildeles teknologineutralt, så alle teknologier får ét certifikat pr. MWh, eller teknologispecifikt, hvor forskellige teknologier gives et forskelligt antal certifikater pr. MWh. I mange certifikatsystemer kan certifikater gemmes til efterfølgende år. Det stabiliserer certifikatprisen og modvirker blandt andet, at prisen styrtdykker i år med uventet stor produktion af vedvarende energi.

Der findes forskellige hybridløsninger mellem ren mængdestyring og ren prisstyring. Én mulighed er at sætte et loft over, hvor meget støtte der maksimalt kan udbetales med en administrativt fastsat støttesats. På den måde styres den maksimale mængde også. Man kan også udbyde en støttepulje fremfor en fast mængde vedvarende energi. På den måde begrænses mængden, hvis vedvarende energi viser sig dyrere end ventet. Tabel 1 illustrerer mulighederne og giver eksempler fra det danske støttesystem.

### Begrænsning på mængde, der kan få støtte

	Intet loft	Fast mængde vedvarende energi	Fast støttepulje
<b>Fastsættelse af støttesats</b>	<i>Fx landvind til og med 2018</i>	<i>Fx hidtidige solcellepuljer</i>	
	<i>Ikke muligt</i>	<i>Fx havvind</i>	<i>Fx udbud for 2018 og 2019</i>

Tabel 1 Oversigt over mængde- og prisstyring i støtte til vedvarende energi

Anm.: I hver celle er angivet eksempler på dansk støtte. Se mere om de forskellige støtteordninger i baggrundnotatet *Nuværende danske støtteordninger til vedvarende energi* på Klimarådets hjemmeside.

Kilde: Klimarådet.

### **Den bedste model afhænger af, hvordan samfundet værdisætter vedvarende energi**

I teorien kan både mængde- og prisstyring give samme resultat. Ved fx at sætte en administrativt fastsat støttesats på niveau med den pris, som et udbud vil resultere i, fås samme mængde vedvarende energi som i udbuddet til samme pris. Men er der usikkerhed om fx omkostningerne til vedvarende energi, ændres billedet. Så vil mængdestyring give myndighederne sikkerhed for mængden, mens det er usikkert, hvad de skal betale for den. Omvendt vil prisstyring give myndighederne sikkerhed for, hvad de skal betale for hver enhed vedvarende energi, men mængden er nu usikker. Hvilken usikkerhed, der bedst kan accepteres, afhænger af, hvordan samfundet værdisætter vedvarende energi. Er det vigtigt at få mængden rigtig, fx hvis man skal leve op til en international forpligtelse, er mængdestyring at foretrække. Sætter samfundet derimod nogenlunde fast værdi på hver ekstra enhed vedvarende energi, bør man sætte en fast støttesats, der afspejler den værdi.<sup>2</sup> Det sidste argumenterer regeringens afgifts- og tilskudsanalyse for.<sup>3</sup>

Konkurrenceprægede støttemodeller som udbud fremhæves ofte for at give de laveste priser på vedvarende energi. Det er helt sikkert muligt, at konkurrencesituationen kan tilskynde virksomhederne til at reducere omkostninger for at kunne klare sig bedre i konkurrencen. Omvendt kan man med et udbud også risikere at ende i en situation med få bydere og lille konkurrence med høje priser til følge. Dette kan til dels afhjælpes ved at indføre et prisloft i udbuddet, og derved nærmer man sig modellen med administrativt fastsat støtte.

Faste støttesatser har den ulempe, at regningen ikke kendes på forhånd, hvilket kan udgøre et problem for styringen af statens finanser. Er støtten sat for højt i forhold til de potentielle projekters reelle omkostninger, kan resultatet være langt større udbygning og større offentlige støtteudgifter end forventet, som man fx har set med den massive udbygning af solceller i Tyskland. En måde at undgå denne risiko på er at indføre et loft over den samlede udbetalte støtte. Det giver dog det nye problem, at man ikke sikrer, at det er de billigste og bedste projekter, der får del i støttemidlerne. I stedet er det dem, der kommer først. Dette kan undgås med en konkurrencepræget model som fx udbud, hvor de billigste projekter må formodes at vinde. Ulempen ved denne løsning er dog, at udbud kan være administrativt omstændelige og give øget usikkerhed for investorer, som vil være nødsaget til at afholde betydelige omkostninger, før de ved, om de opnår støtte. Det kan især skræmme mindre investorer væk.

### **Danmark har valgt en hybridløsning for 2018 og 2019**

Et flertal i Folketinget er blevet enige om en støttemodel for vedvarende energi baseret på vind og sol, som skal gælde i 2018 og 2019, indtil en ny energiaftale træder i kraft. Der er tale om årlige udbud, men det er et samlet budget og ikke en mængde, der udbydes. Dermed har staten kontrol over, hvad støtten vil betyde for de offentlige finanser, men til gengæld ved den ikke på forhånd, hvor meget vedvarende energi, udbuddene vil resultere i og ej heller prisen herpå, da det vil afhænge af de vindende bud.

Derudover indeholder udbuddet et loft for støtteniveauet på 13 øre pr. kWh. Det betyder, at staten ikke vil bruge hele det allokerede budget, hvis vedvarende energi viser sig uventet dyrt. Hvis loftet rammes, bliver støttemodellen nærmest identisk med en administrativt fastsat støttesats svarende til loftet.

---

<sup>2</sup> Se Weitzman, *Prices vs. Quantities*, Review of Economic Studies, 1974.

<sup>3</sup> Se *Afgifts- og tilskudsanalysen på energiområdet*, delanalyse 4.

## 3 Teknologineutralitet eller teknologidifferentiering

Teknologineutralitet er et flittigt debatteret princip i dagens diskussion om støtte til vedvarende energi både i Danmark og i udlandet. Senest har Energikommisionen anbefalet teknologineutrale støtteordninger.<sup>4</sup>

### **Teknologineutralitet betyder samme støttesats og vilkår til alle teknologier**

Teknologineutralitet vil grundlæggende sige, at staten i sit indkøb af vedvarende energi ikke lægger vægt på, hvilke teknologier der producerer energien. Alle teknologier, der opfylder visse generelle kriterier, kan modtage støtten og får samme støttesats for den producerede energi. Teknologineutralitet kan sikres i et system med fastsatte støttesatser ved at operere med kun én støttesats, der gives til alle; i en udbudsmodel ved at lade alle teknologier være omfattet af samme udbud, og i et certifikatmarked som beskrevet i Boks 1 ved at give samme antal certifikater pr. produceret mængde til alle producenter af vedvarende energi.

I et teknologispecifikt støttesystem tilbydes de forskellige teknologier forskellige vilkår. Det kan være forskellige støttesatser, at teknologierne er omfattet af separate udbud, eller at der i et certifikatsystem gives forskelligt antal certifikater pr. produceret enhed vedvarende energi afhængigt af den benyttede teknologi. Ofte tilbydes de mest konkurrencedygtige teknologier mindre favorable vilkår sammenlignet med de mindre konkurrencedygtige.

De to skitserede muligheder udgør yderpunkterne i et spektrum af hybridløsninger. Fx kan man samle teknologierne i grupper med konkurrence inden for grupperne, men ikke imellem grupperne. Den løsning er valgt i Storbritannien, hvor modne teknologier indgår i samme udbud, mens en anden pose penge er afsat til umodne teknologier.<sup>5</sup>

### **Teknologineutralitet skal sikre omkostningseffektivitet på kort sigt**

Hovedbegrundelsen for teknologineutralitet er, at de mest konkurrencedygtige teknologier får støtten, og dermed bliver vedvarende energi billigst for samfundet her og nu. Det betegnes omkostningseffektivitet på kort sigt. Det er markedet, der udvælger de billigste teknologier, og ikke staten.

Der er særligt gevinster at hente ved teknologineutralitet, hvis staten er usikker på, hvilke teknologier, der er billigst. I sådan et tilfælde kan fx et fælles udbud for mange teknologier afsløre, hvilke der bør støttes. Men er det omvendt oplagt, at én teknologi vil vinde, er der mindre ræson i et stablet teknologineutralt udbud på benene. Fx er de færreste i tvivl om, at det lige nu er billigere at opføre vindmøller på land end på havet, hvorfor et fælles udbud for både landvind og havvind næppe vil føre til et andet resultat, end et udbud specifikt for landvind ville have gjort.

Man kan også argumentere for, at teknologineutralitet kan sikre billigere vedvarende energi på længere sigt. Argumentet lyder, at fx teknologineutrale udbud, hvor teknologier konkurrerer direkte med hinanden, skaber et større konkurrencepres og dermed en større tilskyndelse til at billiggøre sit produkt. Det er dog ikke helt oplagt, at store teknologineutrale udbud med mange aktører skaber større konkurrencepres end mindre teknologispecifikke udbud med færre aktører. Fx er det generelt vurderingen, at man i Kriegers Flak-udbuddet, som var teknologispecifikt for havvind, lykkedes med at skabe god konkurrence og et lavt vindende bud. Yderligere findes der også argumenter i den økonomiske litteratur for, at begrænsninger af konkurrencen

---

<sup>4</sup> Se Energikommisionen, *Energikommisionens anbefalinger til fremtidens energipolitik*, 2017.

<sup>5</sup> Se baggrundsnotatet *Sammenligning af støttesystemer i udvalgte lande* for uddybning af støttesystemerne i andre lande. Notatet kan findes på Klimarådets hjemmeside.

kan give større tilskyndelse til innovation, da det mindsker risikoen for, at konkurrenterne kopierer de gode idéer.

### **Teknologineutralitet kræver velfungerende og komplette markeder**

Selv om teknologineutralitet er et sundt princip, er der også argumenter imod. Ideelt set kræver teknologineutralitet velfungerende markeder, der sætter korrekt pris på alle forhold, der har værdi for samfundet. Men er det ikke tilfældet, kan det tale for større styring af, hvilke teknologier der skal fremmes.<sup>6</sup> I det følgende gives fire argumenter herfor.<sup>7</sup>

Det første argument er, at omkostningseffektivitet på kort sigt ikke nødvendigvis giver omkostningseffektivitet på lang sigt, hvor der kan være forventning om, at andre teknologier end de, der i dag er billigst, bliver de mest attraktive. Det kan tale for at beskytte nye teknologier med særlige støtteordninger, indtil de er modnet tilstrækkeligt til at kunne klare sig i konkurrencen med andre teknologier. Argumentet bygger på tre præmisser. Den første præmis er, at omkostningerne falder i takt med, at en teknologi udbredes, men at markedet ikke selv i tilstrækkelig grad tager højde for dette omkostningsfald. Ellers ville investorerne acceptere lav støtte for umodne teknologier, fordi de kunne påregne lavere omkostninger på langt sigt ved at investere på kort sigt. Problemet er dog, at investorer ikke nødvendigvis har så lang en tidshorisont, og at faldende omkostninger ofte gavner alle i industrien og ikke kun den specifikke investor. Den anden præmis er, at Danmark kan være med til at drive udviklingen i den konkrete teknologi. Det kan enten være fordi, at vi står for en stor del af verdensmarkedet, selv om vi er et lille land, eller fordi der er særlige danske forhold, der nødvendiggør en national markedsmodning. Den tredje præmis er, at samfundet ved at vælge den teknologi, der er billigst på kort sigt, låser sig fast på denne teknologi i en årrække og dermed ikke straks kan skifte over til andre teknologier, hvis disse hen ad vejen bliver billigere.

Det andet argument er, at teknologineutralitet kan føre til en større udgift for staten, selv om tanken med princippet er at minimere statens udgift til vedvarende energi. Det kan forklares med følgende eksempel. Antag at to vedvarende energiteknologier, en dyr og en billig, konkurrerer i et teknologineutralt udbud. Hvis den billige teknologi har et begrænset produktionspotentiale, må også den dyre teknologi tages i brug, og buddet herfra kommer til at sætte prisen i udbuddet, hvorved den billige teknologi opnår en langt højere støtte, end den reelt behøver. Havde man i stedet afholdt teknologispecifikke udbud, ville det være muligt at udnytte den billige teknologis potentiale med langt mindre støtte.<sup>8</sup> Nogle gange hævdes det, at den her beskrevne ulempe ved teknologineutrale udbud mindskes, hvis man anvender et udbud baseret på pay-as-bid frem for pay-as-clear, men som Boks 2 beskriver, er det langt fra sikkert.

---

<sup>6</sup> Man bør dog altid overveje, om det er mere hensigtsmæssigt at korrigere de underlignende markedsfejl, hvis det er muligt, frem for at bryde med princippet om teknologineutralitet.

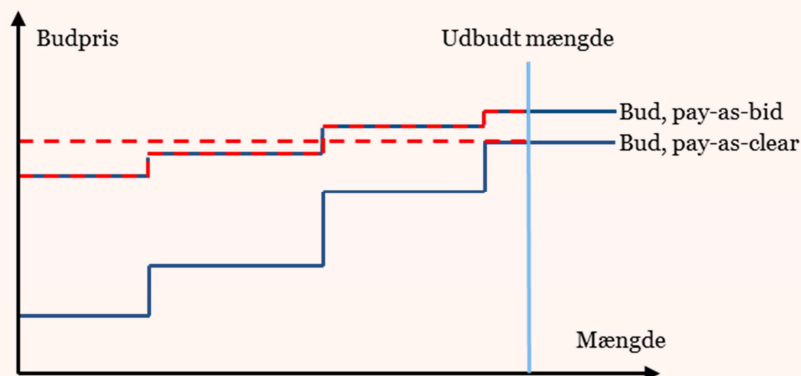
<sup>7</sup> Det europæiske forskningsprojekt AURES har studeret auktioner for vedvarende energi både empirisk og teoretisk og er en god kilde til argumenter for og imod teknologineutralitet ([www.auresproject.eu](http://www.auresproject.eu)).

<sup>8</sup> I det konkrete eksempel betyder højere offentlig støtte ikke højere omkostninger for hele samfundet. Men øget støtte vil typisk kræve finansiering med forvridende skatter, der i sig selv skaber samfundsøkonomiske omkostninger, hvilket begrundes fokus på støttebeløbets samlede størrelse ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv.

### BOKS 2 Pay-as-clear og pay-as-bid

I udbud af vedvarende energi sonderer man mellem pay-as-clear og pay-as-bid. Denne son- dring er relevant, når der kan være mere end én leverandør, fx hvis der efterspørges en vis mængde landvind, som kun kan dækkes af mange projekter. Derimod er sondringen ikke relevant for projektspecifikke udbud fx af havvind, som det kendes i Danmark.

I pay-as-clear gives alle vindende bydere samme pris svarende til det højeste vindende bud, hvilket er vist med den vandrette, røde, stiplede linje i figuren. I en sådan auktion har by- derne et stort incitament til at byde tæt på deres faktiske omkostninger. Kun hvis der er en chance for, at en byders bud kommer til at sætte prisen, er der tilskyndelse til at byde højere. Sandsynligheden for dette afhænger af antallet af bydere og dermed graden af konkurrence.



I pay-as-bid får alle vindende bydere deres faktiske bud. Det skulle umiddelbart give lavere udgifter for staten, men byderne har et incitament til at byde højere end deres omkostnin- ger, da de med sikkerhed vil skulle afregnes til deres eget bud, hvis de vinder. Derfor er det ikke sikkert, at pay-as-bid giver lavere udgifter end pay-as-clear, selv om dette ofte fremhæ- ves som en fordel ved pay-as-bid.

Det tredje argument er, at teknologineutralitet ikke nødvendigvis sikrer de laveste omkostnin- ger for et energisystem baseret på store mængder vedvarende energi. Fx vil fluktuerende ener- giformer som vind og sol skulle suppleres med reservekapacitet, udlandsforbindelser, netstabi- lisering og lignende, og det er langt fra sikkert, at omkostningerne hertil indgår på tilstrække- lig vis i elprisen og i prisen på forskellige systemydelse. Hvis disse energisystemomkostninger er forskellige på tværs af de forskellige vedvarende energiteknologier, kan det tale for i højere grad at styre udbygningen med vedvarende energi, så et fornuftigt energimix opnås.

For det fjerde – og måske allervigtigst – er det yderst svært at skabe konkurrencebetingelser, der sikrer ens vilkår for forskellige teknologier. Det er særligt tydeligt for teknologier, der er væsensforskellige som fx fluktuerende energikilder som vind og sol overfor regulerbare kraft- værker. Undertiden kan der være forhold eller regulering, der gør, at én teknologi har en fordel over en anden, uden at fordelene er begrundet i et samfundsøkonomisk hensyn, og hvis ikke alle disse forhold elimineres, risikerer teknologineutral støtte at give et for samfundet uhen-

## Klimarådet.

sigtsmæssigt resultat. Et eksempel kunne være, at nogle teknologier får betalt nettilslutning af myndighederne, mens andre ikke gør.

### 4 Garanteret eller justerbar støtte

I Danmark og de fleste andre lande er vedvarende energi garanteret den aftalte støttesats i hele den fastsatte støtteperiode. Der er dog argumenter for, at det skal være muligt for staten at justere støtten til eksisterende anlæg løbende. På den anden side kan denne mulighed skabe en u hensigtsmæssig usikkerhed for investorerne.

#### Den optimale støttesats varierer over tid

Hvis fokus er på kortsigtet omkostningseffektivitet, bør al el fra vedvarende energikilder tildeles samme støttesats pr. produceret MWh, og niveauet for denne optimale støttesats skal fastsættes, så samfundets målsætning for udbredelsen af vedvarende energi nås i det konkrete målår.<sup>9</sup>

Den optimale støttesats kan ændre sig over årene. Det kan fx ske, hvis vedvarende energi løbende bliver billigere, i hvilket tilfælde støttesatsen skal reduceres over tid. Omvendt kan stadig mere ambitiøse mål for vedvarende energi betyde, at dyrere teknologier skal tages i brug, således at en højere støttesats er nødvendig.

Et certifikatmarked, som beskrevet i Boks 1, sikrer i princippet, at støtten hele tiden svarer til den optimale sats. Her justeres støtten til vedvarende energi løbende som følge af udsving i den markedsbestemte certifikatpris. Disse udsving afspejler ideelt set ændrede teknologiomkostninger og de stadig stigende mål for vedvarende energi, som man har i de fleste certifikat-systemer som fx det svensk-norske.

#### Justerbar støtte kan presse dyr vedvarende energi ud

Et relevant spørgsmål er, hvilke gevinster samfundet kan opnå ved at justere støtten til eksisterende anlæg, så den i højere grad matcher den optimale støttesats. Indledningsvis må man overveje, hvilke beslutninger hos producenter man kan påvirke, når deres anlæg først er bygget. Her er det relevant at sondre mellem fluktuerende produktion fra især vindmøller og solceller og regulerbar produktion fra kraftværker fyret med biomasse eller biogas.

- **Fluktuerende produktion:** Her er selve produktionen overladt til naturens kræfter, så den vigtigste beslutning, producenten skal tage, er, hvornår anlægget skal afvikles eller alternativt levetidsforlænges. Hvis støtten nedjusteres, kan det tilskynde til hurtigere afvikling, mens opjusteret støtte kan give incitament til levetidsforlængelse.
- **Regulerbar produktion:** Udover beslutningen om afvikling nævnt ovenfor skal producenten her også beslutte, hvor meget anlægget skal producere i den enkelte time. Ved justeringer af støtten kan produktionsomfanget stige eller falde.

Hvis den optimale støttesats er faldende, fx fordi de vedvarende teknologier hele tiden bliver billigere, er det optimalt for samfundet hurtigere at få erstattet eksisterende anlæg med nye og mere effektive anlæg for på den måde at spare udgifterne til dyre reparationer og levetidsforlængelser. Det kan ske ved at reducere støtten til de eksisterende anlæg, så den kommer på

---

<sup>9</sup> Der kan naturligvis også være andre formål med at give støtte til vedvarende energi end at nå en målsætning om en bestemt udbygning med vedvarende energi, lige som der kan være argumenter for at differentiere støtten mellem teknologier som argumenteret for i afsnit 3.



## Klimarådet.

niveau med støtten til de nye og mere konkurrencedygtige anlæg. Samtidig opnår man, at produktionen fra fx eksisterende biomassebaserede kraftværker nedtrappes til fordel for nyere anlæg. Vil man benytte sig af justerbar støtte, synes gevinsten at være større for regulerbare end for fluktuerende kilder, da man for førstnævnte også påvirker den løbende produktionsbeslutning.

### **Garanteret støtte mindsker risikoen for investorer**

Den løbende justering af støtten kan ske på forskellig vis. Som nævnt er et certifikatsystem en mulighed, men det kan også ske i et system baseret på udbud. Hvis der med jævne mellemrum udbydes støtte til vedvarende energi, kan den støttesats, som udbuddet vindes til, gives til alle anlæg – både nye og eksisterende. Sættes støttesatserne i stedet administrativt, kan de løbende tilpasses det faktiske omkostningsniveau, og de nye satser skal så også gælde gamle anlæg.

Et argument mod justerbar støtte er, at et støttesystem, hvor investorerne ikke kender den fremtidige støtte, skaber betydelig risiko. Som nærmere forklaret i afsnit 6 vil det resultere i, at investorerne vil kræve et højere forventet afkast af deres investering, hvilket vil medføre større støtteudgifter for staten. Risikoen vil yderligere vokse, hvis der ikke er fuldstændig klarhed om betingelserne for især nedjustering af støtten. Staten har umiddelbart en interesse i at sænke støtten til anlæg, der allerede er bygget, og fordi investorerne gennemskuer dette incitament, vil de kræve sig ekstra godt betalt for at investere. Af den grund har staten en interesse i at lave et system, der kun justerer støtten ud fra objektive og på forhånd fastlagte kriterier.

I dag benytter næsten alle lande sig af garanteret støtte, når man ser bort fra certifikatmarkeder. Det skyldes højst sandsynligt, at det er vanskeligt at lave et system, hvor investorerne føler sig trygge ved, at støtten ikke sænkes ubegrundet. Støtten gives dog i de fleste tilfælde kun for en begrænset periode, hvilket, som næste afsnit beskriver, kan være en måde at sikre sig mod at skulle betale støtte til forældede anlæg langt ude i fremtiden, hvor de vedvarende teknologier forhåbentligt er blevet bedre og billigere.

## 5 Begrænset eller ubegrænset støtteperiode

Som hovedregel gives støtte til vedvarende energi i dag kun for en begrænset periode eller for en begrænset produktionsmængde.<sup>10</sup> Det betyder, at vedvarende energi produceret på gamle anlæg ikke støttes. Nedenfor gennemgås argumenter for og imod en begrænset støtteperiode.

### **Ved en ubegrænset støtteperiode behandles al vedvarende energi ens**

Formålet med at omstille energiforsyningen til vedvarende energikilder er at fortrænge fossile brændsler. Denne fortrængning påvirkes ikke af alderen på det anlæg, der producerer den vedvarende energi, og det taler for, at al vedvarende energi skal støttes – både fra gamle og nye anlæg. Alderen på anlægget er samfundet uvedkommende, når det handler om at fortrænge fossile brændsler.

Hvis støtten er tidsbegrænset, øger det incitamentet til at afvikle et anlæg, når støtteperioden er udløbet, og derefter investere i et nyt anlæg, som kan starte på en ny støtteperiode. Dermed forvrider støttesystemet investorerens beslutninger til fordel for nyinvesteringer, og resultatet er, at produktionsanlæg som fx vindmøller skrottes tidligere og vedligeholdes mindre, end hvad der er samfundsøkonomisk optimalt.

---

<sup>10</sup> De gældende danske regler herfor er beskrevet i baggrundsnotatet *Nuværende danske støtteordninger til vedvarende energi*, der kan findes på Klimarådets hjemmeside.

### **Begrænset støtteperiode giver en række fordele**

Der er dog også argumenter for at begrænse støtteperioden. Det første er, at staten har et behov for at kunne styre sine udgifter, blandt andet for at kunne leve op til Danmarks forpligtelser i medfør af EU's finanspagt. Ved en tidsbegrænset støtteperiode vides det, hvor lang tid staten er støtteforpligtiget, og det årlige støttebeløb varierer kun med produktionsmængden.<sup>11</sup> Og er støtteperioden i stedet produktionsbegrænset, kendes det akkumulerede støttebeløb, om end der er usikkerhed om, hvor hurtigt beløbet skal udbetales. Alt i alt kan en begrænset støtteperiode gøre det lettere at planlægge den offentlige udgiftspolitik.

Et andet argument for en begrænset støtteperiode er, at man dermed bedre kan tilpasse sig den optimale støttesats, som beskrevet i afsnit 4.<sup>12</sup> Det afsnit beskriver muligheden for, at den optimale sats falder over tid som følge af den teknologiske udvikling inden for vedvarende energi, men at det kan være problematisk løbende at justere støtten til eksisterende anlæg. Ønsker man derfor at give en garanteret støttesats til et anlæg, kan en begrænset støtteperiode i princippet sikre, at anlægget ikke holdes i drift længere, end hvad der er samfundsøkonomisk optimalt. På den måde bliver en fast støttesats i en begrænset periode en tilnærmelse til den i teorien optimale støtte, der nedtrappes over tid, men gives i hele anlæggets levetid.

For det tredje kan der være fordele ved, at støtten udbetales hurtigt til et anlæg. Hvis støtten kun udbetales i et begrænset antal år, vil en investor kræve et højere tilskud for at få samme afkast af sin investering. Men da en investor typisk foretrækker at få penge i dag frem for i morgen, kan vedkommende nøjes med et samlet lavere støttebeløb, når støtten udbetales hurtigere. Omvendt falder statens udgifter også tidligere, hvilket i sig selv giver en højere nutidsværdi af støtten, men da stater typisk kan tillade sig at kalkulere med en lavere rentefod end private investorer, overstiger investorens fordel statens ulempe, hvorfor samfundet som helhed bliver bedre stillet.

## 6 Fast pristillæg eller fast afregningspris

Et vigtigt spørgsmål er, hvordan produktionsstøtte til elektricitet fra vedvarende energikilder skal udbetales. Spørgsmålet har stor betydning for, hvor attraktive investeringer i vedvarende energi er set fra investorside, og om de incitamenter, som støtten giver investorerne, tilskynder til investeringsvalg, der er i samfundets interesse.

EU-Kommissionen fastslår i sine retningslinjer for statsstøtte, at produktionsstøtte som udgangspunkt skal udbetales som et tillæg til elprisen. Det betyder, at producenten selv skal sælge sin el på elmarkedet til den gældende elpris, og at støtten dermed udgør et supplement til denne indtjening. Men tillægget behøver ikke være fast og kan fx afhænge af elprisen, så tillægget aftrappes, hvis elprisen stiger, og vice versa.

### **Udbetalingen af støtte til vedvarende energi afgør investors prisrisiko**

Et pristillæg kan principielt udformes på to måder. Den ene måde er et fast pristillæg, der er konstant pr. produceret MWh i hele et anlægs støtteperiode. Den anden måde er at justere tillægget løbende, så elpris plus tillæg svarer til en aftalt fast afregningspris, der er konstant i hele støtteperioden. Hvis elprisen overstiger afregningsprisen, betaler producenten forskellen

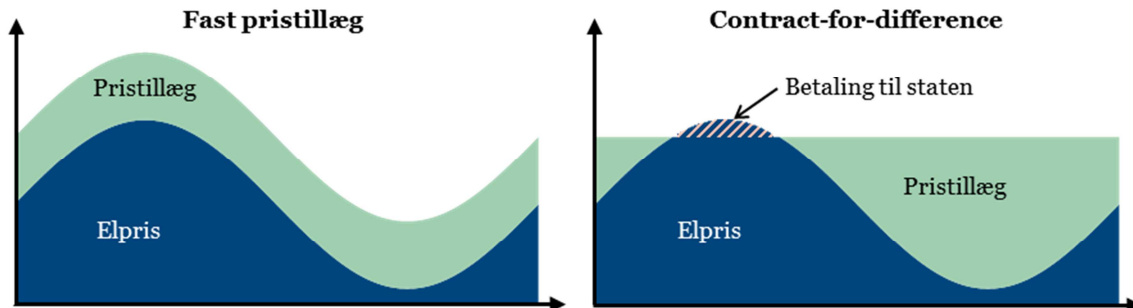
---

<sup>11</sup> Dette gælder kun ved et fast pristillæg. Hvis tillægget i stedet varierer med elprisen, er støtteudgiften i højere grad ukendt. Dette uddybes i afsnit 6.

<sup>12</sup> For uddybning af argumentet, se *Afgifts- og tilskudsanalysen på energiområdet*, delanalyse 6.

## Klimarådet.

til staten. Denne type tillæg kaldes også *contract-for-difference* (CfD).<sup>13</sup> Figur 1 illustrerer de to typer tillæg.



Figur 1 Illustration af afregning ved forskellige typer pristillæg til vedvarende energi

Anm.: Figuren til højre viser en tosidet CfD, hvor producenten betaler forskellen mellem elpris og afregningspris til staten, hvis elprisen overstiger afregningsprisen. I en ensidet CfD får producenten lov at beholde merindtægten.

Kilde: Klimarådet.

De to modeller giver, som Figur 1 viser, forskellig prisrisiko for en investor. Ved et fast pristillæg står en investor over for den fulde risiko ved udsving i elprisen illustreret ved det blå og grønne areal, da disse prisudsving fører til tilsvarende udsving i investorens indtjening. Omvendt neutraliserer en CfD investors prisrisiko, så indtjeningen er stabil pr. produceret MWh i hele støtteperioden. I stedet overtager staten risikoen.

### Investors prisrisiko kan tilpasses med hybridløsninger

De to muligheder skitseret ovenfor udgør yderpunkterne i et spektrum af adskillige hybridløsninger. Fx kan en CfD udformes på mange forskellige måder, der lader investor være eksponeret for noget af prisrisikoen. Ligeledes kan et fast pristillæg designes, så det kan justeres i særlige tilfælde.

En vigtig detalje ved CfD'er er, hvem der får gevinsten, hvis elpriserne overstiger den aftalte afregningspris. I en tosidet CfD, som fx benyttes i Storbritannien og som er skitseret ovenfor, betaler investor merindtjeningen tilbage til staten. Derimod benytter Holland en ensidet model, hvor investor aldrig skal betale penge tilbage og derfor beholder en eventuel indtjening udover den aftalte afregningspris. Den hollandske model giver dermed lidt mere prisrisiko for en investor end den britiske model.

Mulighederne for at træde ud af en CfD er også af betydning. I Tyskland er CfD'en tosidet, men det er muligt at træde ud af kontrakten i en given måned for senere at træde ind igen. Det er attraktivt, hvis elprisen i den konkrete måned vurderes til at ville ligge over afregningsprisen. I Danmark kan havvindmølleparker også træde ud af CfD'en, men de kan ikke træde ind igen, så det er kun attraktivt, hvis elprisen permanent vurderes til at være over afregningsprisen. I begge lande har investor dermed en option, der kan sikre højere indtjening i en situation med stigende elpris, men særligt i Danmark følger der øget prisrisiko med ved at benytte denne option. I Storbritannien kan man ikke udtræde af en CfD.

<sup>13</sup> Selv om en CfD reelt sikrer en fast afregningspris, afviger den fra en model, hvor statens systemansvarlige køber strømmen af producenten til en fast pris, så producenten ikke selv behøver at sælge sin strøm på markedet. En sådan løsning er som udgangspunkt i strid med statsstøttereglerne, da producenten da ikke selv er ansvarlig for at balancere sin produktion, som retningslinjerne kræver.

## Klimarådet.

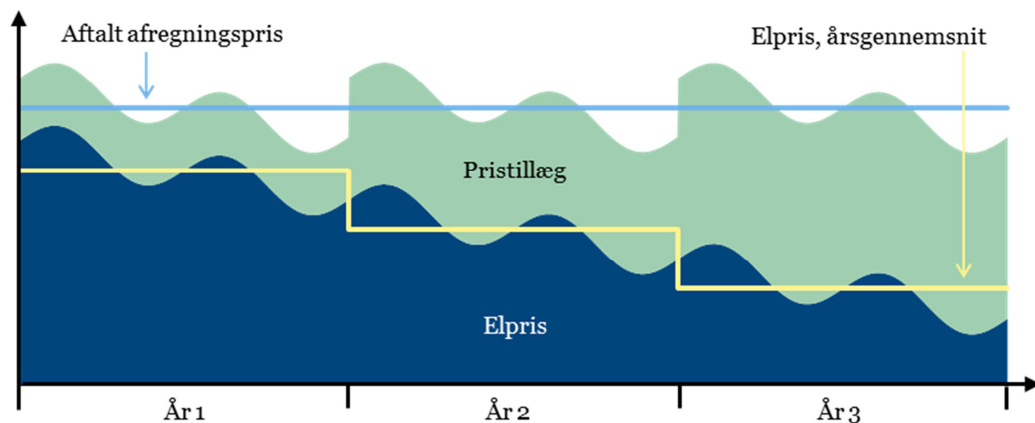
En CfD kan udformes, så der sættes et loft over tillægget eller tilbagebetalingen. Det er fx tilfældet i Holland, der har en øvre grænse for tillægget pr. MWh, uanset hvor lav elprisen bliver. På den måde deler stat og investor ulempen ved meget lave elpriser. På tilsvarende måde kan man forestille sig et loft over tilbagebetalingen i tilfælde af meget høje elpriser, så stat og investor deler kagen. Begge lofter øger prisrisikoen for en investor.

Det er også muligt at tage udgangspunkt i et fast pristillæg, men give det elementer, der begrænser prisrisikoen. Et eksempel findes i den nuværende danske støtte til landvind, der egentligt er et fast pristillæg, men tillægget aftrappes, hvis elprisen overstiger et fastsat niveau, hvorved der reelt bliver tale om en fast afregningspris. Man kan også forestille sig den omvendte situation, hvor tillægget opjusteres, hvis elprisen falder under en given grænse.

### Referenceprisen i en CfD er også afgørende for prisrisikoen

Pristillægget i en CfD udregnes som forskellen mellem den aftalte afregningspris og en referencepris, der typisk tager udgangspunkt i elprisen på det relevante elmarked. For Danmark er det spotprisen på den fællesnordiske elbørs Nordpool.

Referenceprisen kan udregnes med forskellig tidsopløsning. Er der tale om en timejusteret referencepris, tilpasses pristillægget hver time, så elpris plus tillæg altid svarer til den aftalte afregningspris, og dermed er der slet ingen prisrisiko for investor. En anden mulighed er, at referenceprisen kun justeres årligt og dermed svarer til årsgennemsnittet. Her vil investor være forsikret mod udsving i de årlige elpriser, men ikke mod udsving inden for året, hvilket er illustreret i Figur 2. En tredje løsning er at justere referenceprisen månedligt. Jo oftere referenceprisen justeres, jo mindre prisrisiko står en investor overfor.



Figur 2 Illustration af årsafregnet CfD

Anm.: Pristillægget vist med det grønne areal er fast inden for hvert år og udregnes som forskellen mellem den aftalte afregningspris vist med den lyseblå linje og den gennemsnitlige elpris for året vist med den gule linje.

Kilde: Klimarådet.

Hvis referenceprisen er et årsgennemsnit, kan dette gennemsnit udregnes uvægtet eller vægtet. I den uvægtede udgave er investor beskyttet mod udsving i den årlige elpris, men ikke mod udsving i downlift, som defineret i Boks 3. Det betyder, at et anlægs opnåede pris i gennemsnit over et år kan vise sig lavere end forventet, hvis downlift bliver højere end forventet. Dermed er investor i denne udgave kun beskyttet mod en del af den langsigtede prisrisiko. Dette kan modgås ved at udregne referenceprisen som et årsgennemsnit vægtet med den konkrete teknologiske produktion, fx alle landets vindmøller hvis der er tale om støtte til vindenergi. På den

## Klimarådet.

måde øges pristillægget, hvis det generelle downlift i markedet stiger, selv om elprisen er konstant, og dermed forsikres en investor også mod langsigtede udsving i downlift. Da downlift varierer på tværs af teknologier som fx vind og sol, kræver denne løsning teknologispecifikke referencepriser og dermed teknologispecifikke pristillæg. Ligeledes er downlift for det enkelte anlæg ofte anderledes end for den konkrete teknologi som helhed, og denne individuelle risiko står investor stadig over for.

### BOKS 3 Opnået pris og downlift

Elpriserne angivet på årsniveau udregnes som et simpelt gennemsnit af prisen i hver af årets 8760 timer. Men det er sjældent denne pris, som et elproduktionsanlæg opnår i gennemsnit for sin produktion. Det skyldes, at produktionsomfanget varierer, ligesom priserne varierer over året, og ofte er der en systematisk samvariation.

Særligt for vindmøller er der en tendens til, at elprisen er lav, når møllerne producerer meget. Det skyldes, at når vinden blæser, producerer alle landets mange vindmøller, hvilket trækker elprisen ned. Derfor er en vindmøllers opnåede pris set over et år lavere end den årlige gennemsnitspris, og den relative forskel benævnes *downlift*, som vist i denne formel:

$$\text{opnået pris} = \text{årlig gennemsnitspris} * (1 - \text{downlift})$$

Andre fluktuerende energikilder som fx solceller vil også have et downlift, når deres samlede produktionskapacitet er stor nok til at yde indflydelse på prisdannelsen. Derimod har justerbare energikilder som fx kraftværker som regel et negativ downlift, altså et *uplift*, der skyldes, at de kan vælge kun at producere, når elprisen er tilstrækkeligt høj.

### Investorer kræver højere afkast ved større prisrisiko

Investeringer i vedvarende energi som fx vindmøller indeholder en betydelig risiko. Der er blandt andet tale om volumenrisiko (usikkerhed om produktionens størrelse), prisrisiko og risiko for havari og forsinkelser i byggefasen. Elpriserne har historisk haft betydelige udsving, så derfor er prisrisikoen, ifald den ikke neutraliseres i en støtteordning, af væsentlig betydning.

De fleste investorer er risikoaverse. Det betyder, at de er villige til at miste en smule i forventet afkast, hvis de kan opnå mindre risiko i deres investering. Dermed vil en investor, der modtager et fast pristillæg og således er eksponeret for den fulde prisrisiko i elmarkedet, kræve et højere forventet afkast, end hvis støtten gives som en CfD, der helt eller delvist afskærmer investoren mod prisrisikoen. Er der tale om et udbud, må man derfor forvente, at en CfD resulterer i lavere bud sammenlignet med et fast pristillæg og dermed en mindre støtteudgift for staten eller alternativt mere vedvarende energi for samme støttebudget.

Det er dog usikkert, hvor stor forskellen i krævet afkast er mellem en CfD og et fast pristillæg, og dermed er det også usikkert, hvor mange støttekroner staten kan spare ved en CfD. Det afhænger blandt andet af, hvordan CfD'en præcist er udformet. Konsulentfirmaet ESP Consulting har for Vindmølleindustrien anslået forskellen til omkring 2,5 pct.-point afhængigt af støtteperiodens længde.<sup>14</sup> Det giver en reduceret støtteudgift for staten for hver MW vindkraft

<sup>14</sup> ESP Consulting, *Tilskudsordninger og risiko – Betydningen for afkastkrav og tilskudsniveau*, 2017.

på omtrent 1 mio. kr. Forskningsprojektet DiaCore vurderer forskellen i krævet afkast en smule lavere til 1-2 pct.-point.<sup>15</sup>

### **Staten har bedre mulighed for at bære prisrisikoen end private investorer**

Risikoen ved elprisudsving forsvinder naturligvis ikke ved en fast afregningspris i form af en CfD; den overføres blot fra investorerne til staten. Om det er en fordel for samfundet afhænger af, om staten er bedre til at bære risikoen end de private investorer. Det kommer an på, hvilke muligheder for spredning og afdækning af risiko, de to parter har, og i hvilket omfang de faktisk benytter sig af dem.

Private investorer kan sprede deres risiko ved at holde en diversificeret portefølje af danske og udenlandske aktier. Ved investering i en vindmøllepark kan investoren fx samtidigt holde aktier i elintensive industrivirksomheder, hvor indtjeningen stiger, når elpriserne falder. Dermed vil afkastet af aktien i industrivirksomheden stige, når indtægterne fra vindmølleparken falder, og vice versa. En sådan risikospredningsstrategi vil mindske vindmølle ejerens samlede risiko, men vil ikke helt eliminere den, da der kan komme stød til økonomien, fx et konjunkturtilbageslag, som på samme tid sænker indtjeningen fra både vindmølleparken og industrivirksomheden. Denne såkaldte *systematiske risiko*, som ikke kan bortdiversificeres, vil vindmølleinvestoren kræve kompensation for, når denne fastlægger sit krævede forventede afkast af vindmølleinvesteringen.

Producenter af vedvarende energi kan også afdække deres prisrisiko ved at sælge deres strøm til en aftalt fast pris på kontrakter, der rækker ud i fremtiden. Aftageren af strømmen kan være en professionel mellemhandler, der videresælger den til de endelige elforbrugere. Alternativt kan der indgås aftaler direkte mellem elproducenterne og store, elforbrugende virksomheder om levering af el til en på forhånd fastlagt pris over en aftalt periode. Hvis markedsprisen på el falder under det aftalte niveau, får elproducenten en gevinst på kontrakten, men det modsvarer nøjagtigt af elforbrugerens tab, og vice versa. For de to parter under ét elimineres prisrisikoen således fuldstændigt, og hvis markedsprisen på el svinger symmetrisk omkring den aftalte faste pris, vil gevinsten ved eliminering af prisrisikoen blive ligeligt delt mellem elproducenten og elforbrugeren.

I praksis vil det primært være store, professionelle investorer som fx pensionskasser, der i stor stil kan udnytte mulighederne for risikospredning via aktiemarkedet. I en mindre virksomhed, der investerer i vedvarende energianlæg, vil den kontrollerende (med) ejer formentlig ofte have en stor del af sin formue bundet som egenkapital i virksomheden og dermed også være udsat for en betydelig risiko ved usikkerhed om den fremtidige elpris.

Endvidere er det normalt ikke muligt for ejere af vedvarende energianlæg at prissikre elproduktionen fra hele vindmøllens eller solcellens levetid på 20 år eller mere. Risikoafdækning i forwardmarkedet er i dag kun muligt 10 år frem i tid, og likviditeten i markedet er ikke stor mere end et par år frem. Der er dog eksempler fra andre europæiske lande på, at store elforbrugende virksomheder og vindmølleparker har indgået fastprisaftaler på 15 års længde eller mere. Med planerne om nye, elforbrugende datacentre i Danmark kan mulighederne for sådanne aftaler herhjemme blive styrket. Det er imidlertid næppe realistisk, at størstedelen af elforbruget kan blive omfattet af fastprisaftaler af denne art, da antallet af store, elforbrugende virksomheder er begrænset, og da forskelle i forventningerne til den fremtidige markedspris på el kan blokere for, at elforbrugeren og elproducenten kan enes om en fast aftalt pris langt ud i fremtiden.

---

<sup>15</sup> DiaCore, *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*, 2016. Projektet er koordineret af Fraunhofer ISI. Se mere på [www.diacore.eu](http://www.diacore.eu).

## Klimarådet.

Spørgsmålet er nu, om staten har bedre muligheder for at absorbere den prisrisiko, der knytter sig til investeringer i vedvarende energiproduktion? Gennem skatte- og overførselssystemet kan staten siges at have en 'aktie' i alle danske husholdningers og virksomheders nutidige og fremtidige indkomster. Hvis staten garanterer en fast afregningspris for el fra vindmøller og solceller, vil den skulle sætte skatterne op (eller spare andre steder på det offentlige budget), når markedsprisen på el falder, men skattestigningen (eller den offentlige besparelse) vil blive modsvaret af den gevinst ved lavere elpriser, som skatteyderne opnår i deres egenskab af elforbrugere. Hvis man som et yderpunkt forestiller sig, at al el stammer fra vedvarende energi, som er omfattet af en fastprisgaranti, vil den samlede skattestigning nøjagtigt svare til forbrugernes besparelse på elregningen, så deres samlede forbrugsmulighed efter skat vil være uændret.

For borgerne under ét går regnestykket således lige op, og det ville det også gøre for den enkelte skatteyder under et PSO-system, hvor støtten til vedvarende energi finansieres via en variabel PSO-tarif på elregningen. I et sådant PSO-system med fast afregningspris ville både elproducenter og elforbrugere altså være fuldstændigt afskærmet mod elprisrisikoen.

Efterhånden som den eksisterende danske PSO-tarif udfases, og finansieringen af støtten til vedvarende energi skal ske via finansloven, vil den enkelte skatteydere tab/gevinst ved elprisændringer dog ikke nødvendigvis svare til udsvingene i vedkommendes andel af skattefinansieringen af statens udgift til sikring af den faste afregningspris til elproducenterne. Til gengæld vil finansiering over finansloven gøre det muligt for staten at sprede prisrisikoen ud på både nutidige og fremtidige skatteydere. Hvis der fx kommer en lavkonjunktur, som presser elpriserne ned, kan staten vælge at finansiere stigningen i udgiften til støtten til vedvarende energi via midlertidig låntagning, hvorved skattestigningen til dækning af udgiften kan udskydes til senere, når konjunktursituationen er forbedret, og skatteydernes betalingssevne dermed er større. Denne mulighed for risikodeling med fremtidige skatteydere findes ikke, hvis risikoen skal bæres af private investorer.<sup>16</sup>

Til gengæld kan private investorer som nævnt sprede deres risiko ved at købe aktier i udlandet. I princippet kan staten dog også investere i udlandet. Den danske stat kunne fx vælge at gøre som i Norge, hvor statens indtægter fra olie- og gasudvindingen i Nordsøen henlægges i en fond, der investerer midlerne på det internationale kapitalmarked. Staten kunne fx også benytte sin gode kreditværdighed til at optage lån og investere de lånte midler i udenlandske aktier for at sprede sin risiko. I praksis fører staten dog ikke en sådan statsgældspolitik, og indtægterne fra Nordsøen investeres ikke i udlandet. Nationalbanken, der ejes af staten, har ganske vist gennem finansielle instrumenter en vis eksponering mod udenlandske aktier, men af begrænset omfang.

Staten har endvidere en præference for forudsigelighed i de offentlige udgifter, og faste pristillæg frem for en fast afregningspris til producenter af vedvarende energi vil formentlig gøre den statslige budgetplanlægning lettere. Der er således tegn på, at statens villighed til at påtage sig risiko er begrænset. På den anden side har staten hidtil ved at benytte faste afregningspriser for el fra havvindmøller vist, at den historisk har været villig til at påtage sig prisrisikoen for el fra denne energikilde.

---

<sup>16</sup> Et modargument mod at staten overtager prisrisikoen er, at det kan forstærke statens eksponering over for konjunkturudsving. I en lavkonjunktur med lave elpriser vil staten opleve lavere nettoindtægter i den generelle finanspolitik og samtidig, i tilfælde af en fast afregningspris, skulle udbetale mere støtte til den vedvarende energi.

## Klimarådet.

Sammenfattende kan man sige, at en fast afregningspris til elproducenterne, hvor det variable pristillæg finansieres via en variabel PSO-tarif på elregningen, i princippet ville fungere på samme måde som en direkte fastpriskontrakt mellem alle elproducenter og alle danske elforbrugere. En sådan grad af eliminering af prisrisikoen vil man realistisk ikke kunne opnå via de private kapital- og forsikringsmarkeder. Når støtten til elproducenterne i stedet finansieres over skatterne, som det fremover vil ske i Danmark, vil de enkelte husholdninger og virksomheder blive udsat for en vis prisrisiko ved elprisudsving, men via statsgældspolitikken vil denne risiko til gengæld kunne fordeles mellem nutidige og fremtidige skatteydere. Hvis staten skulle ønske at bortdiversificere (en del af) den prisrisiko, den påtager sig ved faste afregningspriser for strøm fra vedvarende energikilder, kan den vælge i højere grad at benytte sig af de muligheder, den har for at sprede sin risiko via det internationale kapitalmarked.

Alt i alt er det således Klimarådets vurdering, at staten har bedre mulighed end den private sektor for at bære den langsigtede prisrisiko ved investering i vedvarende energiproduktion.<sup>17</sup>

### **Forsikring mod prisrisiko kan give forkerte incitament**

Ideelt skal støttesystemet indrettes, så investorer i vedvarende energi foretager de samfundsøkonomisk bedste valg. Det drejer sig især om valg i forbindelse med investeringsbeslutningen såsom:

- Valg af teknologi, fx vindmølle eller solcelle
- Valg af anlægstype, fx generatorstørrelse og rotordiameter på vindmølle
- Valg af lokation

To forskellige teknologier, der begge kan producere 1 MWh på et år, har ikke nødvendigvis samme værdi for samfundet. Det skyldes, at den samfundsmæssige værdi af el afhænger af, hvornår den produceres, hvilket afspejles i elpriserne. Dermed har strøm fra en teknologi, der i højere grad producerer på tidspunkter, hvor elprisen er høj (og dermed har lavere downlift), større samfundsværdi. Tabel 2 illustrerer dette for vind og sol i Vestdanmark, og tabellen viser, at strøm fra sol generelt er blevet produceret i timer med højere elpris. Det skyldes blandt andet, at vindkraft sammenlignet med solkraft er langt mere udbredt i Danmark, hvorfor produktionen af el er stor i timer med meget blæst, hvilket presser prisen ned og udhuler vindmøllernes indtjening.

---

<sup>17</sup> Kvotesystemet giver et yderligere argument for en CfD-model. Den danske stats incitament til at arbejde i EU for en højere og mere retvisende kvotepris vil øges under en CfD, da den resulterende højere elpris vil give staten en gevinst i form af lavere støtteudgifter.



	2014		2015		2016	
	Vind	Sol	Vind	Sol	Vind	Sol
Årlig gennemsnitspris (kr./MWh)	229	229	171	171	199	199
Opnået pris (kr./MWh)	202	249	146	184	179	204
Downlift (pct.)	11,6	-8,8	14,2	-7,8	10,0	-2,7

Tabel 2 Opnåede priser og downlift for vind og sol i Vestdanmark

Anm.: Tallene for vind dækker både havvind og landvind.

Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Energinet.

I en timeafregnet CfD vil den højere afregningspris til sol betyde lavere pristillæg end til vind ved samme aftalte afregningspris.<sup>18</sup> Dermed gives en fordel til vind, som ikke er samfundsøkonomisk begrundet, og resultatet er overinvestering i vind sammenlignet med sol i forhold til, hvad der er optimalt for samfundet. Omvendt vil teknologierne ved et ensartet fast pristillæg beholde eventuelle fordele som følge af lavere downlift, og derfor opretholder denne støttetype de incitamenter til teknologivalg, som markedsprisen på el skaber.

Selv i en teknologispecifik støtteordning, fx kun for landvind, kan en timeafregnet CfD give forkerte incitamenter. Hvis al prisrisiko er neutraliseret, så der opnås samme afregning for al produktion, tilskyndes investor til at vælge den type anlæg, der maksimerer den samlede produktion. Men set fra et samfundssynspunkt kan det ofte betale sig at ofre lidt samlet produktion, hvis produktionen i stedet koncentrerer sig i timer med højere elpris. Det kan fx ske, hvis der vælges en vindmølletype med en konfiguration af effekt og rotorareal, som giver relativt mere produktion i timer med lidt vind, hvor elprisen alt andet lige er højere. Derimod vil et fast pristillæg sikre, at investoren maksimerer den samlede indtjening på elmarkedet fra sin produktion og dermed tager højde for variationen i elpriserne.

Yderligere giver en helt fast afregningspris som i en timeafregnet CfD ikke tilskyndelse til at lægge sit anlæg i det prisområde, hvor elprisen er højest, og hvor el dermed har mest værdi for samfundet. Danmark er delt op i to prisområder adskilt af Storebælt, og priserne er forskellige i de to områder i en del af årets timer. Generelt har tendensen de seneste år været, at elprisen set over året har været højest i Østdanmark, hvorfor ny produktionskapacitet har størst værdi her. Dermed er der fare for, at en investor med en CfD ikke tager højde for den samfundsøkonomiske gevinst ved at placere sit anlæg mod øst. Dette argument er naturligvis kun relevant, når lokationen frit kan vælges og ikke ved fx havvindprojekter i Danmark, hvor placeringen er bestemt på forhånd af staten.

### En hybridmodel balancerer risikofordeling og incitamenter

Ovenfor er skitseret fordele og ulemper ved henholdsvis et fast pristillæg og en fast afregningspris i form af en CfD. På den ene side sikrer en CfD mindre risiko på investorside, hvilket reducerer behovet for støtte. På den anden side sikrer et fast pristillæg, at investorernes incitamenter bedre afspejler samfundets interesser.

Disse hensyn kan balanceres, så investorernes prisrisiko reduceres, samtidig med at de vigtigste incitamenter bibeholdes. Det kan ske ved at vælge en årsafregnet CfD som vist i Figur 2. Her er investorerne forsikret mod den langsigtede prisudvikling, fx risikoen for at elpriserne

<sup>18</sup> Det gælder også ved en årsafregnet CfD med teknologivægtet referencepris.

## Klimarådet.

falder til et uventet lavt niveau. Men samtidig er der eksponering for prisvariationen inden for året, hvilket giver incitamenter til at vælge teknologi og anlægstype, der producerer relativt meget, når priserne er høje. Og hvis referenceprisen for året udregnes som et gennemsnit af begge danske prisområder, bibeholdes incitamentet til at vælge en placering i det område med højest elpris.

Man kan argumentere for, at referenceprisen bør udregnes teknologivægtet, så investorerne også er forsikret mod den langsigtede udvikling i downlift. Det vil give endnu lavere prisrisiko og dermed endnu lavere støttebehov. Denne løsning er dog uhensigtsmæssig i støtteordninger, hvor flere forskellige teknologier konkurrerer mod hinanden, da en given teknologis eventuelle fordel i form af højere opnået pris da ikke belønnes. Det vil fx være tilfældet i et teknologineutralt udbud. En mulighed er at udregne referenceprisen som det vægtede årsgennemsnit baseret på alle relevante teknologiers produktion, men der er ikke nogen oplagt måde for, hvordan en sådan vægtning skal foretages.