



Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
16-03-2021

J nr. 2020 - 14136

/ MTHR, JTB

Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud

1. Indledning	2
2. Koncessionsmodeller	4
2.1. Modeller med produktionsafhængige betalinger.....	4
2.2. Modeller med produktionsuafhængige betalinger	5
3. Vurderingsparametre	7
3.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden.....	7
3.2. Statens risiko for indtjeningsudsving	9
3.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion	9
3.4. Anlægsincitamenter	10
4. Vurdering af koncessionsmodeller	11
4.1. Model med faste produktionsafhængige betalinger	12
4.2. Model med variable produktionsafhængige betalinger (tosidig CfD).....	12
4.3. Model med produktionsuafhængig engangsbetaling	13
4.4. Model med produktionsuafhængige periodiske betalinger	14
5. Andre koncessionsmodeller	15
5.1 Modeller med udbyttebetaling	15
6. Kombinationsmodeller	16
6.1. Eksempel på kombinationsmodel: Thor havvindmøllepark	16

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1. Indledning

Det blev med energiaftalen af 2018 aftalt, at der skal udarbejdes "en havvindsanalyse, der bl.a. skal bidrage til de mest optimale markedsrammer, så havvindpotentialet hurtigst muligt kan udnyttes kommercielt". Havvindsanalysen skal, når havvind bliver helt støttefri¹, "opstille modeller for, hvordan der kan skabes indtægter til staten som følge af, at vindressourcen udnyttes".

Indeværende notat kortlægger forskellige modeller for udbud af koncessioner (koncessionsmodeller) til anvendelse af havområder til drift af havvindmøller, som muliggør, men ikke nødvendigvis garanterer, indtægter til staten. Flere af modellerne kan også håndtere tilskud. Notatet ser udelukkende på modeller for udbud, hvor der alene konkurreres på pris. Notatet forholder sig således ikke til projekter under ÅbenDør-ordningen for VE-anlæg på havet.

Støttetillæg og indtægter til staten

En koncession er en aftale mellem staten og en virksomhed, der giver virksomheden retten til at udføre en bestemt aktivitet (f.eks. at anvende et område på havet til produktion af havvindenergi).

Omkostningerne ved produktion af havvindenergi har traditionelt været høje, hvorfor staten ved indgåelsen af en koncessionsaftale, hidtil har forpligtet sig til at yde støttetillæg til virksomheden.

De seneste år har imidlertid set et fald i produktionsomkostningerne², hvilket har betydet et fald i virksomhedernes behov for støttetillæg. Det reducerede støttebehov forventes at komme til udtryk i forbindelse med koncessionsudbud; f.eks. som lave budpriser, bud med frasigelse af støttetillæg eller ligefrem (netto-) negative bud med mulighed for indtægter til staten.

I et udbud med tilstrækkelig konkurrence vil virksomheder byde således, at deres indtægter præcis dækker deres omkostninger. Omkostningerne inkluderer en normal forrentning af kapitalen, samt eventuelle risikotillæg, f.eks. på grund af usikkerhed om indtjeningen. Forventer virksomheden, at indtægterne ikke er nok til at give en tilstrækkelig forrentning af kapitalen til at investorer ønsker at investere i et havvindprojekt og dermed tilvejebringe den nødvendige finansiering, vil virksomheden skulle modtage tilskud, før projektet kan realiseres. Hvis en virksomhed forventer at kunne opnå en højere forrentning af kapitalen end den normale forrentning plus risikopræmie, er der tale om, at virksomheden får en overnormal profit. I et udbud vil virksomheden kunne byde denne overnormale profit som betaling til staten. Det skyldes, at

¹ Ved støttefri skal her forstås det tidspunkt hvor havvind kan klare sig på markedsvilkår.

² IEA's Offshore Wind Outlook 2019 samt udviklingen i budpriser for de seneste danske udbud af havvindmølleparker.



virksomheden allerede er villig til at udføre projektet, hvis den får dækket den normale forrentning af kapitalen plus den risikopræmie, der vurderes at være forbundet med projektet.

Elprisen bestemmes af udbud og efterspørgsel på markedet og dermed af, om havvindprojektet udføres eller ej. Så længe virksomheden frit kan vælge, om den vil give en betaling til staten eller ej, vil muligheden for koncessionsbetaling ikke påvirke, om projektet udføres. Virksomheden vil allerede udføre projektet, hvis den forventer at kunne opnå en normal profit og en eventuel afståelse af den overnormale profil til staten påvirker dermed ikke investeringsbeslutningen.

Et udbud hvor virksomhederne selv angiver, hvor meget de er villige til at betale for retten til at anvende et område på havet, øger derfor ikke omkostningerne ved at opføre havvind eller virksomhedernes incitament til at foretage den ønskede udbygning. Staten kan dermed opnå en indtægt fra havvind, uden at det påvirker havvindudbygningen.

Forud for et givent udbud kan det være svært at vurdere, hvorvidt der vil være behov for støtte, eller om der kan opnås betalinger til staten. Der forventes desuden at være spredning mellem buddene, da virksomhederne antageligvis har forskellige omkostningsstrukturer og vil indregne forskellige forudsætninger i deres bud. Det vil derfor være hensigtsmæssigt at konstruere udbudsmodellen sådan, at den kan håndtere både behov for tilskud og mulighed for at betale til staten.

Koncessionsmodeller

Der findes flere forskellige koncessionsmodeller, som kan anvendes enten i ren form eller kombineres med hinanden, for at opnå en given effekt. Nogle koncessionsmodeller giver mulighed for indtægter til staten men også for støttetillæg til virksomheder, mens andre modeller kun er rettet mod at opnå indtægter til staten. Notatet kortlægger begge typer, men dog kun de rene modeller, og altså ikke kombinationer heraf (bortset fra afsnit 6, som beskriver et eksempel på en kombinationsmodel). Inden for nogle modeller vil det være muligt at foretage justeringer for at opnå en given effekt, eksempelvis ift. risikodeling. Beskrivelse af disse justeringer indgår også i kortlægningen hvor relevant. Beskrivelsen af mulige justeringer er ikke udtømmende.

Notatets opbygning

De rene koncessionsmodeller, som muliggør indtægter til staten, kortlægges nedenfor (Afsnit 2). Efterfølgende præsenteres en række vurderingsparametre (Afsnit 3), der anvendes til at vurdere hensigtsmæssigheden af de enkelte koncessionsmodeller (Afsnit 4). Sluttelig præsenteres enkelte øvrige modeller (Afsnit 5 og 6).

2. Koncessionsmodeller

Koncessionsmodellerne kategoriseres i indeværende notat efter to overordnede principper: (1) Et princip der vedrører produktionsafhængige betalinger, og (2) et princip der vedrører produktionsuafhængige betalinger.

2.1. Modeller med produktionsafhængige betalinger

Koncessionsmodeller med produktionsafhængige betalinger kan inddeles i modeller med faste og variable produktionsafhængige betalinger. Modellerne beskrives særskilt nedenfor.

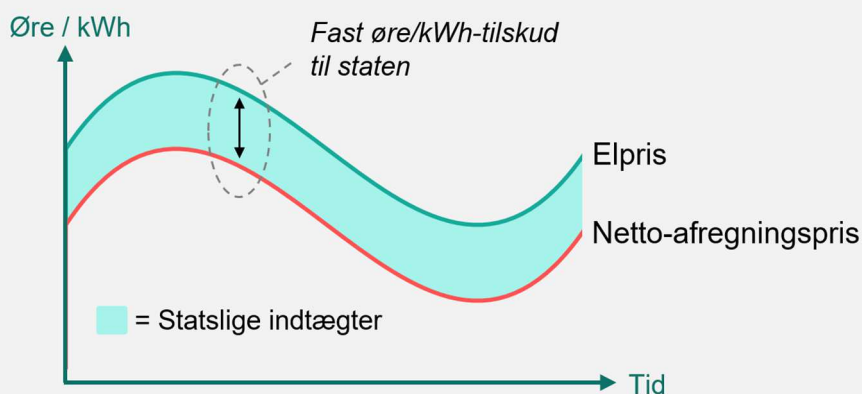
2.1.1. Model med faste produktionsafhængige betalinger

Ved denne koncessionsmodel yder staten en fast betaling (støttetillæg) til virksomheden per produceret kWh eller omvendt.

Figur 1 nedenfor viser et eksempel på en koncessionsmodel med faste produktionsafhængige betalinger, hvor staten yder et fast støttetillæg til virksomheden. Den nederste linje angiver spot elprisen på markedet, mens den øverste linje angiver virksomhedens afregningspris, som er elprisen plus det faste støttetillæg. Statens samlede betaling er således repræsenteret af arealet mellem linjerne.

I eksemplet yder staten et støttetillæg til virksomheden, men hvorvidt det i praksis er virksomheden eller staten, der yder en betaling, afhænger af, om virksomheden byder ind med en negativ eller positiv pris i udbuddet. Ved 0-bud ydes ingen betalinger.

Figur 1: Illustration af model med faste produktionsafhængige betalinger

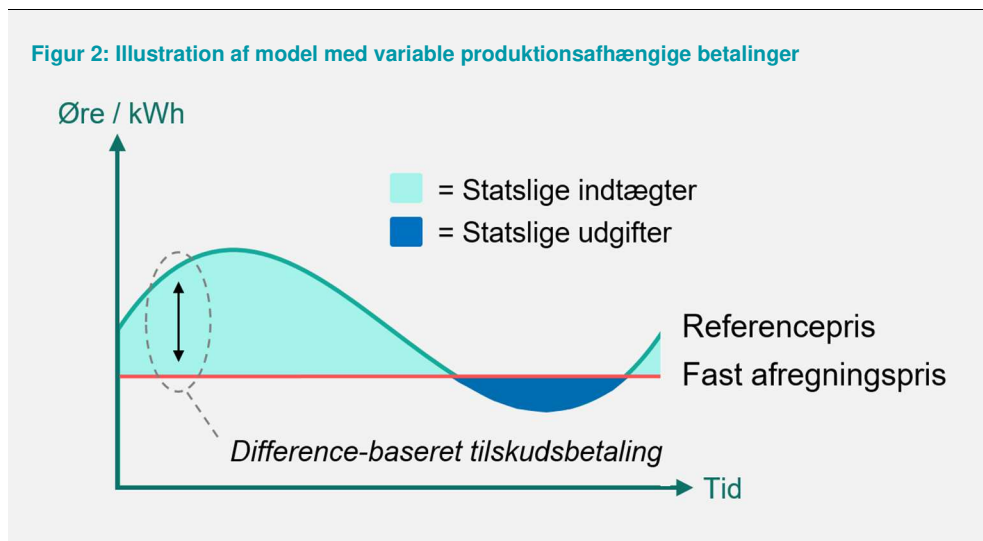


2.1.2. Model med variable produktionsafhængige betalinger

Koncessionsmodellen med varierende produktionsafhængige betalinger er kendetegnet ved, at virksomheden og staten indgår en såkaldt differencekontrakt (Contract for Difference (CfD)). Her beregnes de variable betalinger pba. forskellen mellem en aftalt pris per produceret kWh (den pris, der er budt ind med i udbuddet) og en referencepris (elpris).

Referenceprisen kan udregnes pba. forskellige tidsintervaller (f.eks. time, måned, kvartal, år) og pba. forskellige opgørelsesmetoder (f.eks. spotpris, forbrugsvægtet pris eller teknologivægtet pris). I den rene CfD-model udgør referenceprisen spotprisen på timeniveau.

Figur 2 nedenfor viser et eksempel på en tosidig CfD-model. Den grønne linje angiver referenceprisen, mens den røde linje angiver den aftalte kWh-pris. Virksomheden modtager støtte fra staten svarende til forskellen mellem den aftalte kWh-pris og referenceprisen, såfremt referenceprisen er lavest. Omvendt yder virksomheden en betaling til staten, når referenceprisen er højere end den aftalte kWh-pris.



2.2. Modeller med produktionsuafhængige betalinger

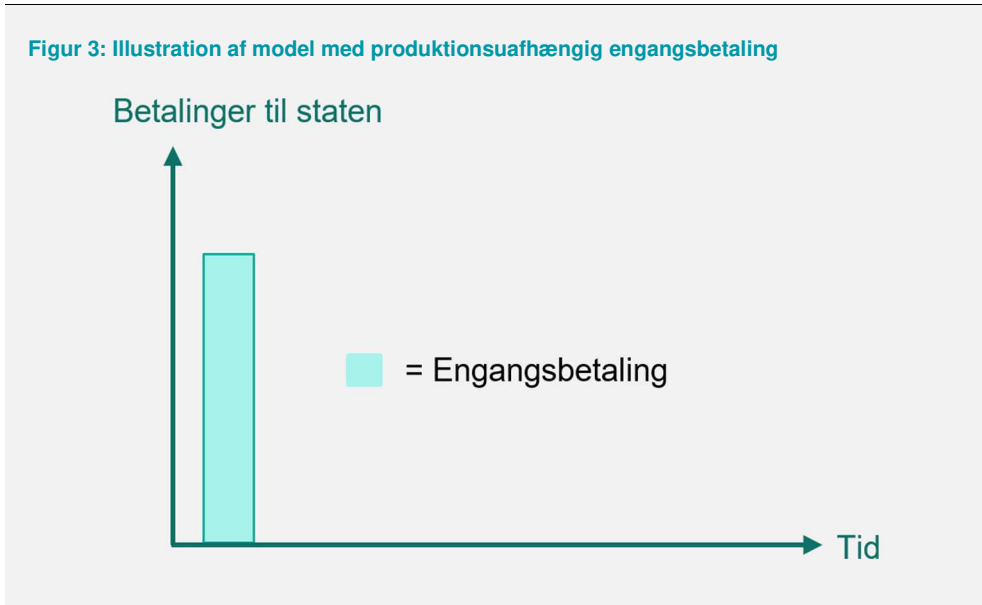
Koncessionsmodeller med produktionsuafhængige betalinger kan inddeles i modeller med engangsbetaling og periodiske betalinger. En redegørelse for modellerne følger.

2.2.1. Model med produktionsuafhængig engangsbetaling

Ved denne koncessionsmodel yder virksomheden en engangsbetaling til staten forud for anvendelse af det udpegede havområde. Modellen er illustreret i Figur 3.



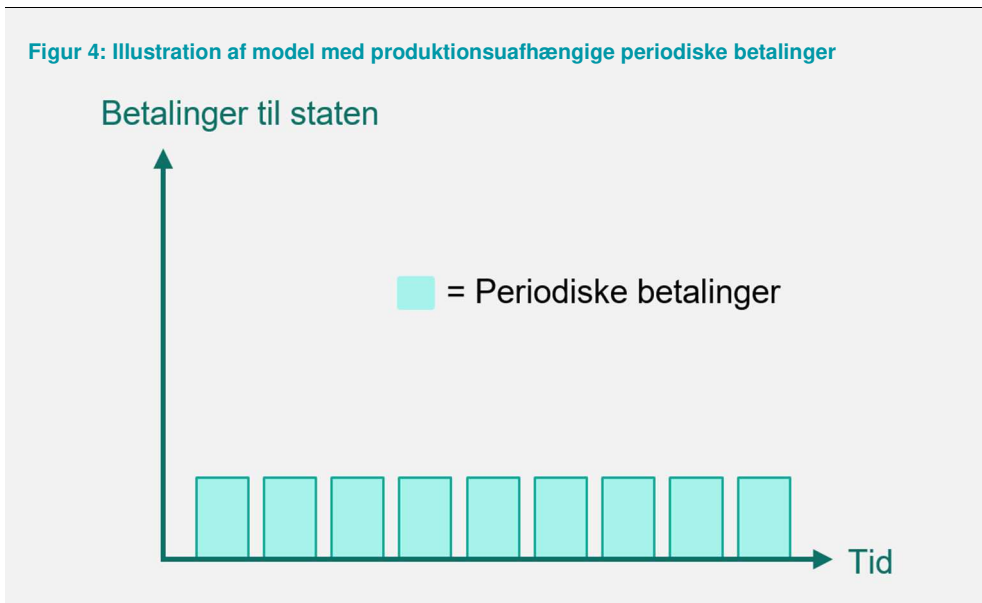
Figur 3: Illustration af model med produktionsuafhængig engangsbetaling



2.2.2. Model med produktionsuafhængige periodiske betalinger

I stedet for at yde en engangsbetaling kan virksomheden foretage en række betalinger over en given tidsperiode. De periodiske betalinger kan være enten faste eller variable. Figur 4 illustrerer modellen.

Figur 4: Illustration af model med produktionsuafhængige periodiske betalinger





3. Vurderingsparametre

Der kan anvendes en række vurderingsparametre til at kortlægge, hvor hensigtsmæssige koncessionsmodellerne er. Vurderingsparametre udvalgt til denne kortlægning beskrives nedenfor.

3.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden

Ved indgåelse af en koncessionsaftale påtager staten og virksomheden sig i varierende grad en risiko ift. værdien af den producerede elektricitet; ved at lade sig eksponere for indtjeningsudsving ifm. varierende elpriser på kort sigt og for usikkerhed om elpriseniveauet på længere sigt.

Virksomhederne vil alt andet lige kræve betaling i form af en risikopræmie for at påtage sig en risiko. Risikopræmien indgår i det afkastkrav³, som virksomheden stiller. Forskellen i afkastkrav mellem en fast afregningspris, hvor virksomheden er fuldt sikret mod udsving i elprisen, på både kort og lang sigt, og fuld eksponering til markedsprisen kan være mellem 2 og 4 procentpoint⁴. Dette øger den såkaldte LCOE, som er produktionsomkostningerne set over levetiden på 30 år, mellem 8 og 16 øre/kWh.

Jo større risiko staten påtager sig og dermed jo lavere risiko virksomheden bærer, jo lavere risikopræmie vil virksomheden kræve. Den lavere risikopræmie giver mulighed for større direkte betaling fra virksomheden til staten eller mindre direkte tilskudsbetaling fra staten til virksomheden. Derimod vil den større risiko betyde større udsving i statens udgifter og indtægter og mere usikkerhed om dem også på længere sigt, hvilket eksempelvis kan medføre budgetskred for staten.

Samfundsøkonomisk er det optimalt, at lade risiko være båret af den aktør, som bedst og billigst kan foretage tiltag, der kan afdække risikoen. Der skal her skelnes mellem den kortsigtede og den langsigtede risiko.

Risikoen for udsving i elpriserne er en typisk markedsrisiko, som virksomheden er bedre til at håndtere end staten. Det kan fx gøres gennem designvalget af havvindmølleparker, så der produceres mere til højere priser, men mindre i alt. Dette kræver, at der er flere typer havvindmøller at vælge imellem, da forskellige møller kan være optimale til forskellige vindforhold eller forskellige koncessionsmodeller. Der er i dag et mindre udbud af forskellige typer havvindmøller, i forhold til udvalget af typer landmøller. Den kortsigtede risiko kan også afdækkes ved at indgå en såkaldt Power Purchase Agreement (PPA), hvor en elforbruger køber strømmen til en fast pris, eller ved at indgå lignende transaktioner på markedet (fx forwardkontrakter).

³ Også kaldet WACC – weighted average cost of capital).

⁴ *Tilskudsordninger og risiko – Betydningen for afkastkrav og tilskudsniveau*. Rapport udarbejdet af ESP Consulting for Vindmølleindustrien, 2. maj 2017. De 2-4 procentpoint nævnt i rapporten refererer til landvind. Det er Energistyrelsens vurdering at samme forhold gælder for havvind.



Både PPA'er og forwardkontrakter kan typisk kun indgås for en begrænset tidsperiode på nogle år, og kan ikke afdække risikoen over hele projektets levetid.

Risikoen for faldende indtjening på sigt for havvind afhænger i vid udstrækning af politiske beslutninger på europæisk niveau såvel som på nationalt niveau, men også af designvalg for de enkelte havvindmølleparker. Følgende forhold kan være med til at bestemme indtjeningspotentialer for havvind:

- *Muligheden for bortdiversificering af usystematisk risiko:*
Risikoen ved et aktiv består af en systematisk del, som følger det generelle udsving i økonomien og en usystematisk del, som er specifik for det enkelte aktiv. Den usystematiske risiko kan bortdiversificeres ved at holde en bred portefølje af aktiver, hvis risikoprofiler ophæver hinanden. Den enkelte virksomheds mulighed for at bortdiversificere risikoen ved de enkelte projekter, afhænger som udgangspunkt af hvor bred en vifte af områder virksomheden opererer inden for. For en privat investor udgør risikoen ved et projekt eller en virksomhed ikke nødvendigvis et stort problem, da de finansielle markeder giver mulighed for at sammensætte en bred portefølje, der kan bortdiversificere risikoen.
- *Generelt øget og fleksibelt el-efterspørgsel:*
Øget efterspørgsel, og især fleksibelt efterspørgsel vil øge elpriserne fsva. havvind og dermed forbedre økonomien i havvindprojekter. Dette kan i overvejende grad påvirkes af politiske beslutninger om øget elektrificering og energifgifter, men også af teknisk og it-mæssig udvikling, der i højere grad kan muliggøre fleksibelt forbrug. Den enkelte havvindmølleopstiller har ikke mulighed for øge den generelle el-efterspørgsel og kan således ikke umiddelbart afdække denne risiko. Elefterspørgslen skal dog øges markant, for at forbedre havvindmølleparkernes indtjening⁵.
- *Tilgængelighed af eksportmuligheder til andre markeder:*
Øget kapacitet via udlandsforbindelser og bedre integration af det europæiske elmarkedet kan sikre mulighed for afsætning af 'overskydende' vindenergi i de timer, hvor danske havvindmølleparker producerer meget. Den øgede handelskapacitet er i overvejende grad et resultat af politiske beslutninger på europæisk niveau, og således ikke noget den enkelte havvindmølleopstiller eller staten alene kan påvirke.
- *Adgang til el-lagring, el-konvertering (fx PtX) samt teknisk anlægsdesign:*
En havvindmølleopstiller kan afdække risikoen for faldende indtjening ved valg af anlægsdesign, som i større grad kan sikre en indtjening svarende til

⁵ <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-September-2016-Hvad-paavirker-el-priserne>



den gennemsnitlige markedspris for el. Rentabiliteten af sådanne anlægsdesign kan direkte påvirkes og fremmes af politiske beslutninger og regulatoriske forhold.

Der er således forhold, hvor hhv. virksomhederne og staten er bedst til at afdække den langsigtede risiko. Det er ikke på nuværende tidspunkt muligt entydigt at afgøre, om omkostningerne ved den langsigtede risikoafdækning vil være størst for virksomhederne eller for staten.

3.2. Statens risiko for indtjeningsudsving

Koncessionsmodellerne kan være forbundet med indtjeningsudsving for staten. Det vil eksempelvis være tilfældet, når virksomhedens betalinger til staten afhænger af produktionsmængde eller af elprisen (elprisen har størst betydning, da denne svinger langt mere fra år til år sammenlignet med de årlige udsving i produktion). Sådanne indtjeningsudsving bør betragtes som en risikoomkostning for staten. Der er også en risiko for, at elprisen over lang tid er lavere end budgetteret ved udbuddet, hvorfor staten skal betale en større mængde støtte eller modtage mindre betaling end forventet.

Udsving i udgifterne og/eller indtægterne både mellem år og på længere sigt kan øge behovet for at tilpasse indtægter, i form af skatter og indlån, eller udgifter, i de år hvor indtægterne afviger fra det forventede. I år hvor der er behov for en merindtægt vil det medføre samfundsøkonomiske omkostninger. Samtidig er der mange poster på statens finanser, der er forbundet med udsving i udgifter og/eller indtægter. Det er derfor afhængig af, hvordan udsving i udgifter eller indtægter for havvind bevæger sig i forhold til de andre udgifter og indtægter, hvorvidt der er behov for en tilpasning af skatter eller indlån.

3.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion

Koncessionsmodellerne kan påvirke produktionsmønstret for vindmøllerne. Nogle koncessionsmodeller ansporer virksomheden til at maksimere den mængde el der produceres, uagtet til hvilken elpris, mens andre koncessionsmodeller giver incitament til at producere forholdsvis mere ved højere elpriser, men mindre i alt. Det samfundsøkonomisk optimale scenarie er, at virksomheden har incitament til at maksimere værdien af sin produktion og ikke nødvendigvis at maksimere sin totale elproduktion⁶. Elprisen angiver den samfundsøkonomiske værdi af elproduktion. Derfor vil en meget stor elproduktion til meget lave elpriser have en lille samfundsøkonomisk værdi, mens en mindre produktion der kan afsættes til en noget højere elpris vil have en større samfundsøkonomisk værdi.

⁶ Vindmøllevalg tages på baggrund af tilgængeligheden af møller og for nuværende er der bl.a. tale om en teoretisk antagelse om, at udbudsdesign kan anspore til anvendelse af anden teknologi.

3.4. Anlægsincitament

Koncessionsmodellerne kan værdisætte koncessionsarealet på forskellig vis, hvilket kan have betydning for virksomhedens beslutning om, hvor længe anlægget skal drives og hvorvidt arealanvendelsen skal minimeres.

4. Vurdering af koncessionsmodeller

Hensigtsmæssigheden af koncessionsmodellerne kortlagt i Afsnit 2, vurderes enkeltvist nedenfor med afsæt i vurderingsparametrene præsenteret i Afsnit 3. Tabel 1 opsummerer vurderingen af koncessionsmodellerne.

Tabel 1: Vurdering af koncessionsmodellerne

Model	Risikodeling mellem staten /virksomheden	Potentiale for direkte betalinger til staten	Statens risiko for indtjenings-/udgiftsudsving og dermed omkostninger for risikoafdækning	Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion	Anlægsincitamenter
Faste produktionsafhængige betalinger	Virksomheden bærer elprisrisikoen	Mindre	Mindre	Maksimer markedsværdien	Ved betalinger til staten påvirkes levetiden negativt, mens den påvirkes positivt ved et tilskud til virksomheden
Variable produktionsafhængige betalinger (timeafregnet CfD-model)	Staten bærer elprisrisikoen	Stor	Stor	Maksimer produktionsmængde	Ved betalinger til staten påvirkes levetiden negativt, mens den påvirkes positivt ved et tilskud til virksomheden
Produktionsuafhængig engangsbetaling	Virksomheden bærer elprisrisikoen	Lavest	Ingen	Maksimer markedsværdien	Betalingen påvirker ikke projektets levetid
Produktionsuafhængige periodiske betalinger	Virksomheden bærer elprisrisikoen	Mindre	Ingen	Maksimer markedsværdien	Levetiden påvirkes negativt af størrelsen på de periodiske betalinger



4.1. Model med faste produktionsafhængige betalinger⁷

4.1.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden

Virksomheden er ved denne koncessionsmodel eksponeret for indtjeningsudsving ifm. varierende elpriser. Dette er forbundet med en forventning om lavere direkte betalinger til staten (ift. den tosidige CfD).

4.1.2. Statens risiko for indtjeningsudsving

Staten har med modellen en relativt lav risiko for indtjeningsudsving, da betalingerne udgør et fast tillæg per produceret kWh. Dog er virksomhedens produktion forbundet med nogen grad af usikkerhed, da denne varierer fra år til år som følge af, at det ikke blæser lige meget hvert år. De årlige udsving ligger normalt inden for ca. plus/minus 10 pct. målt i forhold et normalt vind-år⁸. Statens indtjening er derfor underlagt en større risiko for udsving som følge af produktionsusikkerheden, sammenlignet med f.eks. en fast betaling som er komplet uafhængig af produktionsforhold.

4.1.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion

Virksomheden har incitament til at maksimere værdien af sin elproduktion ved at producere, når elprisen er høj.

Hvis virksomheden byder en negativ pris, dvs. en betaling til staten per enhed, vil virksomheden dog ikke kunne maksimere den samfundsøkonomiske værdi af produktionen. Problemet er, at der vil forekomme tidspunkter, hvor elprisen er højere end virksomhedens marginale produktionsomkostninger, men samtidigt så lav, at virksomheden har incitament til at stoppe elproduktionen. Dette gør sig gældende, når virksomhedens indtjening (elprisen minus produktionsomkostning minus den produktionsafhængige betaling til staten) er nul eller negativ. Eftersom en positiv elpris angiver, at produktionen har en samfundsmæssig værdi, er det dog mest samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt, at elproduktionen fortsætter, så længe virksomhedens marginale omkostninger er lavere end elprisen.

4.2. Model med variable produktionsafhængige betalinger (tosidig CfD)⁹

4.2.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden

I den rene CfD-model, hvor referenceprisen udgør spotprisen på timeniveau, er virksomheden sikret en fast indtjening time for time. Det betyder, at virksomheden ikke vil være eksponeret for udsving i elprisen, hvorfor virksomheden ikke vil opleve

⁷ Ved betalinger forstås både betalinger fra virksomheden til staten og omvendt.

⁸ www.vindstat.dk

⁹ Ved betalinger forstås både betalinger fra virksomheden til staten og omvendt.



samme risiko som ved de øvrige koncessionsmodeller. Dette betyder, at den tosidige CfD som koncessionsmodel maksimerer de forventede direkte betalinger til staten.

Risikodelingen kan ændres ved at ændre den periode, referenceprisen beregnes over. Ved en timebaseret CfD bærer staten al elpriserisiko, både langsigtet og kortsigtet. Beregnes referenceprisen til gengæld som et gennemsnit for spotprisen over en længere periode – f.eks. et år – vil modellen opføre sig som et fast pristillæg inden for perioden men som en CfD over længere tid. På den måde vil virksomheden bære den kortsigtede elpriserisiko, mens staten bærer den langsigtede elpriserisiko, dvs. hvis elprisen udvikler sig lavere end forventet fx som følge af en større end forventet udbygning med havvind og andre energikilder.

4.2.2. Statens risiko for indtjenings-/udgiftsudsving

Ved en CfD-model bindes statens indtjening op på elprisen på markedet, og udsving i elprisen vil således medføre udsving i statens indtjening/udgifter.

En tosidig CfD-model er den koncessionsmodel, hvor statens risiko for udsving i indtjening og udgifter er højest. Denne risiko kan imødegås ved at fastsætte et indtjeningsloft/ udgiftsloft i koncessionsaftalen, for hvor store indtjeninger/udgifter staten må påtage sig¹⁰, jf. senere beskrivelse af Thor-modellen. Lofterne kan begrænse de forventede direkte betalinger til staten.

4.2.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion

Virksomheden har i kraft af den faste indtjening incitament til at producere så meget elektricitet som muligt i stedet for at maksimere værdien af produktionen. Dette scenarie er ikke samfundsøkonomisk optimalt. Hvis der gøres brug af indtjenings- og udgiftslofter kan der være perioder, hvor virksomheden opererer på markedsvilkår.

4.3. Model med produktionsuafhængig engangsbetaling

4.3.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden

Virksomheden er ved denne koncessionsmodel eksponeret for indtjeningsudsving ifm. varierende elpriser. Dette er forbundet med en forventning om lavere direkte betalinger eller højere direkte støtteudgifter for staten (ift. den tosidige CfD).

At virksomheden må yde én samlet betaling frem for at nedbryde sin betaling i mindre dele over tid, vil øge virksomhedens finansieringsbehov, hvilket vil medføre et lavere indtjeningspotentiale for staten (ift. modellen med produktionsuafhængige periodiske betalinger).

¹⁰ Fastsættelse af et indtjenings/udgiftsloft vil dog, alt andet lige, påvirke virksomhedens risiko, hvilket har indflydelse på statens indtjeningspotentiale.



4.3.2. Statens risiko for indtjeningsudsving

Koncessionsmodellen indebærer fuld sikkerhed for staten, som derfor ikke eksponeres for risiko for indtjeningsudsving.

4.3.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion

Virksomheden har incitament til at maksimere værdien af sin elproduktion og vil fortsætte med at producere el selv ved lave (men positive) elpriser.

4.3.4. Anlægsincitamenter

Eftersom virksomheden kun skal foretage en engangsbetaling, har virksomheden incitament til at fortsætte med at anvende arealet til produktion så længe anlæggets marginale produktionsomkostninger er højere end markedsprisen for el. I de andre koncessionsmodeller indgår en betaling til staten enten per enhed produktion eller periodevis, hvilket øger omkostningerne ved forsat produktion og derved kan reducere hvor længe arealet anvendes. Den produktionsuafhængige engangsbetaling giver derfor mindst incitament til at reducere anvendelsestiden for arealet.

4.4. Model med produktionsuafhængige periodiske betalinger

4.4.1. Risikodeling mellem staten og virksomheden

Virksomheden er ved denne koncessionsmodel eksponeret for indtjeningsudsving ifm. varierende elpriser. Herved er modellen forbundet med en forventning om lavere direkte betalinger/højere direkte støtteudgifter for staten ift. den tosidige CfD.

Virksomhedens mulighed for at fordele sine betalinger til staten over tid, vil dog formentlig reducere virksomhedens finansieringsbehov, hvilket kan medføre højere direkte betalinger eller lavere direkte støtteudgifter for staten ift. modellen med produktionsuafhængig engangsbetaling.

4.4.2. Statens risiko for indtjeningsudsving

Koncessionsmodellen indebærer fuld sikkerhed for staten, som ikke eksponeres for risiko for indtjeningsudsving.

4.4.3. Incitament til at maksimere mængde eller værdi af elproduktion

Virksomheden har incitament til at maksimere værdien af sin elproduktion og vil fortsætte med at producere el selv ved lave (men positive) elpriser.

4.4.4. Anlægsincitamenter

Modellen afspejler til en vis grad værdien af alternativomkostningerne for anden brug af arealet. Ved høje alternativomkostninger, ansføres virksomheden til at indfri disse og dermed reducere anlæggets levetid.



5. Andre koncessionsmodeller

Der findes andre koncessionsmodeller end de ovenfor fremførte. Et eksempel herpå er koncessionsmodeller med udbyttebetaling.

5.1 Modeller med udbyttebetaling

Foruden de ovenstående rene modeller, er det muligt at konstruere bl.a. koncessionsmodeller med udbyttebetaling. Her kan en virksomhed pålægges beskatning af indkomsten fra produktionen af el. I forvejen er virksomhederne pålagt selskabsskat på 22 pct. Derudover kunne der indføres en særlig beskatning af profitten, ligesom der gøres ved beskatning af indkomsten fra indvinding af olie og gas fra Nordsøen, jf. boks 1. Den særlige beskatning af profitten kunne desuden konkurrenceudsættes. Modellen er ikke afprøvet endnu og vil tage noget tid at udvikle, bl.a. i forhold til, hvordan eventuelle muligheder for tilskud kan indtænkes i modellen. Idet der ikke foreligger en udarbejdet model vurderes en sådan ikke i forhold til de forskellige vurderingsparametre i afsnit 3, hvorfor modellen ikke er medtaget i tabel 1.

Boks 1

Betalingsmodel for olie- og gaskoncessioner

Beskatningen af selskaber, der har indkomst ved indvinding af olie og gas, sker dels via den almindelige selskabsskat/tillægsselskabsskat, dels via den særlige kulbrinteskate. Samtidig deltager staten gennem Nordsøfonden med (typisk) 20 pct. i de enkelte koncessioner.

Selskabsskatten udgør i alt 25 pct. (22 pct. selskabsskat og 3 pct. tillægsselskabsskat), mens kulbrinteskatten udgør 52 pct. Dvs. hvis overskud ved kulbrinteindvinding stiger (fx som følge af stigende priser), udgør statens andel på marginalen i alt godt 71 pct., jf. tabel 1.

Tabel 1

Statens marginale andel af overskud ved kulbrinteindvinding – gældende regler

	Selskabsskat	Kulbrinteskate	Skat i alt	Nordsøfonden	Statens andel i alt
Marginal andel af overskud	25 pct.	39 pct. ¹⁾	64 pct. ²⁾	7,2 pct. ³⁾	71,2 pct. ⁴⁾

1) 39 pct. $= (1 - \text{selskabsskat}) * \text{kulbrinteskate} = ((1 - 0,25) * 52)$.

2) 64 pct. $= (\text{selskabsskat} + \text{kulbrinteskate}) = (25 + 39)$.

3) 7,2 pct. $= ((1 - \text{skat i alt}) * \text{Nordsøfondens andel}) = ((1 - 0,64) * 20)$.

4) 71,2 pct. $= (\text{skat i alt} + \text{Nordsøfonden}) = (64 + 7,2)$.

Kilde: Skatteministeriet.



6. Kombinationsmodeller

Ud over rene modeller kan kombinationsmodeller anvendes, hvor egenskaber ved forskellige koncessionsmodeller kombineres. Dette kan f.eks. være relevant i en situation, hvor det er usikkert, om havvind kan bygges fuldstændigt på markedsvilkår, og der derfor er behov for en model der kan håndtere både tilskud og betalinger til staten. I en sådan situation kan eksempelvis en model med produktionsafhængige periodiske betalinger kombineres med en model med faste produktionsafhængige tilskud eller en model med variable produktionsafhængige tilskud (ensidig CfD). I begge henseender vil virksomhedernes bud automatisk gå til nul, når virksomhederne forventer, at havvind kan klare sig på markedsvilkår og derefter gå over til en periodisk betaling til staten, når der kan opnås en overnormal profit.

6.1. Eksempel på kombinationsmodel: Thor havvindmøllepark

Ved Thor havvindmøllepark er koncessionsmodellen en tilpasset form af en model med variable produktionsafhængige betalinger (tosidig CfD). Kort sagt består modellen for Thor af en fast produktionsafhængig betaling (fast støttetillæg) til virksomheden inden for hvert kalenderår og af en tosidig CfD på længere sigt. Ved en timebaseret tosidig CfD beregnes forskellen mellem referenceprisen (typisk spotprisen i den time) og budprisen for hver time. Forskellen mellem de to giver tilskuddet eller betalingen per produceret enhed i den time. Ved Thor-modellen beregnes forskellen mellem budprisen og den gennemsnitlige spotpris over det foregående kalenderår. Denne forskel udgør så et fast pristillæg (tilskud) eller en fast betaling per produceret enhed i indeværende år. Dermed opfører modellen sig som en produktionsafhængig betaling inden for hvert år. Men fordi tillægget/betalingen tilpasses hvert år, giver det også en forsikring mod langsigtede ændringer i elprisen, ligesom en tosidig CfD.

Ved en simpel timebaseret CfD-model udgør referenceprisen spotprisen i hver time. For at fastlægge støttetillægget til virksomheden eller betalingen til staten i den time, sammenlignes spotprisen med budprisen. Er spotprisen lavere end budprisen modtager virksomheden forskellen som støttetillæg for hver kWh, der produceres i den time. Hvis spotprisen er højere end budprisen skal virksomheden betale forskellen til staten for hver kWh der produceres.

I koncessionsmodellen for Thor er referenceprisen givet ved den gennemsnitlige spotpris over foregående år. Denne sammenlignes med budprisen og forskellen mellem dem udgør støttetillægget til virksomheden eller betalingen til Staten per kWh, afhængig af om den gennemsnitlige elpris er under eller over budprisen. For hvert år justeres den faste kWh pris. Dermed eksponeres virksomheden for elprisudsving inden for et år, mens den sikres for udsving på lang sigt. Eksponeringen for elprisudsving på kort sigt giver virksomheden incitament til at udforme havvindmølleparken sådan, at værdien af produktionen maksimeres, hvilket er samfundsøkonomisk optimalt.

I Thor-modellen er der derfor en vis deling af elprisisikoen. Staten påtager sig dog den langsigtede elprisisiko, hvor der kan være meget store udsving. For at begrænse risikoen, er der ved Thor sat et loft på betalingen fra staten til virksomheden på 6,5 mia. kr. (2018-priser) over hele støtteperioden. Til gengæld er der også sat et loft på 2,8 mia. kr. (2018-priser) over virksomhedens betaling til Staten.