



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
20. december 2021

Forfatter:
SCR/MNC

NOTAT

COST PLUS AFREGNING VED INDKØB AF SYSTEMYDELSER

Baggrundsnotat og vejledning

Indhold

1. Indledning.....	3
2. Anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser	3
2.1 Hjemmel.....	4
2.2 Ikrafttræden.....	5
3. Processen hvor kompensationen bliver beregnet.....	5
4. Cost Plus afregning ved anvendelse af Reguleret pris	6
5. Cost Plus prisen	6
5.1 Grundprincipper	7
5.2 Administrations- og fællesudgifter – mulighed for fast bidrag.....	8
5.3 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital	8
5.3.1 Rimelig forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved afhjælpende tiltag	9
5.3.2 Rimelig forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris	10
6. Forventet anvendelse af Cost Plus.....	11
6.1 Afhjælpende tiltag	11
6.2 Reguleret pris på eksisterende markeder.....	11
6.3 Reguleret pris på kommende markeder	13
6.4 Omfanget af Cost Plus	13
Bilag 1 – Regneeksempler	14

1. Indledning

Dette notat indeholder vejledende og uddybende beskrivelser af metoden for Cost Plus. Metoden anvendes ved afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden. Cost Plus vil derudover blive anvendt, hvis Energinet foretager et udbud, hvor der ingen bydere er, og derfor er nødsaget til at foretage et afhjælpende tiltag i stedet.

Derudover anvendes dele af metoden:

- Som minimumsbetaling for det enkelte anlæg ved metoden for Reguleret pris, samt
- Hvis det ikke er muligt at skabe en Reguleret pris ud fra historiske markedspriser. I dette tilfælde vil der ligeledes anvendes en Cost Plus afregning for indkøbet af den pågældende ydelse.

Metoden træder i kraft, når den er godkendt af Forsyningstilsynet.

Energinet vurderer, at Energinets årlige brug af afhjælpende tiltag, hvor Cost Plus vil finde anvendelse, vil være i omegnen af 16 mio. kr. Dette uddybes nærmere i afsnit 6.

Denne vejledning beskriver i afsnit 2 de forvaltningsmæssige bestemmelser og den lovmæssige baggrund for metodens anvendelse. Herudover gennemgår vejledningen i afsnit 3 processen, hvormed compensationen bliver beregnet. Ydermere er der givet nogle konkrete teoretiske regneeksempler i bilag, afsnit 7.

Afsnit 4 beskriver anvendelsen af Cost Plus afregning i forbindelse med metoden for Reguleret pris, hvor Cost Plus danner bund for den minimumsbetaling, der kan opnås i forbindelse med afregning ved Reguleret pris, samt hvis det ikke er muligt at skabe en Reguleret pris ud fra historiske markedspriser.

Afsnit 5 beskriver selve Cost Plus afregningen og dens grundprincipper, herunder hvilke overvejelser der er gjort i forbindelse med udarbejdelsen af metoden.

Afsnit 6 giver Energinets bud på den forventede anvendelse af Cost Plus, herunder omfanget af metoden.

2. Anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser

Metoden for Cost Plus omfatter alle forbrugs- og produktionsteknologier, som Energinet kan påbyde at gennemføre afhjælpende tiltag i medfør af § 27 b i lov om elforsyning¹ og Kommissionens Forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SOGL).

Energinet kan således, i tilfælde af, at det vurderes, at der ikke er tilstrækkelig sikkerhed for, at elforsyningen kan opretholdes med de anlæg, som forventes aktive, kræve at yderligere elproduktionsanlæg holdes driftsklare, således at anlæggene kan producere elektricitet og andre ydelser med et varsel fastsat af Energinet. Energinet kan ligeledes kræve godkendte driftsstop udsendt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg.

¹ Lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 om elforsyning

Derudover anvendes metoden i tilfælde af, at Energinet laver et markedsudbud, hvor der ikke er nogen aktører, der byder ind, og Energinet vurderer det nødvendigt i stedet at foretage et afhjælpende tiltag for at fremskaffe ydelsen.

Dele af metoden omfatter desuden alle anlæg, der deltager i udbud, som i medfør af systemansvarsbekendtgørelsen² på grund af for få bydere, skal afregnes til Reguleret pris, hvor den Regulerede pris ikke bør være lavere end de dokumenterbare omkostninger. Dele af metoden for Cost Plus danner således bund for den betaling, der kan opnås ved metoden for Reguleret pris, jf. § 22 stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen.

Derudover skal dele metoden for Cost Plus danne grundlag for en prisdannelse ved Reguleret pris i tilfælde af, at det ikke er muligt at fastsætte en historisk markedspris.

2.1 Hjemmel

Energinet er en kollektiv elforsyningsvirksomhed, jf. § 5, nr. 11, i lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 med senere ændringer (herefter elforsyningsloven).

Efter elforsyningslovens § 27 ligger ansvaret for forsyningssikkerheden hos Energi-, og forsynings- og klimaministeren, herunder hører spørgsmålet om Energinets håndtering af elforsyningsikkerheden.

Elforsyningslovens § 27 a, stk. 1 og 2, fastsætter reglerne for Energinets anskaffelse af energi og andre ydelser til varetagelse af forsyningssikkerheden.

Elforsyningslovens § 27 c, giver Energinet beføjelser til tiltag for at sikre forsyningssikkerheden, hvis Energinet vurderer, at denne er truet.

Energinets hjemmel til at aktivere afhjælpende tiltag, findes i Europa-Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitets-transmissionssystemer (SO GL) artikel 20, stk. 1, jf. artikel 22, stk. 1.

Når afhjælpende tiltag udvælges, skal Energinet anvende de kriterier, som fremgår af artikel 21, stk. 2 i SO GL. Energinet skal bl.a. aktivere afhjælpende tiltag så tæt på realtid som muligt under hensyntagen til den forventede aktiveringstid og den hastende karakter af systemdriftssituationen³. Det betyder, at afhjælpende tiltag skal aktiveres så tæt på driftsminuttet som muligt.

Elforsyningslovens § 27 d giver Energi-, og forsynings- og klimaministeren beføjelser til at fastsætte nærmere regler om indhold og udførelse af de opgaver, som påhviler Energinet i medfør af §§ 27 a og 27 c. Disse regler findes i bekendtgørelse nr. 652 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (herefter systemansvarsbekendtgørelsen).

² Bekendtgørelse nr.625 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. med senere ændringer

³ SO GL artikel 22, stk. 2, litra b

Cost Plus afregning

Energinets metode for Cost Plus til betaling for ydelser omfattet af § 27 c, stk. 2 i elforsyningsloven (afhjælpende tiltag) er udarbejdet med hjemmel i §§ 23, stk. 3 og 24 i systemansvarsbekendtgørelsen. Derudover anvendes metoden Energinet foretaget et udbud, hvor der ingen bydere er på den pågældende ydelse og Energinet derfor er nødsaget til at foretaget et afhjælpende tiltag.

Dele af Energinets metode for Cost Plus anvendes derudover som minimumsbetaling ved anvendelse af Reguleret priser, når der kun er én virksomhed, der tilbyder ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, jf. § 22, stk. 2, nr. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Dele af metoden anvendes ligeledes ved Reguleret pris, når der ikke eksisterer en historisk markedspris.

2.2 Ikrafttræden

Energinet skal ifølge §§ 73 a og 76 i elforsyningsloven og § 23, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen anmelde metoden for Cost Plus afregning til godkendelse hos Forsyningstilsynet.

Metoden træder i kraft ved Forsyningstilsynets godkendelse.

Indtil metoden for Cost Plus og Reguleret pris er godkendt, er det de nuværende, godkendte metoder, der gælder og anvendes.

3. Processen hvor kompensationen bliver beregnet

Kompensationen for afhjælpende tiltag vil være forskellig alt efter hvilket anlæg, periode og produkt der er tale om. Den akutte natur ved behovet for afhjælpende tiltag forhindrer, at kompensationen kan fastsættes på forhånd.

Når et afhjælpende tiltag er gennemført og afsluttet, er første skridt, at virksomheden sender en opgørelse til Energinet over, hvilke omkostninger de har haft i forbindelse med det afhjælpende tiltag. Det skal være ledsaget af materiale, der forklarer og dokumenterer kravet.

Herefter gennemgår Energinet materialet og sikrer, at det stemmer overens med Cost Plus metodens bestemmelser. Typisk vil der være en tæt dialog over en periode, hvor virksomheden og Energinet i samarbejde får etableret en korrekt opgørelse over kompensationens komponenter og samlede beløb.

Virksomheden er berettiget til at fakturere betalingen, når beløbet er fastlagt. Fakturaen skal udstedes i den aftalte valuta og skal indeholde oplysninger om virksomhedens indkøbsordrenummer (IO), projekt/opgavenavn samt både virksomhedens og Energinet CVR-nummer. Fakturering skal ske elektronisk, jf. gældende lov om offentlige betalinger mv.⁴ og skal ske i henhold til informationerne på www.energinet.dk/faktura. Betalingen sker senest 30 kalenderdage efter, at Energinet har modtaget den endelige og udspecificerede faktura som anført ovenfor.

Samme procedure er gældende i tilfælde af, at metoden for Cost Plus anvendes som bund for afregning ved Reguleret pris, eller hvis der ikke findes en historisk markedspris, der kan anvendes som Reguleret pris.

⁴ Bekendtgørelse af lov nr. 798 af 28. juni 2007 om offentlige betalinger m.v.

Det er virksomhedens ansvar at påkalde sig Cost Plus i stedet for historisk pris. Vurderes det af virksomheden, at Cost Plus omkostningerne er højere end den historiske pris, bør virksomheden meddele Energinet dette så tæt på leveringstidspunktet som muligt – dvs. så snart det er muligt for aktøren at opgøre kravet og dermed tage stilling til, om der er grundlag for at påkalde sig Cost plus i situationen.

Dokumentation

Det følger af § 24, stk. 2 i Systemansvarsbekendtgørelsen, at virksomheden, på forlangende fra Energinet, skal dokumentere omkostninger ved revisorerklæring i forbindelse med fastlæggelse af Cost Plus prisen.

Energinet's rapportering til Energistyrelsen

Energinet afrapporterer til Energistyrelsen omkring brugen af afhjælpende tiltag og omkostningerne hertil jf. § 25 i systemansvarsbekendtgørelsen.

4. Cost Plus afregning ved anvendelse af Reguleret pris

Når der kun er én virksomhed, der tilbyder ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, anvender Energinet Regulerede priser til betaling for ydelser, jf. § 27 a, stk. 2, 2. pkt., i lov om elforsyning.

Metoden for Reguleret pris omfatter indkøb af alle systemydelser; herunder balanceringsreserver, leveringsevnekontrakter og kritiske egenskaber.

Den Regulerede pris defineres som en historisk pris, hvis der eksisterer en historisk pris for en sammenlignelig ydelse i en sammenlignelig tidsperiode, der er opstået i et marked, hvor der har været konkurrence, jf. metoden for Reguleret pris. Hvis der ikke kan fastsættes en historisk pris, vil der blive afregnet til Cost Plus efter dele af nedenstående metode.

Hvis den historiske pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelser, vil afregning ligeledes ske til Cost Plus efter dele af nedenstående metode.

5. Cost Plus prisen

Systemansvarsbekendtgørelsen opgiver følgende kategorier af omkostninger, der skal kompenseres⁵:

- 1) Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger,
- 2) Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme,
- 3) Omkostninger til drift og vedligehold, herunder direkte henførbare personaleomkostninger.
- 4) Administrations- og fællesudgifter, og
- 5) Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.

I tilfælde af, at Cost Plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag kan følgende omkostninger også inkluderes:

- 6) Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger til afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser.

⁵ Jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 24.

Ovenstående liste illustrerer typiske omkostninger, der kan optræde ved gennemførelse af afhjælpende tiltag. Listen er ikke udtømmende og passer ikke alle teknologier, men princippet fremgår. Sammen med Energinets opstillede grundprincipper, er det muligt at beregne en kompensation til anlægsejerne.

Det bemærkes dog, at alternativomkostninger, som for eksempel mistet fortjeneste ved salg til spotmarkedet, kan ikke indgå i kompensationsberegningen.

5.1 Grundprincipper

Energinet ligger følgende grundprincipper til grund for udarbejdelsen af metoden og ved vurdering af fastsættelsen af kompensationen efter Cost Plus:

1. Kompensationen skal holde virksomheden skadesløs for så vidt gælder leverancen af den pågældende ydelse,
2. Virksomheden har ret til en rimelig forrentning af anlæggets bogførte værdi; en forrentning som skal indeholdes i kompensationen,
3. Kompensationsbeløbet kan ikke blive negativt,
4. En ydelse eller omkostning kan kun kompenseres én gang,
5. Virksomheden har ret til at agere med anlægget efter egne ønsker, når det ikke påvirker leverancen af den pågældende ydelse.

Grundprincipperne giver retning på Cost Plus metoden i de situationer, hvor beskrivelsen er fortolkningsbar. Det vil blandt andet hjælpe, når nye teknologier skal benytte Cost Plus metoden.

Grundprincip 3, "*kompensationsbeløbet ikke kan blive negativt*", giver mulighed for aktørerne for at få glæde af gode markedsforhold, selvom de hjælper transmissionssystemet med leverance af den pågældende ydelse.

Ved længerevarende afhjælpende tiltag, kan der mellem Energinet og virksomheden aftales en periodevis afregning, og i disse perioder kan der isoleret set ikke blive tale om negative kompensationsbeløb. Hvis aktøren mener, at der er perioder indenfor et afhjælpende tiltag, hvor de kunne tjene penge på netop den produktion, som det afhjælpende tiltag dikterer, kan aktøren overfor Energinet meddele, at de vil frigøres fra det afhjælpende tiltag, og dække ydelsen ved kommerciel produktion. Ved denne mulighed undgår virksomheden, at gevinsten fra korte lukrative perioder forsvinder i omkostningerne ved et afhjælpende tiltag.

Der er mange pengestrømme i begge retninger i en elektricitetsproducerende virksomhed. En omkostning vedrørende leverance af en ydelse kan kun kompenseres én gang. En omkostning kan dog deles mellem flere parter, hvis flere parter bidrager til at dække den samlede omkostning, fx lønomkostning.

Infoboks 1: Eksempel med høje spotpriser

Hvis Energinet beordrer et kraftværk til 100 MW produktion med følgende omkostninger: Faste omkostninger 150 kr./MWh og variable omkostninger 100 kr./MWh og alle øvrige omkostninger inklusive rimelig forrentning 20 kr./MWh, så bliver kompensationen 0 (nul) kroner, hvis spotprisen er 270 kr./MWh i beordringstimen.

Hvis spotprisen er højere end 270 kr./MWh vil kompensationen stadig være 0 kr., fordi vi har et grundprincip (nr. 3) om, at kompensationsbeløbet ikke kan blive negativt. Det vil sige aktøren kommer ikke til at betale for at blive aktiveret, mens han tjener penge under beordringen.

Begrundelsen er blandt andet:

- Aktøren får incitament til at agere profitoptimerende
- Det vil sjældent være nødvendigt, fordi aktøren ville have meldt ind til marginalprisen
- Det kan være en drivkraft for kortere beordringsperioder

Samme princip vil gælde ved andre indtægter til kraftværket. For eksempel systemydelse eller ubalance-betaling.

5.2 Administrations- og fællesudgifter – mulighed for fast bidrag

Udgangspunktet for fastlæggelse af administrations- og fællesudgifter baserer sig på dokumentation via bilag og beregninger. Eksempler på administrations- og fællesudgifter er vedligeholdelse af udenomsarealer, juridisk bistand, HR og løn, osv.

Virksomheden kan alternativt bruge værdien 10 kr. per MWh i kompensation for administration og fællesudgifter. Dette prisleje er fastlagt ud fra betalinger foretaget i perioden 2016-2019, for kraftværker der er beordret driftsklar. 10 kr. per MWh repræsenterer den absolutte lave ende af prisspændet i datagrundlaget. Administrations- og fællesudgifter må antages at være til stede også selvom et anlæg ikke er i drift, men kun skal være driftsklar.

Muligheden for at vælge denne faste værdi, er en imødekommelse af små aktører og nye teknologier. Aktøren/virksomheden kan altid vælge den anden løsning, men der er mindre dokumentationsindsats ved den faste værdi og det letter arbejdet for nævnte type aktører.

Hvis den pågældende ydelse er, at et anlæg skal stå driftsklart, anvendes samme værdi, da det antages, at administrations- og fællesudgifter er lige store uanset om der skal produceres eller man blot skal være driftsklar. Der beregnes i dette tilfælde ud fra aktiv effekt i minimumslastpunktet.

Hvis den pågældende ydelse leverer noget andet end aktiv effekt, beregnes en ækvivalent i minimumslastpunktet.

5.3 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital

Afskrivninger

Der afskrives i henhold til Årsregnskabslovens principper. Afskrivningerne behandles som en fast omkostning, i lighed med administration og fællesudgifter. Udgangspunktet for fastlæggelse af afskrivninger baserer sig derfor ligeledes på dokumentation via bilag og beregninger. Som udgangspunkt anvendes et gennemsnit af driftstimer for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris. I tilfælde af, at det ikke er muligt at gå tre år tilbage, anvendes der priser, så langt tilbage der er mulighed for. Dette kan fx være gældende ved nystartede virksomheder.

Den bogførte værdi af anlægget afskrives over den forventede (tekniske eller økonomiske) restlevetid. Både bogført værdi og restlevetid skal være realistiske og må naturligvis ikke afvige fra de værdier, der i øvrigt anvendes i bogføringsmæssig sammenhæng.

5.3.1 Rimelig forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved afhjælpende tiltag

Der pålægges en rimelig forrentning af investeret kapital til de dokumenterede omkostninger. Forrentningen pålægges den bogførte værdi. Den bogførte værdi skal være realistisk og må naturligtvis ikke afvige fra de værdier, der i øvrigt anvendes i bogføringsmæssig sammenhæng.

Forrentning skal fastsættes således, at omkostningerne inkl. forrentningen er fastsat i overensstemmelse med EU's statsstøttere regler. Forrentningen må derfor ikke medføre, at der er risiko for overkompensation ved anvendelse af Cost Plus afregningen.

Anvendelse af Cost Plus afregning ved afhjælpende tiltag kan ske i følgende to tilfælde:

- 1) Energinet foretaget et afhjælpende tiltag efter § 27 c, stk. 2 i elforsyningsloven (afhjælpende tiltag), samt når
- 2) Energinet foretaget et udbud, hvor der ingen bydere er, og derfor er nødsaget til at foretage et afhjælpende tiltag i stedet.

Sekretariatet for Energitilsyn har i forbindelse med udarbejdelsen af ny økonomisk regulering for netvirksomheder, udarbejdet en WACC-rente til anvendelse ved netvirksomheders fremadrettede investeringer. WACC-renten har til formål at give et rimeligt, systematisk risikojusteret afkast, svarende til risikoen ved at drive en reguleret monopolvirksomhed ved effektiv drift i Danmark. WACC-renten er fastsat for 5-årige reguleringsperioder for perioderne 2018-2022, 2023-2027, 2028-2032, etc.

Det er Energinets vurdering, at de økonomiske risici for virksomhederne ved udføre et afhjælpende tiltag er væsentligt mindre, end når der foretages konkurrenceudsatte udbud. Dette indebærer, at der er langt større forudsigelighed omkring indtægterne end for konkurrenceudsatte udbud, samt at virksomhederne får dækket omkostninger der fx er forbundet med forebyggende eller afhjælpende foranstaltninger, havari eller udskydelse af revisioner.

Energinet dækker således samtlige omkostninger forbundet med det afhjælpende tiltag, og der er derfor ikke nogen risiko forbundet med investeringer til at kunne udføre det afhjælpende tiltag. Energinet foretager derudover udelukkende afhjælpende tiltag på allerede eksisterende anlæg, og afregningen skal derfor ikke tilskynde nye investeringer for anlægsejerne.

Det er derfor Energinets vurdering, at parametrene fastsat til udregning af WACC-renten for netvirksomhederne til fastsættelse af rimelig forrentning af investeret kapital, ligeledes kan anvendes som rimelig forretning ved afregning af afhjælpende tiltag ved Cost Plus metoden.

Energinet vurderer således, at WACC-renten for netvirksomheder er en rimelige forrentning ved anvendelse af afhjælpende tiltag, da risikoen forbundet med at udføre er afhjælpende tiltag, som nævnt ovenfor, er væsentlig mindre, end ved konkurrenceudsatte udbud. Det vurderes derudover, at Cost Plus afregningen for afhjælpende tiltag er i overensstemmelse med EU's statsstøttere regler, når WACC-renten for netvirksomheder anvendes.

WACC-renten er fastsat til 3.66 %⁶ i reguleringsperioden 2018-2022.

⁶ <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/veiledninger/forrentningssats-for-netvirksomheders-fremadrettede-forrentningsgrundlag>

5.3.2 Rimelig forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris

Der pålægges ligeledes en rimelig forrentning af investeret kapital til de dokumenterede omkostninger, når Cost Plus anvendes ved brug af Reguleret pris. Forrentningen pålægges den bogførte værdi. Den bogførte værdi skal være realistisk og må naturligvis ikke afvige fra de værdier, der i øvrigt anvendes i bogføringsmæssig sammenhæng.

Forrentning skal fastsættes således, at omkostningerne inkl. forrentningen er fastsat i overensstemmelse med EU's statsstøtteregler. Forrentningen må derfor ikke medføre, at der er risiko for overkompensation ved anvendelse af Cost Plus afregningen.

Anvendelsen af Cost Plus ved brug af Reguleret pris kan ske i følgende to tilfælde:

- 1) Som minimumsbetaling for det enkelte anlæg ved metoden for Reguleret pris, samt
- 2) Hvis det ikke er muligt at skabe en Reguleret pris ud fra historiske markedspriser.

Forrentningen af investeret kapital ved brug af Reguleret pris, er højere end ved afhjælpende tiltag, da risikoen forbundet med at byde ind i et konkurrenceudsat marked er højere, hvorfor fortjenesten også bør være højere.

Forrentningen af virksomheder på konkurrenceudsatte markeder påvirkes af mange faktorer; nogle mere forudsigelige end andre. Forrentningen af virksomheder er derfor dynamisk, og afhænger ligeledes af virksomhedernes risikovillighed i de enkelte markeder. Ofte benyttes CAPM⁷ til at fastsætte afkastkravet. Afkastkravet er her udregnet som en risikofri rente + (markedsrisiko x egenkapital beta). CAPM er ligeledes anvendt til at estimere egenkapitalomkostningen i udarbejdelsen af WACC-renten for netvirksomhederne.

Markedsrisikopræmien defineres her som merafkast på en markedsportefølje af aktier i forhold til den risikofri rente. Dette merafkast kompenserer investorer for den yderligere risiko, der følger af en investering. PwC har siden 1994 undersøgt markedsrisikopræmien blandt danske virksomheder med en gennemsnitlig risikoprofil. Denne viser, at markedsrisikopræmien i perioden 2015-2020 ligger på mellem 5,8 % og 6,0 %⁸.

Den risikofri rente er i WACC-renten for netvirksomheder baseret på 10-årige nulkuponrenter for danske statsobligationer, og er beregnet til at være 0,54 %⁹. Den risikofri rente er for PwC estimeret til at ligge mellem 1,5 og 2 %. Samlet set estimerer PwC størrelsen på WACC for en børsnoteret virksomhed med en gennemsnitlig risikoprofil til i perioden 2013-2020 til at være mellem 7,0 % og 10,0 %¹⁰.

Afregning ved hjælp af reguleret pris finder anvendelse, i tilfælde af, at der kun er én virksomhed der byder ind på den pågældende ydelse. Virksomhederne ved på forhånd ofte ikke, om de er de eneste der byder ind på det pågældende marked, og om der derfor vil blive afregnet til en konkurrencepris eller en reguleret pris. Der bydes derfor ind i et konkurrenceudsat marked, med de risici der er forbundet hermed. Afregningen ved hjælp af Reguleret pris bør derfor kompensere for den aktuelle markedsrisiko.

⁷ Capital Asset Pricing Model

⁸ <https://www.pwc.dk/da/publikationer/2020/vaerdiansaettelse-af-virk-pub.pdf>

⁹ <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/veiledninger/forrentningssats-for-netvirksomheders-fremadrettede-forrentningsgrundlag>

¹⁰ <https://www.pwc.dk/da/publikationer/2020/vaerdiansaettelse-af-virk-pub.pdf>

Energinet vurderer, at risikoen ved at byde ind i et konkurrenceudsat marked er væsentlig højere, end risikoen forbundet med et afhjælpende tiltag, hvorfor forrentningen bør være højere.

Samtidig skal afregning, der sker på baggrund af en Reguleret pris, i visse tilfælde tilskynde nye investeringer. Dette er tilfældet, hvis der mangler kapacitet i markederne. Disse investeringer vil være forbundet med en risiko. Forrentningen bør derfor afspejle disse risici i tilfælde af, at den Regulerede pris overgår til en Cost Plus afregning som følge af tidligere nævnte årsager.

Det er samtidig Energinets vurdering, at forrentning er dynamisk som følge af bl.a. renteutviklingen. Forrentningen bør derfor følge WACC-renten for netvirksomheder med et ekstra risikotillæg. Baseret på Energinets tidligere erfaringer med forrentning ved indkøb, når der kun har været én byder, samt PwCs markedsanalyse, er forrentningen fastsat til WACC-renten for netvirksomheder plus et risikotillæg på 4,0 %-point i reguleringsperioden 2018-2022. Risikotillægget bør være det samme i kommende reguleringsperioder.

Forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris er dermed i perioden 2018-2022 fastsat til 7,66 %¹¹.

6. Forventet anvendelse af Cost Plus

De områder, hvor vi kan forvente anvendelse af Cost Plus prissætning, kan inddeles i tre: Afhjælpende tiltag, Reguleret pris på eksisterende markeder, Reguleret pris på kommende markeder.

6.1 Afhjælpende tiltag

De seneste 18 måneder, set fra oktober 2020, er der foretaget 0 (nul) afhjælpende tiltag (beordringer), og der er derfor brugt 0 (nul) kroner på beordringer. Det skyldes mange tiltag de seneste år for at nedbringe antallet af beordringer, blandt andet indførelsen af Reguleret pris.

I årene 2016-2020 har der været to meget store, det vil sige langvarige, beordringer, og derudover cirka 0-6 mindre beordringer om året, der cirka har kostet 1,5 mio. kr. stykket. Energinet forventer ikke nye langvarige beordringer, da disse i stedet vil overgå til udbud med en Reguleret pris. Der kan statistisk vises en faldende tendens for begge typer beordringer.

Energinet skønner, at der kan komme årlige udgifter til beordringer på 10 mio. kr. Det er højt sat ud fra historikken, men beløbet kan i værste fald også blive flere gange højere.

6.2 Reguleret pris på eksisterende markeder

Reguleret pris skal anvendes ved udbud med kun én byder. Reguleret pris leder til Cost Plus, hvis der ikke er en godkendt historisk pris for markedet, eller hvis den historiske pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger, jf. § 22, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen.

Eftersom der er en historisk pris for alle de kontinuerte markeder, er det kun diskontinuerte markeder, hvor Cost Plus kan blive anvendt. Det er i realiteten de samme markeder, hvor vi tidligere også har anvendt beordringer til at indkøbe dét, der tidligere gik under den samlede betegnelse 'systembærende egenskaber'. Energinet indkøber ikke længere systembærende egenskaber som én samlet ydelse, men derimod særskilte ydelser som fx spændingsregulering, når der opstår et særskilt behov for dette.

¹¹ 3,66 % + 4 %-point = 7,66 %

Udbud med mere end én byder bliver ikke afregnet til hverken Reguleret pris eller Cost Plus, da disse afregnes til deres markedspris. Det er dog ofte små omstændigheder, der skal ændre sig for, at mængden af bydere ændrer sig fra to til én eller 0 (nul) bydere, og derfor kan statistikken bruges som en indikation af omfanget. Fra 2016 til 2020 er der indkøbt i diskontinuerede markeder gennem udbud for cirka 6 mio. kr. om året.

Energinet skønner derfor, at der i denne kategori kan blive indkøb for cirka 6 mio. kr. om året.

6.3 Reguleret pris på kommende markeder

Sandsynligheden for, hvorvidt Cost Plus vil finde anvendelse ved udvikling af et fremtidigt marked er lille. Den største udvikling sker hen imod det internationale. Her vil Cost Plus ikke finde anvendelse, da systemansvarsbekendtgørelsen kun er gældende nationalt.

Hvis der hypotetisk skulle komme et nyt nationalt marked med meget stor volumen, så vil Cost Plus kun være relevant i en meget kort opstartsperiode – hvis overhovedet.

Det er derfor ikke Energinets forventning, at Cost Plus vil blive anvendt på kommende markeder.

6.4 Omfanget af Cost Plus

Energinets bud på omfanget af Cost Plus prissætning er cirka 16 mio. kr. om året. Dette tal forventes dog at være højt sat, men er samtidig behæftet med stor usikkerhed. Derudover kan der forventes stor spredning mellem årene.

Bilag 1 – Regneeksempler

Eksempel 1: Forskellig kapitalstruktur – beregning af afskrivning og 'rimelig' forrentning

Eksempel 1a:		Eksempel 1b:	
Anlæg kapacitet	100 MW	Anlæg kapacitet	100 MW
Anlæg alder	30 år	Anlæg alder	10 år
Forventet levetid	40 år	Forventet levetid	40 år
Anlæg bogført værdi	200 mkr.	Anlæg bogført værdi	2.000 mkr.
Driftstimer	5.000 timer/år	Driftstimer	5.000 timer/år
Afhj. tiltag (levance)	20 MW i 5 timer	Afhj. tiltag (levance)	20 MW i 5 timer
Afskrivning:	5 timer · 200 mkr./10 år/ 5.000 timer = 20.000 kroner	Afskrivning:	5 timer · 2.000 mkr. /30 år/ 5.000 timer = 66.667 kroner
Rimelig forrentning:	1 ‰ (5/5000) af 3,66 % af 200 mkr.= 7.320 kroner	Rimelig forrentning:	1 ‰ (5/5000) af 3,66 % af 2.000 mkr.= 73.200 kroner

Det er den regnskabsmæssige værdi, der udgør den bogførte værdi af anlægget.
 Det antages at det afhjælpende tiltag beslægtet hele anlægget; det er fx tilfældet hvis anlægget ikke ville have kørt i tidsrummet, og det er logisk da det ellers ikke ville skulle aktiveres.
 Logikken gælder for de fleste typer behov.

Eksempel 2: Samproduktion med varme

Eksempel 2: Samproduktion med varme			
Anlæg kapacitet	100 MW _{el}	300 MJ/s (=MW _{varme})	
Anlæg CAPEX	El-siden: 400 mkr.	Varme-siden: 1.200 mkr.	
Virkningsgrad	El-siden: 28 %	Varme-siden: 96 %	
Drift seneste 3 år	5.000 timer/år		
Afhjælpende tiltag	20 MW _{el} i 5 timer		
Kompensation:			
El-salg	Reducerer beløbet		
Varme-salg	Reducerer beløbet, hvis hele anlægget indgår, ellers ingen påvirkning		
Ubalance	Indgår i beløbet, hvis ikke der er anden el-produktion i perioden		
Brændsel	Hele forbruget indgår, hvis hele anlægget indgår		
Drift og vedligehold	En timepris beregnes p.b.a. 3 års gennemsnit		
Adm. og fællesomk.	En timepris beregnes p.b.a. 3 års gennemsnit		
	På hele anlægget, hvis hele anlægget indgår		
	På hele anlægget, hvis hele anlægget indgår		

Afskrivning Rimelig forrentning	
<p>Fordelingsnøgle: I tilfælde af at IKKE hele anlægget indgår, så udregnes der en fordelingsnøgle alt efter hvad der skal opdeles efter. Hvis i eksempel 2, varmen skulle holdes adskilt, så ville man for eksempel, hvad angår forrentning og afskrivning, kunne bruge en fordelingsnøgle svarende til hvordan CAPEX oprindeligt blev fordelt. Hvis der blev leveret systemydelser til transmissionsnettet som en sideordnet aktivitet, ville det være naturligt at bruge elproduktionen i de to aktiviteter som fordelingsnøgle; altså det afhjælpende tiltag og leverede systemydelser i samme periode.</p>	

Eksempel 3: Leverandør tjener penge på anden aktivitet sideløbende

Eksempel 3: Sideordnet aktivitet			
Anlæg kapacitet	100 MW _{el}		
Afhj. tiltag	20 MW _{el} i 4 timer		
Sideordnet aktivitet:	Anlægget afgiver 3 frivillige bud á 5 MW i alle 4 timer på regulérkraftmarkedet		
Driftsresultat:	Anlægget bliver bedt om at levere et 5 MW bud i hver af de 4 timer. På grundlag heraf beregnes at 1/5 (20/(20+80)) af anlægget og brændslet er medgået til den sideordnede aktivitet.		
Kompensation:	El-salg (spot)	Reducerer beløbet	
	El-salg (regulærkraft)	Påvirker ikke	
	Ubalance-betaling	Påvirker ikke	
	Brændsel	4/5 kompenseres	
	Afskrivning	På 4/5 af anlæg	
	Rimelig forrentning	På 4/5 af anlæg	

Eksempel 4: Begrænset beregning af administrations- og fællesudgifter

Se eksempel 3. I dette tilfælde ville administrations- og fællesudgifter blive beregnet til 10 kr. x 80 MWh, det vil sige 800 kroner, hvis den begrænsede metode blev benyttet.