



Bilagsoversigt til Godkendelse Energinets metode for Cost Plus

BILAGS NR.

1. Energinets metodeanmeldelse af 5. november 2020 med bilag
2. Energinets justerede metodeanmeldelse af 22. januar 2021
3. Høringssvar fra Dansk Energi af 30. juni 2021 på Forsyningstilsynets offentlige høring
4. Høringssvar fra Ørsted af 2. juli 2021 på Forsyningstilsynets offentlige høring
5. Energinets kommentarer af 12. juli 2021 til høringssvar fra Forsyningstilsynets offentlige høring
6. Energinets partshøringssvar af 18. oktober 2021 til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse
7. Ørsteds høringssvar af 28. oktober 2021 til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse
8. Energinets partshøringssvar af 16. november 2021 til Ørsteds høringssvar af 28. oktober 2021 til Forsyningstilsynets udkast til afgørelse

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
5. november 2020

Forfatter:
ARY/SCR

METODEANMELDELSE AF METODE FOR COST PLUS FOR SYSTEMYDELSER

Energinet er i henhold til § 27 a i lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 om elforsyning (herefter elforsyningsloven) ansvarlig for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf. Energinet skal ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af elforsyningsikkerhed anvende markedsbaserede metoder.

Energinet skal yde rimelig betaling for anvendelse af afhjælpende tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden, jf. elforsyningslovens § 27 c, stk. 2 samt § 23 i bekendtgørelse nr. 652 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (herefter systemansvarsbekendtgørelsen).

Cost plus afregningen vil ligeledes blive anvendt som minimumsbetaling for det enkelte anlæg ved anvendelse af metoden for reguleret pris, jf. § 22, stk. 2, punkt 3, samt hvis det ikke er muligt at skabe en reguleret pris ud fra historiske markedspriser.

Energinet skal ifølge §§ 73 a og 76 i elforsyningsloven, § 1 i bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinets metoder for fastsættelse af tariffer m.v. (herefter metodebekendtgørelsen) og § 23, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen, anmelde metoder for fastsættelse af priser og vilkår til Forsyningstilsynet.

Det betyder, at Forsyningstilsynet skal godkende de af Energinet fastsatte metoder, før Energinet kan bringe dem i anvendelse, jf. § 1, stk. 2 i metodebekendtgørelsen.

1. Indstilling til godkendelse

Denne metodeanmeldelse vedrører anmeldelse af metode for cost plus.

Energinet indstiller metoden til godkendelse hos Forsyningstilsynet.

Den anmeldte metode har tidligere været anmeldt til Forsyningstilsynet den 29. maj 2019. Forsyningstilsynet tilkendegav ved brev den 26. september 2019, at det vil være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, og anmodede derfor Energinet om at lave en gennemskrivning af den tidligere anmeldte metode. Efter dialog med Forsyningstilsynet har Energinet tilrettet metoden for cost plus for systemydelser, hvorefter den har været i genhøring fra den 6. august 2020 til den 7. september 2020. Høringsnotat samt høringssvar vedhæftes denne metodeanmeldelse.

Indtil Forsyningstilsynet første gang har godkendt metoden i §§ 22 og 23 til fastsættelse af den regulerede pris, vil betalingen efter § 27 a, stk. 2 og § 27 c, stk. 2, i lov om elforsyning, fastsættes efter princippet cost plus, efter allerede godkendte metoder herfor.

Den anmeldte metode finder anvendelse overfor danske aktører.

2. Baggrund for metodeanmeldelsen

Energinet har ansvaret for at opretholde elforsynings sikkerheden og for at overvåge udviklingen heraf. Energinet skal ved anskaffelse af energi og andre ydelser (systemydelser) til at opretholde niveauet for elforsynings sikkerheden anvende markedsbaserede metoder.

Energinet køber systemydelser som er nødvendige for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet.

Såfremt Energinet vurderer, at der ikke er tilstrækkelig sikkerhed for, at elforsyningen kan opretholdes med de anlæg, som forventes aktive, kan Energinet 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 udskudt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg. Når afhjælpende tiltag udvælges, skal Energinet anvende de kriterier, som fremgår af artikel 21, stk. 2 i SO GL.

Metoden omfatter desuden alle anlæg, der deltager i udbud, som i medfør af systemansvarsbekendtgørelsen på grund af for få bydere, skal afregnes til reguleret pris, hvor den regulerede pris ikke bør være lavere end de dokumenterbare omkostninger, fastsat ved cost plus, eller hvis der ikke er historiske markedspriser til at danne grundlag for en reguleret pris.

Formålet med metoden for cost plus er at fastlægge de generelle og specifikke krav til afregning af ovenstående situationer.

3. Retsgrundlag

Det fremgår af elforsyningsloven, at Energinet er en kollektiv elforsyningsvirksomhed i elforsyningslovens forstand, jf. § 5, nr. 11.

Efter elforsyningslovens § 27 ligger ansvaret for forsynings sikkerheden hos energi- og forsynings- og klimaministeren, herunder hører spørgsmålet om Energinets håndtering af elforsynings sikkerheden.

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

Elforsyningslovens § 27 c, giver Energinet beføjelser til at foretage tiltag for at sikre forsynings-sikkerheden, hvis Energinet vurderer, at denne er truet.

Elforsyningslovens § 27 d giver Energi-, 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 er udmøntet systemansvarsbekendtgørelsen.

Energinet skal udarbejde metode til beregning af cost plus, til brug når Energinet anvender ydelser omfattet af § 27 c, stk. 2, i lov om elforsyning.

Det fremgår af elforsyningsloven, at Energinet som kollektiv elforsyningsvirksomhed skal fastsætte priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet efter offentliggjorte metoder, som er godkendte af Forsyningstilsynet, jf. elforsyningslovens § 73 a. Det præciseres i § 1 i metodebekendtgørelsen samt i §§ 22, stk. 3 og 23, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen, at Energinet skal anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for Energinets ydelser, herunder tariffer, til Forsyningstilsynets godkendelse.

Det betyder, at det er et krav for Energinets anvendelse af en metode til beregning eller fastsættelse af en betingelse eller vilkår for Energinets ydelser, at Forsyningstilsynet har godkendt metoden.

4. Inddragelse og høring af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder. Metoderne blev derfor i første omgang udarbejdet i samarbejde med aktørerne.

Der blev i den forbindelse afholdt to workshops for aktørerne, henholdsvis den 4. marts 2019 og den 11. april 2019.

Energinet havde efterfølgende metoden i høring fra den 30. april 2019 til den 20. maj 2019. Inden den offentlige høring, havde metoden yderligere været i præhøring hos aktørerne. Det er den samme gruppe som var inviteret til at deltage i såvel præhøring som høringen.

Energinet modtog på daværende tidspunkt 5 høringssvar. Høringssvarene blev bearbejdet i et høringssnotat, som er vedlagt denne anmeldelse.

Metoden blev efterfølgende anmeldt til Forsyningstilsynet den 29. maj 2019.

Forsyningstilsynet tilkendegav ved brev den 26. september 2019, at det ville være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, og anmodede derfor Energinet om at lave en gennemskrivning af den tidligere anmeldte metode.

Efter dialog med Forsyningstilsynet har Energinet tilrettet metoden for cost plus for systemydelser. Metoden er derefter sendt i offentlig høring fra den 6. august 2020 til den 7. september 2020.

Energinet modtog ved genhøringen i alt ét høringssvar. Der blev i høringssvaret henvist til tidligere høringssvar. Høringssvaret er blevet bearbejdet i et høringssnotat, som er vedlagt denne anmeldelse.

5. Ændringer siden metodeanmeldelsen 29. maj 2019

Energinet og Forsyningstilsynet afholdt den 6. november 2019 et møde vedrørende metoden for cost plus. Dette møde gav anledning til nogle ændringer til metoden.

Nedenfor er de valg Energinet har foretaget i forbindelse med ændringen af metoden for cost plus gennemgået.

5.1 Fastholdelse af én metoden for Cost plus

Energinet fastholder kun at lave én metode for cost plus. Det skyldes først og fremmest, at der i Systemansvarsbekendtgørelsen i § 23, stk. 3 fremgår at *"Energinet udarbejder en metode til fastsættelse af betalingen..."* Der ligger derfor i Systemansvarsbekendtgørelsen op til, at der kun udarbejdes én metode for cost plus.

Derudover er metoden for cost plus en bestemmelse af, hvilke omkostningselementer, der indgår i en opgørelse, og ikke en fastsat pris. Da omkostningselementerne vil ændre sig afhængig af fx anlægstype og brændselspriser, vil cost plus afregningen ligeledes ændre sig fra gang til gang.

Metoden skal ligeledes anvendes når der i tilfælde af én byder anvendes reguleret pris, hvor der 1) ikke eksisterer en historisk pris, eller 2) hvor de dokumenterbare omkostninger er højere end den historiske pris. Der anvendes ligeledes her kun én metode for cost plus, da det fortsat vil være de dokumenterbare omkostninger, der ligger til grund for afregningen. Det vurderes derfor ikke, at der kan opstå forskellige udgaver af en cost plus afregning.

5.2 Den rimelige forrentning

Den rimelige forrentning blev ændret fra at være den forrentning virksomhederne selv anvender i egen forretning, alternativt den lange obligationsrente med et tillæg på 10 %, til at være en mark-up på de dokumenterbare omkostninger på 5 %, til efterfølgende at være fastsat ud fra den WACC-rente der anvendes for netvirksomhederne.

WACC-renten er fastsat for 5-årige perioder, og er i perioden 2018-2022 fastsat til at være 3,66 %. Energinet anser denne rente for at være rimelig, objektiv og ikke diskriminerende.

5.3 Metodens omfang

Metodeanmeldelsen for cost plus for systemydelser giver nu et overblik over omfanget af metoden.

Energinets bud på omfanget af cost plus prissætning er cirka 16 mio. kr. om året. Dette tal forventes dog at være højt sat, og med stor usikkerhed. Derudover kan der forventes stor spredning mellem årene. Der har de sidste 18 måneder, set fra oktober 2020, ikke været foretaget et afhjælpende tiltag, og derfor ikke været anvendt cost plus afregning.

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
[3. november 2020](#)

Forfatter:
[SCR/MNC](#)

NOTAT

COST PLUS

Metode

Indhold

1. Baggrund og juridisk grundlag for metodeanmeldelsen	3
1.1 Grundprincipper	3
2. Gyldighedsområde og definitioner	4
2.1 Gyldighedsområde for cost plus	4
2.2 Definitioner	4
3. Metode for fastsættelse af betaling efter cost plus	4
3.1 Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger	5
3.2 Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme.....	6
3.2.1 Elektricitet	6
3.2.2 Varme	6
3.3 Omkostninger til drift og vedligehold	6
3.4 Administrations- og fællesudgifter	7
3.4.1 Forenklet alternativ for administrations- og fællesudgifter	7
3.5 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital	8

1. Baggrund og juridisk grundlag for metodeanmeldelsen

I henhold til §§ 23, stk. 3 og 24 i bekendtgørelse nr. 625 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (herefter systemansvarsbekendtgørelsen) udarbejder Energinet nærværende metode til betaling efter cost plus.

Energinet anmelder metoden til Forsyningstilsynet til godkendelse i overensstemmelse med § 73 a i lov om elforsyning.

Energinet kan, 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 med et varsel fastsat af Energinet. Energinet kan ligeledes kræve godkendte driftsstop udskudt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg.

Metoden benyttes til afregning af afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden.

Metoden for cost plus danner ydermere bund for den betaling, der kan opnås ved metoden for reguleret pris, jf. § 22 stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Den regulerede pris kan således ikke være lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter metoden for cost plus.

Slutteligt benyttes metoden for cost plus som grundlag for en reguleret pris, når der ikke findes en historisk pris, der kan benyttes til udarbejdelse af en reguleret pris. Cost plus afregningen benyttes i disse tilfælde, indtil det potentielt er muligt at skabe konkurrence på markedet, og derved opnå en historisk markedspris. I visse tilfælde vil der være naturligt monopol på en ydelse, hvorfor der ikke skabes en konkurrencepris og derved en markedspris, der kan benyttes som reguleret pris. I disse tilfælde vil cost plus anvendes i stedet.

1.1 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 den bundne kapital; 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.

Kompensationen opgøres ex-post i et samarbejde mellem Energinet og virksomheden. Virksomheden fremsender en opgørelse til Energinet over omkostninger og indtægter relateret til leverancen af den pågældende ydelse.

2. Gyldighedsområde og definitioner

2.1 Gyldighedsområde for cost plus

Metoden finder anvendelse, når Energinet gennemfører afhjælpende tiltag i medfør af § 27 b, stk. 3 i lov om elforsyning¹ og kommissionens forordning 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter SOGL).

Metoden for cost plus omfatter alle forbrugs- og produktionsteknologier, som Energinet kan anvende til afhjælpende tiltag. Metoden omfatter desuden 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, fastsat ved cost plus.

Slutteligt benyttes metoden for cost plus som grundlag for en reguleret pris, når der ikke findes en historisk pris, der kan benyttes til udarbejdelse af en reguleret pris.

Metoden finder anvendelse på land- og søterritoriet og i den eksklusive økonomiske zone.

2.2 Definitioner

I denne metode forstås følgende:

Afhjælpende tiltag: Hændelsen i tid, hvor et anlæg efter Energinets nærmere specifikation er bundet til en særlig produktion, driftstilstand eller anden begrænsning. Afhjælpende tiltag er synonymt med det tidligere meget anvendte begreb 'beordring'.

Energinet: Betegner den TSO, der til enhver tid er ansvarlig for opretholdelse af forsyningsikkerheden i det danske eltransmissionssystem.

Anlægget: Det energianlæg, der beordres.

Virksomheden: Den virksomhed eller juridisk person, der ejer anlægget, som beordres.

Kompensation(en): Den betaling, der går fra Energinet til virksomheden.

3. Metode for fastsættelse af betaling efter cost plus

Energinet skal yde kompensation for ydelser omfattet af afhjælpende tiltag til sikring af forsyningsikkerheden.

Kompensation efter cost plus omfatter, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 24 følgende dokumenterbare omkostningselementer:

- 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 og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser,
- 4) Administrations- og fællesudgifter, og
- 5) Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.

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

² Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. med senere ændringer.

Virksomheder skal fremlægge de oplysninger, der er nødvendige for, at Energinet kan opgøre en rimelig kompensation for leverancen på den pågældende ydelse.

En omkostning vedrørende leverancen 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.

Kompensationen for leverance af den pågældende ydelse i en sammenhængende periode i tid, kan ikke antage negativ værdi.

Dokumentation

Det følger af § 24, stk. 2 i systemansvarsbekendtgørelsen³, at virksomheden skal, på forlangende fra Energinet, 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.

3.1 Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger

Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger (variable omkostninger) henhører navnlig til:

- Diverse opstartsrelaterede omkostninger,
- Forbrugt brændsel, opgjort til samme regnskabsmæssige princip som virksomheden normalt anvender (fx FIFO),
- Omkostninger til at få anlægget ud af mølpose (udpakning) og omkostninger til genkonservering,
- Omkostninger til påkrævede eftervisninger af anlægsegenskaber.

I det tilfælde, at aktøren har øvrige omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger, som ikke er inkluderet i ovenstående liste, kan disse inkluderes, hvis omkostningerne vurderes relevante og der foreligger dokumentation på de afholdte omkostninger.

Den værdi, brændslet tilregnes, kan være den metode virksomheden selv anvender til værdifastsættelse, så det let kan dokumenteres ud fra virksomhedens regnskab. Alternativt kan andre gængse metoder anvendes med rimelig argumentation og dokumentation. Et primært argument for afvigelse fra virksomhedens normale opgørelsesmetode skal være, at administrationen lettes.

Fastlæggelse af mængden af medgået brændsel kan være en måling eller opmåling, eller en beregning ud fra præsteret produktion på det pågældende anlæg, sammenholdt med virkningsgrader ud fra fabriksværdier eller generelle accepterede værdier for teknologien.

³ Bekendtgørelse nr. 652 af 18. maj 2020 om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

3.2 Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme

Indtægter ved salg af produkter i forbindelse med levering af den pågældende ydelse fratrækkes de tilknyttede udgifter. Det vil sige de indgår ved at reducere kompensationens størrelse.

Udgifter på markeder for elektricitet og varme i forbindelse med levering af den pågældende ydelse, kompenseres også. Udgifter leder til forhøjelse af kompensationsbeløbet.

3.2.1 Elektricitet

Indtægterne ved salg af elektricitet, tillige med indtægter fra alle former for systemydelse, samt væren til rådighed i disse markeder, der er en del af leveringen af den pågældende ydelse, indgår i beregning af kompensationen. Disse indtægter fratrækkes summen af de kompensationsberettigede udgifter, for at få kompensationsbeløbet. Subsidier, eksempelvis PSO tillæg, medregnes indtægter.

Udgifter på markeder for elektricitet, kompenseres også. Udgifter i disse markeder fås for eksempel ved:

- Negative markedspriser under det afhjælpende tiltag,
- Ubalanceafregninger, samt
- Når det afhjælpende tiltag består i at flytte en produktion fra en periode til en anden, og dette giver virksomheden dårligere afregning på markedet.

3.2.2 Varme

Hvis varmeproduktion kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet, indgår indtægter og udgifter fra varmeproduktion ikke i kompensationen. I modsat fald gælder nedenstående.

Til indtægter på varmemarkeder henhører navnlig:

- Salg af varme produceret under levering af afhjælpende tiltag, hvor Energinet har kompenseret det anvendte brændsel.

Til omkostninger på varmemarkeder henhører navnlig:

- Tabt indtægt ved manglende varmesalg under levering af afhjælpende tiltag. F.eks. hvis det afhjælpende tiltag er i form af omlægning fra turbinebypass-drift til kraftvamedrift, samt
- Dækning af kompensation til varmeselskabet, som følge af varmeselskabets forøgede omkostninger ved en ændret lastfordeling med varmeproduktion på dyrere produktionsanlæg i forbindelse med afhjælpende tiltag.

Tab i varmemarkeder kan være et tab hos varmeselskabet, når varmeselskabet ikke er det samme som virksomheden, der leverer den pågældende ydelse. Kompensation for sådan et tab skal overføres til varmeselskabet.

3.3 Omkostninger til drift og vedligehold

Alle omkostninger til drift og vedligehold (faste omkostninger), som kan henføres til leverancen af den pågældende ydelse, kan indregnes, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og afhjælpende foranstaltninger til at holde driftsklar.

Ved beregning af omkostningselementer, der ikke entydigt kan henføres til en periode, anvendes et gennemsnit for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris. Det vil sige,

at timeprisen opgøres som de foregående tre års totale brugsomkostninger fordelt på den samme periodes samlede brugstimer.

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.

Til omkostninger til drift og vedligehold, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser, henhører navnlig:

- Direkte henførbare personaleomkostninger,
- Faste driftsomkostninger og afskrivninger på anlægget. Der anvendes gennemsnit for seneste tre afsluttede regnskabsår (eller så langt tilbage det er muligt, dog max tre år),
- Omkostninger til drift og vedligehold relateret til den ønskede driftstilstand. Der anvendes gennemsnit for seneste tre afsluttede regnskabsår (eller så langt tilbage det er muligt, dog max tre år),
- Omkostninger til forebyggende eller afhjælpende foranstaltninger, der er nødvendige for at opretholde den ønskede driftstilstand,
- Omkostninger ved bestilte opgaver, der ikke kan gennemføres, men ikke kan aflyses,
- Omkostninger til reparationer, der kan henføres direkte til udskydelsen af revision,
- Ekstra omkostninger, der skyldes, at det afhjælpende tiltag er skyld i udskudt revision, eller det afhjælpende tiltag i sig selv, er udskydelse af revision,
- Omkostninger til udbedring af anlæg efter havari i det omfang havariet direkte kan henføres til den ønskede driftstilstand, og virksomheden ikke har tilsidesat sit ansvar for anlægssikkerheden.

I det tilfælde, at aktøren har øvrige omkostninger til drift og vedligehold, som ikke er inkluderet i ovenstående liste, kan disse inkluderes, hvis omkostningerne vurderes relevante og der foreligger dokumentation på de afholdte omkostninger.

3.4 Administrations- og fællesudgifter

Energinet kompenserer de administrations- og fællesudgifter, der kan tilregnes den periode anlægget leverer den pågældende ydelse. Er administrationsudgifter for eksempel opgjort per år, dækker Energinet de henførbare administrationsudgifter svarende den andel af årets timer, anlægget leverer den pågældende ydelse.

Hvis virksomheden har andre energianlæg end det, der leverer i den pågældende periode, eller andre forretningsgrene, under samme administrative overbygning, levering af ydelsen kun andel i administrationsudgifterne svarende til den andel anlægget udgør af den samlede virksomhed. Virksomheden kan anvende sin normale praksis til at gøre rede for andelen overfor Energinet.

3.4.1 Forenklet alternativ for administrations- og fællesudgifter

På virksomhedens ønske kan administrations- og fællesudgifter fastsættes til 10 kr./MWh, som alternativ til en opgørelse fra virksomheden.

Hvis leverancen af den pågældende ydelse ikke medfører en leverance af aktiv energi (MW), udregnes en ækvivalent ud fra anlæggets nominelle effekt og den andel heraf, der lægges beslag på under levering af den pågældende ydelse.

3.5 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital

Afskrivninger

Afskrivninger behandles som en fast omkostning, i lighed med omkostninger til drift og vedligehold. Udgangspunktet for fastlæggelse af afskrivninger baserer sig således 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.

Hvis eventuel varmeproduktion sker som sideordnet aktivitet, kan kun anlægsgdelen der vedrøre el-produktion indgå i beregning af afskrivning.

Rimelig forrentning

Energinet fastsætter en rimelig forrentning ud på baggrund af Sekretariatet for Energitilsyns beregning af netvirksomheders forrentningsramme. Denne opdateres hvert 5 år, for perioderne 2018-2022, 2023-2027, 2028-2032, etc.

Forrentningen er i perioden 2018-2022 fastsat til 3.66 %⁴.

⁴ <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/veiledninger/forrentningssats-for-netvirksomheders-fremadrettede-forrentningsgrundlag>

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
3. november 2020

Forfatter:
[SCR/MNC](#)

NOTAT

COST PLUS AFREGNING VED INDKØB AF SYSTEMYDELSER

Baggrundsnotat og vejledning

Indhold

1. Indledning.....	3
2. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser	3
2.1 Anvendelsesområde	3
2.2 Hjemmel.....	4
2.3 Ikrafttræden.....	5
3. Processen hvor compensationen bliver beregnet	5
4. Cost plus afregning ved anvendelse af reguleret pris.....	6
5. Cost plus prisen	6
5.1 Grundprincipper	6
5.2 Administrations- og fællesudgifter – mulighed for fast bidrag.....	7
5.3 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital	8
6. Forventet anvendelse af cost plus	8
6.1 Afhjælpende tiltag	9
6.2 Reguleret pris på eksisterende markeder.....	9
6.3 Reguleret pris på kommende markeder	9
6.4 Omfanget af cost plus	10

1. Indledning

Dette notat indeholder vejledende og uddybende beskrivelser af metoden for cost plus. Metoden anvendes ved afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden. Derudover anvendes 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 kompensationen bliver beregnet.

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. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser

Energinet kan, 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 udskudt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg.

Metoden for cost plus danner yderligere bund for den betaling, der kan opnås ved metoden for reguleret pris, jf. § 22 stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Den regulerede pris kan således ikke være lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter cost plus. Derudover skal 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 Anvendelsesområde

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).

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

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, fastsat ved cost plus, eller hvis der ikke er historiske markedspriser til at danne grundlag for en reguleret pris.

Slutteligt 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 en beordring for at fremskaffe ydelsen.

2.2 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 forsynings sikkerheden hos Energi-, og forsynings- og klimaministerens, herunder hører spørgsmålet om Energinets håndtering af elforsynings sikkerheden.

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

Elforsyningslovens § 27 c, giver Energinet beføjelser til tiltag for at sikre forsynings sikkerheden, 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 klimaministerens 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).

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.

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

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

fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, jf. § 22, stk. 2, nr. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Metoden anvendes ligeledes ved reguleret pris, når der ikke eksisterer en historisk markedspris.

2.3 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.

Dokumentation

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

Energinets rapportering til Energistyrelsen

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

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

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. metode for reguleret pris. Hvis der ikke kan fastsættes en historisk pris, vil der blive afregnet til cost plus efter nedenstående metode.

Hvis den historiske pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelser, vil afregning ligeledes ske til cost plus efter 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 og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser,
- 4) Administrations- og fællesudgifter, og
- 5) Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.

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.

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 den bundne kapital; 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.

⁵ Jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 24.

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 dén 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 så 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.

Rimelig forrentning af investeret kapital

Der pålægges en rimelig forrentning af investeret kapital til de dokumenterede omkostninger.

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.

Energinet følger den fastsatte WACC-rente for netvirksomhederne til fastsættelse af rimelig forrentning af investeret kapital. WACC-renten er fastsat til 3.66 %⁶ i reguleringsperioden 2018-2022.

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

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 brugt. Det er i realiteten de samme markeder, hvor vi tidligere også har anvendt beordringer til at indkøbe dét, der 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.

De indkøb, hvor der har været mere end én byder er offentliggjort af Energinet i beordringsrapporterne. 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 diskontinuerte 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

Det eneste nye marked Energinet forventer at udvikle i nærmeste fremtid er "kontinueret spændingsregulering i normaldrift". "Kontinueret spændingsregulering i normaldrift" er en ydelse, der udelukkende kan leveres lokalt. Det forventes derfor, at der kun i meget sjældne tilfælde vil opstå situationer, hvor der er konkurrence på dette marked. Grundet markedsdesignet ser Energinet på nuværende tidspunkt et behov for at udvikle en særskilt metode for reguleret pris på dette særlige marked.

Det forventes derfor ikke, at cost plus vil finde anvendelse på markedet for fremskaffelse af kontinueret spændingsregulering i normaldrift.

Sandsynligheden for, hvorvidt cost plus vil finde anvendelse ved udvikling af et fremtidigt marked er derfor 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, og med stor usikkerhed. Derudover kan der forventes stor spredning mellem årene.

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
21. maj 2019

Forfatter:
MNC/MNC

HØRINGSNOTAT FOR METODE FOR COST PLUS PRISSÆTNING FOR SYSTEMYDELSER

Indledning

Dette høringsnotat behandler de indkomne hørings svar. De gengivne hørings svar fra markedsaktører er uddrag af de fulde hørings svar. Det fulde hørings svar fra markedsaktøren er vedlagt særskilt.

Metoden for cost plus prissætning for systemydelser har været i præhøring fra den 15. marts 2019 til den 1. april 2019. Herefter afholdt Energinet en workshop med interessenter for at diskutere de indkomne præhørings svar.

Energinets endelige forslag til metode for reguleret pris for systemydelser var i høring fra den 30. april 2019 til den 20. maj 2019.

Energinet modtog i alt fem hørings svar til metoden for cost plus prissætning for systemydelser. Herudover har Energinet inkluderet hørings svar fra præhøringen yderligere to markedsaktører, som ikke svarede på den sidste høring.

Høringssvar fra Centralkommunernes Transmissionselskab (CTR):

I § 3.2.2 Varme under Udgifter på varmemarkedet bør teksten:

”Varme der har måttet produceres til en dyrere marginalpris på grund af det afhjælpende tiltag, fx ved flytning fra en periode til en anden”

erstattes af flg. tekst:

”Tabt indtægt ved manglende varmesalg under levering af afhjælpende tiltag. F.eks. hvis det afhjælpende tiltag er i form af omlægning fra turbinebypass-drift til kraftvamedrift.

Dækning af kompensation til varmeselskabet, som følge af varmeselskabets forøgede omkostninger ved en ændret lastfordeling med varmeproduktion på dyrere produktionsanlæg i forbindelse med afhjælpende tiltag.”

Energinets svar:

Forslaget er medtaget i sin helhed.

Høringssvar fra VEKS og CTR (svar på præhøring):

På vegne af CTR og VEKS fremsendes hermed svar til præhøring om cost plus til afregning af systemtjenester i Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

Vi finder det meget relevant, at varmeproduktion er nævnt i afsnittet om cost plus (se § 24 punkt 2).

Vi har det seneste år i flere situationer oplevet, at Energinet af hensyn til forsynings-sikkerheden i elnettet har beordret en given støjrelse af elproduktion på et bestemt kraftvarmeanlæg i Hovedstadsområdet. En sådan ændring af varmeplanerne fra Varmelast vil normalt betyde, at varmeproduktion flyttes til dyrere anlæg, hvilket vil betyde øgede varmeomkostninger for varmeselskaberne.

Udfordringen kan være, at der for disse øgede varmeomkostninger ikke er tale om direkte dokumenterbare omkostninger hos kraftvarmeproducenten, som det angives i § 24 5) stk. 2. Så derfor vil meromkostningen for varmeselskaberne til enhver tid være omkostningen ved den beordrede drift minus omkostningen ved den optimale varmeplan som beregnet af Varmelast.

Da varmeselskaberne ikke har et kundeforhold med Energinet, vil den logiske forretningsgang være, at Energinet betaler kompensation til kraftvarmeproducenten for meromkostningerne for varmeselskaberne, og at kompensationen videreføres til varmeselskaberne via almindelige aftaler om kompensation mellem varmeproducent og varmeaftager. En kraftvarmeproducent vil over for Energinet kunne dokumentere disse meromkostninger til varmeselskaberne ved en beregning af meromkostningen fra varmeselskaberne.

Energinets svar:

Anmodningen er imødekommet i den endelige udgave af metoden, med CTR's forslag til omformulering i den seneste høring.

Høringsvar fra Aalborg Forsyning:

Pkt. 3.5.1 Forrentningskrav

Aalborg Forsyning mener at det er uhensigtsmæssigt at en rentesats skal være afhængig af den enkelte aktørs interne økonomiske forhold. Aalborg Forsyning mener at der skal defineres en gennemsnitlig beregning af denne rentesats, f.eks. Danske 10-årige statsobligationer plus f.eks. 10%-point.

Energinets svar:

Vi har anvendt forslaget om den danske 10-årige statsobligation plus 10 %, som også er fremsat af Dansk Energi.

Hørings svar fra Dansk Fjernvarme:

Grundprincip 6: Hvad er formålet med denne? Og hvordan skal den håndteres i praksis? Det kan blive meget svært at gøre "risikoadfærd" op.

Energinets svar:

I en tidligere version stod der, at en aktør ikke måtte pådrage Energinet yderligere risiko ved sideordnede aktiviteter. Det ønskede en del aktører fjernet. Hensigten skulle være dækket af den nuværende formulering, som også forpligter Energinet. For Energinet betyder det, at vi skal opretholde det lovbestemte niveau for sikkerhed (fx N-1), hvilket for aktøren giver en vis forudsigelighed i vores behov.

Når der er behov for et afhjælpende tiltag, betyder det, at systemet er tæt på de fastsatte sikkerhedsgrænser, og derfor er det vigtigt, at der ikke påtages ekstra teknisk risiko.

Dette grundprincip (grundprincip 6) gør opmærksom på dette forhold, og der er ikke nogen yderligere håndtering af dette forhold.

Kommentar til Afsnit 2.2:

Idéen med et simpelt alternativ til små aktører/nye teknologier er god, men;

Hvor kommer de 12 % fra (hvor er den viden fra?)? Hvilket år er dette?

Og hvorfor skal omkostningen være væsentligere end denne, og hvordan er man endt på lige 4 %? Hvorfor ikke højere?

Hvad sker der, når markedsprisen ændrer sig? Følger de 10 kr./MW/time med?

Eftersom administrationsomkostninger/faste omkostninger ikke er afhængig af markedsprisen på el (så vidt jeg ved), virker det lidt tilfældigt at fastsætte den som en andel af markedsprisen på el.

Energinets svar:

Beskrivelsen er ændret, fordi det forvirrer at tale om en procentdel af markedsprisen, når betalingen er uafhængig af markedsprisen. Det var blot en sammenligning.

Det er omformuleret til:

"Dette prisleje er skønnet ud fra nogle tidligere betalinger for, at kraftværker står driftsklar. Der er anlagt den logik, at administrations- og fællesudgifter er lige store uanset om der skal produceres eller man skal være driftsklar. Det er endvidere vurderet, at administrations- og fællesudgifterne højst er en tredjedel af de samlede udgifter, hvis ydelsen er driftsklar."

Husk det jo blot er en af to muligheder for at få dækket administrations- og fællesudgifter.

De 10 kr./MW/time er ikke en fast %-del af spotprisen. Det er en absolut pris.

"Hvis det afhjælpende tiltag ikke leverer aktiv effekt, beregnes en ækvivalent ud fra det elektro-teknisk mest nærliggende produkt anlægget kan eller skal levere, i minimumslastpunktet og power-faktor 1, hvor det er relevant, og hvis intet andet er nævnt i Energinets specificering af det afhjælpende tiltag."

Dette bør præciseres! Hvad menes der med, "hvis det afhjælpende tiltag ikke leverer aktiv effekt"?

- Er det noget, der gælder for produkter, som ikke KAN levere aktiv energi?

- Er det noget, der gælder for produkter, som ikke SKAL levere aktiv energi (men godt kan)?
- Er det for produkter, der bare ikke gør det lige nu (driftsklare anlæg)

Energinets svar:

Vi forklarer det enklere i den endelige metode. Forhåbentlig fjerner det uklarheden. Det drejer sig om anlæg, som ikke skal levere aktiv effekt, men som godt kan. Det drejer sig ikke kun om driftsklare anlæg, men både driftsklare anlæg og anlæg i drift. Det kunne principielt også være anlæg, der ikke kan levere aktiv effekt, for eksempel en synkronkompensator; men som markedet ser ud i dag, vil det være en sjælden undtagelse.

Kommentar til afsnit 2.2:

Hvor blev de 9 % af fra præhøringen? Hvorfor blev det ændret (internt eller ekstern beslutning/forslag)?

Energinets svar:

De 9 % var en indikation af et forventet niveau. På workshop 2 var der modstand imod, at denne rente var fast for altid. Derfor blev det foreslået at knytte den til en referencerente. Vi forventede nogle input til, hvilken specifik rente vi kan bruge som reference. Vores eget bedste forslag var Finansministeriets samfundsøkonomiske diskonteringsrente for energiinvesteringer. Den vil ikke være påvirket af, at den bliver brugt som reference til cost plus afregning, og den er konservativ i positiv retning, fordi Finansministeriet tilsyneladende ønsker at lægge en vis forsigtighed over den slags investeringer, ved at diskontere fremtidige indtægter hårdt.

Vi har taget Dansk Energis og Aalborg Forsynings forslag om at anvende den 10-årige statsobligations rente plus 10 %.

Hørings svar fra Ørsted:

Ørsted finder det både pragmatisk fornuftigt og positivt, at Energinets metode på væsentlige områder rummer mulighed for at vælge mellem en simpel opgørelsesmetode baseret på standardværdier for mindre aktører, og en mere detaljeret omkostningsægte opgørelsesmetode for større aktører. I den forbindelse bemærkes det, at nærværende høringssvar ikke har fokuseret på principperne rettet imod de mindre aktører.

Indledning og Grundprincipper

Af grundprincip nr. 1 fremgår det, at "Kompensationen skal så vidt muligt holde virksomheden skadesløs...". Efter Ørsteds opfattelse skal Energinet ikke "så vidt muligt", men "i alle tilfælde" holde virksomheden skadesløs i de tilfælde, hvor § 27b finder anvendelse. Såfremt Energinet fastholder den nuværende formulering, bør det som minimum præciseres i hvilket tilfælde det er, at virksomheden efter Energinets opfattelse ikke kan få dækket alle sine omkostninger som følge af en beordring/afhjælpende tiltag.

Energinets svar:

Formuleringen er ændret. Delsætningen 'så vidt muligt' er fjernet.

Af grundprincip nr. 3 fremgår det, at "Kompensationsbeløbet ikke kan blive negativt". Efter Ørsteds opfattelse bør det præciseres, at dette princip er gældende på timeniveau. Antages det f.eks., at Energinet foretager en beordring over 2 døgn, hvor første døgn har en lav elpris og andet døgn har en ekstremt høj elpris, vil metoden af Energinet kunne fortolkes således, at virksomhedens gevinst fra 2 døgn skal gå til at reducere og måske endda helt eliminerer Energinets betaling for det første døgn. Idet virksomheden uden en beordring kunne have undgået tabet i første døgn, ved ikke at køre anlægget og derefter selv kunne have realiseret gevinsten fra andet døgn ved at starte anlægget, er det åbenlyst i strid med formålet med cost plus metoden, at gennemtvunge modregning mellem de 2 døgn, idet beordringen dermed skader virksomheden økonomi.

Energinets svar:

Energinet skal og vil begrænse anvendelsen af afhjælpende tiltag til et absolut minimum. Derfor vil det være en sjældenhed, at der er delperioder af det afhjælpende tiltag, hvor kompensationsbeløbet vil være negativt. Derfor kan der ikke stilles krav om, at delperioder ikke må have et teoretisk negativt kompensationsbeløb. Det bliver for vanskeligt at beregne compensationen.

Det vil heller ikke være muligt, fordi Energinet efter kritik har lovet ikke at skele til om et værk er i drift, når vi søger vores behov dækket. Sådan har aktørerne ønsket det. Det ville jo praktisk skulle betyde, at vi skulle se om værket kører før vi beder om afhjælpende tiltag. Det må vi ikke. Vi koncentrerer os om at minimere anvendelsen af afhjælpende tiltag.

Vi har lavet en mindre omformulering i vejledningen, der understreger, at anlægget kan trækkes ud af det afhjælpende tiltag og levere samme ydelse kommercielt, hvis ejeren ønsker det.

Omkostningsdefinitioner

Af afsnit 3.1 fremgår det hvorledes variable omkostninger skal opgøres. I den forbindelse må det blot bemærkes, at der også eksisterer andre variable omkostninger end brændsel, som f.eks. udledningsafgifter og omkostninger til drifts og vedligehold. Efter Ørsteds opfattelse burde afsnittet derfor indledes med f.eks. "Energinet lægger

op til følgende variable omkostninger som f.eks. brændsels og opstartsrelaterede omkostninger...”.

Energinet's svar:

Afsnittet er omformuleret i den endelige udgave af metoden.

Det bemærkes endvidere, at metodebeskrivelsen ikke indeholder et fortolkningsbidrag til, hvorledes anlægsaktiverne skal opgøres. Dette kan naturligvis skyldes, at denne post historisk set har været uproblematisk af opgøre. Efter Ørstedes opfattelse bør det dog af hensyn til fuldstændigheden i metodebeskrivelsen, fremgå at anlægstaktiver opgøres til kostpris og afskrives over brugstiden i lighed med principperne i el- og varmeforsyningsloven.

Energinet's svar:

Forslaget er godtaget i form af en ændring i teksten, hvor henvisning til el- og varmeforsyningsloven indgår.

Metodebeskrivelsen anvender også begreber som f.eks. ”3 års reglen”, uden, at det nærmere defineres, hvad denne regel dækker over. Ørsted er bekendt med princippet, idet det i dag anvendes, men vil af hensyn til fuldstændigheden opfordre Energinet til at præcisere de i metodebeskrivelsen afvendte begreber, således evt. fremtidig usikkerhed om afregningsprincipperne modvirkes bedst muligt.

Energinet's svar:

Forslaget er imødekommet i den endelige udgave af metoden.

Afslutningsvist bemærkes det også, at metodebeskrivelsen flere steder anvender formuleringer som f.eks. ”Energinet kan også kræve afvigelse fra virksomhedens måde at fastslå værdien af brændslet, hvis Energinet finder, at metoden er usædvanlig eller upræcis”. Ørsted anerkender naturligvis, at aktørernes omkostningsopgørelser skal være retvisende, men det synes problematisk, at Energinet i rollen som regulator indskriver i metoden, at Energinet i rollen som indkøber har mulighed for at tilsidesætte aktørernes omkostningsopgørelser, hvis de f.eks. finder, at metoden er usædvanlig eller upræcis. Metoden beskriver i øvrigt ikke yderligere om, hvorledes processen i givet fald vil skulle forløbe, såfremt Energinet måtte vælge at tilsidesætte de fremsendte og om nødvendigt revisionspåregnede omkostningsopgørelser. Det er Ørstedes opfattelse, at metodebeskrivelsen bør udtrykke en sund balance mellem køber og sælgers rettigheder, særligt i det lys, at sælgende virksomhed i en beordringssituation er tvunget til at levere ydelsen.

Energinet's svar:

Vi har forsøgt at eliminere de subjektive formuleringer i den endelige udgave.

Sideordnet aktivitet under beordring

Af afsnit 3.2 fremgår det, at ”indtægter ved salg af produkter i forbindelse med levering af det afhjælpende tiltag fratrækkes de tilknyttede udgifter.” Idet det fremgår af grundprincip nr. 5 i afsnit 2.4, at ”Virksomheden har ret til at agere med anlægget efter egne ønsker, når det ikke påvirker den aftalte leverance af det afhjælpende tiltag”, må afsnit 3.2 fortolkes således, at indtægtsbegrebet kun omfatter den direkte til det afhjælpende tiltag knyttede indtægtsstrøm og ikke den indtægtsstrøm, som

kommer fra sideordnet aktivitet, idet grundprincip 5 ellers bliver meningsløst. Konkret betyder dette, at f.eks. indtægten fra den elproduktion, som opstår i minimumsdrift, hvis et anlæg beordres i drift af Energinet, skal modregnes i den brændselsomkostning som beordringen har medført. Måtte aktøren vælge at producere i et andet driftspunkt på kraftværket jf. grundprincip 5, tilfalder alle indtægter og udgifter herved aktøren. Dette princip er efter Ørsteds opfattelse i overensstemmelse med den praksis, som i dag anvendes og de principper, som der var enighed om på de afholdte workshops. En afvigelse fra disse principper vil medføre risiko for kryds-subsidiering og vil være i strid med cost plus princippet, idet virksomhedens økonomi vil kunne lide skade som følge af et afhjælpende tiltag. Efter Ørsteds opfattelse bør afsnittet præciseres således, at det bedre afspejler de eksisterende principper.

Energinets svar:

Det er korrekt. Det betyder også, at man ved indledningen af leverancen af afhjælpende tiltag, vil definere præcist, hvori det består, og virksomheden fortæller om deres driftsplaner for perioden.

Forholdet er forsøgt beskrevet mere klart i den endelige udgave. Der er også nævnt i vejledningen, at virksomheden kan trække anlægget ud af det afhjælpende tiltag, hvis de mener, de kan dække behovet ved at agere på kommercielle vilkår, f.eks. på grund af pludseligt høje priser.

Konklusion

Samlet set er det Ørsteds vurdering, at det foreliggende udkast til "metode for cost plus prissætning for systemydelser", bortset fra de ovenfor nævnte forhold lever op til Elforsyningslovens formål. Såfremt Energinet måtte ønske en uddybning af ovenstående forhold, vil Ørsted naturligvis være indstillet på at bidrage til en sådan proces.

Høringsvar fra HOFOR (svar på præhøring)

Kommentar til afsnit 3.2.1 Elektricitet:

Metoden skelner ikke mellem beordringer, som er kort- og langvarige. I langvarige beordringer. Med et volatilt elmarked, så er en elproducents indtjening afhængige af de korte perioder, hvor der er positivt dækningsbidrag. Ved at indregning alle indtægter og omkostninger for en periode, fratages anlægsejeren muligheden for at optimere produktionen og skabe et positivt resultat.

Der skal derfor afregnes på så korte intervaller som muligt, og hvor anlægsejeren får lov at beholde overskuddet i det gældende interval. Dette kan dog være problematisk afregningsmæssigt, da korte intervaller ofte savner afregningsvalide målinger. Derfor må beregningen omfatte et risikotillæg, som tager hensyn til usikkerheder i de målte eller beregnede værdier.

Energinets svar:

Energinet forventer, at varigheden af afhjælpende tiltag vil blive kortere i fremtiden, i kraft af de nye regler, der gælder, blandt andet System Operation Guideline.

Der er foretaget store ændringer af metoden siden den version, der er kommenteret på her, og vi mener, at ejers frie disponeringsret er godt understreget i den nuværende udgave.

Kommentar til afsnit 3.2.2 Varme:

Det er positivt, at Energinet tager hensyn til varmekunderne i dette punkt. Det skal dog specificeres yderligere, hvad dette må indebære, for at sikre rimelig kompensation for alle aktører. For eksempel kan et loft være alternativ varmeproduktion fra en gaskedel eller oliefyr. En metode kan anvendes for vurdering af mængden af tabt varme, eller en tredjepart kan ved behov lave en vurdering af mængden af tabt varme.

Energinets svar:

Der er i den endelige metode ikke valgt et loft over værdien af tabt varme, men der anvendes den værdi den faktiske erstatningsproduktion har.

[3.3] Omkostninger til drift og vedligehold, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser.

Der må introduceres en risikobaseret tilgang til dette emne, som tager hensyn til anlæggets alder, samt mulige tab for ejeren og varmekunderne på grund af havarier eller forkortet levetid, som sker i perioder efter beordringen.

Det er som regel i meget få tilfælde muligt at bevise, at et bestemt havari skyldes et bestemt driftsmønster. Det er den samlede påvirkning af alle driftstimer, som eventuelt leder til et havari eller forkortet levetid. Derfor må der introduceres et risikotillæg, som tager hensyn til, at visse beordringer kan have større konsekvenser i fremtiden. For at fremme transparensen, kan en eller flere uvildige parter bedes for input i sagen.

Risikotillægget skal dække, ud over reparationsomkostninger, driftstab på elsiden. Det skal ligeledes være muligt at kompensere varmesiden for den ekstra risiko i fremtiden, ved at tage hensyn til risikoens størrelse og alternative varmeproduktionsmuligheder.

Energinets svar:

Vi mener, dels, at denne meget specielle situation, der forsøges taget højde for, er indeholdt fint i de frihedsgrader, der er i den nuværende form på metoden, og dels, at situationen er for speciel til at kunne være adresseret specifikt i metoden.

Hvis et anlæg får havari, der kan kædes direkte sammen med et afhjælpende tiltag, giver metoden mulighed for kompensation for de medfølgende udgifter.

Høringsvar fra Dansk Energi (svar på begge høringer)

[2.2] Afgrænsning. Energinet skriver i forslaget, at alle anlæg tilsluttet transmissionsnettet kan anvende cost plus ved beordringer. For anlæg tilsluttet distributionsnettet, som leverer ydelser til Energinet gennem tredjepart, kræves der derimod enighed mellem de tre parter om kompensation efter cost plus. Dansk Energi finder denne bestemmelse uklar. Distributionstilsluttede anlæg bør principielt være sikret en cost plus afregning på lige fod med transmissionstilsluttede anlæg. Kravet om enighed mellem tre parter giver de facto Energinet vetoret angående valget af cost plus afregning.

Energinets svar:

Formuleringen er udgået i den endelige udgave af metoden.

[3.2] Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme. Energinet skriver indledningsvis, at 'indtægter fra salg af alle produkter henregnet beordringsperiode modregnes i kompenserings af udgifter'. Vi mener, at dette er i modstrid med diskussionen på Energinets workshopmøder og med de efterfølgende bestemmelser om anvendelse af fri kapacitet. Formuleringen bør derfor udgå af den reviderede metode. Det er vigtigt, at anlægsejer kan vælge at disponere over fri kapacitet på det tvangs-kørte anlæg og anvende denne i markedet på kommercielle vilkår.

Energinets svar:

Aktørens frie rådighed over den resterende kapacitet er eksplicit nævnt i den endelige metode i grundprincip (nr. 5). Hvad angår indtægters modregning, er formuleringen tilpasset.

Vi er ligeledes uenige i de efterfølgende bestemmelser om, at Energinet skal have ret til at disponere over ikke-beordret kapacitet på anlægget. Formuleringen 'Endelig kan det aftales individuelt, at virksomheden kun ved eksplicit aftale med Energinet træffer beslutning om yderligere produktion på det resterende anlæg, og at en nærmere aftalt andel af potentiel fortjeneste leder direkte til reduktion af kompensationsbeløbet', bør derfor udgå af den reviderede metode.

Energinets svar:

Formuleringen er udgået i den endelige udgave.

3.4 Administrations- og fællesudgifter. Energinet anfører, at man kun vil kompensere administrations- og fællesudgifter i tilfælde, hvor hele anlægget er beordret. Vi er uforstående overfor denne tilgang. Disse udgifter bortfalder jo ikke, hvis blot dele af anlægget beordres, og anlægsejer stilles derfor betydeligt ringere ved delvis fremfor fuld beordring. Dette har negative samfundsøkonomiske konsekvenser, da anlægs-

ejer får en uhensigtsmæssig tilskyndelse til at lade hele anlægget beordre fremfor at tilbyde fri kapacitet i øvrige markeder.

Energinets svar:

Formuleringen er udgået i den endelige udgave.

3.5.3 Rentestørrelsen. Diversiteten blandt leverandører af systemydelser ventes at stige i fremtiden og forrentningskravene kan variere på tværs af leverandører. Dette taler for at fortsætte den nuværende praksis med individuel fastsættelse af rentestørrelsen. Energinet foreslår, som alternativ til nuværende praksis med individuelle forrentningskrav, at anvende en fast, specifik og fælles forrentning på 9 %. Hvis Energinet ønsker at anvende en sådan fast forrentningssats, bør denne baseres på en fast reference med en transparent fastsat markedsrisikopræmie og en sektorbred beta aktiv. Forrentningssatsen bør opdateres årligt på baggrund af opdaterede estimater af markedsrisikopræmien.

Energinets svar:

De 9 % det første høringsmateriale var en indikation af et forventet niveau. På workshop 2 var der modstand imod, at denne rente var fast for altid. Derfor blev det foreslået at knytte den til en referencerente. Vi forventede nogle input til, hvilken specifik rente vi kan bruge som reference. Vores bedste forslag var Finansministeriets samfundsøkonomiske diskonteringsrente for energiinvesteringer. Den vil ikke være påvirket af, at den bliver brugt som reference til cost plus afregning, og den er konservativ i positiv retning, fordi Finansministeriet tilsyneladende ønsker at lægge en vis forsigtighed over den slags investeringer, ved at diskontere fremtidige indtægter hårdt.

Vi har taget Dansk Energis senere forslag om at anvende renten på den 10-årige statsobligation plus 10 %. Et forslag som også Aalborg Forsyning har fremsat.

Punkt 2.3

Energinet anvender i metoden en løs og bred definition af beordringer og afhjælpende tiltag, som der i øvrigt ikke skelnes imellem. Det bør fremgå af metoden, at beordringer og afhjælpende tiltag alene kan anvendes i uforudsete og akutte tilfælde, jf. såvel SOGL som den danske elforsyningslov. Energinet kan altså ikke anvende disse tiltag til drift rutinemæssig af elsystemet, som vi har set flere eksempler på både før og efter den ny elforsyningslov ikrafttræden.

Energinets svar:

Det er korrekt, at metoden ikke skelner mellem beordringer og afhjælpende tiltag; det nævnes eksplicit.

Den endelige udgave bruger kun ordet 'afhjælpende tiltag', så det ikke skaber forvirring.

Metoden omhandler afregning af afhjælpende tiltag, og ikke hvornår den anvendes. Det er beskrevet i loven.

Punkt 2.4

Energinet noterer i det første princip, at kompensationen 'så vidt muligt' skal holde virksomheden skadesløs, så vidt det gælder leverancen af det afhjælpende tiltag. Vi er uenige i denne formulering, da grundlaget for cost plus kompensationen er, at man i alle tilfælde og til fulde skal holde virksomheden skadesløs. Energinet bør slette 'så vidt muligt' i det endelige forslag.

Energinets svar:

Formuleringen er tilpasset dette hørings svar. Delsætningen udgår.

Energinet noterer i det tredje princip, at kompensationen ikke kan blive negativ. Det bør eksplicit fremgå, at det er kompensationen for hver time af den samlede beordring, der ikke kan blive negativ. Deraf følger også, at den samlede kompensation for den fulde varighed af beordring ikke kan blive negativ.

Energinets svar:

Hvis en periode med afhjælpende tiltag på et værk leder til en negativ kompensation, ville værket være i drift, således at de penge kunne have været tjent i stedet for at gå til dækning af udgifterne ved det afhjælpende tiltag.

Det er et mål i sig selv at minimere varigheden af afhjælpende tiltag, så hvis værket kan tjene penge på at levere et produkt, i stedet for, at Energinet får det som afhjælpende tiltag, så vil det blive foretrukket i den udstrækning det kan forudses.

Værket har stadig mulighed for at være i markedet med en sideordnet aktivitet, hvis aktøren skønner det profitabelt.

Derfor imødekommes forslaget om timevis beregning af kompensation ikke.

Punkt 3.1

Det fremgår af metoden, at Energinet kan 'kræve afvigelse fra virksomhedens måde at fastslå værdien af brændslet, hvis Energinet finder, at metoden er usædvanlig eller upræcis'. Vi mener ikke, at metoden skal skabe hjemmel for, at Energinet foretager subjektive vurderinger af virksomhedens dokumenterede omkostninger. I tvivlstilfælde kan Energinet derimod gøre brug af metodens mulighed for at bede om revisorerklæring.

Energinets svar:

Formuleringen udgår.

Punkt 3.3

Energinet henviser flere gange til 3-års reglen. Metoden bør redegøre for, hvorfor netop et 3-års gennemsnit anvendes og, hvordan gennemsnittet konkret beregnes. Det er eksempelvis uklart, om der anvendes regnskabsår (og i så fald om indeværende regnskabsår medtages og kompensationen derfor skal afvente årsregnskabet), rullende tre års gennemsnit, eller andre metoder.

Energinets svar:

Reglen om at se tilbage på de seneste tre år, er anvendt i mange år ved beregning af kompensation i henhold til administrativ forskrift. Der ses på tre år for at udjævne uheldige udsving, som kan være til ulempe for aktøren. Der anvendes som udgangspunkt tre foregående afsluttede regnskabsår.

Beskrivelsen er præciseret.

Punkt 3.5

Energinet foreslår to metoder til fastsættelse af forrentningskrav. Dansk Energi støtter, at virksomhederne for valgfrihed mellem de to forrentningsalternativer. Den fastsatte forrentning bør dog være højere end højeste diskonteringsrente plus gennemsnitlig inflation over de seneste fire år. Det kunne eksempelvis være renten på en dansk 10-årig statsobligation plus 10 %-point.

Energinets svar:

Forslaget er taget med i metoden. Det er også foreslået af Aalborg Forsyning.

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
3. november 2020

Forfatter:
[SCR/SCR](#)

HØRINGSNOTAT FOR METODE FOR COST PLUS GENHØRING

Indledning

Dette høringsnotat behandler det indkomne hørings svar til genhøringen af metoden for cost plus. Det gengivne hørings svar fra markedsaktøren er et uddrag af det fulde hørings svar. Det fulde hørings svar fra markedsaktøren er vedlagt som særskilt dokument.

Metoden for cost plus var i præhøring den 18. marts 2019 til den 1. april 2019. Herefter afholdt Energinet en workshop med interessenter for at diskutere de indkomne præhørings svar. Derefter var metoden i høring fra den 16. april 2019 til den 17. maj 2019, hvorefter den blev anmeldt til Forsyningsstilsynet den 31. maj 2019.

Forsyningsstilsynet tilkendegav ved brev den 26. september 2019, at det vil være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, og anmodede derfor Energinet om at lave gennemskrivning af den tidligere anmeldte metode. Efter dialog med Forsyningsstilsynet har Energinet tilrettet metoden for cost plus for systemydelse, hvorefter den har været i genhøring fra 6. august 2020 til den 7. september 2020.

Metoden vil herefter blive genanmeldt til Forsyningsstilsynet.

Energinet modtog i alt ét hørings svar ved genhøringen af metoden for cost plus for systemydelse. Derover er det medtaget ét tidligere hørings svar, da der i genhørings svaret henvises hertil. Der vil i dette høringsnotat ikke blive kommenteret på det tidligere hørings svar. Der henvises i stedet til forrige høringsnotat.

Hørings svar fra Ørsted

I forbindelse med gennemgangen af Energinets seneste udkast har Ørsted følgende centrale bemærkninger:

1. Uklar definition vedrørende dobbelt kompensation
2. Uklar beskrivelse vedrørende sideordnet aktivitet
3. Uklar angivelse af Energinets kompetenceområde
4. Manglende indregning af indeksering
5. Fejlbehæftet beregningsmetode vedrørende forrentning af den investerede kapital

Ad 1) Uklar definition vedrørende dobbelt kompensation

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3, at "En omkostning vedrørende et afhjælpende tiltag kan kun kompenseres en gang, og kan kun kompenseres, hvis ingen anden forbunden aktør eller interessent dækker omkostningen."

... Ørsted finder på den baggrund den ovenfor angivende tekst uklar, idet den efter Ørsteds opfattelse kan tolkes som om, at Energinet ikke skal betale for de ydelser som Energinet modtager, såfremt andre aktører i samme eller andre timer også har ydet et bidrag til dækning af Ørsteds omkostninger til det respektive produktionsanlæg (for eksempel dækning af lønomkostninger). Ørsted forslår derfor, at teksten enten udelades, uddybes yderligere eller ændres.

Energinets svar:

Teksten ændres, således det tydeligt fremgår, at en omkostning kan deles mellem flere parter, hvis flere parter bidrager til at dække den samlede omkostning, fx lønomkostning.

Ad 2) Uklar beskrivelse vedrørende sideordnet aktivitet

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.2, at "Til indtægter på varmemarkedet henhører navnlig: Salg af varme produceret under levering af afhjælpende tiltag, hvor Energinet har kompenseret det anvendte brændsel".

Efter Ørsteds opfattelse bør det præciseres i dette afsnittet, at f.eks. salg af varme er en sideordnet aktivitet, som ikke indgår ved opgørelsen af kompensationens størrelse, idet Energinet juridisk set ikke kan påtage sig den medfølgende risiko for hverken gevinster eller tab opnået i varmemarkedet. Det bør også præciseres, at brændselsomkostningen til sideordnet aktivitet er Energinets betaling uvedkommende...

Energinets svar:

Metoden bør, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 24 som minimum omfatte følgende dokumenterbare omkostningselementer:

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 og afhjælpende foranstaltninger til at holde anlægget driftsklar med de ønskede betingelser,
4. administrations- og fællesudgifter, og
5. afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital.

Energinet finder, at den foreslåede formulering er i overensstemmelse med lovgrundlaget. Beskrivelsen i metoden er snarere en indskrænkning og præcisering i forhold til bekendtgørelsen. Bekendtgørelsen vil kunne tolkes bredere, end den foreslåede formulering i metoden. Risiko i denne forbindelse er ikke anderledes, end i andre dele af det afhjælpende tiltag.

Energinet finder ikke anledning til at ændre metoden på dette punkt, men har specificeret teksten i metoden.

Ad 3) Uklar angivelse af Energinets kompetenceområde

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.3 at "Energinet vurderer i øvrigt, hvad der kan være omfattet af omkostninger til drift og vedligehold".

... Idet ovennævnte tekstuddrag lægger op til, at Energinet, på baggrund af deres subjektive vurdering, løbende skal definere hvad der kan indregnes i drift og vedligeholdelse, får Energinet dermed de facto muligheden for at ændre principperne for beregningen af kompensatio- nen uden fornyet godkendelse fra Forsyningstilsynet. Endvidere bemærkes det, at Energinet efter Ørstedes opfattelse er forpligtet til at sikre en ikke diskriminerende behandling af aktø- rerne, hvorfor en løbende subjektiv vurdering kan være problematisk. Det må på den baggrund anbefales, at det ovenfor nævnte tekstafsnit udgår og erstattes med en konkret beskrivelse af hvilke omkostninger, som kan være omfattet af drift og vedligeholdelse.

Energinets svar:

I metoden for cost plus afsnit 3.3 findes der en konkret beskrivelse af, hvilke omkostninger der er henhører drift og vedligehold. Energinet har specificeret teksten, således der er mulighed for inddragelse af omkostninger der ikke er inkluderet i teksten kan kompenseres såfremt disse vur- deres relevante og kan dokumenteres.

Historisk set har der altid været en god dialog mellem Energinet og den pågældende aktør i for- bindelse med en tvangskørsel; denne dialog forventes at fortsætte efter metodens implemente- ring.

Ad 4) Manglende indregning af indeksering

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.5, at "Som udgangspunkt anvendes et gennem- snit for de seneste 3 år, for at finde frem til en standard timepris".

Ørsted er enig i dette princip, men det må påpeges at historiske priser fra de foregående år skal indekseres således, at tallene bliver sammenlignelige, hvorved det sikres at metoden også

kan håndtere et evt. fremtidigt scenarie med højere prisreguleringer end i dag. I den forbindelse kan det foreslås, at der anvendes en vægtning af et lønindeks og prisindeks.

Energinets svar:

Der vil i gennemsnitsberegningen ikke blive anvendt en indeksering af afskrivninger. Det relevante ved fastsættelse af afskrivninger er, at hvor mange timer værket har kørt, og dermed, hvor mange timer afskrivningerne skal fordeles over. Indekseringen vurderes i den forbindelse at være af ubetydelig karakter.

Derudover skal der bemærkes, at der ikke forventes stor prisudvikling over en tre-årig periode, samt at der både kan ske en inflation og deflation over perioden. Udeladelse af indeksering er derfor mere en fornuftig undvigelse af kompleksitet, end det er en urimelig og systematisk undervurdering af værdien af en leverance.

Energinet ændrer ikke metoden for at inddrage indeksering i opgørelsen.

Ad 5) Fejlbehæftet beregningsmetode vedrørende forrentning af den investerede kapital

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.5, at "...at forrentningen bestemmes som den sidste del ved beregning af kompensation, og det gøres som en mark-up på de faktiske udgifter..."

... Efter Ørsteds opfattelse er det i strid med forarbejderne når Energinet forslår en "mark-up" metode, idet denne beregningsmetode er løsrevet fra den faktisk investerede kapital og dermed fra de faktiske omkostninger som de respektive aktører har. Energinet fraviger dermed elforsyningslovens intentioner og grundprincip nr. 1 jf. metodeanmeldelsens afsnit 1.1 om, at aktører får alle deres faktiske omkostninger dækket ved et afhjælpende tiltag. Efter Ørsteds opfattelse er dette i direkte modstrid med ordlyden i elforsyningslovens forarbejder og vil, idet kapitalomkostninger er en væsentlig omkostningspost for el-producerende anlæg, føre til, at kompensationsberegningens metode overordnet set må betegnes som værende fejlbehæftet.

... Afslutningsvist bemærkes det, at baggrundsnotatet anfører, at mark-up renten er fastsat meget konservativt og at det er usandsynligt, at en investor vil binde kapital i 25 år til blot 5 %. Ørsted er enig i disse betragtninger og er derfor forundret over hvordan Energinet kan nå frem til at den foreliggende metode kan leve op til grundprincip nr. 1 jf. afsnit 1.1 og elforsyningslovens intentioner om Cost Plus.

Efter Ørsteds opfattelse bør Energinet fravælge "mark-up" metoden og vende tilbage til principperne som blev aftalt med branchen på de afholdte workshops, hvor en rimelig forretning bliver beregnet med udgangspunkt i de faktiske omkostninger, således at det sikres, at aktørerne hverken over- eller underkompenseres.

Energinets svar:

Energinet ændrer tiltagen til fastsættelse af forrentning fra en mark-up betragtning til en rimelig forrentning.

Forrentningen fastsættes ud fra den fastsatte WACC-rente for netvirksomheder, som opdateres hvert 5. år, næste gang i 2023.

Kære Line og Max.

CTR har følgende kommentarer til dokumentet "Metode for cost plus prissætning for systemydelse":

I § 3.2.2 Varme under Udgifter på varmemarkedet bør teksten

- Varme der har måttet produceres til en dyrere marginalpris på grund af det afhjælpende tiltag, fx ved flytning fra en periode til en anden

erstattes af flg. tekst:

- Tabt indtægt ved manglende varmesalg under levering af afhjælpende tiltag. F.eks. hvis det afhjælpende tiltag er i form af omlægning fra turbinebypass-drift til kraftvamedrift.
- Dækning af kompensation til varmeselskabet, som følge af varmeselskabets forøgede omkostninger ved en ændret lastfordeling med varmeproduktion på dyrere produktionsanlæg i forbindelse med afhjælpende tiltag.

Venlig hilsen.



CTR

Pia Houbak

Specialkonsulent

Stæhr Johansens Vej 38

DK-2000 Frederiksberg

Phone: +45 38 18 57 18

E-mail: pjh@ctr.dk

www.ctr.dk

Energinet Elsystemansvar
Tonne Kjærs Vej 65
7000 Fredericia

Att:
Line Kamp Bräuner (lkb@energinet.dk)
Max Ejvind Nitschke (mnc@energinet.dk)

Dok. ansvarlig: MSC
Sekretær:
Sagsnr: s2016-262
Doknr: d2019-9968-5.0
22-05-2019

Høringsvar - Energinet Elsystemansvars Metode for Cost Plus

Dansk Energi takker for muligheden for at kommentere på Energinet Elsystemansvars forslag til metode for Cost Plus til afregning af systemydelse.

Vi indgav den 1. april 2019 et præhøringssvar på den foreslåede metode og noterer at vores forslag i flere tilfælde er taget til efterretning. Dog er der stadig en række mangler og uklarheder i det endelige metodeforslag, som vi anbefaler, at Energinet adresserer inden anmeldelse til Forsyningstilsynet.

Vi har følgende kommentarer til metoden:

Punkt 2.3

Energinet anvender i metoden en løs og bred definition af beordringer og afhjælpende tiltag, som der i øvrigt ikke skelnes imellem. Det bør fremgå af metoden, at beordringer og afhjælpende tiltag alene kan anvendes i uforudsete og akutte tilfælde, jf. såvel SOGL som den danske elforsyningslov. Energinet kan altså ikke anvende disse tiltag til drift rutinemæssig af elsystemet, som vi har set flere eksempler på både før og efter den ny elforsyningslov ikrafttræden.

Punkt 2.4

Energinet noterer i det første princip, at kompensationen '*så vidt muligt*' skal holde virksomheden skadesløs så vidt gælder leverancen af det afhjælpende tiltag. Vi er uenige i denne formulering, da grundlaget for cost plus kompensationen er, at man *i alle tilfælde og til fulde* skal holde virksomheden skadesløs. Energinet bør slette '*så vidt muligt*' i det endelige forslag.

Energinet noterer i det tredje princip, at kompensationen ikke kan blive negativ. Det bør eksplicit fremgå, at det er kompensationen for hver time af den samlede beordring, således at anlægsejer ikke har påføres et tab i dele af beordringsperioden. Deraf følger også at den samlede kompensation for den fulde varighed af beordring ikke kan blive negativ.

Punkt 3.1

Det fremgår af metoden, at Energinet kan 'kræve afvigelse fra virksomhedens måde at fastslå værdien af brændslet, hvis Energinet finder, at metoden er usædvanlig eller upræcis'. Vi mener ikke, at metoden skal skabe hjemmel for at Energinet foretager subjektive vurderinger af virksomheder dokumenterede omkostninger. I tvivlstilfælde kan Energinet derimod gøre brug af metodens mulighed for at bede om revisorerklæring.

Punkt 3.3

Energinet henviser flere gange til 3-års reglen. Metoden bør redegøre for hvorfor netop et 3-års gennemsnit anvendes og hvordan gennemsnittet konkret beregnes. Det er eksempelvis uklart, om der anvendes regnskabsår (og i så fald om indeværende regnskabsår medtages og kompensationen derfor skal afvente årsregnskabet), rullende tre års gennemsnit, eller andre metoder.

Punkt 3.5

Energinet foreslår to metoder til fastsættelse af forrentningskrav. Dansk Energi støtter at virksomhederne for valgfrihed mellem de to forrentningsalternativer. Den fastsatte forrentning bør dog være højere end højeste diskonteringsrente plus gennemsnitlig inflation over de seneste fire år. Det kunne eksempelvis være renten på en dansk 10-årige statsobligation plus 10%-point.

Dansk Energi håber, at ovenstående kommentarer tages til efterretning i det forestående arbejde med færdiggørelse af metoden og står til rådighed med uddybende kommentarer.

Med venlig hilsen
Dansk Energi

Martin Schrøder

Høring af prismetoder

Generelt har opgørelsen/beregningen af den historiske pris gået i en bedre retning i forhold til præhøringen, som bør give et større incitament til at deltage i markederne.

Kommentarer til høring af "Metoder for cost plus prissætning for systemydelser"

Afsnit 2.4:

2. Der skal vidst stå "Virksomheden" og ikke "Virksom".

6. Hvad er formålet med denne? Og hvordan skal den håndteres i praksis? Det kan blive meget svært at gøre "risikoadfærd" op.

Kommentarer til høring af "Metoder for reguleret pris for systemydelser"

Afsnit 3.3:

"Den historiske pris fastsættes pr. ydelse, og der differentieres ikke i mellem DK1 og DK2, hvis produktbeskrivelsen er identisk."

Markedspriserne i DK1 og DK2 er generelt forskellige. Hvorfor skal priserne for systemydelserne så ikke også være det?

Hvordan tænkes dette at blive brugt i praksis? Er det når der er konkurrence i f.eks. DK1 men ikke DK2, så bruges DK1 prisen i DK2? Eller regnes en DK pris som et gennemsnit af priserne i hele DK (uafhængt om f.eks. én pris er fra DK1 og to er fra DK2?

Kommentarer til høring af "Vejledning til metoderne for cost plus og reguleret pris"

Afsnit 2.2:

Idéen med et simpelt alternativ til små aktører/nye teknologier er god, men..

Hvor kommer de 12% fra? (hvor er den viden fra?) Hvilket år er dette?

Og hvorfor skal omkostningen være væsentligt end denne, og hvordan er man endt på lige 4%? Hvorfor ikke højere?

Hvad sker der når markedsprisen ændrer sig? Følger de 10 kr./MW/time med.

Eftersom administrationsomkostninger / faste omkostninger ikke er afhængig af markedsprisen på el (så vidt jeg ved), virker det lidt tilfældigt at fastsætte den som en andel af markedsprisen på el.

"Hvis det afhjælpende tiltag ikke leverer aktiv effekt, beregnes en ækvivalent ud fra det elektroteknisk mest nærliggende produkt anlægget kan eller skal levere, i minimumslastpunktet og power-faktor 1 hvor det er relevant, og hvis intet andet er nævnt i Energinets specificering af

det afhjælpende tiltag.”

Dette bør præciseres! Hvad menes der med ”hvis det afhjælpende tiltag ikke leverer aktiv effekt”.

- Er det noget der gælder for produkter som ikke KAN levere aktiv energi?
- Er det noget der gælder for produkter som ikke SKAL levere aktiv energi (men godt kan)?
- Er det for produkter der bare ikke gør det lige nu (driftsklare anlæg)

Afsnit 2.3:

Hvor blev de 9 % af fra præhøringen? Hvorfor blev det ændret (internt eller ekstern beslutning/forslag)?

Afsnit 3:

I skriver: ”Gennemsnittet af de tre dyreste bud i hvert af de tre forudgående år, gående fra december til november, giver den historiske pris”.

Jeg forstår hvad I mener jf. eksemplet neden under. Men det I skriver er at der tages et gennemsnit af 3 priser fra år 1, 3 priser fra år 2 og tre priser fra år 3.

Der burde stå: ”Gennemsnittet af det dyreste bud i hvert af de tre forudgående år, gående fra december til november, giver den historiske pris”.

Afsnit 3.1:

Tabel 1 og tabel 2:

Kan det blive opgjort pr. landsdel? (DK1/DK2). Selvfølgelig kun der hvor det giver mening (produktet er der).

Skal det forstås sådan at man regner en historisk pris på tværs af DK1/DK2?

Eller regnes der én for DK1 og én for DK2 også tager man den højeste eller laveste og bruger for DK. Dette bør præciseres (også nævnt i afsnit 3.3, reguleret pris).

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia
Danmark
Att.: Sisse Carlsen, scr@energinet.dk
cc: myndighed@energinet.dk

7. September 2020

Høringssvar fra Ørsted til Energinet vedrørende anmeldelse af metoden for Cost Plus.

Ørsted takker for muligheden for at afgive høringssvar til Energinet vedrørende anmeldelsen af metoden for cost plus af den 5. august 2020 jf. Systemansvarsbekendtgørelsen (BEK nr. 652 af 18/05/2020) § 23 stk. 2.

Indledningsvist må det bemærkes, at dette høringssvar bør læses i sammenhæng med Ørsteds tidligere høringssvar af den 20. maj 2019 samt de afgivende bemærkninger i forbindelse med de af Energinet afholdte workshops om reguleret pris og cost plus.

Overordnet finder Ørsted det både pragmatisk, fornuftigt og positivt, at Energinets metode er baseret på principper, der tidligere er anvendt ved opgørelse af compensation i forbindelse med afhjælpende tiltag. Dog bemærkes det, at Energinet i denne version af metodeanmeldelsen, vedrørende beregning af "rimelig forrentning af den investerede kapital" grundlæggende har ændret beregningsmetoden i forhold til den tidligere version. Det må derfor understreges, at den nye beregningsmetode ikke stemmer overens med de principper, som blev udviklet i samarbejde med aktørerne i branchen og at det nye princip efter Ørsteds opfattelse ikke vil kunne godkendes af branchen, idet metoden grundlæggende strider imod ordlyden i forarbejderne til Elforsyningsloven og systemansvarsbekendtgørelsen.

I forbindelse med gennemgangen af Energinets seneste udkast har Ørsted følgende centrale bemærkninger:

1. Uklar definition vedrørende dobbelt compensation
2. Uklar beskrivelse vedrørende sideordnet aktivitet
3. Uklar angivelse af Energinets kompetence område
4. Manglende indregning af indeksering
5. Fejlbehæftet beregningsmetode vedrørende forrentning af den investerede kapital

Ad 1) Uklar definition vedrørende dobbelt compensation

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3, at "En omkostning vedrørende et afhjælpende tiltag kan kun kompenseres en gang, og kan kun kompenseres, hvis ingen anden forbunden aktør eller interessent dækker omkostningen."

Ørsted er enig i princippet om, at virksomheder principielt set ikke kan få tilskud til den samme omkostningskrone to gange. I den forbindelse må det dog påpeges, at Energinet ved betaling af compensation for et afhjælpende tiltag, jf. elforsyningsloven skal betale for den ydelse, som Energinet har modtaget på lige fod med alle andre kunder. Dvs. at Energinet betaler for et konkret produkt, i en konkret time på et anlæg som andre aktører/interessenter bruger og

betaler for i andre timer. Ørsted finder på den baggrund den ovenfor angivende tekst uklar, idet den efter Ørsteds opfattelse kan tolkes som om, at Energinet ikke skal betale for de ydelser som Energinet modtager, såfremt andre aktører i samme eller andre timer også har ydet et bidrag til dækning af Ørsteds omkostninger til det respektive produktionsanlæg (for eksempel dækning af lønomkostninger). Ørsted forslår derfor, at teksten enten udelades, uddybes yderligere eller ændres.

Ad 2) Uklar beskrivelse vedrørende sideordnet aktivitet

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.2, at "Til indtægter på varmemarkedet henhører navnlig: Salg af varme produceret under levering af afhjælpende tiltag, hvor Energinet har kompenseret det anvendte brændsel".

Efter Ørsteds opfattelse bør det præciseres i dette afsnittet, at f.eks. salg af varme er en sideordnet aktivitet, som ikke indgår ved opgørelsen af compensationens størrelse, idet Energinet juridisk set ikke kan påtage sig den medfølgende risiko for hverken gevinster eller tab opnået i varmemarkedet. Det bør også præciseres, at brændselsomkostningen til sideordnet aktivitet er Energinets betaling uvedkommende. Dermed beskyttes Energinet imod enhver situation "hvor Energinet har kompenseret det anvendte brændsel", samtidig med at opdelingen af omkostninger som en konsekvens af grundprincip nr. 5 jf. afsnit 1.1 bliver tydeliggjort.

Ad 3) Uklar angivelse af Energinets kompetence område

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.3 at "Energinet vurderer i øvrigt, hvad der kan være omfattet af omkostninger til drift og vedligehold".

Efter Ørsteds opfattelse er det elforsyningslovens intention, at principperne for beregning af compensationen, skal fremgå eksplicit af metoden for Cost Plus, således at Forsyningstilsynet kan godkende, at metoden er lovmedholdelig. Idet ovennævnte tekstuddrag lægger op til, at Energinet, på baggrund af deres subjektive vurdering, løbende skal definere hvad der kan indregnes i drift og vedligeholdelse, får Energinet dermed de facto muligheden for at ændre principperne for beregningen af compensationen uden fornyet godkendelse fra Forsyningstilsynet. Endvidere bemærkes det, at Energinet efter Ørsteds opfattelse er forpligtet til at sikre en ikke diskriminerende behandling af aktørerne, hvorfor en løbende subjektiv vurdering kan være problematisk. Det må på den baggrund anbefales, at det ovenfor nævnte tekstafsnit udgår og erstattes med en konkret beskrivelse af hvilke omkostninger, som kan være omfattet af drift og vedligeholdelse.

Ad 4) Manglende indregning af indeksering

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.5, at "Som udgangspunkt anvendes et gennemsnit for de seneste 3 år, for at finde frem til en standard timepris".

Ørsted er enig i dette princip, men det må påpeges at historiske priser fra de forgående år skal indekseres således, at tallene bliver sammenlignelige, hvorved det sikres at metoden også kan håndtere et evt. fremtidigt scenarie med højere prisreguleringer end i dag. I den forbindelse kan det foreslås, at der anvendes en vægtning af et lønindeks og prisindeks.

Ad 5) Fejlbehæftet beregningsmetode vedrørende forrentning af den investerede kapital

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.5, at "...at forrentningen bestemmes som den sidste del ved beregning af kompensation, og det gøres som en mark-up på de faktiske udgifter..."

Af elforsyningslovens forarbejder fremgår det, at "Med rimelig betaling henvises til, at betaling bør modsvare, den betaling aktøren kunne have opnået ved at afsætte produktet på et konkurrencemarked. Herunder at betalingen som minimum dækker omkostninger til eventuel brændsel og eventuel salg af elektricitet og varme, drift og vedligeholdelse, administrations-/fællesudgifter, afskrivninger og forrentning af investeret kapital."¹

Efter Ørstedes opfattelse er det i strid med forarbejderne når Energinet foreslår en "mark-up" metode, idet denne beregningsmetode er løsrevet fra den faktisk investerede kapital og dermed fra de faktiske omkostninger som de respektive aktører har. Energinet fraviger dermed elforsyningslovens intentioner og grundprincip nr. 1 jf. metodeanmeldelsens afsnit 1.1 om, at aktører får alle deres faktiske omkostninger dækket ved et afhjælpende tiltag. Efter Ørstedes opfattelse er dette i direkte modstrid med ordlyden i elforsyningslovens forarbejder og vil, idet kapitalomkostninger er en væsentlig omkostningspost for el-producerende anlæg, føre til, at kompensationsberegningssmetoden overordnet set må betegnes som værende fejlbehæftet.

Problemstilling kan endvidere illustreres ved at konstatere, at "mark-up" metoden vil føre til overkompensation af teknologier med lave kapital omkostninger og høje driftsomkostninger, mens at teknologier med høje kapitalomkostninger og lave driftsomkostninger vil blive underkompenseret. Det er Ørstedes opfattelse at dette ikke er hensigten med Elforsyningslovens bestemmelser.

Det kan i øvrigt bemærkes, at begrebet "investeret kapital" er veldefineret i litteraturen, hvorfor Ørsted foreslår, at Energinet anvender denne definition ift. vurdering i baggrundsnotatet, i stedet for at arbejde med egenudviklede begreber.

Afslutningsvist bemærkes det, at baggrundsnotatet anfører, at mark-up renten er fastsat meget konservativt og at det er usandsynligt, at en investor vil binde kapital i 25 år til blot 5 %. Ørsted er enig i disse betragtninger og er derfor forundret over hvordan Energinet kan nå frem til at den foreliggende metode kan leve op til grundprincip nr. 1 jf. afsnit 1.1 og elforsyningslovens intentioner om Cost Plus.

Efter Ørstedes opfattelse bør Energinet fravælge "mark-up" metoden og vende tilbage til principperne som blev aftalt med branchen på de afholdte workshops, hvor en rimelig forretning bliver beregnet med udgangspunkt i de faktiske omkostninger, således at det sikres, at aktørerne hverken over- eller underkompenseret.

¹ Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning, lov om varmforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og lov om afgift af elektricitet, LFF 2018 165, Karnov Group Denmark, side 2

Afsluttende bemærkninger

Afslutningsvis bemærkes det, at Ørsted selvfølgelig gerne stiller sig til rådighed for en uddybning af ovenstående høringssvar, såfremt der måtte være et ønske herom.

Med venlig hilsen

Boje Henriksen

Senior Manager

Ørsted

Tlf. +45 99 55 78 39

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia
Danmark

20. Maj 2019

Hørings svar til: Metode for cost plus prissætning for systemydelser.

Ørsted takker for muligheden for at afgive høringssvar til Energinet vedrørende "Metode for cost plus prissætning for systemydelser".

Ørsted finder det både pragmatisk fornuftigt og positivt, at Energinets metode på væsentlige områder rummer mulighed for at vælge mellem en simpel opgørelsesmetodik baseret på standardværdier for mindre aktører og en mere detaljeret omkostningsægte opgørelsesmetodik for større aktører. I den forbindelse bemærkes det at nærværende høringssvar ikke har fokuseret på principperne rette imod de mindre aktører.

Indledning og Grundprincipper

Af afsnit 1 fremgår det i hvilke situationer at Elforsyningsloven § 27b finder anvendelse. I den forbindelse må det bemærkes, at anvendelsen af § 27b kun bør ske på baggrund af en akut opstået eksogene og uforudselige hændelser som f.eks. havari eller kabelnedbrud, idet Energinet jf. SOGL og Elforsyningsloven er forpligtiget til markedsføre og indkøbe alle de ydelser, som Energinet kan forudsige et behov for til brug for at sikre elforsynings sikkerheden.

Formålet med Cost plus prissætning for systemydelser er således, i modsætning til reguleret pris, ikke at sikre retvisende og transparente prissignaler i elmarkedet, som synligøre behovet for og værdien af de nødvendige egenskaber til brug for at sikre elforsynings sikkerheden, men udelukkende at sikre en rimelig betaling i de enkeltstående akutte tilfælde, hvor Energinet helt uforudseligt jf. ovenfor pludseligt måtte have behov for aktørernes anlæg af hensyn til den danske elforsynings sikkerhed.

Af grundprincip nr. 1 fremgår det at "Kompensationen skal så vidt muligt holde virksomheden skadesløs...". Efter Ørsteds opfattelse skal Energinet ikke "så vidt muligt", men "i alle tilfælde" holde virksomheden skadsløs i de tilfælde hvor § 27b finder anvendelse. Såfremt Energinet fastholder den nuværende formulering, bør det som minimum præciseres i hvilket tilfælde det er, at virksomheden efter Energinets opfattelse ikke kan få dækket alle sine omkostninger som følge af en beordring/afhjælpende tiltag.

Af grundprincip nr. 3 fremgår det, at "Kompensations beløbet kan ikke blive negativt". Efter Ørsteds opfattelse bør det præciseres, at dette princip er gældende på timeniveau. Antages det f.eks. at Energinet foretager en beordring over 2 døgn, hvor første døgn har en lav elpris og andet døgn har en ekstremt høj elpris, vil metoden af Energinet kunne fortolkes således, at virksomhedens gevinst fra 2 døgn skal gå til at reducere og måske endda helt eliminerer Energinets betaling for det første døgn. Idet virksomheden uden en beordring kunne have undgået tabet i første døgn, ved ikke at køre anlægget og derefter selv kunne have realiseret gevinsten fra andet døgn ved at starte anlægget, er det åbenlyst i strid med formålet med cost plus metoden, at gennemtvinge modregning mellem de 2 døgn, idet beordringen dermed skader virksomheden økonomi.

Omkostnings definitioner

Af afsnit 3.1 fremgår det hvorledes variable omkostninger skal opgøres. I den forbindelse må det blot bemærkes, at der også eksistere andre variable omkostninger end brændsel, som f.eks. udledningsafgifter og omkostninger til drifts og vedligehold. Efter Ørsteds opfattelse burde afsnittet derfor indledes med f.eks. "Energinet lægger op til følgende variable omkostninger som f.eks. brændsels og opstartsrelaterede omkostninger...".

Det bemærkes endvidere, at metodebeskrivelsen ikke indeholder et fortolkningsbidrag til hvorledes anlægsaktiverne skal opgøres. Dette kan naturligvis skyldes, at denne post historisk set har været uproblematisk af opgøre. Efter Ørsteds opfattelse bør det dog af hensyn til fuldstændigheden i metodebeskrivelsen, fremgår at anlægstaktiver opgøres til kostpris og afskrives over brugstiden i lighed med principperne i el- og varmforsyningsloven.

Metodebeskrivelsen anvender også begreber som f.eks. "3 års reglen", uden at det nærmere defineres hvad denne regel dækker over. Ørsted er bekendt med princippet, idet det i dag anvendes, men vil af hensyn til fuldstændigheden opfordre Energinet til at præcisere de i metodebeskrivelsen afvendte begreber, således evt. fremtidig usikkerhed om afregningsprincipperne modvirkes bedst muligt.

Afslutningsvist bemærkes det også, at metodebeskrivelsen flere steder anvender formuleringer som f.eks. "Energinet kan også kræve afvigelse fra virksomhedens måde at fastslå værdien af brændslet, hvis Energinet finder, at metoden er usædvanlig eller upræcis". Ørsted anerkender naturligvis, at aktørernes omkostningsopgørelser skal være retvisende, men det synes problematisk at Energinet i rollen som regulator indskrives i metoden, at Energinet i rollen som indkøber har mulighed for at tilsidesætte aktørernes omkostningsopgørelser, hvis de f.eks. finder at metoden er usædvanlig eller upræcis. Metoden bekræfter i øvrigt ikke yderligere om, hvorledes processen i givet fald vil skulle forløbe, såfremt Energinet måtte vælge at tilsidesætte de fremsendte og om nødvendigt revisionspåregnede omkostningsopgørelser. Det er Ørsteds opfattelse metodebeskrivelsen bør udtrykke en sund balance mellem køber og sælgers rettigheder, særligt i det lys at sælgende virksomhed i en beordringssituation er tvunget til at levere ydelsen.

Sidenordnet aktivitet under beordring

Af afsnit 3.2 fremgår det, at "indtægter ved salg af produkter i forbindelse med levering af det afhjælpende tiltag fratrækkes de tilknyttede udgifter." Idet det fremgår af grundprincip nr. 5 i afsnit 2.4, at "Virksomheden har ret til at agere med anlægget efter egne ønsker, når det ikke påvirker den aftalte leverance af det afhjælpende tiltag", må afsnit 3.2 fortolkes således, at indtægtsbegrebet kun omfatter den direkte til det afhjælpende tiltag knyttede indtægtsstrøm og ikke den indtægtsstrøm, som kommer fra sideordnet aktivitet, idet grundprincip 5 ellers bliver meningsløst. Konkret betyder dette at f.eks. indtægten fra den elproduktion, som opstår i minimumsdrift, hvis et anlæg beordres i drift af Energinet, skal modregnes i den brændselsomkostning som beordringen har medført. Måtte aktøren vælge at producere i et andet driftspunkt på kraftværket jf. grundprincip 5, tilfalder alle indtægter og udgifter herved aktøren. Dette princip er efter Ørsteds opfattelse i overensstemmelse med den praksis som i dag anvendes og de principper som der var enighed om på de afholdte workshops. En afvigelse fra disse principper vil medføre risiko for kryds-subsidiering og vil være i strid med cost plus princippet, idet virksomhedens økonomi vil kunne lide skade som følge af et afhjælpende tiltag. Efter Ørsteds opfattelse bør afsnittet præciseres således, at det bedre afspejler de eksisterende principper.

Konklusion

Samlet set er det Ørsteds vurdering, at det foreliggende udkast til "metode for cost plus prissætning for systemydelser", bortset fra de ovenfor nævnte forhold lever op til Elforsyningsloven formål. Såfremt Energinet måtte ønske en uddybning af ovenstående forhold er Ørsted vil naturligvis været indstillet på at bidrage til en sådan proces.

Med venlig hilsen,

Med venlig hilsen
Boje Henriksen
Senior Manager
Settlement and Analysis
Bioenergy & Thermal Power, Finance

Ørsted
Tlf. +45 99 55 78 39

Til: Energinet Elsystemansvar
Tonne Kjærs vej 65
7000 Fredericia

Dato: 16/5-2019
Sagsnr.:
Dok. nr.:
Telefon: +45 25200356
Initialer: N1MKTE

Att:

Line Kamp Bräuner (lkb@energinet.dk)
Max Ejvind Nitschke (mnc@energinet.dk)

Hørings svar - Metoder for Reguleret pris og Cost plus - Aalborg Forsyning

Aalborg Forsyning takker for muligheden for at kommentere på metoderne for reguleret pris og cost plus. Aalborg Forsyning har deltaget i det foreløbige arbejde med metoderne gennem deltagelse i begge afholdte workshops og gennem kommentering af Energinets udkast til metoderne.

Aalborg Forsyning har følgende kommentarer til metoderne i høring:

Aalborg Forsyning har følgende kommentarer til definition af konkurrence

Aalborg Forsyning finder at Energinets tolkning af elforsyningslovens bestemmelser om konkurrence er for vidtgående. I Elforsyningsloven og seneste bekendtgørelse vedr. systemansvarlig virksomhed, fremgår følgende, som Energinet lægger til grund:

§ 27 a. Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf.

Stk. 2. Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed anvender Energinet markedsbaserede metoder. Er der kun én virksomhed, der tilbyder ydelser omfattet af 1. pkt., anvender Energinet regulerede priser til betaling for ydelser.

Figur 1: Uddrag af Bekendtgørelse af lov om elforsyning. Energi-, Forsynings- og Klimamin., Energistyrelsen, j.nr. 2018-1481

Reguleret pris ved manglende konkurrence

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

Figur 2: Uddrag af Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., Energi-, Forsynings- og Klimamin., Energistyrelsen, j.nr. 2018-2460

Intentionen i elforsyningslovens er at sikre at energinet anvender reguleret pris i tilfælde med manglende konkurrence. Energinet lægger op til at tolke formuleringen således at en virksomhed tilbyder en ydelse til

opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, også selv virksomheden kun tilbyder en delmængde af hvad der kræves til opretholdelse af niveau for elforsynings sikkerhed. Denne vidtgående fortolkning medfører at Energinet tvinges til at forsøge at gennemføre markedsbaserede indkøb, i situationer hvor der ikke er konkurrence.

Eksempel på problemstilling

*Energinet har et behov for en ydelse, f.eks. aFRR, af en størrelse på 90 MW. Der er tre virksomheder, som hver især byder 30MW. Ingen af de tre virksomheder tilbyder ydelser som alene opfylder kravet om opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed. Derfor er det ikke tale om tre virksomheder der hver især opfylder kriteriet som medfører opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed. Det følger også logisk at de tre bydere hver især er eneste bydere på en delmængde af ydelsen til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed. Dermed har hver af de tre virksomheder *dé facto* monopol på levering af ydelsen, og der er således ikke tale om et konkurrenceudsat marked.*

Af Elforsyningslovens paragraf 27a stk 2 fremgår det at

"Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed anvender Energinet markedsbaserede metoder."

Aalborg Forsyning mener ikke at et indkøb af ydelser ved tilbudsgivning i en monopolsituation falder under definitionen markedsbaseret metode.

Aalborg Forsyning opfordrer Energinet til at ændre tolkningen af elforsyningslovens beskrivelse af manglende konkurrence, således at den er i overensstemmelse med elforsyningsloven, men også intentionerne i elforsyningsloven og almindelig konkurrenceretlig praksis.

Aalborg Forsyning har tidligere støttet forslag om definition af **konkurrencesituation**:

"Der er konkurrence på et marked, når alle tilbudsgivere (Virksomheder) isoleret set kan undværes."

Definitionen af **manglende konkurrence** bør være i overensstemmelse med ovenstående og som følger:

"Hvis en tilbudsgiver ikke kan undværes i forhold til opfyldelse af hele udbudsmængden for en del eller hele tilbudsgiverens tilbudte ydelse, så er der manglende konkurrence på henholdsvis en del eller hele tilbudsgiverens tilbudte ydelse".

Aalborg Forsyning mener at denne definition opfylder kriterierne i elforsyningslovens *paragraf 27a stk. 1-2*.

En fastholdelse af den nuværende definition af konkurrence vil tillige medføre at tilbudsgivere kan risikere at afgive tilbud med forventning om en konkurrencesituation, mens der reelt er tale om et *de facto* monopol. Risikoen for at ende i en monopolsituation vil stille store krav til tilbudsgivernes beregning og dokumentation af prissætning.

Aalborg Forsyning har følgende kommentarer til "METODE FOR COST PLUS FOR SYSTEMYDELSER":

Pkt. 3.5.1 Forrentningskrav

Aalborg Forsyning mener at det er u hensigtsmæssigt at en rentesats skal være afhængig af den enkelte aktørs interne økonomiske forhold. Aalborg Forsyning mener at der skal defineres en gennemsnitlig beregning af denne rentesats, f.eks. Danske 10-årige statsobligationer plus f.eks. 10%-point.

Aalborg Forsyning har følgende kommentarer til "METODE FOR REGULERET PRIS FOR SYSTEMYDELSER"

Pkt. 3.3 Historisk pris

Energinet anfører:

" 2) Prisen skal så vidt muligt tage udgangspunkt i de historiske markedspriser for en sammenlignelig ydelse og tidsperiode."

Aalborg Forsyning mener ikke at prisen kan være sammenlignelig i samme tidsperiode, da der ikke er konkurrence i situationen. Det er per definition ikke muligt at finde en situation af sammenlignelig karakter, idet behovet for at anvende en reguleret pris, skyldes at der ikke er en reel konkurrencesituation.

Aalborg Forsyning forslår at højeste markedspris opnået i de seneste 5 år, i en enkelt tidsenhed for markedet, anvendes til prissætning.

På vegne af Aalborg Forsyning

Henrik Klitgaard-Jensen



Produktionschef

Ken Terkilsen



Produktionsplanlægger

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
21. januar 2021

Forfatter:
[SCR/MNC](#)

NOTAT

COST PLUS

Metode

Indhold

1. Baggrund og juridisk grundlag for metodeanmeldelsen	3
1.1 Grundprincipper	3
2. Gyldighedsområde og definitioner	4
2.1 Gyldighedsområde for Cost Plus.....	4
2.2 Definitioner	4
3. Metode for fastsættelse af betaling efter Cost Plus	5
3.1 Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger	5
3.2 Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme.....	6
3.2.1 Elektricitet	6
3.2.2 Varme	6
3.3 Omkostninger til drift og vedligehold	7
3.4 Administrations- og fællesudgifter	8
3.4.1 Forenklet alternativ for administrations- og fællesudgifter	8
3.5 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital	8

1. Baggrund og juridisk grundlag for metodeanmeldelsen

I henhold til §§ 23, stk. 3 og 24 i bekendtgørelse nr. 625 af 18. maj 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (herefter systemansvarsbekendtgørelsen) udarbejder Energinet nærværende metode til betaling efter Cost Plus.

Energinet anmelder metoden til Forsyningstilsynet til godkendelse i overensstemmelse med § 73 a i lov om elforsyning.

Energinet kan, 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 med et varsel fastsat af Energinet. Energinet kan ligeledes kræve godkendte driftsstop udskudt eller fremrykket. Endelig kan Energinet kræve egentlig drift på anlæg.

Metoden benyttes til afregning af afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden.

Metoden vil ligeledes anvendes, hvis Energinet foretager et udbud, og der ingen bydere er på den pågældende ydelse og Energinet derfor er nødsaget til at foretage et afhjælpende tiltag.

Dele af metoden for Cost Plus danner ydermere bund for den betaling, der kan opnås ved metoden for Reguleret pris, jf. § 22 stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen. Den Regulerede pris kan således ikke være lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter dele af metoden for Cost Plus.

Slutteligt benyttes dele af metoden for Cost Plus som grundlag for en Reguleret pris, når der ikke findes en historisk pris, der kan benyttes til udarbejdelse af en Reguleret pris. Cost Plus afregningen benyttes i disse tilfælde, indtil det potentielt er muligt at skabe konkurrence på markedet, og derved opnå en historisk markedspris. I visse tilfælde, vil der være naturligt monopol på en ydelse, hvorfor der ikke skabes en konkurrencepris og derved en markedspris, der kan benyttes som Reguleret pris. I disse tilfælde vil dele af Cost Plus metoden anvendes i stedet.

1.1 Grundprincipper

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

1. Kompensationen skal, i tilfælde af afhjælpende tiltag, holde virksomheden skadesløs for så vidt gælder leverancen af den pågældende ydelse,
2. Virksomheden har ret til en rimelig forrentning af den bundne kapital; 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.

Kompensationen opgøres ex-post i et samarbejde mellem Energinet og virksomheden. Virksomheden fremsender en opgørelse til Energinet over omkostninger og indtægter relateret til leverancen af den pågældende ydelse.

I forbindelse med afregning gennem Reguleret pris, er det 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, skal virksomheden meddele Energinet dette senest to måneder efter leveringen, ved at udtrykke det overfor Energinet på en form der kan dokumenteres.

2. Gyldighedsområde og definitioner

2.1 Gyldighedsområde for Cost Plus

Metoden finder anvendelse, når Energinet gennemfører afhjælpende tiltag i medfør af § 27 b, stk. 3 i lov om elforsyning¹ og kommissionens forordning 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter SOGL).

Metoden for Cost Plus omfatter alle forbrugs- og produktionsteknologier, som Energinet kan anvende til afhjælpende tiltag.

Cost Plus metoden anvendes desuden hvis der ingen bydere er på den pågældende ydelse og Energinet derfor er nødsaget til at foretage et afhjælpende tiltag.

Dele af metoden omfatter desuden 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, fastsat ved Cost Plus.

Slutteligt benyttes dele af metoden for Cost Plus som grundlag for en Reguleret pris, når der, for den pågældende ydelse, ikke findes en historisk pris, der kan benyttes til udarbejdelse af en Reguleret pris.

Metoden finder anvendelse på land- og søterritoriet og i den eksklusive økonomiske zone.

2.2 Definitioner

I denne metode forstås følgende:

Afhjælpende tiltag: Hændelsen i tid, hvor et anlæg efter Energinets nærmere specifikation er bundet til en særlig produktion, driftstilstand eller anden begrænsning. Afhjælpende tiltag er synonymt med det tidligere meget anvendte begreb 'beordring'.

Energinet: Betegner den TSO, der til enhver tid er ansvarlig for opretholdelse af forsyningsikkerheden i det danske eltransmissionssystem.

Anlægget: Det energianlæg, der beordres.

Virksomheden: Den virksomhed eller juridisk person, der ejer anlægget, som beordres.

Kompensation(en): Den betaling, der går fra Energinet til virksomheden.

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

² Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. med senere ændringer.

3. Metode for fastsættelse af betaling efter Cost Plus

Energinet skal yde kompensation for ydelser omfattet af afhjælpende tiltag til sikring af forsyningsikkerheden.

Kompensation efter Cost Plus omfatter, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 24, følgende dokumenterbare omkostningselementer:

- 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:

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

Virksomheder skal fremlægge de oplysninger, der er nødvendige for, at Energinet kan opgøre en rimelig kompensation for leverancen på den pågældende ydelse.

En omkostning vedrørende leverancen 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.

Kompensationen for leverance af den pågældende ydelse i en sammenhængende periode i tid, kan ikke antage negativ værdi.

Dokumentation

Det følger af § 24, stk. 2 i systemansvarsbekendtgørelsen³, at virksomheden skal, på forlangende fra Energinet, dokumentere omkostninger ved revisorerklæring i forbindelse med fastlæggelse af Cost Plus prisen.

Energinets rapportering til Energistyrelsen

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

3.1 Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger

Omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger (variable omkostninger) henhører navnlig til:

- Diverse opstartsrelaterede omkostninger,
- Forbrugt brændsel, opgjort til samme regnskabsmæssige princip som virksomheden normalt anvender (fx FIFO),

³ Bekendtgørelse nr. 652 af 18. maj 2020 om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

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

- Omkostninger til at få anlægget ud af mølpose (udpakning) og omkostninger til genkonservering,
- Omkostninger til påkrævede eftervisninger af anlægsegenskaber.

I det tilfælde, at aktøren har øvrige omkostninger til brændsel og andre opstartsrelaterede omkostninger, som ikke er inkluderet i ovenstående liste, kan disse inkluderes, hvis omkostningerne vurderes relevante og der foreligger dokumentation på de afholdte omkostninger.

Den værdi, brændslet tilregnes, kan være den metode virksomheden selv anvender til værdifastsættelse, så det let kan dokumenteres ud fra virksomhedens regnskab. Alternativt kan andre gængse metoder anvendes med rimelig argumentation og dokumentation. Et primært argument for afvigelse fra virksomhedens normale opgørelsesmetode skal være, at administrationen lettes.

Fastlæggelse af mængden af medgået brændsel kan være en måling eller opmåling, eller en beregning ud fra præsteret produktion på det pågældende anlæg, sammenholdt med virkningsgrader ud fra fabriksværdier eller generelle accepterede værdier for teknologien.

3.2 Indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme

Indtægter ved salg af produkter i forbindelse med levering af den pågældende ydelse fratrækkes de tilknyttede udgifter. Det vil sige de indgår ved at reducere kompensationens størrelse.

Udgifter på markeder for elektricitet og varme i forbindelse med levering af den pågældende ydelse, kompenseres også. Udgifter leder til forhøjelse af kompensationsbeløbet.

3.2.1 Elektricitet

Indtægterne ved salg af elektricitet, tillige med indtægter fra alle former for systemydelse, samt væren til rådighed i disse markeder, der er en del af leveringen af den pågældende ydelse, indgår i beregning af kompensationen. Disse indtægter fratrækkes summen af de kompensationsberettigede udgifter, for at få kompensationsbeløbet. Subsidier, eksempelvis PSO tillæg, medregnes indtægter.

Udgifter på markeder for elektricitet, kompenseres også. Udgifter i disse markeder fås for eksempel ved:

- Negative markedspriser under det afhjælpende tiltag.

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

- Ubalanceafregninger, samt
- Når det afhjælpende tiltag består i at flytte en produktion fra en periode til en anden, og dette giver virksomheden dårligere afregning på markedet.

3.2.2 Varme

I tilfælde af, at Cost Plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag kan nedenstående varmeindtægter og -omkostninger inkluderes.

Hvis varmeproduktion kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet, indgår indtægter og udgifter fra varmeproduktion ikke i kompensationen. I modsat fald gælder nedenstående.

Til indtægter på varmemarkeder henhører navnlig:

- Salg af varme produceret under levering af afhjælpende tiltag, hvor Energinet har kompenseret det anvendte brændsel.

Til omkostninger på varmemarkeder henhører navnlig:

- Tabt indtægt ved manglende varmesalg under levering af afhjælpende tiltag. F.eks. hvis det afhjælpende tiltag er i form af omlægning fra turbinebypass-drift til kraftva-medrift, samt
- Dækning af kompensation til varmeselskabet, som følge af varmeselskabets forøgede omkostninger ved en ændret lastfordeling med varmeproduktion på dyrere produktionsanlæg i forbindelse med afhjælpende tiltag.

Tab i varmemarkeder kan være et tab hos varmeselskabet, når varmeselskabet ikke er det samme som virksomheden, der leverer den pågældende ydelse. Kompensation for sådan et tab skal overføres til varmeselskabet.

3.3 Omkostninger til drift og vedligehold

Alle omkostninger til drift og vedligehold (faste omkostninger), som kan henføres til leverancen af den pågældende ydelse, kan indregnes, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og, i tilfælde af at Cost Plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag, afhjælpende foranstaltninger til at holde driftsklar.

Ved beregning af omkostningselementer, der ikke entydigt kan henføres til en periode, anvendes et gennemsnit for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris. Det vil sige, at timeprisen opgøres som de foregående tre års totale brugsomkostninger fordelt på den samme periodes samlede brugstimer.

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.

Til omkostninger til drift og vedligehold henhører navnlig:

- Direkte henførbare personaleomkostninger,
- Faste driftsomkostninger og afskrivninger på anlægget. Der anvendes gennemsnit for seneste tre afsluttede regnskabsår (eller så langt tilbage det er muligt, dog max tre år),
- Omkostninger til drift og vedligehold relateret til den ønskede driftstilstand. Der anvendes gennemsnit for seneste tre afsluttede regnskabsår (eller så langt tilbage det er muligt, dog max tre år).

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

- Omkostninger til forebyggende eller afhjælpende foranstaltninger, der er nødvendige for at opretholde den ønskede driftstilstand,
- Omkostninger ved bestilte opgaver, der ikke kan gennemføres, men ikke kan aflyses,
- Omkostninger til reparationer, der kan henføres direkte til udskydelsen af revision,

- Ekstra omkostninger, der skyldes, at det afhjælpende tiltag er skyldt i udskudt revision, eller det afhjælpende tiltag i sig selv, er udskydelse af revision,
- Omkostninger til udbedring af anlæg efter havari i det omfang havariet direkte kan henføres til den ønskede driftstilstand, og virksomheden ikke har tilsidesat sit ansvar for anlægssikkerheden.

I det tilfælde, at aktøren har øvrige omkostninger til drift og vedligehold, som ikke er inkluderet i ovenstående liste, kan disse inkluderes, hvis omkostningerne vurderes relevante og der foreligger dokumentation på de afholdte omkostninger.

3.4 Administrations- og fællesudgifter

Energinet kompenserer de administrations- og fællesudgifter, der kan tilregnes den periode anlægget leverer den pågældende ydelse. Er administrationsudgifter for eksempel opgjort per år, dækker Energinet de henførbare administrationsudgifter svarende den andel af årets timer, anlægget leverer den pågældende ydelse.

Hvis virksomheden har andre energianlæg end det, der leverer i den pågældende periode, eller andre forretningsgrene, under samme administrative overbygning, henhører levering af ydelsen kun andelen af administrationsudgifterne, svarende til den andel anlægget udgør af den samlede virksomhed. Virksomheden kan anvende sin normale praksis til at gøre rede for andelen overfor Energinet.

3.4.1 Forenklet alternativ for administrations- og fællesudgifter

På virksomhedens ønske kan administrations- og fællesudgifter fastsættes til 10 kr./MWh, som alternativ til en opgørelse fra virksomheden.

Hvis leverancen af den pågældende ydelse ikke medfører en leverance af aktiv energi (MW), udregnes en ækvivalent ud fra anlæggets nominelle effekt og den andel heraf, der lægges beslag på under levering af den pågældende ydelse.

3.5 Afskrivninger og rimelig forrentning af investeret kapital

Afskrivninger

Afskrivninger behandles som en fast omkostning, i lighed med omkostninger til drift og vedligehold. Udgangspunktet for fastlæggelse af afskrivninger baserer sig således 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.

Hvis eventuel varmeproduktion sker som sideordnet aktivitet, kan kun anlægssdelen der vedrører elproduktion indgå i beregning af afskrivning.

Rimelig forrentning

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.

Energinet fastsætter en rimelig forrentning ud på baggrund af Sekretariatet for Energitilsyns beregning af netvirksomheders forrentningsramme. Denne opdateres hvert 5 år, for perioderne 2018-2022, 2023-2027, 2028-2032, etc.

Forrentningen ved anvendelse af Cost Plus ved afhjælpende tiltag er i perioden 2018-2022 fastsat til 3,66 %⁴.

Forrentningen ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris er WACC-renten for netvirksomheder plus et risikotillæg på 4,0 %-point. Forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris er derfor i perioden 2018-2022 fastsat til 7,66 %.

⁴ <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/veiledninger/forrentningssats-for-netvirksomheders-fremadrettede-forrentningsgrundlag>

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
2. februar 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	8
5.3.2 Rimelig forrentning af investeret kapital ved anvendelse af Cost Plus ved brug af Reguleret pris	9
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	12
6.4 Omfanget af Cost Plus	12
Bilag 1 – Regneeksempler	13

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 udskudt 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, skal virksomheden meddele Energinet dette senest to måneder efter levering, ved at udtrykke det overfor Energinet på en form der tillader at ønsket efterfølgende kan dokumenteres.

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 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.

Ovenstående liste illustrerer typiske omkostninger, der kan optræde ved gennemførelse af afhjælpende tiltag. Listen er ikke udtømmende og passer ikke alle teknologier, men princippet

⁵ Jf. Systemansvarsbekendtgørelsen § 24.

fremgår. Sammen med Energinets opstillede grundprincipper, er det muligt at beregne en kompensation til anlægsejerne.

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, i tilfælde af afhjælpende tiltag, 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 dén 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 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 statsstøtteregele. 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 statsstøtteregele, når WACC-renten for netvirksomheder anvendes.

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

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 statsstøtteregele. Forrentningen må derfor ikke medføre, at der er risiko for overkompensation ved anvendelse af Cost Plus afregningen.

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

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.

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

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>

været én byder, samt PwCs markedsanalyse, er forretningen fastsat til WACC-renten for net-virksomheder 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.

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 diskontinuerte 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.

¹¹ 3,66 % + 4 %-point = 7,66 %

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 beslægtlægger 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.

Til Forsyningstilsynet: post@forsyningstilsynet.dk
CC Joann Caloz Michaëlis: jcmi@Forsyningstilsynet.dk og
Henrik Gommesen: hgo@forsyningstilsynet.dk

Dok. ansvarlig: MTH
Sekretær:
Sagsnr: s2016-262
Doknr: d2021-15920-2.0
30. juni 2021

Høringssvar - Energinets anmeldte metode for cost plus

Dansk Energi takker for mulighed for at give høringssvar på Energinets metode for Cost Plus.

Det fremgår af metoden, at økonomiske konsekvenser vedrørende varmeproduktion ikke skal medregnes, hvis varmeproduktionen er adskilt som sideordnet aktivitet. Dansk Energi mener at det er uklart, hvad der menes med sideordnet aktivitet og at der mangler en entydig definition heraf. Derudover mener Dansk Energi, at de økonomiske konsekvenser for varmeproduktionen, der følger af et afhjælpende tiltag, bør kompenseres uanset hvilken regnskabsmæssig og organisatorisk sammenhæng, der er mellem varme- og elproduktion. Alternativt vil markedsaktører kunne risikere at opleve et økonomisk tab, som følge af et afhjælpende tiltag. Dette mener vi ikke er hensigten med anvendelsen af Cost Plus og vi forslår derfor at hele det følgende afsnit:

"Hvis varmeproduktion kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet, indgår indtægter og udgifter fra varmeproduktion ikke i kompensationen. I modsat fald gælder nedenstående.", erstattes med:

"Indtægter og udgifter fra varmeproduktion indgår i kompensationen, hvis de samlet set er negative."

Dansk Energi står naturligvis til rådighed for opklarende spørgsmål.

Med venlig hilsen
Dansk Energi

Maiken Thomsen

Høringsvar fra Ørsted til Forsyningstilsynet vedrørende anmeldelse af metoden for cost plus.

Ørsted takker for muligheden for at afgive høringssvar til Forsyningstilsynet vedrørende anmeldelsen af metoden for cost plus af den 21. januar 2021 jf. Systemansvarsbekendtgørelsen (BEK nr. 652 af 18/05/2020) § 23 stk. 2.

Efter Ørsted opfattelse lever den forslåede metoden i al væsentlighed op til intentionerne i Elforsyningsloven. Endvidere bemærkes det at Ørsted finder det fornuftigt og positivt, at metoden er baseret på principper, der tidligere er anvendt ved opgørelse af kompensation i forbindelse med afhjælpende tiltag.

I forbindelse med gennemgangen af metoden har Ørsted dog noteret følgende forbedringsforlag, som vil kunne gøre metoden endnu mere robust:

1. Beskrivelse af kompensationsprocessen er ikke konsekvent
2. Upræcis angivelse af fordelingsnøgle vedr. administration- og fællesudgifter
3. Manglende indregning af indeksering
4. *Manglende fleksibilitet ved opgørelsen af forrentning af den investerede kapital*
5. *Udbygning af regneeksempler*

Ad 1) Beskrivelse af kompensationsprocessen er ikke konsekvent

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 1.1, at "Kompensationen opgøres ex-post i et samarbejde mellem Energinet og virksomheden" og "Virksomheden fremsender en opgørelsen til Energinet..." Af afsnit 3 fremgår det, at "Virksomheden skal fremlægge de oplysninger, der er nødvendige for, at Energinet kan opgøre en rimelig kompensation..."

Efter Ørsted opfattelse bør beskrivelserne ensrettes, således at det fremgår, at rollerne er fordelt således, at det er virksomhedens opgave at udarbejde og fremsende en opgørelsen for den pågældende ydelse til Energinet.

Energinets rolle er herefter at kontrollere, at den af virksomheden fremsendte opgørelse er udarbejdet i overensstemmelse med den godkendte "Cost plus metode". I den forbindelse bemærkes det, at specifikationsgraden i opgørelsen skal være af et sådant omfang, at Energinet kan udføre en meningsfyldt kontrol. Såfremt Energinet, enten på basis af ønske om en tilfældig stikprøve eller på baggrund af en konkret mistanke måtte ønske yderligere kontrol, kan Energinet anmode virksomheden om fremsendelse af en revisionspåtegning på den konkrete opgørelse.

Afslutningsvist må det bemærkes, at det af baggrundsnotat fremgår, at virksomheden først er berettiget til betaling, når beløbet er fastlagt. Idet processen omkring afregning historiske set har strakt sig ud over flere måneder og i nogle tilfælde år, synes det hensigtsmæssigt at indføre mulighed for aconto afregning af beløbet eller alternativt at præcisere i baggrundsnotatet, at beløbet kan forrentes i perioden, hvor kompensationsprocessen gennemføres.

Ad 2) Upræcis angivelse af fordelingsnøgle vedr. administration- og fællesudgifter

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.4 at "... ,dækker Energinet de henførbare administrationsudgifter svarende den andel af årets timer, anlægges leverer den pågældende ydelse."

Efter Ørsteds opfattelse kan dette læses som om, der også skal allokeres omkostninger til f.eks. de tidsperioder hvor anlægget er ude til revision. Anskues denne tolkning fra et teoretisk perspektiv, er det evident, at metoden underfordeler omkostninger til de indtægtsgivende timer, hvilket efterlader et underskud hos den virksomhed, som leverer ydelsen. Dette faktum kan illustreres ved at se på en teoretisk situation, hvor et givent anlæg anmodes om at levere en ydelse hele året, som skal afregnes efter cost plus. Endvidere antages det, at anlægget ikke leverer andre ydelser. Idet anlægget teknisk set ikke kan levere ydelsen i revisionsperioden, vil der ikke skulle afregnes cost plus for det tidsrum, hvor revisionen finder sted. Såfremt administrations- og fællesomkostninger skal allokeres til alle årets timer, i modsætning til timer med levering af produkter, ville dette medføre, at virksomheden vil stå tilbage med udækket omkostninger, hvorved virksomheden lider tab, hvilket er i strid med grundprincip nr. 1, eftersom virksomheden ikke holdes skadesløs.

Ørsted forslår på den baggrund, at teksten præciseres, således at det tydeliggøres at omkostninger allokeres til gennemsnitlige antal driftstimer. Definitionen vil dermed også stemme overens med den, som er anvendt i afsnit 3.5 om afskrivninger. Endvidere bør det også præciseres, at omkostningsbasen bør opgøres som et 3 årigt gennemsnit på linje med de øvrige omkostningselementer i opgørelsen.

Ad 3) Manglende indregning af indeksering

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.3 og 3.5, at der skal anvendes et gennemsnit for de seneste 3 år ved opgørelsen af omkostningsbasen.

Ørsted er enig i dette princip, men det må påpeges, at historiske priser fra de forgående år bør indekseres, således at tallene bliver sammenlignelige, hvorved det sikres, at metoden også kan håndtere et evt. fremtidigt senarie med højere prisreguleringer end i dag. Hvilket netop er blevet høj aktuelt, idet der pt. kan observeres signifikante prisstigninger på råvarer mv. I den forbindelse kan det foreslås, at der anvendes en vægtning af et lønindeks og prisindeks.

Ad 4) Manglende fleksibilitet ved opgørelsen af forrentning af den investerede kapital

Ørsted er som udgangspunkt enig i, at forrentning skal opgøres med udgangspunkt i WACC'en, og at virksomheder som byder ind på et marked har en særlig risiko, i modsætning til monopol virksomheden.

Ørsted finder det dog betænkeligt, at Energinet med den forslåede metoden kan opnå økonomisk fordel ved at anvende afhjælpende tiltag (beordringer) fremfor markedsgørelse.

Historisk set kan der observeres beordringer, som strækker sig over længere perioder, hvorved beordring reelt får karakter af indkøb af den pågældende ydelse.

Ørsted forslår på den baggrund, at det præciseres, at den lave forrentningsats kun anvendes i situationer, hvor de afhjælpende tiltage er relativt korte (max få dage), og såfremt Energinet er uden mulighed for at forudse disse hændelser.

Endvidere bemærkes det, at der ved beregningen af WACC'en tages udgangspunkt i forrentningen for netvirksomheder. I den forbindelse må det bemærkes, at produktionsvirksomhed er konkurrenceudsat, mens at netvirksomheder kan anses som monopolvirksomhed, hvilket kan føre til væsentlige forskelle i kapitalomkostninger. Ørsted forslår på den baggrund, at der – i lighed med andre omkostningselementer i metoden – indsættes en mulighed for på baggrund af rimelige argumenter, at ændre forrentningssatsen til en faktisk dokumenterbar sats, såfremt virksomheden ønsker dette. Dermed gøres metoden også mere robust overfor udviklingen i kapitalomkostninger imellem disse to segmenter.

Ad 5) Udbygning af regneeksempler

Ørsted er enig i, at tilføjelsen af konkrete regneeksempler på udarbejdelse af en cost plus opgørelse styrker forståelsen af metoden. De foreliggende eksempler, særligt omkring samproduktion, kan efter Ørsteds opfattelse præciseres og udbygges yderligere. I den forbindelse kan det forslås, at der kort efter sommerferie afholdes en workshop med deltagelse af relevante parter, således at området kan belyses yderligere.

Afsluttende bemærkninger

Afslutningsvis bemærkes det, at Ørsted selvfølgelig gerne stiller sig til rådighed for en uddybning af ovenstående høringssvar, såfremt der måtte være et ønske herom.

Med venlig hilsen

Ørsted

Boje Henriksen

Senior Manager

bojhe@orsted.dk

Tlf. 99557839

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
12. juli 2021

Forfatter:
SCR/SCR

KOMMENTARER TIL FORSYNINGSTILSYNETS HØRING AF METODEN FOR COST PLUS

Energinet takker for muligheden for at kommentere på høringssvarene vedrørende Forsyningstilsynets høring af metoden for cost plus. Notatet kommenterer på relevante dele af de indkomne høringssvar til Forsyningstilsynets høring af metode for cost plus, som har været i høring i periode fra den 4. juni 2021 til 2. juli 2021. Der er i alt fremsendt to høringssvar til Forsyningstilsynet.

Energinet bemærker indledningsvist, at metoden for cost plus første gang blev anmeldt til Forsyningstilsynet den 31. maj 2019. Metoden blev udarbejdet på baggrund af en workshop med relevante aktører. Metoden havde forinden været i præhøring fra den 18. marts 2019 til den 1. april 2019. Energinet afholdte herefter endnu en workshop med interessenter for at diskutere de indkomne præhøringssvar. Metoden var efterfølgende i høring fra den 16. april 2019 til den 17. maj 2019, hvorefter den blev anmeldt til Forsyningstilsynet.

Forsyningstilsynet tilkendegav ved brev den 26. september 2019, at det vil være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, og anmodede derfor Energinet om at lave gennemskrivning af den tidligere anmeldte metode. Efter dialog med Forsyningstilsynet har Energinet tilrettet metoden for cost plus for systemydelse, hvorefter den har været i genhøring fra den 6. august 2020 til den 7. september 2020. Metoden blev endeligt anmeldt igen til Forsyningstilsynet den 5. november 2020.

Energinet her dermed haft metoden for cost plus i høring tre gange i alt, samt afholdt to workshops, hvor metoden er diskuteret med aktørerne. Derudover har metoden været diskuteret på aktørarbejdsgruppemøder for systemydelse gennem flere omgange hen over perioden. Ved den seneste høring af metoden modtog Energinet ét høringssvar i alt.

I nedenstående vil Energinet kommentere på de indkomne høringssvar, der er kommet i forbindelse med Forsyningstilsynets høring af metoden for cost plus.

Høringssvar fra Dansk Energi

Dansk Energi mener at det er uklart, hvad der menes med sideordnet aktivitet og at der mangler en entydig definition heraf. Derudover mener Dansk Energi, at de økonomiske konsekvenser for varmeproduktionen, der følger af et afhjælpende tiltag, bør kompenseres uanset hvilken regnskabsmæssig og organisatorisk sammenhæng, der er mellem varme- og elproduktion.

Dansk Energi foreslår konkrete ændring:

"Hvis varmeproduktion kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet, indgår indtægter og udgifter fra varmeproduktion ikke i compensationen. I modsat fald gælder nedenstående.", erstattes med: "Indtægter og udgifter fra varmeproduktion indgår i compensationen, hvis de samlet set er negative."

Energinets svar:

Energinet foreslår at ændre formuleringen i afsnit 3.2.2 til følgende:

"I tilfælde af, at Cost Plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag kan nedenstående varmeindtægter og -omkostninger inkluderes.

Hvis varmeproduktion kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet, indgår indtægter og udgifter fra varmeproduktion ikke i compensationen.

Hvis varmeproduktionen ikke kan holdes adskilt som sideordnet aktivitet vil Indtægter og udgifter fra varmeproduktion indgå i compensationen, hvis de samlet set er negative"

Hørings svar fra Ørsted

Efter Ørsteds opfattelse lever den foreslåede metode i al væsentlighed op til intentionerne i El-forsyningsloven. Endvidere bemærkes det at Ørsted finder det fornuftigt og positivt, at metoden er baseret på principper, der tidligere er anvendt ved opgørelse af kompensation i forbindelse med afhjælpende tiltag.

I forbindelse med gennemgangen af metoden har Ørsted dog noteret følgende forbedringsforlag, som vil kunne gøre metoden endnu mere robust:

1. Beskrivelse af kompensationsprocessen er ikke konsekvent
2. Upræcis angivelse af fordelingsnøgle vedr. administration- og fællesudgifter
3. Manglende indregning af indeksering
4. Manglende fleksibilitet ved opgørelsen af forrentning af den investerede kapital
5. Udbygning af regneeksempler

Ad 1) Beskrivelse af kompensationsprocessen er ikke konsekvent

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 1.1, at "Kompensationen opgøres ex-post i et samarbejde mellem Energinet og virksomheden" og "Virksomheden fremsender en opgørelsen til Energinet..." Af afsnit 3 fremgår det, at "Virksomheden skal fremlægge de oplysninger, der er nødvendige for, at Energinet kan opgøre en rimelig kompensation..."

Efter Ørsted opfattelse bør beskrivelserne ensrettes, således at det fremgår, at rollerne er fordelt således, at det er virksomhedens opgave at udarbejde og fremsende en opgørelsen for den pågældende ydelse til Energinet.

Energinets svar:

Energinet foreslår at rette afsnit 3 således at det fremgår, at det er virksomheden som sender en opgørelse for den pågældende ydelse til Energinet. Energinet kan derefter, hvis der findes behov for dette, anmode virksomheden om fremsendelse af en revisorpåtegning af den konkrete opgørelse.

Afslutningsvist må det bemærkes, at det af baggrundsnotat fremgår, at virksomheden først er berettiget til betaling, når beløbet er fastlagt. I det processen omkring afregning historiske set

har strakt sig ud over flere måneder og i nogle tilfælde år, synes det hensigtsmæssigt at indføre mulighed for aconto afregning af beløbet eller alternativt at præcisere i baggrundsnotatet, at beløbet kan forrentes i perioden, hvor kompensationsprocessen gennemføres.

Energinets svar:

Energinet foreslår at rette baggrundsnotatet således at det fremgår, at når Energinet har modtaget en opgørelse for levering af den pågældende ydelse vil Energinet udbetale et acontobeløb. Når afregningen er endelig, vil acontobeløbet blive opgjort.

Ad 2) Upræcis angivelse af fordelingsnøgle vedr. administration- og fællesudgifter

Af metodeanmeldelsen fremgår det af afsnit 3.4 at "... ,dækker Energinet de henførbare administrationsudgifter svarende den andel af årets timer, anlægges leverer den pågældende ydelse."

... Ørsted forslår på den baggrund, at teksten præciseres, således at det tydeliggøres, at omkostninger allokeres til gennemsnitlige antal driftstimer. Definitionen vil dermed også stemme overens med den, som er anvendt i afsnit 3.5 om afskrivninger. Endvidere bør det også præciseres, at omkostningsbasen bør opgøres som et 3-årigt gennemsnit på linje med de øvrige omkostningselementer i opgørelsen.

Energinets svar:

Af metoden fremgår det, at Energinet kompenserer de administrations- og fællesudgifter, der kan tilregnes den periode anlægget leverer den pågældende ydelse. Er administrationsudgifter for eksempel opgjort via en fordelingsnøgle per måned, dækker Energinet de henførbare administrationsudgifter svarende den andel af månedens timer, anlægget leverer den pågældende ydelse.

Det vurderes ikke, at der er behov for et 3-årigt gennemsnit, da disse er omkostninger er direkte dokumenterbare for den pågældende periode.

Energinet vurderer dette fremgår tydeligt af metoden og vejledningen hertil, og vurderer derfor ikke et behov for at ændre dette.

Ad 3) Manglende indregning af indeksering

Ørsted er enig i dette princip, men det må påpeges, at historiske priser fra de foregående år bør indekseres, således at tallene bliver sammenlignelige, hvorved det sikres, at metoden også kan håndtere et evt. fremtidigt scenarie med højere prisreguleringer end i dag. Hvilket netop er blevet højaktuelt, idet der pt. kan observeres signifikante prisstigninger på råvarer mv. I den forbindelse kan det foreslås, at der anvendes en vægtning af et lønindeks og prisindeks.

Energinets svar:

Det fremgår af metoden omkostningselementer, der ikke entydigt kan henføres til en periode, anvendes et gennemsnit for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris.

Omkostninger som kan henføres direkte til perioden, opgøres med deres faktiske værdi. Dette gælder fx direkte henførbare personaleomkostninger; omkostninger til forebyggende eller afhjælpende foranstaltninger, der er nødvendige for at opretholde den ønskede driftstilstand; omkostninger ved bestilte opgaver, der ikke kan gennemføres, men ikke kan aflyses osv.

Råvarepriser der anvendes som brændsel er ydermere en direkte henførbare omkostning, som opgøres som de faktiske omkostninger på den pågældende råvare.

Omkostninger der ikke kan henføres direkte til perioden, og som derfor opgøres med et treårigt gennemsnit er faste driftsomkostninger og afskrivninger på anlægget; omkostninger til drift og vedligehold relateret til den ønskede driftstilstand.

Afskrivninger baserer sig på dokumentation via bilag og beregninger. Der anvendes her et gennemsnit af driftstimer for de seneste tre år, for at finde frem til en standard timepris.

Energinet vurderer således ikke et behov for indeksering i af ovenstående omkostninger.

Ad 4) Manglende fleksibilitet ved opgørelsen af forrentning af den investerede kapital

Ørsted finder det dog betænkeligt, at Energinet med den foreslåede metode kan opnå økonomisk fordel ved at anvende afhjælpende tiltag (beordringer) fremfor markedsgørelse.

Historisk set kan der observeres beordringer, som strækker sig over længere perioder, hvorved beordring reelt får karakter af indkøb af den pågældende ydelse.

Ørsted forslår på den baggrund, at det præciseres, at den lave forrentningsrate kun anvendes i situationer, hvor de afhjælpende tiltag er relativt korte (max få dage), og såfremt Energinet er uden mulighed for at forudse disse hændelser.

Energinet svar:

Energinet skal hvert kvartal redegøre for de afhjælpende tiltag Energinet har anvendt de seneste 4 kvartaler. Der føres således tilsyn med Energinets anvendelse af afhjælpende tiltag. Energinet er ligeledes forpligtet til at anvende markedsbaserede fremskaffelse af de nødvendige ydelser til at opretholde forsyningsikkerheden, og har derfor ikke hjemmel til at foretage afhjælpende tiltag over en længerevarende periode. Energinet ser derfor ikke behov for præcisering i metoden.

Energinet bemærker desuden i den sammenhæng, at Energinet ikke har foretaget et afhjælpende tiltag siden Q1 2019, hvor den længerevarende beordring af Amagerværkets blok 3 sluttede. Dette på trods af, at metoden for reguleret pris ikke har været godkendt, og der derfor ikke har været muligt at afregne i tilfælde med monopol, hvor der således i stedet foretages et afhjælpende tiltag.

... Ørsted forslår på den baggrund, at der – i lighed med andre omkostningselementer i metoden – indsættes en mulighed for på baggrund af rimelige argumenter at ændre forrentningsraten til en faktisk dokumenterbar rate, såfremt virksomheden ønsker dette. Dermed gøres metoden også mere robust overfor udviklingen i kapitalomkostninger imellem disse to segmenter.

Energinet svar:

I metoden for cost plus, som blev anmeldt til Forsyningstilsynet den 31. maj 2019, blev forrentningen opgjort ved en dokumenterbar rate, såfremt virksomheden ønskede sig dette. Alternativt kunne forrentningen opgøres ved et simpelt alternativ. Forsyningstilsynet oplyste per brev til Energinet den 26. september 2019, at det vil være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, bl.a. på baggrund af den foreslåede forrentningsrate. Forsyningstilsynet uddybede ovenstående per brev den 9. december 2019, at:

” I forbindelse med Energistyrelsens ændring af systemansvarsbekendtgørelsen i december 2018 er der kommet nye regler for fastsættelse af betaling efter metoden cost plus. Ligeledes har Forsyningstilsynet fået øget fokus på disse forrentningssatser. Dette ses bl.a. ved tilsynets udgivelse af hovedrapport om Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC), udgivet af WACC-ekspertgruppen den 14. april 2016. Principperne om forrentning i denne rapport bruges på tværs af tilsynets forsyningsområder, og udgangspunktet for Forsyningstilsynet er derfor, at principperne i denne rapport også må gælde i nærværende sammenhæng.”

Energinet vurderer det derfor ikke muligt at ændre metoden, således virksomheder har mulighed for at anvende en dokumenterbar sats.

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
18. oktober 2021

Forfatter:
SCR/SCR

NOTAT

PARTSHØRING AF UDKAST TIL AFGØRELSE VEDR. METODEN FOR COST PLUS

Energinet er meget positive overfor Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for cost plus for systemydelse, anmeldt den 3. november 2020, med efterfølgende ændringer den 22. januar 2021 vedrørende bl.a. rimelig forrentning af investeret kapital.

Energinet ser frem til at kunne benytte metoden for cost plus til afregning af afhjælpende tiltag i medfør af § 27 b, stk. 3 i lov om elforsyning og SOGL art. 21 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer, samt hvis der ved et udbud af en ydelse ikke er bydere til den pågældende ydelse, og Energinet derfor er nødsaget til at foretage et afhjælpende tiltag, samt ved reguleret pris, når den regulerede pris er lavere end de dokumenterbare omkostninger, eller hvis der ikke kan dannes grundlag for en reguleret pris i de tilfælde, at der ikke eksisterer en historisk pris for den pågældende ydelse.

Metoden for cost plus fungerer som en naturlig forlængelse af den, af Forsyningstilsynet, allerede godkendte metode for reguleret pris, godkendt den 22. september 2021, og er derfor en nødvendighed for at kunne implementere metoden for reguleret pris fuldt ud.

Energinet ser derfor frem til Forsyningstilsynets godkendelse, og har ingen yderligere kommentarer til udkastet til afgørelsen.

Forsyningstilsynet
Torvegade 10
3300 Frederiksværk
post@forsyningstilsynet.dk

29. oktober 2021
Dok. Id: Deca00001563-
65906408-7566
Dok. ansvarlig: MARTS

Ørsted høringssvar - Udkast til afgørelse vedr. Energinets metode for Cost Plus

Ørsted vil gerne takke for muligheden for at afgive høringssvar på Forsyningstilsynets udkast til afgørelse vedr. Energinets anmeldte metode for Cost Plus af 22. januar 2021.

Ørsted noterer sig, at Forsyningstilsynet den 23. september godkendte Energinets metode for Reguleret Pris. Det er Ørsteds vurdering, at denne metode ofte vil resultere i en afregning efter cost plus i stedet. Metoden for afregning efter cost plus er derfor af stor betydning for Ørsted og andre markedsaktører – særligt når den anvendes i situationer, der skulle have været afregnet efter reguleret pris som følge af manglende konkurrence.

Ørsted har nedenstående kommentarer til metoden som bør afspejles i den endelige godkendelsen.

Anvendelsesdifferentieret metode

Metoden differentierer i flere tilfælde mellem om den finder anvendelse på baggrund af anvendelse af afhjælpende tiltag eller som konsekvens af anvendelse af reguleret pris. Denne sondring lader til at tage udgangspunkt i en situation hvor et afhjælpende tiltag medfører udskydelse af revisionsperioden. I praksis betyder det, at metoden er opdelt i to; én metode for afregning af afhjælpende tiltag, og én metode til afregning efter cost plus som følge af reguleret pris, hvor ikke alle omkostningselementer kan anvendes. Metoderne resulterer derfor i to forskellige cost plus satser.

Ørsted finder ikke, at ydelsens tilvejebringelsesmetode (afhjælpende tiltag eller markedsindkøb) giver anledning til forskelle i aktørernes omkostning til at levere ydelsen, og udeladelse af visse omkostningselementer ved afregning som følge af reguleret pris er ikke sagligt begrundede. Ørsted vil derfor opfordre til at sondringen udelades i den endelige udgave af metoden, således at de samme omkostningselementer kan indgå i cost plus afregningen, uanset anvendelsesområdet.

Eksempelvis fremgår det af afsnit 1.1 i metoden, at *"Kompensationen skal, i tilfælde af afhjælpende tiltag, holde virksomheden skadesløs for så vidt gælder leverancen af den pågældende ydelse"* (Ørsted understregning)

Ørsted er uforstående overfor tilføjelsen "i tilfælde af afhjælpende tiltag" i den endelige metode og vil foreslå at den udgår. Kompensationen bør i alle tilfælde holde virksomheden skadesløs. Ingen producenter bør kunne tvinges til at acceptere at lide et tab som følge af Energinets cost plus afregning.

Af afsnit 3.2.1 i metoden fremgår det ligeledes, at udgifter på markeder for elektricitet, eksempelvis negative elpriser, kan indregnes, når metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag. Det samme princip bør gøre sig gældende, når metoden anvendes som følge af reguleret pris, hvor de samme omkostninger er gældende.

Varmeudgifter beskrevet i afsnit 3.2.2 bør også kunne medtages i tilfælde af afregning efter cost plus ved reguleret pris.

Af afsnit 3.3 i metoden fremgår det endeligt, at *"Alle omkostninger til drift og vedligehold (faste omkostninger), som kan henføres til leverancen af den pågældende ydelse, kan indregnes, herunder direkte henførbare personaleomkostninger og, i tilfælde af at Cost Plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag, afhjælpende foranstaltninger til at holde driftsklar"*. (Ørsteds understregning)

Ørsted finder ikke, at der er grundlag for at holde en sådan omkostning og øvrige omkostninger i afsnit 3.3 ude af grundlaget for afregning af cost plus efter reguleret pris og foreslår, at afsnittet justeres herefter og sidste del af sætningen slettes. Hvis Energinet efterspørger en ydelse, som medfører en omkostning til at holde driftsklar, skal den dækkes, hvad end den fremskaffes via marked eller afhjælpende tiltag. Ørsted indregner disse og lignende omkostninger i den pågældende budpris, og omkostningerne bør følgelig også indgå i cost plus afregningen.

Endeligt bør det generelt fremgå i indledningen af metoden, at aktøren kan medtage øvrige omkostninger i cost plus afregningen, såfremt disse er saglige og dokumenterbare – det fremgår i den nuværende metode alene i afsnit 3.1 om brændselsomkostninger og 3.3 om omkostninger til drift og vedligehold .

Håndtering af sammensatte leverancer

Ørsted leverer i stigende grad systemydelser til Energinet via en kombination af forskellige forbrugs- og produktionsaktiver. Eksempelvis leveres aFRR i DK1 over en måned ud fra en optimering af produktion termiske anlæg (Studstrup og Esbjerg) og havvindmølleparken på Horns Rev (Horns Rev II) samt forbrug på elkedlen på Studstrup. En sådan leverance optimeres desuden i forhold til Ørsteds samlede portefølje og muligheder for indtjening på øvrige markeder.

Opgørelse af cost plus afregning på en sådan leverance er derfor forbundet med betydelige komplikationer og håndteringen heraf er ikke beskrevet i metoden.

Cost Plus afregning bør baseres på omkostningerne til levering af den pågældende ydelse efter totaloptimering af aktørens samlede portefølje på tværs af alle produkter. Såfremt der med metoden afregnes efter en suboptimering, hvor den cost plus afregnede ydelse isoleret set skal leveres billigst muligt, bør metoden sikre, at indtægtsstab på andre produkter kan indregnes, således at aktøren ikke lider et tab. Eksempelvis vil levering af aFRR

fra Ørsteds elkedel på Studstrup medføre ændringer i varmeproduktionen, som afføder tab for Ørsted på den alternative varmeproduktion fra SSV3 eller SSV4. Dette tab bør kunne indregnes i cost plus vejledningen.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-7566

Medregning af alle omkostninger og tabte indtægter

Afsnit 3.2 beskriver håndteringen af indtægter og omkostninger ved salg af el og varme ved afregning efter cost plus. Dette afsnit kan med fordel fremtidssikres ved at udvide beskrivelsen til at rumme alle øvrige indtægtsstrømme på det pågældende anlæg. I fremtiden kan det eksempelvis være nødvendigt at indregne omkostninger ved reducerede leverancer af CO₂ fra CO₂-fangstanlæg eller reducerede leverancer af VE-elproduktion til PtX-anlæg.

Det bør også fremgå klart af både metoden og eksemplerne i vejledningen, at kun indtægter fra salg af elektricitet og systemydelse med utvetydig og direkte sammenhæng til levering af den cost plus afregnede ydelse kan fradrages i kompensationen. Øvrige indtægter fra andre aktiviteter, herunder salg af elektricitet og systemydelse udover den cost plus afregnede ydelse, medregnes ikke i kompensationsopgørelsen. Disse ydelser har ingen sammenhæng til den cost plus afregnede ydelse og fremkommer alene som resultat af Ørsteds kommercielle dispositioner og råderet over egne anlæg.

Begrebet bør samtidig udvides, så øvrige alternativomkostninger, som eksempelvis tabt indtægt på spotmarkedet, som følge af nedregulering af vind, eller ved at stille termisk opreguleringskapacitet til rådighed, kan indregnes som et indirekte tab. Dette skyldes, at enhver rationel producent, vil indregne disse alternativomkostninger ved afgivelse af bud i markedet, hvorfor manglende mulighed for indregning vil stille udbyderne i en urimeligt dårlig situation ved opgørelsen af kompensationen.

Fordeling af faste omkostninger mellem el- og varmeproduktion

Metodens beskrivelse af fordelingen af faste omkostninger mellem den cost plus afregningen og øvrige sideordnede aktiviteter er uklar. Det er Ørsteds forståelse og udgangspunkt, at Energinet, såfremt der ikke er en samtidig produktion af varme, må betale for hele anlægget. I tilfælde, hvor der er en samtidig produktion af varme, vil omkostninger til varmeandelen skulle opgøres og fradrages i cost plus afregningen. Ørsted foreslår, at det sker ved brug af én af nedenstående modeller (begge hvor man ser på faktiske tab):

1) Ideel andel de seneste 3 år

Varmekundens faktiske betaling for faste omkostninger de sidste 3 år beregnes. Dette beløb divideres med varmeproduktionen. Det giver den gennemsnitlige betaling for faste omkostninger, som så ganges med antal GJ produceret. Dermed får man varmekundens betaling som Energinet kan modregne.

2) Marginalomkostning

Alternativt tages totalomkostningerne for hele blokken fradrages varmens andel (totalomkostninger*(1- minus varmeandel); hvor varmens andel opgøres iht. Shapley metoden)

I afsnit 3.5 i metoden fremgår det desuden, at: *"Hvis eventuel varmeproduktion sker som sideordnet aktivitet (i perioden), kan kun anlægsdelen der vedrører*

elproduktion indgå i beregning af afskrivning." Ørsted vil foreslå, at det uddybes, hvad der omfattes af formuleringen "i perioden" – eksempelvis ved afRR leverance over en måned fra en række forskellige anlæg.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-7566

Forrentning og indeksering af historiske omkostninger

Ørsted fastholder kommentarerne i punkt 3 og 4 i høringssvaret af 2. juli 2021.

Forældelsesfrist på krav

Endeligt fremgår det af vejledningen, at påkaldelsen af cost plus som følge af reguleret pris skal ske senest to måneder efter leveringen ("*Vurderes det af virksomheden, at Cost Plus omkostningerne er højere end den historiske pris, skal virksomheden meddele Energinet dette senest to måneder efter leveringen, ved at udtrykke det overfor Energinet på en form der tillader at ønsket efterfølgende kan dokumenteres*").

Ørsted finder ikke, at den almindelige forældelsesfrist for fordringer kan ophæves på denne vis. Formuleringen bør derfor udgå af den endelige metode.

Ørsted er som altid til rådighed for uddybende kommentarer.

Med venlig hilsen
Ørsted

Martin Schrøder
Lead Business Developer

marts@orsted.com
Tlf. +4599558987

NOTAT

KOMMENTARER TIL FORSYNINGSTILSYNETS HØRING AF UDKAST TIL AFGØRELSE VEDR. METODEN FOR COST PLUS FOR SYSTEMYDELSER

Energinet takker for muligheden for at kommentere på høringssvaret vedrørende Forsyningstilsynets høring af udkast til afgørelse vedr. metoden for cost plus for systemydelser. Notatet kommenterer på relevante dele af det indkomne høringssvar til Forsyningstilsynets høring af udkastet til afgørelsen, som har været i høring i periode fra den 6. oktober 2021 til 29. oktober 2021. Der er i alt fremsendt ét høringssvar til Forsyningstilsynet.

Energinet bemærker indledningsvist, at metoden for cost plus første gang blev anmeldt til Forsyningstilsynet den 29. maj 2019. Metoden blev udarbejdet på baggrund af en workshop med relevante markedsaktører. Metoden havde forinden været i præhøring fra den 15. marts 2019 til den 1. april 2019. Energinet afholdte herefter endnu en workshop med interessenter for at diskutere de indkomne præhøringssvar. Metoden var efterfølgende i høring fra den 30. april 2019 til den 20. maj 2019, hvorefter den blev anmeldt til Forsyningstilsynet den 29. maj 2019.

Forsyningstilsynet tilkendegav ved brev den 26. september 2019, at det vil være yderst vanskeligt at godkende den anmeldte metode, og anmodede derfor Energinet om at lave gennemskrivning af den tidligere anmeldte metode. Efter dialog med Forsyningstilsynet har Energinet tilrettet metoden for cost plus for systemydelser, hvorefter den har været i genhøring fra den 6. august 2020 til den 7. september 2020. Metoden blev endeligt anmeldt igen til Forsyningstilsynet den 5. november 2020. Energinet opdaterede metoden igen i januar 2021 efter dialog med Forsyningstilsynet.

Energinet her dermed haft metoden for cost plus i høring tre gange i alt, samt afholdt to workshops, hvor metoden er diskuteret med aktørerne. Derudover har metoden været diskuteret på aktørarbejdsgruppemøder for systemydelser gennem flere omgange hen over perioden. Ved den seneste høring af metoden modtog Energinet ét høringssvar.

I nedenstående vil Energinet kommentere på de indkomne høringssvar, der er kommet i forbindelse med Forsyningstilsynets høring af udkast til afgørelsen for metoden for cost plus.

Høringssvar fra Ørsted

”Ørsted noterer sig, at Forsyningstilsynet den 23. september godkendte Energinets metode for Reguleret Pris. Det er Ørsteds vurdering, at denne metode ofte vil resultere i en afregning efter cost plus i stedet. Metoden for afregning efter cost plus er derfor af stor betydning for Ørsted og andre markedsaktører – særligt når den anvendes i situationer, der skulle have været afregnet efter reguleret pris som følge af manglende konkurrence.”

Energinets svar:

Energinet er enig i Ørstedes vurdering af, at metoden for cost plus er et vigtigt element i forbindelse med afregning til reguleret pris, som blev godkendt den 23. september 2021.

Energinet er dog ikke enig i, at metoden for reguleret pris ofte vil resultere i en afregning efter cost plus i stedet.

Energinet bemærker derudover samtidig, at der i de knap 3 år metoderne har været under udarbejdelse, ikke har været behov for at anvende hverken reguleret pris, eller cost plus som følge af afhjælpende tiltag.

Anvendelsesdifferentieret metode

”Metoden differentierer i flere tilfælde mellem om den finder anvendelse på baggrund af anvendelse af afhjælpende tiltag eller som konsekvens af anvendelsen af anvendelse af reguleret pris. Denne sondering lader til at tage udgangspunkt i en situation hvor afhjælpende tiltag medfører udskydelse af revisionsperioden.... Metoderne resulterer derfor i to forskellige cost plus satser.

Energinets svar:

Metoden differentierer mellem anvendelsen efter afhjælpende tiltag, eller som minimumsbetaling ved reguleret pris, da Energinet finder, der er forskellig risici forbundet med de to situationer.

Eksempel 1:

Anvender Energinet et afhjælpende tiltag, råder anlægsejeren ikke selv over hele anlægget, og skal i stedet agere efter Energinets ønske. I tilfælde af, at et afhjælpende tiltag medfører omkostninger til fx afhjælpende foranstaltninger eller reparationer, der kan henføres direkte til det afhjælpende tiltag, skal disse dækkes af cost plus afregningen.

I tilfælde af, at Energinet foretager et udbud, der ender i reguleret pris, har anlægsejeren selv haft råderet over anlægget, og Energinet skal dermed ikke hæfte for ovenstående omkostninger.

Eksempel 2:

Foretager Energinet et udbud, der ender i reguleret pris, har anlægsejeren lagt en risikovurdering ind i sit bud på den pågældende ydelse. Dette kunne fx være risikoen for, at der var mulighed for at opnå en højere fortjeneste i et andet marked, efter man er købt ind til den pågældende ydelse. Denne risiko ”belønnes” via en højere forrentning, når cost plus anvendes som minimumsbetaling for reguleret pris, hvor forrentningen er 4 %-point højere.

Energinet fastholder derfor, at der bør differentieres mellem de to metoder.

”Eksempelvis fremgår det af afsnit 1.1 i metoden, at ”kompensationen skal, i tilfælde af afhjælpende tiltag, holde virksomheden skadesløs for så vidt gælder leverancen af den pågældende ydelse”.

Ørsted er uforstående overfor tilføjelsen ”i tilfælde af afhjælpende tiltag” i den endelige metode og vil foreslå at den udgår.”

Energinets svar:

Energinet anerkender at "i tilfælde af afhjælpende tiltag" bør udgå, og foreslår at fjerne det i den endelige metode.

Virksomheden skal i alle tilfælde holdes skadesløs, uanset om der afregnes til reguleret pris, eller cost plus.

"Af afsnit 3.2.1 i metoden fremgår det ligeledes, at udgifter på markeder for elektricitet, eksempelvis negative elpriser, kan indregnes, når metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag. Det samme princip bør gøre sig gældende, når metoden anvendes som følge af reguleret pris, hvor de samme omkostninger er gældende."

Energinets svar:

Energinet anerkender at "i tilfælde af afhjælpende tiltag" bør udgå, og foreslår at fjerne det i den endelige metode.

"Varmeudgifter beskrevet i afsnit 3.2.2 bør også kunne medtages i tilfælde af afregning efter cost plus ved reguleret pris."

Energinets svar:

Energinet anerkender at "i tilfælde af afhjælpende tiltag" bør udgå, og foreslår at fjerne det i den endelige metode.

"Af afsnit 3.3 i metoden fremgår det endeligt, at "alle omkostninger til drift og vedligehold (faste omkostninger), som kan henføres til leverancen af den pågældende ydelse, kan indregnes, herunder direkte henførbare personaleomkostninger, og i tilfælde af at cost plus metoden anvendes som følge af afhjælpende tiltag, afhjælpende foranstaltninger til at holde driftsklar."

Ørsted finder ikke, at der er grundlag for at holde en sådan omkostning og øvrige omkostninger i afsnit 3.3 ude af grundlaget for afregning af cost plus efter reguleret pris og foreslår, at afsnittet justeres efter og sidste del af sætningen slettes."

Energinets svar:

Anvender Energinet et afhjælpende tiltag, råder anlægsejeren ikke selv over hele anlægget, og skal i stedet agere efter Energinets ønske. I tilfælde af, at et afhjælpende tiltag medfører omkostninger til fx *afhjælpende foranstaltninger* til at holde anlægget driftsklar, skal disse dækkes af cost plus afregningen.

I tilfælde af, at Energinet foretager et udbud, der ender i reguleret pris, har anlægsejeren selv haft råderet over anlægget, og Energinet skal dermed ikke hæfte for ovenstående omkostninger.

Energinet fastholder derfor, at der bør differentieres mellem de to metoder.

"Endeligt bør det generelt fremgå i indledningen af metoden, at aktøren kan medtage øvrige omkostninger i cost plus afregningen, såfremt disse er saglige og dokumenterbare..."

Energinets svar:

Det er Energinets vurdering, at det er muligt at inkludere samtlige omkostningselementer i den anmeldte metode for cost plus. Energinet vurderer derfor ikke, at det er nødvendigt at inkludere Ørsteds foreslående formulering.

Medregning af alle omkostninger og tabte indtægter

"... I fremtiden kan det eksempelvis være nødvendigt at indregnes omkostninger ved reducerende leverancer af CO2 fra CO2-fangstanlæg eller reducerede leverancer af VE-elproduktion til PtX"

Energinets svar:

Det er Energinets vurdering, at det er muligt at inkludere samtlige omkostningselementer i den anmeldte metode for cost plus. Energinet vurderer derfor ikke, at det er nødvendigt at inkludere Ørsteds foreslående formulering.

"Det bør også fremgå klart af både metoden og eksemplerne i vejledningen, at kun indtægter fra salg af elektricitet og systemydelser med utvetydig og direkte sammenhæng til levering af den cost plus afregnede ydelse kan fradrages i compensationen."

Energinets svar:

Energinet imødekommer Ørsteds kommentar og tilføjer i indledningen i afsnit 3.2 vedr. indtægter og omkostninger ved salg af elektricitet og varme:

"Kun indtægter og udgifter med direkte sammenhæng til levering af den cost plus afregnede ydelse kan indregnes og fraregnes i compensationen."

"Begrebet bør samtidig udvides, så øvrige alternativomkostninger, som eksempelvis tabt indtægt på spotmarkedet, som følge af nedregulering af vind, eller ved at stille termisk opreguleringskapacitet til rådighed, kan indregnes som et indirekte tab"

Energinets svar:

Energinet mener ikke, at alternativomkostninger, som beskrevet af Ørsted, bør indgå i compensationen, og henviser til den højere forrentning ved reguleret pris, som er begrundet i en højere risiko ved at byde ind i et marked, end ved anvendelse af afhjælpende tiltag.

Derudover bemærker Energinet også, at cost plus afregning ved reguleret pris, kun skal anvendes, når de dokumenterbare omkostninger er lavere end den historiske pris. I tilfælde af, at der er en historisk pris er det Energinets vurdering, at denne afspejler de omkostninger der er budt ind til (inklusiv potentielle alternativomkostninger), i markedet, og der derfor som udgangspunkt ikke burde være behov for at anvende cost plus til afregning af reguleret pris.

Fordeling af faste omkostninger mellem el- og varmeproduktion

"Metodens beskrivelse af fordelingen af faste omkostninger mellem den cost plus afregning og øvrige sideordnet aktivitet er uklar. Det er Ørsteds forståelse og udgangspunkt, at Energinet, såfremt der ikke er en samtidig produktion af varme, må betale for hele anlægget. I tilfælde, hvor der er en samtidig produktion af varme, vil omkostninger til varmeandelen skulle opgøres og fradrages i cost plus afregningen."

Energinets svar:

Energinet anerkender, at beskrivelsen af fordelingen af faste omkostninger mellem den cost plus afregning og øvrige sideordnet aktivitet er uklar, men vurderer at den enkelte cost plus afregning er situationsspecifik, og det derfor ikke er muligt generalisere den yderligere.

Energinet bemærker dog, at det af Grundprincip 1 fremgår, at virksomheden skal holdes skadesløs, for så vidt gælder leverancen af den pågældende ydelse.

Fordeling af faste omkostninger mellem el- og varmeproduktion

"Endeligt fremgår det af vejledningen, at påkaldelsen af cost plus som følge af reguleret pris skal ske senest to måneder efter leveringen... Ørsted finder ikke, at den almindelige forældelsesfrist for fordringer kan ophæves på denne vis. Formuleringen bør derfor udgå af den endelige metode."

Energinets svar:

Energinet skriver i metoden:

"Kompensationen opgøres ex-post i et samarbejde mellem Energinet og virksomheden. Virksomheden fremsender en opgørelse til Energinet over omkostninger og indtægter relateret til leverancen af den pågældende ydelse.

I forbindelse med afregning gennem Reguleret pris, er det 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, skal virksomheden meddele Energinet dette senest to måneder efter leveringen, ved at udtrykke det overfor Energinet på en form der kan dokumenteres."

Forældelsesfrister regnes normalvis fra det tidligste tidspunkt, til hvilket fordringshaveren kunne kræve at få fordringen opfyldt.

Metoden indeholder et krav om, at virksomheden skal gøre sit krav gældende inden for to måneder efter leveringen, da Energinet har vurderet, at dette er det tidspunkt, indenfor hvilket, at virksomheden har mulighed for at opgøre sit krav.

Energinet mener ikke, at metoden er i strid med forældelsesreglerne eller dette vilkår ophæver den almindelige forældelsesfrist for fordringer.