



**ENERGINET**  
Myndighedsenheden

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
8. april 2022

Forfatter:  
DHA, OKJ, SGL, ARY

## NOTAT

# HØRINGSNOTAT – ELPRODUCENTBETALING

## Indholdsfortegnelse

1. Indledning.....	2
1.1 Høring .....	2
1.2 Læsevejledning .....	3
2. Gennemgående temaer og Energinets bemærkninger til de indkomne høringssvar .....	3
2.1 Generelt om indførelse af producentbetaling og politisk baggrund .....	3
2.2 Terminologi – samfundsøkonomi og Energinets omkostninger .....	5
2.3 Koordination mellem TSO- og DSO-model.....	6
2.4 Hjemmelsspørgsmål – loft for tarif og betaling for nettilslutning .....	6
2.5 Geografisk differentiering - generelt .....	7
2.6 Geografisk differentiering – langsigtet netstruktur .....	7
2.7 Geografisk differentiering – forskel mellem områder .....	8
2.8 Geografisk differentiering – nært og dybt net.....	8
2.9 Tilslutningsbetaling ved tilslutning i centrale stationer .....	9
2.10 Tilslutningsbetaling – alternative modeller .....	9
2.11 Henførelse af omkostninger til kundegrupper .....	10
2.12 Transparens i prisfastsættelsen .....	10
2.13 Tilslutnings- og transformerbidrag for anlæg tilsluttet i distributionsnettet .....	10
2.14 Begrænset netadgang .....	11
2.15 Samspil mellem sol og vind.....	11
2.16 Produktionskapacitet, der etableres i forbindelse med statslige udbud .....	12
2.17 Samspil med tarifiering af energiører .....	12
2.18 Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning .....	12
2.19 Løbende tarifiering .....	13
2.20 Ikrafttrædelse pr. 1. januar 2023 .....	13
3. Øvrige bemærkninger til specifikke høringssvar .....	<del>14</del> 13
4. Høringsliste.....	18

## 1. Indledning

Energinet har haft ny tarifmodel for elproducenters eltariffer i høring frem til 11. marts 2022.

Klimaaftalen af 22. juni 2020 og den opfølgende ændring af blandt andet Elforsyningsloven, har medført en fjernelse af PSO-systemet, hvilket giver behov for at sikre, at omkostninger i forbindelse med tilslutningen af ny elproduktionskapacitet dækkes af de parter, som giver anledning til dem. Samtidig muliggøres geografisk differentiering af tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer som incitament til hensigtsmæssig lokalisering af nye VE-anlæg i elnettet. Lovgrundlaget herfor blev vedtaget i Folketinget i december 2021, jf. lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love.

Energinets udmøntning af den nye lovgivning sker ved denne ny model for tarifiering af elproducenter. Forslaget indebærer tre hovedelementer:

1. Et standardiseret stations-tilslutningsbidrag for transmissionstilsluttede anlæg til dækning af gennemsnitlige tilslutningsomkostninger i Energinets stationer
2. Et standardiseret tilslutningsbidrag pr. MW efter tilslutningens størrelse for både transmissions- og distributionstilsluttede anlæg til dækning af gennemsnitlige omkostninger i det nære transmissionsnet, og for så vidt angår distributionstilsluttede anlæg også et transformerbidrag
3. En løbende indfødningsstarif til dækning af omkostninger i det dybe transmissionsnet for både transmissions- og distributionstilsluttede anlæg.

Tilslutningsbidraget til det nære net og den løbende indfødningsstarif differentieres geografisk, alt efter om der er tale om et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område.

Ændringer i metoder for eltariffer skal anmeldes til Forsyningstilsynet, jf. elforsyningslovens § 73 a. Dette notat indgår i det samlede materiale, der fremsendes til Forsyningstilsynet i den anledning.

Ændringerne som følge af metoden forventes at træde i kraft den 1. januar 2023 under forudsætning af Forsyningstilsynets godkendelse.

### 1.1 Høring

Tarifmetoden er udarbejdet parallelt med en aktørdialog om emnet hen over efteråret 2021, og har været sendt i høring blandt interessenter og berørte parter fra den 11. februar 2022 til den 11. marts 2022.

Der er modtaget 23 høringssvar.

Følgende 20 har afgivet høringssvar:

- BeGreen (BeGreen 2019-32 K/S / BeGreen 2019-33 K/S / BeGreen 2018-29 P/S)
- Better Energy
- Brinckmann Group ApS og Obton A/S
- Cerius og Radius
- Dansk Energi
- Dansk Industri
- Dansk Solcelleforening

- Dansk Vindenergi ApS
- Energicenter Nord ApS
- European Energy A/S
- Eurowind Energy
- HOFOR Vind
- KL
- Landbrug & Fødevarer
- Skovgaard Energy
- Struer, Lemvig og Holstebro Kommune
- Ulrik Jørgensen, UJ-Consult
- Vedvarende Energi
- Wind Denmark og Dansk Solkraft
- Ørsted

Følgende 3 har oplyst, at de ikke har bemærkninger:

- Digitaliseringsstyrelsen
- Forbrugerrådet Tænk
- Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen

## 1.2 Læsevejledning

Høringssvarene har givet anledning til en række bemærkninger og ændringer. Kapitel 2 er en opremsning og kommentering af gennemgående temaer i høringssvarene. I kapitel 3 anføres særstandpunkter fra enkelte aktører, som ikke passer ind i kapitel 2's temaer.

Høringslisten anføres i kapitel 4.

Ændringer som følge af indkomne høringssvar er anført sammen med kommenteringen i kapitel 2 og 3. Energinet har på baggrund af de indkomne høringssvar, udover de ændringer, som er angivet nedenfor, foretaget en række redaktionelle ændringer for at gøre metoden mere tydelig og læsevenlig.

## 2. Gennemgående temaer og Energinets bemærkninger til de indkomne høringssvar

Næsten alle høringssvar bakker generelt op om, at den udvidelse af det eksisterende elnet, som den grønne omstilling kræver, sker så omkostningseffektivt som muligt, og at dette kræver korrekte prissignaler fra elnettet.

En række høringssvar er betænkelige ved effekten på opstillingen af ny VE-kapacitet og dermed hastigheden i den grønne omstilling.

I resten af dette kapitel gennemgås høringssvarene tematiseret og Energinets bemærkninger til de enkelte punkter anføres.

### 2.1 Generelt om indførelse af producentbetaling og politisk baggrund

Flere aktører udtrykker bekymring for konsekvenserne af, at der indføres ny producentbetaling ift. etablering af ny VE-kapacitet. Der peges på, at betalingen vil fjerne det økonomiske grundlag for en stor del af VE-projekterne i Danmark, og at det vil gøre det vanskeligt for Danmark at nå 70 %-målet for reduktion af CO<sub>2</sub> i 2030.

Der henvises også til, at det er en del af elforsyningslovens formålsbestemmelse, at vedvarende energi skal fremmes. Endvidere peges der på, at Energinet er gået udover mandatet i Klimaaftalen, samt at Energinet ikke er forpligtet til at justere sin tarifmodel, da Energinet ikke har brugt udligningsordningen. Der ønskes også inddragelse af samfundsøkonomiske overvejelser og følsomhedsbetragtninger, ligesom der også peges på, at tidsplanen for metodeudviklingen har været presset. Endelig peges der på, at implementeringen bør udskydes og/eller at der bør være en ny statsstøtteordning.

European Energy, HOFOR Vind, Eurowind Energy, Better Energy, Wind Denmark og Dansk Solkraft henviser til Energinets svar på spørgsmål 112 til KEF-udvalget (spm. 112 KEF alm. del af 15. februar 2022), der anfører, at det ikke er muligt at opgøre omkostningerne fordelt på årsag. Aktørerne anfører, at Energinet på den baggrund ikke har tilvejebragt et oplyst grundlag.

### **Energinets bemærkninger:**

Energinet har redegjort for baggrunden og det juridiske grundlag for indførelsen af ny producentbetaling i metodeanmeldelsens afsnit 1.1 og kapitel 2 og 3. Energinet vil ikke gentage denne beskrivelse her, blot pege på følgende hovedpointer derfra:

Klimaaftalen fra 22. juni 2020 satte rammerne for ændringen af elforsyningsloven den 21. december 2021. Energinet har ved fastlæggelsen af ny model for producentbetaling lagt de vedtagne lovændringer til grund. Energinet har ikke tolket på mandatet i Klimaaftalen eller på anden måde inddraget yderligere forhold udover, hvad der følger af lovændringerne.

Det forhold at fremme af vedvarende energi er nævnt som ét af formålene i elforsyningslovens formålsbestemmelse, er ikke ensbetydende med, at de skal friholdes fra at dække de omkostninger, de giver anledning til efter de specielle regler om tarifiering i § 73, samt elmarkedsforordningens artikel 18.

I forhold til det anførte om, at det ikke vil være nødvendigt at indføre producentbetaling, da Energinet ikke har brugt udligningsordningen, vil Energinet gøre opmærksom på, at det er fjernelsen af PSO-systemet, der er udslagsgivende for behovet for indførelse af ny producentbetaling. Dette er nærmere beskrevet i metodeudkastet på s. 13 f. Ønsket om samfundsøkonomiske beregninger mv. er forståeligt, men Energinet er ved udviklingen af sine tarifmetoder underlagt de krav for metodeudviklingen, som er fastsat i de specifikke regler herfor, hvoraf fremgår, at det her er hensynet til at sikre omkostningsægte tariffer, der er det grundlæggende hensyn, hvorfor det er dette perspektiv der er udgangspunktet for metodeudviklingen. Når lovkravet er, at der skal opkræves betaling hos netbrugere ift. de omkostninger, som de giver anledning til, så er samfundsøkonomiske overvejelser, hhv. følsomhedsberegninger en konsekvensvurdering snarere end et grundlag for metoden.

Det er blevet fremført af flere aktører, at ny producentbetaling vil medføre, at størstedelen af nye VE-projekter ikke vil blive gennemført. Det vil være op til den enkelte developer/potentielle anlægsejer at vurdere, om ny producentbetaling medfører, at et anlæg alligevel ikke skal etableres. Energinet har derfor vurderet på, hvilken effekt ny producentbetaling får for investeringsbehovet for nye produktionsanlæg ud fra både de fremlagte tarifmodeller fra Energinet og Dansk Energi<sup>1</sup>, samt ud fra data på investeringsomkostninger i teknologikataloget, hvilket for mange områder viser en relativt beskedent stigning i investeringsbehovet.

<sup>1</sup> <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/hoeringer/hoering-over-dansk-energis-anmeldelse-af-model-brancheveiledning-for-producentbetaling-i-eldistributionsnettet>

Efter Energinets vurdering er etablering af ny elinfrastruktur en af de mest tidskrævende og begrænsende ressourcer i VE-udbygningen. Tarifiering ift. de omkostninger de mange nye anlæg giver anledning til vil være et væsentligt element i at sikre en effektiv etablering af ny VE-kapacitet.

En af de ønskede effekter af den ny producentbetaling er, at developere af VE-projekter i deres planlægning tager hensyn til de omkostninger, deres projekter påfører Energinet og dermed påvirker den omkostningsbase, som Energinet skal have dækket af elsystemets brugere. Hvis ikke disse omkostninger kan dækkes af producenterne, vil et være forbrugerne der skal dække omkostningerne. Ny producentbetaling er netop et skridt i retning af, at de eksterne omkostninger ved VE-projekter internaliseres i anlægsejernes investeringsbeslutninger.

Nogle aktører, blandt andet Landbrug og Fødevarer og Energicenter Nord, har peget på, at der burde etableres en kollektiv finansiering/statsstøtte til dækning af omkostningerne ved tilslutning af ny VE. Dette er et politisk spørgsmål, som ligger uden for Energinets mandat at tage stilling til.

Angående tidsplanen for metodeudviklingen, så har den været fastlagt i lovgivningen. Det har været klart siden juni 2020, at der ville komme ændringer for producenteres tarifbetaling. Energinet igangsatte arbejdet i 2021 og afholdt det første aktørmøde den 29. september 2021. På baggrund af input på dette aktørmøde udviklede Energinet videre på metoden og afholdt nyt aktørmøde den 10. januar 2022. Herefter blev metoden sendt i høring den 11. februar til den 11. marts 2022, hvorefter Energinet har taget stilling til de indkomne høringssvar, som det beskrives i dette notat. Det er Energinets vurdering, at den metode, som nu anmeldes til Forsyningstilsynet, med de justeringer, som er foretaget på baggrund af høringssvarene, sikrer en hensigtsmæssig implementering af de ændringer, som er gennemført i elforsyningsloven og sikrer en omkostningsægte tarifiering i overensstemmelse med de reguleringsmæssige krav.

I forhold til Energinets svar på spm. 112 til KEF-udvalget, så vedrørte dette svar det aggregerede udbygningsbehov frem mod 2040. Energinets tarifmetode for producenter fastlægger kun tilslutningsbidrag ift. de omkostninger, som meget umiddelbart er nødvendige i forbindelse med tilslutningen, dvs. stationsomkostningerne (transformeromkostninger for DSO-tilsluttede anlæg) samt et bidrag til forstærkninger i det nære net. Dette er der redegjort for i metoden, og Energinet finder ikke, at svaret på spm. 112 er relevant i denne forbindelse.

## 2.2 Terminologi – samfundsøkonomi og Energinets omkostninger

European Energy, Better Energy m.fl. har peget på, at der er behov for flere samfundsøkonomiske analyser eller perspektiver på tariffastsættelsen, bl.a. peges der på, at Energinet i metoden har henvist til, at en ny tarifmodel kan bidrage til en mere samfundsøkonomisk og effektiv udbygning af elnettet.

### **Energinets bemærkninger:**

Energinet anerkender, at der nogle steder i teksten ikke er skelnet tydeligt mellem, hvad der vedrører samfundsøkonomi og hvad der vedrører Energinets omkostninger. Energinets tarifmetoder skal forholde sig til Energinets omkostninger og sikre, at de opkræves på en omkostningsægte måde. Energinet har derfor justeret metodeudkastets tekst, hvor dette ikke har været helt klart.

### 2.3 Koordination mellem TSO- og DSO-model

Eurowind Energy, Kommunernes Landsforening m.fl. efterlyser bedre koordination med Dansk Energis model for DSO-nettene. Eurowind Energy, Better Energy, Dansk Energi samt Wind Denmark og Dansk Solkraft anfører, at manglende koordination mellem TSO- og DSO-model og friholdelse af havvind fra forslaget er i strid med elmarkedsforordningens artikel 18.

Cerius/Radius har til gengæld anført, at de ser en fornuftig sammenhæng i den grundlæggende tilgang til tarifmodellen mellem Energinet og DSO'ernes metode.

#### **Energinets bemærkninger:**

Efter Energinets vurdering af elmarkedsforordningen er der ikke nogen specifikke krav til koordination af tarifmodeller for hhv. TSO- og DSO-niveau. Der kan være forskellige omkostningsstrukturer og udfordringer på tværs af de to niveauer, som ud fra et perspektiv om en omkostningsægte tarifiering også medfører forskelle i tarifmodeller. Energinet har løbende været i dialog med Dansk Energi i processen med udviklingen af tarifmodellen og har tilstræbt en koordination af tarifmodellerne, hvor det giver mening.

### 2.4 Hjemmelsspørgsmål – loft for tarif og betaling for nettilslutning

Wind Denmark og Dansk Solkraft samt European Energy anfører, at metoden er i modstrid med europæisk lovgivning ift., at tilslutningsbidrag til dækning af omkostninger til det nære net er i strid med transmissionsafgiftsforordningen (838/2010), hvorefter der kun kan opkræves betaling for aktiver, som er nødvendige for selve tilslutningen.

#### **Energinets bemærkninger:**

Energinet har redegjort for reglerne i transmissionsafgiftsforordningen i metodeudkastets afsnit 3.3. Det er her beskrevet, at en af de tre undtagelser til loftet i transmissionsafgiftsforordningen vedrører: *"de afgifter, som producenterne betaler for fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen"*.

Efter Energinets opfattelse begrænser undtagelsen sig ikke alene til de umiddelbare omkostninger i stationen, hvori anlægget tilsluttes, men også de nødvendige bagvedliggende forstærkninger. Denne fortolkning er også bekræftet i lovbemærkningerne s. 36: *"I øvrigt bør det fremhæves, at loftet i transmissionsafgiftsordningen generelt ikke omfatter omkostninger for fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen. Dette inkluderer omkostninger forbundet med forstærkning af det bagvedliggende net, som er nødvendig i forbindelse med tilslutning."*, som der også er henvist til i afsnit 3.3 i metodeanmeldelsen.

Ved tilslutning af ny kapacitet drives der omkostninger til forstærkninger af det bagvedliggende kollektive net ift. selve den station, hvori tilslutningen sker. Energinet har skullet vælge metodeløsning ift. dækning af disse omkostninger og har som beskrevet i afsnit 2.4.1 i metodeanmeldelsen valgt en standardiseret tilgang til dækning af omkostningerne. Alternativet hertil ville være en metode, der opkrævede de faktiske omkostninger. Dette alternativ er fravalgt på baggrund af de overvejelser, som der er redegjort for i afsnit 2.4.1. Metoden til fastlæggelse af de gennemsnitlige omkostninger ved de bagvedliggende netforstærkninger er beskrevet i metodens kapitel 6.

På den baggrund finder Energinet ikke anledning til at ændre i tarifmetoden.

## 2.5 Geografisk differentiering - generelt

En række aktører (Struer, Lemvig og Holstebro Kommuner, Dansk Vindenergi ApS, Better Energy, Landbrug & Fødevarer m.fl.) udtrykker bekymring for konsekvenserne af geografisk differentiering og mener, at lovgivningen udmøntes for hurtigt. Nogle aktører vurderer endvidere, at der ikke foreligger et tilstrækkeligt analyse- eller beslutningsgrundlag for modellen, hvilket bør føre til udskydelse af hele forslaget.

Nogle aktører (Dansk Vindenergi, Eurowind Energy og Better Energy) anfører, at det ikke er muligt at opføre anlæg i de udpegede forbrugsområder. Better Energy anfører også, at det kan overvejes at lave en geografisk differentiering, der giver et tilstrækkeligt incitament til en færdsmæssig effekt ift. øvrige parametre for placering af anlæg (ledige arealer, tilladelser mv.)

### **Energinets bemærkninger:**

I dag er der i Energinets tarifmodel for producenter intet geografisk prissignal, der afspejler det forhold, at der er forskel på omkostningerne for Energinet afhængig af, hvor et anlæg placeres. Med ændringerne af elforsyningsloven blev det gjort muligt at indføre en sådan geografisk differentiering.

Der er i øjeblikket meget stor interesse for at etablere nye produktionsanlæg i det danske elsystem og uden et prissignal, der får developere til at inkludere forskellene i de relevante netomkostninger i deres businesscases, er der intet incitament for nye anlæg til at indtænke den geografiske placering i elnettet i investeringsbeslutningen. Med den geografiske differentiering inddrages forskellen i Energinets investeringsbehov i de konkrete anlægsprojekter, og anlægsejere kan derfor indtænke det i deres investeringsbeslutninger. Hvis anlægsejer fortsat ønsker at placere anlægget i de netmæssigt mest omkostningsdrivende områder vil anlægsejer, således med den geografiske differentiering dække en større del af de omkostninger, som der gives anledning til.

Ifølge det ikke skulle være muligt at opføre anlæg i de udpegede forbrugsområder, kan Energinet konstatere, at der blandt det potentielle anlæg, som Energinet har kendskab til, er en række anlæg i de forbrugsdominerede områder. Det er heller ikke et selvstændigt mål for Energinet at sikre, at anlæg flyttes fra et område til et andet, men gennem omkostningsægte tariffer at afspejle omkostningerne ved forskellig geografisk placering. Hvis andre forhold i en placeringsbeslutning medfører, at et anlæg bliver placeret i et netmæssigt mindre fordelagtigt område, medfører den foreslåede tarifmodel blot, at disse anlæg bidrager til at dække de omkostninger de giver anledning til.

Energinet har skærpet og revideret beskrivelsen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet, samt omstruktureret hele metodeanmeldelsens kapitel 5 og 6, så sagen fremstilles tydeligere. Bl.a. opgøres standardafstanden nu for hhv. produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder for hver for sig.

## 2.6 Geografisk differentiering – langsigtet netstruktur

Better Energy, European Energy, Eurowind m.fl. anfører, at geografisk differentiering bør baseres på en langsigtet netstruktur, således at den geografiske tarifiering ikke udgør en hindring for den grønne omstilling.

**Energinets bemærkninger:**

Energinets har i sin beskrivelse af metoden for geografisk differentiering beskrevet hvilket net der inddrages i de forskellige dele af tarifferegningen, herunder netudbygninger, der er godkendt efter § 4. Energinet finder ikke anledning til at ændre i denne.

**2.7 Geografisk differentiering – forskel mellem områder**

Adskillige aktører (Dansk Industri, Vedvarende Energi, Eurowind Energy, Better Energy, Wind Denmark og Dansk Solkraft samt Hofor) anfører, at tilslutningsbidraget til det nære net bør dokumenteres bedre og generelt være mindre i de forbrugsdominerede områder. Alternativt helt udgå af tarif-ordningen, da det her må antages, at det er forbruget, der er drivende for netudbygningen.

Der er generel opbakning til stationsbetalingen, dog bør de standardiserede bidrag til omkostningerne i Energinets stationer i højere grad opfange prisudviklingen og være ikke-diskriminerende.

Heroverfor anfører Ørsted, at støtte til udbygning af anlæg, der producerer vedvarende energi, bør ske med transparente og teknologineutrale støtteordninger – ikke gennem at anlæg betaler et lavere tilslutningsbidrag end de omkostninger, de påfører samfundet. Samt at det er afgørende, at de omkostningsniveauer, som Energinet pålægger udviklere af vedvarende energi i gennemsnit modsvarer den omkostning, som Energinet har til integrationen af selv samme energi. Ørsted peger på, at kan dog gøre mere for at dokumentere størrelsen af disse omkostninger.

**Energinets bemærkninger:**

Spørgsmålet om dækning af Energinets omkostninger til de forstærkninger i det nære net, som etableringen af nye anlæg giver anledning til, er helt essentielt for omkostningsægtheden i den ny producentbetaling. Tilslutningsbetaling differentieres geografisk, netop for på bedste vis at afspejle nye anlægs faktiske påvirkning af omkostningerne.

Standardafstanden mellem tilslutningspunkter og det dybe net indgår fortsat som en parameter i bestemmelsen af tilslutningsbetaling til dækning af omkostninger i det nære net. Metoden er efter høringsprocessen justeret og differentieret, så beregningen af standardafstanden nu opdeles i hhv. en for produktionsoverskudsområder og en for forbrugsdominerede områder.

Forholdene er motiveret og underbygget i metodeanmeldelsens afsnit 5.3 om metode for beregning af standardafstand i det nære transmissionsnet samt i kapitel 6 om tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet.

**2.8 Geografisk differentiering – nært og dybt net**

Skelnen mellem nært og dybt net finder nogle aktører (Dansk Vindenergi, HOFOR Vind m.fl.) ikke meningsfuld. Det anføres, at alt TSO-net er "nettets motorveje", som har mange formål og som derfor ikke kan karakteriseres udelukkende som et opsamlingsnet. Det bør finansieres som en samfundsopgave. Andre aktører (Dansk Industri, Dansk Energi) finder dog, at denne skelnen giver god mening.

**Energinets bemærkninger:**

Sondringen mellem nært og dybt net er sammen med områdetyperne forbrugsdominerede- og produktionsoverskuds områder helt centralt for Energinets udmøntning af geografisk



differentierede tariffer. Det nære net er den del af det bagvedliggende net, som primært forbinder forbrugs- og produktionsanlæg lokalt i områderne, og som samtidig giver alle forbrugs- og produktionsanlæg adgang til det dybe net, som er den del af det bagvedliggende net, der primært foretager de "lange transporter" fra produktionsoverskudsområderne til de forbrugsdominerede områder.

I metodeanmeldelsens kapitel 5 om geografisk differentiering argumenterer Energinet for nuanceringen af transmissionsnettet og der konstateres samtidig, at det nære net i produktionsområder normalt udelukkende skal udbygges pga. produktion. Dvs. at ekstra, nært net i produktionsområder kan karakteriseres udelukkende som ekstra net til opsamling af produktion, hvilket gør den større tilslutningsbetaling i produktionsoverskuds områder både rimelig og omkostningsægte.

Om finansieringen af transmissionsnet er en samfundsopgave (kollektiv) eller delvis brugerbetalt er et politisk spørgsmål, som ikke vurderes hér.

Energinet vurderer ikke, at der er fremkommet yderligere nye oplysninger i denne høring, der medfører ændringer i denne opdeling af nettet.

## 2.9 Tilslutningsbetaling ved tilslutning i centrale stationer

Ørsted og Obton anfører, at anlæg, der tilsluttes direkte i de centrale transmissionsstationer, ikke bør betale tilslutningsbidraget til det nære net, da dette skal dække omkostninger for at føre energien fra tilslutningspunktet og frem til den centrale transmissionsstation.

### **Energinets bemærkninger:**

Energinet har valgt en standardiseret tilgang til tilslutningsbetalingen, hvilket skal sikre, at der i gennemsnit dækkes de omkostninger, et anlæg giver anledning til i det umiddelbare nære net. Selvom et anlæg tilsluttes i en central transmissionsstation, kan det medføre et udbygningsbehov ift. at bringe energien videre i nettet. Som anført under afsnit 2.8 ovenfor er der ikke en skarp skillelinje mellem dybt og nært net, men derimod en nuancering af nettet efter lokale forhold.

Fx er en del af det dybe net i praksis etableret primært som opsamlingsnet for VE-produktion. F.eks. 400 kV nettet langs Vestkysten eller ekstra 132 kV-forbindelser fra Midtjylland til Lolland-Falster. Anlæg, der er så store, at de kommer direkte på 400 kV, lægger derfor også beslag på netkapacitet i en form for nært net.

Udpegning af de centrale transmissionsstationer er bestemmende for standardafstanden, som indgår i prisfastsættelsen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet, og Energinet har taget til efterretning, at kriterierne for udpegning af de centrale stationer er mangelfuldt beskrevet i høringsmaterialet. Baggrunden for kriterierne er uddybet i metodebeskrivelsen, som anmeldes til Forsyningstilsynet.

## 2.10 Tilslutningsbetaling – alternative modeller

Flere aktører (HOFOR Vind, Wind Denmark og Dansk Solkraft, Dansk Energi) anbefaler, at Energinets metode begrænses. Det kunne fx være til alene at opkræve stationsbidraget og en forhøjet indfødningsstarif, der ikke er geografisk differentieret.

**Energinets bemærkninger:**

Efter Energinets opfattelse vil det foreslåede ikke i tilstrækkelig grad leve op til kravene i elforsyningsloven mv. til, at kategorier af netkunder skal dække de omkostninger, de giver anledning til, hvis der ikke opkræves et bidrag til bagvedliggende nære net.

**2.11 Henførelse af omkostninger til kundegrupper**

Enkelte aktører (HOFOR Vind, Eurowind Energy og til dels Ørsted) anfører, at Energinet ikke bør søge metodegodkendelse for en model, hvor det ikke er muligt at henføre konkrete omkostninger til bestemte kundegrupper. Der henvises i denne forbindelse også til Energinets (under afsnit 2.1) nævnte svar på et spørgsmål fra KEF-udvalget (spm. 112 KEF alm. del af 15. februar 2022).

**Energinets bemærkninger:**

I det svar til KEF-udvalget, der henvises til, beskriver Energinet det generelle investeringsbehov frem mod 2040. Spørgsmålet vedrørte ikke konkrete omkostninger i forbindelse med konkrete projekter og kan derfor ikke bruges som baggrund for at påstå, at Energinet ikke kan redegøre for, hvilke omkostninger et konkret projekt driver ved en stationstilslutning og i forbindelse med umiddelbare forstærkninger i det nære transmissionsnet. Det er netop disse omkostninger til umiddelbare netforstærkninger, som Energinet har fokuseret på ved udviklingen af tarifmetoden og redegjort for i metodeanmeldelsen.

**2.12 Transparens i prisfastsættelsen**

Landbrug & Fødevarer, Ørsted og HOFOR Vind anfører, at det kan være svært at have den nødvendige gennemsigtighed i planlægningspriser, rammeaftaler og øvrige priser, der indgår i fastsættelsen af tilslutningsbidragene.

**Energinets bemærkninger:**

Energinet har i metodeanmeldelsens afsnit 2.4.2 om opgørelsen af standardtilslutningsbidrag på baggrund af planlægningspriser beskrevet, hvorledes prisfastsættelsen vil ske under hensyntagen til, at der indgår kommercielt følsomme informationer, som kun kan deles med relevante myndigheder. Generelt tilstræber Energinet transparens i prisfastsættelsen, dog under hensyntagen til gældende konkurrenceforhold.

**2.13 Tilslutnings- og transformerbidrag for anlæg tilsluttet i distributionsnettet**

Obton foreslår, at der ikke skal betales tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet fra anlæg, der tilsluttes i grønne og gule geozoner, fordi TSO-nettet aflastes ved lokalt forbrug, og der heller ikke betales transformerbidrag fra disse anlæg.

European Energy og Wind Denmark og Dansk Solkraft kritiserer indførslen af et stort transformerbidrag uden niveauet har været bekendtgjort i aktørdialogen forud for metoden og mener, at beregningen af transformerbidraget er vanskeligt gennemskuelig.

European Energy kritiserer specifikt, at der ses bort fra afbrydelighed i DSO-nettene i forbindelse med beregningen af transformerbidraget.

**Energinets bemærkninger:**

Energinet har i aktørdialogen gjort opmærksom på, at der i stedet for stationsbidraget ville blive fastsat et transformerbidrag ved tilslutninger i DSO-nettene, fordi nettilslutning af produktionsanlæg i distributionsnettet stiller øgede krav til transformerkapaciteten mellem

transmissions- og distributionsnettet. Bevæggrunden for fastsættelsen af tilslutningsbidragene for DSO-tilsluttede anlæg er uddybet i metodeanmeldelsens afsnit 7.2 om transformerbidrag.

#### 2.14 Begrænset netadgang

Adskillige aktører (Dansk Industri, Dansk Energi, Vedvarende Energi, Better Energy, Cerius/Radius m.fl.) anfører, at Energinet burde indføre mulighed for at blive tilsluttet med begrænset netadgang. Det anføres hertil, at dette bliver en mulighed efter netselskabernes metode, og at det derfor er en udfordring, at et anlæg kan blive tilsluttet med begrænset netadgang ift. netvirksomheden, men fortsat skulle betale tilslutningsbetaling til Energinet for fuld netadgang.

Better Energy peger også på, at der bør være sammenhæng mellem tilslutningsvilkårene med fuld netadgang og kompensationsordningen.

#### **Energinets bemærkninger:**

Energinet noterer sig det store ønske om mulighed for tilslutning med begrænset netadgang. Det er ikke praktisk muligt for Energinet at indføre en model for begrænset netadgang på nuværende tidspunkt uden at foretage en grundig vurdering af en række forhold, herunder juridiske, driftsmæssige og markedsmæssige forhold. Hvis det skal inkludere DSO-tilsluttede anlæg, vil det i øvrigt omfatte mange flere anlæg og forudsætte, at der udvikles IT-processer og driftssamarbejdsaftaler med DSO'erne til at håndtere det. Med den fremlagte metode vil produktion derfor have fuld netadgang ift. TSO-nettet. Det er derfor omkostningsægte at opkræve det generelle tilslutningsbidrag set ift. TSO-nettet.

Energinet har endnu ikke fået godkendt afbrydelighed for forbrug, og såfremt det bliver godkendt, vil det gælde for TSO-tilsluttede forbrugere. Det vil dreje sig om et lavt antal, som i første omgang kan håndteres manuelt via driftsinstrukser og lign. Ved større efterspørgsel, herunder ved en eventuel udvidelse til DSO-tilsluttede forbrugere, vil det rent praktisk kræve separat metodeudvikling og -godkendelse samt mulig understøttelse af nye IT-processer og driftssamarbejdsaftaler med DSO'erne. Det tilsvarende vil gøre sig gældende for begrænset netadgang for produktion.

Energinet anerkender imidlertid ønsket fra aktørsiden og vil igangsætte et arbejde med at undersøge mulighederne for at kunne tilbyde begrænset netadgang, og herunder analysere de juridiske, drifts- og implementeringsmæssige forhold mv., der gør sig gældende, for at kunne træffe en beslutning om, hvorvidt begrænset netadgang for produktion kan muliggøres og hvorledes det i givet fald skal tariferes.

Ift. spørgsmålet omkring kompensationsordningen, finder Energinet, at den nuværende model på passende vis tager hensyn til dette forhold, og det følger Elmarkedsforordningens regler i artikel 13. Energinet har beskrevet ordningen her: <https://energinet.dk/El/Nyheder-om-elsektorens-rammer-og-regler/2019/10/22/Tilslutning-af-produktion-ved-begraensninger-i-nettet>.

#### 2.15 Samspil mellem sol og vind

European Energy, HOFOR Vind og Better Energy anfører, at der bør tages hensyn til, at sol og vind har forskellige produktionsprofiler og ikke er i takt. Det bør der tages hensyn til i tarifieringen, da det medfører et lavere samlet udbygningsbehov.

**Energinets bemærkninger:**

Energinet finder, at en sondring mellem forskellige teknologier som sol og vind vil være udfordret af, at tarifiering skal ske efter ikkediskriminerende kriterier, jf. elforsyningslovens § 73.

Med tilslutningsbetalingen knyttet til den ønskede samlede kapacitet gives incitament til, at denne kapacitet bliver udnyttet bedst muligt, fx ved at anlægsejere selv optimerer deres portefølje og samler sol og vind bag måleren for at fastlægge det optimale indfødningsomfang. Derved bliver det op til anlægsejer at høste synergieffekterne af den lave samtidighed. Samspil med energilagte bag måleren eller egetforbrug bag måleren kan også bidrage til at optimere selve anlæggets brugsmønster ift. nettet.

**2.16 Produktionskapacitet, der etableres i forbindelse med statslige udbud**

Eurowind Energy anfører, at metodeudkastets afsnit 7.4 om tarifmæssig håndtering af statslige udbud medfører forskelsbehandling i strid med ikke-diskriminationsprincippet i elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningen artikel 18, og ikke er i overensstemmelse med EU-rettens krav om armslængde i taifdesignet.

**Energinets bemærkninger:**

Energinet har ved metodeudviklingen lagt til grund, at der er sket en række statslige udbud, hvor der specifikt tages stilling til betalingsmodellen i forbindelse med udbuddet. Energinet har i metodeudkastet beskrevet, at det er Energinets tarifmodel, der gælder, også for statslige udbud, medmindre, der specifikt er taget stilling til betalingen i udbuddet.

Det er Energinets vurdering, at det ligger udenfor Energinets kompetence at tage stilling til, om fastlæggelsen af denne betalingsforpligtelse kan rummes inden for EU-rettens armslængdeprincip.

**2.17 Samspil med tarifiering af energiøer**

Ørsted anfører, at metoden allerede nu bør tage stilling til, hvordan der skal tariferes ift. VE-anlæg tilsluttet en energiø. Det anføres bl.a., at der er en række særlige forhold omkring en energiø, som den generelle tarifmodel ikke tager hensyn til, og at der bør igangsættes et selvstændigt arbejde med tarifiering af energiøer.

**Energinets bemærkninger:**

Den tarifmodel for producenter, som Energinet har haft i høring, er en generel model, der gælder for hele landet, medmindre, der bestemmes andet enten via de statslige udbud eller yderligere metodeanmeldelser. Det forventes, at arbejdet med etableringen af energiøer vil medføre et selvstændigt behov for at se på en tarifieringsmetode for sådanne anlæg. Energinet har tilføjet et selvstændigt afsnit i metodeanmeldelsen, der beskriver dette forhold.

**2.18 Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning**

En række aktører (Better Energy, Eurowind Energy, Dansk Vindenergi ApS, European Energy, Dansk Solcelleforening, Cerius/Radius m.fl.) har kommenteret på metodeudkastets beskrivelse af særtilfældet efter nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 og peget på forskellige muligheder for justering. Det foreslås også at inkludere omkostningerne for disse anlæg i standardbidraget.

**Energinets bemærkninger:**

Energinet har genbesøgt metoden på baggrund af de indkomne høringssvar og har på den baggrund justeret metoden således, at den længere længde på tilslutningskablet modregnes i tilslutningsbidraget til det nære net, se beskrivelsen i afsnit 8.1.

I forhold til det anførte om, at der diskrimineres mellem anlæg, der tilsluttes med betaling efter særtilfælde-modellen eller med den generelle standardtilslutningsbetaling, så sker denne opdeling af hensyn til at sikre en omkostningsægte fordeling af omkostninger. Det er Energinets opfattelse af lovgrundlaget for tarifiering, at en kundegruppe kan opdeles og tariferes forskelligt, såfremt det sker efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte netkunder giver anledning til.

De kunder, der falder ind i kategorien for særtilfældet, driver væsentligt større omkostninger, end de øvrige tilfælde, og det er på den baggrund, at Energinet har valgt at dele kundegruppen op. Alternativet til dette er, at de væsentlige meromkostninger, som optræder i særtilfældene, fordeles på en samlet kundegruppe af producenter, hvilket vil øge betalingen fra producenter, der ikke nødvendiggør denne type omkostninger. Energinet har vurderet, at det er bedst i overensstemmelse med kravet om omkostningsægte tarifiering at foreslå den fremlagte opdeling af producenternes betaling.

Energinet har dog justeret i metoden på baggrund af høringssvarene, som beskrevet ovenfor, og forventer, at særtilfældet indgår i den generelle evaluering af metoden for producentbetaling efter 3 års forløb.

### 2.19 Løbende tarifiering

Enkelte aktører anfører, at Energinet har skrevet, at et naturligt udgangspunkt for modellen for nettariffen vil være at dele omkostningerne ligeligt mellem forbrug og produktion og der peges i den forbindelse på, at tarifforhold ikke er naturgivne.

#### **Energinets bemærkninger:**

Energinet anerkender, at der ikke er noget naturgivent, når det kommer til tariferingsforhold, men at det beror på en vurdering af omkostningerne og hvad der driver dem. Energinet har derfor justeret teksten for at afspejle dette.

### 2.20 Ikrafttrædelse pr. 1. januar 2023

Skovgaard Energy og BeGreen anfører, at projekter, der er etableret ud fra de gamle tilslutningsregler, bliver ramt på et tidspunkt, hvor deres investeringsbeslutning er truffet. BeGreen anfører, at det har karakter af ekspropriation. Skovgaard Energy anbefaler, at Energinet etablerer en mulighed for en dispensationsordning, så allerede igangværende projekter som under normale markedsforshold ville kunne idriftsættes under de gamle tilslutningsregler.

Dansk Industri og Struer, Lemvig og Holstebro kommuner foreslår en gradvis indfasning af ordningen, så aktører og producenter har bedre tid til at tilpasse sig de ændrede vilkår.

#### **Energinets bemærkninger:**

Efter Energinets vurdering er der ikke lovgivningsmæssig hjemmel for Energinet til at indføre dispensationsordninger eller på anden måde afvige fra den frist, som fremgår af lovgivningen. Anlæg, der nettilsluttes efter den 1. januar 2023, vil således skulle betale de nye tilslutningsbidrag uanset, hvornår det pågældende projekt er påbegyndt.

### 3. Øvrige bemærkninger til specifikke hørings svar

I tabellen nedenfor er Energinets bemærkninger til specifikke hørings svar, som Energinet vurderer, ikke allerede er behandlet i det foregående kapitel 2 om gennemgående temaer.

Høringspart	Høringsparts bemærkninger	Energinets bemærkninger
BeGreen	<i>the Proposed Model effectively adds a new tax which are payable by producers. Any such tax can only be implemented by law and not through a Proposed Model, cf. the Danish Constitution section 43.</i>	Ændringen af PSO-systemet er vedtaget ved lov. Energinets tarifmodel fastlægges inden for de lovgivningsmæssige rammer, som Energinet har redegjort for i metodeudkastets kapitel 3. Opkrævning af tariffer er efter Energinets vurdering ikke en skat, men en opkrævning til dækning af de omkostninger, som kunderne i elsystemet har givet anledning til at Energinet skal afholde.
BeGreen	<i>the Proposed Model fails to comply with the Energy Charter Treaty in a number of ways, including, but not limited to, provisions on taxes and expropriation.</i>	Den vurdering er Energinet ikke enig i.
Better Energy	<i>Derudover er det næppe heller i overensstemmelse med ikke-diskriminationsprincippet, at kraft- og kraftvarmeværker samt havvind kan friholdes fra de betalingsmæssige forhold vedrørende nettilslutning eller omkostninger til evt. forstærkning og udbygning af transmissionsnettet i en situation, hvor VE-producenter nu afkræves at betale for dette.</i>	Der må være tale om en misforståelse. Metoden omfatter alle typer af produktionsanlæg/ anlæg, der føder energi ind på nettet, dette er beskrevet i afsnit 1.2. Særligt ift. statslige udbud er dette beskrevet i afsnit 7.4, og i de seneste udbud er der ikke tale om, at projektet ikke skulle afholde omkostninger. Hvis der fremadrettet i de statslige udbud ikke tages stilling til spørgsmålet, vil det være de almindelige tarifvilkår, der finder anvendelse.
Brinckmann Group ApS og Obton A/S	<i>Forhold nr. 1: Valg af beregningsenhed I Energinets tarifmodel udregnes tilslutningsbidrag på baggrund af det konkrete produktionsanlægs størrelse i nettilslutningspunktet. Størrelsen opgives i MW. I Dansk Energis tarifmodel udregnes tilslutningsbidrag ligeledes på baggrund af det konkrete produktionsanlægs størrelse i nettilslutningspunktet. Størrelsen opgives i MVA. Energinet og Dansk Energi opfordres blive enige om, at anlæggets størrelse enten skal angives som MW eller MVA, da det vil gøre beregningerne af tilslutningsbidragene mere simpelt for anlægsejerne.</i>	Energinet er enig i at der ikke bør være uklarhed på baggrund af forskellen i enhedsanvendelse og har derfor indsat et nyt afsnit, der specificerer dette, se metodeanmeldelsen afsnit 1.3.
Brinckmann Group ApS og Obton A/S	<i>Forhold nr. 3: Tydelig formular for beregning af tilslutningsbidrag Ved tilslutning af produktionsanlæg, der tilsluttes på station i det nære transmissionsnet, skal der betales et tilslutningsbidrag til omkostninger til anlægsinvesteringer i det nære transmissionsnet. Det fremgår ikke tydeligt i metodenotatet, at der ikke skal betales tilslutningsbidrag til omkostninger til anlægsinvesteringer i det nære transmissionsnet, i det tilfælde, hvor produktionsanlægget tilsluttes til på centrale stationer. Dette fremgik ellers tydeligt på aktørmødet i januar 2022. På side 60 i metodenotatet fremgår det i eksempelberegningen, at der alligevel skal betales tilslutningsbidrag til omkostninger til anlægsinvesteringer i det nære transmissionsnet, i det tilfælde, hvor produktionsanlægget tilsluttes til på centrale stationer [...] Energinet opfordres til at tydeliggøre, hvorledes tilslutningsbidraget skal beregnes, når der tilsluttes produktionsanlæg på centrale stationer.</i>	Det fremgår af hørings svaret, at høringsparten har fået den opfattelse fra aktørmødet den 10. januar 2022, at der ikke skal betales tilslutningsbidrag fra anlæg, der tilsluttes i centrale transmissionsstationer. Energinet fremlagde på mødet modellen, og det fremgik ikke af materialet, at anlæg tilsluttet i centrale transmissionsstationer ikke skulle betale bidrag til det nære net. Tilslutningsbidrag skal betales af alle anlæg, uanset om de tilsluttes i en central transmissionsstation eller ej. Det, der er afgørende for tilslutningsbidraget til det nære nets størrelse, er, om det er placeret i et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område.
Cerius og Radius	<i>Det anføres, at det er en udfordring at Energinet tariferer forbrug og produktion forskelligt, og det anføres at: Løsningen kan være en reform af tarifieringen for forbrugere med indførelse af et tilslutningsbidrag. Her vil tilslutningsbidraget skulle differentieres geografisk ligesom på produktion for at give incitament til hensigtsmæssig lokalisering. Denne ændring er planlagt at skulle indføres i netselskabernes opkrævning af tilslutningsbidrag. En alternativ løsning er at implementere en større reform med indførelse af en TSO-DSO tariferingsmodel, hvor Energinet opkræver</i>	Energinet er enig i, at der med den nye metode vil være forskel på, hvordan forbrug og produktion bliver tariferet, og at det kan være en udfordring, at der ikke er noget incitament for forbrugssiden til at tage højde for hvilken kapacitet, man ønsker. Energinet har dog ikke villet inkludere dette i en ny metode for producentsidens betaling. Energinet er i øvrigt enig i, at en TSO-DSO-tariferingsmodel vil være en hensigtsmæssig udvikling af tariferingsmodellen fremadrettet. Energinet finder ikke umiddelbart anledning til at

Høringspart	Høringsparts bemærkninger	Energinet's bemærkninger
	<p>betaling netselskaber og de store kunder tilsluttet direkte i transmissionsnettet i stedet for hos slutkunderne som i dag. Der er allerede taget hul på dette arbejde og Cerius/Radius foreslår, at det videre arbejde med denne reform prioriteres. Med en TSO-DSO model vil betalingen ske med udgangspunkt i udvekslingspunkterne og opkrævningen vil blive fundamentalt reformeret, hvor det vil være en prioritet eksplicit at sikre konsistente principper på tværs af forbrug og produktion.</p> <p>Energinet opfordres til at italesætte de udfordringer med inkonsistens som denne model vil medføre og gøre rede for de overvejelser Energinet har gjort sig for på sigt at få konsistens på tværs af forbrug og produktion.</p>	<p>inkludere disse overvejelser i metoden, men vil fortsætte disse overvejelser i dialog med netselskaberne m.fl.</p>
Dansk Solcelleforening	<p>Bagatelgrænse</p> <p>Energinet har fastsat en bagatelgrænse på 50 kW til betaling af tilslutningsbidrag til transmissionsnettet. Mindre produktionsanlæg i kundekategorierne Bhøj, Blav og C genererer ikke nogen nævneværdige forskelle i omkostninger til udbygning af transmissionsnettet, da produktionen af elektricitet vil blive absorberet i distributionsnettet.</p> <p>Ifølge Dansk Solcelleforening bør metoden derfor opdateres, så kun kundekategorierne Ahøj+, Ahøj, Alav betaler tilslutningsbidrag til transmissionsnettet.</p>	<p>Energinet har justeret bagatelgrænsen, således at den henviser til den metode, som vil blive anvendt af netselskaberne.</p>
Dansk Solcelleforening	<p>Dansk Solcelleforening undrer sig over at relevante og berørte aktører ikke på nogen måde har været inddraget i fastsættelse af metoden for indfødingstariffer.</p>	<p>Energinet har afholdt to åbne aktørmøder, der har været inviteret til bl.a. via Energinets hjemmeside.</p>
Dansk Vindenergi ApS	<p>I punkt 7.1.1 gennemgås dispensationsløsningen i Nettilslutnings bekendtgørelsen.</p> <p>På side 51 står der under figuren "Ved anvendelse af dispensationsløsningen betales det sædvanlige standard-stationsbidrag". Det er imidlertid uklart, om det er det bidrag, der vil skulle betales i den nærmeste station efter § 3, eller i den station, som giver den samfundsmæssigt laveste omkostning efter § 4, og som tilslutningen trækkes frem til ved dispensationen. Det bør præciseres, at det er bidraget i den station, hvor der faktisk sker tilslutning efter § 4, og som giver den samfundsmæssigt billigst løsning.</p>	<p>Der er tale om et standardbidrag, så det ift. stations-tilslutningsbidraget er uden betydning hvilken station, der tilsluttes i.</p>
Dansk Vindenergi ApS	<p>På side 53-54 gennemgås i punkt 7.1.4 et eksempel på nettilslutning, men eksemplet synes at pålægge anlægsejeren for store omkostninger. Den nærmeste station på relevant spændingsniveau i eksemplet er station B, og det vil vel derfor være afstanden A til B som anlægsejer skal betale for. Det er en udgift på 50 mio. Imidlertid konkluderes under alternativ 1 at anlægsejer skal betale for A til C, hvilket er en udgift på 60 mio. Det korrekte tal bør være 50 mio.</p>	<p>Er rettet til i anmeldelsesudgaven.</p>
Dansk Vindenergi ApS	<p>Ved brug af dispensationsløsningen i § 4 stk. 3 får Energinet dobbeltbetaling i forhold til standardtilslutningsbidraget på 0,252 mio. pr. MW. Dette beløb er fastsat i forhold til afstanden på samtlige kendte VE-projekter, som Energinet så fint redegør for på side 42. Imidlertid vil Energinet spare nogle af disse omkostninger, når Energinet vil pålægge anlægsejer alle omkostninger til forlængelse af kabler i dispensationsløsningen jf. § 4. Den besparelse, som Energinet opnår, er ikke modregnet ved fastsættelsen af beløbet på kr. 0,252 mio. Vi kan godt forstå, at anlægsejer skal betale kablet hvis dispensation jf. § 4 vælges, men den naturlige konsekvens må være, at der skal være en reduktion i beløbet på kr. 0,252 mio/MW på grund af dette forhold, idet dette beløb er fastsat ud fra, at alle udgifter afholdes af Energinet. Ved brug dispensationsløsningen bør der således fastsættes et lavere tilslutningsbidrag på eksempelvis kr. 0,2 mio/MW, idet Energinet sparer omkostninger i forhold til beregningsgrundlaget,</p>	<p>Energinet har revideret afsnittet, således at der nu sker en reduktion i tilslutningsbidraget til det nære net, se afsnit 8.1.</p>
KL	<p>KL mener dog, at Energinet bør se på forskellige løsninger for direkte linjer eller andre tiltag, der kan sikre, at de kommuner og</p>	<p>Energinet noterer sig ønsket om at se på direkte linjer mv. Mulighederne for dette er bl.a. en del af den politiske aftale fra</p>

Høringspart	Høringsparts bemærkninger	Energinets bemærkninger
	<i>selskaber, der formår at stille VE op, ikke straffes herfor, men at det kan hjælpe til at øge vækst og beskæftigelse i landdistriktsområderne.</i>	15. marts 2022 om Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi). Lovændringer på baggrund af aftalen er endnu ikke foretaget, så Energinet har endnu ikke mulighed for at vurdere, hvilke eventuelle ændringer som følge af dette, der bliver muligt.
Landbrug & Fødevarer	<i>Landbrug &amp; Fødevarer kan godt se en idé i at arbejde med en model baseret på produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerende områder. I høringsmaterialet nævnes det, at der i forhold til dette er et ønske om at have få og stabile zoner i tid og geografi. Landbrug &amp; Fødevarer efterlyser en uddybning af dette, og især en diskussion af muligheden for på sigt at have stabile zoner. Dette ikke mindst ud fra en betragtning om, at disse områder formodes at vil "udvikle sig" i en eller anden form.</i>	Ved udvikling af metoden for geografisk differentiering har Energinet bevidst valgt at have få, store områder, bl.a. af hensyn til stabiliteten i områdeinddelingen. Det er dog korrekt, at fx nyt forbrug kan ændre et områdes karakter, men det må også være en integreret del af en model med geografisk differentiering, at områderne kan ændre sig, hvis udviklingen har medført tilpas store ændringer.
Landbrug & Fødevarer	<i>Det er Landbrug &amp; Fødevarers klare holdning, at eksisterende anlæg, og i særdeleshed anlæg med en begrænset kapacitet, bør være undtaget en væsentlig del af producentomkostningerne, da det kan vælte økonomien for etablerede anlæg, som ikke længere modtager tilskud. Det vil i yderste konsekvens betyde, at en stor kapacitet af vedvarende energi reduceres, hvis det ikke længere giver økonomisk afkast for anlægsejer.</i>	Eksisterende anlæg i produktionsoverskudsområder vil blive pålagt forøget indfødningsstarif til dækning af en større del af Energinets omkostninger i det dybe net, hvilket er i overensstemmelse med intentionen i lovgivningen. Efter Energinets vurdering vil det ikke vælte økonomien for etablerede anlæg.
Landbrug & Fødevarer	<i>Med afsæt i at tarifieringen skal være omkostningsægte, og at omkostningerne nu skal dækkes ved producenterne, argumenteres der i høringsmaterialet for, at en model for opkrævning af omkostningerne sker via en standardiseret tilslutningsbidrag frem for en model baseret på de faktiske omkostninger. I høringsmaterialet bliver der redegjort fint for mulige uhensigtsmæssige konsekvenser ved sidstnævnte model. Landbrug &amp; Fødevarer finder imidlertid, at der mangler en mere uddybende forklaring på hvorfor Energinet mener, at den standardiserede model er mere retvisende i forhold til de gennemsnitlige omkostninger, herunder de potentielle udfordringer, der kan være ved at anvende planlægningspriser.</i>	Den standardiserede model fjerner tids- og først-til-mølle effekterne ved tilslutningsbidraget, således at det ikke er første ansøger til en given ledig kapacitet i elnettet, der slipper billigt, mens de følgende projekter kommer til at betale eventuel udbygning alene. Standardiserede betalinger er endvidere udtryk for et gennemsnit af omkostningerne - hvor de faktiske omkostninger i enkeltprojekter uundgåeligt vil have stor spredning.
Struer, Lemvig og Holstebro Kommune	<i>Hvis investeringsviljen i nordvestjysk VE-anlæg mindskes, vil det påvirke erhvervsudviklingen i området betydeligt. Vestdanmark vurderes til at blive hårdest ramt på antallet af arbejdspladser i forbindelse med en indført CO2-afgift (Økonomi og miljø 2021 – Beskæftigelseseffekter af drivhusgasbeskatningen, De økonomiske råd, Formandskabet 2021), og et af de områder, hvor der særligt er potentiale for nye arbejdspladser, er netop i forbindelse med nye energianlæg. (samt brevets følgende afsnit om grøn brint)</i>	Efter Energinets vurdering er der ikke hjemmel i lovgrundlaget for fastsættelse af tarifmetoder til at lægge vægt på effekten på erhvervsudviklingen i et givet område.
UJ Consult	<i>Energifællesskaber kan også etableres uden for bymæssig bebyggelse f.eks. i form af bofællesskaber, som etablerer egenproduktion ved VE-anlæg i form af vindmøller og/eller solceller. For disse gælder også, at deres egenproduktion ikke etableres med henblik på salg eller økonomisk udbytte på linje med kommercielle elproducenter.  Denne type anlæg vil også blive urimeligt belastet af de nye bestemmelser om producentbetaling, idet deres salg til nettet også typisk vil være mindre end kapaciteten i deres tilslutning. Også i disse tilfælde er det på forhånd givet, at deres egenproduktion ikke vil udgøre en ekstra merbelastning af nettet og at deres evt. salg til nettet vil være udlignet af andre forbrugere i nærheden af deres nettilslutning.  Den foreslåede producentbetaling vil dermed vanskeliggøre den positive effekt, der er ved at få etableret lokale VE-anlæg, der aflaster nettet, ved at pålægge den ekstra udgifter til tilslutning og tarifiering, som ikke kan begrundes i at netop denne type egenproducerende elkunder merbelastner nettet, hvis deres interaktion med nettet opgøres kostægte. Det er alene den valgte standardisering, der ser bort fra denne type af elkunders profil, der konstruerer grundlaget for opkrævning af disse omkostninger hos producenter.</i>	Efter metodeudkastet fastlægges tilslutningsbidraget ud fra den indfødningskapacitet, som et anlæg ønsker at have til det kollektive elsystem. Efter Energinets opfattelse er dette det omkostningsægte udgangspunkt for tarifieringen. Endvidere er der for de undtagelsen for visse lavspændingsanlæg nu henvist til DSO'ernes bestemmelser herom.



Høringspart	Høringsparts bemærkninger	Energinets bemærkninger
	<p><i>Derfor gør de samme forhold til sig gældende som for VE-anlæg i bymæssig bebyggelse, nu blot også omfattende evt. vindmøller, der er ejet eller kontrolleret af energifællesskabet. Den ovenfor foreslåede model kan også anvendes i disse tilfælde. Også her må de foreslåede tilslutningsgebyrer og indfødningsstariffer, som de er opstillet af DE og Energinet, altså anses for at etablere både administrative og økonomiske hindringer for energifællesskaberne.</i></p>	
Ørsted	<p><i>Postnumre til klassifikation af geografiske områder</i></p> <p><i>For en geografisk differentieret producenttarif er postnumre muligvis en tilstrækkeligt fintmasket indikator. Det samme vil dog ikke gøre sig gældende, når geografisk differentierede forbrugstariffer om kort tid også skal implementeres. Her kan man forestille sig en situation, hvor Energinet ønsker, at et forbrugsanlæg skal agere buffer mellem stor elproduktion og indfødningspunkter, fx ved en landgang i Avedøre af en Energiø. Her vil forbrugsanlægget skulle have en produktionsdomineret forbrugstarif, mens de resterende store forbrugere i Køge Kommune vil skulle have en forbrugsdomineret tarif.</i></p> <p><i>Ved ikke at kunne implementere en sådan løsning i Datahub risikere Energinet, at en sådan løsning ikke kan implementeres. Energinet bør derfor allerede nu afsøge, hvordan en mere fintmasket implementering i Datahub kan foregå samt omkostninger forbundet hermed.</i></p>	<p>Energinet har noteret sig inputtet vedrørende videreudvikling af muligheden for at differentiere tarifferne mere fintmasket geografisk.</p>

## 4. Høringsliste

Balanceansvarlige  
Elleverandører  
Netvirksomheder  
Ankenævnet på Energiområdet  
Brintbranchen  
Dansk Byggeri  
Dansk Energi  
Dansk Erhverv  
Dansk Fjernvarme  
Dansk Industri  
Dansk Solkraft  
Datatilsynet  
De frie energiselskaber  
Decentral Energi  
Digitaliseringsstyrelsen  
Energiklagenævnet  
Energisammenslutningen  
Energistyrelsen  
Forbrugerrådet  
Håndværkerrådet  
Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen  
Landbrug & Fødevarer  
Skatteministeriet  
Wind Denmark

Materialet har desuden været offentliggjort på Energinets hjemmeside: [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk) under: <https://energinet.dk/EI/Horinger/Hoeringer/Metodebeskrivelse-for-producentbetaling-februar-2022>

Det betyder også, at alle, der har tilmeldt sig til at få besked, når Energinet sender materiale i høring, vil have fået besked om høringen.