



HØRINGSUDGAVE - ELTARIFTER

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
11. februar 2022

Forfatter:
DHA, OKJ, HKS, BJB, SVT,
ARY, SGL, SUD

METODEBESKRIVELSE FOR PRODUCENTBETALING

Indhold

1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning.....	3
1.1 Indledning	3
1.2 Anvendelsesområde	4
1.3 Læsevejledning	4
2. Baggrund og formål.....	5
2.1 Energinets tariffer – Tariffer opkrævet ved producenterne	6
2.2 Overblik over ændringer	7
2.3 Anvendelse af geografisk differentiering.....	9
2.4 Grundlæggende metodevalg	9
2.5 Producentbetaling i andre lande	12
3. Retsgrundlag	12
3.1 Elmarkedsforordningen	15
3.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe	16
3.3 Transmissionsafgiftsforordningen	18
3.4 Prisdifferentiering	19
3.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen.....	19
3.6 Elproduktionsbekendtgørelsen.....	20
3.7 Tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser	20
4. Stationsbidrag pr. felt for produktionsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet	20
4.1 Metode for fastlæggelse af stationsbidrag.....	21
4.2 Metode for justering af prisen på stationsbidraget.....	22
4.3 Tidspunkt for fastlæggelse af, hvilket standardstationsbidrag et nyt anlæg skal betale	22
5. Geografisk differentiering	23
5.1 Definition af bagvedliggende net.....	23
5.2 Bidrag til bagvedliggende net	25

5.3	Metode for fastlæggelse af geografiske områder	25
6.	Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet.....	32
6.1	Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet fra transmissionstilsluttede anlæg	32
6.2	Metode for beregning af standardafstand i det <i>nære transmissionsnet</i>	38
6.3	Tilslutningsbidrag fra distributionstilsluttede anlæg	43
7.	Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning	50
7.1	Supplerende tilslutningsbetaling ved fravalg af løsning med laveste samlede omkostninger efter § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen	50
7.2	Anlæg der etableres efter elproduktionsbekendtgørelsen	55
7.3	Tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor der bag ved tilslutningspunktet er både forbrug og produktion	55
7.4	Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud.....	56
8.	Løbende tariffer – metode for geografisk differentieret indfødningsstarif	56
8.1	Rationale for at indføre en geografisk differentieret indfødningsstarif	56
8.2	Fastlæggelse af de geografiske områder	57
8.3	Fastlæggelse af størrelsen på de løbende betalinger	57
8.4	Mulige fremtidige videreudviklinger af producentbetalingen.....	59
9.	Opsummerende prisblad med dagens forudsætninger	60
10.	Overgangsregler mv. samt evaluering af ny tarifmodel	61
10.1	Overgang til ny tarifmodel	61
10.2	Udvidelse af indfødningsomfang	61
10.3	Evaluering af tarifmodellen for producenter	62

1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning

1.1 Indledning

Dette dokument er Energinets udkast til ny metode for tarifiering af elproducenter. Det indeholder både beskrivelse af ny tilslutningsbetaling samt ændring af den løbende tarifiering (indfødningstariffen). Efter Energinets høring samt eventuelle justeringer, vil metoden skulle anmeldes til Forsyningstilsynet og vil ikke kunne anvendes, før der foreligger en godkendelse herfra.

Formålet med ændring af tariffbetalingen for elproducenter er at udmønte den ændring af elforsyningsloven¹, som blev enstemmigt vedtaget i Folketinget den 21. december 2021. Vedtagelsen af ændringerne af elforsyningsloven er en udmøntning af Klimaaftalen af 22. juni 2020². Ændringen medfører en fjernelse af PSO-systemet, som indtil nu har friholdt VE-producenter for at afholde de omkostninger, som de giver anledning til i forbindelse med deres nettilslutning. Samtidig indføres mulighed for geografisk differentiering af indfødningstariffer og tilslutningsbidrag for elproduktion.

Formålet med lovgivningen er at understøtte, at en større andel af de omkostninger i elnettet, som udbygningen af VE giver anledning til, afholdes af elproducenterne selv og dertil, at de betaler for deres løbende anvendelse af elnettet. Ændringen af elforsyningsloven medfører, at en ny tarifmodel for elproducenter skal være gældende fra den 1. januar 2023.

Energinet vil anvende de nye muligheder i overensstemmelse med intentionen i lovgivningen og indføre tilslutningsbidrag for produktion og geografisk differentierede indfødningstariffer. Det betyder, at VE-producenterne i højere grad vil komme til at bidrage til at dække Energinets omkostninger til udbygning af elnettet. Derudover gives incitament til geografisk hensigtsmæssig placering af ny VE-produktion, set fra et netudbygningsperspektiv.

Overordnet indeholder forslaget tre elementer:

- et standardiseret stations-tilslutningsbidrag til dækning af gennemsnitlige tilslutningsomkostninger i Energinets station,
- et standard-tilslutningsbidrag pr. MW efter tilslutningens størrelse til dækning af gennemsnitlige omkostninger i det nære net samt
- en løbende indfødningstarif til dækning af omkostninger i det dybe net.

Energinets forslag til en ændret producentbetaling indeholder en opdeling af landet i henholdsvis *produktionsoverskudsområder* og *forbrugsdominerede områder*. Den geografisk differentiering vil have indflydelse på tilslutningsbidrag til det nære net og den løbende indfødningstarif. Her vil priserne afspejle, at der er færre netomkostninger forbundet med produktion i forbrugsdominerede områder.

Stations-tilslutningsbidraget gælder for transmissionstilsluttede produktionsanlæg. Tilslutningsbidraget til det nære net og den løbende indfødningstarif vil gælde for både TSO- og DSO-tilsluttet elproduktion, hvilket skal sikre hensyn til, at alle elproducenter fremover kommer til at bidrage til de bagvedliggende dele af transmissionsnettet – de nære dele såvel som de dybe.

¹ Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

² Klimaaftalen af 22. juni 2020 (<https://fm.dk/media/18085/klimaafale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>)

1.2 Anvendelsesområde

Denne metode for producentbetaling vedrører alle former for anlæg, som tilsluttes det kollektive elforsyningssystem og føder energi ind på det, dvs. både egentlige produktionsanlæg som tilsluttes til transmissionssystemet og til distributionssystemet men også energilageranlæg såsom batterianlæg, CAES³-anlæg mv, som både kan tage energi ud af det kollektive elforsyningssystem og føde det ind igen samt alle kombinationer heraf.

Produktionsanlæg, som omfattes af metoden, er således alle anlæg som omfattes af elforsyningslovens regler om indfødnings af energi, inkl. nettilslutningsbekendtgørelsen og elproduktionsbekendtgørelsen. Dvs. anlæg, som føder elektrisk energi ind i det kollektive elforsyningssystem og omfatter derfor, men er ikke begrænset til,

- produktionsanlæg, synkrone såvel som asynkrone, herunder vindmølleparker, solcelleparker, kraftværker og kraftvarmeværker,
- energilageranlæg, som har mulighed for at føre elektrisk energi tilbage i elforsyningssystemet,
- energilageranlæg i kombination med et produktionsanlæg, hvor energilageranlægget føder produktionsanlæggets producerede energi ind i det kollektive elforsyningssystem ude af takt med produktionsanlægget og
- anlæg med både produktion og forbrug bag måleren/tilslutningspunktet og som indføder energi i det kollektive elforsyningssystem.

I dokumentet anvendes termen *produktionsanlæg* eller *anlæg*, som dækkende for ovenstående.

Nødstrømsanlæg, dvs. anlæg, der alene har til formål at forsyne forbrugsanlæg med en nødstrømsforsyning, når det kollektive elforsyningssystem ikke er tilgængeligt, er ikke omfattet af metoden.

Denne metodes kapitel 7.1 om supplerende tilslutningsbetaling i særlige tilfælde finder kun anvendelse for produktionsanlæg, som er omfattet af nettilslutningsbekendtgørelsen (bekendtgørelse nr. 2653 af 28. december 2021 med senere ændringer) samt elproduktionsbekendtgørelsen (bekendtgørelse nr. 2654 af 28. december 2021 med senere ændringer).

Metoden vedrører opkrævning af tariffer til dækning af Energinets netrelaterede omkostninger, som i dag for en stor del dækkes via indfødningsstarif og nettarif for forbrug. Denne metode berører ikke opkrævningen af tariffer til dækning af de systemrelaterede omkostninger, dvs. det som i dag dækkes gennem opkrævning af systemtarif for forbrugere samt balancetariffer for forbrug og produktion.

1.3 Læsevejledning

I kapitel 2 gennemgås den historiske baggrund for den nuværende producentbetaling, der beskrives nogle af de grundlæggende metodevalg og andre landes forhold kommenteres. Retsgrundlaget for ændringerne af Energinets tarifopkrævning gennemgås i kapitel 3, inden metoden for et nyt og standardiseret stationstilslutningsbidrag præsenteres i kapitel 4.

I kapitel 5 præsenteres Energinets geografiske differentiering mellem produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder, som anvendes i den følgende metode for standard

³ CAES: Compressed Air Energy Storage

tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet og den fortsatte løbende indfødningsstarif (kWh-tariffen).

Kapitel 6 specificerer de overordnede priselementer i standard-tilslutningsbidraget for nye anlæg og redegør for relevansen for både transmissions- og distributionstilsluttede anlæg. Forudsætninger og beregningsmetoder for dækning af Energinets omkostninger til det nære net forklares og standardafstanden i det nære transmissionsnet fastsættes.

I kapitel 7 forklares undtagelser og særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutninger. Den løbende indfødningsstarif med geografisk differentiering fastsættes i kapitel 8. I kapitel 9 gives en samlet oversigt over priserne ud fra eksisterende forudsætninger. Og endelig beskrives overgangsordninger, regnskabsmæssig håndtering af tilslutningsbetalingerne og evaluering af tarifmodellen for elproducenter i det afsluttende kapitel 10.

2. Baggrund og formål

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af Klima-, Energi, og Forsyningsministeriet, og er bl.a. transmissionsoperatør og den systemansvarlige virksomhed i Danmark for elsystemet.

Energinet får dækket størstedelen af sine omkostninger til opgaverne som systemansvarlig transmissionsvirksomhed på elområdet gennem opkrævning af tariffer hos de danske elbrugere og -producenter.

Den 17. november 2016 indgik den daværende regering (Venstre) sammen med Socialdemokratiet, Dansk Folkeparti, Liberal Alliance, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti og Det Konservative Folkeparti "Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften", herefter PSO-aftalen. PSO-aftalen betød bl.a., at Europa-Kommissionen afsluttede sin undersøgelse af PSO-afgiften, som Europa-Kommissionen havde udtrykt bekymring for kunne være diskriminerende overfor udenlandske producenter af energi sammenlignet med danske producenter (se Europa-Kommissionens afgørelse af 14. december 2016 i sag SA. 46822 (2016/N) – Danmark – Ændring af finansieringen af vedvarende energi (2017/C 83/1)).

Med PSO-aftalen blev aftaleparterne enige om at ophæve PSO-systemet med udgangen af 2021 og afholde udgifterne til støtte til vedvarende energi over finansloven.

For at kunne ophæve PSO-systemet og afskaffe PSO-tariffen fra 2022 vurderer ministeriet⁴, at en række bestemmelser primært i elforsyningsloven og i VE-loven om PSO-systemet skal ophæves, herunder bestemmelser⁵ om, at Energinets omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter elforsyningslovens § 67 og efter § 30 i VE-loven, kan PSO-finansieres (efter den såkaldte udligningsordning).

Energinet har ikke i nyere tid gjort brug af udligningsordningen. Energinets tarif er landsdækkende ud fra samme hensyn som i udligningsordningen og har dermed allerede udlignet omkostningerne.

PSO-aftalen afskaffede kun PSO'en, mens udligningsordningen fortsat var gældende, og omkostningerne til udligningsordningen bliver i 2022 afholdt via finansloven. Der er også aftalt at

⁴ Almindelige bemærkninger L53 til lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

⁵ Elforsyningslovens § 8, stk. 1, nr. 5

udligningsordningen selv skal afskaffes med udgangen af 2022. Ophævelsen af udligningsordningen er indført i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love. Herved er det ikke længere muligt for VE-developere at blive fritaget for de omkostninger, som nettilslutning af deres anlæg giver anledning til. Netvirksomhederne og Energinet skal fremadrettet i stedet opkræve disse omkostninger fra de kategorier af netbrugere, som giver anledning til omkostningerne, som en del af den samlede tarifiering af forbrugere og producenter og i overensstemmelse med reglerne for tarifiering i elforsyningslovens § 73 mv. som redegjort for i kapitel 3. Grundlæggende betyder det således, at de omkostninger, som pga. PSO-systemet er blevet opkrævet hos forbrugerne, fremover skal allokere til de producenter, som giver anledning til dem.

2.1 Energinets tariffer – Tariffer opkrævet ved producenterne

Energinet har ved sin etablering udarbejdet en metode for prisfastsættelse af Energinets tariffer, herunder indfødningsstarif⁶ og balancetarif for produktion⁷. Det daværende Energitisyn⁸ traf afgørelse om at meddele Elkraft System og Eltra, at Energitisynet godkendte metoderne for prisfastsættelsen i overensstemmelse med de principper, der fremgår af virksomhedernes notat "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tariffpuljer 1. januar 2005". Godkendelsen er sket med visse nærmere beskrevne forbehold. 3/1307-0300-0074. Afgørelsen findes på Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-systemansvarets-tariffer-i-2005>.

På baggrund af tarifmetoden fra 2005 opkræves Energinets tariffer som en variabel tarif – øre/kWh. Metoden indeholdt en grundlæggende opdeling i to tariffpuljer, hhv. en netpulje og en systempulje. For 2022 opkræves følgende tariffer fra elproducenterne.

Produktionstariffer 2022	Øre/kWh
Indfødningsstarif (går til dækning af netpuljen)	0,3
Balancetarif for produktion (går til dækning af systempuljen)	0,116

Tarimetoden i dette dokument berører ikke producenternes bidrag til dækning af systempuljen, så derfor fokuserer det følgende på netpuljen.

Netpulje – Omkostninger og indtægter

Af Energinets metode for prisfastsættelse af Energinets tariffer fra 2005 blev det defineret, hvilke omkostninger og indtægter, som skal indgå i grundlaget for fastsættelse af den netpulje, som henholdsvis forbrug og indfødnings skal dække.

Oversigten kan ses herunder:

Indtægter	Omkostninger
Tarifindtægt, netpulje	D&V af transmissionsnet
Indtægter vedr. udlandsforbindelser (flaskkehals- og auktionsindtægter)	Afskrivninger og finansiering af transmissionsnet
Andre indtægter: Betaling for særretigheder og EU-tilskud	Nettab

⁶ Indfødningsstariffen for produktion dækker en del af Energinets omkostninger til drift og vedligehold af det overordnede elnet (132-150 og 400 kV-nettet) og drift og vedligehold af udlandsforbindelserne. Solceller, vindmøller og decentrale værker, der er omfattet af aftagepligten, betaler ikke indfødningsstarif

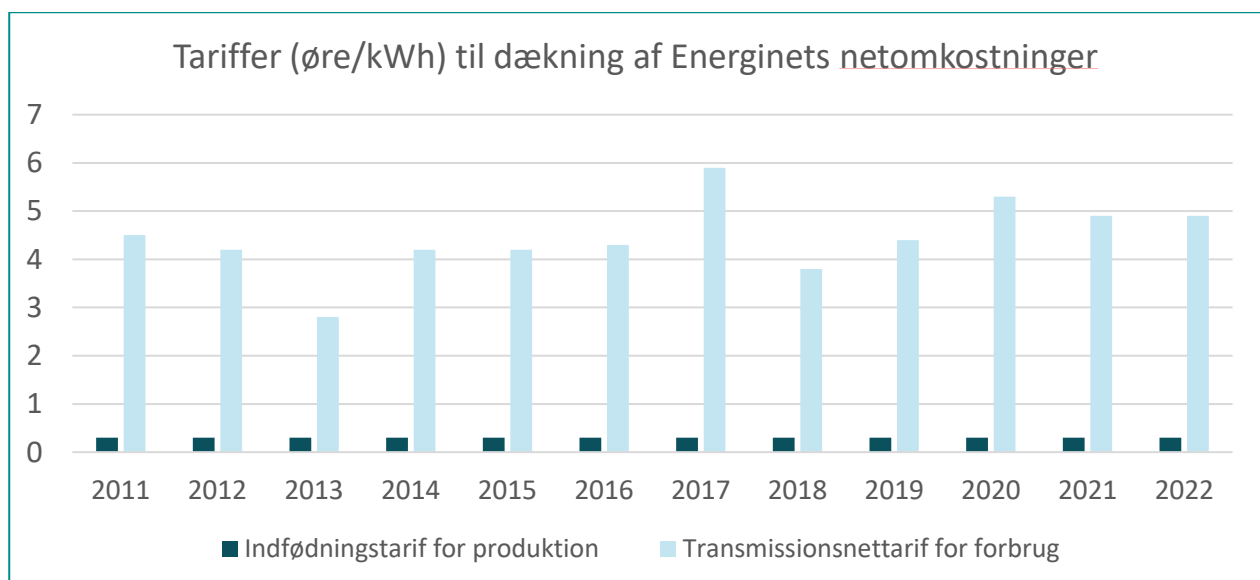
⁷ Tariffen dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelser og håndtering af balancemarkedet.

⁸ Forsyningstilsynet har overtaget alle opgaver fra Energitisynet 1. juli 2018.

Transitkompensation	Modkøb/specialregulering
	Omkostninger til udenlandske net
	Markedsgebyrer
	Andel af forrentning af egenkapital

Af metoden fra 2005 fremgår det, at "Tarifindtægt, netpulje" er den samlede indtægt fra tarifiering af indfødnig (*indfødningsstariffen* fra produktion) og forbrug (*nettariffen* fra forbrug).

Indfødningsstariffen har siden 2011 udgjort 0,3 øre/kWh og har således ikke ændret sig i løbet af de sidste 10 år. Dermed har det været forbrugerne, der har skullet dække den resterende netpulje, som har varieret fra år til år. Nedenstående figur viser de løbende tariffer, som Energinet har opkrævet til dækning af netpuljen (figuren indeholder således ikke de systemrelaterede omkostninger, der opkræves via systemtarif for forbrug og balancetarif for produktion og forbrug). Figuren tager ikke højde for at forbrugere på transmissionsnettet også har afholdt omkostningerne til deres nettilslutning.

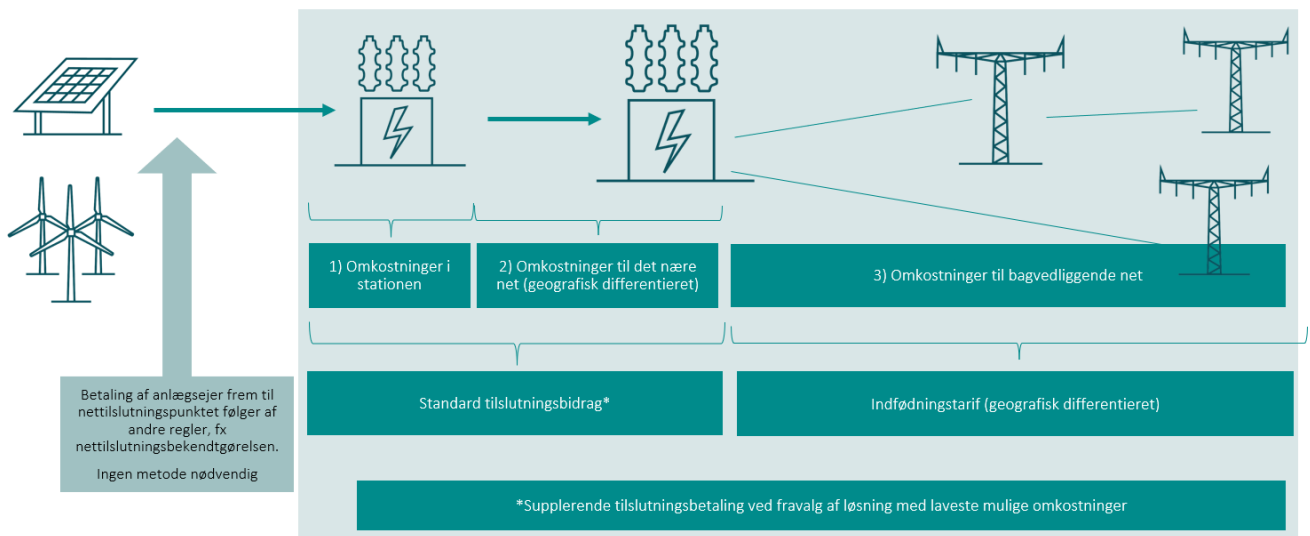


Som det fremgår, har producenterne afholdt en ret begrænset andel af de samlede omkostninger i netpuljen. Den foreslåede metode i dette dokument vil medføre et større bidrag fra indfødnigen (producenterne) til dækning af omkostningerne i netpuljen, og forbrugerne vil således skulle dække en tilsvarende mindre andel af omkostningerne i netpuljen.

2.2 Overblik over ændringer

Forslaget til en ny producentmodel er baseret på et internt analysearbejde i Energinet samt dialog med aktører, brancheorganisationer, mv. Figuren nedenfor illustrerer den overordnede ny tarifmodel for elproducenter, som kort beskrives i tekst efterfølgende og som fremgår i detaljer af de følgende kapitler

PRODUCENTBETALINGSMODEL – OVERBLIK



Figur 1: Overblik over tarifmodel for elproducenter

Figuren viser yderst til højre, at omkostningerne, der vedrører tilslutningen fra produktionsanlægget og hen til Energinets station, og dermed det kollektive elnet, allerede i dag påhviler anlægsejer. Det er ikke omkostninger, som Energinet afholder, og det er derfor heller ikke en del af netpuljen.

Herefter er der vist to typer af bidrag i forbindelse med tilslutningen af anlægget, som fremover skal dække følgende omkostninger.

1. Omkostninger i stationen

Dette vedrører de omkostninger, Energinet afholder i forbindelse med tilslutning i stationen (fx felt). Dækkes af et standardiseret stations-tilslutningsbidrag til dækning af gennemsnitlige tilslutningsomkostninger i Energinets station. Gælder anlæg tilsluttet i transmissionsnettet. Dette bidrag differentieres ikke geografisk, da størrelsen af omkostningerne hertil ikke afhænger af anlæggets placering.

2. Omkostninger til det nære net (geografisk differentieret)

Dette vedrører de omkostninger, som Energinet afholder til at sikre, at produktionen kan transporteres fra tilslutningspunktet og videre ind i det kollektive net. Dækkes af et standard-tilslutningsbidrag pr. MW efter tilslutningens størrelse til dækning af gennemsnitlige omkostninger i det nære transmissionsnet. Gælder også anlæg tilsluttet i DSO-nettet (med bagatelgrænse på 50 kW). Dette bidrag differentieres geografisk, da anlæggets placering har indflydelse på størrelsen af omkostningerne hertil.

Yderst til højre er vist indfødningsstariffen, som er den løbende tarifiering, som er producenterens bidrag til dækning af bl.a. omkostningerne til det dybere bagvedliggende net. Denne tarif skal betales af alle anlæg (medmindre det er omfattet af aftagepligten, typisk husstandssolceller og -vindmøller). Indfødningsstariffen differentieres geografisk for at afspejle, at placeringen af produktionen har indflydelse på størrelsen af disse omkostninger.

Dette generelle billede er i dokumentet præciseret ift. en række særtilfælde, fx ift. tilslutninger, hvor den løsning med de samlede laveste omkostninger fravælges af anlægsejer.

2.3 Anvendelse af geografisk differentiering

Geografisk differentiering af tariffer er nyt i en dansk kontekst, men har været anvendt i en række andre lande, fx Sverige. Det overordnede formål med geografisk differentiering er i højere grad at sikre en mere målrettet allokering af omkostninger til de producenter, der giver anledning hertil. Hvilket samtidig giver et prissignal, som kan indgå i fremtidige investeringsbeslutninger, og derved kan være med til at bidrage til en mere samfundsøkonomisk og effektiv udbygning af elnettet. På baggrund af den nye mulighed for at anvende geografisk differentiering af producentbetalinger, der blev indført med den seneste ændring af elforsyningsloven, har Energinet udviklet en model baseret på to typer af zoner – produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder.

Rationalet bag denne opdeling er, at der er forskel på den underliggende transportopgave. Altså at omkostningerne ved at få produktionen frem til forbruget, kan være ganske forskellige afhængig af, hvor produktionen placeres. Den underliggende logik er:

- Et *produktionsoverskudsområde* er et sammenhængende netområde, hvor årsproduktionen er større end årsforbruget. Det sammenhængende netområde afgrænses af transmissionsnettets strukturelle flaskehalse. I produktionsoverskudsområder vil installation af ny produktionskapacitet, alt andet lige, øge behovet for transmissionsnet, både i det nære net, men også for det dybe transmissionsnet.
- I *forbrugsdominerede områder* vil transportopgaven være mindre, og i nogle tilfælde kan det samlede behov for forstærkninger blive mindre. Der kan stadig være behov for forstærkninger i det nære net, mens behovet for dybt net til gengæld kan blive reduceret.

Energinet har et ønske om at have få og relativt stabile zoner (i tid og geografi) for at sikre stabile prissignaler. Den geografiske differentiering vil have virkning på niveauet for tilslutningsbidrag ved nye anlæg samt Energinets løbende kWh-baserede indfødningsstarifiering.

2.4 Grundlæggende metodevalg

2.4.1 Standardiserede bidrag vs. faktiske omkostninger

Et af de væsentligste principper for tarifieringen, som beskrevet i retsgrundlaget i kapitel 3, er at denne skal være omkostningsægte, dvs. at de kategorier af netbrugere, som giver anledning til omkostninger også skal dække disse omkostninger. Med fjernelsen af PSO-systemet kan de omkostninger, der opstår ved tilslutning af ny produktionskapacitet, ikke længere opkræves ved forbrugerne. Omkostningerne skal således dækkes ved producenterne, og Energinet har derfor skulle tage stilling til den nærmere metode herfor. En model for opkrævning af omkostningerne vil være at opkræve de faktiske omkostninger, der opstår i forbindelse med den enkelte nye tilslutning. Der vil i den forbindelse være større eller mindre omkostninger i både station og det bagvedliggende net. Disse omkostninger kan imidlertid for det enkelte projekt i høj grad afhænge af, hvornår i et områdes udbygning projektet sker. I nogle tilfælde vil en station og netområde have udnyttet kapaciteten maksimalt, således at en ny tilslutning udløser en større udbygning og dermed omkostninger i en størrelsesorden, som kan være en hindring for, at anlægget overhovedet etableres. I andre tilfælde kan der være tale om mindre omkostninger, da der tidligere er afholdt omkostninger under antagelse af en væsentlig udbygning af et område, og Energinets behov for større investeringer i forbindelse med en ny tilslutning kan være begrænsede.

Energinet har derfor ved udviklingen af metoden særligt fundet anledning til, bl.a. også på baggrund af input fra aktørerne, at lægge vægt på, at den nye model indeholder en standardiseret tilgang til betalingen i stedet for en opkrævning efter de faktiske omkostninger i det enkelte tilfælde.

Energinet ønsker derved at sikre, at de standardiserede tilslutningsbidrag er retvisende ift. de *gennemsnitlige* omkostninger. Hensigten er således, at de standardtilslutningsbidrag som foreslås, gennemsnitligt set er omkostningsægte og som samtidig derved sikrer at prisfastlæggelsen sker efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Gennemsnitsbetragtningen sikrer samtidig, at den gruppe af netbrugere, som tilslutter nye produktionsanlæg til nettet, tilsammen kommer til at betale netop for de omkostninger, som de som gruppe af netbrugere samlet set giver anledning til. Dvs. at det er neutralt ift. eksisterende producenter såvel som ift. alle forbrugere.

Alternativet til den standardiserede tilgang ville som nævnt være i stedet at have en metode, hvor de faktiske omkostninger til den konkrete nettilslutning blev opkrævet. Denne tilgang ville dog kunne have nogle u hensigtsmæssige konsekvenser, hvor de producenter, der først etablerer sig i et område, som kræver væsentlige netinvesteringer, ville kunne komme til at stå overfor en betaling, som ikke vil være rimelig ift. den nytte, som efterfølgende anlæg også ville kunne have af de samme investeringer.

Som eksempel på udfordringen med at opkræve faktiske omkostninger kan man se på fx et nyt solcelleanlæg på 100 MW. Hvis dette placerede sig tæt ved en central 400 kV-station, kunne behovet for netforstærkninger i det bagvedliggende net være meget begrænsede. Hvis anlægget i stedet ønsker at etablere sig i et område, hvor ny produktionskapacitet vil indebære en udbygning af transmissionsnettet, ved at der skal etableres et en ny forbindelse fra tilslutningspunktet og hen til fx det stærke 400 kV-niveau, vil dette medføre, at Energinet vil skulle etablere fx et 150 kV-kabel på strækningen. Et sådant kabel vil have en væsentlig større overføringssevne (450 MVA) end de 100 MW som solcelleanlægget er på, men anlægget udløser disse omkostninger. Anlægsbudgettet for sådan et kabel er ca. 108 mio. DKK ved en afstand på 20 km. Nogle anlæg overvejes placeret mere end 50 km fra 400 kV-nettet, hvilket således vil medføre en mere end fordobling af omkostningerne. Anlægsejer risikerer derfor en meget væsentlig regning (100-250 mio. kr. i eksemplet afhængig af kabelafstand) for en kapacitet, som mulige efterfølgende tilslutninger vil kunne have gavn af. Energinet finder det ikke hverken rimeligt eller ikke-diskriminerende overfor den enkelte anlægsejer, at denne vil skulle dække de faktiske omkostninger. På den baggrund er der således som udgangspunkt valgt en standardiseret tilgang til betalingen, se dog kapitel 7 om særtilfælde.

2.4.2 Opførelsen af standardtilslutningsbidragene på baggrund af planlægningspriser

Metoden indeholder tre typer af standardiserede bidrag, der skal betales i forbindelse med tilslutningen. Det drejer sig om stationsbidraget, tilslutningsbidrag til det nære net samt transformerbidrag fra distributionstilsluttede anlæg. I dette afsnit beskrives metoden for hvorledes den standardiserede pris for disse bidrag fastlægges.

Helt overordnet anvender Energinet planlægningspriser til at fastlægge de enkelte omkostninger. Grundlaget for fastlæggelsen af planlægningspriserne er beskrevet nedenfor. Der er planlægningspriser for alle de større enkeltkomponenter såsom felter, transformere, kabler og reaktorer for forskellige typiske størrelser og på de forskellige spændingsniveauer. På baggrund

af planlægningspriserne kan Energinet derfor opgøre de forventede *gennemsnitlige* faktiske omkostninger, der er forbundet med de enkelte komponenter.

Omkostningerne, som indgår i de tre typer af bidrag - hhv. stationsbidrag, tilslutningsbidraget til det nære net samt transformerbidrag for anlæg i distributionsnettet – fastlægges med udgangspunkt i disse planlægningspriser. Dvs. at enhedspriserne for omkostningselementerne, der indgår i bidragene, fastlægges ud fra planlægningspriserne for de enkelte komponenter, som indgår i hvert af omkostningselementerne.

Planlægningspriserne medfører som følge af grundlaget for opgørelsen af disse, en høj grad af sikkerhed for, at standard-tilslutningsbidragene afspejler de faktiske *gennemsnitlige* omkostninger, som er forbundet med tilslutningen. I de enkelte konkrete projekter kan der opstå afvigelser fra planlægningspriserne men Energinet vurderer, at de tilslutningsbidrag, der fremkommer ved anvendelse af planlægningspriserne, er retvisende ift. de *gennemsnitlige* omkostninger. Derfor medfører metoden et standardtilslutningsbidrag, som gennemsnitligt set er omkostningsægte og som samtidig tilgodeser hensynene til at prisfastlæggelsen sker på baggrund af rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier, som nævnt ovenfor. Gennemsnitsbetragtningen sikrer samtidig, at den gruppe af netbrugere, som tilslutter nye produktionsanlæg til nettet, tilsammen kommer til at betale netop for de omkostninger, som de som gruppe af netbrugere samlet set giver anledning til.

Energinet vil fastsætte bidragene årligt i samme proces, som de øvrige tariffer, og i den forbindelse beregne disse ud fra et opdateret sæt af planlægningspriser. Hermed sikres, at bidragene fastsættes ud fra de mest aktuelle og præcise priser, der er tilgængelige.

Planlægningspriserne er fastlagt på baggrund af en kombination af prisoplysninger fra rammeaftaler for komponenter samt erfaringstal for de samlede projektomkostninger til tidligere lignende projekter. En rammeaftale er typisk en aftale indgået med et antal leverandører, der byder ind med en max-pris per komponent for en fastsat periode (typisk 2-3 år).

Planlægningspriserne udgør efter Energinets vurdering et retvisende grundlag for fastlæggelse af priselementerne, og det er også de priser, som Energinet selv anvender internt, når Energinet skal vurdere investeringsbeslutninger for konkrete projekter.

De detaljerede planlægningspriser, rammeaftaler og øvrige priser, der indgår i fastsættelsen af bidragene, kan indeholde kommercielt følsomme informationer som ikke kan offentliggøres af konkurrencehensyn, jf. elforsyningslovens § 84 a, stk. 1. Denne bestemmelse er dog ikke til hinder for, at oplysningerne videregives til Energistyrelsen, Forsyningstilsynet og Energiklagenævnet i overensstemmelse med gældende regler herom. Den samlede pris på de enkelte bidrag (tariffer, herunder tilslutningsbidrag) oplyses i den årlige offentliggørelse af Energinets tariffer

2.4.3 Sammenhæng mellem netvirksomhedernes og Energinets model for producentbetaling

I forhold til sammenhængen med ændringerne i netvirksomhedernes model for tarifiering af elproducenter har Energinet under udviklingen af tarifmodellen været i løbende dialog med Dansk Energi om udviklingen af tarifmodellen for netvirksomhederne. Energinet ser en god logisk sammenhæng i den grundlæggende tilgang til tarifmodellen, herunder ift. en standardiseret tilgang til fastsættelsen af tilslutningsbidrag og Energinet har også inddraget enkelte konkrete elementer fra Dansk Energis model i Energinets tarifmodel.

2.5 Producentbetaling i andre lande

I forbindelse med udviklingen af betalingsmodellen for producenter, har Energinet set på andre EU-landes betalingsmodel.

Både ENTSO-E⁹ og ACER¹⁰ udarbejder oversigter over TSO'ernes tarifmodeller i EU. Det fremgår af oversigterne/ publikationerne, at der er meget forskellige tilgange både til producentbetaling, men også til selve tarifniveauet. Fx har Statnett¹¹ i Norge sat den løbende indfødningsstarif helt op til grænsen på det loft, der er i EU-reglerne på 0,9 øre/kWh, mens man i Tyskland, indtil videre, har valgt ikke at opkræve indfødningsstarif. I forhold til betaling i forbindelse med tilslutning er det også meget forskelligt, hvilken model der anvendes. Fx har Svenska Kraftnät¹² i Sverige i udgangspunktet en betaling på 350.000 SEK for systemanalyse over tilslutning i 400 kV-nettet, og endvidere forbeholder sig ret til at opkræve ekstra betaling i tilfælde, hvor der skal bygges en ny station eller i øvrigt påløber ekstra omkostninger. I Finland har Fingrid¹³ en standardiseret tilgang, hvor det koster 2 mio. euro at blive tilsluttet i 400 kV.

Der ses således ikke at være en standard eller en "best practice", som Energinet kan læne sig op ad. Det antages, at mange af Energinets europæiske nabo-TSO'er også vil have behov for at genbesøge deres tarifmodeller, efterhånden, som VE på markedsvilkår i større og større omfang driver behovet for netudbygning.

3. Retsgrundlag

Energinets tariffer har hjemmel i offentlig regulering. Energinet kan alene opkræve tariffer, såfremt Energinet har opfyldt kriterierne i den offentlige regulering, herunder

- At Energinet har det fornødne hjemmelgrundlag til at opkræve tariffer.
- At Energinet har udsendt metodeforslag i offentlig høring for opkrævningen af tarifferne
- At metodeforslag er anmeldt og godkendt af Forsyningstilsynet, før Energinet kan opkræve tarifferne.

Godkendte metoder skal desuden offentliggøres af Energinet med angivelse af datoen for Forsyningstilsynets godkendelse.

På EU-niveau er det især elmarkedsdirektivet¹⁴, elmarkedsforordningen¹⁵ og transmissionsafgiftsforordningen¹⁶, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

⁹ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

¹⁰ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

¹¹ <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/tariffer-i-sentralnettet/>

¹² <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/anslut-till-transmissionsnatet/>

¹³ <https://www.fingrid.fi/en/grid/grid-connection-agreement-phases/fees/#grid-connection-fees-2022-2021>

¹⁴ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2019/944/EU af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (omarbejdning). Direktivet er herefter benævnt elmarkedsdirektivet. Elmarkedsdirektivet, som trådte i kraft den 4. juli 2019, fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

¹⁵ Europa-Parlamentets og Rådets forordning 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter benævnt elmarkedsforordningen). Elmarkedsforordningen fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

¹⁶ Kommissionens forordning (EU) nr. 838/2010 af 23. september 2010 om retningslinjer for ordningen for kompensation mellem transmissionssystemoperatører og en fælles fremgangsmåde for regulering af transmissionsafgifter

Elmarkedsdirektivet fastslår, at de nationale regulerende myndigheder skal sikre, at tarifferne udarbejdes i overensstemmelse med principperne i elmarkedsforordningen:

- ikke-diskriminerende
- transparente
- afspejler de faktiske omkostninger
- tager hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet
- ikke virker hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug

Desuden skal tarifferne anvendes uden forskelsbehandling, og de må ikke være afstandsbestemte. Dog skal tarifferne, når det er passende, udsende lokaliseringssignaler og tage hensyn til omfanget af nettab, kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger.

EU-reglerne fra elmarkedsdirektivet er på nationalt niveau implementeret i elforsyningslovens § 73 og fastsætter nærmere regler om, hvorledes priser fastsættes samt fordelingen af disse.

Efter TEUF artikel 288, er en forordning almengyldig og umiddelbart gældende i hver medlemsstat og må ikke gennemføres i national ret, hvorfor elmarkedsforordningen skal anvendes i sin EU-retlige form af Energinet.

Energinets dækning af omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter § 67 i elforsyningsloven¹⁷ og § 30 i VE-loven¹⁸ opkræves efter bestemmelsen i § 8, stk. 3 i elforsyningsloven¹⁹ *”For Energinet opgøres omkostningerne, som er nævnt i stk. 2, for hele landet og opkræves hos de brugere, der modtager Energinets ydelser”*

§ 8 er ophævet med § 1, stk. 1, nr. 19 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love (herefter 2605/2021).

Efter ophævelsen af § 8, stk. 3 er der i § 73, stk. 3²⁰ indsat følgende: *»De kollektive elforsyningsvirksomheders omkostninger i medfør af denne lov og lov om fremme af vedvarende energi påhviler de netbrugere, der modtager virksomhedens ydelser, og opkræves gennem den enkelte virksomheds tariffer, medmindre omkostningerne er finansieret på anden måde, herunder af statsmidler.«*

Energinet har ikke i nyere tid gjort brug af udligningsordningen, men har anvendt de samme principper som anvendes ved udligningsordningen, og Energinets tarif er tilsvarende landsdækkende og udligner dermed allerede omkostningerne på samme vis som udligningsordningen. Det følger af bemærkningerne til elforsyningsloven²¹: *”Tilsvarende kan transmissionsvirksomhedernes (dvs. Energinets) omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter § 67 i elforsyningsloven og § 30 i VE-loven dækkes af PSO-midler. Det bemærkes dog, at Energinet ikke i nyere tid har gjort brug af udligningsordningen, idet Energinets tarif er landsdækkende og dermed allerede udligner omkostningerne.”*

¹⁷ Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

¹⁸ Lovbekendtgørelse nr. 1791 af 02. september 2021 om fremme af vedvarende og senere ændringer

¹⁹ Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

²⁰ § 1, stk. 1, nr. 77 i Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

²¹ 2021/1 LSF 53 til lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

Lov nr. 2605/2021 trådte i kraft den 1. januar 2022, jf. § 6 dog følger det af § 6, stk. 4, at ”regler fastsat i medfør af § 30, stk. 1, nr. 4, og § 49, stk. 5, i lov om fremme af vedvarende energi, jf. lovbekendtgørelse nr. 1791 af 2. september 2021, forbliver i kraft, indtil de ophæves eller afløses af forskrifter udstedt i medfør af § 30, stk. 1, nr. 4, og § 49, stk. 5, i lov om fremme af vedvarende energi som affattet ved denne lovs § 2, nr. 1-3.”

Efter elforsyningslovens²² § 73, stk. 1, skal de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71 skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til i overensstemmelse med artikel 18 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning om det indre marked for elektricitet. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elproducenter. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde over for elkunder.

Efter elforsyningslovens § 5, nr. 11, skal en kollektiv elforsyningsvirksomhed forstås, som en offentlig eller privatejet elforsyningsvirksomhed med bevilling samt elforsyningsvirksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at udføre aktiviteter som net-, transmissions-, eller systemansvarlig virksomhed. Energinets priser skal således fastsættes efter nærmere fastsatte rammer og offentliggøres.

Kollektive elforsyningsvirksomheder skal stille deres ydelser til rådighed for elforbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikkediskriminerende vilkår, jf. elforsyningslovens § 6 d. De kollektive elforsyningsvirksomheder skal således ved deres prisfastsættelse iagttage kravet om gennemsigtighed, objektivitet, rimelighed og ikke-diskrimination.

Det følger af § 73, stk. 3 i elforsyningsloven, at Energinets omkostninger påhviler de netbrugere, der modtager virksomhedens ydelser, og opkræves gennem Energinets tariffer, medmindre omkostningerne er finansieret på anden måde, herunder statsmidler.

Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet, jf. elforsyningslovens § 73 a. Priser fastsættes således efter metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet. Efter elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, skal de kollektive elforsyningsvirksomheder anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnet, herunder tariffer til Forsyningstilsynet.

Efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 3, kan Klima-, Energi- og Forsyningsministeren fastsætte regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer/priser. Ministerens beføjelser efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 3, er delegeret til Energistyrelsen i medfør af delegationsbekendtgørelsen. Dette betyder, at ministerens adgang til at fastsætte nærmere regler om indholdet af metoder der anvendes til at beregne priser, er delegeret til Energistyrelsen.

Bestemmelsen er udmøntet i bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v. (metodebekendtgørelsen). Bekendtgørelsen er fastsat med hjemmel i § 73 a, stk. 2, i lov om elforsyning nr. 516 af 20. maj 2010, som fremgår af nugældende § 73 a, stk. 3.

²² Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12-05-2021 om elforsyning med senere ændringer. Bestemmelsen er senest ændret ved lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

Efter § 1, stk. 1 og stk. 2, i metodebekendtgørelsen, skal både netvirksomheder og Energinet anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for ydelser, herunder tariffer og priser, til Forsyningstilsynets godkendelse.

3.1 Elmarkedsforordningen

Derudover fastsætter elmarkedsforordningens artikel 18 de fælleseuropæiske rammer og principper for brugerne af transmissions- og distributionsnettene. Elforsyningslovens²³ bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med artiklens bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Det følger af lovbemærkningerne²⁴ til bestemmelsen, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske, og ændringen præciserer, at der i medfør af elmarkedsforordningens artikel 18 skal tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser end hvad der følger af elforsyningslovens bestemmelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag.

Af de almindelige bemærkninger fremgår blandt andet:

Baggrunden for den foreslåede indsættelse af en henvisning til elmarkedsforordningens artikel 18 i § 73, stk. 1, 1. pkt., er, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske. Ved indsættelse af en henvisning til artikel 18 i elmarkedsforordningen, gøres det således klart, at den nærmere regulering af prisfastsættelsen reguleres ved elmarkedsforordningen. [...]

Ved den foreslåede ændring forventes det, at de kollektive elforsyningsvirksomheders priser, herunder tariffer i høj grad vil bestå uændret. Ændringen vil betyde, at der som følge af elmarkedsforordningens artikel 18, vil skulle tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag. [...]

Det følger af elmarkedsforordningens artikel 18, at tarifferne skal være *gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet og afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og anvendes uden forskelsbehandling.*

Som det fremgår, skal Energinets tarifiering afspejle de omkostninger, de enkelte netbrugere giver anledning til. Dette krav om at afspejle omkostningerne indebærer, at de brugere af nettet, der ønsker at benytte det kollektive net til at transportere elektricitet, skal svare en betaling, der afspejler de omkostninger, deres brug af nettet giver anledning til.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven²⁵, at *"der i den engelske version af både elmarkedsforordningen og elmarkedsdirektivet anvendes begrebet "cost-reflective". I den danske oversættelse af elmarkedsdirektivet anvendes begrebet "omkostningsægte",*

²³ Henvisningen til artikel 18 i § 73 i elforsyningsloven er indsat i ved lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

²⁴ Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning

²⁵ Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021

mens der i den danske oversættelse af elmarkedsforordningen anvendes begrebet "afspejler omkostningerne". Denne forskel skal således udelukkende ses som et udtryk for sproglig variation i de forskellige EU-retsakter, og der kan dermed ikke udledes et materielt forskelligt indhold af de to begreber[...]."

"Omkostningsægtighed indebærer, at der i de kollektive elforsyningsvirksomheders tarifmetoder tilstræbes en så tæt sammenhæng som muligt mellem tariffene, herunder tilslutningsbidrag, og de omkostninger, forskellige brugere af nettet giver anledning til, og som skal dækkes gennem tariffene."

"Det er således ikke omkostningsægte, at producenter påfører elnettet omkostninger i forbindelse med eksempelvis tilslutning, behov for forstærkning af og udbygning af det kollektive net, løbende drift og vedligehold af nødvendige netkomponenter, uden at de samtidig skal dække disse gennem en eller anden form for betaling."

Det følger endvidere af stk. 1, at den metode, der anvendes til at bestemme priserne, på neutral vis skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter og navnlig anvendes på en måde, der ikke indebærer positiv eller negativ forskelsbehandling mellem produktion forbundet på distributionsniveauet og produktion forbundet på transmissionsniveauet. Netafgifterne må hverken indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering og må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug. Disse priser må ikke være afstandsrelaterede.

Det følger af stk. 2, at tarifmetoder/priser skal afspejle transmissionssystemoperatørers faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamenter til transmissionssystemoperatører på både kort og lang sigt for at øge effekten, herunder energieffektiviteten, fremme markedsintegrationen og forsyningssikkerheden, understøtte effektive investeringer, understøtte de dermed forbundne forskningsaktiviteter og lette innovationen i forbrugeres interesse inden for områder såsom digitalisering, fleksibilitetsydelser, og samkøringslinjer.

Størrelsen af producenttariffer eller slutkundetariffer, skal, hvor det er hensigtsmæssigt, udsende lokaliseringsbestemte signaler på EU-plan og tage hensyn til omfanget af nettab og kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger for infrastrukturen, jf. stk. 3.

Det følger af stk. 10, at Forsyningstilsynet skal tage behørigt hensyn til ACERS rapport²⁶ om bedste praksis for metoderne for transmissions- og distributionstariffer, når de fastsætter eller godkender transmission- og distributionstariffer eller metoderne herfor.

3.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe

Det fremgår af ACERs rapport, at hovedformålet med tariffene er omkostningsdækning, men at der ved fastsættelsen af tariffene også skal inddrages andre hensyn, herunder til forudsigelighed:

²⁶ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20Report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf og https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

“(13) Electricity tariff design, in general, aims at recovering the costs incurred by a monopolistic system operator while stimulating efficiency. Costs recovery is the core objective of tariffs. Efficiency mainly relates to cost-reflectivity and the economic signals sent to the network users for optimal use of the network.

(14) Other principles, such as non-discrimination, transparency, non-distortion, simplicity, stability, predictability and sustainability, are usually also pursued. In practice, it is difficult to meet all of the principles simultaneously to their full extent. Therefore, the NRAs should aim to achieve a balance between these principles and sometimes they have to make certain trade-offs according to their priorities, while also respecting the legal boundaries.

(15) [...]

(16) Part of the incurred transmission costs might vary according to the time or the place in which they occur. A cost-reflective tariff can be location- or time-differentiated. Locational signals are related to differences in costs for congestion and losses between different network nodes. Time signals can be a useful tool for reducing system peak-load, which is a main driver for network investments. Both types of signal aim to promote network efficiency. As any regulatory mechanism, they should be properly designed to avoid becoming counter-productive to this objective and/or detrimental to the fulfilment of other principles, as described above.

(17) Once the allowed revenues (including the remuneration method), other costs and the tariff structure are set, costs are allocated to the network users. This task is complex and can take various forms. Most allocation procedures use an accounting approach, allocating costs to a matrix of tariff basis (components), time-periods and user groups. Other procedures, much more complex, but more cost-reflective, use a marginal cost approach. Certain network users can be exempted or provided with allowances.”

Det fremgår af ACERs rapport, at varigheden af metoden og vilkårene for ajourføring af tariffene er afgørende for omkostningsægtigheden og gennemsigtigheden:

“(22) ACER considers that the length of the regulatory period, and the conditions under which the tariff methodologies can/shall be revised or the tariff values updated, represent a decisive element of the regulatory framework and can significantly influence the tariff cost-reflectivity and predictability. Setting tariff methodologies for multiple years (and allowing their revision only under strict and duly justified conditions) can support tariff predictability, while regular update of the tariff level/values may result in better cost-reflectivity, and if done based on a pre-defined methodology can also preserve a level of predictability.”

Det fremgår videre af ACERs rapport, at gennemsigtighed opnås igennem offentliggjorte tariffere, som fastlægges på baggrund af en høringsproces:

“(26) ACER considers that sufficient transparency regarding tariff setting is of utmost importance. Effective involvement of stakeholders and the general public in the tariff setting process, by proper public consultations, supports well-informed regulatory decisions. Moreover, providing relevant tariff related information to the public provide the following advantages:

- *transparent transmission tariffs are an essential precondition for an effective competition in the internal market for electricity;*

- *the current or future network users need to understand the transmission tariff values to a reasonable degree in order to incorporate that information into their decision-making process”*

3.3 Transmissionsafgiftsforordningen

Transmissionsafgiftsforordningen indeholder to regler.

Artikel 1 indebærer, at transmissionssystemoperatører ydes kompensation for de omkostninger, der er forbundet med at huse grænseoverskridende elektricitetsstrømme i deres net, på grundlag af retningslinjerne i del A i bilaget til transmissionsafgiftsforordningen.

Artikel 2 indebærer, at de afgifter, som netoperatørerne anvender for adgang til transmissions-systemet, skal være i overensstemmelse med retningslinjerne i del B i bilaget til transmissions-afgiftsforordningen.

Artikel 2 sætter dermed et loft over de tariffer, som netoperatørerne anvender for adgang til transmissionssystemet. Det indebærer, at den gennemsnitlige årlige transmissionstarif, som producenterne skal betale i Danmark, skal ligge inden for intervallet 0-1,2 EUR/MWh. Det svarer til ca. 0-0,9 øre/kWh.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven²⁷, at *”loftet er ifølge transmissionsafgiftsforordningen sat til 1,2 EUR/MWh eller 0,9 øre/kWh for årlige transmissionsafgifter, som producenterne må pålægges. Fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til det kollektive elnet eksempelvis i form af et tilslutningsbidrag, er ikke omfattet af loftet. Det samme gælder betalinger for hjælpefunktioner samt producenteres betaling for systemtab.*

Ministeriet har for at få bekræftet denne vurdering af EU-reglerne kontaktet Europa-Kommissionen.

Dialogen med Kommissionen har bekræftet, at loftet på 1,2 EUR/MWh skal ses som et loft over tid. Det betyder, at set over et kalenderår må producenter ikke have betalt en højere indfødningsstarif end 1,2 EUR/MWh for adgangen til transmissionsnettet.

Dette skal forstås i overensstemmelse med den fortolkning, som ACER har lagt til grund for deres vurdering af EU-medlemsstaternes overholdelse af transmissionsafgiftsforordningen, hvor der ses på det samlede provenu, transmissionsvirksomhederne opkræver fra producenterne på national basis, og at den gennemsnitlige tarif skal holde sig under loftet.

Loftet gælder alene for betalingen for adgang til transmissionsnettet, dvs. i Danmark er det alene transmissionssystemoperatøren Energinet, der skal holde sin indfødningsstarif under loftet på 0,9 øre/kWh. [...]

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. Loftet omfatter desuden ikke omkostninger til såkaldte hjælpefunktioner eller nettab.”

²⁷ Bemærkninger 2021/1 LST 53

3.4 Prisdifferentiering

Det følger af elforsyningslovens²⁸ § 73, stk. 1, 2. pkt., at prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elproducenter.

Det følger af de almindelige bemærkninger²⁹, at prisdifferentiering af elproducenter, vil være med til *”at opnå en mere omkostningsægte betalingsstruktur, hvorved der skabes incitament til, at elproduktion tilsluttes de steder i nettet, hvor dette medfører mindst muligt behov for netudbygning”*. Hensigten er at understøtte, at tarifdesignet kan udformes, så en større del af omkostningerne i nettet, som udbygningen af vedvarende energi giver anledning til, afholdes af producenterne selv, samt at der desuden gives et økonomisk incitament til, at nye VE-anlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det.

Det fremgår endvidere af samme, at afspejlingen af geografiske forskelle i de omkostninger, som tilslutning af elproduktion medfører, må anses for en forudsætning for at sikre større omkostningsægtighed i tariffene. Ministeriet peger endvidere på, at beregninger viser, at nødvendigheden af netudbygning eller nedregulering, der vil følge med tilslutningen af store mængder VE-elektricitet, som er planlagt i det danske energisystem, vil indebære væsentlige meromkostninger for de kollektive elforsyningsvirksomheder, hvis ikke der skabes et incitament til at placere elproduktion der, hvor el-nettet bedst kan håndtere det.

3.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen

Det følger af nettilslutningsbekendtgørelsen³⁰, at for nettilslutningsaftaler indgået efter den 31. december 2021 indebærer den nye § 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen, at net- og transmissionsvirksomheder er forpligtede til at forstærke det eksisterende kollektive elforsyningsnet eller føre nyt kollektivt elforsyningsnet frem til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau. Det indebærer, at reglerne for anvisning af tilslutningspunkt bliver tilpasset, således at der tages højde for anlæg, der skal tilsluttes på højere spændingsniveauer end 50-60 kV. Dette sker for at imødekomme den stigende tendens til, at der bliver etableret større VE-anlæg, der skal tilsluttes på højere spændingsniveauer over 50/60 kV.

I bekendtgørelsen fremgår de nærmere regler for nettilslutningen, og det fremgår tydeligt, hvilken del af omkostningerne, som den enkelte anlægsejer står direkte for. Herudover angives, at øvrige omkostninger påhviler netvirksomhed/transmissionsvirksomhed. Dette betyder **ikke**, at den nettilsluttede part er friholdt fra at skulle betale eventuelle tariffer, herunder fx nettilslutningsbidrag, i henhold til den enhver tid gældende tarif-metode til dækning af disse omkostninger. Det betyder kun, at netvirksomhed/transmissionsvirksomhed skal afholde omkostningerne i første omgang og derefter skal tage stilling til, hvordan og fra hvilke kundegrupper disse omkostninger efterfølgende skal opkræves som løbende tarif og/eller som tilslutningsbidrag. Energistyrelsen har beskrevet dette ved ”Notat om fortolkning af nettilslutningsbekendtgørelsen i relation til opkrævning af tariffer” af 3. juni 2021, som der også er henvist til i forbindelse med lovbehandlingen af ændringen af elforsyningsloven.³¹

²⁸ Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

²⁹ LSF 53 til Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

³⁰ Bekendtgørelse nr. 2653 af 28. december 2021 om nettilslutning af vindmøller, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftværker

³¹ Se spørgsmål 10 og svar her på fra lovbehandlingen af L53: <https://www.ft.dk/samling/2021/lovforslag/L53/spm/10/index.htm>, samt også høringsnotatet s. 21-22: <https://www.ft.dk/samling/2021/lovforslag/L53/bilag/1/2468011.pdf>

Som følge af de øvrige ændringer af elforsyningsloven – ophævelse af PSO-systemet og ændringerne i § 73 – vil Energinet skulle udvikle en tarifmetode, der tager højde for disse ændringer. Nettilslutningsbekendtgørelsens regler betyder således *ikke*, at Energinet *ikke* kan opkræve tilslutningsbidrag mv. for de omkostninger, der ligger på Energinets side af tilslutningspunktet. Med andre ord kan Energinet således godt opkræve tariffer, herunder tilslutningsbidrag, for omkostninger relateret til nettilslutningen, der ligger på det kollektive nets side af nettilslutningen. Dette gælder således også i forhold til tilslutninger på DSO-niveau.

3.6 Elproduktionsbekendtgørelsen

Klima-, energi og forsyningsministeren har hjemmel i elforsyningslovens § 67 til at fastsætte regler om tilslutning mv. af miljøvenlige el- og kraftvarmeproduktionsanlæg. Denne hjemmel er udmøntet i elproduktionsbekendtgørelsen.³² Elproduktionsbekendtgørelsens kapitel 4 (§§ 25-26) gælder ikke for produktionsanlæg omfattet af VE-lovens § 30 (nettilslutningsbekendtgørelsens regler om nettilslutning af vindmølleanlæg, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftanlæg), jf. elproduktionsbekendtgørelsens § 5.

Det følger af elproduktionsbekendtgørelsens § 26, at net- eller transmissionsvirksomheder er forpligtede til at forstærke eller udbygge det kollektive elforsyningsnet til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere fra produktionsanlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau på mindst 50-60 kV. Net- eller transmissionsvirksomheden skal anvise det tilslutningspunkt og fastsætte det spændingsniveau med de laveste samlede omkostninger ved nettilslutning.

Tilsvarende ændringen af nettilslutningsbekendtgørelsen betyder reglerne i elproduktionsbekendtgørelsen ikke, at den nettilsluttende part er friholdt fra at betale eventuelle tariffer, herunder tilslutningsbidrag, se afsnit 3.5.

3.7 Tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser

Elforsyningslovens § 12 b fastsætter regler for tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser. Efter elforsyningslovens § 12 b skal ejere af kraft- og kraftvarmeverker, som ikke er omfattet af elforsyningslovens § 67 eller som opføres på centrale kraftværkspladser, betale alle omkostningerne, der er forbundet med at tilslutte anlægget til nærmeste transmissionsnet over 100 kV, jf. elforsyningslovens § 12 b, stk. 1.

Omkostningerne til at forstærke og udbygge transmissionsnettet afholdes af Energinet, jf. elforsyningslovens § 12 b, stk. 2.

4. Stationsbidrag pr. felt for produktionsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet

Dette kapitel fastsætter metoden for hvordan omkostninger i forbindelse med tilslutningen af nye produktionsanlæg i Energinets stationer, skal dækkes via et standardiseret stationsbidrag. Omkostninger til tilslutning i Energinets stationer (etablering af et tilslutningsfelt) er direkte drevet af tilslutningen og bør derfor efter fjernelse af PSO-systemet opkræves hos anlægsejer. Stationsbidrag vil ikke skulle betales for anlæg, der tilsluttes på distributionsniveau.

Anlægsejer skal ved tilslutning af nye produktionsanlæg på transmissionsniveau betale et stationsbidrag pr. felt. Stationsbidraget skal afspejle de gennemsnitlige omkostninger, som denne

³² Bekendtgørelse nr. 2654 af 28. december 2021 om tilladelse til etablering og ændring af elproduktionsanlæg samt elproduktion fra anlæg på land

kategori af netbrugere giver anledning til og skal dække Energinets gennemsnitlige omkostninger i Energinets stationer til at tilslutte nye anlæg. Stationsbidraget standardiseres således af de årsager som beskrives i det indledende afsnit herom, afsnit 2.4, og som også beskrives yderligere i det følgende.

Ved etablering af tilslutning, kan der være flere muligheder for etablering af tilslutningsfeltet, afhængig af den konkrete situation. Der kan fx være tale om tilslutning i et eksisterende disponibelt felt, etablering af nyt tilslutningsfelt på eksisterende samleskinne, udvidelse af stationsareal og samleskinne samt etablering af nyt tilslutningsfelt eller etablering af en helt ny station.

Uanset om der er et disponibelt felt, hvor anlægsejer uden væsentligt yderligere arbejde kan tilsluttes, eller om både stationsareal og samleskinne skal udvides, vil enhver tilslutning kræve samme fysiske plads og anlæg i en station og dermed samme gennemsnitlige omkostninger, som alene afholdes på forskellige tidspunkter. Den konkrete situation i den enkelte station kan således medføre, at den næste tilslutning udløser en udvidelse af stationsarealet. Ligeledes kan en ny tilslutning, der medfører en udvidelse af stationsarealet medføre, at Energinet ved samme lejlighed forbereder stationen til yderligere tilslutninger i fremtiden, således at næste tilslutning medfører væsentlig færre omkostninger, da de relevante omkostninger således allerede tidligere er afholdt.

Energinet finder det mest omkostningsægte og ikke-diskriminerende, hvis alle anlægsejere betaler disse gennemsnitlige omkostninger, i stedet for de faktiske omkostninger til den konkrete tilslutning, som dels kan være for lave som følge af tidligere afholdte omkostninger og dels kan være for høje som følge af forberedelsesarbejder for fremtidige tilslutninger. Det kan dermed medføre væsentlige prisforskelle, som ikke skyldes forskellige omkostninger, men alene forskellige tidspunkter for, hvornår omkostningerne afholdes. Dette kan håndteres ved at beregne et standardstationsbidrag for etablering af et tilslutningsfelt, som beregnes på baggrund af de forventede gennemsnitlige omkostninger for etablering af et felt i en station.

Et standardstationsbidrag afspejler dermed de forventede faktiske, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer, uafhængigt af tilslutningstidspunktet og/eller Energinets beslutninger om i forbindelse med en tilslutning at forberede fremtidige tilslutninger. Standardstationsbidraget sikrer dermed en nær sammenhæng mellem denne del af tilslutningsbidraget og de omkostninger, som de enkelte brugere af nettet giver anledning til samtidig med, at standardstationsbidraget inddrager hensynet til forudsigelighed, gennemsigthed og ikke-diskrimination. Prisfastsættelsen overfor den enkelte anlægsejer er således også fastlagt ud fra et objektive kriterie.

4.1 Metode for fastlæggelse af stationsbidrag

Energinet beregner et standardiseret stationsbidrag for følgende spændingsniveauer på baggrund af de årligt fastsatte planlægningspriser:

- 132-150 kV (standard enkelt afbryderkoncept)
- 220 kV (standard enkelt afbryderkoncept)
- 400 kV (standard dobbelt afbryderkoncept)

Der skelnes mellem spændingsniveauer, da omkostningerne særligt på komponentsiden adskiller sig væsentligt fra spændingsniveau til spændingsniveau.

Ved beregningen af det standardiserede stationsbidrag inddrages omkostninger til følgende elementer:

- Projektorganisation
- Samleskinne-udvidelse.
- Manøvretavle og styringstavle
- Højspændingskomponenter der anvendes på feltet.
- Timeomkostninger relateret til etableringen (gravearbejde, teknisk arbejde).

Ved fastsættelse af stationsbidragene rundes ned til tre betydende cifre.

Beregningseksempel af stationsbidrag baseret på Energinets planlægningspriser for 2021

De følgende beregninger er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidragene. De endelige stationsbidrag for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tarifudmelding for det enkelte år.

Standardstationsbidraget for tilslutning på 150 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudget beregnes til 7.013.785 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 7,01 mio. DKK.

Standardstationsbidraget for tilslutning på 220 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudgettet beregnes til 8.046.038 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 8,04 mio. DKK.

Standardstationsbidraget for tilslutning på 400 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudgettet beregnes til 11.467.246 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 11.4 mio. DKK.

4.2 Metode for justering af prisen på stationsbidraget

Stationsbidraget fastsættes årligt sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne for stationsbidraget, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer for det følgende år. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af stationsbidraget, ligesom det med den årlige fastsættelse af stationsbidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer.

4.3 Tidspunkt for fastlæggelse af, hvilket standardstationsbidrag et nyt anlæg skal betale

Standardstationsbidraget for det enkelte produktionsanlæg fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Energinet vil informere anlægsejer i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer, herunder standardstationsbidraget, ligesom disse vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 10.1.

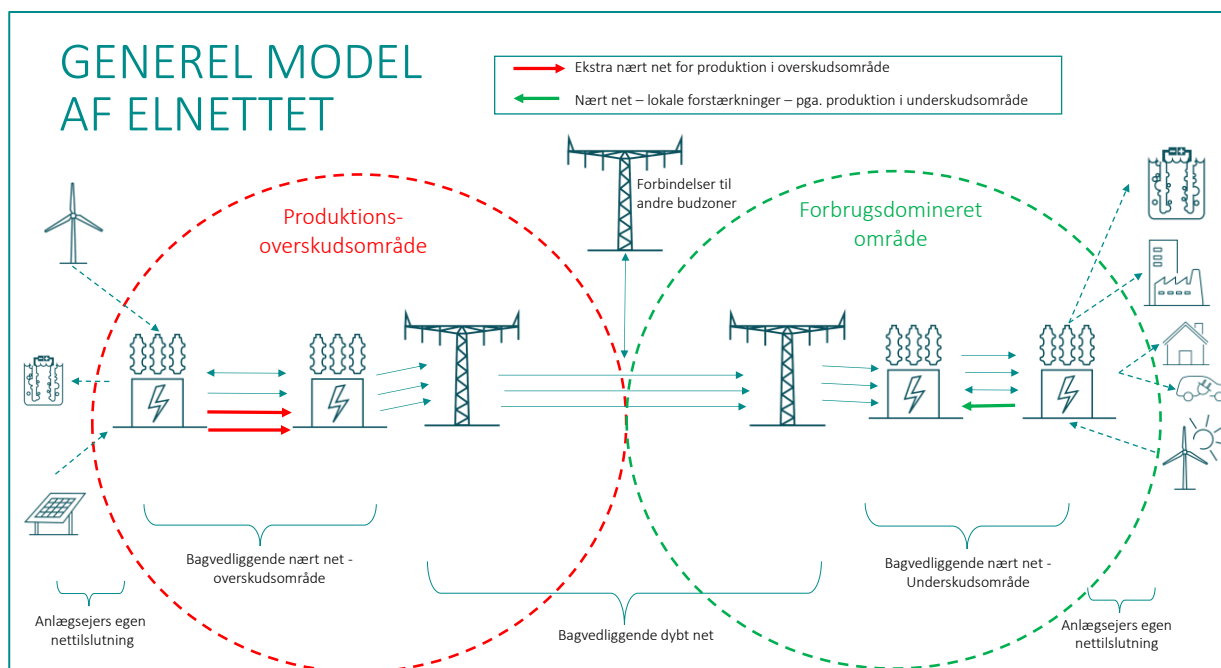
Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer et prisfald eller en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog valgt, at tilslutningsbidraget ikke korrigeres for denne eventuelle over- eller underdækning, hvilket også vil være vanskeligt at opgøre præcist, når der i metoden er valgt en standardiseret tilgang til fastlæggelsen af standardstationsbidraget, hvor der ikke faktureres for de konkrete projektomkostninger. Energinet har ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigthed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredjepart.

5. Geografisk differentiering

I dette kapitel beskrives de grundlæggende begreber: *bagvedliggende net* som er opdelt i det *nære net* og det *dybe net* samt områdetyperne: *produktionsoverskudsområde* og *forbrugsdominerede områder*. Disse begreber er omdrejningspunktet for hele metoden for så vidt angår den geografiske differentiering og vedrører således både tilslutningsbidraget og den løbende indfødningsstarifiering.

5.1 Definition af bagvedliggende net

Det bagvedliggende net er hele det kollektive transmissionsnet, der ligger på den anden side af tilslutningspunktet set ift. produktionsanlægget. Eltransmissionsnettet er etableret som et *kollektivt* elnet og er udbygget ud fra samfundsøkonomiske helhedsbetragtninger.



Figur 2 Områdetyper - produktion eller forbrug - og nettyper - dybt eller nært bagvedliggende samt nettilslutning

Figur 2 illustrerer, at alle anlæg – både forbrug og produktion – har hver deres egen individuelle nettilslutning, og at der i forlængelse af de enkelte anlægs tilslutningspunkter er et *bagvedliggende net*, der forbinder alle produktionsanlæg og forbrugsanlæg med hinanden og via udlandsforbindelserne også med det sammenhængende europæiske elsystem. Tidligere forestod de centrale kraftværker elproduktionen, som af forskellige grunde foregik tæt ved de store forbrugscentre, så afstanden og dermed transportopgaven var forholdsvis lille. Men med den grønne omstilling og udbygningen af VE, placerer ny produktion sig for en stor del langt fra forbrugscentrene, bl.a. på grund af lavere jordpriser og nemmere adgang til byggetilladelse. Derfor opstår der områder i nettet, som primært er *produktionsoverskudsområder*, mens andre er *forbrugsdominerede områder* (se om disse typer i afsnit 5.3).

I dette områdeperspektiv kan det bagvedliggende net opdeles i et *nært* og et *dybt* net.

- 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.

- Det dybe net er den del af det bagvedliggende net, som primært foretager de ”lange transporter” fra produktionsoverskudsområderne til de forbrugsdominerede områder.

Nært net i produktionsoverskudsområder

Det nære net i produktionsoverskudsområder vil lede produktion væk fra det nære net og frem til det dybe net, men giver samtidig mulighed for lokalt forbrug, som – set ift. et overskud af produktion – aflaster nettet. Yderligere produktion i disse områder vil øge behovet for netkapacitet direkte proportionalt med den ekstra produktionseffekt, som der skal sikres netadgang for.

Dette er indikeret på Figur 2 med, at en af pilene, der repræsenterer det nære net, er ensrettet fra tilslutningspunkterne for produktion og forbrug ud til det dybe net, mens en anden er dobbeltrettet for at illustrere, at der også er noget kapacitet til den modsatte flowretning, altså til at forsyne forbrug. Og de to ekstra røde pile indikerer, at der **vil** være behov for at foretage lokale netforstærkninger for at sikre, at produktionen kan komme væk fra tilslutningspunktet og fordele sig igennem det nære net frem til det dybe net uden at forårsage overbelastninger i det nære net.

Sammenhængen mellem det enkelte anlæg og omkostninger til forstærkninger i nettet er tydeligst i forhold til forstærkninger i det nære transmissionsnet.

Nært net i forbrugsdominerede områder

Det nære net i forbrugsdominerede områder tjener til at forsyne forbruget i området. Ekstra produktionskapacitet i området vil derfor i et vist omfang aflaste nettet. I praksis er det dog et formasket net, og der skal være tilstrækkelig netkapacitet lokalt til at sikre, at nettet ikke bliver overbelastet, når strømmen fordele sig i nettet væk fra produktionsanlægget på den måde, som naturlovene bestemmer det. Det må derfor forventes, at der kan blive behov for lokale forstærkninger til at sikre dette ifm. nettilslutning af ny produktion.

Dette er indikeret på Figur 2 med, at nogle af pilene, der repræsenterer det nære net, er ensrettede fra det dybe net ud til tilslutningspunkterne for forbrug og produktion, mens en enkelt er dobbeltrettet for at illustrere, at der også er noget kapacitet til den modsatte flowretning, altså til at tage imod indfødnig. Og den ekstra grønne pil indikerer, at der **kan** være behov for at foretage lokale netforstærkninger for at sikre, at produktionen kan komme væk fra tilslutningspunktet og fordele sig i det nære net uden at forårsage overbelastninger i det nære net.

Dybt net

Det dybe net giver netkapacitet til de lange transporter fra produktion til både forbrug og samarbejdsforbindelser. Her er det altså åbenlyst, at produktion i produktionsoverskudsområder giver anledning til et behov for mere transmissionsnet til at transportere overskudsenergien fra området frem både til samarbejdsforbindelserne med omverdenen og til de forbrugsdominerede områder.

I det omfang der skal udbygges dybt net til at transportere energi ind til forbrugsområderne, vil forbruget selvfølgelig også give anledning til et behov for mere transmissionsnet. Dette behov er dog udelukkende relateret til forbruget, og en kraftigere udbygning med nye produktionsanlæg giver således ikke anledning til behov for mere net af hensyn til forbrug, hvis forbruget ikke samtidig stiger. Hvis produktionen fra ekstra VE-udbygning ikke bliver forbrugt nationalt, afsættes den i stedet til omverdenen via udlandsforbindelser. Dvs. at en stor del af det dybe net – og

udlandsforbindelserne – også er der for at give producenterne afsætningsmuligheder for deres produktion i andre budzoner.

Energinet har derfor valgt at behandle betalingen af omkostningerne forskelligt afhængig af, om der er tale om omkostninger til det nære transmissionsnet eller det dybe transmissionsnet.

5.2 Bidrag til bagvedliggende net

Energinet vil derfor dække omkostningerne ved det nære transmissionsnet gennem opkrævning af et standard tilslutningsbidrag pr. MW, som beskrives nedenfor i kapitel 6, mens bidrag til at dække omkostninger i det dybe transmissionsnet sker via den løbende tarifiering, som beskrives nærmere neden for i kapitel 8.

Betaling for det nære net skal ske på tilslutningstidspunktet, så det sikres, at det er målrettet etableringen af nye anlæg, og dermed kan indgå i investeringsbeslutningen i forbindelse med placeringen af ny produktion. Det vil kunne sikre en omkostningsægte dækning af de omkostninger, som etableringen af nye anlæg giver anledning til. I det omfang en sådan tilslutningsbetaling også differentieres geografisk, alt efter om nye anlæg i højere eller mindre grad påvirker omkostningerne, vil tilslutningsbetalingen kunne understøtte en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udbygning af elnettet.

Det nære transmissionsnet defineres i det følgende kapitel 5.3, hvor der defineres geografiske områder, og hvor såkaldte "centrale transmissionsstationer", som modelmæssigt er skillepunkterne imellem det nære og det dybe net, defineres. Når det nære net således er defineret, så er det dybe net derefter automatisk defineret som alt det resterende net.

Energinet vurderer, at denne modelbetragtning er det bedst mulige at lægge til grund, hvis der på en gang skal være en enkel og transparent model, som samtidig skal være retvisende ift. hvilke grupper af netbrugere, der giver anledning til hvilke dele af de samlede omkostninger.

5.3 Metode for fastlæggelse af geografiske områder

Dette afsnit fastlægger metoden for, hvorledes de geografiske områder, som ligger til grund for differentieret tarifiering, identificeres. Formålet med den geografiske differentiering er dels at give økonomisk incitament til, at nye produktionsanlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det, og dels at sikre at producenterne selv dækker en større del af omkostningerne til drift og etablering af nødvendigt transmissionsnet, som udbygningen af ny produktionskapacitet giver anledning til.

Energinet har vurderet 4 forskellige definitioner af overskudsområder. De forskellige definitioner tager udgangspunkt i forskellige tilgange til at inddrage balance imellem forbrug og produktion samt strukturelle flaskehalse i transmissionsnettet. Den anbefalede model tager udgangspunkt i en kombination af de enkelte faktorer. Denne model er beskrevet i afsnit 5.3.1 herunder.

I tarifmodellen arbejdes med geografisk differentierede betalinger på såvel et tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet pr. MW, som på en løbende tarif (DKK/MWh). Differentieringen realiseres via kortlagte overskuds- og underskudsområder, hvor priserne vil være henholdsvis højere og lavere. Overskuds- og underskudsområderne defineres på baggrund af områdets *produktionsoverskud/-underskud* og *transmissionsnettets flaskehalse*.

5.3.1 Definition af produktionsoverskudsområder

Energinet har udarbejdet en definition af produktionsoverskudsområder, der tager udgangspunkt i produktions- og forbrugsforhold på stationsniveau, baseret på kapacitetskortet, men aggregeret op til sammenhængende netområder. Denne aggregering tager hensyn til muligheder og begrænsninger i transmissionsnettet – de strukturelle flaskehalse. På den måde kan der gives prissignaler, der kan optimere den netmæssige placering af nye anlæg set ift. de ekstra omkostninger til transmissionsnet, som de nye anlæg giver anledning til afhængig af deres placering. En øget tarifiering i disse områder vil samtidig bidrage til, at producenter i større grad end hidtil bidrager til at dække de omkostninger de giver anledning til.

På den baggrund defineres et produktionsoverskudsområde som:

Et produktionsoverskudsområde er et sammenhængende netområde hvor årsproduktionen er større end årsforbruget. Det sammenhængende netområde afgrænses af transmissionsnettets strukturelle flaskehalse.

Kortlægningen af overskudsområder afhænger dermed både af udviklingen af produktion og forbrug i og under de enkelte stationer samt udviklingen i transmissionsnettets struktur (topologi). Ændringer i netkapacitet som følge af udbygninger, opgraderinger og skrotninger i transmissionsnettet eller ændringer i mængden af forbrug og produktion i et område kan betyde, at et område kan overgå fra at være et overskudsområde til at være et underskudsområde og omvendt, eller at områdegrænserne ændres. Ved at aggregere flere stationer til et sammenhængende netområde bliver kategoriseringen af områderne mere robust end hvis enkeltstationer betragtedes, da de enkelte områder er større og dermed mindre følsomme overfor ændringer i de lokale betydnende forhold.

5.3.1.1 Fastlæggelse af sammenhængende produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder

Opgørelsen er baseret på 2 trin:

Trin 1: Fastlæggelse af sammenhængende netområde

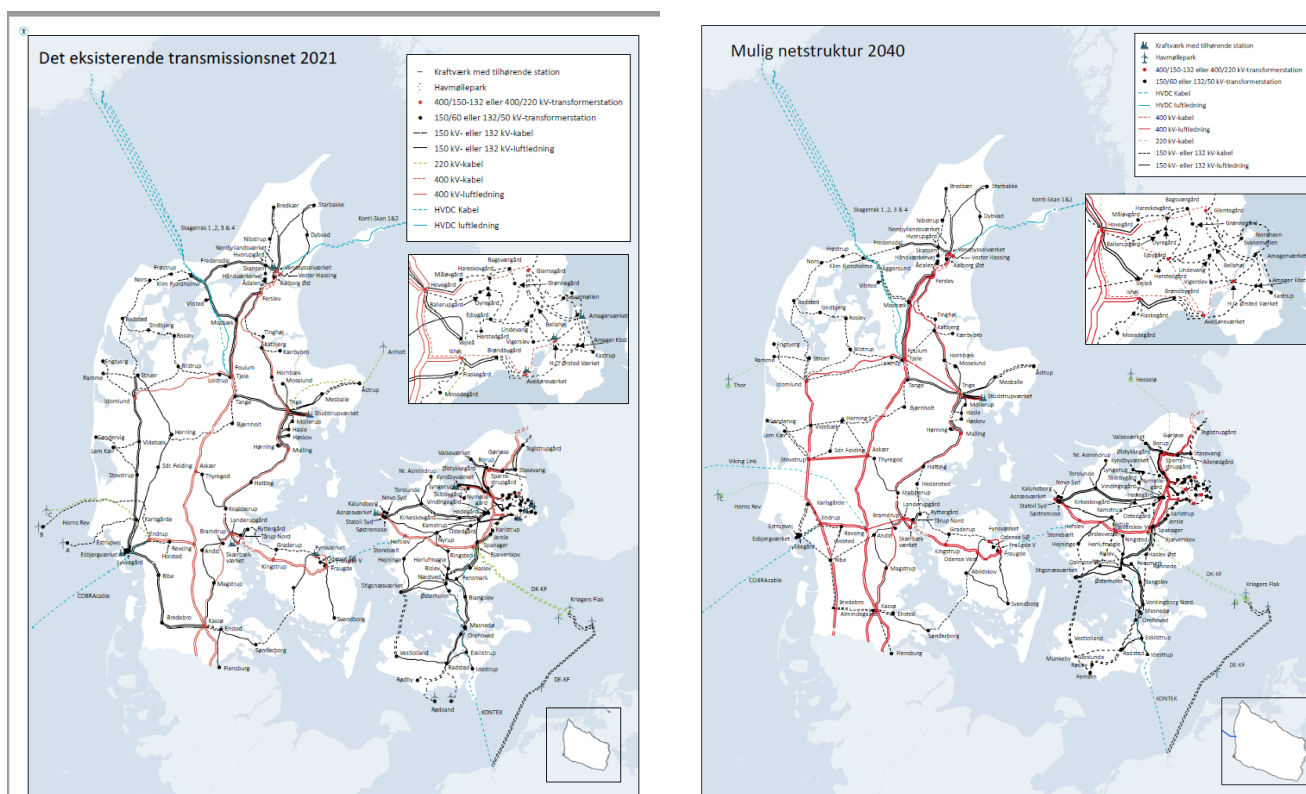
Trin 2: Fastlæggelse af produktions-overskud og -underskud indenfor netområderne

Nedenfor er de enkelte trin beskrevet samt den påtænkte proces i forhold til at få opdateret fastlæggelsen af de geografiske produktionsoverskudsområder.

Trin 1: Fastlæggelse af sammenhængende netområde:

Transmissionsnettet er kendetegnet ved, at der er en række stationer i et geografisk område, der er tæt forbundet til hinanden med transmissionsforbindelser. Andre stationer i et naboområde er ligeledes indbyrdes tæt forbundet med hinanden, mens to områder kan være knap så godt forbundet med hinanden. Der kan således være en række begrænsninger i transmissionsnettet i forhold til at kunne udveksle frit mellem alle stationer i systemet. Overordnet er det transmissionsnettets netstruktur (topologi) og begrænsningerne heri, der beskriver, hvor der er en strukturel flaskehals eller et såkaldt snit mellem sammenhængende netområder. Det skal bemærkes, at netudvikling kan medføre, at netstrukturen og begrænsningerne kan ændre sig over tid, hvilket kan medføre behov for at opdatere snittenes placering og dermed klassifikationen af de enkelte netområder. Dette vil ske i forbindelse med udarbejdelse af Energinets planarbejde, hvilket som minimum sker hver andet år.

Nedenfor er den eksisterende netstruktur samt en mulig netstruktur for 2040 illustreret. Dette illustrerer at energisystemet udvikler sig over tid i takt med udviklingen i forbrug og produktion.



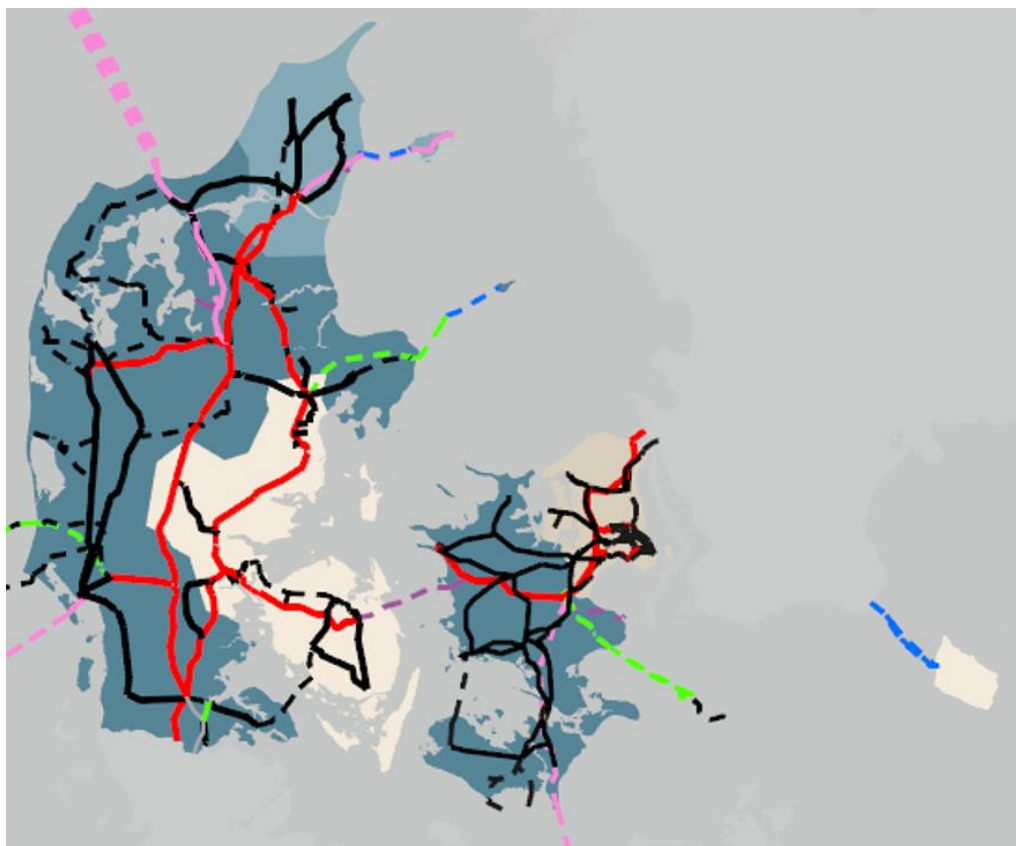
Figur 3: Kort over eksisterende og fremtidig netstruktur

I forbindelse med den langsigtede netudviklingsplan gennemanalyseres de fremtidige behov som eltransmissionsnettet skal understøtte. Dette indebærer bl.a. identificering af netområdernes overordnede karakteristika, samt hvilke dele af elnettet der udfordres særligt af de transportopgaver der håndteres i dag, eller skal håndteres som følge af de langsigtede forventninger til udviklingen i forbrug og produktion der forudsættes i bl.a. analyseforudsætningerne. På baggrund af dette er der identificeret syv sammenhængende netområder, hvorfra eller -til der er en væsentlig transportopgave, som skal håndteres af det overordnede eltransmissionsnet.

- Nordjylland
- Midt-, Syd- og Vestjylland
- Østjylland
- Fyn
- Hovedstadsområdet og Nordsjælland
- Øvrige Sjælland og Lolland-Falster
- Bornholm

Det skal bemærkes, at Bornholm har en særlig status, da Energinet ikke har net på øen udover forbindelsen til Sverige. Dette kan dog ændres; fx er der en række drøftelser omkring hvorvidt en Energiø ved Bornholm skal tilkobles det bornholmske distributionssystem. Det kan påvirke status af Bornholm-netzonen.

Disse områder er illustreret nedenfor. Det bemærkes, at Fyn og Østjylland er to separate områder (der er ikke farveforskel på illustrationen.)



Figur 4: Overblik over sammenhængende netområder.

Trin 2: Opgørelse af produktionsoverskud og -underskud:

Næste trin i at fastlægge, om et netområde er et produktions-overskudsområde eller et forbrugsdomineret område, er at opgøre forbrug og produktion i netområderne. Dette gøres på baggrund af en aggregering pr område af værdierne for forbrug og produktion på stationsniveau fra Kapacitetskortet. Kapacitetskortet er udviklet af Energinet og Dansk Energi og er offentligt tilgængeligt på www.kapacitetskort.dk, og det viser både ledig netkapacitet og balancer imellem forbrug og produktion. Kapacitetskortet indeholder relevante informationer for nye kunder, der planlægger tilslutning til elnettet.

Informationerne omfatter pt. såvel opgørelser af ledig kapacitet for tilslutning af ny produktion i distributions- og transmissionsnettet som energibetragtninger, der viser fordelingen af forbrug og produktion i det danske elsystem. Energibetragtningerne og opgørelserne over ledig kapacitet i transmissionsnettet er baseret på Energinets netanalyser af de faktiske forhold omkring forbrug, produktion, udveksling og elnet samt følgende antagelser for det korte sigte:

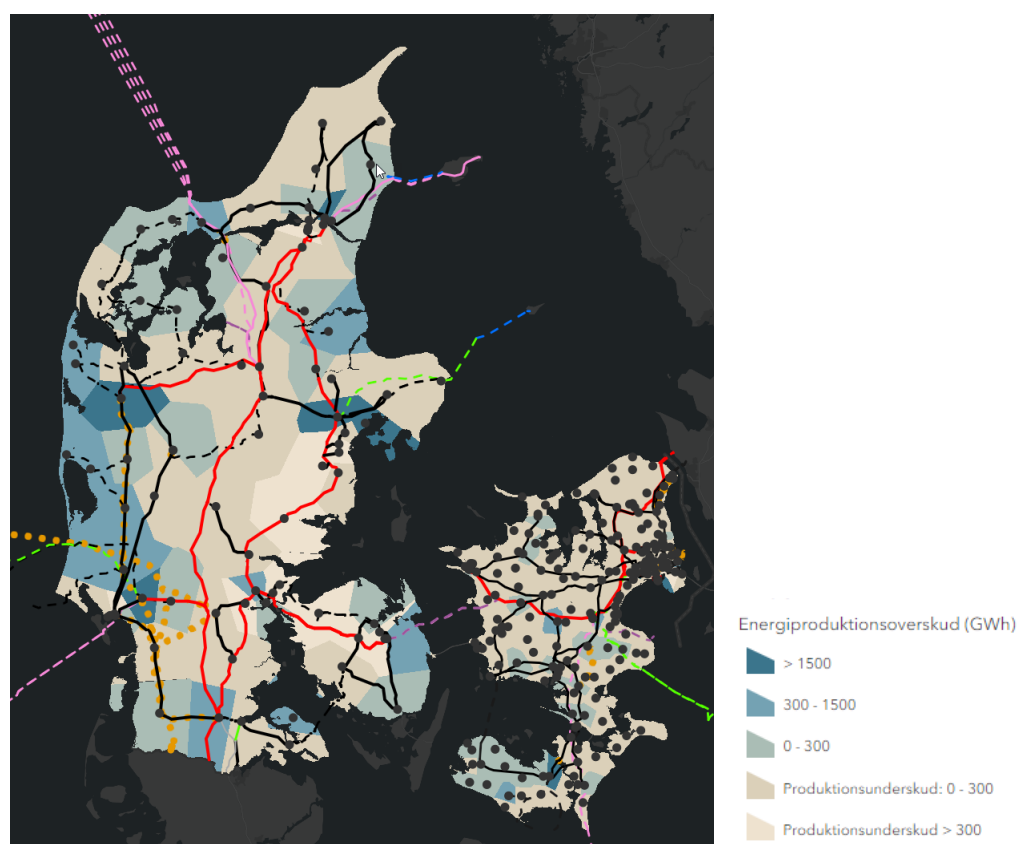
- Alle VE-produktionsanlæg og forbrugere der har indgået en screeningsaftale med Energinet om tilslutning indgår. Tidshorisonten for at disse er realiseret er pt. ca. 4 år.
- Udvikling for samme tidshorisont på øvrigt forbrug og termiske anlæg følger den udvikling, der er beskrevet i Energistyrelsens analyseforudsætninger.

- Det transmissionsnet, der er under planlægning, som har fået alle relevante godkendelser og som forventes idriftsat indenfor samme periode indgår.

I øjeblikket opdateres kortene ca. hvert halve år på www.kapacitetskort.dk. For yderligere detaljer om metode, datagrundlag og dataadgang henvises til www.kapacitetskort.dk.

Overskudsproduktionen på stationsniveau er opgjort som forskellen mellem årsenergiproduktionen og årsforbruget i ethvert tilslutningspunkt i transmissionsnettet og under 50 kV stationer i DK2. Resultatet af metoden er vist i nedenstående tabel baseret på 2021 data.

Årsproduktionen indeholder produktion fx fra sol- og vindkraft samt fra termiske anlæg. Årsforbruget inkluderer alt forbrug, herunder klassisk forbrug, forbrug til transport, storforbrugere samt elpatroner og varmepumper.



Figur 5 Årsoverskudsproduktion i MWh pr station

Den geografiske opdeling fastlægges således ud fra balancen imellem årsforbrug og årsproduktion under og i de enkelte stationer.

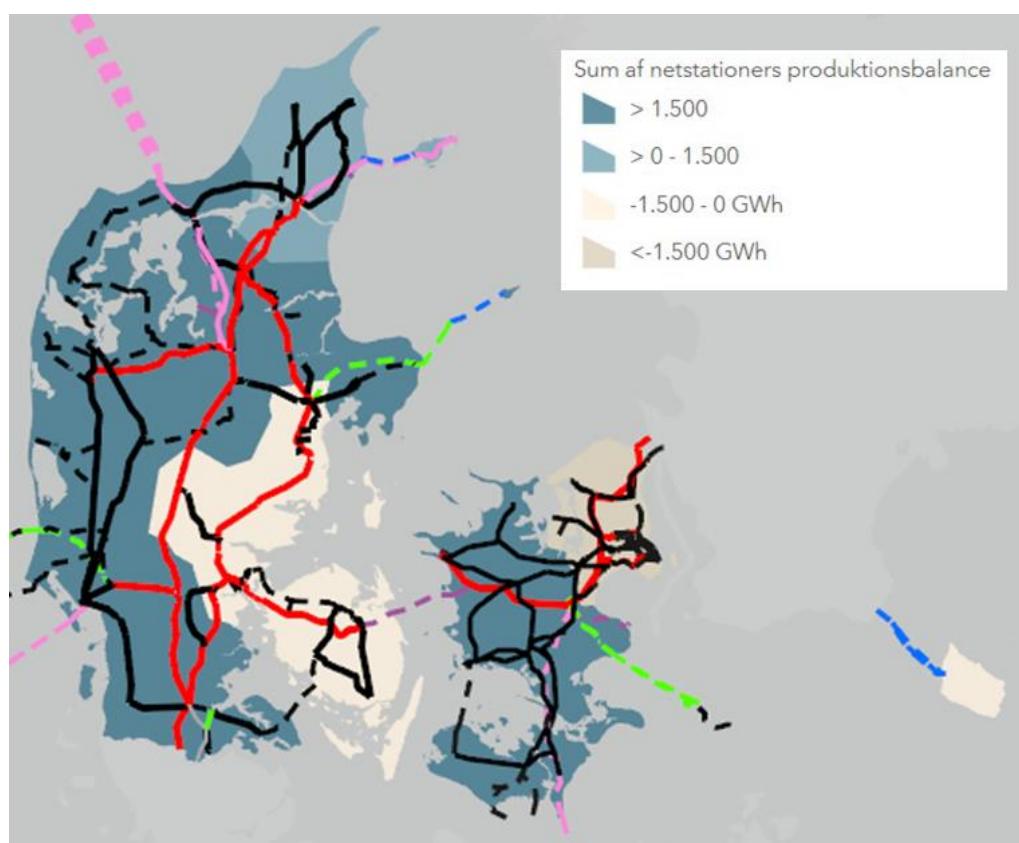
En udfordring ved at anvende overskudsområder på stationsniveau er, at de er relative små områder, og at de hurtigt kan skifte karakter på baggrund af et enkelt projekt. Tilsvarende så kan man have en enkelt station med produktionsunderskud, som er beliggende i et større netområde, der samlet set har overskud af produktion – eller omvendt. Der er derfor behov for at lave en aggregering for at fange de overordnede forhold, der er på områdebasis i det samlede transmissionsnet. Altså med andre ord, aggregere på baggrund af de definerede netområder som beskrevet i trin 1.

Resultatet af beregningen for de definerede netområder er vist i nedenstående tabel.

Tabel 1: Årsproduktionsoverskud GWh

Område	Årsproduktion (GWh)	Årsforbrug (GWh)	Års-produktions-overskud (GWh)
Fyn	2.884	3.866	-982
Østjylland	4.463	5.710	-1.247
Nordjylland	3.650	2.747	903
Midt- Syd- og Vest-Jylland	21.755	11.723	10.032
Nordsjælland	7.552	10.280	-2.728
Nordvest-, Midt- og Sydsjælland, Lolland-Falster og Møn	6.991	5.158	1.834
Bornholm	500	787	-80

På den baggrund ses følgende produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder illustreret på den følgende figur.



Figur 6: Overblik over produktionsoverskudsområder (blå) og forbrugsdominerede områder (lyse).

De blå områder illustrerer produktionsoverskudsområder, hvor ny produktionskapacitet i særlig grad vil bidrage til behovet for netudbygning. De lyse områder illustrerer forbrugsdominerede områder, hvor der er behov for at transportere energi frem til.

5.3.1.2 Geografiske områder tilpasses postnummerområder

Energinet ser behov for, at det er enkelt og gennemskueligt at kunne konstatere, hvilken type område et givent anlæg vil ligge inden for. De geografiske områder, der er defineret, tilpasses således til den geografiske inddeling i postnumre. Postnummeropdelingen af Danmark er ret

finmasket, og Energinet vurderer at anvendelse af dette vil passe godt ift. den geografiske opdeling, og samtidig hermed udgøre et objektivi kriterie.

Hvis snittet mellem områder går gennem og deler et postnummerområde, kategoriseres dette som forbrugsdomineret område. Denne model er valgt da det vil være vanskeligt at etablere en præcis metode for hvorledes et enkelt postnummerområde kategoriseres. Udfordringen med at udvikle en præcis metode for dette skal således ikke komme producenten til skade. Ved fastlæggelse af om et anlæg ligger i den ene eller anden type af geografisk område vurderes dette ud fra placeringen af tilslutningspunktet (POC).

5.3.1.3 Metode for opdatering af klassifikationen af geografiske områder.

Energinet opdaterer løbende kapacitetskortet, og i forbindelse med arbejdet med den langsigtede netudviklingsplan³³, der skal opdateres minimum hvert andet år, laves der en række analyser som bl.a. fører til en opdatering af den fremtidige potentielle netstruktur. På baggrund af opdateringen af den potentielle fremtidige netstruktur samt eventuelle ændringer i produktions sammensætningen i de enkelte sammenhængende netområder vil Energinet vurdere, om der er behov for at ændre klassifikationen af områderne, eller om der er behov for at ændre de eksisterende områder. Energinet vil således hvert andet år vurdere, om der er behov for at ændre områderne.

5.3.2 Fravalgte metoder

Energinet har vurderet 3 yderligere muligheder for definition af produktionsoverskudsområder med udgangspunkt i følgende tilgange:

- a) Overskudsproduktion pr. station
- b) Forbrugsdækning pr. kommune
- c) Ledig kapacitet i kapacitetskortet

Disse alternativer er alle fravalgt, da de ikke fanger både et behov for at beskrive den transportopgave, som transmissionsnettet udfører, altså flytte strøm fra overskuds- til underskudsområder og/eller samtidig ikke giver placeringssignaler, og dermed i sidste ende den optimering af omkostningerne til infrastrukturen, som metoden har til formål at understøtte.

Særlig fsva. a. og b., så indgår nettets aktuelle begrænsninger og muligheder ikke i kortlægningen. Energinet har derfor valgt ikke at gå videre med disse definitioner i denne form alene, da den vil give anledning til ustabile/volatile resultater, og da den ikke tager nettets begrænsninger med i betragtningerne. Energinet har derimod kombineret det med netstrukturen (nettopologien) i den anbefalede metode.

I forhold til c. med en model baseret på ledig kapacitet er der også udfordringer med sådan en models stabilitet. For hver 132-150 kV station i transmissionsnettet er den ledige kapacitet for tilslutning og indpasning af ny produktionskapacitet beregnet under hensyntagen til netbegrænsninger også i situationer med vedligehold og udfald i nettet (n-1 analyser). Beregningerne er worst case betragtninger, der opgør den mindste ledige kapacitet i nettet. Kapaciteten er beregnet for hver station enkeltvis, og værdierne kan *ikke* summeres til en samlet værdi for mulig produktionskapacitet i nettet.

³³ Henvi sning til den relevante lovgivning samt gældende planer kan findes her: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning>

En udfordring ved at anvende denne metode er, at den er ustabil. Begrænsede lokale ændringer enten i transmissionsnettet eller i balancen imellem forbrug og produktion kan have store konsekvenser for, hvorledes områder kategoriseres. Det kræver, at områderne aggregeres, og det er mindre intuitivt, hvorledes det skal inddrages uden at inddrage nettet ad flere omgange. En anden udfordring med denne metode er, at den kan komme til at virke imod hensigten. Hvis der afholdes store omkostninger til at forstærke nettet væk fra et overskuds-område, vil det – med denne metode – kunne blive forvandlet fra at være et fyldt område til at være et område med ledig kapacitet. Herved ville producenterne med den foreslåede områdebaserede betalingsmodel blive fritaget fra at betale for det net, som netop etableres af hensyn til udbygningen af ny produktionskapacitet.

6. Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet

I dette kapitel beskrives metoden for fastlæggelsen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet. Først angives metoden for de transmissionstilsluttede anlæg, og derefter for de distributionstilsluttede anlæg.

6.1 Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet fra transmissionstilsluttede anlæg

Tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet dækker investeringer i det nære bagvedliggende net baseret på en model, der kan skrives på følgende måde.

$$P_{Net,j} = \alpha_j w K_{ap}$$

- Hvor K_{ap} er det aftalte indfødningsomfang i MW. Den kapacitet, der skal indgå i beregningen af tilslutningsbidraget, vedrører det indfødningsomfang, som anlægsejer får adgang til ved tilslutningen, og som fastlægges som beskrevet i afsnit 6.1.2.
- α er en geografisk komponent, der dækker over, at tilslutning af anlægget sker i område j . α er en områdespecifik parameter, som vil antage værdier mellem 0 og 100 % afhængig af, om det er et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område, som beskrevet i kapitel 5.3. Metoden til at fastlægge α er beskrevet i afsnit 6.1.3.
- w er en komponent til at dække enhedsomkostninger forbundet med det nære bagvedliggende net og beregnes på baggrund af en standardafstand og en standardkabelomkostning. Metoden for fastlæggelsen af denne er beskrevet i afsnit 6.1.4.

6.1.1 Baggrund for valg af model med standardiseret betaling

Energinet har valgt at standardisere tilslutningsbidragene til det nære transmissionsnet, således at dette afspejler de forventede faktiske, gennemsnitlige omkostninger til investeringer i det nære bagvedliggende net i det konkrete geografiske område i forbindelse med tilslutning af det nye anlæg. Ved at anvende en standardiseret model sikres, at det enkelte nye anlæg betaler en rimelig og omkostningsægte andel af den nødvendige netudbygning, og ikke kommer til at betale for hele det aktuelle udbygningsbehov, som de efterfølgende anlæg så kan udnytte uden at bidrage hertil. Det standardiserede bidrag sikrer på denne måde både en langsigtet omkostningsægtighed og ikke-diskrimination til fordel for senere tilkommende anlæg, ligesom det medfører rimelige og forudsigelige tariffer.

I nogle områder er nettet udbygget fx af hensyn til vindkapacitet. Her vil ny solkapacitet ikke nødvendigvis medføre det samme udbygningsbehov i det bagvedliggende net, som hvis det var yderligere vindkapacitet, der blev etableret. Dette skyldes, at der er forskellige produktionspro-

filer for de to typer af produktion, som sjældent har maksimal produktion (og dermed netbehov) samtidig. Således kan en anden produktionsteknologi i et område medføre et mindre netudbygningsbehov end hvis der blev etableret ny produktionskapacitet af den samme type som i forvejen er dominerende i området. Det vil desuden ikke give mening at operere med et teknologibaseret tilslutningsbidrag for indfødningsomfang ifm. kombinerede anlæg, hvor der er både produktion og forbrug bag måleren³⁴, da det så er driftsmønstret af kombinationen af de to anlæg tilsammen, der afgør hvordan netto-udvekslingen med det kollektive net bliver – og dermed afgør udbygningsbehovet i det bagvedliggende net.

Ud fra princippet om ikke-diskrimination vil Energinet ikke gøre tilslutningsbidrag teknologiafhængige, da det også kan føre til favorisering af de førstkomende anlæg i et lokalområde, hvis de efterfølgende tilslutninger betinges af et bestemt teknologivalg. Desuden ville en teknologi-betinget tilslutning medføre, at aktører ikke kan have mulighed for at ændre eller optimere sit eget produktionsanlæg bag tilslutningspunktet – f.eks. ved at etablere solceller ved siden af vindmøller eller omvendt uden at øge sit indfødningsomfang ved at etablere energilagere til udjævning af indfødningsomfang, eller ved at etablere forbrugsanlæg sammen med produktionsanlæg og med et lavere indfødningsomfang end hvad produktionsanlæggene i sig selv ville have behov for. I så fald ville der være tale om nettilslutning af et nyt anlæg, som ændrer den forudsætning, der var lagt til grund for indfødningsomfanget af den oprindelige nettilslutning.

6.1.2 Fastlæggelse af indfødningsomfang for produktionsanlæg tilsluttet i transmissionsnettet

Indfødningsomfanget for et produktionsanlæg, der nettilsluttes i transmissionsnettet, fastlægges ifm. indgåelse af aftaler med Energinet om nettilslutningen af anlægget.

Det aftalte indfødningsomfang beskriver den maksimale effekt, som produktionsanlægget har til rådighed fra transmissionssystemet, når produktionsanlægget er fuldt etableret. Det beskriver dermed også den maksimale effekt, som transmissionsnettet skal dimensioneres til at kunne tage imod under normale driftsforhold.

Det aftalte indfødningsomfang vil ift. denne metode blive anvendt til beregning af den del af tilslutningsbidraget, som er kapacitetsafhængigt, jf. afsnit 6.1.4.

Hvis anlægsejer ønsker at aftale et indfødningsomfang, som er lavere end hvad anlægget kan producere, kan der aftales et reduceret indfødningsomfang. Det aftalte indfødningsomfang kan ikke være større end den samlede produktionskapacitet, som anlægget har mulighed for at føde ind i det kollektive net. De præcise muligheder for at imødekomme anlægsejers ønsker til niveau af det aftalte indfødningsomfang afklares ifm. indgåelse af de konkrete aftaler.

6.1.3 Fastlæggelse af geografisk komponent - α

Til at fastlægge den geografiske komponent tager Energinet udgangspunkt i den underliggende opgave med at forsyne forbrugerne med energi. Denne forsyningsopgave er at dække forbruget i et netområde. Denne opgave bliver "lettere" jo mere produktion, der er i nærområdet. At der skal dækkes forbrug, betyder også, at der allerede er etableret net en lang række steder og det derfor, alt andet lige, bliver udløst mindre ekstra net ved produktionstilslutninger i forbrugsdominerede områder end i produktionsoverskudsområder. Men på den anden side; jo mere produktion der allerede er i nærområdet, jo sværere bliver det at indpasse yderligere ny produktion, uden at det i et eller andet omfang udløser behov for ekstra net.

³⁴ Jf. det igangværende politiske arbejde om at undersøge muligheder for at etablere forbrugs- og produktionsanlæg forbundet med direkte linjer bag måleren.

Forsyningsopgaven vurderes ved at tage udgangspunkt i forbruget i netområdet og så holde det op imod årsproduktionen i området. Jo lavere årsproduktionen er, jo mindre sandsynligt er det, at der skal etableres yderligere net, da der så i høj grad vil være net etableret til forbrug. Dette beregnes ved at se på den relative forbrugsdækning:

$$\alpha_j = \frac{\text{Årsproduktion}_j}{\text{Årsforbrug}_j}, \text{ hvor 'j' angiver området.}$$

Anvendelsen af relativ forbrugsdækning α baseret på en energibetragtning giver anledning til en principiel overvejelse om energi vs. effekt. Når Energinet dimensionerer net, er det baseret på kapacitetskrav – dvs. effekt, MW – mens den relative forbrugsdækning er baseret på energi, kWh. Kapacitetskravene til netdimensionering er derfor ikke umiddelbart sammenlignelige med en energibaseret forbrugsdækning.

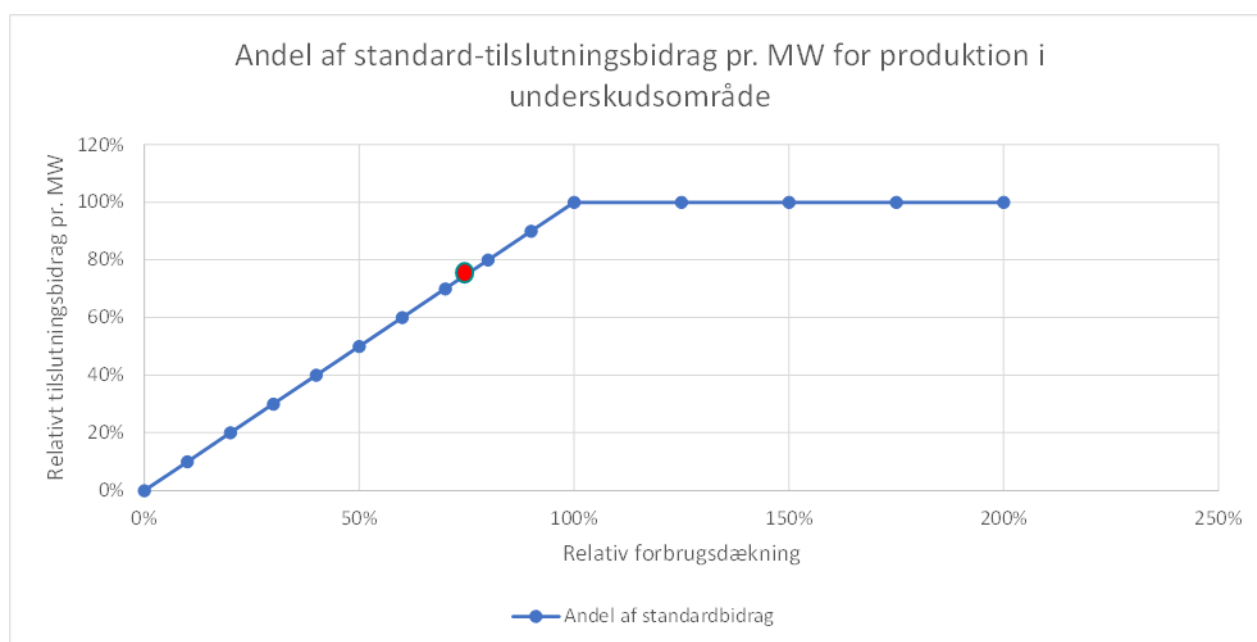
Der er dog to andre forhold, som også skal tages med i betragtning her.

- Når Energinet dimensionerer net af hensyn til forbrug, er det med henblik på at forbruget fortsat skal kunne forsynes ved udfald eller udkobling af to vilkårlige komponenter i eltransmissionsnettet, fordi forsynings sikkerhed for forbrug generelt har en stor samfundsøkonomisk værdi. For produktionsanlæg forudsættes det derimod, at de til enhver tid kan udkobles eller nedreguleres, da leveringssikkerhed for produktion har en relativt lavere samfundsøkonomisk værdi. De samfundsøkonomiske omkostninger ved manglende udnyttelse af disponibel produktion er simpelthen meget lavere end de samfundsøkonomiske tab – VOLL³⁵ – ved manglende forsyning af forbrug. Der vil derfor i et givet netområde være mulighed for at indpasse en større kapacitet af produktionsanlæg end af forbrugsanlæg i det samme net, idet der ikke kræves samme redundans i nettet til produktionsanlæg som for forbrugsanlæg.
- Til gengæld vil det **aggregerede** forbrug i et område set ift. transmissionsnettet have væsentligt flere ækvivalente fuldlast-driftstimer (dvs. aggregeret energiforbrug divideret med *områdets* maksimaleffekt for samtidigt forbrug) end de fleste produktionsanlæg. Det er specielt tilfældet for fluktuerende VE-produktion, som er den type anlæg, som primært forventes at blive nettilsluttet fremadrettet. Energiproduktion fra VE-anlæg vil derfor kræve mere netkapacitet pr. kWh på transmissionsniveau end et tilsvarende kWh energiforbrug.

De to nævnte forhold er modsatrettede, og Energinet vurderer, at det derfor er retvisende at anvende den relative forbrugsdækning α som et direkte mål for i hvor høj grad der stadig er ledig kapacitet til ny produktion i det nære net i et forbrugsdomineret område.

Da standardbetalingen selvfølgelig aldrig må kunne blive højere end standard gennemsnitsomkostningen i produktionsoverskudsområder, fastsættes α_j derfor til 100 % for overskudsområder. Tilsvarende, i det ekstreme tilfælde, hvor der er et område, hvor der ikke er noget årsproduktion, så vil værdien være 0 %. Øvrige værdier vil være mellem 0 % og 100 %.

³⁵ VOLL – Value of Loss of Load. VOLL er for det meste forbrug størrelsesordenen større end markedsprisen for el, som må antages at være udtryk for den samfundsøkonomiske værdi af den producerede energi.



Figur 7 Standardtilslutningsbidrag vs. relativ forbrugsdækning

I de to yderpunkter, hvor forholdet imellem årsproduktion og årsforbrug i området er 0 %, hhv. 100 %, skal der betales 0 %, hhv. 100 % i tilslutningsbidrag.

- Når forholdet α er 0, svarende til der ikke er nogen som helst produktion i et område, så må det antages, at der kan tilsluttes ny produktion alle steder i et område, hvor nettet allerede er fuldt udbygget af hensyn til forbrug, uden at der skal afholdes ekstra netomkostninger til det bagvedliggende, nære net. Derfor skal der i dette yderpunkt ikke opkræves noget tilslutningsbidrag.
- Når forholdet α er 100 %, svarende til at årsproduktionen netop dækker årsforbruget i området, så må det antages, at nettets kapacitet i området allerede er udnyttet fuldt ud ift. produktion. Derfor skal der i dette yderpunkt opkræves fuldt tilslutningsbidrag.
- For alle værdier af den relative forbrugsdækning α imellem 0 % og 100 % må det antages, at en del af nettets kapacitet allerede er anvendt ift. produktion. Der vil derfor – ud fra en gennemsnitsbetragtning – være større omkostninger til netforstærkninger pga. ny produktion, jo større den relative forbrugsdækning i området allerede er inden tilslutningen af det nye anlæg. Idet start- og slutpunktet er kendte, skal det derfor fastlægges, hvor stor en del af standard-tilslutningsbidraget der skal opkræves imellem disse to yderpunkter. Energinet kan ikke se, at der kan begrundes andet end en lineær sammenhæng, hvorfor dette er valgt.

Endelig har Energinet valgt at opgøre α for de forbrugsdominerede områder som et gennemsnit for alle forbrugsdominerede områder som helhed. Dette gøres for at sikre en mere stabil gruppering samt for at sikre en overskuelighed uden for mange kategoriseringer. Tabel 1 på side 30 viser årsproduktion og årsforbrug i de fire forbrugsdominerede områder Nordsjælland, Fyn, Østjylland og Bornholm. Når forholdet mellem summen af årsproduktion og summen af årsforbrug for disse fire områder beregnes, så får man, at den gennemsnitlige, relative forbrugsdækning α i de forbrugsdominerede områder er 15.399 GWh / 20.643 GWh $\approx$ 75%. Dette er markeret på Figur 7 ovenfor.

6.1.4 Fastlæggelse af enhedsomkostninger - w

Metoden tager udgangspunkt i at fastlægge et standardiseret bidrag, der skal dække den gennemsnitlige omkostning til forstærkninger i det nære transmissionsnet ved etablering af ny produktionskapacitet. Der er i kapitel 6.2 redegjort for metoden for fastlæggelsen af den gennemsnitlige længde på kabler til lokal netforstærkning.

Til at fastlægge kabelomkostninger tages der udgangspunkt i planlægningspriserne for et 150 kV-kabel.

Prisen på etablering af et 150 kV-kabel består af fire overordnede elementer:

- Startomkostninger: Dette indeholder blandt andet timer og projektomkostninger hos leverandør såvel som hos Energinet selv. Omkostninger, der ikke er afhængig af længden af det kabel, der etableres.
- Omkostninger til to felter: Dette omfatter pris for etablering af to tilslutningsfelter herunder jordarbejde i feltet – baserer sig på tilslutning og etablering i eksisterende station.
- Pris pr. km: Dette indeholder blandt andet graveentreprise, køreplader, lodsejererstatninger, rettighedserhvervelse og miljø- og myndighedsbehandling og indkøb af kabel. Omkostninger, der direkte relaterer sig til længden af det kabel, der etableres.
- Pris til reaktiv kompensering: Dette baserer sig på en beregning af den reaktive effekt, som kablet genererer, og som der derfor skal kompenseres for, samt på prisen for en standard-størrelse af en 150 kV-reaktor (kompenseringsspole) inkl. projektering, fundament og etablering og tilslutning til felt. Den reaktive kompensering er en ekstra omkostning, der direkte relaterer sig til etableringen af et nyt kabel.

Alle ovenstående omkostningselementer omregnes til en pris pr. MW afhængigt af kabel-længde. Til at opgøre omkostningerne anvendes prisen for et 150 kV-kabel med den optimale overføringsevne (dvs. tværsnit) ift. indpasning af VE-produktion, hvilket for nuværende er et 2.500 mm² kabel samt en 70 Mvar reaktor. Et sådant kabel har en overføringsevne på 450 MVA. Der er ikke behov for at korrigere MVA for $\cos(\varphi)$, da $\cos(\varphi) \approx 1$, og dermed vil 1 MVA således svare til 1 MW.

I praksis udbygges transmissionsnettet i "klumper" med denne overføringsevne pr. kabel. Derudover tages der også udgangspunkt i det eksisterende net og forventning til fremtidige behov, når nettet udbygges. På den baggrund er det mest rimeligt og omkostningsægte på den lange bane at opkræve dette som en standardiseret betaling pr. MW.

Ved fastsættelse af enhedsomkostning pr. MW rundes til sidst ned til tre betydende cifre.

Beregningseksempel med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021:

Den følgende beregning er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidraget. Det endelige tilslutningsbidrag til det nære net for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tarifudmelding for det enkelte år.

Bidraget til det nære net beregnes med udgangspunkt i etablering af et 150 kV-kabel på 20 km¹ og med et tværsnit på 2.500 mm² svarende til en overføringsevne på 450 MVA samt med kompensering med en 70 Mvar reaktor med eget felt, med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser ud fra et standard enkelt afbryderkoncept.

Anlægsbudgettet for det beskrevne arbejde udgør 108.229.360 DKK

Det svarer til en km-pris på:

Anlægsbudget – km-pris: 108.229.360 DKK / 20 km = 5.411.468 DKK/km.

Tilslutningsbidrag pr. MW for nært net:

Tilslutningsbidraget for nært skal udregnes pr. MW og med udgangspunkt i 21 km kabel. De 21 km er standardafstanden for det nære net, som er beregnet i afsnit 6.2.4. Idet kablet i eksemplet har en overføringsevne på 450 MVA, resulterer det i en MW-pris, som beregnet herunder.

Enhedspris pr. MW: 5.411.468 DKK/km * 21 km / 450 MVA = 252.535 DKK/MW

For *produktionsoverskudsområder* vil dette således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardtilslutningsbidrag til det nære net på 252.000 DKK.

For *forbrugsdominerede områder* skal der tages højde for den korrektionsfaktor, som er fastlagt i afsnit 6.1.3, og som for nuværende er beregnet til 0,75. Det vil medføre en pris på standard tilslutningsbidrag til det nære net i forbrugsdominerede områder på: 0,75*252.000 DKK = 189.000 DKK.

6.1.5 Metode for opdatering af standardomkostninger til det nære transmissionsnet

Energinet vil årligt beregne standardomkostningerne pr. MW til beregning af tilslutningsbidraget til det nære net. Dette vil ske sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne for stationsbidragene, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer for det følgende år. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af tilslutningsbidragene til det nære transmissionsnet, ligesom det med den årlige fastsættelse af stationsbidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer.

6.1.6 Fastlæggelse og opkrævning tilslutningsbidrag til det nære net

Tilslutningsbidraget til det nære net for det enkelte produktionsanlæg fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Energinet vil informere anlægsejer i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer, herunder tilslutningsbidraget til det nære net, ligesom disse vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 10.1.

Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigthed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredjepart.

Opkrævningen af bidrag sker på tidspunktet for meddelelse af den midlertidige driftstilladelse (ION), dvs. når anlægget påbegynder leveringen af energi til det kollektive net. Energinets sædvanlige betalingsbetingelser mv. finder anvendelse.

6.2 Metode for beregning af standardafstand i det *nære transmissionsnet*

Det nære net er det net, der ligger mellem tilslutningspunktet og det dybe net. Fastlæggelse af en afstand fra anlæggets tilslutningspunkt til det dybe net kan gøres på flere måder. En måde er ved at lave en individuel vurdering fra hvert eneste knudepunkt i nettet og frem til det dybe transmissionsnet. Det vil kræve en række beregninger, men måske endnu vigtigere valg omkring, hvor det dybe transmissionsnet starter i forhold til dette punkt og det vil ikke altid være en konstant, hvilket vil gøre det væsentligt mere komplekst og ustabilt over tid.

En anden måde er ved at identificere en standardafstand fra et tilslutningspunkt til det "dybe transmissionsnet. Det vil medføre en model, der er mere gennemsnitsorienteret end den individuelle tilgang vil være. Det er en metode, der vil være langt mere stabil over tid, da den ikke vil være påvirket af udviklingen i et enkelt område og konsekvenserne ved at der kommer mere vind og sol ind.

Til at approksimere omkostninger ved det *nære transmissionsnet* til at fastlægge en standardenhedsomkostning tages der udgangspunkt i priserne for et 150 kV Kabel. Se afsnit 6.1.4 for metoden til beregningen af prisen.

Omkostningerne til det *nære transmissionsnet* i et produktionsoverskudsområde, som defineret i afsnit 5.3, vil være omkostninger til at føre produktionen hen til en central transmissionsstation, hvorfra det kan transporteres videre til f.eks. et produktionsunderskudsområde eller via en handelsforbindelse videre til andre budzoner. Tilsvarende vil der i forbrugsdominerede områder også være omkostninger til forstærkninger i det nære net, blot ikke i samme omfang, som i produktionsoverskudsområderne.

I det følgende beskrives metoden til at beregne den gennemsnitlige afstand fra et VE-projekts nærmeste transmissionsstation til en central transmissionsstation, til brug for udregning af standardomkostninger til netudbygninger i det nære net.

Energinet har ved denne metode valgt at beregne en gennemsnitsafstand. Dette er gjort for at sikre en transparent og ensartet betaling inden for denne køberkategori af netbrugere. En alternativ metode kunne være at lade afstanden i det konkrete projekt være afgørende. Dvs. at længden på traceet i det konkrete projekt skulle ganges på enhedsomkostningen for kablet.

6.2.1 Datagrundlag for anlægsprojekter

Beregningerne tager udgangspunkt i en oversigt over samtlige nye VE-projekter Energinet har kendskab til. VE-pipelinelisten er ikke offentlig tilgængelig, da den indeholder fortrolig information. Forsyningstilsynet vil dog have adgang til at gennemgå og validere datagrundlaget.

Oversigten indeholder alle VE-projekter, der er eller har været kendskab til, uanset nuværende status. Projekterne i listen er i forskellige planlægningsfaser, og det er ikke alle projekter i oversigten, der forventes at blive realiseret. Det vil sige, at listen også indeholder projekter, der tidligere har været aktivitet omkring, men nu vurderes at være aflyst eller sat på hold.

I denne metode frasorteres projekter, som enten er aflyst eller sat på hold, og der beregnes dermed en gennemsnitlig afstand på baggrund af de resterende projekter i listen.

6.2.2 Centrale transmissionsstationer

Til brug for beregning af afstande i det nære net udpeges de centrale transmissionsstationer – altså de knudepunkter, hvorfra det videre effektflow primært har karakter af transport mellem områder. Når der skal tilsluttes produktionsanlæg i de enkelte områder, vil det altså være nødvendigt at forstærke det nære net hen mod disse centrale transmissionsstationer.

Stationer defineres som *centrale transmissionsstationer* på baggrund af mindst et af følgende kriterier:

- Alle stationer med 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformering.
- Udvalgte stationer på 132-150 kV-niveau, som udgør centrale og stærke knudepunkter i 132-150 kV-nettet. Disse stationer identificeres i forbindelse med Energinets planarbejde.³⁶

De nuværende centrale transmissionsstationer er illustreret nedenfor på Figur 8 nedenfor i afsnit 6.2.4.1.

Listerne over centrale transmissionsstationer skal opdateres, når der etableres nye transformeringsskudpunkter til 132 kV- eller 150 kV-stationer fra et højere spændingsniveau. For områder uden transformering fra 400 kV vurderer Energinet, om udbygning af transmissionsnettet ændrer stationernes karakter i en sådan grad, at der skal udpeges en ny central transmissionsstation. Listerne opdateres, når anlægsprojektet er endeligt godkendt efter § 4 i lov om Energinet.

6.2.3 Beregningsmetoden for standardafstanden

I Energinets interne liste med overblik over kendte VE-projekter er angivet alle de VE-projekter, Energinet har kendskab til, samt deres omtrentlige lokation. For VE-projekter tilsluttet på transmissionsniveau fastlægger Energinet en forventet tilslutningsstation i transmissionsnettet. For VE-projekter tilsluttet på distributionsniveau fastlægger Energinet, baseret på eventuel information fra netvirksomheden, en forventet tilslutningsstation i distributionsnettet, samt hvilken transmissionsstation denne forsynes fra.

For alle anlæg beregnes afstanden mellem transmissionsstationen og nærmeste centrale transmissionsstation. Dvs. at for VE-anlæg tilsluttet i distributionsnettet indgår afstanden fra tilslutningsstationen i distributionsnettet til den transmissionsstation, som den hører ind under, IKKE i analysen. For alle stationer kendes længde- og breddegrader. Disse oplysninger findes i Energinets GIS-systemer. Oplysningerne benyttes til at beregne afstanden til nærmeste centrale

³⁶ Energinets planarbejde dokumenteres ved udgivelse af fx Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021 og Energinet skal fremadrettet udarbejde en langsigtet udviklingsplan. Tidligere og kommende analyser vil fremgå af Energinets hjemmeside via: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning>

transmissionsstation i kilometer. Afstanden er givet ved fugleflugt, tillagt 10 %³⁷ for at tage højde for det faktiske kabeltrace.

Resultatet af afstandsberegningen nedrundes til nærmeste hele antal kilometer.

6.2.3.1 Metode for opdatering af standardafstanden i det nære net

Energinet vil genberegne standardafstanden i det nære net hvert år i forbindelse med udmeldingen af de samlede tariffer for det følgende år. Udbygningen af transmissionsnettet med nye stationer, der kan påvirke standardafstanden, sker relativt langsomt og en fastlæggelse af ny standardafstand forventes derfor ikke at ændre sig i noget større omfang fra år til år. Energinet vil årligt i forbindelse med tariffastsættelsen offentliggøre kortet over centrale transmissionsstationer.

6.2.4 Resultater ved anvendelse af metode for beregning af standardafstand i det nære transmissionsnet

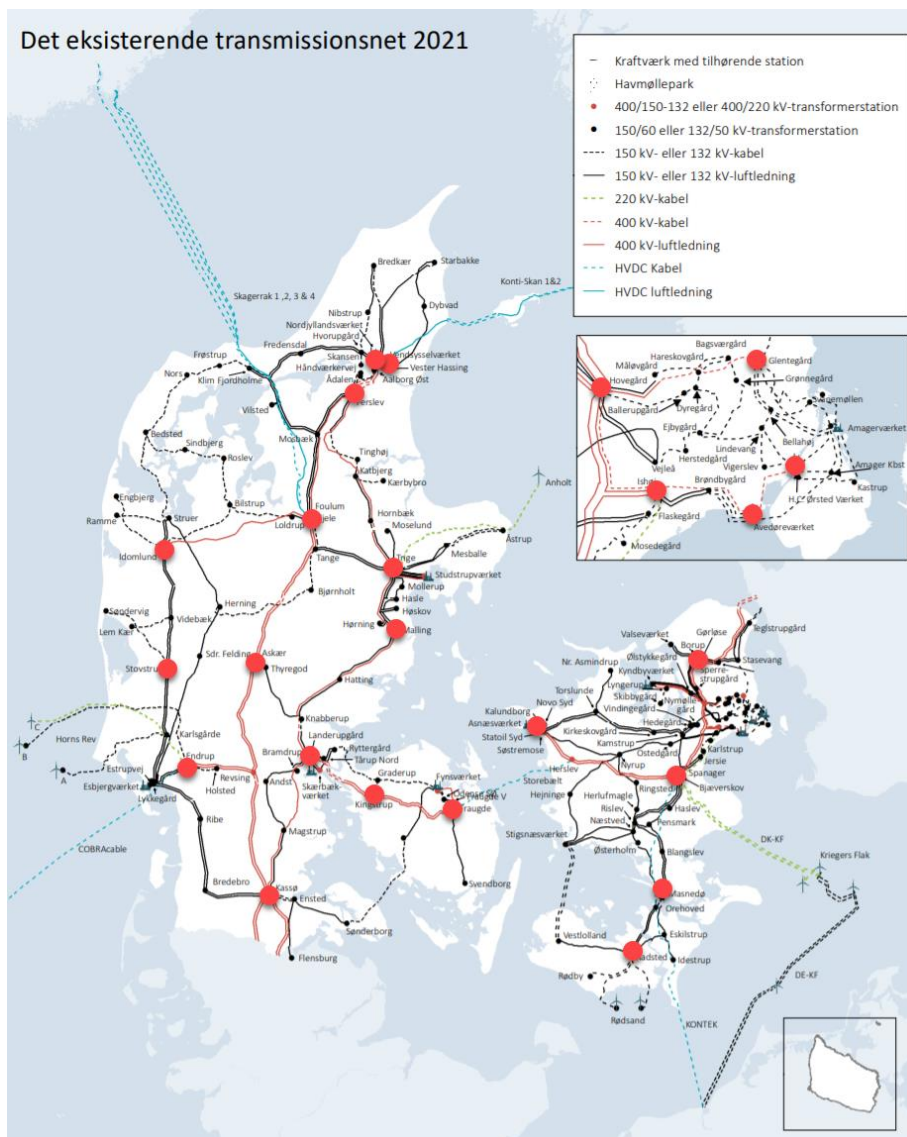
I det følgende illustreres, hvad resultaterne vil være ved anvendelse af metoderne ovenfor baseret på de data, som Energinet har på nuværende tidspunkt. Det beskrives således hvilke transmissionsstationer, der udpeges som centrale transmissionsstationer, samt hvilken standardafstand dette dermed giver anledning til, når disse stationer kombineres med oplysningerne om VE-projekters placering.

6.2.4.1 Identifikation af centrale transmissionsstationer

Med baggrund i metoden er der udover 400 kV-stationerne identificeret to områder, som ligger langt fra et 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformeringspunkt, hvilket er henholdsvis Lolland-Falster og Sydsjælland. Det er vurderet, at det videre effektflow fra disse områder primært har karakter af transport, f.eks. til forsyning af forbrug i det øvrige Sjælland eller eksport via handelsforbindelser. Derfor udpeges hhv. 132 kV-station Radsted på Lolland-Falster, og den kommende 132 kV-station Vordingborg Nord i Sydsjælland, desuden som centrale transmissionsstationer.

Et samlet overblik over udvalgte centrale transmissionsstationer er vist i nedenstående figur.

³⁷ I Netudviklingsplan 2013, der kan findes her: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlægning>, er der benyttet et tilæg på 15 % i åbent land. På baggrund af erfaringer er der i nærværende metode valgt en mindre konservativ tilgang på 10 %, hvilket også er nuværende praksis i Energinets planlægning.



Figur 8: Centrale transmissionsstationer

I Vestdanmark er der tale om nedenstående stationer.

Stationer i DK1		
Askær	Kassø	Stovstrup
Endrup	Landerupgård	Tjele
Ferslev	Malling	Trige
Fraugde	Nordjyllandsværket	Vester Hassing
Idomlund		

Og stationerne i Østdanmark ses nedenfor.

Stationer i DK2		
Asnæsværket	Gørlose	Radsted
Avedøreværket	H.C. Ørstedværket	Vordingborg Nord
Bjæverskov	Hovegård	
Glentegård	Ishøj	

Der ses bort fra Bornholm, da Energinet ikke har nogen stationer på øen.

6.2.4.2 Resultater af beregningen af standardafstand i det nære net

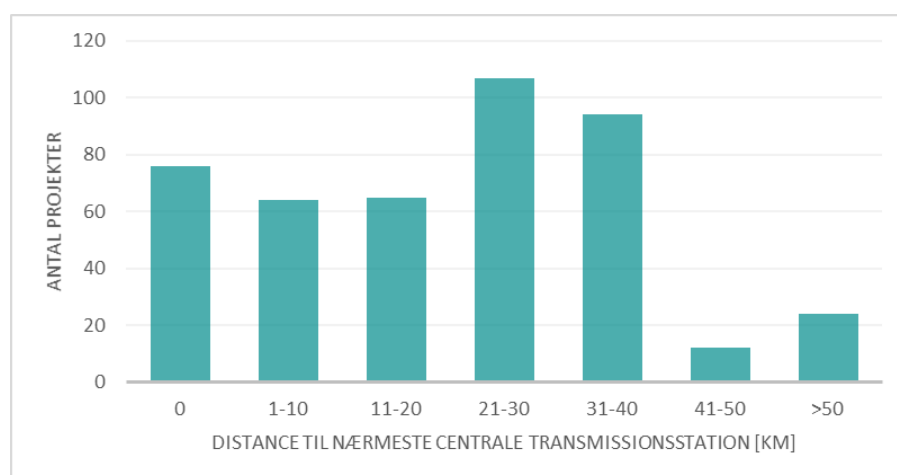
Tages der udgangspunkt i de identificerede centrale transmissionsstationer fra forrige afsnit og i VE-projekterne fra Energinets oversigt over projekter samt en antagelse om, at en forbindelsesstrækning mellem to stationer er lig fugleflugtslinjen + 10%, som beskrevet i metoden, opnås resultaterne i *Tabel 2*. Her konkluderes det, at der i gennemsnit er 21,6 km fra VE-projekternes nærmeste TSO station til en central transmissionsstation.

Resultater ved beregning af standardafstand i det nære net	
Landsdel:	DK1
Antal VE-projekter:	336
Samlet distance* [km]:	7457,46
Gennemsnitlig distance* [km]:	22,19
Landsdel:	DK2
Antal VE-projekter:	106
Samlet distance* [km]:	2089,94
Gennemsnitlig distance* [km]:	19,72
Landsdel:	Danmark
Antal VE-projekter:	442
Samlet distance* [km]:	9547,4
Gennemsnitlig distance* [km]:	21,6

Tabel 2: Tabellen opsummerer resultaterne. () referer til distancen fra VE-projekternes nærmeste transmissionsstation til nærmeste centrale transmissionsstation (fugleflugtslinjen + 10%).*

Resultatet nedrundes efter metoden til 21 km, og det er således denne værdi, der indgår ved beregningen af tilslutningsbidraget til det nære net.

I nedenstående figur ses et overblik over antallet af potentielle VE-projekter inddelt efter afstand til nærmeste centrale transmissionsstation.



Figur 9: Antal projekter inddelt efter afstand til nærmeste centrale transmissionsstation.

Det kan ses, at hovedparten af projekterne ligger i intervallerne 21-30 km og 31-40 km. Ca. halvdelen af projekterne ligger mindre end 20 km fra nærmeste centrale transmissionsstation, og en betydelig mængde forventes at blive tilsluttet direkte til en af disse. Anvendelsen af den standardiserede tilgang til tilslutningsbidraget til det nære net, medfører således at alle disse anlæg vil skulle betale det samme tilslutningsbidrag.

6.3 Tilslutningsbidrag fra distributionstilsluttede anlæg

I det følgende beskrives, hvilke bidrag distributionstilsluttede anlæg skal betale i forbindelse med tilslutningen.

6.3.1 Tilslutningsbidrag til det nære net

Produktionsanlæg tilsluttet i distributionsnettet påvirker også omkostningerne i transmissionsnettet. Dette er årsagen til, at der allerede nu også opkræves indfødningsstariffer fra distributionssystemstilsluttede producenter. I forhold til dimensioneringen af transmissionsnettet påvirker fire 50 MW produktionsanlæg tilsluttet på distributionsniveau i et produktionsoverskudsområde i udgangspunktet transmissionsnettet på omtrent samme vis som ét 200 MW anlæg tilsluttet direkte på transmissionsnettet. I denne sammenhæng fokuseres på påvirkningen af behovet for forstærkninger af det bagvedliggende, nære net. I forbindelse med beslutningen om at etablere anlæg vil det derfor hverken være omkostningsægte eller ikke-diskriminerende, hvis der ikke sikres en ensartet betaling til det bagvedliggende nære transmissionsnet fra anlæg på både transmissions- og distributionsniveau. Dette kan f.eks. være omkostninger til forstærkning i form af kabler eller 400/132-150 kV-transformere, etablering af VE-opsamlingsstationer eller andre omkostninger, der er fælles for tilslutning af VE-anlæg uanset spændingsniveau.

Energinet vurderer derfor, at det vil være omkostningsægte at opkræve et bidrag til det nære net fra anlæg på distributionsnettet. Såfremt dette ikke skete, ville det på uhensigtsmæssig vis diskriminere mellem tilslutning på de forskellige spændingsniveauer og dermed give skæve incitamenter til beslutningen om placering af anlæg. Det kunne bl.a. medføre et incitament til at opdele anlæg i mindre enheder for at undgå et tilslutningsbidrag til transmissionsnettet. Hvis der kun skulle opkræves et tilslutningsbidrag fra transmissionstilsluttede produktionsanlæg til dækning af forstærkninger af det bagvedliggende transmissionsnet, vil det således ikke sikre en rimelig fordeling af de omkostninger, som nye anlæg giver anledning til. Tilslutningsbidraget skal derfor også opkræves for distributionstilsluttede produktionsanlæg, for at sikre en rimelig, omkostningsægte og ikke-diskriminerende tarifiering.

På denne baggrund skal tilslutningsbidraget, der skal dække udbygning/forstærkninger af det nære transmissionsnet, som beskrevet ovenfor i afsnit 6.1, opkræves ved nettilslutning af både transmissions- og distributionstilsluttede anlæg.

6.3.2 Transformerbidrag

Anlæg i distributionsnettet skal ikke betale det stationsbidrag der er beskrevet i kapitel 4., da dette er beregnet ud fra en situation, hvor et anlæg tilsluttes direkte på transmissionsnettet. I disse tilfælde sker tilslutningen derimod i distributionsnettet og ikke i transmissionsnettet, og det giver derfor ikke anledning til nogen af de stationsrelaterede omkostninger, som dækkes via det standard stationsbidrag, som er beskrevet i kapitel 4.

Til gengæld medfører nettilslutning af produktionsanlæg i distributionsnettet øgede krav til transformerkapacitet for Energinets 132-150/10-60-transformere imellem transmissions- og

distributionsnettet. Der skal derfor i stedet fastlægges et tillæg til bidraget til det nære net, der tager højde for omkostningerne i Energinets transformere mellem transmissions- og distributionsnet. Hver enkelt transformer har en kapacitet, som typisk vil være væsentligt større end kapaciteten af et distributionstilsluttet produktionsanlæg. Det er derfor det mest omkostningsægte og ikke-diskriminerende at tage højde for dette i form af et transformerbidrag, der beregnes som en enhedspris pr. MW – svarende til at et produktionsanlæg skal betale for den andel af transformerkapaciteten, som der er behov for pga. produktionsanlægget.

Der skal altså tages højde for, hvorvidt det er produktion eller forbrug, der er dimensionerende for transformerkapaciteten i en station. Et nyt produktionsanlæg i distributionsnettet giver kun anledning til ekstra omkostninger til transformerkapacitet, hvis det i forvejen er produktion, der er dimensionerende for transformerkapaciteten.

Her gør der sig det særlige forhold gældende, at behovet for ekstra transformerkapacitet i en station pga. nettilslutning af ekstra produktion *under* stationen ikke afhænger af, om stationen befinder sig i et produktions-overskuds-område eller i et forbrugsdomineret område. Det afhænger i stedet kun af balancen imellem forbrug og produktion *under* den enkelte station, da det alene er det, som afgør behovet for transformerkapacitet. Og som det er beskrevet i afsnit 5.3.1.1 (under Trin 2), kan der godt være en enkelt forbrugsdomineret station i et produktions-overskuds-område – eller omvendt. Energinets områdeopdeling for geografisk differentiering er derfor ikke relevant ift. transformerbidraget.

6.3.3 Fastlæggelse af indfødningsomfang for produktionsanlæg tilsluttet i distributionsnettet

Når et nyt produktionsanlæg bliver nettilsluttet i distributionsnettet, skal der indgås en nettilslutningsaftale med distributionsselskabet. Produktionsanlæggets indfødningsomfang ift. distributionsnettet bliver fastlagt i denne aftale.

Det fremgår af Dansk Energis metodeanmeldelse af 31. januar 2022, "Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse Standardtilslutningsbidrag", i afsnit 1.1.1.1 'Anlægskapacitet' på side 7, at produktionsanlæg skal betale pr. MVA for anlæggets indfødningsomfang. Det fremgår også af Dansk Energis metode, i afsnit 1.1.9 'Egenproducenter' på side 23, at egenproducenter også skal betale fuldt tilslutningsbidrag for det indfødningsomfang, som de ønsker.

Det med distributionsselskabet aftalte indfødningsomfang lægges også til grund for opkrævning af tilslutningsbidrag for bagvedliggende transmissionsnet samt for transformerbidrag.

Det fremgår også af Dansk Energis metodeanmeldelse af 31. januar 2022, "Anmeldelse af model for producentbetaling – Hoveddokument", i afsnit 6 'Nettilslutning med begrænset netadgang' på s. 20, at den enkelte kunde i nogle tilfælde har mulighed for at "kunne vælge, om hele eller alene en del af indfødningsomfanget skal tilsluttes med begrænset netadgang." Den præcise model for dette skal fremgå af et bilag 3, som Dansk Energi vil efteranmelde.

Disse aftaler om begrænsede netadgang – eller afbrydelighed – vedrører imidlertid kun tilslutningsbetaling og kapacitetsforhold i distributionsselskabets net. Det er distributionsselskabet, som har ret til at aktivere afbrydeligheden i tilfælde af begrænsninger i deres net. Energinet er ikke part i sådanne aftale, og kan ikke benytte sig af eventuelle aftaler om begrænset netadgang ift. distributionsnettet.

Energinet kan derfor ikke skelne imellem om hele, en del af eller intet af indfødningsomfanget er med begrænset netadgang. Energinet vil derfor lægge det samlede indfødningsomfang –

uafhængigt af om det er med begrænset netadgang eller ej – til grund for opkrævning af tilslutningsbidrag for bagvedliggende transmissionsnet og transformerbidrag.

6.3.4 Metode for fastlæggelse af transformerbidrag fra distributionstilsluttede anlæg

Hvis produktionen under en transmissionsstation overstiger forbruget med så meget, at det er produktionen, der er dimensionerende for transformerkapaciteten i stationen, vil al ekstra produktionskapacitet kræve ekstra transformerkapacitet. Dvs. at det i den situation er produktion, der definerer udbygningsbehovet fsva. transformerkapacitet. Og omvendt, hvis forbruget under en transmissionsstation overstiger produktionen med så meget, at det er forbruget der er dimensionerende for transformerkapaciteten i stationen, vil ekstra produktionskapacitet ikke medføre behov for ekstra transformerkapacitet. Dvs. at det i den situation er forbruget, der definerer udbygningsbehovet fsva. transformerkapacitet.

Dansk Energi har d. 31. januar 2022 anmeldt deres metode for producentbetaling til Forsyningstilsynet. Den geografiske differentiering i den metode er netop baseret på et kriterie for, om det er produktion eller forbrug, der definerer udbygningsbehovet i distributionsnettet under en station, og hvor det er maksimaleffekten, der bestemmer behovet. Dansk Energi har desuden ladet maksimaludvekslingen i en 132-150/10-60 kV-transformerstation være deres **indikator** for, hvorvidt det er forbrug eller produktion, der driver behovet for udbygning af distributionsnet *under* stationen.

Dette er beskrevet i Dansk Energis metodeanmeldelse af 31. januar 2022, "Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag", i afsnit 1.2.1 "Definition på geozoner"³⁸.

Det fremgår heraf, at:

"Til fastlæggelse af, hvilken geozone hver 132-150/10-60 kV-station tilhører, er der udarbejdet en metode, hvor hver 132-150/10-60 kV-station inddeles i de 3 forskellige geozoner. Metoden baserer sig på:

1. Timebaserede måledata fra det seneste år, tillagt (se afsnit 1.2.3) [red. henvisning ift. Dansk Energis notat.]
2. Timebaserede forbrugs- eller produktionsprofiler for nye kunder større end 5 MW, der er indgået tilslutningsaftale med, men som endnu ikke er idriftsat (se afsnit 1.2.4). [red. henvisning ift. Dansk Energis notat.]

Ved at benytte udvekslingsdata i forhold til transmissionsnettet sikres, at der anvendes et ensartet datagrundlag af høj kvalitet på tværs af landet.

Ved at medtage både eksisterende og kommende anlæg sikres det, at der skabes en geozone-inddeling med en længere horisont, end hvis blot de historiske data var taget i brug til inddelingen. Grundlæggende tager det ofte år, fra en nettilslutningsaftale indgås, til det tidspunkt, hvor det pågældende anlæg idriftsættes. Dermed vil de målte data alene ikke være retvisende for den effektbalance et område har, og dermed for, om det er forbrug eller produktion, der dominerer.

³⁸ Samtlige dokumenter i Dansk Energis metodeanmeldelse om producenttariffer er tilgængelige via Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/hoeringer/hoering-over-dansk-energis-anmeldelse-af-model-branchevejledning-for-producentbetaling-i-eldistributionsnettet>

De resulterende timebaserede værdier (8.760 målinger pr. år, hvor forbrugsmålinger er positive værdier, og produktionsmålinger er negative værdier) vurderes ift. nedenstående definitioner for de 3 geozoner.

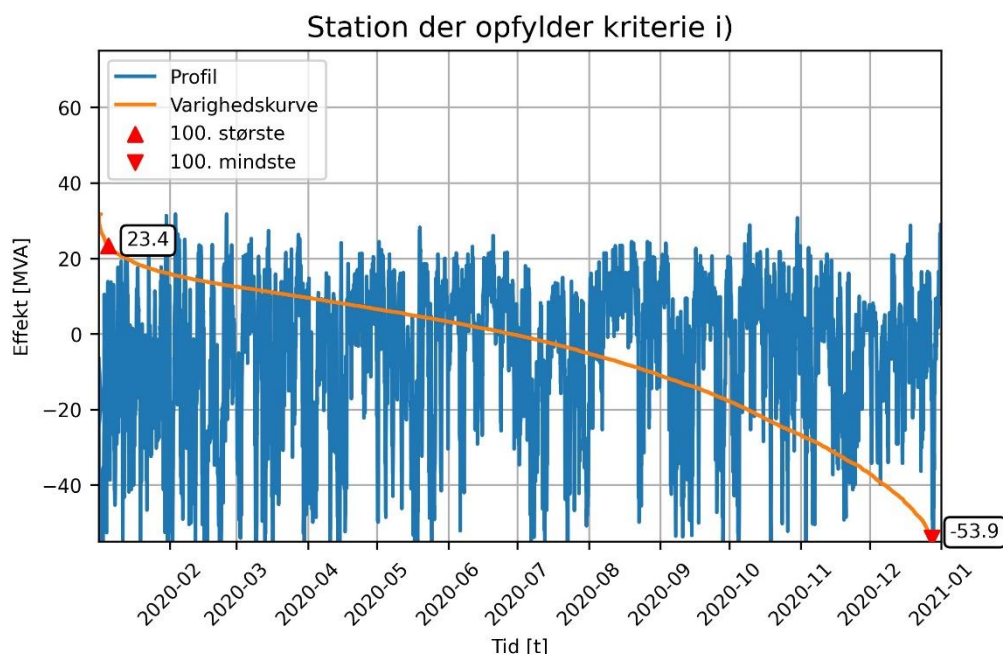
Rød geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i rød geozone, hvis følgende kriterie er opfyldt:

- i Numerisk er den 100. mindste timemåling (produktion) (ud af 8.760 målinger pr. år), større end den 100. største timemåling (forbrug). ”

Opfylder en station ovenstående kriterie, skal stationens underliggende net dimensioneres efter produktionen. Dvs., at nye produktionsanlæg tilsluttet det underliggende net medfører en forøgelse af spidsbelastningen i netkomponenterne og derfor et større forstærknings- og udbygningsbehov, end hvis et forbrugsanlæg tilsluttes det underliggende net. Der kigges på den 100. numerisk største produktions- og forbrugstime for at sikre, at der tages udgangspunkt i et repræsentativt effektflow, og ikke et effektflow, som eksempelvis skyldes omlægninger i nettet.”

Nedenstående Figur 10, som er gengivet fra Dansk Energis metodeanmeldelse, illustrerer hvorledes dette kriterie anvendes for en konkret transmissionsstation, hvor produktion er dimensionerende for udvekslingskapaciteten imellem transmission og distribution. Det 100. største forbrugstræk (udtag fra transmissionsnettet) er på ca. 23 MW (positivt tal), mens det 100. største produktionsmåling (indfødnings i transmissionsnettet) er på ca. 53 MW (negativt tal). En station som denne vil altså være i rød geozone.



Figur 10 Illustration af station, som opfylder rød geozone kriterie i. (Kilde: Dansk Energi)

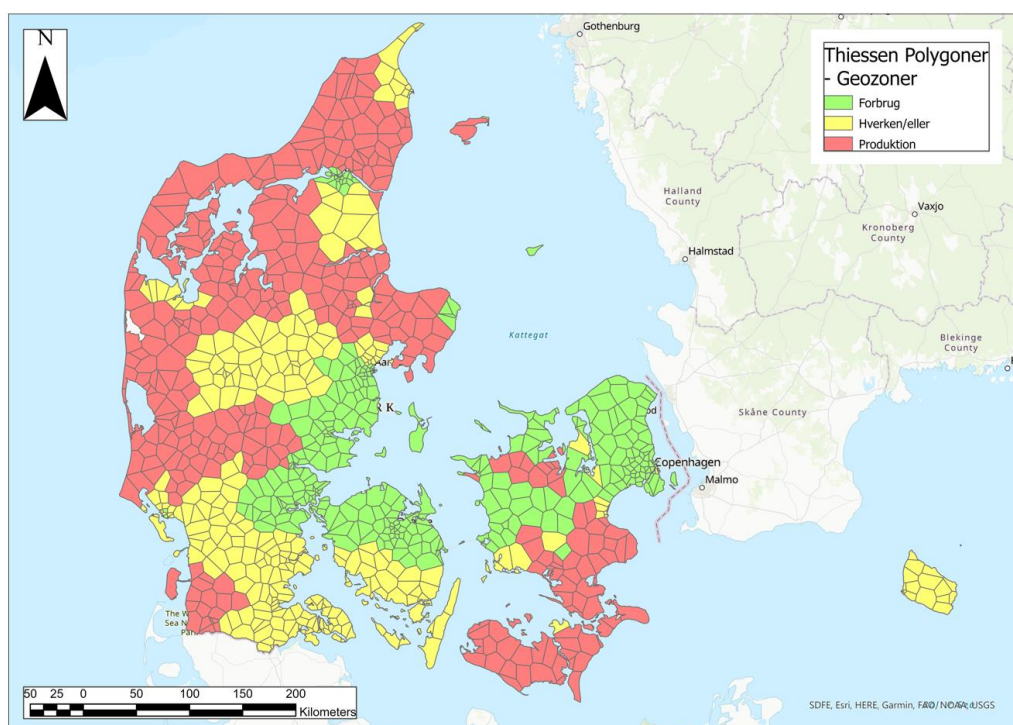
Dansk Energis definition af geozoner indbefatter også en grøn og en gul geozone.

- Den grønne geozone er for stationer, hvor der stort set kun er forbrugstræk fra transformestationen.

- Gul zone er for alle resterende transformerstationer, som hverken ligger i en rød eller grøn geozone. I de gule geozoner er der stadig overvægt af forbrugstræk fra overliggende net, men der er også indføddning til overliggende net i et eller andet omfang.

Dansk Energi har behov for at skelne imellem dette, idet det har betydning ift. om det kun er forbrug eller om det er en kombination af forbrug og produktion, der er dimensionerende for distributionsnettet under transformerstationen.

Set ift. behov for transformerkapacitet i stationen er der imidlertid i begge tilfælde tale om, at det entydigt er forbrug, der er dimensionerende for udvekslingskapaciteten imellem transmission og distribution. Set ift. Energinets dimensionering af transformerkapacitet i stationerne er det derfor ikke relevant at skelne imellem grøn og gule geozoner. Figur 11 nedenfor viser den opdeling i røde, gule og grønne geozoner, som Dansk Energis metode resulterer i.



Figur 11 Geozoner med stationer - iflg. Dansk Energis opgørelse (Kilde: Dansk Energi)

Anvendelsen af Dansk Energis kriterium for geozoner giver en naturlig metodemæssig sammenhæng imellem Dansk Energis og Energinets metoder. Da det desuden er DSO'erne, som har hele kundekontakten ifm. nettilslutning af produktionsanlæg i distributionsnettet, må det i praksis også forventes, at netselskaberne vil få en rolle ifm. at der skal opkræves tilslutningsbidrag ift. transmissionsnettet hos producenterne. Der er derfor ingen grund til, at Energinet udarbejder sin egen klassificering som netselskaberne allerede har lavet. Det vil blot være unødvendigt dobbeltarbejde, og det vil i stedet være enklere og mere effektivt blot at lægge netselskabernes geozoner direkte til grund for Energinets klassificering. Anvendelsen af Dansk Energis kriterium for geozoner giver derfor også en naturlig administrativ sammenhæng imellem Dansk Energis og Energinets metoder.

Baseret på de ovenstående betragtninger vil Energinet opkræve transformerbidrag for produktionsanlæg tilsluttet i det underliggende net på følgende måde.

- Energinet vil opkræve fuldt transformerbidrag pr. MW for de stationer, som ligger i rød geozone i henhold til Dansk Energis metode for producentbetaling.

- I alle øvrige stationer – dvs. stationer, som ligger i grøn eller gul geozone i henhold til Dansk Energis metode for producentbetaling – vil Energinet ikke opkræve et transformerbidrag, idet der ikke skal allokeres ekstra transformerkapacitet til ny produktion under disse stationer, ud over hvad der i forvejen er behov for af transformerkapacitet i stationen af hensyn til forbruget.

6.3.5 Metode for fastlæggelse af det samlede tilslutningsbidraget fra distributionstilsluttede anlæg

Tilslutningsbidraget til det nære net fra distributionstilsluttede anlæg, fastlægges som summen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet, som er fastsat for de transmissionstilsluttede anlæg og et transformerbidrag. Transformerbidraget differentieres geografisk ift. om det er produktionen der er drivende for behovet for yderligere transformerkapacitet. Differentieringen følger den geografiske opdeling, som er angivet i det foregående afsnit.

Transformer-bidraget pr. MW for produktionsanlæg i distributionsnettet opgøres på basis af planlægningsprisen for en 160 MVA-transformer (inkl. alle dele - felt på primærsiden, projektering, mv), divideret med dens MVA-rating. Der tages udgangspunkt i et standard enkelt afbryderkoncept. Der er ikke behov for at korrigere for $\cos(\varphi)$, da $\cos(\varphi) \approx 1$, og dermed vil 1 MVA således svare til 1 MW.

Metoden tager udgangspunkt i, at der er fysisk plads på stationen, hvor transformeren og tilslutningsfeltet på primærsiden skal etableres, ligeledes er der fysisk plads i stationens manøvrebygning til manøvre og styringstavler.

Ved fastsættelse af enhedsomkostning pr. MW rundes til sidst ned til et beløb med tre betydende cifre.

Eksempel med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021:

Den følgende beregning er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidraget. Det endelige transformerbidrag for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tariffudmelding for det enkelte år.

Etablering af en 160 MVA 150/60 kV-transformer med tilslutning på 150 kV-niveau beregnes med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021.

Anlægsbudgettet er beregnet til: 19.588.521 DKK.

Transformerbidraget pr. MW for en nettilslutning af produktion i distributionsnettet bliver dermed: Enhedspris pr. MW: $19.588.521 \text{ DKK} / 160 \text{ MVA} = 122.428 \text{ DKK/MW}$

Med den i metoden anførte nedrundingsregel bliver transformerbidraget således: 122.000 DKK/MW.

Dette transformerbidrag vil blive opkrævet fra anlæg, der tilsluttes i distributionsnettet under de transformerstationer, der er udpeget via metoden i afsnit 6.3.4.

6.3.6 Metode for opdatering af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet fra distributionstilsluttede anlæg

Energinet vil årligt beregne tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet fra distributions-tilsluttede anlæg. Dette vil ske sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af tilslutningsbidragene til det nære transmissionsnet fra distributionstilsluttede anlæg, ligesom det med den årlige fastsættelse af stationsbidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger for Energinet ved at tilslutte nye produktionsanlæg i distributionssystemet.

6.3.7 Tidspunkt for fastlæggelse af tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet for et nyt anlæg tilsluttet i distributionssystemet

Tilslutningsbidraget til det nære net for det enkelte produktionsanlæg tilsluttet i distributionssystemet fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Information om bidraget vil være tilgængelig for anlægsejer i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer, herunder tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet for distributionstilsluttede anlæg. Energinet vil samarbejde med netvirksomhederne om at sikre at informationen er tilgængelig i processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale. Priserne vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 10.1.

Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigthed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredjepart.

6.3.8 Undtagelse for opkrævning af tilslutningsbidrag fra små lavspændingstilsluttede anlæg

Dansk Energi har i deres anmeldelse af ny tarifmodel for elproducenter fastlagt en undtagelse for opkrævning af tilslutningsbidrag for små lavspændingstilsluttede anlæg. Det fremgår af afsnit 4.1.7 i deres *Anmeldelse af model for producentbetaling til eldistributionsnettet – Hoveddokument*³⁹, at:

”Anlæg på 50 kW eller mindre undtages for tilslutningsbetaling. Dansk Energi har vurderet, at sådanne små anlæg, der altovervejende vil være tilsluttet på 0,4 kV-niveau mhp. egenproduktion, ikke giver anledning til væsentlige omkostninger til forstærkning og udbygning af det kollektive net, da indføddningen typisk forbruges af andre kunder i lavspændingsnettet lokalt. Dertil kommer, at matriklen, hvorpå disse anlæg står, har en forbrugstilslutning, og dermed vil der allerede være betalt for selve tilslutningen.

Det er en forudsætning for undtagelsen for anlæg op til og med 50 kW, at kunden har et leveringsomfang på forbrugssiden, der modsvarer produktionsanlæggets indføddningseffekt. Ellers skal der svares almindeligt forbrugstilslutningsbidrag herfor. Grænsen på 50 kW bør genbesøges om højst 5 år ift., om den fortsat er omkostningsægte.”

Energinet noterer sig Dansk Energis vurdering af i hvilket omfang anlæg på eller under 50 kW giver anledning til væsentlige omkostninger til forstærkning og udbygning af distributionssystemet. Energinet lægger vægt på, at producentbetalingen både skal være transparent og letforståelig for de mindre netbrugere, som ikke er professionelle aktører i energisystemet og på, at der

³⁹ Dokumenterne fra Dansk Energi vil være tilgængelige på Forsyningstilsynets hjemmeside i forbindelse med tilsynets udsendelse i høring af Dansk Energis metode.

er en naturlig sammenhæng imellem netselskabernes og Energinets metode for producentbetaling samt, at der ikke skal være større administrative processer for at opkræve relativt små beløb. Energinet vil derfor lægge samme grænse til grund og vil ikke opkræve tilslutningsbidrag af anlæg på 50 kW eller derunder i de tilfælde, hvor netselskaberne heller ikke gør det.

7. Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning

Dette kapitel indeholder beskrivelse af en række særtilfælde, der har indflydelse på hvilken betaling et nyt anlæg skal betale i forbindelse med tilslutningen. Det drejer sig om opkrævning af en supplerende tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor anlægsejer fravælger tilslutningsløsningen med de laveste omkostninger. Derudover er en beskrivelse af håndtering af tilfælde med både produktion og forbrug bag et tilslutningspunkt, samt tilslutninger i forbindelse med statslige udbud.

7.1 Supplerende tilslutningsbetaling ved fravalg af løsning med laveste samlede omkostninger efter § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen

Denne del af metodebeskrivelsen er gældende for transmissionstilsluttede produktionsanlæg, som er omfattet af nettilslutningsbekendtgørelsen.

Energinet er i forbindelse med tilslutninger af nye produktionsanlæg efter nettilslutningsbekendtgørelsens § 3 forpligtet til at anvise et tilslutningspunkt og fastsætte et spændingsniveau med de laveste samlede omkostninger. I de tilfælde, hvor anlægsejer tilslutter sig i dette tilslutningspunkt, betales det stationsbidrag, som er beskrevet oven for i afsnit 4. Hertil kan komme et tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet i produktionsoverskudsområder, se kapitel 6.

I tilfælde, hvor tilslutningspunktet efter § 3 ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau, opstår der efter nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 om afstandskravet *to muligheder* for tilslutning:

1. *Dispensationsløsning:* Tilslutningspunktet med de laveste samlede omkostninger vælges fortsat og dette kan ske efter dispensation fra Energistyrelsen, jf. 4, stk. 3, i nettilslutningsbekendtgørelsen.
2. *Energinet fremfører nyt net:* Energinet fører nyt net frem til et tilslutningspunkt, der ikke ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station.

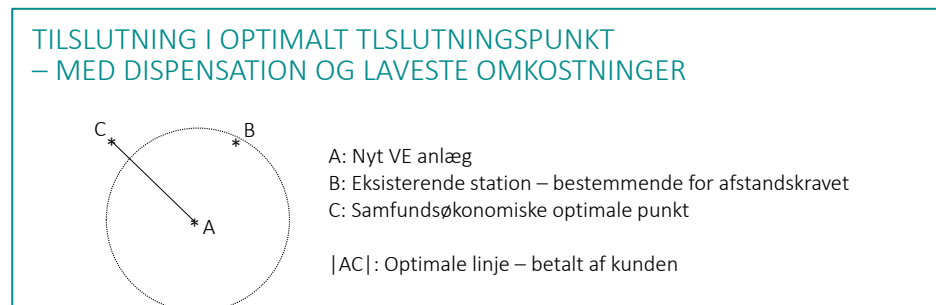
Disse to muligheder og deres konsekvenser for betalingen gennemgås i de følgende afsnit.

Det skal bemærkes, at i den sædvanlige tilslutning vil den samfundsøkonomiske billigste løsning være at tilslutte et givent anlæg i nærmeste station på relevante spændingsniveau. Men dette afsnit beskæftiger sig med de særlige tilfælde, hvor det ikke er samfundsøkonomisk billigst at tilslutte i nærmeste station på relevante spændingsniveau. Der kan være flere grunde til dette, herunder:

- Pladsudfordringer, som umuliggør tilslutning af anlægget i nærmeste eksisterende station uden uforholdsmæssigt store omkostninger til udvidelse af stationen.
- Og/eller kapacitetsudfordringer i nettet, som nødvendiggør etablering af nødvendige netforstærkninger frem til nærmeste eksisterende station.
- Samtidig med, at det ikke vurderes at være en samfundsøkonomiske fordel ved at fremføre nyt net til øvrige potentielle anlæg eller fremtidige udviklinger.

7.1.1 Dispensationsløsning

I dette tilfælde ansøger anlægsejer Energistyrelsen om dispensation fra afstandskravet i § 4. Det betyder, at anlægget nettilsluttes i det efter § 3 anviste tilslutningspunkt i stedet for et tilslutningspunkt iflg. § 4. Omkostningerne ved nettilslutningen fra anlægget og frem til tilslutningspunktet afholdes af anlægsejer ifølge reglerne i nettilslutningsbekendtgørelsen.



Ved anvendelse af dispensationsløsningen betales det sædvanlige standard-stationsbidrag, som er beskrevet i kapitel 4, samt et bidrag til det nære transmissionsnet, beskrevet i kapitel 6, som er afhængig af den geografiske kategorisering af området, som enten produktionsoverskudsområde eller forbrugsdomineret område.

Anlægsejer får ved denne løsning selv mulighed for at etablere den elektriske infrastruktur frem til det efter § 3 anviste tilslutningspunkt. Anlægsejer kan have fordele ved dette, idet det muligvis kan gøres både hurtigere og billigere, end hvis Energinet i stedet skal opstarte et separat projekt for at fremføre eller forstærke nettet. Det må forventeligt være en samlet set billigere løsning for anlægsejer end de omkostninger, der vil blive pålagt anlægsejer, hvis der skal laves en løsning, hvor Energinet skal fremføre nyt net/forstærke det eksisterende, se afsnit 5.2.

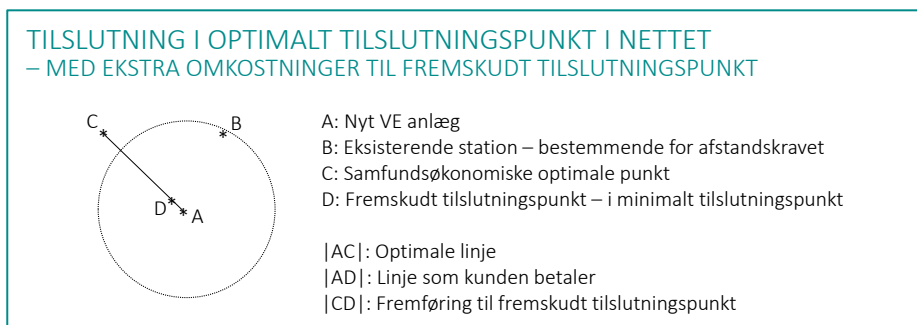
7.1.2 Energinet fremfører nyt net

Såfremt anlægsejer ikke ønsker at søge om dispensation, skal der iflg. bekendtgørelsen enten forstærkes i det eksisterende kollektive elforsyningsnet eller fremføres net til et nyt tilslutningspunkt, der ikke ligger længere væk fra anlægget end den nærmeste station på det relevante spændingsniveau på 50/60 kV eller derover.

Idet det efter § 3 fastlagte punkt er det samfundsøkonomisk optimale tilslutningspunkt, og idet den samfundsøkonomiske forskel fsva. *selve* nettilslutningen kun er forskellen i længden af den elektriske infrastruktur efter § 3, hhv. efter § 4, er det forventningen, at nettilslutningen med de samlet set laveste omkostninger indenfor betingelserne i § 4 altid vil være den løsning, hvor der fremføres net til et nyt tilslutningspunkt, der ikke ligger længere væk fra anlægget end den nærmeste station. Det er derfor denne mulighed, der forudsættes her.

Fremføring af et nyt nettilslutningspunkt vil medføre en række ekstra omkostninger til netudbygning, som ikke vil være en del af den netplanlægning, som Energinet vurderer er samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og ikke foretages af hensyn til den fremtidige planlægning af elforsyningssystemet. Omkostningerne ved denne løsning er derfor udelukkende drevet af den særlige udbygning af hensyn til det konkrete projekt, og det vil derfor være omkostningsægte at opkræve disse meromkostninger direkte ved den pågældende anlægsejer.

Energinet gennemfører anlægsprojektet udelukkende for at opfylde afstandskravet. Når der er tale om at fremføre net til et nyt tilslutningspunkt, anvendes metoden som beskrevet under "Fremføring af net til nyt tilslutningspunkt" herunder.



Figur 12 Fremføring af minimalt tilslutningspunkt

De faktiske omkostninger til fremføring opkræves direkte fra VE-anlægs-ejeren som et individuelt ekstra tilslutningsbidrag. Hertil kommer betaling af det sædvanlige standard-stationsbidrag, samt bidraget til det nære transmissionsnet, afhængig af områdetyper (overskuds- eller underskuds-område), jf. kapitel 5.

Opkrævningen af disse omkostninger sker både fordi det er omkostningsægte, da det er anlægsejer, der konkret driver dem, men også for at sikre mod uhensigtsmæssige incitamenter til at placere sig uhensigtsmæssigt i nettet. I den situation, hvor der er plads i nærmeste station, vil anlægsejer ifølge nettilslutningsbekendtgørelsen skulle betale for sin tilslutning frem til nærmeste station. I tilfælde, hvor der ikke er plads i nærmeste station og hvis Energinet derfor skal fremføre net til anlægget inden for afstandskravet, vil Energinet ofte etablere tilslutningspunktet helt ude ved det pågældende anlæg – som illustreret med placeringen af pkt. D på Figur 12 ovenfor. Der kan være flere årsager til dette. Energinet vil f.eks. ofte være forpligtet af natur- og miljøbeskyttelse hensyn til at samle tekniske anlæg, og derfor vil det derfor oftest også være hensigtsmæssigt, at tilslutningspunktet etableres tæt ved det konkrete anlæg, der skal tilsluttes. Derfor vil der meget sjældent være anledning til at etablere et fremskudt tilslutningspunkt på et mere eller mindre tilfældigt punkt mellem anlægget og den transmissionsstation, hvorfra der fremføres net.

Såfremt Energinet ikke som en del af sin tarifmodel ville opkræve disse faktiske omkostninger ved fremførelsen af net, så ville det give anlægsejer et meget væsentligt incitament til at vælge et tilslutningspunkt, der fremtvinger en sådan fremførelse af net. Herved vil anlægsejer kunne spare en meget væsentlig del af sin egen betaling til at fremføre egen elektrisk infrastruktur til nettilslutningspunktet, da nettilslutningspunktet i disse tilfælde bliver etableret meget tæt på selve anlægget. Se eksempel på situationen nedenfor i afsnit 7.1.4.

7.1.3 Fremføring af net til nyt tilslutningspunkt.

Ved fremføring af nyt tilslutningspunkt laves en projektbaseret løsning, der ikke indebærer etablering af en ny transformerstation, men hvor der kun fremføres et tilslutningspunkt, hvor der ikke forberedes til yderligere tilslutning af andre aktører eller øvrige udvidelser af anlægget i øvrigt – dvs. et projektspecifikt tilslutningspunkt – i samme eller mindre afstand end til nærmeste station på relevant spændingsniveau. Kablet fra det iflg. § 3 anviste tilslutningspunkt til det nye tilslutningspunkt etableres med en overføringsevne, som er tilstrækkelig ift. VE-anlæggets specifikationer.

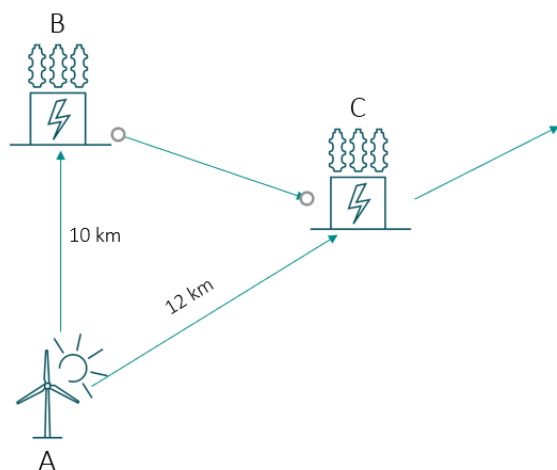
Det nye tilslutningspunkt kan f.eks. være et tilslutningspunkt, hvor der udelukkende etableres udstyr, som er nødvendigt for tilslutning af et produktionsanlæg iht. gældende love og regler eller udstyr, der er nødvendigt for sikker drift af vedligehold af udstyret, herunder bl.a. koblingsudstyr og måleudstyr.

Det nye tilslutningspunkt er ikke at betragte som en eksisterende station iht. afstandskravet i nettilslutningsbekendtgørelsen. Da der ikke bliver etableret en krafttransformer som en del af det kollektive net i det nye tilslutningspunkt, vil det nye tilslutningspunktet – jf. bekendtgørelsens definition af en eksisterende station – ikke være ”en transformerstation i det kollektive net” og kan derfor ikke indgå som en eksisterende station ift. fremtidige vurderinger af tilslutningspunkter efter bekendtgørelsen. Det nye tilslutningspunkt er blot en ”trædesten” til at forbinde produktionsanlæggets infrastruktur med Energinets fremførte kabel, som i øvrigt etableres og dimensioneres udelukkende af hensyn til det enkelte produktionsanlæg.

Denne løsning etableres for at minimere omkostningerne ved denne løsning mest muligt, således at de faktiske omkostninger, der skal opkræves hos anlægsejer, bliver færrest mulige, og så der vel at mærke – på nær selve det fremskudte tilslutningspunkt skal etableres – samtidig stadig etableres den samfundsøkonomisk optimale løsning med et leveringspunkt i pkt. C.

7.1.4 Eksempel på problemstillingen omkring fravalg af løsningen med laveste omkostninger

For at konkretisere ovenstående er der nedenfor præsenteret et eksempel til at illustrere problemstillingen. I eksemplet er der følgende situation. Et produktionsanlæg ønskes placeret i punktet A. Der er to nærliggende stationer beliggende i B og C. Der er et eksisterende, men svagt kabel mellem B og C med utilstrækkelig kapacitet ift. det nye anlæg. Dertil er der ikke plads i station B til at nettilslutte flere anlæg, og en stationsudvidelse vil være meget dyr. Begge stationer er placeret et stykke væk fra de centrale knudepunkter som er definerende fra det ”dybe net”. Afstanden fra A til B er 10 km og afstanden fra A til C er 12 km. Figuren nedenfor illustrerer situationen:



Der er således flere muligheder for tilslutning. I det nedenstående er tre muligheder beskrevet. Der er tale om overordnede beregninger, som er foretaget med henblik på illustration af størrelsesorden. I første omgang i forhold til de samfundsøkonomiske omkostninger, men bagefter også en konsekvensvurdering af de brugerøkonomiske omkostninger og dermed hvorfor det er nødvendigt at lave denne særregel.

Alternativ 1) Tilslutning i punktet med laveste samlede omkostninger

Tilslutningen med laveste samlede samfundsøkonomiske omkostninger, jf §3, er en direkte tilslutning i station C, da station B skal udvides, og da strækningen B-C skal forstærkes. De samfundsøkonomiske omkostningerne ved denne tilslutning vil være:

	Samfundsøkonomisk omkostning
Tilslutningsanlæg (A -> C) (12 km)	60 mio. kr.
Tilslutningsfelt i punkt (C)	7 mio. kr.
I alt	67 mio. kr.

Anlægsejer ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. uden for tariffbetalingen, hvilket vil sige stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) selv skulle afholde de 60 mio. kr. ved tilslutningsanlægget (A->C).

Alternativ 2) Tilslutning i nærmeste eksisterende station på relevant spændingsniveau

I situationen, hvor man tilslutter i station B, og dermed følger afstandskravet i § 4, skal station B skal udvides, og strækningen skal B-C forstærkes. Det giver anledning til en række samfundsøkonomiske omkostninger:

	Samfundsøkonomisk omkostning
Tilslutningsanlæg (A -> B)	50 mio. kr.
Tilslutningsfelt i punkt (B)	7 mio. kr.
Stationsudvidelse (B)	25 mio. kr.
Netforstærkning (B -> C)	50 mio. kr.
Kabelfelter (B og C)	14 mio. kr.
I alt	146 mio. kr.

Anlægsejer ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. uden for tariffbetalingen, hvilket vil sige stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) selv skulle afholde de 50 mio. kr. ved tilslutningsanlægget (A->B).

Alternativ 3) Tilslutning i et nyt fremskudt tilslutningspunkt

En tredje mulighed er at etablere et nyt tilslutningspunkt i umiddelbar nærhed af A og samtidig etablere et kabel frem til C. De samfundsøkonomiske omkostninger er:

	Samfundsøkonomisk omkostning
Tilslutningsanlæg (A -> C)	60 mio. kr.
Kabelfelt (C)	7 mio. kr.
Fremskudt tilslutningspunkt inkl. Tilslutningsfelt (nær A)	20 mio. kr.
I alt	87 mio. kr.

Anlægsejer ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. uden for tariffbetalingen, hvilket vil sige stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) alene have meget få omkostninger ved tilslutningen til det kollektive net, da det er Energinet, der fremfører det fremskudte tilslutningspunkt, og dette vil som beskrevet tidligere, meget ofte blive placeret meget tæt på anlægget.

Som det fremgår af disse tre eksempler, så er de samfundsøkonomiske omkostninger lavest i Alternativ 1). Denne mulighed kræver dog en dispensation fra afstandskravet i § 4. De to øvrige

alternativer følger § 4, men der er en væsentlig forskel i de samfundsøkonomiske omkostninger, hvor alternativ 3) med et fremskudt punkt er forbundet med de laveste omkostninger af alternativ 2) og 3).

Den samfundsøkonomiske billigste løsning, i dette tilfælde alternativ 1) kræver en dispensation fra afstandskravet, hvilket kræver, at de relevante parter er indforstået. Det må forventes, at det kræver, at der er tilstrækkelige økonomiske incitamenter for anlægsejeren til at vælge den samfundsøkonomiske bedste løsning. Standardmetoden, som præsenteret i dette dokument, med anvendelse af standard bidrag vil uden supplerende betaling give produktionsanlægsejeren klart incitament til at undgå en dispensation og så dermed udløse alternativ 3. Altså et fremskudt tilslutningspunkt, hvor omkostningen til kabel frem til tilslutningspunktet dækkes af Energinet. Dvs. at anlægsejer ellers ville kunne spare hele den kabelomkostning, som anlægsejer ville skulle have dækket efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler, hvis der havde været plads i den nærmeste eksisterende station. Der ligger således her et meget stort incitament til at placeres sig uhensigtsmæssig i nettet. Ved at fastholde, at løsningen skal overholde afstandskravet, altså alternativ 3), pålægges samfundet en ekstraomkostning på 20 mio. kr., og det er tilmed omkostninger der er direkte henførbare til dette anlæg. Derfor vil Energinet i dette særtilfælde overvælte denne omkostning til anlægsejeren.

Konkret betyder det, i dette eksempel, at anlægsejeren således kunne spare 20 mio kr ved at søge dispensation og tilsluttes sig direkte i C, altså alternativ 1). Denne besparelse ses ved at sammenligne omkostningerne i alternativ 1 med omkostningerne i alternativ 3. Uden dispensation og overvæltning til anlægsejeren vil denne omkostning skulle indregnes i standard tilslutningsbidragene, således at det er nye producenter som kundegruppe, der i fællesskab afholder disse omkostninger.

Dette er baggrunden for, at Energinet foreslår at opkræve alle disse ekstraomkostninger som et individuelt ekstra bidrag hos den udvikler, som direkte giver anledning til dem. Hvis udvikler selv medvirker til en dispensation, kan de unødvendige ekstraomkostninger til tilslutningspunktet og det ekstra felt desuden helt undgås.

7.2 Anlæg der etableres efter elproduktionsbekendtgørelsen

Elproduktionsbekendtgørelsen indeholder i § 26 regler, der fastlægger hvorledes Energinet skal anvise tilslutningspunkt ved tilslutning af anlæg på transmissionsnettet. Såfremt tilslutningspunktet med de laveste samlede omkostninger ikke er den nærmeste station på transmissionsniveau, finder reglerne beskrevet ovenfor i afsnit 7.1 tilsvarende anvendelse. Det betyder, at i tilfælde, hvor Energinet skal fremføre nyt net, som beskrevet i afsnit 7.1.2 og 7.1.3, opkræves et supplerende tilslutningsbidrag til at dække de faktiske omkostninger herved.

7.3 Tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor der bag ved tilslutningspunktet er både forbrug og produktion

For aktører, hvis anlæg nettilsluttes i transmissionsnettet med både forbrug og produktion etableret bag nettilslutningspunktet, skal der tages stilling til, hvilken betaling de skal erlægge i forbindelse med tilslutningen. Energinet har fået godkendt metode for opkrævning af omkostninger i forbindelse med nettilslutning af forbrugere på transmissionsniveau over 100 kV (18/07570⁴⁰), hvor det grundlæggende princip er, at forbrugeren afholder de direkte nettilslutningsomkostninger, som forbrugeren giver anledning til og vil for forbrugeren dække over de omkostninger, der er frem til og i nærmeste eksisterende station.

⁴⁰ Godkendt 29-05-2018 af Energitilsynet: Energitilsynet har metodegodkendt Energinets principper for nettilslutning af forbrugere på transmissionsniveau over 100 kV.

Det vil være uhensigtsmæssigt, hvis en aktør af hensyn til sin tilslutningsbetaling spekulerer i at dimensionere sit anlæg for at spare på tilslutningsbetaling, hvis ikke dette samtidig giver færre omkostninger for transmissionsnettet, således at denne mindre betaling er omkostningsægte. For at undgå spekulation i de forskellige tilslutningsbetalingsprincipper, vil det være mest hensigtsmæssigt og transparent klart at få fastlagt, hvor grænsetilfældene vil være.

På baggrund af disse overvejelser fastlægges tilslutningsbetalingen ud fra den model, der giver den største betaling. Her vurderes ud fra den samlede betaling i forbindelse med tilslutningen for hhv. forbrug og produktion. For produktion indgår stationsbidrag og bidrag til det nære net, samt evt. faktiske omkostninger i forbindelse med fravalg af løsning med samlet set laveste omkostninger. Det kan bemærkes, at hvis anlægsejeren kan udjævne sin produktion og forbrug inde i installationen, er der muligheder for at aftale et lavere indfødningsomfang end anlæggets fulde produktionseffekt, jf. afsnit 6.1.2.

Tilslutningsbidrag for aktører, hvis anlæg nettilsluttes i distributionsnettet med både forbrug og produktion etableret bag nettilslutningspunktet, behandles som beskrevet i afsnit 6.3.3.

7.4 Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud

I forbindelse med statslige udbud, hvor der i udbudsmaterialet er taget stilling til betalingsmæssige forhold vedrørende nettilslutningen, medfører dette, at Energinets almindelige model for tilslutningsbetaling ikke finder anvendelse.

VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud er fortsat forpligtet til at betale de løbende tariffer, medmindre de er omfattet af en undtagelse. Ændringer i den løbende tarifiering, fx ved at indfødningsstariffen hæves eller geografisk differentieres eller evt. på sigt ændres til hel eller delvis kapacitetsbetaling, ændrer ikke herpå.

8. Løbende tariffer – metode for geografisk differentieret indfødnings-tarif

I dette afsnit gennemgås de ændringer der foretages i metoden for den løbende indfødnings-tarifiering, dvs. den geografiske differentiering af denne tarif.

I dag opkræves der en indfødningsstarif på 0,3 øre/kWh, som har været fastholdt på samme niveau i mere end 10 år (Solceller, vindmøller og decentrale værker, der fortsat er omfattet af aftagepligten, er dog undtaget fra at betale indfødningsstarif, jf. XX) I det følgende afsnit beskrives det underliggende rationale for at indføre en geografisk differentiering af indfødningsstariffen. Derefter gennemgås betragtninger i forhold til fastlæggelse af de enkelte niveauer af indfødningsstariffer.

8.1 Rationale for at indføre en geografisk differentieret indfødningsstarif

Som det fremgår af kapitel 2.1, har det historisk primært været forbrugerne der har betalt for udvikling, drift og vedligehold af transmissionsnettet.

I takt med at energisystemet bliver omstillet til vedvarende energi og denne typisk etableres på markedsvilkår, er der også en større del af udbygningerne af transmissionsnettet, der er udløst af den længere afstand mellem produktionen og forbruget. Den primære *cost driver* for det dybe net er den hermed forbundne og voksende transportopgave, som Energinet varetager.

Transportopgaven er størst i de områder, hvor der er mere produktion end forbrug, dvs. i produktionsoverskudsområder. Det er således naturligt at lave en differentieret indfødningsstarif, der varierer med transportopgaven og dermed tildeler højere andele af omkostninger til de producenter der er placeret i områder med produktionsoverskud og i mindre grad på de producenter der er placeret tæt på forbrugscentre, altså i de forbrugsdominerede områder.

På den baggrund ændrer Energinet tarifsystemet således at vi tildeler en større producentbetaling til de producenter, som giver anledning til en større transportopgave. I forbrugsdominerede områder er transportopgaven i det dybe net mindre. Derfor fastholder Energinet i denne metodeændring det nuværende niveau for indfødningsstariffen i forbrugsdominerede områder. Effekten af denne ændring er en mere omkostningsægte fordeling, hvor producentbetalingen forbundet med det dybe net i højere grad opkræves ved de producenter der giver anledning til transportopgaven. Dertil giver ændringen prissignaler i forhold til placering af nye produktionsanlæg således at størrelsen af transportopgaven bliver en del af det samlede beslutningsgrundlag for valg af placering af nye anlæg.

Endelig vil ændringen alt andet lige medvirke til at forbrugernes andel af tarifferne vil falde, da en lidt større andel af omkostningerne nu dækkes af de producenter, der giver anledning til omkostningerne. Med andre ord, tager vi et skridt imod en mere omkostningsægte model, der samtidig bidrager til at indfri de politiske hensyn, der var grundlaget for ændringerne i elforsyningsloven.

8.2 Fastlæggelse af de geografiske områder

Energinet vil i forhold til indfødningsstarifieringen anvende den samme geografiske opdeling, der er beskrevet ovenfor i kapitel 5.3. Opkrævning af indfødningsstariffen sker gennem DataHub, og der er derfor behov for at anvende stamdata der er tilgængelig i DataHub til brug for at sikre at et målepunkt tariferes med den korrekte indfødningsstarif. De geografiske områder, der er defineret i kapitel 5, er tilpasset den geografiske inddeling i postnumre. Disse stamdata er tilgængelige i DataHub, og tarifieringen kan således justeres derigennem.

8.3 Fastlæggelse af størrelsen på de løbende betalinger

Det næste element i at opstille modellen er at fastlægge niveauet for indfødningsstariffen i produktionsoverskudsområder. Det skal her bemærkes, at der er et loft over det maksimale niveau for tarifiering af indfødnings som følger af transmissionsafgiftsforordningen.

Det er ganske komplekst at belyse præcis, hvilke transmissionsforbindelser der er etableret eller skal etableres på baggrund af enten forbrug eller produktion, i det dybe og formaskede transmissionsnet. Se kapitel 5 for yderligere beskrivelse af emnet. For en stor del vil der være tale om, at både producenter og forbrugere har gavn af transmissionsforbindelserne, idet Energinet anlægger en helhedsorienteret netplanlægning baseret på samfundsøkonomisk optimalitet. På den baggrund fastlægger Energinet denne indfødningsstarif med udgangspunkt i den underliggende transportopgave, altså at transportere energien fra producenterne frem til forbrugerne.

Til at estimere netomkostningerne til at løse transportopgaven i det dybe net, tages der udgangspunkt i tre hovedtyper af omkostninger:

1. Opretholdelse af det eksisterende net
2. Drift af transmissionsnettet
3. Øvrige omkostninger

Nedenfor er det beskrevet hvorledes de enkelte elementer er approksimeret. Det skal bemærkes, at omkostningerne til udbygning af det nære net ikke indgår, da det dækkes via tilslutningsbidraget til det nære net

Ad 1) Opretholdelse af det eksisterende net

Til at approksimere omkostningerne til at opretholde det eksisterende net er der taget udgangspunkt i Energinets afskrivninger og finansieringsomkostninger til det interne net. Disse poster udgør ca. 1 mia. DKK årligt.

Det skal bemærkes at disse poster ikke indeholder DC-forbindelser, ilandsføringsanlæg mv. Det skal også bemærkes, at det forventes at denne anlægsmasse vil stige i takt med den grønne omstilling.

- Dels kommer der en række forstærkninger i det nære net, som dog ikke skal indgå i denne post, da det er finansieret ved direkte betaling og da der selvfølgelig ikke skal opkræves dobbeltbetaling.
- Dels viser den seneste version af Energinets planarbejde, at der er estimeret et behov for nyinvesteringer på ca. 12 mia. DKK frem mod 2040. Omregnes det til forrentning og afskrivning med en årlig annuitet med 40 års levetid, og en 2% rente svarer dette til ca. 440 mio. DKK per år. Disse beløb vil dog først indgå i tarifieringen efter anlægsaktiveringen af projekterne i Energinets regnskaber.

Ad 2) Drift af transmissionsnettet

Udover de ovenstående poster til afskrivninger og finansiering af det eksisterende net, er der også en række omkostninger i forhold til drift og vedligehold af det eksisterende net, herunder de transmissionsanlæg som anvendes i nettilslutningen af produktionsanlæggene, f.eks. felter, måletransformer mv. samt i det nære net. Disse udgør i dag ca. 300 mio DKK. Men de må også forventes at være stigende, i takt med at nettet udbygges og forstærkes til at understøtte den forventede ny VE-kapacitet.

Ad 3) Øvrige omkostninger

Dertil er der en række andre omkostninger som indgår til at dække Energinets omkostninger ved at stille transmissionsnettet til rådighed. Det gælder fx forretning af egenkapitalen, betalinger for tilsyn mm. Tilsammen er disse skønnet til at udgøre ca. 200 mio. DKK årligt. Det skal bemærkes at der ikke er inddraget nettab, da det i forbindelse med ny økonomisk regulering for Energinet overvejes, om nettabet skal indgå i netpuljen af omkostninger eller systempuljen. Nettab er i øvrigt ikke omfattet af loftet for tarifiering, så det er uden betydning, om det opkræves som en del af systemtariffen eller som en del af nettariffen.

På baggrund af ovenstående er det således muligt at estimere, at den underliggende transportopgave giver anledning til en årlig netomkostning i det eksisterende og dybe net på ca. 1,5 mia. DKK. Denne omkostning skal således tilsammen dækkes af forbrugerne og producenterne.

Det skal her bemærkes at den væsentligste *cost driver* for det dybe net er etablering af ny VE-kapacitet til at transportere strøm fra produktionsoverskudsområder til forbrugsdominerede områder. I dag dækker den eksisterende indfødningsstarif kun ganske få procent af den samlede omkostning, som det fremgår af kapitel 2.1. En naturlig model vil være at dele nettariffen ligeligt mellem forbrugere og producenter. Hvis man tager gennemsnittet af de nuværende forbrugs- og indfødningsstariffer, uden at tage højde for transportopgaven, så vil man lande på

et niveau på $(4,9 + 0,3) / 2 = 2,6$ øre/kWh. Det er dog ikke muligt i forhold til at overholde loftet i transmissionsafgiftsforordningen.

Som en konsekvens heraf tages der udgangspunkt i loftet i produktionsoverskudsområder, og indfødningsstariffen øges derfor til 0,9 øre/kWh i produktionsoverskudsområderne. Det vil medføre, at der vil være en større del af de nødvendige omkostninger, der bliver dækket af de aktører, der giver anledning til den underliggende transportopgave. I denne metode vil Energinet ikke hæve indfødningsstariffen til højere end det gennemsnitlige loft i transmissionsafgiftsforordningen.

Som en konsekvens af denne ændring vil producenterne komme til at dække en større del af omkostningerne til det dybe net. Den præcise andel vil dog afhænge af produktionsmængden. Nedenfor er der lavet en forsimplet tabel med forskellige konsekvenserne ved forskellige mængder af produktion, med en alt andet lige tilgang, hvor der ikke inddrages yderligere netudbygninger på ændringerne i produktionen. Det er antaget, at 2/3 dele af produktionen er placeret i produktionsoverskudsområder.

Produktionsmængde	Standard indfødningsstarif (0,3 øre/kWh for alle producenter)	Hævet indfødningsstarif i produktionsoverskudsområder (yderligere 0,6 øre/kWh i produktionsoverskudsområder)	Andel af de estimerede 1,5 mia. DKK til at dække det dybe net.
35 TWh	105 mio. DKK	140 mio. DKK	16%
45 TWh	135 mio. DKK	180 mio. DKK	21%
55 TWh	165 mio. DKK	220 mio. DKK	26%

Med ændringerne kommer producenterne i produktionsoverskudsområder til at betale en større andel af de omkostninger, der er forbundet med det eksisterende og dybe net, men stadig en væsentlig lavere andel end forbrugerne.

Producenterne i forbrugsdominerede områder vil fortsat have de samme indfødningsstariffer som nu, men der vil også være en mindre transportopgave forbundet med produktionen fra deres anlæg og dermed en mindre omkostning.

Med disse ændringer af indfødningsstariffen vurderer Energinet, at der er etableret en mere omkostningsægte model for den løbende tarifiering, der samtidig giver et geografisk incitament, jf. den nye mulighed herfor i elforsyningsloven. Energinet vil i forbindelse med evalueringen af tarifmetoden vurdere, hvordan denne geografiske differentiering har fungeret, og herunder vurdere, om der er behov for at justere på indfødningsstariffen i produktionsoverskudsområderne og/eller i de forbrugsdominerede områder.

8.4 Mulige fremtidige videreudviklinger af producentbetalingen

Energinet vurderer, at det på længere sigt vil være relevant at undersøge muligheden for at anvende et kapacitetselement i opkrævningen af de løbende tariffer. Det enkelte anlægs energibetaling vil med den ovenfor beskrevne metode udelukkende afhænge af mængden af den indfødte energi. Da der er forskel på antallet af produktionstimer fra teknologi til teknologi, kan anvendelse alene af energibetaling medføre, at produktionsanlæg, hvor nettet er dimensioneret ens ift. anlæggenes krav til netkapacitet, bidrager forskelligt via energibetalingen. Energinet finder dog ikke, at det vil være muligt at udvikle og implementere dette som et helt eller delvist betalingsselement i tarifmodellen med henblik på, at det skulle kunne være i drift fra 1. januar

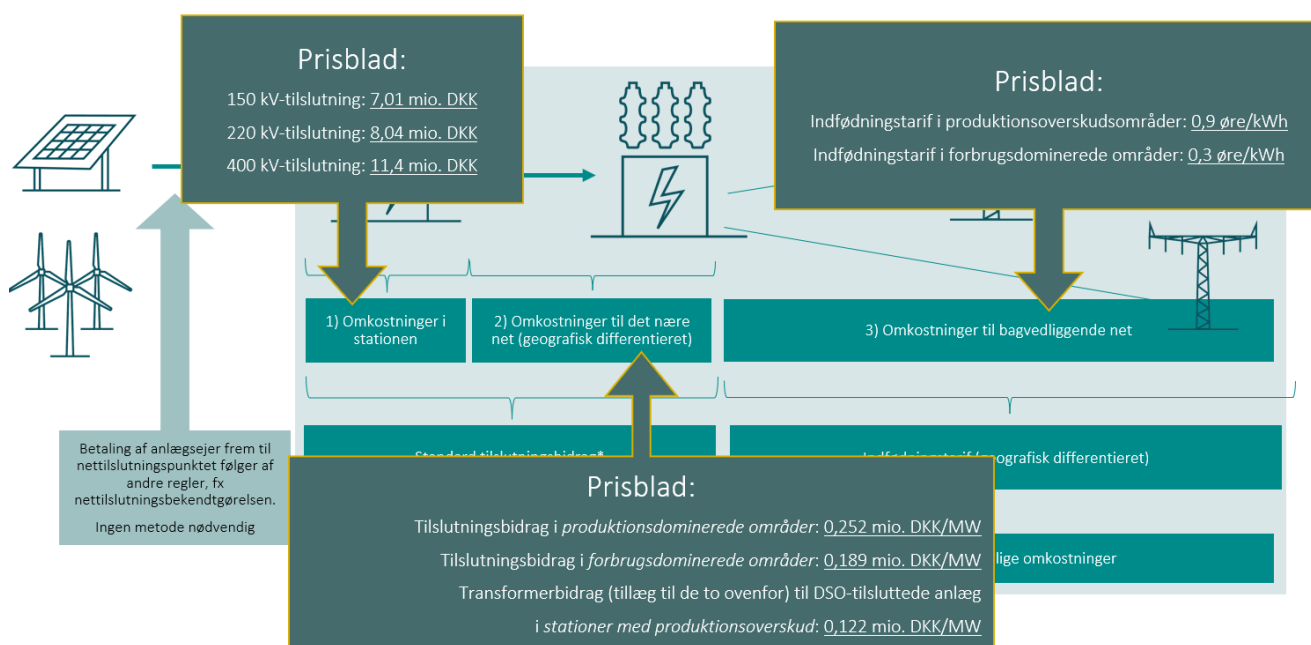
2023. En eventuel introduktion af kapacitetsbetaling må derfor afvente en videreudvikling af tarifmodellen på et senere tidspunkt.

Energinet finder på den baggrund, at de ovenfor foreslåede ændringer er et mere omkostningsægte design end det hidtil gældende, samtidig med at det kan fungere fra 1. januar 2023.

9. Opsummerende prisblad med dagens forudsætninger

Med baggrund i de givne forudsætninger og skitserede metoder i kapitel 4 om stationsbidrag, kapitel 5 om geografisk differentiering, kapitel 6 om tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet samt kapitel 8 om den fortsatte løbende tarif bliver de aktuelle producentbetalinger som anført på figur xx.

PRODUCENTBETALINGSMODEL – OVERBLIK



Figur 13: Illustration af eksempler på taksterne for Energinets producentbetaling.

Nedenfor er angivet tre forskellige eksempler på effekten af den ny tarifmodel. Alle priser er på nuværende tidspunkt foreløbige beregninger og skal endeligt beregnes på baggrund af den godkendte metode og et opdateret datagrundlag.

- En vindmøllepark på 400 MW skal tilsluttes på en 400 kV station i et *forbrugsdomineret område*:
 - Stationsbidrag: 11,4 mio. kr.
 - Tilslutningsbidrag: $400 * 75 \% * 0,252 = 75,6$ mio. kr.
 - Betaling ifm. tilslutning i alt: 87 mio. kr.
 - Løbende indfødningsstarif: 0,3 øre/kWh
- En solcellepark på 100 MW skal tilsluttes på en 150 kV-station i et *produktionsoverskudsområde*:
 - Stationsbidrag: 7,01 mio. kr.
 - Tilslutningsbidrag: $100 * 100 \% * 0,252 = 25,2$ mio. kr.
 - Betaling ifm. tilslutning i alt: 32,21 mio. kr.
 - Løbende indfødningsstarif: 0,9 øre/kWh

- En solcellepark på 25 MW skal tilsluttes på en 60 kV-station (distributionstilsluttet) i et *produktionsoverskudsområde (samt i rød geozone efter DSO-modellen)*:
 - Intet stationsbidrag til Energinet, da der tilsluttes på DSO-niveau
 - Tilslutningsbidrag (til Energinet): $25 * 100 \% * 0,252 = 6,3$ mio. kr.
 - Transformerbidrag (til Energinet): $25 * 0,122 = 3,05$ mio. kr.
 - Betaling til Energinet ifm. tilslutningen i alt: 9,35 mio. kr.
 - Hertil kommer bidraget til netvirksomheden efter deres model.
 - Løbende indfødningsstarif: 0,9 øre/kWh + DSO-indfødningsstarif

I eksemplet med et 400 MW solcelleanlæg i et forbrugsdomineret område er tilslutningsbidraget til dækning af Energinets omkostninger i det nære net på cirka 75 mio. kr. Blev dette anlæg placeret i et produktionsoverskudsområde ville tilslutningsbidraget til det nære net andrage ca. 100 mio. kr. Den geografiske differentiering af tilslutningsbidraget præmierer således en transmissionsnet-teknisk hensigtsmæssig placering med ca. 25 mio. kr. i dette eksempel.

10. Overgangsregler mv. samt evaluering af ny tarifmodel

10.1 Overgang til ny tarifmodel

Denne metode træder i kraft fra 1. januar 2023. Dette følger af den politiske beslutning om at fjerne PSO-systemet og følger den tidsplan for fjernelse af udlignings- og kompensationsordningen, der gælder for netvirksomhederne.

Ved overgang til ny tarifmodel skal der tages stilling til, hvem der er omfattet og fra hvilket tidspunkt en ny betalingsforpligtelse indtræder. Her er der forskel på, om der er tale om den løbende betaling eller betaling i forbindelse med tilslutningen.

10.1.1 Ændring af den løbende tarif (geografisk differentieret indfødningsstarif)

Disse tariffer vil skulle betales af alle producenter, medmindre de specifikt er undtaget fx ved lovbestemmelse. Det betyder, at både eksisterende og kommende anlæg skal betale disse, som det fx vil være tilfældet med den nuværende indfødningsstarif.

De ændringer, der er beskrevet for den løbende tarif i denne metodeanmeldelse, vil finde anvendelse efter godkendelse af Forsyningstilsynet, og ændringer vil blive udmeldt på samme måde som Energinet i øvrigt udmelder sin tarif, hvilket i øjeblikket er årligt.

10.1.2 Betaling i forbindelse med tilslutningen

Anlæg, uanset om de tilsluttes i transmissionsnettet eller distributionsnettet, som påbegynder levering af energi til det kollektive elnet efter den 1. januar 2023 (dvs. midlertidig driftstilladelse (ION) er udstedt), er omfattet af denne metodes regler om tilslutningsbetaling, jf. § 6 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning. Prisen på tilslutningsbidragene følger de takster, der endeligt fastlægges efter Forsyningstilsynets godkendelse foreligger. Opkrævningen af bidrag sker på tidspunktet for meddelelse af den midlertidige driftstilladelse (ION), med anvendelse af Energinets sædvanlige betalingsbetingelser mv.

10.2 Udvidelse af indfødningsomfang

Hvis en anlægsejer ønsker at udvide sit indfødningsomfang, betales der tilslutningsbidrag for de forøgelse, som det giver anledning til. Dette omfatter en kapacitetsbetaling pr. MW ekstra for bidraget til det nære transmissionsnet og fsva. distributionstilsluttede produktionsanlæg

også for transformerbidraget. Hvis udvidelsen af indfødningsomfanget medfører tilslutning i ekstra felter, betales der stationsbidrag for de ekstra felter.

10.3 Evaluering af tarifmodellen for producenter

Den fremlagte metode i dette dokument samt tilhørende delmetoder repræsenterer en væsentlig ændring af betalingsforholdene for elproducenter i Danmark. Energinet vil derfor senest 3 år efter tarifmodellens ikrafttræden i overensstemmelse med ACERS anbefalinger foretage en evaluering af de enkelte elementer i den nye tarifmodel for producenter, for herved at kunne tage stilling til, om der er behov for eventuelle justeringer af metoden og dermed sikre omkostningsægtheden og gennemsigtigheden.