

Anmeldelse af model for producentbetaling til eldistributionsnettet - Hoveddokument

April 2022

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	3
1.1.	Anvendelsesområde	4
1.2.	Væsentlige hensyn ved udvikling af betalingsdesignet.....	5
2.	Politisk og lovgivningsmæssig baggrund	6
3.	<i>Overordnet betalingsdesign</i>	8
3.1.	Implementering af producentbetaling pr. 1. januar 2023.....	11
4.	Standardtilslutningsbidrag (fuld netadgang)	11
4.1	Elementer i standardtilslutningsbidragsmodellen	14
4.1.1	Geozone	14
4.1.2	Praktisk udnyttelsesfaktor	16
4.1.3	Komponenters enhedsomkostninger	16
4.1.4	Kabellængder	17
4.1.5	Forskelle på nøgleparametre netselskaberne imellem	17
4.1.6	Afstandsreglen	18
4.1.7	Egenproducenter og små anlæg	18
5.	Indfødningsstariffen	19
6.	Nettilslutning med begrænset netadgang	20
7.	Forhold, der skal genbesøges over tid	21
7.1	Særligt om tilslutningsbidrag for forbrug.....	22
8.	Vurdering af niveauet for producentbetaling	23
9.	Bilagsoversigt.....	23

1. Indledning

Dette er en anmeldelse af modellen for producentbetaling til eldistributionsnettet som forudsat i elforsyningsloven vedtaget i december 2021 og klimaaftalen af juni 2020. Betalingsdesignet er udformet indenfor rammerne af elmarkedsforordningens artikel 18 og elforsyningslovens § 73. Det er i medfør af lovgivningen anmeldelsens udgangspunkt, at betalingen skal træde i kraft pr. 1. januar 2023, hvor kompensationsordningen for omkostninger ved VE-tilslutning op-hører.

Anmeldelsen er udarbejdet på baggrund af en proces omkring udfasningen af udligningsordningen og indførelsen af en producentbetaling, der har været uhensigtsmæssigt forhastet. Således var den nødvendige lovgivning først endeligt vedtaget den 21. december 2021. Daværende Dansk Energi har flere gange appelleret til en udskydelse af indførelsen af producentbetaling. Nærværende anmeldelse skal ses i lyset af, at de lovgivningsmæssige rammer for betalingsdesignet først meget sent har været kendt, og at der derfor har været begrænset tid til metodeudviklingen. Nærværende anmeldelse udgør en væsentlig reform af tarifieringen, hvor det historisk har været konventionen alene at tarifere forbrug for eldistributionsnettets omkostninger. Givet processen og det forhold, at der er tale om en meget væsentlig ændring af tarifieringen, vil der være en række forhold, som bør genbesøges senest efter 5 år, når det har været muligt at indhente erfaringer med betalingsdesignet og analysere på dem (se afsnit 6 nedenfor). I den forbindelse vil det bl.a. skulle undersøges, om betalingsdesignet har ført til strukturelle adfærdsændringer og evt. uhensigtsmæssigheder, som tilsiger modeljusteringer.

Nærværende notat inkl. to bilag udgør samlet set en branchevejledning for elproducenters betaling til eldistributionsnettet, jf. elforsyningsloven § 73b. Det samlede betalingsdesign til anmeldelse består af standardtilslutningsbidrag og indfødningsstariffer for producenters brug af nettet. Derudover følger en fleksibel tilslutningsløsning benævnt "nettilslutning med begrænset netadgang", som anmeldes selvstændigt, men som kan anses som en del af det samlede betalingskompleks. Nærværende notat beskriver den politiske og lovgivningsmæssige baggrund for producentbetaling og giver et overblik over sammenhængen i og ræsonnementerne bag de enkelte elementer i betalingsdesignet. De underliggende bilag er uddybende teknisk metodebeskrivelse og dokumentation for betalingsdesignets to hovedelementer; henholdsvis standardtilslutningsbidrag og indfødningsstariffer.

Nettilslutning med begrænset netadgang for producenter indgår således ikke i denne anmeldelse men anmeldes til Forsyningstilsynet senest den 30. april 2022¹.

Det anmeldte design skal finde anvendelse fra 1. januar 2023, jf. L53/2021, afsnit 3.3. Alle anlæg, der nettilsluttes fra denne dato, og som kan føde energi ind i eldistributionsnettet, skal betale for tilslutning til det kollektive net. Ligeledes skal alle anlæg, der føder energi ind på distributionsnettet fra denne dato, og som ikke ved lov er undtaget, svare indfødningsstarif – også anlæg tilsluttet før 2023.

Hvad angår standardtilslutningsbidraget omfatter denne anmeldelse et modeldesign og bagvedliggende principper, som er fælles for alle netselskaber. Der er endvidere udviklet fælles standardkomponentomkostninger og kabellængder for alle netselskaber med undtagelse af

¹ Da dette produkt ikke skal varsles, vil anmeldelse senest den 30. april være tids nok til at kunne implementeres fra den 1. januar 2023. Den selvstændige anmeldelse vil ikke påvirke denne anmeldelse med tilhørende dokumenter (nærværende notat samt bilag 1 og 2), som kan betragtes som fuldstændige i den nærværende version.

netområderne Cerius og Radius. Netselskaberne Cerius og Radius har ønsket at anvende egne forudsætninger pga. en betydeligt anderledes omkostningsstruktur. Cerius og Radius forventes således at anmelde, at de anvender nærværende metode men med deres egne værdier for standardkomponentomkostninger og kabellængder.

Der forventes derfor at være tre sæt af standardtilslutningsbidrag for hhv. Cerius, Radius og det øvrige Danmark. Alle parameterverdier i de standardtilslutningsbidrag, som fremgår i nedenstående, er fastsat, så de er repræsentative for Danmark ekskl. de to ovennævnte netområder. Denne tilgang er valgt for at sikre standardtilslutningsbetaling for anlæg, der føder ind på nettet, der opfylder lovgivningens krav om bl.a. rimelighed og omkostningsæghed.

Det er hensigten at genbesøge modellen for standardtilslutningsbidrag for forbrug i overensstemmelse med Forsyningstilsynets vurdering af nærværende anmeldelse og den forventede ændring af elforsyningsloven, som muliggør geografisk differentierede forbrugstariffer. Det skal ske dels for at opdatere de anvendte metoder og forudsætninger, men også for at se på muligheden for en geografisk differentiering, som kan blive konsistent med den, som indføres for produktion, hvis dette som forventet bliver gjort muligt i lovgivningen.

Parallelt med denne metode er anmeldt opdaterede tilslutningsbestemmelser og tilslutningsaftaler for større produktionsanlæg, som afspejler implementeringen af producentbetaling i distributionsnettet.

1.1. Anvendelsesområde

Betalingsdesignet vil omfatte alle kunder – herunder egenproducenter – som ønsker et indfødningsomfang til eldistributionsnettet, og alle kunder som føder energi ind på eldistributionsnettet². En kunde som ønsker et indfødningsomfang, eller som allerede føder energi ind på eldistributionsnettet, betegnes i betalingsmodellen som en *"producent"*.

Betalingsdesignet er teknologineutralt, og er derfor uafhængig af den teknologi, der muliggør, at kunden kan føde energi ind på eldistributionsnettet. Således vil betalingsmodellen omfatte bl.a. – men ikke afgrænset til – produktionsanlæg, egenproducenter, elektriske energilagere, elbiler/bilflåder med VTG, underliggende net mv.

Betegnelsen *"producenter"* i nærværende dokument og underliggende dokumenter anvendes dermed i meget bred betydning, og betalingselementerne er ikke begrænset til rene produktionsanlæg i deres anvendelse.

Dog er nogle anlæg specifikt undtaget indfødningsstarif, jf. VE-loven, som så ikke kan pålægges en sådan. Endvidere betragtes energi og effekt, der flyder fra overliggende til underliggende net, ikke som indfødnings, men som træk, hvorfor disse ikke er omfattet af denne anmeldelse³.

Nærværende anmeldelse påvirker ikke allerede anmeldte og metodegodkendte betalingselementer for elforbrugskunder eller for elforbrug hos elproduktionskunder.

² Energinet er på tidspunktet for anmeldelse i gang med at udvikle betalingsdesign vedrørende transmissionsnettet. Udkommet heraf er på anmeldelsestidspunktet ikke kendt, men Green Power Denmark har orienteret Energinet om indholdet af nærværende anmeldelse.

³ Træk fra overliggende net tarifieres efter principperne i hhv. Tarifmodel 2.0 og Tarifmodel 3.0.

Abonnementsbetalingen for elproduktionsanlæg fortsætter ligeledes uændret efter allerede godkendte metoder og dækker omkostninger til måling, generel administration mv.⁴.

Nærværende anmeldelse påvirker ikke allerede metodegodkendte tarifmetoder for forbrug i øvrigt (Tarifmodel 2.0 og 3.0) og medfører således ingen metodeændringer her. Nærværende producentbetalingskompleks kan betragtes som et tillæg til disse tarifmodeller. Tarifmodel 2.0 og 3.0 er specificeret, så de i opgørelsen af tarifieringsgrundlaget for forbrug tager højde for indtægter fra andre priselementer, herunder øvrige tariffer, tilslutningsbidrag mv., der opkræves under indtægtsrammen. Dermed er tarifieringen sikret mod, at der sker dobbeltopkrævning af indtægtsrammen, da de indtægter, der opkræves som producentbetaling, automatisk vil blive modregnet opgørelsen af forbrugstarifieringen.

1.2. Væsentlige hensyn ved udvikling af betalingsdesignet

Introduktionen af en producentbetaling til distributionsnettet er en væsentlig ændring af tarifstrukturen, og den har væsentlig økonomisk betydning for de aktører, der skal svare betalingen.

Daværende Dansk Energi har i metodeudviklingen indhentet input fra en række af netselskabernes kunder og andre interessenter. Daværende Dansk Energi har særligt noteret sig et ønske om gennemsigelighed og forudsigelighed i betalingen. Dette ønske taler for en model, hvor betalingen primært sker over et standardtilslutningsbidrag. Det vil være en ikke-diskriminerende og omkostningsægte betaling til et kollektivt net, at kunderne betaler for den gennemsnitlige netomkostning, de hver især over tid giver anledning til, og at den enkelte kundes betaling ikke afhænger af, om kunden tilfældigvis udløser en markant forstærkning eller udbygning af nettet, eller om kunden kan indpasses i allerede etableret kapacitet. Den samme grundlæggende tilgang genfindes på forbrugssiden for den gældende betaling ved nettilslutning af forbrugskunder.

Daværende Dansk Energi har overvejet, at den løbende betaling vil påvirke eksisterende produktionsanlæg, som har investeret i tiltro til, at udligningsordningen gav dækning for relaterede netomkostninger. Disse producenter har meget begrænset mulighed for at reagere på en producentbetaling. Endvidere er disse anlægs tilslutning mv. allerede betalt af udligningsordningen. Der er derfor et rimelighedshensyn i forhold til disse eksisterende anlæg, som nærværende betalingsdesign tager bedst muligt højde for inden for rammen om omkostningsægthed ved, at indfødningsstariffen fastsættes, så den alene omfatter løbende omkostninger til teknisk drift og nettab. Samlet skal standardtilslutningsbidrag og indfødningsstariffer i medfør af lovgivningen dække de omkostninger, som producenter giver anledning til i elnettet.

Derudover har der været et gennemgående ønske om en tilslutningsløsning, der honorerer producenten for at optimere sin brug af nettet, så udbygningsbehovet minimeres. For at imødekomme dette anmeldes efterfølgende – og ved særskilt anmeldelse - en nettilslutningsløsning med begrænset netadgang for nye tilslutninger, hvor tilslutningsbetalingen bliver reduceret betydeligt svarende til de reducerede omkostninger til udbygning af det kollektive net, mod at producenten accepterer at kunne blive afkoblet eller nedreguleret i en normaldriftssituation. Da indfødningsomfang med begrænset netadgang ikke skaber et udbygningsbehov for det

⁴ En uddybelse af dette kan findes i principnotatet for hhv. Tarifmodel 2.0 og Tarifmodel 3.0.

kollektive net, vil det være omkostningsægte at reducere tilslutningsbetalingen for den begrænsede netadgang.

2. Politisk og lovgivningsmæssig baggrund

Med Klimaaftalen af 22. juni 2020 og aftale om overgangsordning af 17. december 2020 besluttede man fra politisk side, at udligningsordningen skulle afvikles ved udgangen af 2021, og at der i 2022 skulle være en overgangsordning, som skulle fungere som en bro mellem udligningsordningen og en producentbetaling fra 2023. I Klimaaftalen af 22. juni 2020 samt den opfølgende aftale af 17. december 2020 er der blandt andet lagt vægt på, at forbrugerne ikke må opleve tariffstigninger som følge af udfasningen af udligningsordningen, og at en producentbetaling skal dække de omkostninger, der tidligere blev dækket af udligningsordningen.

Den politiske beslutning er med L53/2021 blevet implementeret i lovgivningen. I bemærkningerne til L53/2021 fremgår, at:

Det forventes herefter [fra 2023], at de kollektive elforsyningsvirksomheder vil udvikle tarifmetoder mhp. tarifiering af elproducenter, som dækker omkostningerne, der hidtil blev dækket af udligningsordningen.

Omkring udarbejdelse af disse tarifmetoder beskriver forarbejderne til L53/2021 som følger⁵:

Det [udligningsordningen og kompensationsordningen] betyder, at der under de nugældende rammer ikke er nogen sammenhæng mellem omkostningerne for netvirksomheden ved tilslutning af elproducenten og betalingen fra producenten. Dette er ikke i tråd med beslutningen fra klimaaftalen, hvor det er besluttet at indføre omkostningsægte prissignaler for VE-producenter ved bl.a. at muliggøre indførelse af geografisk differentieret tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer for producenter på både distributions- og transmissionsniveau.

[...]

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.

[...]

Med de foreslåede ændringer vil det blive muligt for de kollektive elforsyningsvirksomheder at udvikle en metode for tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer, der kan tage højde for de faktiske netforhold og omkostninger i det område, hvor det ønskes at tilslutte og producere elektricitet. Det vil medvirke til, at betalingen for opstillere bliver omkostningsægte, og det kan bidrage til en mere samfundsøkonomisk hensigtsmæssig placering af ny VE-produktion

Det skal bemærkes, at lovbemærkningerne til L53 eksplicit fremhæver, at producenters betaling ikke ville være omkostningsægte, hvis den ikke dækker omkostninger i forbindelse med eksempelvis tilslutning, behov for forstærkning af og udbygning af det kollektive net, løbende drift og vedligehold af nødvendige netkomponenter. Desuden er der i elforsyningsloven åbnet op for, at en model for producentbetaling kan indeholde et element af geografisk differentiering. Ræsonnementet bag dette er, at man gennem prissignaler giver producenterne incitament til at placere sig dér, hvor det er mest samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt.

Betalingsdesignet skal opfylde § 73, i elforsyningsloven. Bestemmelsen fastsætter, at prisfastsættelsen af netselskabernes ydelser skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende

⁵ L53/2021 – afsnit 3.5.2 og 3.5.3 hhv. s. 35 og 37.

kriterier. Det fremgår også, at prisfastsættelsen skal ske efter, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til, hvilket indebærer et krav om omkostningsægtighed i tarifieringen.

Reglerne om tarifiering i elforsyningsloven skal vurderes i lyset af artikel 18 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter "*elmarkedsforordningen*"), som sætter rammerne for tarifiering. Elmarkedsforordningens artikel 18 finder direkte anvendelse.

Elmarkedsforordningens artikel 18 vedrører afgifter – tariffer i dansk terminologi - for netadgang samt brug og styrkelse af net. I medfør af elmarkedsforordningens artikel 18 skal tariffer, der opkræves for adgang til net, herunder for tilslutning til net, for brugen af net og i givet fald i tilknytning til styrkelse af net, afspejle omkostningerne, være gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet.

Nærværende model for producentbetaling er udarbejdet under hensyn til kravene i elforsyningslovens § 73 og elforordningens artikel 18. Det er Green Power Denmarks vurdering, at kravene om rimelighed, gennemsigtighed, ikkediskrimination og kravet om omkostningsægtighed i henholdsvis elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18 skal fortolkes ens og stiller samme krav til den her anmeldte metode. Betalingsdesignet er udarbejdet indenfor disse fire kriterier. Konkret medfører lovgivningen bl.a., at producenterne skal betale for de omkostninger i nettet, som producent-kundegruppen giver anledning til på rimelig og gennemsigtig vis.

Endelig skal betalingsdesignet tage højde for, at § 52, stk. 2, i VE-loven, foreskriver, at anlæg, der er omfattet af aftagepligten, ikke kan pålægges indfødningsstarif. Disse anlæg vil således ikke være omfattet af den nedenfor beskrevne indfødningsstarif, så længe de er omfattet af aftagepligten.

EU-forordning 838 af 2010 sætter en række begrænsninger for størrelsen af indfødningsstariffer, som kan opkræves af transmissionsoperatør. I bemærkningerne til elforsyningslov af december 2021 (L53/2021) fremgår det klart, at disse begrænsninger ikke omfatter distributionselskabers tarifiering af producenter. Distributionsselskabernes tarifiering af producenter skal overholde krav til omkostningsægtighed. Green Power Denmark har lagt dette til grund for nærværende anmeldelse.

L53/2021 – loven som fremsat s. 36:

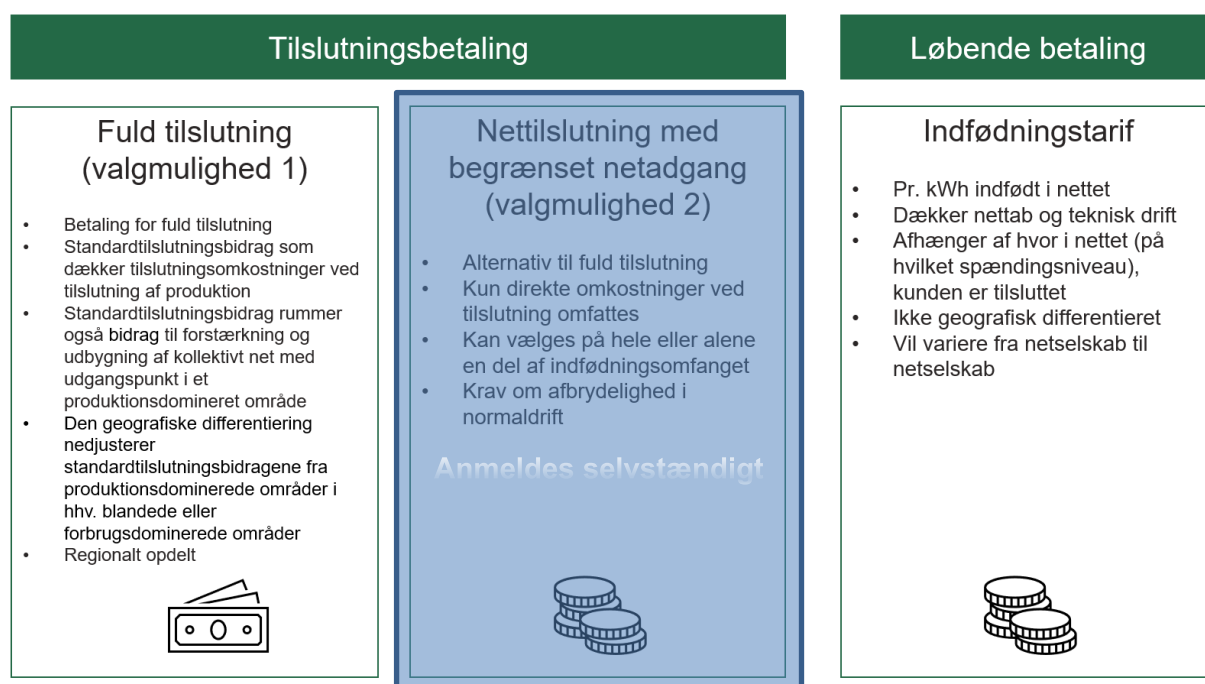
Ministeriet vurderer i den forbindelse, at tarif- og tilslutningsmetoderne på distributionsniveau ikke er bundet af det loft, som transmissionsafgiftsforordningen fastsætter for transmissionstariffer for transmissionssystemoperatører.

Tidligere har der været særlige regler for de såkaldte "*kollektive opsamlingsnet*", hvor omkostningerne til nettab og drift er blevet dækket af udligningsordningen. Disse kunne ikke bruges til andet formål end produktion, og der måtte derfor ikke tilsluttes forbrug i sådanne udlignede net. Med udligningsordningens afskaffelse vil de net, der hidtil har været betegnet som "kollektivt opsamlingsnet", fra 2023 overgå til at være ordinært kollektivt net. Dette betyder, at de omkostninger, der er knyttet til de kollektive opsamlingsnet, ikke længere skal opgøres særskilt, men bliver en delmængde af netselskabernes samlede omkostninger til drift og nettab, og derfor indarbejdes i netselskabernes almindelige tarifiering af indfødningsnet.

3. Overordnet betalingsdesign

Producentbetalingen består for den enkelte kunde af to dele: En tilslutningsbetaling og en løbende betaling. Tilslutningsbetalingen kommer i to forskellige varianter; en fuld tilslutning, hvor der betales et standardtilslutningsbidrag, og en nettilslutning med begrænset netadgang, hvor der betales direkte tilslutningsomkostninger (dog uden muligheden for forstærkninger af nettet), der ofte vil være lavere end standardtilslutningsbidraget. Det vil også være muligt at købe fuld tilslutning for en del af indfødningsomfanget og begrænset netadgang for det øvrige indfødningsomfang. Alle producenter betaler indfødningsstariffen, som dækker omkostninger til teknisk drift og nettab i det kollektive net.

Et overblik over betalingselementerne fremgår af figur 1.



Figur 1 - Elementer i det samlede betalingskompleks

Grundlæggende er betalingsdesignet udarbejdet, så omkostningerne til nettilslutning, og herunder eventuelt bidrag til forstærkning og udbygning af det kollektive net, opkræves ved tilslutningsbetalingen på tilslutningstidspunktet. Indfødningsstariffen opkræves løbende og dækker de løbende omkostninger til nettab og teknisk drift, som indfødnings på nettet medfører. Dette er i overensstemmelse med lovbemærkningerne til L53/2021, som præciserer, at de omkostninger forventes dækket af en producentbetaling (se afsnit 2). Dette medfører, at producentbetalingen dækker de omkostningsposter, der tidligere blev dækket af udligningsordningen, hvilket også er i overensstemmelse med lovens forarbejder.

Tilslutningsbetalingen for en fuld nettilslutning er størrelsesmæssigt det væsentligste element i producentbetalingskonceptet. Her er det vurderet mest omkostningsægte og rimeligt at benytte et standardtilslutningsbidrag, sådan som det også kendes ved tilslutning af forbrugskunder. Det giver også større gennemsigtighed for kunden i forhold til, hvilken tilslutningsbetaling denne bliver mødt af.

For både standardtilslutningsbidragene og indfødningsstarifferne tages der udgangspunkt i, at distributionsnettet med udbredelsen af decentral produktion, har fået en tosidet rolle. Traditionelt har netselskabets rolle været at transportere el ned fra centrale produktionskilder tilsluttet transmissionsnettet, og ud til forbruget. Dette er stadig den primære rolle i forbrugsdomineret net. I produktionsdomineret net er opgaven nu også at transportere el fra installationer med produktion op til transmissionsnettet, så den via transmissionsnettet kan transporteres videre til forbrugsområder.

Distributionsnettets omkostninger afhænger derfor af, hvor i nettet en kunde med produktion elektrisk er tilsluttet. Jo tættere på udvekslingen til transmissionsnettet kunden er, jo færre netkomponenter lægger kunden beslag på kapacitet i. Jo færre driftsomkostninger er der desuden forbundet med indfødnings, og jo mindre nettab. Derfor kategoriseres kunder med indfødnings efter deres tilslutningspunkt, sådan som det også er tilfældet for forbrugskunder. Kundekategoriseringen uddybes i bilag 1 og 2 for hhv. standardtilslutningsbidragene og indfødningsstarifferne.

Producenter kundekategoriseres efter deres elektriske tilslutningspunkt. Herunder også kunder, der tilsluttes efter reglerne § 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen. Kundekategoriseringen følger den samme terminologi, som anvendes for tariffer og standardtilslutningsbidrag for forbrug. Idet afstanden til transmissionsnettet er afgørende for distributionsnettets omkostninger forbundet med produktion indføres kundekategorierne $A_{høj+}$ og $A_{høj+,Maske}$ -kunder, for kunder tilsluttet direkte i stationer med udveksling til transmissionsnettet afhængigt af, om tilslutningen sker i maskenet. Disse kundekategorier findes ikke på nuværende tidspunkt for forbrug. Baggrunden for sondringen mellem maskenet og øvrige netkonfigurationer uddybes i bilag 1, afsnit 1.1.2.2.

Tabel 1 – Kundekategori-oversigt

Kundekategori	Tilslutningspunkt
$A_{høj+maske}$ -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation i maskenet
$A_{høj+}$ -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation
$A_{høj-}$ -kunde	30-60 kV-station
A_{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 30-60/10-20 kV-transformerstation
$B_{høj-}$ -kunde	10-20 kV-station eller i 10-20 kV-nettet
B_{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 10-20/0,4 kV-transformerstation
C-kunde	0,4 kV-kabelskab

Standardtilslutningsbidraget er fastsat, så det gennemsnitligt afspejler, hvad et produktionsanlæg af en given størrelse forårsager af omkostninger til tilslutning og herunder forstærkning og udbygning af det kollektive net, for at det kan garanteres, at der kan aftages elektricitet svarende til indfødningsomfanget. For producenten vil det betyde, at det bliver gennemskueligt, hvor stor betalingen til netselskabet bliver pr. MVA.

Grundlaget for standardtilslutningsbidragsmodellen er, at nettet i produktionsdominerede områder i vidt omfang udbygges for at kunne løfte energi op til transmissionsnettet. Omvendt vil der i et forbrugsdomineret område kun være en ganske lille del af produktionen, der ikke kan aftages lokalt, og dermed vil det være begrænset, hvor meget energi, der vandrer opad i nettet. I et forbrugsdomineret område vil der derfor generelt være et meget begrænset udbygningsbehov på baggrund af tilslutning af produktion.

Fordi det er afgørende for netomkostningerne, om et produktionsanlæg tilsluttes i et produktionsdomineret område, et forbrugsdomineret område eller et blandet område, differentieres standardtilslutningsbidraget geografisk. Dette er med L53/2021 blevet muligt for produktionsanlæg og understøtter en højere omkostningsæghed i standardtilslutningsbidraget. Det er også hensigtsmæssigt, at en geografisk differentiering sker netop på standardtilslutningsbidraget, da det på tilslutningstidspunktet er væsentligt at give kunden prissignal ift. valg af geografisk placering.

Metoden for standardtilslutningsbidraget sikrer, at producenten betaler for den netkapacitet, der lægges beslag på. En anlægsejer betaler standardtilslutningsbidrag pr. MVA efter følgende kriterier:

1. Hvilken kundekategori⁶ anlægget er tilsluttet som (A-høj+, A-høj, A-lav osv.)
2. Om anlægget er tilsluttet i et produktionsdomineret, blandet eller forbrugsdomineret net⁷ (rød, gul eller grøn zone).

Dette giver i alt 21 MVA-priser (7 kundekategorier x 3 zoner). Metoden for beregning af standardtilslutningsbidrag uddybes nedenfor og i bilag 1.

Indfødningsstariffen betales pr. indfødt kWh, som alle anlæg (med få undtagelser – se afsnit om indfødningsstarif) betaler. Betalingen skal dække omkostninger til nettab, teknisk drift og vedligehold af komponenter, som producenter giver anledning til. Betalingen er ligesom standardtilslutningsbidraget afhængig af, hvilken kundekategori et anlæg tilhører, fordi et anlæg tilsluttet langt fra transmissionsniveau i nettet driver mere nettab, drift og vedligehold end anlæg tilsluttet tæt på. Betalingen vil variere fra netområde til netområde, afhængigt af om netområdet er produktionsdomineret, blandet eller forbrugsdomineret og afhængigt af de omkostningsmæssige forhold i det enkelte netområde. Metoden uddybes nedenfor og detaljeret i bilag 2.

Den fleksible tilslutningsløsning ”nettilslutning med begrænset netadgang” indgår ikke i selve denne anmeldelse men anmeldes selvstændigt. Den er dog en del af det samlede betalingskompleks og har til formål at give producenter mulighed for at vælge en tilslutningsløsning, der typisk vil være billigere end en fuld tilslutning, mod at producenten kan blive afbrudt eller nedreguleret i en normal driftssituation, hvis netselskabet har behov for at begrænse indfødningsomfanget. Producenten vil kunne vælge, at hele indfødningsomfanget nettilsluttes med begrænset netadgang, eller at alene en del af indfødningsomfanget tilsluttes med begrænset netadgang. Delen af en kundes indfødningsomfang nettilsluttet med begrænset netadgang vil ikke foranledige en forstærkning eller udbygning af det kollektive net, hvorved denne del af tilslutningen giver anledning til en markant lavere omkostning. Derfor vil kundens betaling ved nettilslutning med begrænset netadgang være billigere, da den afspejler, at der ikke skal ske forstærkning eller udbygning af kollektivt net. Nettilslutning med begrænset

⁶ Definition af kundekategorier ses i bilag 1 afsnit 1.1.2.

⁷ Er defineret efter kriterier, der er uddybet i bilag 1 afsnit 1.2.

netadgang vil også ofte kunne ske hurtigere, da forstærkninger og udbygning typisk er den mest tidskrævende del af tilslutningsprocessen.

Med indførelsen af producentbetaling vil der i udgangspunktet ikke ske omfordeling i dækningen af netomkostninger mellem produktions- og forbrugskunder. Producentbetalingen vil dække de omkostningsposter, som udligningsordningen og kompensationsordningen har dækket til og med 2022. Derudover vil indfødningsstarifferne dække omkostninger til teknisk drift og nettab i kollektivt net (primært 50/60 kV), som er drevet af produktion, men ikke tidligere blev udlignet. Dette er i overensstemmelse med de politiske intentioner, som de fremgår i lovforslagene i forbindelse med L53/2021 om bl.a. udligningsordningens afskaffelse, jf. afsnit 2 om den politiske og lovgivningsmæssige baggrund.

3.1. Implementering af producentbetaling pr. 1. januar 2023

Den politiske beslutning er, at udlignings- og kompensationsordningen ophører hhv. ultimo 2021 og ultimo 2022. Da der fra 2023 dermed ikke er mulighed for at få dækket omkostningerne ved tilslutning af produktion ved ansøgning, og da omkostningerne drevet af produktion skal opkræves omkostningsægte, følger det, at der skal træde en producentbetaling i stedet pr. 1. januar 2023⁸. Dette følger også af den implementeringsplan for producentbetaling, som Energistyrelsen offentliggjorde i december 2020⁹.

Derfor har Green Power Denmark prioriteret at anmelde det samlede betalingsdesign (nærværende notat) og herunder de detaljerede metoder for fastsættelse af standardtilslutningsbidrag (bilag 1) og indfødningsstariffer (bilag 2) inden udgangen af januar 2022, mhp. at Forsyningstilsynet kan behandle det og tage det til efterretning i tide til, at det enkelte netselskab kan metodeanmelde og få godkendt anvendelse af modellen og endvidere varsle indførelsen af indfødningsstariffer med de 4 måneder, som standardaftalen mellem netselskab og elhandler kræver.

Nettilslutning med begrænset netadgang er ikke tidsmæssigt begrænset af varslingskravet, da det forventes først at være aktuelt for kunder, hvor der indgås nettilslutningsaftaler fra 1. januar 2023. Metodeanmeldelsen herfor fremsendes senest den 30. april 2022 til Forsyningstilsynet. Dette forventes hverken at påvirke beskrivelserne i nærværende notat eller beskrivelserne i bilag 1 og 2.

4. Standardtilslutningsbidrag (fuld netadgang)

Standardtilslutningsbidraget er tilslutningsbetalingen for en fuld netadgang. Standardtilslutningsbidrag er betaling for et indfødningsomfang, dvs. et antal MVA, der kan fødes ind i nettet. Det vil sige, at den pålydende effekt, som kunden ønsker i indfødningsomfang, omregnes til MVA, og at kundens betaling sker i forhold til antal MVA. For en teknisk dybdegående gennemgang af model og parametre, der ligger til grund for de geografisk differentierede standardtilslutningsbidrag, henvises til den tekniske dokumentation i bilag 1. Nedenfor opridses de overordnede mekanismer og baggrunden for den valgte metode.

⁸ L53/2021 – Lovbemærkningerne afsnit 3.3.

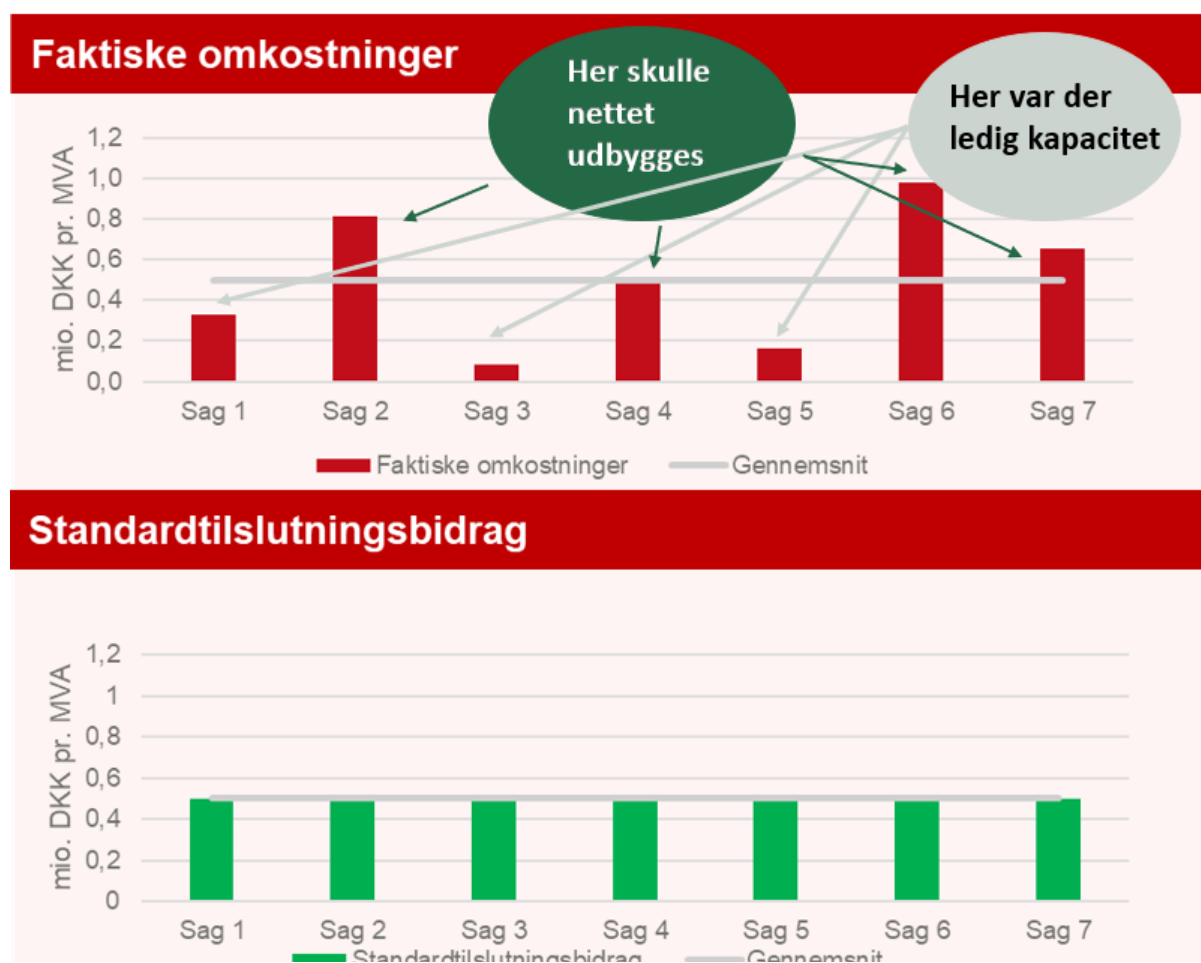
⁹ Energistyrelsens notat: "Overblik over ændringer af regler ift. indførelse af mulighed for geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag 2021-2023" af 18. december 2020.

Baggrunden for tilslutningsbetalingen er, at der ved tilslutning af VE-anlæg både vil være netomkostninger til selve tilslutningen i en station og til forstærkning og udbygning af det kollektive net. Heraf er forstærkning og udbygning af det kollektive net typisk den største omkostning.

Producenten betaler via standardtilslutningsbidraget selve stationsudstyret til tilslutningen. Herudover er logikken i modellen, at distributionsnettets opgave i et produktionsdomineret område primært er at løfte energien fra installationer med produktion op til transmissionsnettet. Producenten betaler ved tilslutning af ny produktion via standardtilslutningsbidraget derfor også for den nødvendige kapacitet i det kollektive net for at løfte energien op til transmissionsniveauet.

Da udvidelse og forstærkning af det kollektive net er den største omkostning forbundet med indpasning af produktion i distributionsnettet, er to faktorer afgørende for hvilke omkostninger, en producent medfører. Dels handler det om den geografi, et anlæg tilsluttes i, allerede er produktionsdomineret eller ej (uddybes i afsnit 3.1 nedenfor), og dels på hvilket spændingsniveau i nettet, et anlæg bliver tilsluttet (uddybes nedenfor).

Der er stor spredning på, hvad tilslutning af tilsyneladende ens produktionsanlæg giver anledning til af forstærkninger og udbygning i det kollektive net. Det skyldes, at nettet udbygges i etaper. Det sker dels for at undgå at skulle udskifte velfungerende net, og dels fordi etableringsomkostningerne som oftest udgør en meget stor del af en netinvestering. Det er derfor mest omkostningseffektivt at udbygge nettet i etaper. Endelig skyldes det, at komponenter fx



Figur 2 - Illustration af standardtilslutningsbidrag vs. faktiske omkostninger ved tilslutning af produktion

kabler som udgangspunkt produceres i standardstørrelser. De kortsigtede omkostninger i den enkelte tilslutningssag afhænger derfor ofte af den restkapacitet, der måtte være i nettet på tilslutningstidspunktet. Over tid er det imidlertid behovet for kapacitet, der samlet set driver nettets omkostninger til produktionsanlæg.

For at sikre en ikke-diskriminerende, omkostningsægte og rimelig betaling til det kollektive net indeholder betalingsdesignet standardtilslutningsbidrag. Dette sikrer, at producenter betaler for den gennemsnitsomkostning, de hver især over tid giver anledning til. Det sikrer, at den enkelte producents betaling ikke afhænger af, om kunden tilfældigvis udløser en markant forstærkning eller udbygning, som det så er andre kunder, der over tid får glæde af. Populært sagt svarer det til, at det ikke er den første bilist, som kører over Storebæltsbroen, der også betaler for hele broen, men at den derimod over tid betales af alle bilister, der benytter broen. Anvendelsen af standardtilslutningsbidrag sikrer også, at det er gennemsigtigt for kunden på forhånd, hvad han skal betale. Det sikrer også, at ens kunder kommer til at betale ens, og sikrer dermed mod diskrimination af ens kunder afhængigt af hvilket tidspunkt de måtte vælge at blive nettilsluttet.

Der vil ved brug af standardtilslutningsbidrag i sagens natur ikke være et én-til-én-forhold mellem den enkelte tilslutningsbetaling og de faktiske omkostninger i det enkelte tilslutningsprojekt, men kundegruppen af producenter vil som helhed over tid dække de omkostninger, de giver anledning til.

For at standardtilslutningsbidraget afspejler, at netomkostningerne ved tilslutning afhænger af på hvilket spændingsniveau, tilslutningen sker, kategoriseres producenter efter deres tilslutningspunkt. Producenter, der tilsluttes "længere nede" i nettet (på lavere spændingsniveau) betaler mere pr. tilsluttet MVA end en producent, der tilsluttes på et højere spændingsniveau. Det er fordi, producenter langt nede i nettet bruger flere netkomponenter (flere transformere, længere kabelstrækninger mv.), inden energien når transmissionsniveauet. Dermed giver producenter længere nede i nettet i gennemsnit anledning til flere netomkostninger. Derfor er det omkostningsægte af differentiere standardtilslutningsbidraget efter kundens tilslutningspunkt i nettet. Dog med undtagelse for de allermindste produktionsanlæg i lavspændingsnettet, hvor kunden er egenproducent og produktionsanlægget er op til 50 kW eller hvor indfødningsnettet holdes indenfor kundens leveringsomfang. Dette følger af at netudbygning i lavspændingsnettet domineres fuldstændigt af forbrug.

Producenter, der har købt fuld nettilslutning, vil kunne levere effekt til nettet svarende til indfødningsomfanget, de har købt, forudsat der er tale om en normal driftssituation. I tilfælde af fejl eller ved vedligeholdelsesarbejder i nettet kan netselskabet som et afhjælpende tiltag regulere eller udkoble producerende anlæg. Dette gælder uanset om der foreligger en fuld eller begrænset nettilslutningsaftale. Det er fordi, at net designet for produktionsanlæg i modsætning til forbrug ikke er lavet, så produktionen kan aftages i fejlsituationer. Standardtilslutningsbidragene for producenter er fastsat under hensyn hertil.

Herunder følger standardtilslutningsbidragene for *Danmark ekskl. Radius og Cerius*.

[DKK/MVA]	Rød geozone	Gul geozone	Grøn geozone
Ahøj+	60.000	50.000	45.000
Ahøj+,maske	285.000	170.000	70.000
Ahøj	605.000	360.000	140.000
Alav	840.000	465.000	135.000
Bhøj	1.550.000	885.000	290.000
Blav	1.950.000	1.025.000	205.000
C	150.000	150.000	150.000

Figur 4 – Standardtilslutningsbidrag pr. kundekategori og geozone, Danmark ekskl. Radius og Cerius

Som det fremgår af Figur 4 vil et produktionsanlæg, der tilsluttes som fx A-høj-kunde med et indfødningsomfang på 25 MVA og fuld netadgang i et produktionsdomineret område (rød geozone) fx betale et standardtilslutningsbidrag på 15,125 MDKK (25 MVA af 605.000 DKK/MVA).

Standardtilslutningsbidragene vedlagt denne anmeldelse vil gælde i 2023. Standardtilslutningsbidragene vil årligt blive fremskrevet med reguleringsprisindekset¹⁰, så der forud for hvert år begyndende med 2024 vil blive offentliggjort en opdateret liste med standardtilslutningsbidrag.

4.1 Elementer i standardtilslutningsbidragsmodellen

Nedenfor redegøres for en række af de centrale elementer i standardtilslutningsbidragsmodellen. For en mere udtømmende oversigt henvises til bilag 1, hvor alle modellens forhold beskrives detaljeret.

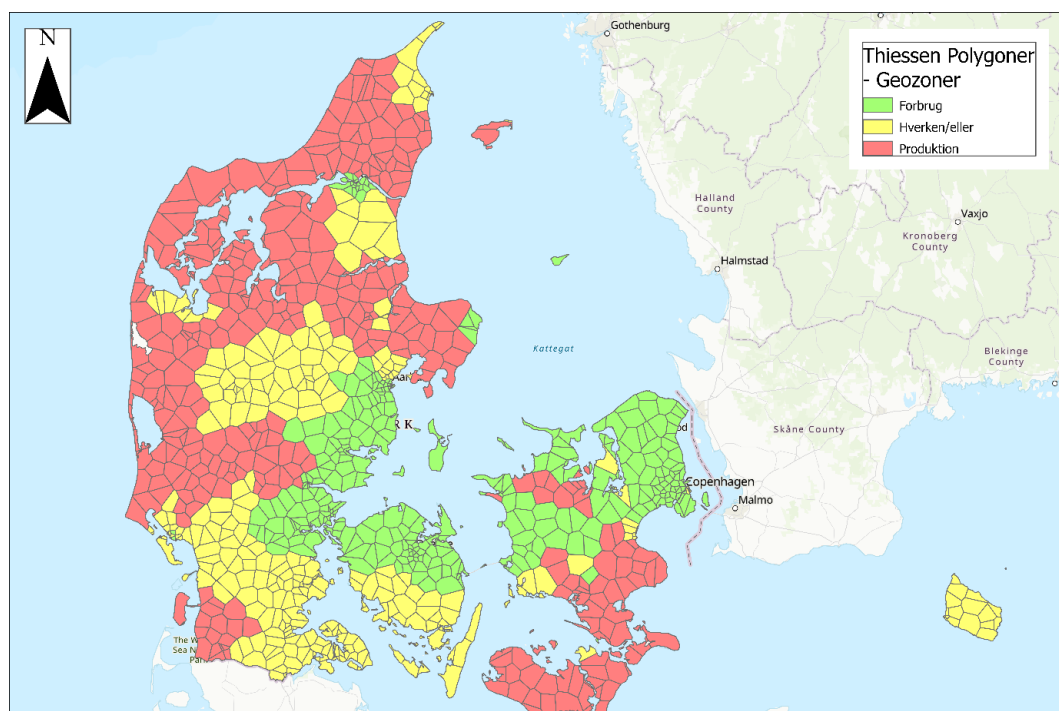
4.1.1 Geozone

Med elforsyningslovens krav om indførelse af producentbetaling er det hensigten, at der skal ske en geografisk differentiering af betalingen, jf. afsnit 2 om politisk og lovgivningsmæssig baggrund. Hensigten er at give producenterne omkostningsægte prissignaler, således at placeringen af et anlæg i et produktionsdomineret område er dyrere end placeringen af samme anlæg i et forbrugsdomineret område. Green Power Denmark har indarbejdet en sådan geografisk differentiering i standardtilslutningsbidragsmodellen. Det giver større omkostningsægtighed og understøtter det politiske ønske om et lokationssignal for nye produktionsanlæg.

I producentbetalingsmodellen arbejdes der med tre geozoner: Rød (produktionsdomineret område), gul (blandet område, dvs. hverken produktions- eller forbrugsdomineret) og grøn (forbrugsdomineret område). Et Danmarkskort over geozoner kan ses i Figur 5 nedenfor pr. december 2021, gældende for nettilslutningsaftaler der indgås frem til næste opdatering¹¹.

¹⁰ Pristalsfremskrivning sker forud for et år, ved anvendelse af den seneste realiserede helårsvækst i reguleringsprisindekset, og anmeldes til register i Forsyningstilsynet.

¹¹ Førstkommende opdatering forventes i efteråret 2022 med virkning fra 2023 ifm. metodegodkendelse foreligger.



Figur 5 – Geozonekort, gældende version af december 2021.

Den praktiske betydning i modellen af hvilken geozone, en ny producent tilslutter et anlæg i, er, hvor meget ekstra kapacitet, der er brug for op imod transmissionsnettet. I en rød zone forudsætter modellen, at netselskabet skal bygge yderligere kapacitet i nettet svarende til 95% af producentens indfødningsomfang. I gul og grøn zone er det hhv. 50% og 10% af indfødningsomfanget, der forudsættes at skulle bygges kapacitet til. Det bemærkes, at kunden altid vil betale fuldt bidrag til tilslutningsfelt.

De 95%, der er fastsat i rød zone, er fastsat på baggrund af en analyse af samtidigheden mellem forskellige produktionsformer (se underbilag 5 til bilag 1). Heraf fremgår, at fordi produktionsanlæg selv i net domineret af produktion ikke altid producerer samtidigt, er netselskabet ikke nødt til at forstærke nettet til 100 % af indfødningsomfanget. Det er mest omkostningsægte at lade dette reflektere i kundens tilslutningsbidrag.

Gule zoner er net, der ikke er entydigt domineret af hverken forbrug eller produktion. Det kan derfor ikke entydigt fastlægges, hvor stor en andel af forstærkninger og udbygning af det kollektive net, der drives af produktion. Det er dog entydigt mindre end i produktionsdomineret net. Ud fra en samlet rimelighedsbetragtning forudsættes det derfor, at produktion i gennemsnit giver anledning til forstærkning og udbygning svarende til 50% af indfødningsomfanget.

I forbrugsdomineret net (grøn zone) er det primært forbrug, der er dimensionerende for netudbygningen. Den grundlæggende modellogik tilskriver, at nettets omkostninger følger af at løfte energien fra installationer med produktion op til transmissionsnettet. Forbrugsdomineret net er defineret som net, hvor der kun i lille omfang eller slet ikke løftes energi op til transmissionsnettet. Dette kunne tilskrives, at producenter i disse områder alene skulle betale for tilslutningsfelt, da de forventes som oftest ikke at give anledning til udbygning og forstærkning af det kollektive net. Det kan dog i nogle tilfælde også i forbrugsnet være nødvendigt at forstærke nettet på en producents foranledning. Eksempelvis fordi der sker en meget stor tilslutning i

nettet, som bevirker, at området går fra overvejende forbrugsdomineret til blandet net. Dertil kommer, at definitionen af forbrugsdomineret net indebærer, at der godt i begrænset omfang i perioder kan ske udveksling af energi op til transmissionsnettet. Derfor er faktoren ud fra en helhedsvurdering sat til 10%.

Geozonerne opdateres én gang hvert år baseret på data for de enkelte områder og indgåede nettilslutningsaftaler. Det er det enkelte netselskab, der opdaterer geozonerne. Nærmere uddybning af klassificeringen af zoner og proces for opdatering findes i afsnit 1.2 i bilag 1.

4.1.2 Praktisk udnyttelsesfaktor

Der er i beregningen af standardtilslutningsbidragene indregnet en praktisk udnyttelsesfaktor, som tager højde for det forhold, at nettets kapacitet ikke altid kan udnyttes fuldt ud.

Den praktiske udnyttelsesfaktor er reelt et udtryk for, at komponenter i nettet købes i standardstørrelser, som ikke alle er dimensioneret til den helt samme effekt. Derfor vil der altid være en del af nettet, der ikke vil kunne udnytte sin fulde potentielle effekt, fordi det så at sige er komponenten med den laveste overførelsessevne i en sekvens af netkomponenter, der fastsætter netsekvensens samlede kapacitet.

I modellen er benyttet en praktisk udnyttelsesfaktor på 90%. Dette tal baserer sig på indikative undersøgelser og bør genbesøges efter en årrække, jf. afsnit 6 om forhold, der bør genbesøges efter en årrække. For uddybning af undersøgelserne henvises til underbilag 4 i bilag 1.

4.1.3 Komponenters enhedsomkostninger

Daværende Dansk Energi har i løbet af andet halvår 2021 foretaget en indsamling og analyse af enhedsomkostninger for nettets standardkomponenter hos en række netselskaber. Samlet set dækker analysen omtrent 90% af kundemassen.

Da enhedsomkostningerne er et vigtigt input i standardtilslutningsbidragsmodellen, har det været en høj prioritet¹² at få lavet en dataindsamling af høj kvalitet. Netselskaberne er blevet bedt om at indberette erfaringsbaserede eller budgetterede omkostninger for hver netkomponent i hver af de fire geografiske zoner kendt fra benchmarkingarbejdet. I nærværende model benyttes der kun én omkostning pr. komponent.

Green Power Denmark har ved fastsættelsen af standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg fundet det mest omkostningsægte at ekskludere zone 1- og 2-omkostninger (byzoner), fordi produktionsanlæg i altovervejende grad forventes at blive placeret i områder med tynd bebyggelse. Zone 3- og 4-omkostninger er sammenlagt til én omkostning pr. komponent ved at sammenvægte antallet af komponenter i de respektive zoner.

I udgangspunktet beregnes sammenvejede standardomkostninger på tværs af netselskaberne for at kunne beregne standardtilslutningsbidrag, som kan anvendes af alle netselskaber. Dog

¹² Forsyningstilsynet skrev i sin betingede godkendelse af tilslutningsbidrag for forbrug Sagsnr. 20/07858), at de savnede uddybning af, at de benyttede omkostninger var blevet indsamlet på et ens grundlag, samt om der var fordyrende rammevilkår og atypiciteter, der gjorde at nogle datapunkter skulle udelades fra analysen. Dette er tilstræbt ved fastsættelsen af nærværende standardomkostninger.

er vurderingen, at forudsætningerne for netområderne Radius og Cerius afviger strukturelt fra gennemsnittet af de øvrige selskaber. Det gælder både ift. enhedsomkostningerne for komponenterne og for de gennemsnitlige kabelængder der er beregnet (se afsnit 4.1.5 nedenfor).

Det underliggende datasæt, der ligger til grund for denne omkostningsanalyse, er af fortrolig karakter. Materialet herom kan af konkurrenceretlige grunde derfor alene på forespørgsel udleveres til Forsyningstilsynet til fortrolig gennemgang og behandling.

En mere udførlig beskrivelse af processen og resultaterne findes i afsnit 1.3 i bilag 1.

4.1.4 Kabellængder

Kabellængderne er ligesom netkomponenternes enhedsomkostninger en meget væsentlig parameter i standardtilslutningsbidragsmodellen. Kabellængderne er udtryk for, hvor meget kabelnet, der i gennemsnit skal forstærkes og udbygges, og dette har markant effekt for standardtilslutningsbidragenes størrelse. De størrelser, der er lagt til grund i standardtilslutningsbidraget, er baseret på en analyse blandt netselskaberne af, hvor lang den gennemsnitlige kabelføring for netselskabet kommer til at blive, når der skal netforstærkes eller udbygges kollektivt net som resultat af nye produktionsanlæg.

30-60kV-kabelbidraget udgør over halvdelen af prisen for en A-høj-kunde i produktionsdomineret net og er ligeledes ganske betydelig for tilslutningerne på de lavere niveauer. Der er også gennemført en analyse af disse kabellængder, som har taget udgangspunkt i luftlinjeafstanden fra 50/10kV-stationer til nærmeste udvekslingspunkt til transmissionsnettet. Disse er tillagt en tracefaktor, som tager højde for en række faktorer, herunder bakker og oval kabelfremføring i ringe mv. Analysen beskrives i bilag 1 afsnit 1.1.3.3.

4.1.5 Forskelle på nøgleparametre netselskaberne imellem

Modellen for standardtilslutningsbidrag indeholder en række parametre, som gennemgås i nærmere detaljer i bilag 1. Der er dog to parameterværdier, som har stor betydning for standardtilslutningsbidragenes størrelse, og som kan være forskellige på tværs af landet afhængigt af rammevilkår. Disse to parameterværdier kan ændres, uden at der fundamentalt er tale om en anden tilslutningsbidragsmodel.

Parameterværdierne er:

1. Kabellængderne på alle spændingsniveauer
2. Komponenternes enhedsomkostninger.

På den baggrund er der foretaget en nærmere analyse og vurdering af disse to parameterværdier mhp., om de bør fastsættes på landsplan, regionalt eller pr. netområde. Der er i vurderingen behov for at balancere hensynet til et tilstrækkeligt og robust datagrundlag til at sikre omkostningsægte og rimelige standardtilslutningsbidrag for den enkelte producent. Heroverfor står hensynet til at tage højde for særlige rammevilkår, så der sikres omkostningsægte og rimelige standardtilslutningsbidrag i det enkelte netområde.

Det er vurderingen, at netselskaberne i udgangspunktet bør have de samme standardtilslutningsbidrag på tværs af selskaber. Det vil sikre, at det bagvedliggende datagrundlag for de to

parameterværdier er af en tilstrækkelig størrelse til, at værdierne bliver robuste og retvisende. Dette har samtidig den fordel, at det sikrer gennemsigthed i taksterne på tværs af landet.

På baggrund af en analyse af komponenters enhedsomkostninger på tværs af netselskaber kan det imidlertid konkluderes, at Radius og Cerius hver især har strukturelt anderledes enhedsomkostninger på komponenter – og at den gennemsnitlige kabellængde særligt i Radius' område også er anderledes end gennemsnittet. Da de to netområder hver især er tilpas store til at kunne sikre et tilstrækkeligt og robust datagrundlag, har det givet anledning til et ønske fra Cerius og Radius om at anmelde egne parameterværdier for kabellængder og enhedsomkostninger indenfor nærværende model for standardtilslutningsbidrag.

Samlet finder Green Power Denmark, at opdelingen af standardtilslutningsbidrag for henholdsvis Cerius, Radius og det øvrige Danmark sikrer en god balance mellem de forskellige hensyn.

4.1.6 Afstandsreglen

Når der er indgået en nettilslutningsaftale mellem netselskab og anlægsejer af et produktionsanlæg, skal anlægsejeren fremføre en stikledning til det tilslutningspunkt, netselskabet anviser. Denne afstand skal dog i udgangspunktet ikke være længere end afstanden den nærmeste station på relevante spændingsniveau. Dog kan afstanden altid være op til afstanden til nærmeste 50 kV-station. Anlægsejeren anlægger og ejer selv stikledningen. Afstandsreglen i nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 sikrer anlægsejeren mod at blive påført at fremføre en stikledning til et punkt længere væk end nærmeste station og de anlægsomkostninger, dette måtte medføre.

Såfremt netselskabet ud fra en vurdering af totalomkostninger ville anviser tilslutning af et produktionsanlæg til et punkt længere væk end den nærmeste station på relevante spændingsniveau, er netselskabet i stedet forpligtet til at forstærke det eksisterende kollektive elforsyningsnet, så anlægget kan blive tilsluttet i nærmeste station. Alternativt skal netselskabet føre nyt kollektivt net frem til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere væk end den nærmeste eksisterende station.

Standardtilslutningsbidraget er fastsat, så det dækker de omkostninger, der (i gennemsnit) vil være til forstærkning og udbygning af det kollektive net fra tilslutningspunktet, inkl. det felt producenten tilsluttes i. Det inkluderer også den meromkostning, der er forbundet med merudbygning af kollektivt net forårsaget af afstandsreglen.

Modellen for standardtilslutningsbidrag tager højde for dette ved at indregne den ekstra kabelføring, netselskabet er pålagt, i standardtilslutningsbidraget. Dermed bliver omkostningerne dækket på en omkostningsægte måde. Afstandsreglen gælder i forhold til tilslutning i 50-60 kV-stationer eller stationer på højere spændingsniveauer. For tilslutning på lavere spændingsniveauer definerer afstandsreglen den højeste afstand anlægsejer af et produktionsanlæg kan pålægges at føre sin stikledning, som afstanden til nærmeste 50kV-station.

I medfør af nettilslutningsbekendtgørelsens § 4, stk. 3, kan der dispenseres fra afstandsreglen.

4.1.7 Egenproducenter og små anlæg

For egenproducenter tilsluttet som $A_{Høj+}$, $A_{Høj}$, A_{Lav} og $B_{Høj}$ betales der tilslutningsbidrag for det ønskede indfødningsomfang, som det også er tilfældet for øvrige produktionsanlæg.

Tilslutningsbidraget justeres dog med en standardrabat, som skal kompensere for, at netselskabet har reducerede omkostninger til tilslutningsfelt for egenproducenter i disse kundegrupper, jf. bilag 1, afsnit 1.1.9.

For egenproducenter tilsluttet lavspændingsnettet, dvs. C- og B_{lav}-kunder, får kunden uden beregning et indfødningsomfang, der svarer til det leveringsomfang, kunden har til forbrug. Ønsker kunden et indfødningsomfang, som er større end det ønskede leveringsomfang, skal der svares produktionstilslutningsbidrag for det additionelle indfødningsomfang. Anlæg på 50 kW eller mindre undtages dog altid for tilslutningsbetaling, hvis kunden er egenproducent. Green Power Denmark 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 indfødningsomfanget 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.

5. Indfødningsstariffen

Indfødningsstariffen er betalingsdesignets løbende betaling. Indfødningsstariffen betales pr. indfødt kWh af alle producenter (med få undtagelser – se nedenfor).

Når netselskaberne transporterer energi gennem distributionsnettet, opstår der et nettab i form af en varmeudvikling i kabler, transformerstationer mv. Ligeledes er der løbende omkostninger til drift og vedligehold af komponenterne i nettet affødt af produktion. De nævnte omkostninger kan i betalingsdesignet bedst beskrives som proportionale med mængden af energi, der transporteres i nettet, og det vurderes derfor både omkostningsægte og rimeligt at opkræve dem via en energibaseret indfødningsstarif. En energibaseret tarif er endvidere en velkendt og gennemsigtig betalingsmodel for kunderne.

Parallelt med logikken i standardtilslutningsbidragsmodellen tages der udgangspunkt i, at indfødt energi generelt transporteres opad i produktionsdominerede områder. Et anlæg tilsluttet på et lavt spændingsniveau i et produktionsdomineret netområde vil producere energi, der i gennemsnit transporteres længere og omtransformeres flere gange, og som dermed driver mere nettab, drift og vedligehold end et produktionsanlæg tilsluttet på et højere spændingsniveau. Derfor kategoriseres producenter også ift. deres indfødningsomfang af energi efter deres tilslutningspunkt, og indfødningsstariffen vil derfor være højere, jo længere nede i nettet et anlæg er tilsluttet. Dette sikrer omkostningsæghed og rimelighed i tarifieringen. Endvidere er en kategorisering af kunder efter tilslutningspunkt objektiv og velkendt fra forbrugstarifieringen.

I modsætning til standardtilslutningsbidragene fastsættes indfødningsstarifferne pr. netområde og differentieres ligesom forbrugstariffen ikke geografisk indenfor netområderne. Dette sker, fordi nettabsomkostninger og driftsomkostninger foranlediget af produktion kan variere meget fra netområde til netområde som følge af forskellig fysik, forskellige omkostningsforhold mv. Det vurderes derfor nødvendigt med netområde-specifikke indfødningsstariffer for at sikre omkostningsæghed i indfødningsstariffen.

I det enkelte netområde vil netselskabet skulle opgøre hvor stor andel af den tekniske drift og nettabet på hvert spændingsniveau, som drives af produktion. Disse omkostninger deles ud på tariffer til de kWh, der flyder igennem hvert spændingsniveau, inden de når

transmissionsnettet. For uddybning af relevante omkostningskategorier og beregning af indfødningsstarifferne henvises til bilag 2.

Alle kunder, der føder energi ind på nettet, vil blive opkrævet en indfødningsstarif. Også eksisterende anlæg, der føder ind på nettet. Anlæg omfattet af aftagepligten (jf. VE-lovens § 52, stk. 2) er dog undtaget fra enhver form for indfødningsstarif.

Der er ikke for nuværende tilstrækkeligt grundlag for at opgøre, i hvilket omfang indfødningsmedfører omkostninger til drift og nettab i lavspændingsnettet. Der findes samtidigt et meget stort antal aftagepligtige anlæg på lavspænding, som er fritaget fra indfødningsstarif. Her har Forsyningstilsynet oplyst, at de anser de omkostninger, som skulle have været dækket af aftagepligtsanlæg, som residualomkostninger, der ikke skal allokere til en bestemt kunde-gruppe. Det har ført til, at der ikke indgår et lavspændingsbidrag til indfødningsstariffen for lavspændingskunder, da dette ville være blevet opkrævet alene fra indfødnings fra de B_{lav}- og C-kunder, som ikke er omfattet af aftagepligten.

Ved tarifiering af de anlæg på B_{lav} og C-niveau (som ikke er omfattet af aftagepligten) vil disse således alene bidrage til omkostningerne til nettab og drift på 10 kV- og 50 kV-niveau. Dette sikrer en gennemsigtig og rimelig tarifiering for lavspændte egenproducenter, hvor der også bidrages omkostningsægte til de omkostninger, indfødnings medfører i 10 kV- og 50 kV-nettet.

Et anlæg vil være fritaget fra indfødningsstarif, så længe det er omfattet af aftagepligten, eller så længe VE-loven fastsætter en undtagelse. Når et anlæg ikke længere er omfattet af aftagepligten, eller i det tilfælde, at undtagelsen fjernes fra VE-loven, vil anlægget betale indfødningsstarif i overensstemmelse med sin kundekategori.

6. Nettilslutning med begrænset netadgang

Betalingsdesignet indeholder en mulighed for nettilslutning med begrænset netadgang for produktionsanlæg som alternativ til en fuld nettilslutning, jf. afsnit 3 om det overordnede betalingsdesign.

Idet hovedomkostningen ved en fuld tilslutning af et produktionsanlæg er omkostningen til forstærkning og udbygning af kollektivt net, kan der opnås en betydelig besparelse, hvis et produktionsanlæg tilsluttes på en måde, hvor forstærkning og udbygning med sikkerhed undgås. Dette kan ske ved, at kunden kan nedreguleres eller udkobles, når nettet er overbelastet. Det er netop essensen af en nettilslutning med begrænset netadgang, at denne er billigere end en fuld tilslutning, fordi det kollektive net *ikke* udbygges og forstærkes ved tilslutning, mod at kunden nedreguleres eller udkobles, når nettet er belastet på en sådan måde, at det ikke kan aftage det fulde indfødningsomfang.

Tilslutningsbetalingen for nettilslutning med begrænset netadgang vil svare til de direkte opgjorte omkostninger ved tilslutning til bl.a. felt og overvågningsudstyr. Til forskel for fuld netadgang betales ikke bidrag til forstærkning og udbygning af det kollektive net, idet dette med sikkerhed ikke sker. Det sikrer en omkostningsægtighed i prissætningen, ligesom det sikrer en mere effektiv udnyttelse af infrastrukturen, uden at det belaster de øvrige kunder. Det er også rimeligt, at kunder, der vælger en sådan lavere kvalitet, får en lavere tilslutningsbetaling end kunder, der vælger fuld netadgang.

Det forhold, at besparelsen for producenten knytter sig til, at der ikke forstærkes net, betyder også, at begrænset netadgang kun kan tilbydes i tilfælde, hvor der faktisk ikke skal ske forstærkning eller udbygning af det kollektive net for at tilslutte producenten. Det betyder blandt andet, at nettilslutning med begrænset netadgang kun kan tilbydes, hvis netselskabet ikke skal fremføre net som følge af afstandsreglen. Dvs. producenten skal tilsluttes i en eksisterende station.

Den enkelte kunde vil kunne vælge, om hele eller alene en del af indfødningsomfanget skal tilsluttes med begrænset netadgang. Netselskabet vil her give producenten en prognose for antallet af nedregulerede eller udkoblede timer, men der kan fra netselskabets side i sagens natur ikke gives garanti for, hvor mange timer (den del af) et anlæg tilsluttet med en begrænset netadgang som minimum kan indføre til det kollektive net. Ligeledes vil antallet af timer kunne ændre sig fremadrettet, som nye kunder tilsluttes.

Der er dermed en risiko for producenten forbundet med at vælge en tilslutning med begrænset netadgang. For at sikre størst mulig gennemsigtighed for kunden rangordnes udkoblingen, så de kunder i et område der er blevet tilsluttet først med begrænset netadgang udkobles sidst. Dette adskiller sig fra begrænset netadgang for forbrugskunder.

En nettilslutning med begrænset netadgang kan eksempelvis være relevant ved tilslutning af solanlæg i vinddomineret net, da solanlæg ofte føder ind på nettet på andre tidspunkter end vindanlæg. Solanlægget kan så eksempelvis i mange timer køre på kapacitet, der ellers ikke er udnyttet. Dette er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt.

Dette giver også fordel i forhold til tilslutningshastighed, idet forstærkning og netudbygning typisk er den mest tidskrævende del af et tilslutningsprojekt.

Den detaljerede metode for nettilslutning med begrænset netadgang anmeldes selvstændigt.

7. Forhold, der skal genbesøges over tid

At designe en betalingsmodel, der finder den rette balance mellem hensyn til omkostningsæghed, rimelighed, ikkediskrimination og gennemsigtighed for både elproducent, øvrige kunder og netselskab kræver omfattende forberedende arbejde. I betalingsdesignet indgår en lang række parametre, som er medbestemmende for de standardtilslutningsbidrag og indfødnings-tariffer, producenter vil møde. Nogle parametre er mere betydningsfulde end andre.

Det er helt generelt en stor ny reform med indførelse produktionsbetaling, som endvidere er geografisk differentieret. Som konsekvens af hvor væsentlig en ændring der er tale om, og givet den markante udvikling, som elområdet er i gang med, vil der ligeledes være forhold, som vil kunne ændre sig såsom type, størrelse, benyttelsestid, placering mv. af produktionsanlæg.

På baggrund heraf ser Green Power Denmark særligt behov for at genbesøge en række udvalgte forhold, når der har været mulighed for at indhente erfaringer og analysere på dem. Dertil kommer at den tidsmæssigt pressede proces har betydet, at ikke alle elementer har kunnet gennemanalyseres. Vi lægger derfor op til, at følgende genbesøges efter senest 5 år:

- 1) **Den praktiske udnyttelsesfaktor.** Parameteren benyttes til at bestemme, hvor stor en andel af hver enkelt komponent, der i gennemsnit udnyttes i nettet. Da komponenterne ikke her den samme overførselsevne og dermed ikke passer fuldkommen sammen, vil der altid være komponenter, der ikke kan udnyttes til fulde. Parameteren er sat til 90% for nuværende og er baseret på en indikativ analyse blandt netselskaber.
- 2) **Kriterier for zoneinddeling og samtidighedsfaktoren i geozone-kortet for gul og grøn zone.** Parameterværdierne for bidraget til forstærkning og udbygning af kollektivt net i gul og grøn zone afspejler, i hvilket omfang et produktionsanlæg foranlediger forstærkning og udbygning af det kollektive net i et blandet hhv. forbrugsdomineret net. Disse faktorer er fastsat ud fra modellens logik og en rimelighedsvurdering. Disse faktorer bør ved passende mellemrum genbesøges. Green Power Denmark vil ved samme lejlighed genbesøge kriterierne for zoneinddeling i henholdsvis produktionsdomineret, forbrugsdomineret og blandet net.
- 3) **Strukturelle forskydninger i kundeadfærden.** Indførslen af en producentbetaling kan medføre ny adfærd hos kunderne, som ikke på nuværende tidspunkt kan forudses. Fx kan det vise sig, at tilslutninger systematisk sker meget tæt på eller langt fra transmissionsnettet, og omkostningerne til forstærkning og udbygning af det kollektive net kan derfor vise sig at være anderledes end forudsat i nærværende.
- 4) **Eventuelle omkostninger til reinvesteringer.** Over tid vil det blive aktuelt at tage stilling til, om et produktionsanlæg eksisterer så længe, at det giver anledning til reinvesteringer i nettet. For nærværende er der ikke noget erfaringsgrundlag herfor, ligesom vi ikke ved, om det vil forekomme og i givet fald i hvilket omfang. Ligeledes er der ikke noget at opkræve, idet reinvesteringer forårsaget af elproduktionsanlæg først vil blive indregnet i indtægtsrammen over tid, hvis de finder sted. Ifm. en opdatering af betalingsdesignet om en række år, ville det være nærliggende at analysere, om der vil være behov for et reinvesteringsbidrag fra eksisterende produktionsanlæg.
- 5) **Mulighed for differentiering af indfødningsstarif i tid og geografi.** Af hensyn til at kunne udvikle og anmelde et betalingsdesign, der kan få effekt fra 1. januar 2023, er indfødningsstarifferne ikke differentieret på tid eller på geografi indenfor det enkelte netområde. Geografisk differentiering ville kræve et større IT-udviklingsprojekt, og tidsdifferentiering ville kræve yderligere analysearbejde. Det bør genbesøges, om geografisk differentiering er relevant på sigt, ligesom det bør genbesøges, om tidsdifferentiering kan være relevant for indfødningsstarifferne.
- 6) **Cut-off grænsen for standardtilslutningsbidrag.** Green Power Denmark vil på passende tidspunkt genbesøge, om produktionsanlæg med en effekt til og med 50 kW skal vedblive ikke at betale standardtilslutningsbidrag for indfødningsomfang.
- 7) **Dynamik i opdateringen af geozonerne.** Det er Green Power Danmarks ambition at udvikle et mere dynamisk koncept for opdatering af geozonerne, så enkeltzoner opdateres i takt med, at der indgås nye nettilslutningsaftaler i områderne, som påvirker områder er produktionsdominerede, forbrugsdominerede eller blandede.

Når betalingsdesignet forventeligt genbesøges efter ca. 5 år, må der forventes at være et større erfaringsgrundlag, der vil gøre det lettere at kvalificere modellen yderligere.

7.1 Særligt om tilslutningsbidrag for forbrug

Med indførelsen af geografisk differentiering for tilslutningsbidrag for produktionsanlæg opstår naturligt behov for at spejle dette i tilslutningsbidrag for forbrugsanlæg. Dette er bl.a. tydeligt ift. at sikre retvisende tilslutningsbetaling for egenproducenter. En opdateret model for

tilslutningsbidrag for forbrug vil ligeledes give mulighed for at introducere de to nye kundekategorier $A_{høj+}$ og $A_{høj+,maske}$, som med denne anmeldelse introduceres for produktionskunder. Juridisk er geografisk differentiering på forbrugssiden endnu ikke en mulighed. Green Power Denmark er dog bekendt med, at Energistyrelsen i en analyse har påpeget, at det kan være hensigtsmæssigt med en åbning her. Ændres lovgivningen, forventer Green Power Denmark at anmelde en ny model med geografisk differentierede tilslutningsbidrag for forbrugsanlæg. Tilslutningsbidragsmodellen for forbrug vil under alle omstændigheder blive opdateret i lyset af tilsynets vurdering af principperne i nærværende anmeldelse.

8. Vurdering af niveauet for producentbetaling

Indledende analyser viser, at standardtilslutningsbidragenenes størrelse samlet set svarer godt overens med de omkostninger, der i gennemsnit er til nettilslutning og forstærkning og udbygning af det kollektive net ved faktiske tilslutningsprojekter for produktionsanlæg. Analysen er foretaget på baggrund af en rundspørge, som daværende Dansk Energi har foretaget blandt netselskaberne vedr. 28 konkrete projekter, der idriftsættes i 2021 eller 2022. Projekterne har forskellig størrelse og forskelligt tilslutningsniveau. Her ville den forventede indtægt fra de standardtilslutningsbidrag, der anmeldes i nærværende, ligge indenfor 4 % af de budgetterede omkostninger til nettilslutning og netudbygning for de 28 projekter, jf. figur 5 nedenfor.

Dataindsamling over projekter, der tilsluttes 2021-2022	
Antal anlæg i dataindsamlingen	28
Tilslutningsniveau	Bhøj - Ahøj+
Zoner	Rød, gul, grøn
Samlede omkostninger [TDKK]	560.000
Samlede indtægter v. tilslutningsbidrag [TDKK]	583.000
Forskel i procent	4%

Figur 6 - Dataindsamling af faktiske projekter

Dette er naturligvis kun indikativt, idet de faktiske udgifter pr. tilsluttet MVA svinger ganske betragteligt fra projekt til projekt, alt efter om det konkrete anlæg udløser netudbygning. Historisk har der været restkapacitet, der kunne udnyttes til indpasning af produktion, men i stort omfang er ikke længere tilfældet, hvorved indpasning af mere produktion kræver udbygning og forstærkning af det kollektive net.

Analysen betrygger dog i at det anmeldte, ikke blot er teoretisk funderet, men også ser ud til at sikre en samlet set omkostningsægte og dækkende opkrævning af de omkostninger, produktionsanlæg medfører for distributionsnettet.

9. Bilagsoversigt

Dette dokument giver en samlet beskrivelse af betalingsdesignets elementer. Uddybende beskrivelse for hvert element findes i bilag, der giver en mere dybdegående teknisk gennemgang af betalingsdesignets delelementer og en kvalificering af parameterverdier, der er brugt. Der er følgende bilag:

1. Uddybende metodebeskrivelse og teknisk dokumentation af standardtilslutningsbidraget for produktionsanlæg
2. Uddybende metodebeskrivelse for fastsættelse af indfødningsstariffer

Modellen for nettilslutning med begrænset netadgang anmeldes som beskrevet senest den 30. april 2022.

Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse - Standardtilslutningsbidrag

Indholdsfortegnelse

1	OPBYGNING AF MODEL FOR STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	3
1.1	DEN GRUNDLÆGGENDE UDFORMNING AF MODELLEN FOR STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	4
1.1.1	Typisk netstruktur.....	4
1.1.2	Tilslutningspunkter.....	8
1.1.3	Komponenter i nettet	10
1.1.4	Geografisk differentiering	15
1.1.5	Betaling for de andele af nettet, der benyttes	16
1.1.6	Cut off-grænse for små kunder	20
1.1.7	Benyttelsesfaktorer	21
1.1.8	Resulterende standardtilslutningsbidrag for producenter	22
1.1.9	Egenproducenter	23
1.1.10	Bidrag til over- og underliggende net.....	24
1.2	GEOZONER.....	25
1.2.1	Definition på Geozoner.....	26
1.2.2	Følsomhedsanalyse	28
1.2.3	Historiske måledata	29
1.2.4	Profiler for aftaler med nye kunder, som endnu ikke er idriftsat	29
1.2.5	Geozonekort jf. definition.....	31
1.2.6	Opdatering af geozoner	31
1.2.7	Opløsning i polygoner pr. 30-60/10-20 kV-station.....	32
1.2.8	Nye 132-150/30-60 kV-stationer.....	33
1.2.9	Anvisning af tilslutningspunkt	33
1.2.10	Geozonetildeling for anlæg med aftaler indgået før 1. januar 2023.....	34
1.3	ENHEDSOMKOSTNINGER FOR NETKOMPONENTER.....	35
2	UNDERBILAG 1 – BEREGNING AF STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	36
2.1	C-KUNDER.....	36
2.2	B-LAV-KUNDER	36
2.3	B-HØJ-KUNDER	37
2.4	A-LAV-KUNDE	38

2.5	A-HØJ-KUNDE	39
2.6	A-HØJ+-KUNDE	39
50 MVA		40
2.7	A-HØJ+-KUNDE I MASKENET	40
3	UNDERBILAG 2 – SLUKKESPOLEBEREGNING	41
3.1	SLUKKESPOLESTRØM FOR 10 KV-KABLER	41
3.2	SLUKKESPOLESTRØM FOR 50-60 KV-KABLER	41
4	UNDERBILAG 3 – MASKENET-FAKTOR	42
5	UNDERBILAG 4 – PRAKTISK UDNYTTELSESAKTOR	44
5.1	STIKLEDNINGSPRAKTISK UDNYTTELSESAKTOR	44
5.2	TRANSFORMER RESTKAPACITET	47
6	UNDERBILAG 5 – SAMTIDIGHED I RØD GEOZONE	48
7	UNDERBILAG 6 – 10 KV-KABELLÆNGDE	48

1 Opbygning af model for standardtilslutningsbidrag

Nærværende dokument uddyber metodikken i modellen for fastsættelse af standardtilslutningsbidrag for producenter, herunder tekniske forudsætninger og dokumentation.

Det er et grundlæggende metodevalg, om en nettilslutningsbetaling skal baseres på det enkelte projekts faktiske omkostninger eller udformes som en standardbetaling. I Danmark har vi fra brugersiden tradition for standardtilslutningsbidrag. Standardtilslutningsbidrag sikrer, at vi undgår den situation, hvor Producent A betaler et stort beløb for tilslutning i tilfælde, hvor kapaciteten i distributionsnettet frem til tilslutningspunktet skal udvides af hensyn til produktion, hvorefter Producent B, C og D efterfølgende kan blive tilsluttet i samme område for et minimalt beløb, fordi Producent A allerede har afholdt omkostningerne til kapacitetsudvidelsen ved eksempelvis en ny 30-60 kV-linje. Altså en situation, der kan opstå, hvis kunden skulle betale baseret på faktiske omkostninger.

For uddybning af de overordnede metodeovervejelser for producentbetalingsdesignet, herunder valg af standardtilslutningsbidrag, henvises til hovednotatet.

I det følgende gennemgås, hvordan betalingsmodellen for standardtilslutningsbidrag for producenter (herefter "*betalingsmodellen*") er opbygget. Green Power Denmark benytter betegnelsen "*producenter*", men standardtilslutningsbidragene vil omfatte enhver type kunde, der ønsker et indfødningsomfang, jf. afsnit 1.1 i hoveddokumentet.

Standardtilslutningsbidragsmodellen i denne anmeldelse rummer et modeldesign og bagvedliggende principper, som er fælles for alle netselskaber. Der er endvidere udviklet fælles enhedsomkostninger for komponenter og kabellængder for alle netselskaber med undtagelse af netområderne Cerius og Radius, som har ønsket at anvende egne forudsætninger vedrørende:

- Komponenternes enhedsomkostninger, og
- Kabellængder.

1.1 Den grundlæggende udformning af modellen for standardtilslutningsbidrag

De grundlæggende principper i betalingsmodellen er omkostningsægthed, rimelighed, gennemsigthed og ikke-diskrimination. Der udformes standardtilslutningsbidrag, som er geografisk differentierede. Derudover differentieres efter kundens tilslutningspunkt, så kunderne får en ens betaling for de andele af nettet, der i gennemsnit benyttes. Betalingsdesignet udformes teknologineutralt, og skal finde anvendelse for alle anlæg, der tilsluttes distributionsnettet med henblik på indfødningsomfang.

I praksis udformes en model, der baseres på gennemsnitlige omkostninger til tilslutning af producenter i en typisk netstruktur. Standardtilslutningsbidraget fastsættes i forhold til en producents indfødningsomfang. Betalingen dækker over omkostningerne til selve tilslutningen samt forstærkning og udbygning af det kollektive net.

Indfødningsomfanget er det antal MVA, som producenten ønsker på et hvert givent tidspunkt at kunne indføde i nettet. Indfødningsomfanget fastsættes uafhængigt af produktionsanlæggets størrelse, og en producent kan derfor vælge at købe et indfødningsomfang, der er mindre end vedkommendes produktionsanlægs maksimale effekt, hvis producenten kan garantere aldrig at indføde mere på nettet end sit indfødningsomfang.

1.1.1 Typisk netstruktur

For at kunne beregne et gennemsnitligt indfødningsomfang tager betalingsmodellen udgangspunkt i en typisk netstruktur. Formålet hermed er at kortlægge, hvilke komponenttyper der er nødvendige for at aftage indfødningsomfang fra et produktionsanlæg.

Den forudsatte typiske netstruktur opstilles, så længden fra et tilslutningspunkt til transmissionsnettet i den typiske netstruktur beskriver den gennemsnitlige længde fra tilslutningspunktet til transmissionsnettet. Komponenternes størrelser er et udtryk for de gennemsnitlige komponentstørrelser, der anvendes, når nettet forstærkes i dag. Rationalet er, at i et produktionsdomineret netområde udbygges og forstærkes distributionsnettet med det formål at kunne løfte el fra produktionsanlæg op til transmissionsnettet.

Den typiske netstruktur er specificeret som følger:

- 1 stk. 132-150/30-60 kV-station
 - Ejermæssig grænseflade til Energinet.
 - Indeholder 2 stk. paralleldrevne 132-150/30-60 kV-transformere, hver på 100 MVA ejet af Energinet.
 - Der skal kun bidrages til transformernes 30-60 kV-felter ved tilslutning i distributionsnettet.
- 1 stk. 30-60 kV-ring
 - Netstruktur, hvor stationer ligger i en ring med udløb fra 132-150/30-60 kV-station.
 - 2 stk. 30-60 kV-kabler på 13 km (gns. faktisk tilslutningslængde beregnet på faktiske net) fra alle stationer, hvor der bidrages til fuld benyttelse af et kabel. Der er ikke tale om reserveforsyning.
- 4 stk. 30-60/10-20 kV-station

- Alle med 2 stk. paralleldrevne 30-60/10-20 kV-transformere, hver på 20 MVA, hvor der bidrages til fuld benyttelse af en transformer. Der er ikke tale om reserveforsyning.
- 1 stk. 10-20 kV-radial fra 30-60/10-20 kV-stationen – i gns. 4,7 km til midten af radialen (gns. faktisk længde beregnet på faktiske net).
- 1 stk. 10-20/0,4 kV-station på 10-20 kV-radialen på 800 kVA.
- 1 stk. 0,4 kV-radial fra 10-20/0,4 kV-stationen – i gns. 300 m til midten af radialen.

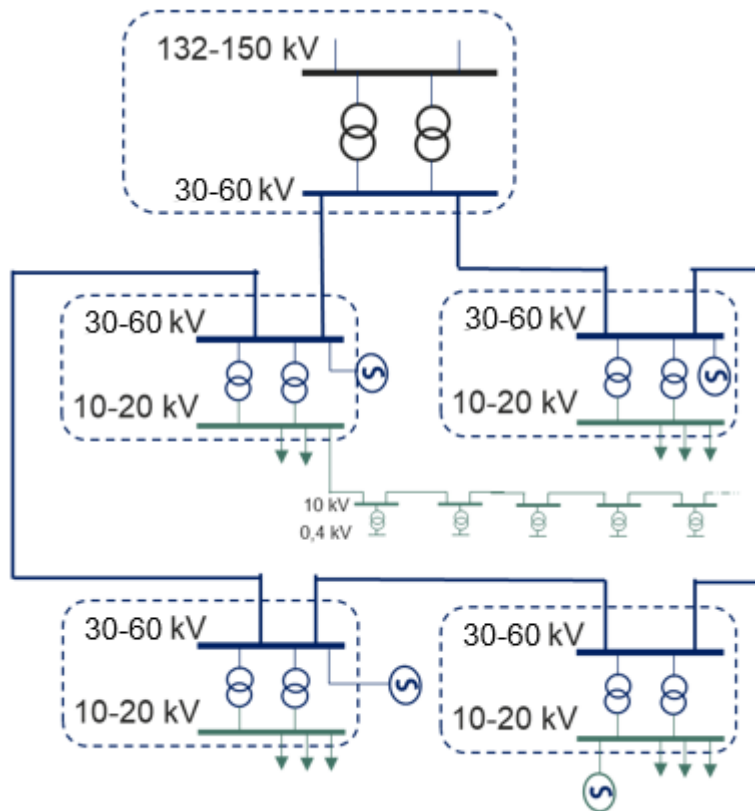
Den forudsatte typiske netstruktur er illustreret i Figur 1.

I Danmark findes 3 typer netstrukturer, for nettet på 30-60 kV-niveau.

- Radial
- Ring
- Formasket (maskenet)

Radial- og ringstrukturer anvendes primært i Jylland, mens formasket struktur primært anvendes på Fyn og Sjælland (rundspørge blandt 8 netselskaber). Netstrukturen i de forskellige områder er historisk betinget og udgør en rammebetingelse, som ikke lader sig justere på kort eller mellem-langt sigt. Netstrukturen har en vis betydning for omkostningerne. Uanset eksisterende netstruktur vil det net, der skal bidrages til mellem produktionsanlæggets tilslutningspunkt og transmissionsnettet, være ens for stort set alle producenter tilsluttet i de tre netstrukturer. Derfor kan en model baseret på typisk netstruktur i udgangspunktet finde anvendelse i hele landet.

I maskenet gælder dog, at der løber elektricitet til andre 132-150/30-60 kV-stationer, hvilket igen har en betydning for den belastning, som komponenterne i en 132-150/30-60 kV-station udsættes for. Dette medfører, at producenter tilsluttet direkte i en 132-150/30-60 kV-station i maskenet vil belaste flere komponenter end producenter tilsluttet i en 132-150/30-60 kV-station i en af de 2 andre netstrukturer. Derfor indføres en særlig kundekategori for producenter tilsluttet direkte i en 132-150/30-60 kV-station i maskenet (A-høj+ maske).



Figur 1 - Illustration af forudsat typisk netstruktur

Der er benyttet den forudsætning, at den producerede elektricitet fra et produktionsanlæg vil løbe fra tilslutningspunktet og igennem det kollektive net mod det nærmeste tilsluttede forbrug. Kan forbruget på det spændingsniveau, hvor producenten er tilsluttet, ikke aftage den producerede elektricitet – sådan som det er tilfældet i produktionsdomineret net – transporteres det overskydende elektricitet op til højere spændingsniveau og i sidste ende op til transmissionsnettet. Her transporteres elektriciteten via transmissionsnettet til forbrugere i andre landsdele.

1.1.1.1 Anlægskapacitet

Et produktionsanlæg, der tilsluttes distributionsnettet, skal betale standardtilslutningsbidrag på baggrund af anlæggets indfødningsomfang.

Nettets komponenter belastes af det antal ampere, der løber igennem komponenterne. Både produktion af aktiv effekt (MW) og reaktiv effekt (MVar), der sammen udgør den tilsyneladende effekt (MVA), indfører ampere til det kollektive net. Der er krav til, at producenter kan producere reaktiv effekt med en effektfaktor ($\cos(\phi)$) på 0,90 eller 0,95. For at sikre, at det kollektive net kan aftage det antal ampere, som produktionsanlæggene indfører til nettet, skal der betales tilslutningsbidrag ud fra anlæggets indfødningsomfang i MVA.

Derfor skal der bidrages til forstærkningsbehovet forårsaget af det største antal ampere, der forekommer ved anlæggets nominelt tilsyneladende effekt. Altså skal betalingen falde i forhold til antal MVA, som skal kunne levere ind på nettet, hvorfor kundens specificerede MW-værdi omregnes til MVA.

Dette stemmer overens med leveringsomfanget for forbrug, hvor der betales tilslutningsbidrag pba. ampere eller MVA.

1.1.1.2 Afstandsreglen

Netselskabet anviser tilslutningspunktet jf. § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen (BEK nr. 2653/2021, § 3). Nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 medfører, at i tilfælde, hvor netselskabet anviser til tilslutningspunktet i en station, der er længere væk end den geografisk nærmeste station på 30-60 kV, skal netselskabet fremføre kollektivt net til producenten, så tilslutningspunktet ikke er længere væk end afstanden til nærmeste 30-60 kV-station.

§ 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen sætter derved en begrænsning for den mest effektive udbygelse af det kollektive net, da netselskabet ikke kan optimere valget af tilslutningspunkt.

Den ekstra kabelafstand, som afstandsreglen i gennemsnit medfører, er indregnet i standardtilslutningsbidraget, da den gennemsnitlige kabellængde i den typiske netstruktur er beregnet pba. afstandene i det eksisterende net og derved inkluderer kabellægning til produktionsanlæg tilsluttet ved afstandsreglen. Kabelstrækningerne uden afstandsreglen ville altså være kortere.

1.1.1.3 Tilslutningskvalitet for produktionsanlæg

Der bygges ikke reservenet og reservestationer til produktionsanlæg. Producenter er derfor kun sikret, at nettet kan aftage den producerede elektricitet, hvis nettet er i normaldriftstilstand. Opstår der en unormal driftssituation i nettet, kan anlægsejer ikke være sikker på, at nettet kan aftage anlæggets elektricitet. Netselskabet kan derfor være nødsaget til at give anlægsejer besked om at nedregulere eller afbryde sit produktionsanlæg ved unormale driftssituationer i nettet.

Produktionsanlæg har dermed en lavere tilslutningskvalitet end forbrugsanlæg, som kan forsynes i en unormal driftssituation. Denne lavere tilslutningskvalitet er grundlaget for ovenstående typiske netstruktur og dermed også for størrelsen af standardtilslutningsbidragene.

Det er i overensstemmelse med det historiske netdesign for tilslutning af produktionsanlæg og udligningsordningen, at den benyttede typiske netstruktur tager udgangspunkt i, at der ikke bygges reservenet og reservestationer ved nettilslutning af produktionsanlæg.

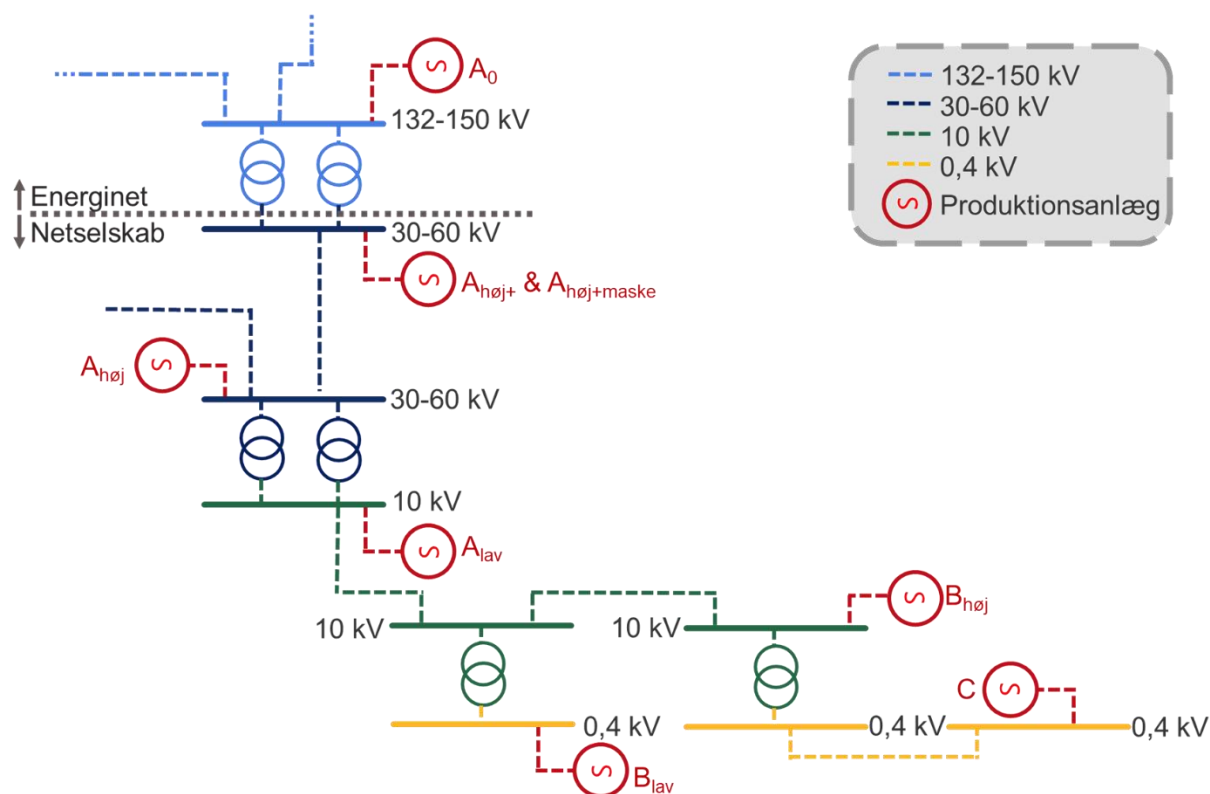
1.1.2 Tilslutningspunkter

Der er fastlagt 7 forskellige kundekategorier for produktion i distributionsnettet. Produktionsanlæg tildeles en kundekategori pba. anlæggets tilslutningspunkt. Standardtilslutningsbidraget for produktionsanlæg er ligesom for forbrugsanlæg afhængig af tilslutningspunktet, da antallet af komponenter, der transporterer anlæggets producerede elektricitet mod transmissionsnettet, vil afhænge af tilslutningspunktet. Dette følger samme grundlæggende logik som vandfaldsprincippet for forbrugsanlæg.

Jo længere nede i distributionsnettet et anlæg er tilsluttet, desto flere komponenter skal anlægget bidrage til forstærkning eller udbygning af. Kundekategorierne er illustreret i Figur 2.

Der introduceres to nye kundekategorier for produktion, som ikke findes for forbrug. Disse dækker kunder tilsluttet i stationer, hvor der er udveksling med transmissionsnettet. Disse er hhv. $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$. Disse introduceres for at sikre høj grad af omkostningsæghed. Der er således markant mindre omkostninger foranlediget af kunder tilsluttet i stationer med udveksling til transmissionsnettet. Omkostningen er dog forskellig ift., om der er tale om en maskenetstruktur eller ej.

De nye kundekategorier betegner kunder, der er tilsluttet direkte i stationer med udveksling til transmissionsnettet.



Figur 2 – Tilslutningspunkter på DSO-niveau, udsnit af figur 1

En oversigt over kundekategorierne fremgår af Tabel 1.

Tabel 1 – Kundekategori-oversigt

Kundekategori	Tilslutningspunkt
A _{høj+maske} -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation i maskenet
A _{høj+} -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation
A _{høj} -kunde	30-60 kV-station
A _{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 30-60/10-20 kV-transformerstation
B _{høj} -kunde	10-20 kV-station eller i 10-20 kV-nettet
B _{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 10-20/0,4 kV-transformerstation
C-kunde	0,4 kV-kabelskab

1.1.2.1 Gennemsnitlig kundestørrelse i tilslutningspunkt

Det er netselskabet, der i medfør af § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen, anviser det punkt i nettet, som kan aftage den ønskede produktion samt udgør den løsning, som vil udgøre de laveste samlede omkostninger ved nettilslutningen.

Netselskabets vurdering vil bl.a. afhænge af det købte indfødningsomfang og af anlæggets geografiske placering.

Tabel 2 nedenfor giver et overblik over de forskellige tilslutningspunkter og den gennemsnitlige størrelse på anlæg, der tilsluttes i tilslutningspunktet.

Tabel 2 – Kundekategori og typisk tilslutningspunkt ift. gennemsnitlige anlægsstørrelser

Kundekategori	Spændings-niveau [kV]	Station	Gennemsnitlig kundestørrelse [MVA]
C	0,4	Kabelskab	0,025
B _{lav}	0,4	10-20/0,4 kV-station	0,250
B _{høj}	10-20	10-20/0,4 kV-station	2,000
A _{lav}	10-20	30-60/10-20 kV-station	10,000
A _{høj}	30-60	30-60/10-20 kV-station	25,000
A _{høj+}	30-60	132-150/30-60 kV-station	50,000
A _{høj+maske}	30-60	132-150/30-60 kV-station	50,000
A ₀ (Energinet)	132-150	132-150/30-60 kV-station	

I kolonnen længst til højre er der angivet den gennemsnitlige anlægsstørrelse, som er forudsat i hver kundekategori. De gennemsnitlige kundestørrelser er et gennemsnit af den anlægskapacitet,

som netselskaberne anviser til de forskellige kundekategorier. Disse tal benyttes senere til beregning af den resulterende sats, i DKK/MVA, pr. kundekategori, der så multipliceres med den faktiske MVA-værdi for produktionsanlægget.

For $A_{høj+}$ -tilslutningspunktet differentieres der mellem maske- hhv. radial- og ringnet, da et produktionsanlæg tilsluttet $A_{høj+}$ i maskenet også medfører transport af elektricitet via 30-60 kV-nettet til andre 132-150/30-60 kV-indfødningspunkter til transmissionsnettet. Derfor er der oprettet et tilslutningspunkt $A_{høj+maske}$. $A_{høj+maske}$, som skal betale bidrag af den andel af den indfødte elektricitet, der transporteres via distributionsnettet mod andre indfødningspunkter til transmissionsnettet.

En tilslutning i $A_{høj+maske}$ skal derfor bidrage til 30-60 kV-kabler i distributionsnettet frem til andre indfødningspunkter i maskenet. $A_{høj+maske}$ -kundekategorien er nødvendig for at sikre, at standardtilslutningsbidragene dækker omkostningerne til forstærkning og udbygning af det kollektive net de steder, hvor der er maskenetstruktur i 30-60 kV-nettet.

1.1.2.2 $A_{høj+maske}$ -kunder

Produktionsanlæg tilsluttet sekundærskinnen i en 132-150/30-60 kV-transformer i et maskenet skal bidrage med 45 % af anlæggets indfødningsomfang til belastning af underliggende 30-60 kV-net. Analyser viser, at mellem 41 % og 49 % af den producerede elektricitet løber ned i det underliggende net mod andre indfødningspunkter til transmissionsnettet ved tilslutninger i stationer med udveksling til transmissionsnettet i maskenetstruktur - fænomenet kaldes "*subtransmission*". $A_{høj+maske}$ -taksten skal kun betales for produktionskunder, der anvises tilslutningspunkt i sekundærskinnen i en 132-150/30-60 kV-transformer i maskenet. Analysen fremgår af Underbilag 3 – Maskenet-faktor.

1.1.3 Komponenter i nettet

Distributionsnettet består af forskellige komponenter, og udgangspunktet for beregningsmodellen er, at tilslutning af et produktionsanlæg i et tilslutningspunkt vil påvirke komponenterne mellem tilslutningspunktet og Energinets transmissionsnet. Et produktionsanlæg belaster komponenterne forskelligt alt efter størrelse og tilslutningspunkt. For at fastslå, hvor meget et produktionsanlæg belaster nettet, og hvor meget net, der dermed i gennemsnit skal bygges for at aftage indfødnin-gen herfra, er det derfor nødvendigt både at kende til nettets komponenter, kapacitet samt den mulige praktiske udnyttelse af kapaciteten.

1.1.3.1 Praktisk udnyttelsesfaktor

I anden kolonne i Tabel 3 er angivet den gennemsnitlige kapacitet af komponenterne, som anvendes i den definerede typiske netstruktur. Det er i praksis ikke muligt at udnytte hele kapaciteten af en komponent.

Netkomponenter leveres i standardstørrelser, som ikke nødvendigvis passer præcist sammen. Det gør, at der altid vil være en overskydende restkapacitet, og det betyder, at det ikke vil være muligt at opnå en 100% udnyttelse af komponenterne i praksis, hvorfor der er indført en parameter for praktisk udnyttelsesfaktor.

Udnyttelsesfaktoren er fastlagt til 90%. Parameterværdien er fastlagt på baggrund af analyser af netselskabernes restkapacitet ved forstærkning eller udbygning af kollektive net. Analyserne

viser, at den typiske praktiske udnyttelsesfaktor ligger mellem 83% og 97% for kabler med et gennemsnit på 91% og mellem 75% og 101% for transformere med et gennemsnit på 89%. Analysen fremgår af undeUnderbilag 4 – Praktisk udnyttelsesfaktor.

De resulterende værdier for komponenternes kapacitet er vist i tredje kolonne i Tabel 3. Det er disse værdier, som anvendes i det følgende til at beregne, hvor store andele af komponenterne nye produktionsanlæg lægger beslag på.

1.1.3.2 Gennemsnitlig kapacitet

For at afgøre, hvor store andele af komponenterne i nettet, der benyttes af nye produktionsanlæg, er der til den forudsatte typiske netstruktur anvendt gennemsnitlige størrelser for de komponenter, som distributionsnettet forstærkes med i dag. Dette er nødvendigt for at estimere de andele af nettet, som nye produktionsanlæg i gennemsnit lægger beslag på i dimensioneringsspidsen. Her-til skal forstås, at nettet dimensioneres efter den største forventede belastning (den største umiddelbare effekt, der skal kunne transporteres gennem nettet). Følgende gennemsnitlige komponentkapaciteter er anvendt:

Tabel 3 - Gennemsnitlige komponentkapaciteter, der er anvendt i betalingsmodellen

Komponent	Gennemsnitlig kapacitet	Gennemsnitlig kapacitet (korrigeret for praktisk mulig udnyttelse)
30-60 kV-trf.-felt til 132-150/40-60 kV-trf.	100 MVA	90 MVA
30-60 kV-tilslutningsfelt	50 MVA	45 MVA
30-60 kV-linje-felt	55 MVA	49,5 MVA
30-60 kV-kabel	55 MVA	49,5 MVA
30-60 kV-trf.-felt til 30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
10 kV-trf.-felt til 30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
10 kV-tilslutningsfelt	7 MVA	6,3 MVA
10 kV-linje-felt	5 MVA	4,5 MVA
10 kV-kabel	5 MVA	4,5 MVA
10/0,4 kV-station	0,8 MVA	0,72 MVA
0,4 kV-kabel	0,25 MVA	0,23 MVA
0,4 kV-kabelskab	0,1 MVA	0,09 MVA
10 kV-slukkespole (koll.net)	200 A	180 A
10 kV-slukkespole (opsaml.net)	200 A	180 A
30-60 kV-slukkespole (koll.net)	200 A	180 A

Komponent	Gennemsnitlig kapacitet	Gennemsnitlig kapacitet (korrigeret for praktisk mulig udnyttelse)
30-60 kV-slukkespole (opsaml.net)	200 A	180 A

30-60/10-20 kV-transformernes gennemsnitlige kapacitet er fastsat på baggrund af indberetning af gennemsnitlige kapaciteter fra 7 netselskaber. Indberetningerne viste en gennemsnitlig kapacitet på 23,6 MVA. Netselskabernes indberetninger kan ses i Tabel 4.

Tabel 4 - Gennemsnitlige transformerkapaciteter

Netselskab	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	Gennemsnit
Kapacitet [MVA]	32	24,14	25,77	16,84	31,45	20,5	14,47	23,6

Kablernes gennemsnitlige kapacitet er fastsat på baggrund af det gennemsnitlige kabeltværsnit, der nedlægges for de forskellige spændingsniveauer i dag, se Tabel 5.

Felter følger transformere og kablens kapacitet.

Tabel 5 - Gennemsnitlige tværsnit for kabler

Spændingsniveau	Tværsnit	Strøm værdi	Kapacitet
30-60 kV	630 mm ²	544 A	47-56 MVA
10 kV	240 mm ²	310 A	~5 MVA
0,4 kV	240 mm ²	310 A	~0,25 MVA

Slukkespolestrømmen er indberettet af netselskaberne sammen med standardomkostnings-indberetningen. Slukkespolestrømmen for både 10-20 kV og 30-60 kV er blevet indberettet i intervallet 150-300 A pr. slukkespole, hvor gennemsnittet ligger på 200 A for alle spændingsniveauer.

1.1.3.3 Gennemsnitlig kabellængde

De gennemsnitlige kabellængder er beregnet for at kunne bestemme den gennemsnitlige transportlængde af elektriciteten.

For 30-60 kV-kabler er den gennemsnitlige længde mellem tilslutningspunktet og 132-150/30-60 kV-station beregnet efter følgende metode:

- Luftlinjeafstanden fra alle 30-60 kV-stationer til indfødningsstationen (station med udveksling til transmissionsnettet) bestemmes.
- Den resulterende luftlinjeafstand multipliceres med en tråcefaktor på 1,2. Tråcefaktoren har været almindeligt anvendt og har kunnet eftervises ved analyse af forskellen mellem luftlinjeafstanden og den aktuelle kabelføring mellem 50-60 kV stationer i 2 netselskaber,

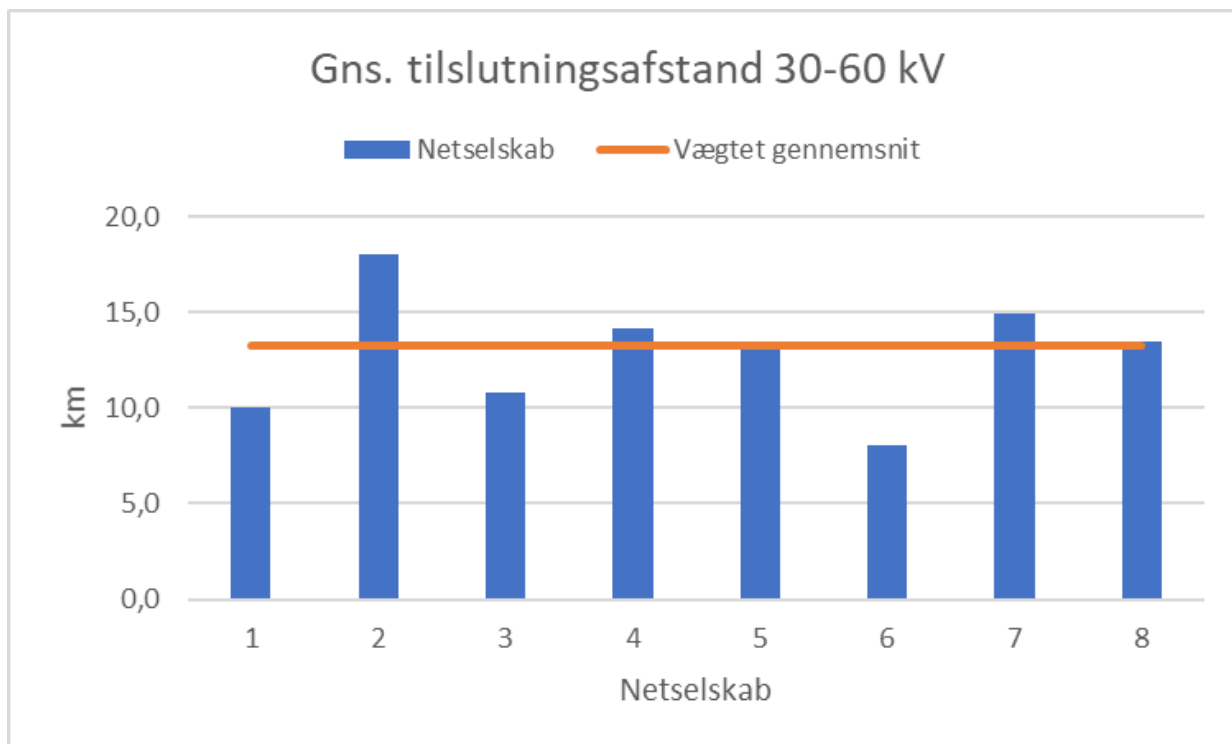
der samlet udgør 59% af øvrige Danmarks 50-60 kV-net. Tråcefaktoren er indført for at tage højde for den faktiske mulige kabelfremføring.

- Gennemsnittet af de resulterende afstande mellem indfødningsstationer og 30-60 kV-stationer beregnes.

Resultatet fremgår af Tabel 6 og Figur 3.

Tabel 6 - Gennemsnitlig tilslutningsafstand på 30-60 kV-distributionsnettet for 8 netselskaber

Netselskab	Antal stationer	Længste afstand [km]	Korteste afstand [km]	Gennemsnitlig afstand [km]
Selskab 1	26	26,1	1,7	10,0
Selskab 2	16	33,3	7,9	18,1
Selskab 3	51	43,1	0,0	10,8
Selskab 4	332	56,3	0,6	14,1
Selskab 5	45	37,9	2,2	13,1
Selskab 6	47	21,7	0,1	8,0
Selskab 7	64	38,1	1,1	14,9
Selskab 8	74	35,3	1,6	13,4
Vægtet gennemsnit – Danmark excl. Cerius og Radius elnet	659	56,3	0,0	13,3



Figur 3 – Gennemsnitlig tilslutningsafstand 60 kV

På baggrund af ovenstående beregninger er 13,3 km brugt som den gennemsnitlige 30-60 kV-tilslutningsafstand.

For 10-20 kV-kablerne beregnes den gennemsnitlige længde til midten af radialen, da midten af radialen er et udtryk for den gennemsnitlige afstand til 30-60/10-20 kV-stationer, som produktionsanlæg vil blive tilsluttet til.

De gennemsnitlige radiallyængder er beregnet ud fra indberetninger af antal 10-20/0,4 kV-stationer på en 10-20 kV-radial fra 7 netselskaber samt den samlede længde 10-20 kV-kabler i Danmark excl. Cerius og Radius.

Antallet af 10-20/0,4 kV-stationer på 10-20 kV-radialerne kan ses i Tabel 7.

Tabel 7 - 10-20/0,4 kV-stationer pr. 10-20 kV-radial

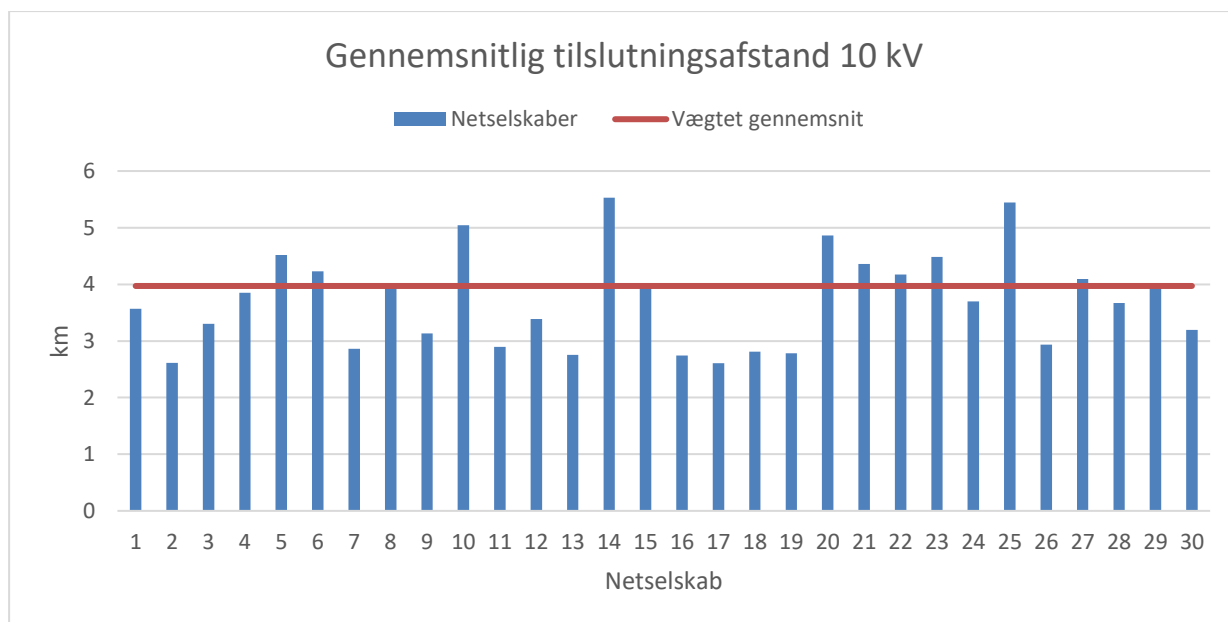
Selskab	S1	S2	S3	S4	S5	Gns.
10-20/0,4 kV-station/10-20 kV-radial	7,85	10,74	7,34	11,95	6,83	8,94

Den samlede længde af 10-20 kV-kabler i Danmark excl. Cerius og Radius er 45.061 km fordelt mellem 50.516 stationer.

Den gennemsnitlige afstand fra tilslutning som $B_{høj}$ -kunde til 30-60/10-20 kV-stationer beregnes (længden af 10-20 kV-kabler i den typiske netstruktur) ved at finde den gennemsnitlige kabellængde pr. station og multiplicere med antallet af 10-20/0,4 kV-stationer på en 10 kV-radial for alle netselskaber med 10 kV og derefter tage et vægtet gennemsnit. Beregningsmetoden fremgår af formel (1).

$$l_{gns,10-20\text{ kV kabel}} = \frac{\frac{10\text{ kV stationer}}{10\text{ kV kabelmasse [km]}} \cdot 8,94 [\text{stationer/radial}]}{2} \quad (1)$$

Ved brug af ovenstående metode beregnes den gennemsnitlige tilslutningslængde på 10 kV til at være 4,0 km. Beregningen er uddybet i Figur 4 og underbilag 6.



Figur 4 - Gennemsnitlig tilslutningsafstand 10 kV

1.1.4 Geografisk differentiering

Med ændring af elforsyningsloven af 21. december 2021, har netselskaberne fået mulighed for at anvende geografisk differentierede tilslutningsbidrag for produktionsanlæg.

Netselskaberne tager denne mulighed for geografisk differentiering i anvendelse. Der er derfor indarbejdet en geografisk differentiering i betalingsmodellen, som giver en højere grad af omkostningsæghed ved at sikre, at producenter bidrager til forstærkningen og udbygningen, alt efter hvor meget de påvirker spidsbelastningen af komponenterne. Produktionsanlæg tilsluttet i produktionsområder vil påvirke spidsbelastningen af komponenterne mod Energinets transmissionsnet mere og derved medføre flere forstærknings- og udbygningsomkostninger.

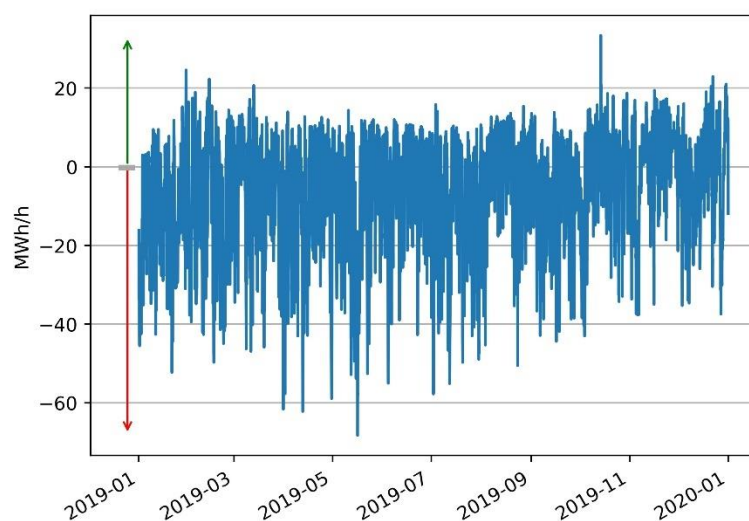
Den geografiske differentiering er valgt i form af 3 forskellige geozoner:

- 1) Rød geozone, de produktionsdominerede områder af Danmark
- 2) Gul geozone, de blandede produktions- og forbrugsområder af Danmark
- 3) Grøn geozone, de forbrugsdominerede områder af Danmark

Princippet for kategorisering af områder i geozonerne er uddybet i afsnit 1.2.

1.1.5 Betaling for de andele af nettet, der benyttes

Producenter skal som udgangspunkt betale for de dele af nettet, der benyttes ud fra den andel af kapaciteten, som producentens indføddning lægger beslag på i en normalsituation. Betalingen for standardtilslutningsbidrag er designet med udgangspunkt i produktionsområder, dvs. områder, hvor al den producerede elektricitet skal leveres til transmissionsnettet for at kunne aftages andetsteds. Ved tilslutning af yderligere produktionsanlæg i disse områder vil spidsbelastningen af det lokale net øges yderligere og behovet for forstærkning og udbygning af nettet følge med. I Figur 5 er illustreret en produktionsstation med ca. 3 gange så stor spidsproduktion (rød pil) som spidsforbrug (grøn pil).



Figur 5 – Illustration af en produktionsstation med ca. 3 gange så stor spidsproduktion (rød pil) som spidsforbrug (grøn pil)

1.1.5.1 Dimensionering i produktionsområder

Ved tilslutning af yderligere produktionsanlæg i produktionsområder øges spidslasten på nettets komponenter og dermed også den effekt, komponenterne skal kunne holde til. Forøgelsen af spidslast afhænger af den resulterende samtidighed mellem den eksisterende spidslast og spidslasten fra nye produktionsanlæg.

Følgende overvejelser påvirker dimensioneringsfaktoren i produktionsområder:

- Netselskabet skal sikre, at producenten kan indføde hele det købte indføddningsomfang til det kollektive net alle tider på året.
- Der vil forekomme stationer, hvor eksisterende produktion og nyt tilsluttet produktion er 100 % sammenfaldende og andre stationer, hvor sammenfaldet er mindre.
- Da produktionsnet er defineret pba. af udvekslingen på 132-150/30-60 kV-stationer, kan der forekomme stationer på lavere spændingsniveauer, som er forbrugsdomineret. I disse stationer er sandsynligheden for, at det er produktion, der udløser forstærknings- eller udbygningsbehov, markant mindre.
- Det forventes, at der i fremtiden vil komme en større andel af sol, som vil blive dimensionerende.

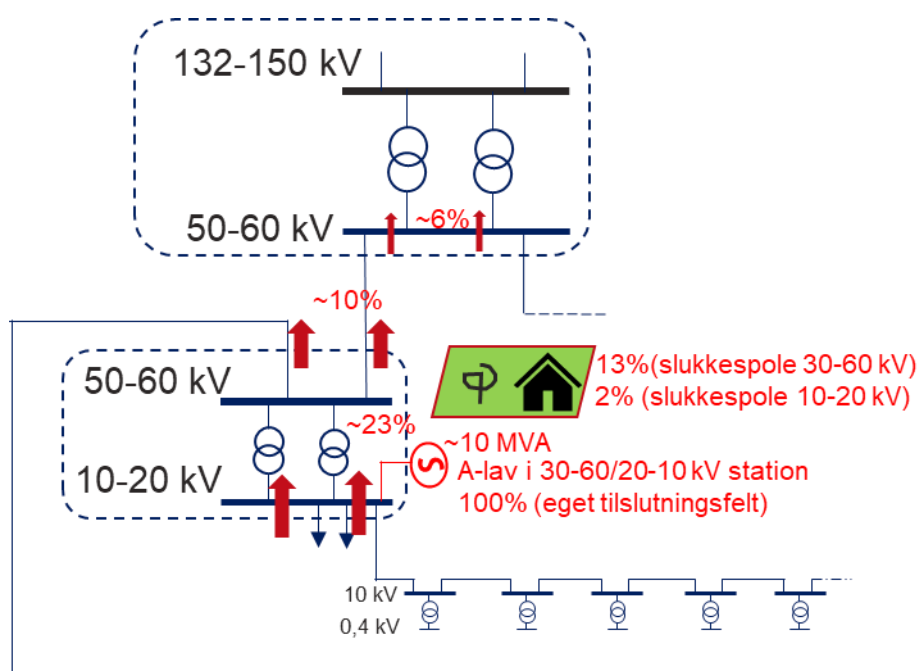
Ved undersøgelse af sammenfaldet mellem spidsbelastningen af eksisterende 132-150/30-60 kV-stationer og ny produktion i produktionsområder ses et sammenfald på omkring 95 % for vind. Undersøgelsen fremgår af Underbilag 5 – Samtidig i rød geozone.

Alle overvejelserne er forbundet med usikkerheder, der gør det udfordrende at fastslå en dimensioneringsfaktor for produktionsområder. Baseret på sammenfaldet i spidsbelastning fastsættes dimensioneringsfaktoren til 95 % for produktionsområder.

1.1.5.2 Fastsættelse af tilslutningsbidrag for A_{lav} -kunder

Pba. af de introducerede faktorer samt opbygningen af den typiske netstruktur gives herunder en uddybning af principperne ved fastlæggelse af standardtilslutningsbidraget for A_{lav} -kunder (standardtilslutningsbidraget for de andre kundekategorier beregnes efter samme princip). Uddybningen gives i første omgang for områder, der i forvejen er tydeligt domineret af produktion.

For A_{lav} -kunder er standardtilslutningsbidraget fastsat på følgende måde:



Figur 6 – Komponentbelastning af gns. A_{lav} -tilslutning

Jf. Figur 6 tilsluttes A_{lav} -kunder i et dedikeret 10-20 kV-felt på 10-20 kV-skinne i en 30-60/10-20 kV-station. Den gennemsnitlige størrelse af et A_{lav} -tilsluttet produktionsanlæg er forudsat at være 10 MVA, jf. Tabel 2. I et område, der i forvejen er domineret af produktion, forudsættes, at anlægget bidrager med 95% af omkostningen for forstærknings- eller udbygningsbehovet som mærkeeffekten på det nye produktionsanlæg, der ønskes tilsluttet, lægger beslag på, nemlig 10 MVA.

Ved de gennemsnitlige komponentstørrelser angivet i tredje kolonne i Tabel 3, vil de 10 MVA øge spidsbelastningen på:

- De 2 stk. 30-60/10-20 kV-transformere og tilhørende felter, hver med en udnyttelse på 18 MVA.
- De 2 stk. 30-60 kV-kabler samt tilhørende linjefelter, hver med en udnyttelse på 49,5 MVA.
- De 2 stk. 30-60 kV-transformerfelter, hvor 132-150/60-30 kV-transformerne er tilsluttet, hver med en udnyttelse på 90 MVA.

Derudover bidrages der til:

- den fulde andel af produktionsanlæggets eget 10-20 kV-tilslutningsfelt

- en forholdsmæssig andel af bygningen og fællesanlægget, som huser 10-20 kV-felterne – der indgår ikke en andel af grunden i standardtilslutningsbidraget.
- en forholdsmæssig andel af slukkespoler.

Tabel 8 viser belastningen af de forskellige komponenter forårsaget af produktionsanlægget tilsluttet A_{lav} .

Tabel 8 – Komponentbelastning ved produktionsanlæg tilsluttet A_{lav}

Komponent	Komponent-størrelse	Mulig udnyttelse	Komponent-belastning fra produktions-anlægget	Komponent belastning
2 stk. 30-60/10-20 kV-transformere, samt tilhørende felter	24 MVA	21,6 MVA	5 MVA*	23,15 %
2 stk. 30-60 kV-kabler, samt tilhørende felter	55 MVA	49,5 MVA	5 MVA*	10,10 %
2 stk. 30-60 kV-felter (ENDK-transformer)	100 MVA	90 MVA	5 MVA*	5,56 %
10-20 kV-tilslutningsfelt	10 MVA	10 MVA	10 MVA	100,00 %
Slukkespoler 10-20 kV	200 A	180 A	3,92 A	2,18 %
Slukkespoler 30-60 kV	200 A	180 A	18,61 A	12,50 %
*Komponentbelastningen fra produktionsanlægget deles med 50% på hver ring/transformer, da al effekt fra anlægget skal aftages opad i vandfaldet.				

Ovenstående procentvise forøgelse af spidsbelastningen multipliceres med de anvendte enhedsomkostninger for komponenter (se afsnit 1.3).

Med ovenstående procentsatser for benyttelse af komponenterne i den typiske netstruktur beregnes omkostningstrækket i det kollektive net ved tilslutningen af de 10 MVA i rød geozone. Resultatet fremgår af

Tabel 9 og er beregnet ved brug af formel (2).

$$Omkostningstræk_{komponent} = \left(\frac{\%_{andel}}{100} \right) \cdot antal \cdot pris_{komponent} \cdot \left(\frac{\%_{geozonefaktor}}{100} \right) \quad (2)$$

Tabel 9 - Omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af 10 MVA-produktionsanlæg til A_{lav} i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- ningstræk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
23,15%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabler	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelter	x	XX	=	YY
5,56%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
12,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsml. Net)	x		=	YY
<u>I alt</u>							<u>8.400.000</u>
I alt pr. MVA		10 MVA			<u>8.400.000 DKK / 10</u>	=	<u>840.000</u>
					<u>MVA</u>		<u>DKK pr.</u>
							<u>MVA</u>

Samme princip er anvendt til fastlæggelse af standardtilslutningsbidrag for de øvrige kundekategorier, hvor der betales for omkostninger i overliggende net.

I Underbilag 1 er beregningen for alle tilslutningspunkter vist.

1.1.6 Cut off-grænse for små kunder

Der indføres i udgangspunktet standardtilslutningsbidrag for indfødningsomfang på alle spændingsniveauer. Også på lavspænding.

Der indføres dog en cut off-grænse for betaling af standardtilslutningsbidrag for helt små anlæg, fordi disse anlæg i dag kun helt undtagelsesvist medfører behov for forstærkning og udbygning af det kollektive net. Samtidig er de små anlæg ofte anlæg, der forekommer i sammenhæng med eksisterende forbrugsinstallationer. Grænsen er sat til 50 kW for produktionsanlæg tilsluttet i eksisterende forbrugsinstallationer for C og B-lav-kunder. Rationalet er, at lavspændingsnettet vil være forbrugsdomineret, og at elektriciteten fra disse små anlæg ikke vil skulle løftes op i systemet.

Implikationen er, at produktionsanlæg på 50 kW eller under ikke skal betale standardtilslutningsbidrag. Cut off-grænsen sikrer også enkelthed i administrationen af standardtilslutningsbidrag fra producenter. Endvidere vurderes det omkostningsægte, da forstærkningerne/udbygningerne op mod 10-20/0,4 kV-stationen typisk vil dækkes af forbrugsinstallationernes standardtilslutningsbidrag. Det betyder i praksis, at produktion under 50 kW kun tilsluttes til egenproduktion.

C-kunder over cut off-grænsen på 50 kW betaler kun standardtilslutningsbidrag, jf. satsen for grøn geozone, uanset hvad den lokale geozone viser, og i dette standardtilslutningsbidrag regnes kun bidrag til komponenter t.o.m. 10-20/0,4 kV-stationen (regnet nedefra og op i "vandfaldet"), se dog afsnit om egenproducenter nedenfor (afsnit 1.1.9). C- og B_{lav}-kunder over 50 kW betaler for det indfødningsomfang, der overstiger leveringsomfanget.

Cut off-grænsen på 50 kW harmonerer i øvrigt med, at nettilslutningen af anlæg til og med 50 kW ikke kræver en individuel vurdering, såfremt der benyttes en inverter fra Green Power Danmarks positivliste.

Cut off-grænsen på 50 kW vurderes efter behov og senest om 5 år. Her skal det bl.a. vurderes, om der ses en unaturlig kraftig vækst i antallet af produktionsanlæg under 50 kW.

1.1.7 Benyttelsesfaktorer

På baggrund af metoden beskrevet i afsnit 1.1.5.1 er det beregnet, hvor stor en andel af den samlede forstærknings- og udbygningsomkostning producenter i rød geozone (produktionsdomineret net) skal bidrage til.

For gul og grøn geozone (hhv. blandet og forbrugsdomineret net) er der fastsat en lavere benyttelse af det kollektive net. Dette fordi større dele af den lokale produktion tilsluttet distributionsnettet forbruges i samme lokale netområde, og fordi nettet både skal levere og aftage strøm fra transmissionsnettet, hvilket medfører, at både produktions- og forbrugskunder belaster komponenterne op mod transmissionsnettet. Dette følger af logikken i modeldesignet.

For forstærknings- og udbygningsomkostningerne betyder dette, at der i gul og grøn geozone er benyttet (multipliseret med) en mindre benyttelsesfaktor end i rød geozone. I Tabel 10 er benyttelsesfaktorerne vist.

Tabel 10 – Benyttelsesfaktor for geozonerne

	Rød – Geozone	Gul – Geozone	Grøn – Geozone
Benyttelsesfaktor	95%	50%	10%

For tilslutningsfeltet og slukkespoler for opsamlingsnet indregnes altid udnyttelse på 100%, da det enkelte produktionsanlæg er ene om at benytte dette. Til disse omkostningselementer er benyttelsesfaktoren sat til 100%, uanset hvilken geozone produktionsanlægget befinder sig i.

1.1.8 Resulterende standardtilslutningsbidrag for producenter

Med ovenstående rammebetingelser er standardtilslutningsbidragene for producenter beregnet til følgende:

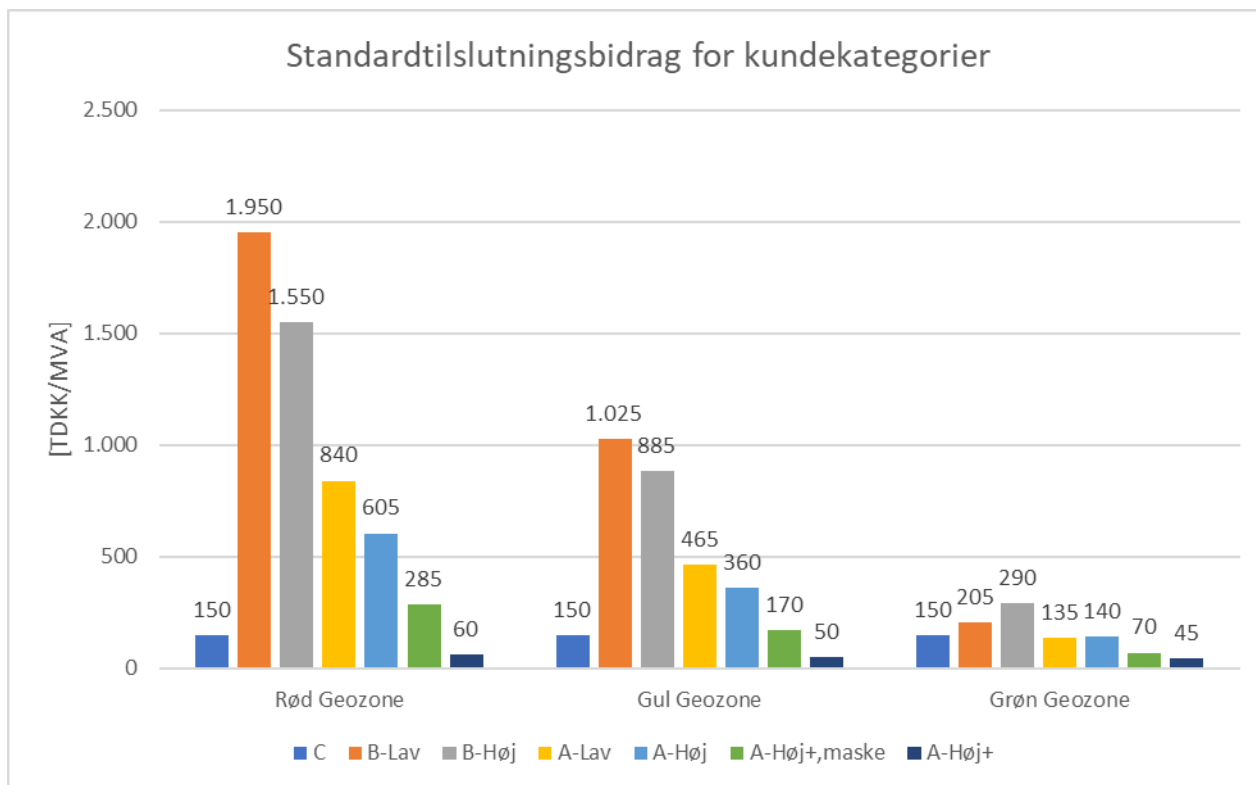
Tabel 11 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg excl. Cerius og Radius

	Rød – Geozone [DKK/MVA]	Gul – Geozone [DKK/MVA]	Grøn – Geozone [DKK/MVA]
$A_{høj+}$	60.000	50.000	45.000
$A_{høj+maske}$	285.000	170.000	70.000
$A_{høj}$	605.000	360.000	140.000
A_{lav}	840.000	465.000	135.000
$B_{høj}$	1.550.000	885.000	290.000
B_{lav}	1.950.000	1.025.000	205.000
C større end 50 kW (72,5 A)	150.000	150.000	150.000
C eller B_{lav} mindre end eller lige med 50 kW	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag

Metoden til fastlæggelse af geozoner gennemgås i det efterfølgende afsnit 1.2.

Det skal bemærkes, at standardtilslutningsbidragene følger brugen af komponenter ”op igennem vandfaldet”. Målt pr. MVA er tilslutning som $A_{høj+}$ -kunde således betydeligt billigere end tilslutning som $B_{høj}$ -kunde. Det følger naturligt af, at effekten fra $B_{høj}$ -kunder skal transporteres op igennem 10-20 kV-net, 30-60/10-20 kV-station, 30-60 kV-net og 132-150/30-60 kV-station. Tilsvarende skal $A_{høj+}$ tilsluttede kunder kun have transporteret effekten op igennem 132-150/30-60 kV-stationen.

Tabel 11 er illustreret i Figur 7 for at tydeliggøre denne sammenhæng.



Figur 7 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg excl. Netområderne Cerius og Radius

1.1.9 Egenproducenter

Egenproducenter svarer i udgangspunktet standardtilslutningsbidrag for deres indfødningsomfang på lige vilkår med andre produktionsanlæg. De skal også betale forbrugstilslutningsbidrag for et eventuelt leveringsomfang, kunden måtte ønske.

Producenter tilsluttet i en egenproducentkonfiguration som C- og B-lav, som har et produktionsanlæg på mere end 50 kW, bidrager med standardtilslutningsbidraget for indfødningsomfang svarende til grøn geozone, uanset hvilken geozone anlægget er tilsluttet i. Der skal for C- og B-lav kunder kun svares tilslutningsbidrag for indfødningsomfang, der overstiger egenproducentens leveringsomfang. Såfremt leveringsomfanget udvides, så følger det købte ekstra indfødningsomfang med. Dvs. har kunden et leveringsomfang på 100 kW og et additionelt købt indfødningsomfang på 50 kW, men udvider leveringsomfanget til 150 kW, vil kunden kunne indføde 200 kW til nettet.

Dette vurderer Green Power Denmark som rimeligt og omkostningsægte, da 0,4 kV-nettet vil være forbrugsdomineret.

For de højere spændingsniveauer vil der kunne være forskellige forhold mellem produktions- og forbrugsenheden i egenproducentkonfigurationen. Forstærknings- og udbygningsbehovet i forhold til det ønskede indfødningsomfang er dog ikke anderledes end for rene produktionsenheder, og tilslutningsbidraget for indfødningsomfang er i udgangspunktet det samme som for øvrige produktionsenheder. På samme måde skal der betales fuldt forbrugstilslutningsbidrag for det leveringsomfang, kunden måtte ønske. – Hvis kunden kan udjævne sin produktion og forbrug inde i

installationen, kan han vælge at bestille og betale for et lavere indfødningsomfang end anlæggets fulde produktionseffekt.

$B_{høj^-}$, A_{lav^-} , $A_{høj^-}$, $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$ -kunder betaler derfor standardtilslutningsbidrag for anlæggets fulde indfødningsomfang ift. den geozone, anlægget er placeret i.

For at sikre omkostningsæghed indføres der en standardrabat for feltomkostninger for kundekategorierne $B_{høj^-}$, A_{lav^-} , $A_{høj^-}$, $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$. Det skyldes, at standardfeltomkostninger er indregnet i både standardtilslutningsbidrag for forbrug og produktion for disse kundekategorier. Standardrabatten multipliceres med det mindste af indfødningsomfanget eller leveringsomfanget for egenproducenten, og den samlede rabat fratrækkes standardtilslutningsbidraget. Dermed sikres omkostningsæghed i egenproducenters betaling.

Standardtilslutningsbidraget for egenproducenter og standardrabatten for feltomkostninger i øvrige Danmark kan ses af Tabel 12.

Tabel 12 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg i egenproducentkonfiguration

	Rød – Geozone [DKK/MVA]	Gul – Geozone [DKK/MVA]	Grøn – Geozone [DKK/MVA]	Standardrabat for feltomkostninger [DKK/MVA]
$A_{høj+}$	60.000	50.000	45.000	35.000
$A_{høj+maske}$	285.000	170.000	70.000	35.000
$A_{høj}$	605.000	360.000	140.000	75.000
A_{lav}	840.000	465.000	135.000	50.000
$B_{høj}$	1.550.000	885.000	290.000	130.000
B_{lav}	205.000	205.000	205.000	0
C større end 50 kW	150.000	150.000	150.000	0
C mindre end 50 kW	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	0

1.1.10 Bidrag til over- og underliggende net

Der findes distributionsnet, hvor det er forskellige netselskaber, der har bevillingen til 0,4 kV, 10-20 kV- og 30-60 kV-nettet. I sådanne konstellationer vil et produktionsanlæg belaste netkomponenter ejet af forskellige netselskaber.

For at sikre gennemsigtighed betaler producenten det fulde standardtilslutningsbidrag for produktionsanlægget til det netselskab, der har bevillingen på det spændingsniveau, hvor kunden tilsluttes.

Hvis producenten tilsluttes i et underliggende net, og der er behov for forstærkning eller udbygning af det overliggende net, betaler netselskabet i det underliggende net til det overliggende net.

Er der ikke en aftale i stand om leverings- og indfødningsomfang med det netselskab, som har bevilling til det overliggende net, skal netselskabet videreføre den del af standardtilslutningsbidrag, som vedrører det overliggende net, til det netselskab, som har bevillingen til det overliggende net.

Hvis eksempelvis en 10 MVA-producent tilsluttes som A_{lav} -kunde i et underliggende net i et område, hvor et overliggende net driver 50 kV-nettet, opkræver det underliggende netselskab A_{lav} standardtilslutningsbidrag for producenten og betaler det overliggende net et $A_{høj}$ -standardtilslutningsbidrag for en kunde på 10 MVA til det overliggende net.

Der kan dog være netselskaber, hvor den over- og underliggende skilleflade ikke stemmer overens med kundekategorierne. Disse selskaber laver en intern fordelingsnøgle, som skal sikre, at standardtilslutningsbidraget fordeles efter, hvor omkostningerne ligger – denne skal anmeldes til Forsyningstilsynet. Der kan til brug herfor tages udgangspunkt i beregningstabellerne i Underbilag 1 – Beregning af standardtilslutningsbidrag.

1.2 Geozoner

For at sikre omkostningsægtighed er der introduceret geografisk differentiering for producenters standardtilslutningsbidrag.

Den geografiske differentiering er udarbejdet i form af 3 forskellige geozoner:

1. Rød geozone, de produktionsdominerede områder af Danmark.
2. Gul geozone, de blandede produktions- og forbrugsområder af Danmark.
3. Grøn geozone, de forbrugsdominerede områder af Danmark.

Formålet med den geografiske differentiering er at prissætte, i forhold til om netudbygningen i et område typisk og over tid drives af produktion eller forbrug. Dermed forsøges at beskrive netsituationen på lidt længere sigt, og ikke om der tilfældigvis er restkapacitet på det konkrete tidspunkt for nettilslutning. Denne tilgang sikrer over tid omkostningsdækning ved brug af standardtilslutningsbidrag.

I forhold til optimeret udnyttelse af restkapaciteten introduceres en nettilslutningsløsning med begrænset netadgang. Denne er beskrevet i bilag 3.

Geozoneinddelingen er opgjort pr. 132-150/10-60 kV-station. Formålet med at inddele på baggrund af 132-150/10-60 kV-stationer er at sikre, at alle spændingsniveauer tildeles en geozone. Dermed kan de baseres på udvekslingsdata i forhold til transmissionsnettet, som er ensartet og af høj kvalitet.

Inddelingen er foretaget på baggrund af seneste års måledata for indfødnings til og levering fra 132-150 kV og de underskrevne nettilslutningsaftaler for kommende produktionsanlæg og forbrugsanlæg over 5 MW og opdateres derfor mindst hvert år, så geozoneinddelingen altid er opdateret i forhold til de relevante netforhold.

Der eksisterer ca. 130 stk. 132-150/10-60 kV-stationer i Danmark, som hver tildeles en geozone. Alle underliggende 30-60/10-20 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer, som den enkelte 132-150/10-60 kV-station forsyner, tildeles samme geozone som den forsynde 132-150/10-60 kV-station (for yderligere uddybning se afsnit 1.2.7).

I visse netområder indgår flere 132-150/10-60 kV-stationer som indføddning til et sammenhængende 50 kV-maskenet. I disse områder fordeles 30-60 kV-stationer ud fra et kriterie om enten afstand, eller hvordan det faktiske effektflow primært fordeler sig. Det enkelte netselskab kan, hvis en sådan fordeling i et maskenet ikke er tilstrækkelig retvisende, vælge at sammenlægge geozoner. Dette sker så ved at summere måledata og de kommende forbrugs- og produktionsanlæg for 2 eller flere forsynde 132-150/10-60 kV-stationer, hvormed disse geozoner vil blive tildelt samme geozone baseret på det summerede effektflow i 132-150/10-60 kV-stationen sammenholdt med kriterierne for geozoner.

Som alternativ til at sammenlægge geozoner, fx hvor de forsynde 132-150/10-60 kV-stationer ligger med stor afstand, kan netselskabet i maskenet vælge at "isolere" geozoner, hvis der er et for geozonekriterierne betydende 30-60 kV-effektflow mellem 2 geozoner. Dette forudsat, at de tilhørende måledata er tilgængelige og samhörende med måledata for de forsynde 132-150/10-60 kV-stationer, og at begge de tilgrænsende geozoner korrigeres med korrekt retning på effektflowet.

Opdatering og vedligehold af data til geozonekortet foretages af hvert netselskab for eget bevilningsområde.

1.2.1 Definition på Geozoner

Daværende Dansk Energi har identificeret kriterier for, om det er produktion eller forbrug, der definerer udbygningsbehovet under en station. Det er maksimaleffekten, der bestemmer behovet. Derfor har vi ladet maksimaludvekslingen med en 132-150/10-60kV-station være indikator for, om forbrug eller produktion driver effektbehovet. For at sikre, at anomalier ikke bliver definerende for analysen, er der taget udgangspunkt i de 100 mest ekstreme udvekslingstimer i produktions- og forbrugsretning. Følsomhedsanalysen (se afsnit 1.2.2.) viser desuden, at en ændring i denne parameterværdi sikrer en robust geozoneinddeling.

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)
- 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).

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 geozoneinddeling 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.

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.

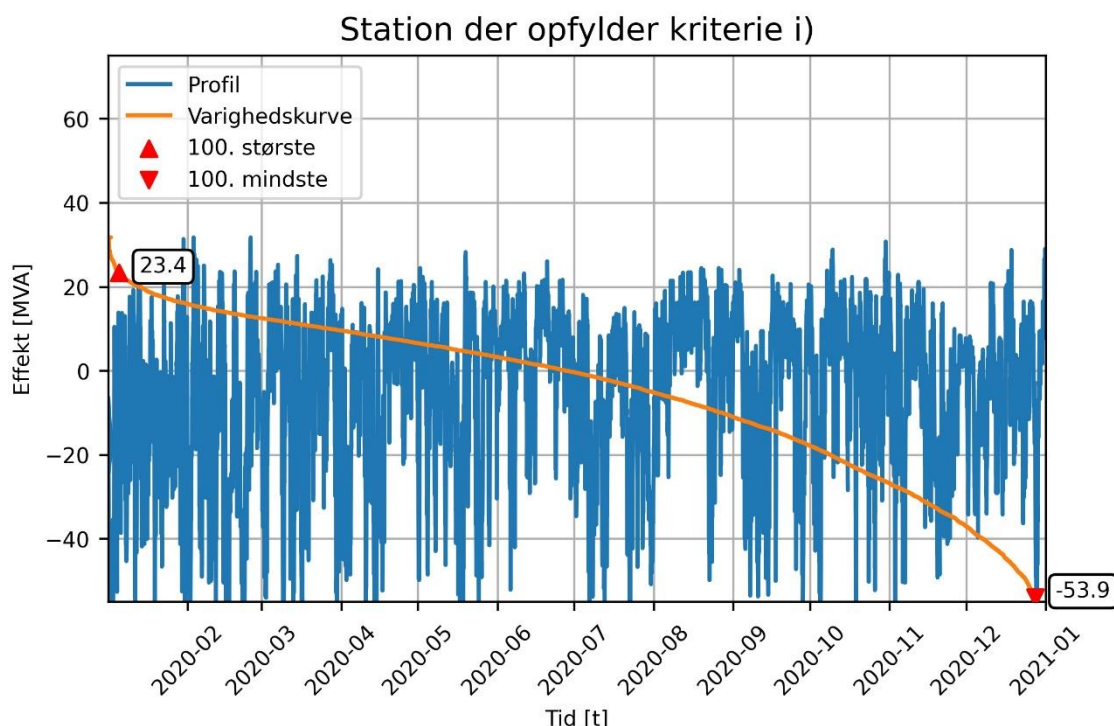
Rød geozone:

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.

Figur 8 **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** viser et eksempel på en station, som opfylder kriteriet for rød geozone.



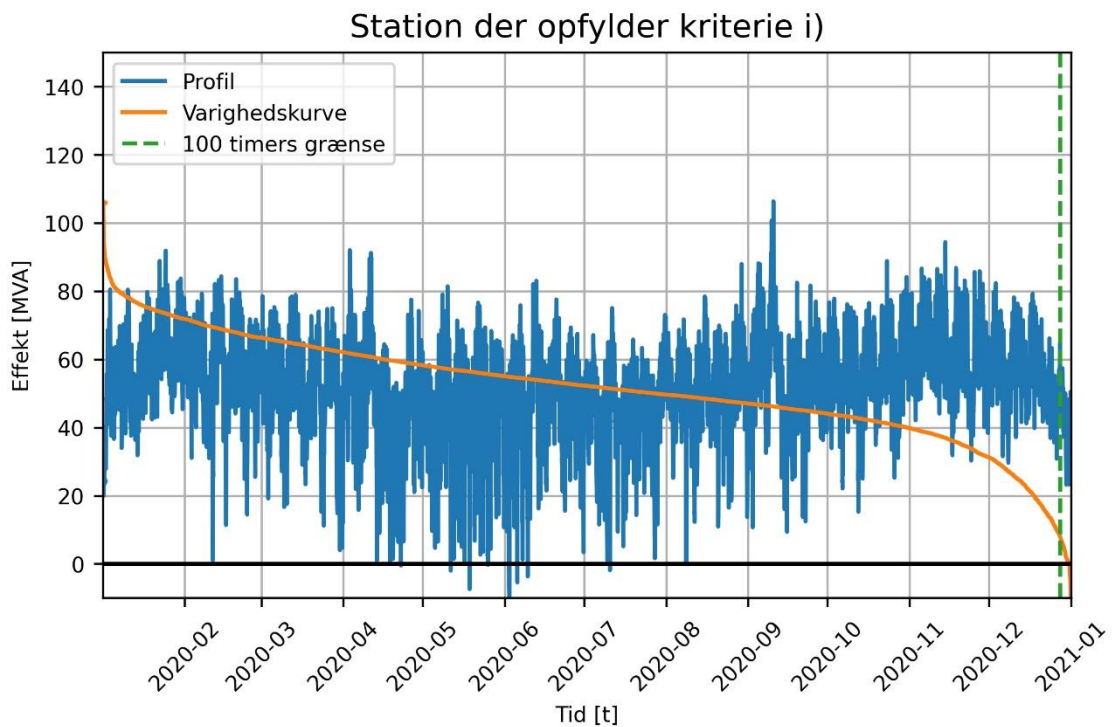
Figur 8 – Illustration af station, som opfylder rød geozone kriterie i)

Grøn geozone:

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

- i) Der er 100 eller færre timer pr. år, hvor udvekslingen går fra distributionsnettet op til transmissionsnettet (i produktionsretningen).

Kriteriet sikrer, at der er overvejende forbrug på stationens underliggende net. Dermed er spidsbelastningen forårsaget af forbrug i det underliggende net, og produktionsanlæg medfører derfor markant mindre forstærknings- og udbygningsbehov end forbrugsanlæg, da der grundlæggende eksisterer en kapacitet etableret på baggrund af forbrugstilslutninger og disses tilslutningsbetaling, som kan anvendes også til produktion.



Figur 9 – Illustration af station, som opfylder grøn geozone kriterie i)

Gul geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i gul geozone, hvis stationen ikke opfylder kriterierne for hverken rød eller grøn geozone. Der vil derfor forekomme såvel forstærkninger og udbygninger udløst af forbrug som udløst af produktion i det pågældende netområde, hvorved der skal ske en deling af betalingen for udbygning af nettet.

1.2.2 Følsomhedsanalyse

Der er udført en følsomhedsanalyse på geozoneinddelingen af de 133 stk. 132-150/10-60 kV-stationer for at undersøge, hvor robust inddelingen er. Resultatet af følsomhedsanalysen kan ses i Tabel 13 og baserer sig på måledata i grænsefladen til Energinets transmissionsnet for 2020. Følsomhedsanalysen viser, at geozoneinddelingen er ganske robust. Det fremgår, at der skal ske væsentlige ændringer af de to kriterier for at rykke stationernes geozoner.

Tabel 13 – Følsomhedsanalyse af geozoneinddelingen

Parameter	Ændres til	Antal stationer påvirket	Påvirknings-effekt
100. mindste > 100. største time	200. mindste > 200. største time	0	Gul → rød
	50. mindste > 50. største time	2	Rød → gul
	25. mindste > 25. største time	4	Rød → gul
<100 nettoproduktionstimer	<25 nettoproduktionstimer	6	Grøn → gul
	<50 nettoproduktionstimer	3	Grøn → gul
	<75 nettoproduktionstimer	1	Grøn → gul
	<200 nettoproduktionstimer	3	Gul → grøn
	<500 nettoproduktionstimer	6	Gul → grøn
	<1000 nettoproduktionstimer	11	Gul → grøn

1.2.3 Historiske måledata

Når en 150-160/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10-20 kV-stationers geozone skal tildeles, indgår historiske måledata og indgåede nettilslutningsaftaler i vurderingen.

Udvekslingsdata med Energinets transmissionsnet lægges til grund for geozoneinddelingen, da disse data har en ensartet og høj kvalitet og er valideret i anden sammenhæng.

For de historiske måledata undersøges stationens måledata for året før, vurderingen foretages.

Måledata summeres med profiler for indkomne nettilslutningsaftaler, og pba. dette undersøges det, om årsprofilen opfylder kriterier for hhv. rød eller grøn geozone. Opfylder årsprofilen et af kriterierne, tildeles stationen den pågældende geozone. Opfylder den ikke kriterierne for hverken rød eller grøn geozone, tildeles stationen status som gul geozone.

1.2.4 Profiler for aftaler med nye kunder, som endnu ikke er idriftsat

Underskrevne nettilslutningsaftaler for produktions- og forbrugsanlæg større end 5 MW, som endnu ikke er idriftsat, indgår i geozonevurderingen sammen med de historiske måledata.

Leverings- eller indfødningsomfanget, der fremgår af nettilslutningsaftalerne, multipliceres med en normeret generisk profil for tilslutningstypen udarbejdet af det pågældende netselskab og summeres med den historiske måledata, hvorefter stationen tildeles en geozone pba. kriterierne for

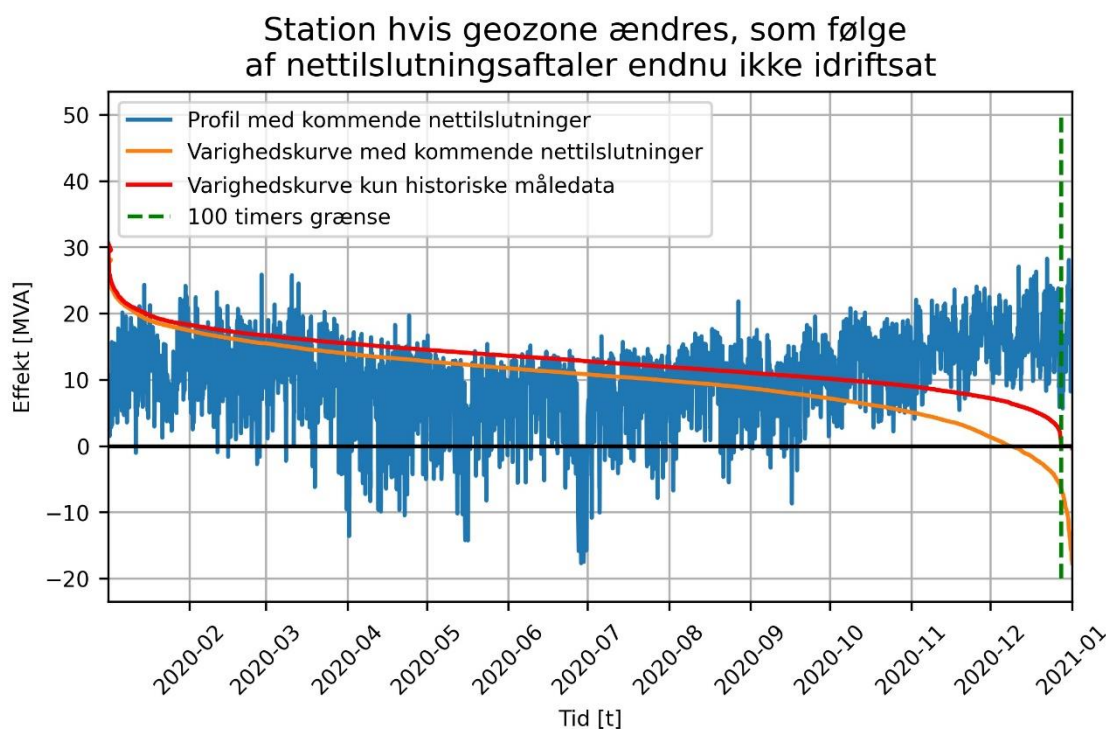
rød, grøn og gul geozone. Dette kan i nogle tilfælde rykke en station fra en geozone til en anden baseret på indgåede nettilslutningsaftaler.

Ligesom for den historiske måledata er det vigtigt, at der anvendes helårsdata så data rummer både sommer og vinter.

De normerede generiske profiler opdateres af netselskaberne den 1. november hvert år og skal repræsentere profiler for helåret forinden.

Hvis et produktionsanlæg eller forbrugsanlæg, som skal indregnes ved generisk profil, producerer/forbruger den første kWh i løbet af det år, der anvendes udvekslingsdata fra, så indregnes den generisk profil, kun for perioden fra 1. januar det pågældende år til datoen for første producerede/forbrugte kWh. Dette sikrer at anlæg ikke tælles dobbelt med i udvekslingen.

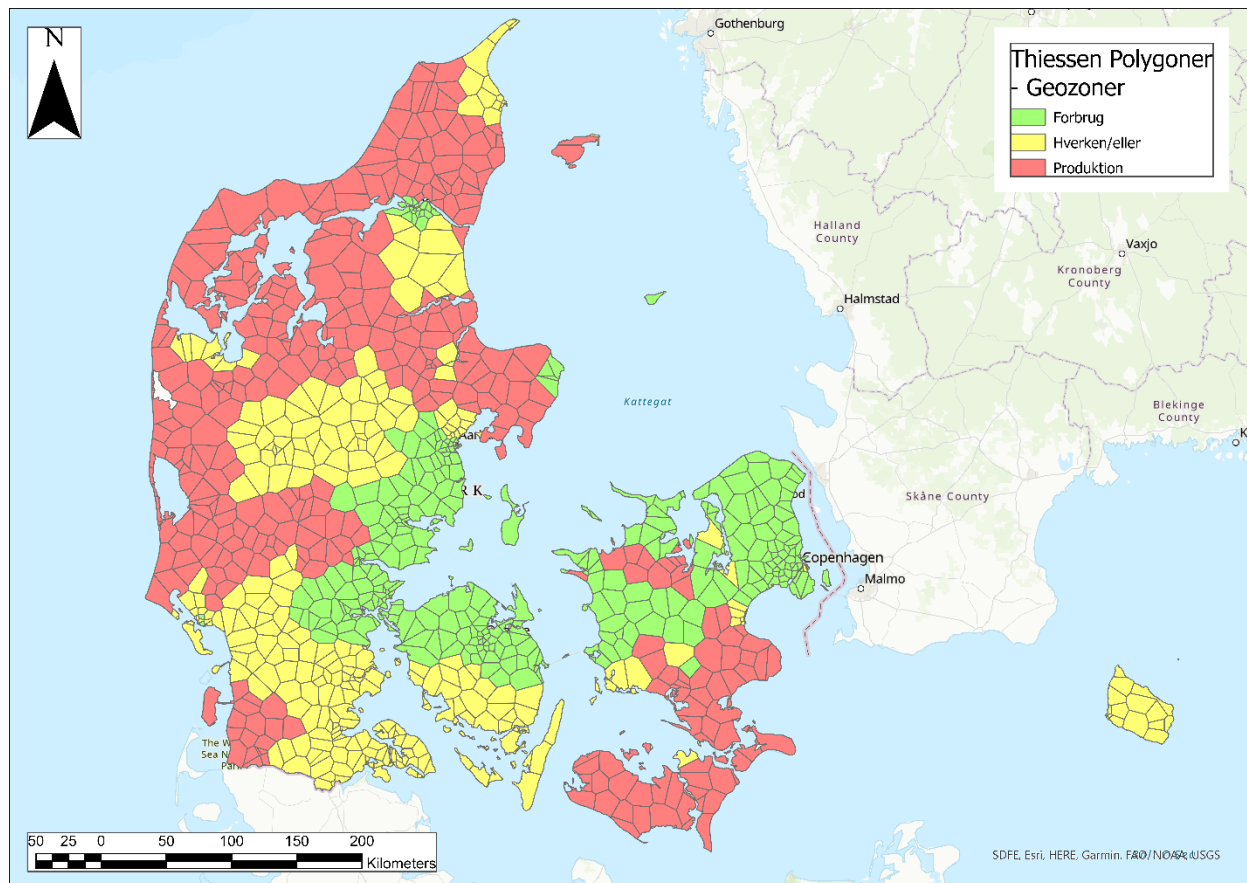
Figur 10 viser et eksempel, hvor den generiske profil for en allerede indgået nettilslutningsaftale rykker en stations geozone fra grøn til gul.



Figur 10 – Illustration af, at nettilslutningsaftaler endnu ikke er idriftsat, som ændrer geozonen for en station

1.2.5 Geozonekort jf. definition

Geozonekort pr. december 2021 fremgår af Figur 11. Kortet er baseret på måledata fra 2020 med korrektioner for nettilslutningsaftaler indgået før 1. januar 2022 for produktions- og forbrugsanlæg over 5 MW, som ikke er sat i drift.



Figur 11 – Geozoner med stationer

1.2.6 Opdatering af geozoner

Netselskabet med 50-60 kV-bevillingen for området, hvor 132-150/10-60 kV-stationen er beliggende, har ansvaret for opdateringen af geozonen og geozonekortet.

Hvis der er underliggende net under den pågældende 132-150/10-60 kV-station, er det pågældende underliggende netselskab ansvarlig for, at det overliggende netselskab orienteres om størrelser på indgåede nettilslutningsaftaler i underliggende net større end 5 MW, samt datoer for første producerede/forbrugte kWh for disse anlæg.

Geozonekortet opdateres årligt og har i udgangspunktet virkning for perioden den 1. januar – 31. december. De opdaterede kort offentliggøres senest den 15. december inden året, hvori de har virkning.

Netselskaberne med ansvar for geozoneopdateringen beregner geozonekategorierne ved at summere den historiske udvekslingsdata for 132-150/10-60 kV-stationen for sidste tilgængelige

kalenderår, samt tillæg af generiske profiler for nettilslutningsaftaler indgået inden den 1. november året før, kortet får effekt.

Opdateringsproces for 2022-2023

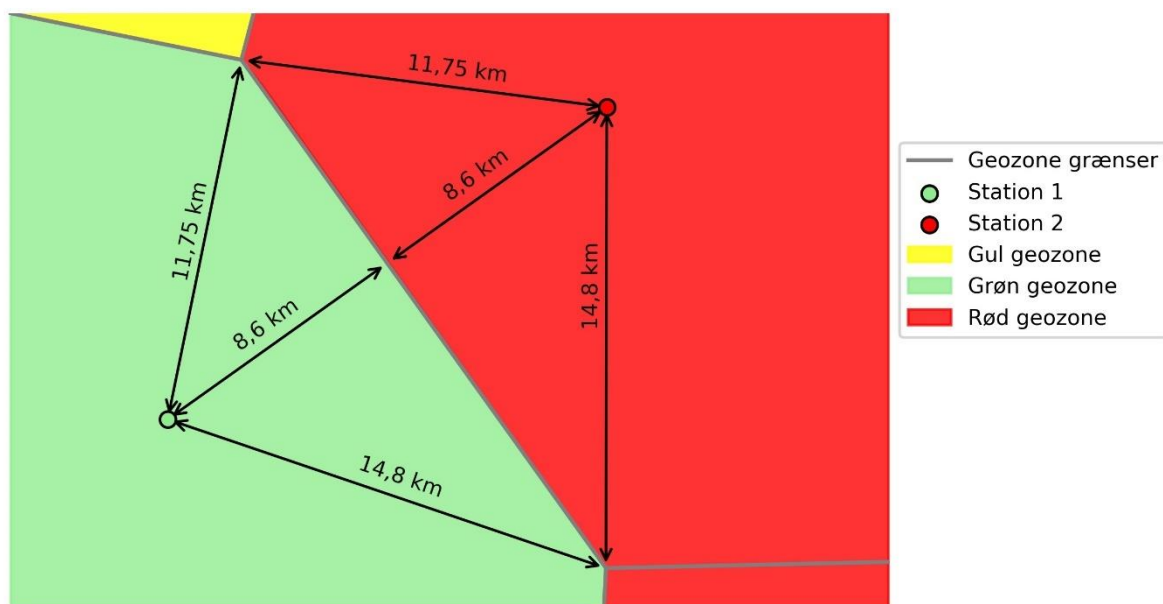
Tidspunkt	
Helåret 2022	Aftaler indgået i 2022 eller tidligere omfattes af kortet i denne anmeldelse.
31. oktober 2022	Sidste frist for nettilslutningsaftaler, der skal indgå i opdatering af geozoner.
1. november 2022 – 14. december 2022	Ansvarligt netselskab opdaterer geozoner baseret på: - Udvekslingsdata for helåret 2021 - Nettilslutningsaftaler indgået t.o.m. 31. okt. 2022
15. december 2022	Sidste frist for offentliggørelse af opdateret geozonekort for aftaler, der indgås i 2023.
1. januar 2023	Aftaler indgået herfra reguleres af opdaterede geozonekort

Når netselskaberne ikke har en opdatering klar til offentliggørelse den 15. december med virkning den 1. januar, forlænges gyldigheden af det allerede gældende geozonekort med et år.

1.2.7 Opløsning i polygoner pr. 30-60/10-20 kV-station

Arealet omkring 30-60/10-20 kV-stationer tildeles geozoner i polygoner. Polygonernes størrelse bestemmes med udgangspunkt i afstanden mellem stationerne. Derved kan anlægsejer få en indikation af, hvilken geozone anlægget tilsluttes i, inden nettilslutningsaftalen indgås. Polygonerne gælder også for tilslutninger på lavere spændingsniveauer, da afstandsreglen gælder til nærmeste relevante spændingsniveau, dog mindst 50-60 kV.

Yderkanterne af polygonerne tegnes, så der i fugleflugt er samme afstand til begge stationer. Dette er illustreret i Figur 12.



Figur 12 – Illustration af geozoner areal opdeling

1.2.8 Nye 132-150/30-60 kV-stationer

Ved etablering af nye 132-150/10-60 kV-stationer er der ikke historiske måledata til at tage med i geozoneinddelingen, når geozoner opdateres. Der kigges i stedet udelukkende på kommende tilslutninger i form af underskrevne nettilslutningsaftaler eller forventede nettilslutningsaftaler, der ligger til grund for etableringen af 132-150/10-60 kV-stationen. Ved etablering af en ny 132-150/10-60 kV-transformer i en eksisterende 132-150/10-60 kV-station, hvor transformeren tilsluttes egen 10-60 kV-skinne adskilt fra den eksisterende 10-60 kV-skinne, vil den nye 10-60 kV-skinne tilsvarende blive betragtet, som var det en ny 132-150/10-60 kV-station med egen geozone. Selvom den eksisterende station har 30-60 kV-maskenet, vil den nye skinne ikke regnes som maskenet.

På baggrund af nettilslutningsaftalerne og normerede forbrugs- og produktionsprofiler beregnes den forventede årsprofil for stationen. Denne sammenholdes med geozonekriterierne, og på baggrund heraf, tildeles stationen en geozone. Det betyder, at nye stationer, der etableres på baggrund af tilslutning af produktion, som udgangspunkt vil starte med at være i rød geozone, indtil der evt. senere tilsluttes forbrug.

1.2.9 Anvisning af tilslutningspunkt

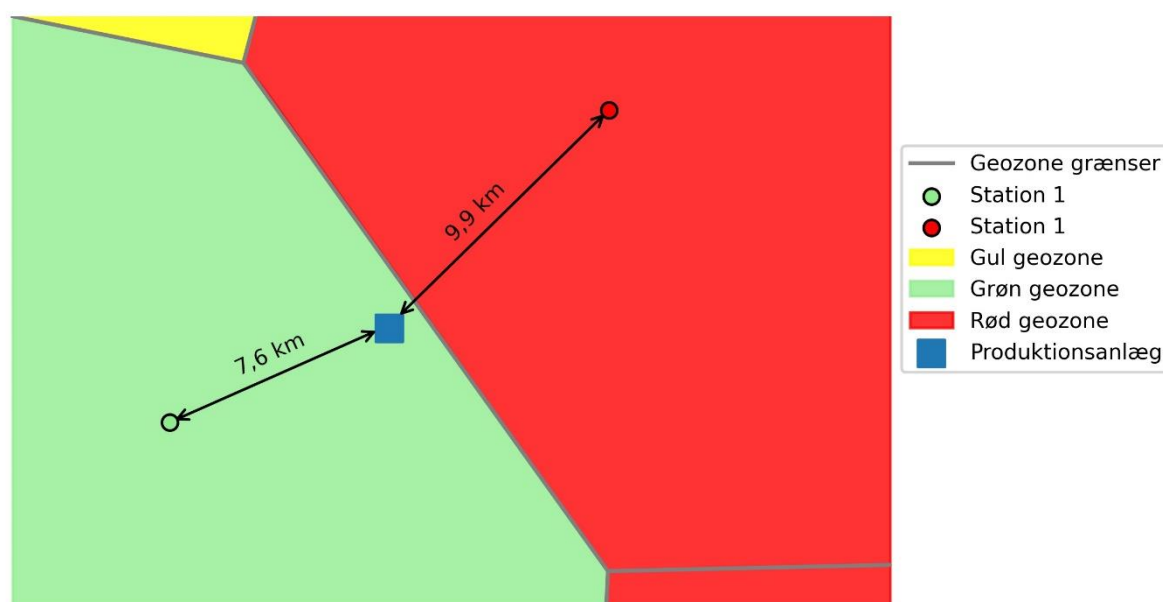
Netselskabet anviser spændingsniveauet og tilslutningspunktet jf. BEK nr. 2653/2021, kapitel 2, § 3.

Anviser netselskabet et tilslutningspunkt i en anden geozone end geozonen tildelt den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau, skal producenten bidrage pba. den geozone, som den nærmeste station er tildelt. Dette bidrager til at gøre geozonetildelingen gennemsigtig for producenten.

Oplever produktionsenheden i Figur 13, at netselskabet anviser tilslutningspunkt i den røde station, betaler produktionsenheden tilslutningsbidrag, som hvis anlægget var tilsluttet i grøn geozone, da stationen i den grønne geozone er den nærmeste station. Dette følger afstandsreglen, hvoraf det fremgår, at netselskabet i udgangspunktet skal anviser anlæg til nærmeste station

Dispenserer Energistyrelsen for afstandsreglen jf. BEK 2653/2021, § 4, stk. 3, vil geozonen for anlæggets betaling fastsættes ud fra stationen, der tilsluttes i, og ikke den nærmeste station, da både anlægsejer og netselskab er blevet enige om direkte tilslutning i den anviste station.

For kystnære vindmøller anviser netselskabet tilslutningspunkt (og dermed geozone) på lige vilkår med produktionsanlæg placeret på land.



Figur 13 – Anvisning af tilslutningspunkt i anden geozone

1.2.10 Geozonetildeling for anlæg med aftaler indgået før 1. januar 2023

Netselskabet tildeler anlæg med nettilslutningsaftaler indgået til og med 1. januar 2023, tilslutningsbidrag baseret på de geozone som fremgår af Figur 11. Produktionsanlæg, hvor der er indgået nettilslutningsaftaler inden 1. januar 2023, og som nettilsluttes i 2023 eller senere, skal betale standardtilslutningsbidraget på baggrund af geozone, der kan tildeles anlægget i forhold til geozonens tilstand på det tidspunkt, hvor netselskabet har fremsendt tillæg til nettilslutningsaftalens pkt. 11¹.

¹ Der henvises til det af Dansk Energi udfærdigede tillæg til nettilslutningsaftalens pkt. 11.

1.3 Enhedsomkostninger for netkomponenter

For at sikre omkostningsægte standardtilslutningsbidrag har daværende Dansk Energi foretaget en omfattende kortlægning af, hvad det i gennemsnit koster netselskaberne at anlægge de respektive komponenter, der anvendes i nettet.

For at opnå retvisende enhedsomkostninger for komponenter på tværs af branchen, har der været nedsat en arbejdsgruppe med en bred repræsentation på tværs af geografi og selskabsstørrelse. Denne arbejdsgruppe har drøftet komponentdefinitioner, metode for indberetning (inkludering af interne produktionsomkostninger, overhead mm.) og andre overordnede overvejelser. Derefter har 12 netselskaber (svarende til over 90% af kundemassen) indberettet omkostninger, enten baseret på udførte projekter eller budgetomkostninger.

Netselskaberne har indberettet på 21 forskellige komponentklasser, hvoraf de fleste er kendt fra benchmarking. For hver komponent har det været muligt at indberette på 4 forskellige zoner, hvor zone 1 er den tættest bebyggede, og zone 4 er den mindst bebyggede zone. Disse zonebegreber er også parallelle med zonerne kendt fra benchmarkingen.

Forsyningstilsynet har taget forbehold for omkostningsgrundlaget ved sin behandling af standardtilslutningsbidraget for forbrugstilslutninger. Tilsynets forbehold er, at der ikke i metoden for standardtilslutningsbidrag for forbrug var tilstrækkelig sikkerhed for, at omkostningerne var indberettet med ens forudsætninger, samt at der kunne være indeholdt fordyrende rammevilkår, der burde være ekskluderet fra omkostningsgrundlaget². Daværende Dansk Energi har i denne proces adresseret Forsyningstilsynets forbehold. De resulterende omkostningsdata betragtes således som repræsentative og opgjort på en ensartet måde.

Daværende Dansk Energi har indsamlet og opbevaret alle data på omkostningerne på fortrolig vis og har sammenvægtet omkostningerne til nationale zonedifferentierede gennemsnitsomkostninger. Daværende Dansk Energi har i den forbindelse sørget for at sætte et minimumskrav for indberetninger, der kan bruges til at danne en sammenvægtet standardomkostning. Dertil kommer, at der er arbejdet med at sikre opgørelsen af samlede anlægsomkostninger (nøglefærdige omkostninger inklusive etablering mv.). Slutteligt er omkostningerne blevet afrundet.

Det underliggende datasæt, der ligger til grund for denne omkostningsanalyse, er af fortrolig karakter. Materialet herom kan af konkurrenceretlige grunde derfor alene på forespørgsel udleveres til Forsyningstilsynet til fortrolig gennemgang og behandling.

Da Radius og Cerius benytter deres egne enhedsomkostninger for netkomponenter, vil omkostningerne vedlagt i denne anmeldelse være baseret på omkostninger, der er rensat for indberetninger fra Cerius og Radius.

Hvad angår omkostningerne til standardtilslutningsbidrag er der taget udgangspunkt i en vægtning mellem zone 3- og zone 4-omkostninger. Det er i landzonerne, at de fleste produktionsanlæg bygges, og derfor er det en rimelig modelforudsætning, at det kun er omkostningerne i landzonerne, der benyttes. Den konkrete vægtning mellem zone 3- og 4-omkostninger er baseret på det relative forhold mellem antallet af komponenter i de to zoner. Mængderne stammer fra benchmarking-data fra 2019.

² [tilkendegivelse-dansk-energis-tilslutningsbidrag-og-standardtilslutningsbidrag-udkast.pdf \(forsyningstilsynet.dk\)](#)

2 Underbilag 1 – Beregning af standardtilslutningsbidrag

Nærværende bilag fremsendes i udgave rensat for enhedsomkostninger for komponenter.

Green Power Denmark er ved at afdække muligheden for at offentliggøre disse. Indtil da kan enhedsomkostningerne af konkurrenceretlige grunde alene på forespørgsel udleveres til Forsyningstilsynet til fortrolig gennemgang og behandling.

2.1 C-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig C-kunde på 0,025 MVA:

Tabel 14 – Beregning standardtilslutningsbidrag for C-kunder større end 50 kW i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkostnings- træk [DKK]
3,47%	x	1 stk.	10-20/0,4 kV-trf.-station	x	XX	=	YY
11,11%	x	1 stk.	0,4 kV-kabel	x	XX	=	YY
27,78%	x	1 stk.	0,4 kV-kabelskab	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.780</u>
I alt pr. MVA					<u>3.780 DKK / 0,025</u> <u>MVA</u>	=	<u>150.000</u> <u>DKK pr. MVA</u>

2.2 B-lav-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig B_{lav}-kunde på 0,250 MVA:

Tabel 15 - Beregning standardtilslutningsbidrag for B_{lav}-kunder i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkost- ningstræk [DKK]
0,14%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
0,25%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
0,25%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
0,58%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
0,58%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- ningstræk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
0,58%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
5,56%	x	4 km	10-20 kV-kabel	x	XX	=	YY
5,14%	x	1 stk.	10-20 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
34,72%	x	1 stk.	10-20/0,4 kV-station	x	XX	=	YY
0,24%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
0,31%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
I alt							488.000
I alt pr. MVA		250 kW			<u>488.000 DKK / 0,250 MVA</u>	=	<u>1.950.000 DKK pr. MVA</u>

2.3 B-høj-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig B_{høj}-kunde på 2 MVA:

Tabel 16 - Beregning standardtilslutningsbidrag for B_{høj}-kunder i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- nings- træk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
1,11%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
2,02%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
2,02%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
44,44%	x	4 km	10-20 kV-kabel	x	XX	=	YY
41,12%	x	1 stk.	10-20 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
1,93%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole	x	XX	=	YY

Andel		Antal	Komponent		Komponent-omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkost-nings-træk [DKK]
2,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.099.000</u>
I alt pr. MVA		2 MVA			<u>3.099.000 DKK / 2 MVA</u>	=	<u>1.550.000 DKK pr. MVA</u>

2.4 A-lav-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{lav}-kunde på 10 MVA:

Tabel 17 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{lav}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent-omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkost-nings-træk [DKK]
23,15%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabler	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelter	x	XX	=	YY
5,56%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
12,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>8.400.000</u>
I alt pr. MVA		10 MVA			<u>8.400.000 DKK / 10 MVA</u>	=	<u>840.000 DKK pr. MVA</u>

2.5 A-høj-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj}-kunde på 25 MVA i rød zone:

Tabel 18 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkostnings- træk [DKK]
13,89%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
25,25%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
25,25%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutnings- felt	x	XX	=	YY
31,25%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>15.112.000</u>
I alt pr. MVA		25 MVA			<u>15.112.000 DKK / 25 MVA</u>	=	<u>605.000 DKK pr. MVA</u>

2.6 A-høj+-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj+}-kunde på 50 MVA i rød zone:

Tabel 19 – Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj+}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkostningstræk [DKK]
27,78%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. Net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.050.000</u>

$$\begin{array}{ccccc} \text{I alt} & & & & \\ \text{pr. MVA} & 50 & & \frac{3.050.000 \text{ DKK}}{50 \text{ MVA}} & = & \frac{60.000}{\text{DKK pr. MVA}} \end{array}$$

2.7 A-høj+-kunde i maskenet

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj+maske}-kunde på 50 MVA i rød zone:

Tabel 20 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj+maske}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkostnings- træk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
27,78%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
22,73%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
22,73%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
28,13%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>14.342.000</u>
I alt pr. MVA		50 MVA			<u>14.342.000 DKK</u> <u>/ 50 MVA</u>	=	<u>285.000</u> <u>DKK pr. MVA</u>

3 Underbilag 2 – slukkespoleberegning

I Danmark bruges der slukkespoler til at neutralisere fejlstrømmen ved en jordfejl, og derved afhjælpes mange fejl. Jordslutningsstrømmen beregnes pba. spændingsniveauet og kablernes driftskapacitans.

For at beregne et standardtilslutningsbidrag til slukkespoler er slukkespolestrømmen pr. kilometer kabel beregnet for hhv. 10 kV- og 50-60 kV-kabler. Produktionsanlæg skal bidrage til slukkespoler forårsaget af det antal km kabler, der skal bidrages til pba. anlæggets indfødningsomfang.

Med de i modellens angivne procentsatser for kablernes udnyttelse og gennemsnitskabelkvadrat (Tabel 21) er slukkespolestrømmen for hver kategori beregnet som følgende:

Slukkespolestrømmen pr. kilometer kabel er beregnet ved brug af formel (1).

Tabel 21 – Kabelkvadrat og driftskapacitans

Spændingsniveau [kV]	10	50-60
Tværsnit [mm ²]	240	500
Driftskapacitansen [$\mu\text{F}/\text{km}$]	0,36	0,27

$$I_j = 3I_0 = \sqrt{3} \cdot U \cdot \omega \cdot C_0 \cdot 10^{-3} A \quad (1)$$

Hvor U er yderspændingen i kV, og C_0 er nulkapacitansen pr. fase i μF .

3.1 Slukkespolestrøm for 10 kV-kabler

Slukkespolestrømmen pr. kilometer er beregnet i formel (2).

$$I_{j_{10kV}} = \sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,36 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 1,96 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (2)$$

3.2 Slukkespolestrøm for 50-60 kV-kabler

Slukkespolestrømmen pr. kilometer er beregnet som et vægtet gennemsnit af slukkespoler i 50 kV-net og 60 kV-net. Udregningen ses af formel (3)-(5).

$$I_{j_{50kV}} = \sqrt{3} \cdot 50 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,27 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 7,35 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (3)$$

$$I_{j_{60kV}} = \sqrt{3} \cdot 60 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,27 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 8,82 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (4)$$

$$I_{j_{50kV-60kV}} = 7,35 \frac{\text{A}}{\text{km}} \cdot 30\% + 8,82 \frac{\text{A}}{\text{km}} \cdot 70\% = 8,37 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (5)$$

4 Underbilag 3 – Maskenet-faktor

Der er foretaget en analyse af, hvor meget effekt der løber ud i distributionsnettet, og hvor meget der løber op i indfødningspunktet til transmissionsnettet, hvis der tilsluttes en 50 MW produktionskunde som $A_{\text{høj+maske}}$ -kunde.

Der er indsat ekstra 50 MW produktion i et $A_{\text{høj+maske}}$ -knodepunkt. Fordelingen af effekt, der løber op i 132-150 kV-nettet, og effekt, der løber ud i 30-60 kV-nettet, er beregnet med et netanalyseværktøj.

Gennemsnitligt viser alle beregninger en maskenet-faktor (belastning af 30-60 kV-net) på ca. 45 %. Det vil sige, at der gennemsnitligt løber 45% af den producerede effekt fra produktionsanlægget ned i maskenettet og ikke op i Energinets transmissionsnet.

Til at afspejle en variation er der set på 2 varianter for det ene netselskab med maskenet:

- a) Der er fjernet 2 nærtliggende 132-150 kV-punkter.
- b) Der ses kun på stationer med 1 stk. 132-150/30-60 kV-transformer.

Her er maskenet-faktoren mellem 41 og 49%.

Konklusionen af disse beregninger er, at en gennemsnitlig maskenet-faktor på 45% er retvisende og relativt robust, selvom der er stor variation på de enkelte tilslutningspunkter.

$A_{\text{høj+maske}}$ -kundesatsen vil alene skulle anvendes ved anvisning i eksisterende maskenet. Anvises tilslutning til et eksisterende eller nyt 30-60 kV-opsamlingsnet med dedikeret 132-150/30-60 kV-transformer, eller tilsluttes i et eksisterende 30-60 kV-net med kun ét 132-150/30-60 kV-indfødningspunkt i normal drift, så anvendes satsen for $A_{\text{høj+}}$ -kunde.

Resultaterne fra analysen fremgår i Tabel 22.

Tabel 22 - Analyse af maskenet-faktor

Station 132-150/30-60 kV	Fordeling		Fordeling		Fordeling	
+50 MVA-produktion i:	Alle		Fjernet 2 nærliggende		Kun 1 transformer	
Indfødningspunkt netselskab 1	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net
1	96%	4%	96%	4%		
2	86%	14%	86%	14%		
3	74%	26%	74%	26%		
4	64%	36%	64%	36%	64%	36%
5	62%	38%	62%	38%	62%	38%
6	62%	38%	62%	38%	62%	38%

Station 132-150/30-60 kV	Fordeling		Fordeling		Fordeling	
+50 MVA-produktion i:	Alle		Fjernet 2 nærliggende		Kun 1 transformer	
Indfødningspunkt netelskab 1	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net
7	60%	40%	60%	40%	60%	40%
8	58%	42%	58%	42%	58%	42%
9	56%	44%	56%	44%	56%	44%
10	54%	46%	80%	20%		
11	52%	48%	52%	48%	52%	48%
12	52%	48%	41%	48%	52%	48%
13	48%	52%	48%	52%	48%	52%
14	44%	56%	44%	56%	44%	56%
15	44%	56%	44%	56%	44%	56%
16	40%	60%	40%	60%	40%	60%
17	38%	62%	38%	62%	38%	62%
18	38%	62%	38%	62%	38%	62%
19	28%	72%				
Gennemsnit	56%	44%	59%	41%	51%	49%
Indfødningspunkt netelskab 2						
1	76%	24%				
2	75%	25%				
3	71%	29%				
4	60%	40%				
5	59%	41%				
6	49%	51%				
7	47%	53%				
8	40%	60%				
9	39%	61%				
Gennemsnit	57%	43%				
Samlet gennemsnit	56%	44%				

5 Underbilag 4 – Praktisk udnyttelsesfaktor

For at fastlægge den praktiske udnyttelsesfaktor er restkapaciteten i stikledninger til 6 store VE-tilslutninger undersøgt. Derudover er restkapaciteten på 10 30-60/10-20 kV-transformere undersøgt. Netselskaberne bekræfter, at restkapacitetsundersøgelsen er retvisende for forstærkninger og udbygninger i det kollektive net.

5.1 Stikledningspraktisk udnyttelsesfaktor

Tabel 23 viser restkapaciteten i de 6 stikledninger. Restkapacitetsberegningen er uddybet nedenfor.

Tabel 23 - Praktisk udnyttelsesfaktor stikledninger

Stikledning	1	2	3	4	5	6	Gennemsnit
Praktisk udnyttelsesfaktor	83,3	89,7%	96,3%	90,9%	97,2%	89,2%	91,1%

Restkapaciteten er beregnet ved at bestemme det mindste tværsnit, der kan aftage anlæggets effekt. Tværsnittets maksimale ampere slås op i Tabel 24 eller Tabel 25 alt efter spændingsniveau, og restkapaciteten bestemmes ved at dividere anlæggets maksimale strømlevering med anlæggets maksimale ampereflow.

Stikledning 1

En eksisterende vindmøllepark udvides med 7 nye møller samlet på 31,5 MW (289 A v. 63 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges en stikledning på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 347 A ved udelukkende vindtilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 58 A, hvilket medfører en restkapacitet 16,7 %.

Stikledning 2

En ny solcellepark på 43 MW (394 A v. 63 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 444 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 50 A, hvilket medfører en restkapacitet på 11,3 %.

Stikledning 3

En ny solcellepark på 31,5 MW (1730 A v. 10,5 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 6x3x300 kvadrat, som jf. Tabel 24 maksimalt kan overføre 1788 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 58 A, hvilket medfører en restkapacitet på 3,3 %.

Stikledning 4

En ny solcellepark på 49 MW (449 A v. 60 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 300 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 494 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 45 A, hvilket medfører en restkapacitet på 9,1 %.

Stikledning 5

En ny solcellepark på 75 MW (687 A v. 63 kV).

Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 630 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 707 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 20 A, hvilket medfører en restkapacitet på 2,8 %.

Stikledning 6

En ny solcellepark på 48,2 MW (396 A v. 63 kV).

Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 444 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 48 A, hvilket medfører en restkapacitet på 10,8 %.

Kabelkapaciteter

10 kV-kabelkapaciteter fremgår af Tabel 24.

60 kV-kabelkapaciteter fremgår af Tabel 25.

Tabel 24 - 10 kV-kabelkapaciteter

Tværsnit	Ampere til og med		
Kabler	Sol	Vind	KV
3x50 mm ²	82	55	32
3x95 mm ²	122	83	48
3x150 mm ²	218	148	85
3x240 mm ²	387	262	152
3x300 mm ²	450	428	248
2x3x240 mm ²	632	524	303
2x3x300 mm ²	711	711	455
3x3x240 mm ²	828	786	
3x3x300 mm ²	931	931	877
4x3x240 mm ²	1213	1048	
4x3x300 mm ²	1365	1365	
5x3x240 mm ²	1413		
5x3x300 mm ²	1590	1590	1018
6x3x300 mm ²	1788	1788	1569
7x3x240 mm ²	1970		
8x3x240 mm ²	2152		
7x3x300 mm ²	2216	2216	
9x3x240 mm ²	2304		
8x3x300 mm ²	2421	2421	1576

Tværsnit	Ampere til og med		
Kabler	Sol	Vind	KV
9x3x300 mm ²	2592	2592	2221
10x3x240 mm ²	2720	2619	
11x3x240 mm ²	2904		
10x3x300 mm ²	3058	3060	
11x3x300 mm ²	3267	3267	
12x3x300 mm ²	3402	3402	2868
12x3x300 mm ²	3432	3405	
13x3x240 mm ²	3640		
14x3x240 mm ²	3780		
15x3x240 mm ²	3861		
13x3x300 mm ²	4095	4095	
14x3x300 mm ²		4252	3512
15x3x300 mm ²		4752	
16x3x300 mm ²		4896	
17x3x300 mm ²		5103	
18x3x300 mm ²		5557	
19x3x300 mm ²	82	55	32

Tabel 25 - 60 kV-kabelkapacitet

Tværsnit	Ren vind [A]	Produktions og forbrug [A]	Ren sol [A]
150	271	297	345
240	347	382	444
300	386	426	494
400	433	478	558
500	486	539	627
630	544	604	707
800	602	672	789
1000	659	737	863
1200	699	775	909

5.2 Transformer restkapacitet

Restkapaciteten i 18 installerede transformere er undersøgt. Beregningen af restkapaciteten og transformernes praktiske udnyttelsesfaktor fremgår af Tabel 26.

Tabel 26 - Transformer restkapacitet

Transfor-mer	Kapacitet [MVA]	Udnyttelse [MVA]	Restkapacitet [MVA]	Praktisk udnyttelses-faktor [%]
1	25	22,65	2,35	90,6%
2	20	17,25	2,75	86,3%
3	30	28	2	93,3%
4	25	21,6	3,4	86,4%
5	10	9,225	0,775	92,3%
6	20	17,25	2,75	86,3%
7	16	12	4	75,0%
8	16	16,1	-0,1	100,6%
9	31,5	27,2	4,3	86,3%
10	16	13,95	2,05	87,2%
11	16	15,6	0,4	97,5%
12	16	16,2	-0,2	101,3%

Transformer	Kapacitet [MVA]	Udnyttelse [MVA]	Restkapacitet [MVA]	Praktisk udnyttelsesfaktor [%]
13	16	13,4	2,6	83,8%
14	16	15,2	0,8	95,0%
15	16	12,8	3,2	80,0%
16	10	8,6	1,4	86,0%
17	16	12,8	3,2	80,0%
18	30	27,36	2,64	91,2%
Gennemsnit	19,2	17,1	2,1	88,8%

6 Underbilag 5 – Samtidighed i rød geozone

Der er foretaget en undersøgelse af samtidigheden mellem en 10 MW vindprofil og den historiske måledata fra alle geozonestationer i rød geozone.

Resultatet fremgår af Tabel 27.

75%-fraktilen er valgt, da nettet skal kunne aftage den fulde effekt fra anlæggene på alle tidspunkter af året. Der er en del usikkerheder forbundet med analysen, da måledata er fra 132-150/30-60 kV-stationerne. Der vil ses både lavere og højere samtidigheder længere nede i nettet. Derudover er der kun undersøgt data fra et enkelt år.

Tabel 27 - Samtidighed VE

Fraktil	95%	75%	50%
Samtidighed	99%	95%	79%

7 Underbilag 6 – 10 kV-kabellængde

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 2	2.007	2516,00	0,80	8,94	3,57	0,04	0,16
Selskab 3	93	159,00	0,58	8,94	2,62	0,00	0,01
Selskab 4	173	234,00	0,74	8,94	3,30	0,00	0,01
Selskab 5	212	246,00	0,86	8,94	3,85	0,00	0,02

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 6	932	922,00	1,01	8,94	4,52	0,02	0,09
Selskab 7	531	561,00	0,95	8,94	4,23	0,01	0,05
Selskab 8	52	81,00	0,64	8,94	2,86	0,00	0,00
Selskab 9	64	72,00	0,88	8,94	3,96	0,00	0,01
Selskab 10	37	53,00	0,70	8,94	3,13	0,00	0,00
Selskab 11	40	35,00	1,13	8,94	5,05	0,00	0,00
Selskab 12	113	175,00	0,65	8,94	2,90	0,00	0,01
Selskab 13	3.062	3551,00	0,86	7,85	3,38	0,07	0,23
Selskab 14	178	289,00	0,62	8,94	2,76	0,00	0,01
Selskab 15	67	54,00	1,24	8,94	5,53	0,00	0,01
Selskab 16	22.526	24855,00	0,91	8,79	3,98	0,50	1,99
Selskab 17	103	165,00	0,62	8,79	2,74	0,00	0,01
Selskab 18	289	486,00	0,59	8,79	2,61	0,01	0,02
Selskab 19	63	100,00	0,63	8,94	2,81	0,00	0,00
Selskab 20	104	167,00	0,62	8,94	2,78	0,00	0,01
Selskab 21	1.273	1171,00	1,09	8,94	4,86	0,03	0,14
Selskab 22	2.560	2624,09	0,98	8,94	4,36	0,06	0,25
Selskab 24	2.140	2293,15	0,93	8,94	4,17	0,05	0,20
Selskab 25	386	385,00	1,00	8,94	4,48	0,01	0,04
Selskab 26	43	52,00	0,83	8,94	3,70	0,00	0,00
Selskab 27	1.678	1842,00	0,91	11,95	5,44	0,04	0,20
Selskab 28	2.029	2538,00	0,80	7,34	2,93	0,05	0,13

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 29	358	391,00	0,92	8,94	4,09	0,01	0,03
Selskab 30	39	48,00	0,82	8,94	3,67	0,00	0,00
Selskab 31	3.764	4249,00	0,89	8,94	3,96	0,08	0,33
Selskab 32	144	202,00	0,71	8,94	3,19	0,00	0,01
Vægtet gennemsnit							4,0 km

Bilag 2: Uddybende metodebeskrivelse - indfødningsstarif

Indledning

Nærværende bilag indeholder uddybende beskrivelse af metoden for hvordan indfødningsstariffer skal beregnes. Indfødningsstarif betales pr. kWh en producent føder ind i eldistributionsnettet.

Elproducenters indfødnings af energi til elnettet giver anledning til driftsomkostninger og til nettab. Tidligere har udligningsordningen dækket driftsomkostninger og nettab i kollektivt opsamlingsnet for VE-anlæg. Udligningsordningen har ikke tidligere dækket driftsomkostninger og nettab i det øvrige kollektive net, som var drevet af VE, ligesom den ikke har dækket driftsomkostninger og nettab fra andre produktionskilder end VE.

Selvom der ikke tidligere har været forbud mod indfødningsstariffer i Danmark, har konventionen på distributionsniveau været, at produktionsanlæg ikke betalte indfødningsstarif. Med implementeringen af klimaaftalen 2020 – og udfasningen af udligningsordningen – skal netselskaberne indføre en producentbetaling, herunder en indfødningsstarif. En ny indfødningsstarif er designet til at skulle dække de driftsomkostninger og det nettab, som producenter giver anledning til ved indfødnings af energi på distributionsnettet.

Indfødningsstarifferne beregnes ligesom forbrugstarifferne for hvert netområde. Der er ikke lagt op til tidsdifferentiering eller geografisk differentiering af indfødningsstarifferne indenfor de enkelte netområder.

Nærværende bilag beskriver, hvordan indfødningsstarifferne udformes. Tarifieringen af produktionsanlæg er udformet så den overholder kravene i elforsyningslovens § 73 om omkostningsægtighed, rimelighed, gennemsigtighed og ikke-diskrimination

Løbende betalinger for producenter

Historisk har producenter i Danmark alene betalt et abonnement – og en forbrugstarif i det omfang, de har haft forbrug fra nettet.

Abonnementer for producenter findes allerede og har indgået i Tarifmodel 2.0 for forbrug, ligesom de indgår i Tarifmodel 3.0 for forbrug, og ændres ikke. For en række producenter adskiller abonnementet sig fra andre kunder, idet producenterne, jf. nettilslutningsbekendtgørelsen, skal betale deres måler pr. regning. Der indgår derfor ikke bidrag til måleren i abonnementet.

Med betalingsdesignet for producentbetaling indføres (ud over en tilslutningsbetaling for produktion) indfødningsstariffer, der dækker omkostninger til drift og nettab, der følger af indfødnings af energi til det kollektive net.

Indfødningsstarifferne opkræves fra alle kunder, der føder ind i nettet, medmindre kunden er specifikt undtaget i lovgivningen, herunder blandt andet (men ikke kun) enhver elproducent uanset produktionsteknologi, jf. hoveddokumentets afsnit 1.1. Dette bunder i, at nettets omkostninger forbundet med indfødnings af energi er de samme, uanset hvilken teknologi, energien kommer fra.

Visse anlæg omfattet af aftagepligten er fritaget for indfødningsstariffer jf. VE-lovens § 52, stk. 2. Dette drejer sig om en række mindre anlæg, herunder bl.a. husstandssolceller og en række ældre produktionsanlæg bl.a. vindmøller. – Disse anlæg vil løbende falde ud af aftagepligten frem mod november 2032. Nettoafregnede egenproducenter i gruppe 2 og 6 er omfattet af aftagepligten frem til november 2032.

Beregning af indfødningsstarif

Vandfaldsprincippet for indfødningsstariffer

I produktionsdominerede netområder vil energien i høj grad flyde op transmissionsnettet. Dette følger af logikken om at produktionsdominerede områder, er områder, hvor udvekslingen med transmissionsnettet overvejende domineres af produktion. I udgangspunktet vil produktion i produktionsdominerede områder derfor belaste det spændingsniveau, energien bliver født ind på, og de overliggende spændingsniveauer. Dermed vil producenten give anledning til driftsomkostninger og nettab på det niveau, energien fødes ind på, samt på niveauer herover.

Fastsættelsen af indfødningsstarifferne følger denne tilgang for at sikre en omkostningsægte tarifiering, hvor producenter betaler de driftsomkostninger og det nettab, som følger af kundens indfødnings til det kollektive.

Der er ikke for nuværende tilstrækkeligt grundlag for at opgøre, i hvilket omfang indfødnings medfører omkostninger til drift og nettab i lavspændingsnettet. Der findes samtidigt et meget stort antal aftagepligtige anlæg på lavspænding, som er fritaget fra indfødningsstarif. Her har Forsyningstilsynet oplyst, at de anser de omkostninger, som skulle have været dækket af aftagepligtsanlæg, som residualomkostninger, der ikke skal allokere til en bestemt kundegruppe. Det har ført til, at der ikke indgår et lavspændingsbidrag til indfødningsstariffen for lavspændingskunder, da dette ville være blevet opkrævet alene fra indfødnings fra de B_{lav}- og C-kunder, som ikke er omfattet af aftagepligten.

Ved tarifiering af de anlæg på B_{lav} og C-niveau (som ikke er omfattet af aftagepligten) vil disse således alene bidrage til omkostningerne til nettab og drift på 10 kV- og 50 kV-niveau. Dette sikrer en gennemsigtig og rimelig tarifiering for lavspændte egenproducenter, hvor der også bidrages omkostningsægte til de omkostninger, indfødnings medfører i 10 kV- og 50 kV-nettet.

Hvor langt løber strømmen op:

- For indfødnings på B-lav- og C-niveau indregnes at dette belaster 10-20 kV kabler, 30-60/10-20 kV stationer samt 30-60 kV kabler.
- Indfødnings på B-høj belaster 10-20 kV kabler, 30-60/10-20 kV stationer samt 30-60 kV kabler

- Indføddning på A-lav belaster 30-60/10-20 kV stationer samt 30-60 kV kabler
- Indføddning på A-høj belaster kun 30-60 kV kabler
- Indføddning på A-høj + betaler evt. særskilte driftsomkostninger netselskabet måtte have til felt og lignende i 132-150/30-60 kV-stationen.
- Indføddning på A-høj+,maske betaler det samme som Ahøj+ og dertil 45% af hvad en Ahøj-indføddning belaster 30-60 kV kabler.

Kundeklassificering

Producenter klassificeres i forhold til deres tilslutningspunkt. En oversigt over kundekategorierne fremgår af Tabel 1.

Tabel 1 – Kundekategori, oversigt

Kundekategori	Tilslutningspunkt
A _{høj+,maske} -kunde	Lavspændingsskinen i 132-150/30-60 kV transformerstation i maskenet
A _{høj+} -kunde	Lavspændingsskinen i 132-150/30-60 kV transformerstation
A _{høj} -kunde	30-60 kV station
A _{lav} -kunde	Lavspændingsskinen i 30-60/10-20 kV transformerstation
B _{høj} -kunde	10-20 kV station eller i 10 kV-nettet
B _{lav} -kunde	Lavspændingsskinen i 10-20/0,4 kV transformerstation
C-kunde	0,4 kV kabelskab

Det betyder, at netselskaberne for at kunne anvende indføddningstarifferne, skal kategorisere alle produktionsanlæg i deres netområde i forhold til ovennævnte kundekategorier.

Det bemærkes, at kundekategorierne A_{høj+} og A_{høj+,Maske}-kunder ikke på nuværende tidspunkt findes for forbrug.

Kunder indplaceres i den kundekategori, der afspejler det fysiske punkt, kunden tilsluttes i. Herunder også kunder, der tilsluttes efter reglerne § 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen.

Særligt om kunder tilsluttet i tidligere "kollektivt opsamlingsnet".

I forbindelse med indførelsen af de teknologineutrale udbud af VE i 2018 blev reglerne for tilslutning af VE ændret. For anlæg tilsluttet før dette tidspunkt blev stikledningen mellem det kollektive net og kunden anlagt og ejet af netselskabet. Dette blev benævnt "kollektivt opsamlingsnet". Fra 2023 vil kollektivt opsamlingsnet blive kategoriseret som ("ordinært") kollektivt net.

Kunder tilsluttet i netselskabsejet 10-20 kV eller 30-60 kV-opsamlingsnet vil tariferes i forhold til deres tilslutningspunkt. Der opgøres ikke særskilt omkostninger for de historiske opsamlingsnet, som fra 2023 vil blive betragtet som ordinært kollektivt net. Det betyder, at fx en eksisterende producent tilsluttet for enden af et 10-20 kV-kabel, som netselskabet ejer, vil blive tariferet som

B-høj-kunde. Dermed vil kunden automatisk bidrage til det nettab og de driftsomkostninger, der i gennemsnit er i 10-20 kV-kablerne.

En sådan tarifiering er i overensstemmelse med hovedreglen om, at en kundes indplacering i en kundekategori følger det fysiske tilslutningspunkt (spændingsniveau). Tarifieringen vurderes derfor at være i overensstemmelse med lovens krav om en rimelig, gennemsigtig, ikkediskriminerende og omkostningsægte tarifiering.

Omfattede omkostningsposter

De omkostningsposter, der er relevante for indfødningsstariffen, er dem, der knytter sig til drift af ledninger og transformere samt nettab i ledninger og transformere. Derudover kommer eventuel betaling af indfødningsstarif til overliggende netselskab.

Dette knytter sig til følgende omkostningskategorier i den almindelige omkostningskategorisering, som anvendes i netselskabernes tarifiering:

Tabel 2 - Eksisterende omkostningskategorier som indgår i indfødningsstarifferne

1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer	I dag opdelt i 30-60/10-20 kV og 10-20/0,4 Skal nu opdeles i produktions og forbrugsdrevet
1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet	Opdelt i 30-60 kV, 10-20 kV og 0,4 kV Skal nu opdeles i produktions og forbrugsdrevet
4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer	Opdelt i 30-60/10 kV og 10-20/0,4 Skal nu opdeles i produktions og forbrugsdrevet
4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet	Opdelt i 30-60 kV, 10-20 kV og 0,4 kV Skal nu opdeles i produktions og forbrugsdrevet
5.1 omkostninger til overliggende net	I dag kun relevant for træk fra overliggende net. Skal nu opdeles i hvad betales for hhv. indfødnings og for træk fra overliggende

For disse omkostningsposter vil netselskabet skulle opdele, hvor stor en andel, der er drevet af henholdsvis forbrug og produktion, på hvert spændingsniveau. De dele, der er drevet af produktion, vil ikke skulle indgå i forbrugstarifieringen i Tarifmodel 2.0 og 3.0.

De omkostninger, der er til drift og nettab for tidligere kollektivt opsamlingsnet, vil indgå som en delmængde af omkostningerne for det relevante spændingsniveau.

Derudover introduceres en ny omkostningskategori:

Tabel 3 - Ny omkostningskategori, som indgår i indfødningsstarifferne

1.4 Omkostninger vedrørende 132-150/30-60 kV-stationer	Opgøres som netselskabets omkostninger til drift for kunder tilsluttet på 132-150/30-60 kV-stationer. Kun relevant for produktion
---	---

Omkostningskategori 1.4 vil kun finde anvendelse for produktionsanlæg tilsluttet på $A_{høj+}$ og $A_{høj+,maske}$, da ingen af disse kundekategorier findes på forbrugssiden.

Summen af producentrelaterede omkostninger på de 6 omkostningskategorier vil udgøre tarifieringsgrundlaget for indfødningsstariffen.

Opgørelse af indfødte mængder

For at kunne beregne tariffen, opgør netselskabet den indfødningsstariffen, der er for hver kundekategori. De indfødte mængder skal altid opgøres brutto.

Mængder indfødt fra underliggende net medregnes i den relevante kundekategori.

Mængder, der fødes ind fra anlæg omfattet af undtagelsen i VE-loven, skal ikke medtages.

Underliggende netselskaber

Underliggende netselskaber, som føder ind i et overliggende net, behandles som en kunde af det overliggende net, og der betales en indfødningsstariffen svarende til det underliggende nets kundekategori. Omkostningen hertil skal af det underliggende netselskab opgøres og indregnes som produktionsandelen af omkostningskategori 5.1, og opkræves dermed over det underliggende netselskabs indfødningsstariffen fra producenterne, og belaster dermed ikke forbrugskunderne.

Underliggende netselskaber beregner ikke indfødningsstariffen af energi leveret fra overliggende net¹ jf. afsnit 1.1 i hoveddokumentet.

Beregning af tarifferne

Tariffen beregnes for hver kundekategori ved at tage udgangspunkt i produktionsandelen for de omkostningskategorier, som kundekategorien skal bidrage til. Summen af en omkostningsposts produktionsandel, deles ud med det antal kWh, der er født ind fra de kundekategorier, der skal bidrage til omkostningsposten. Summen af bidrag pr. kWh til produktionsandelen af de omkostningsposter, der vedrører en kundekategori, udgør kundekategoriens indfødningsstariffen.

Tabel 4 - Oversigt over kundekategoriens bidrag til omkostningskategorier

Kundekategori	Omkostningskategori der indregnes i tariffen - Produktionsandelen af omk. kategorierne
A _{høj} -kunde	5.1 Omkostninger til overliggende net 1.4 Omkostninger vedrørende tilslutninger i 132-150/30-60 kV-stationer
A _{høj,maske} -kunde	5.1 Omkostninger til overliggende net 1.4 Omkostninger vedrørende tilslutninger i 132-150/30-60 kV-stationer 45% af A-høj-tariffen bidrag til 1.2 og 4.2
A _{høj} -kunde	5.1 Omkostninger til overliggende net 1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet – 30-60 kV 4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet – 30-60 kV
A _{lav} -kunde	5.1 Omkostninger til overliggende net 1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet – 30-60 kV 4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet – 30-60 kV 1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer – 30-60/10-20 kV 4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer – 30-60/10-20 kV

¹ Leveret energi fra overliggende til underliggende net tarifieres efter principperne i tarifmodel 2.0 hhv. tarifmodel 3.0

B _{høj} -kunde	• 5.1 Omkostninger til overliggende net • 1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet – 30-60 kV og 10-20 kV • 4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet – 30-60 kV og 10-20 kV • 1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer – 30-60/10-20 kV • 4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer – 30-60/10-20 kV
B _{lav} -kunde	• 5.1 Omkostninger til overliggende net • 1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet – 30-60 kV og 10-20 kV • 4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet – 30-60 kV og 10-20 kV • 1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer – 30-60/10-20 kV • 4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer – 30-60/10-20 kV
C-kunde	• 5.1 Omkostninger til overliggende net • 1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet – 30-60 kV og 10-20 kV • 4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet – 30-60 kV og 10-20 kV • 1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer – 30-60/10-20 kV • 4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer – 30-60/10-20 kV

Eksempelvis deles omkostningen for 5.1 "bidrag til overliggende net" mellem de indfødte mængder på alle spændingsniveauer. Omkostningerne til 4.1 "nettab vedr. 10 kV-ledningsnettet" deles på de kWh, der fødes ind på B-høj-, B-lav- og C-niveau.

En del af produktionen fra A-høj+ maske net tilsluttede kunder rammer 50 kV nettet, hvorfor disse kunder skal være med til at dække en andel af det tilhørende nettab, drift og vedligehold, der er i 50 kV nettet. Indfødningsstariffen for A-høj+ maske kunder beregnes ud fra forudsætningen om effekt-flow i maske-nettet, som også bruges til udregning af standardtilslutningsbidraget. Dermed beregnes tariffen for $A_{\text{høj+},\text{maske}}$ som $[A_{\text{høj+}}] + 45\% \cdot [A_{\text{høj}}]$.

Fall-back-metode til opgørelse af produktionsandelen af omkostningskategorierne

For en række netselskaber kan det være vanskeligt at opgøre produktionsandelen af omkostningskategorierne 1.1, 1.2, 4.1 og 4.2.

Indtil netselskabet har det nødvendige grundlag for at kunne opgøre produktionsandelen af forskellige omkostningsposter, kan produktionsandelen opgøres efter en fordelingsnøgle baseret på antal kWh, der er hhv. indfødt og trukket. Her benyttes antal kWh indfødte og forbrugte mængder på det relevante spændingsniveau og eventuelt underliggende spændingsniveauer, som også er relevante for omkostningsposten jf. tabel 4. Indfødte mængder fra anlæg, der er omfattet af afregningen, indregnes dog ikke.

Logikken i fordelingsnøglen er her, at i et produktionsdomineret net vil en kWh født ind i nettet give anledning til samme nettab og driftsomkostninger, som en kWh trukket til forbrug. Derfor fordeles disse omkostningsposter efter kWh.

Denne fordelingsnøgle vurderes umiddelbart kun at kunne finde anvendelse i produktionsdomineret net. For at opgøre, om et netområde samlet set er produktionsdomineret, tages udgangspunkt i de samme udvekslingsdata, som anvendes i geozoneinddelingen af

standardtilslutningsbidragene. Disse opgøres aggregeret, og så klassificeres det samlede netområde efter samme principper som for geozone-kortet for standardtilslutningsbidragene.

- Rødt netområde - Numerisk er den 100. mindste times totaludveksling (ud af 8760 pr. år), større end den 100. største times totaludveksling.
- Grønt netområde - Der er 100 eller færre produktionstimer summeret for netområdet per år
- Gult netområde – Tildeles, hvis netområde ikke opfylder kravene for et rødt eller grønt netområde.

Der kan så anvendes skaleringsfaktorer ift. bidraget til drift og nettab afhængigt af hvor produktionsdomineret området er.

- I netområder, der er produktionsdomineret, vil der kunne betales indfødningsstarif hvor der skaleres, så der er 100 % relativt bidrag til drift og nettab (= faktor 1)
- Hvor belastningsbilledet er blandet mellem forbrug og produktion, vil der betales til de relevante elementer, men reduceret 50 % (=faktor 0,5).
- I netområder, der er forbrugsdomineret kan det overvejes at lade indfødningsbidraget med en lav faktor fx 10 % (=faktor 0,1).

Da tilbagefaldsmetoden ikke kan tage højde for den faktiske situation i det enkelte netområde, skal den kun benyttes i en kortere periode, indtil det enkelte netselskab kan lave en robust opgørelse af produktionsandelen af omkostningskategorierne 1.1, 1.2, 4.1 og 4.2.