



Automatisk indikator som tillæg til elnetvirksomhedernes indtægtsrammer

Analyse 7

Januar 2024

Forsyningstilsynet
Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 41 71 54 00
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Indhold

Resumé.....	1
Indledning	5
Baggrund for Forsyningstilsynets arbejde i efteråret 2023.....	6
Model for automatisk indikator	8
Vægte forbinder omkostninger og antal	9
Indikatorens vægte	10
Metoder til fastsættelse af vægte	12
Beregninger og analyse med GRID	12
Forsyningstilsynets skøn over merinvesteringer	12
Belastningstærskler og merinvestering	17
Afskrivning på komponenter	18
Metode og tillæg for netforstærkning	19
Forstærkning af 50/60 kV net	22
Udvælgelse af net.....	24
Robusthed af udvælgelse.....	27
Opskalering til landsplan	28
Ladeprofiler.....	29
Organisk vækst.....	30
Driftsomkostninger	31
Meromkostninger til drift af netkomponenter, som kan opgraderes gennem 1:1 udskiftning	31
Meromkostninger til drift af netkomponenter, der skal udskiftes 1:flere	33
Meromkostninger i alt	33
Usikkerhed	34
Udskiftning af komponenter i GRID	34
Antagelse om alder ved uoplyst alder	35
Flexibilitet fra tidsdifferentierede tariffer	35
Tærskelværdier for overbelastning af komponenter	36
Inklusion af stationer med 20 kV i mellemspænding	36
Anvendelse af inputpriser på aktiver	36
Scenarier og konsekvenser	38
Konsekvens af øget merinvesteringsbehov på vægtene.....	39
Konsekvens af vægtene på indtægtsrammerne	41

Resumé

Netvirksomhederne skal have det fornødne økonomiske råderum, til at dække de fremtidige meromkostninger som følge af øget elektrificering med deraf følgende behov for investeringer i elnettet. Forsyningstilsynet foreslår derfor, at indføre en ny automatisk indikator, der er indrettet til at tilpasse de indtægtsrammer, som Forsyningstilsynet sætter for netvirksomhedernes opkrævning af indtægter hos forbrugerne.

Den foreslåede automatiske indikator er indrettet til at understøtte den grønne omstilling således, at netvirksomhederne får dækket deres effektive omkostninger til fortsat vækst i omfanget af transporteret elektricitet, der både stammer fra øget elektrificering og flere husholdnings- og erhvervsforbrugere.

Der findes i den eksisterende regulering af netvirksomhederne allerede en indikator, som er møntet på dække meromkostninger som følge af øget aktivitetsniveau. Den foreslår Forsyningstilsynet at erstatte med en ny automatisk indikator, der vil komme til at afspejle både den organiske vækst og øget elektrificering. Erstatningen af den eksisterende indikator med den nye automatiske indikator vil betyde en forventet forhøjelse af indtægtsrammen på næsten 9 mia. kr. mere end den eksisterende indikator ville forventes at have givet.

Indikatoren er i sagens natur ikke præcis, da den lavet til at indikere forventede ændringer i netvirksomhedernes aktivitet fremadrettet. Det har været Forsyningstilsynet mål, at fastsætte indikatoren så balanceret og neutralt som muligt, på en måde der giver netvirksomhederne indtægter til at dække de nødvendige, effektive meromkostninger, samtidig med at forbrugerne ikke kommer til at betale for meget.

Indikatoren består af en sammenvægtning af tre faktorer; som er henholdsvis antal målere, antal stationer og leveret mængde på lavspænding (B-lav og C kunder). Disse faktorer er udtryk for en netvirksomheds aktivitetsniveau og vægtningen af faktorerne vil samtidig gøre, at udviklingen i netvirksomhedernes indtægtsrammer følger meromkostninger til øget elektrificering som følge af flere elbiler, varmepumper og vækst i antallet af forbrugere. Indikatoren vil konkret indebære, at en stigning i antallet af stationer, målere eller leveret mængde el automatisk udløser en stigning i den enkelte netvirksomheds indtægtsramme.

De forventede meromkostninger som følge af elektrificeringen beregnes ved hjælp af Forsyningstilsynets netmodel (GRID), samt en række supplerende analyser. De supplerende analyser benytter bl.a. befolkningsfremskrivninger til at beregne omkostningerne forbundet med et stigende antal forbrugere og de dækker også over tillægsberegninger i forhold til meromkostninger for overliggende net og øgede driftsomkostninger. Antagelser der beskriver ved hvilken belastning komponenter udskiftes i netmodellen, afspejler branchens nuværende drift. Derfor ligger det til grund for resultaterne fra GRID, at forsyningssikkerheden er uændret.

Det er vigtigt at bemærke, at der er usikkerhed omkring modellens estimater, som det er tilfældet med alle modeller, der forsøger at forudsige fremtiden. Forsyningstilsynet har derfor lavet en række følsomhedsberegninger, i tillæg til det estimat som Forsyningstilsynet finder mest sandsynligt.

Forsyningstilsynets estimat for forventede omkostninger til merinvesteringer som følge af flere elbiler og varmepumper er 8 mia. kr. (2021-priser). Omkostninger til merinvesteringer som følge af flere forbrugere er beregnet til 6 mia. kr. (2021-priser), mens øvrige omkostninger til overliggende net er estimeret til 0,1 mia. kr. (2021-priser) og til forstærkning ved hjælp af ekstra komponenter er estimeret til 0,3 mia. kr (2021-priser). Samlet set betyder det, at Forsyningstilsynet fremmod 2040 forventer omkostninger til merinvesteringer på 14,4 mia. kr. (2021-priser) som følge af elektrificering og et øget antal forbrugere.

Merinvesteringerne omregnes til årlige omkostninger på 0,98 mia. kr. (2021-priser), idet det antages at alle investeringer afskrives over 40 år og tillægges en forrentning, samt at der korrigeres for løbende afskrivninger i forrentningsgrundlaget. Hertil lægges forventede øgede driftsomkostninger på omkring 160 mio. kr., hvilket indebærer, at netvirksomhedernes samlede årlige omkostninger forventes at stige med 1,14 mia. kr., svarende til en stigning på omkring 16 pct. i forhold til de samlede indtægtsrammer for 2021 uden nettab og bindende midlertidige prisnedsættelser, men tillagt fremtidig højere forrentning.

En ændring i de forventede omkostninger på én pct. er forbundet med en ændring på én pct. i indikatoren og dermed også i netvirksomhedernes indtægtsrammer. Det er vægtningen af indikatorens tre faktorer (antal målere, antal stationer og leveret mængde) er det, der bevirker, at indikatoren og netvirksomhedernes øgede indtægtsmuligheder rammer de forventede meromkostninger forbundet med elektrificeringen.

Forsyningstilsynet har estimeret den forventede stigning i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde til henholdsvis 7,8 pct., 4,4 pct. og 30,7 pct. Den forventede udvikling i antallet af målere og stationer er baseret på den historiske sammenhæng mellem befolkningens størrelse og antallet af netkomponenter, fremskrevet med Danmarks Statistiks befolkningsfremskrivning. Udviklingen i leveret mængde er beregnet vha. Forsyningstilsynets GRID model. En kombination (vægtning) af udviklingen i de tre faktorer skal afspejle ændringen i de forventede meromkostninger (ca. 16 pct.). Dette kan opnås med vægte på 0,3 for antallet af stationer, 0,3 for antallet af målere og 0,40 for leveret mængde (B-lav og C kunder), jf. Boks 1.

BOKS 1 | FORSYNINGSTILSYNETS ANBEFALINGER

På baggrund af Forsyningstilsynets analysearbejde anbefales følgende:

- Der findes i den eksisterende reguleringen af netvirksomhederne allerede en indikator, møntet på omkostninger som følge af øget aktivitetsniveau. Den foreslås erstattet med en ny automatisk indikator, der afspejler både den organiske vækst og elektrificering.
- Den nye automatiske indikator baseres på faktorerne: antal målere, antal stationer samt leveret mængde (til B-lav og C kunder).
- De tre faktorer vægtes med hhv. 0,3, 0,3 og 0,4 for antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde elektricitet til B-lav- og C-kunder.
- Erstatningen af den eksisterende automatiske indikator med den nye automatiske indikator vil betyde en forventet forhøjelse af indtægtsrammen på næsten 9 mia. kr. mere end den eksisterende indikator ville have givet.
- De beregnede meromkostninger og dertilhørende vægte for indikatoren evalueres, vurderes og genberegnes af Forsyningstilsynet kommer til at følge den 5-årige reguleringsperiode, som indtægtsrammereguleringen i forvejen følger. Det indebærer, at en første genberegning kommer til at finde sted efter 3 år. Den opdaterede indikator kan herefter anvendes fra den reguleringsperiode der begynder i 2028. Herefter vil de skulle genberegnes hvert 5. år. Den løbende genberegning betyder, at netvirksomhederne har tilstrækkeligt økonomisk råderum til håndtering af den grønne omstilling, og at forbrugerne ikke betaler for meget for leveringen af elektricitet.

Forsyningstilsynets forslag til automatisk indikator tager ikke højde for efterspørgselsfleksibilitet, herunder fleksibilitet fra tidsdifferentierede tariffer. Det betyder, at enhver ekstra kWh leveret i perioder med spidsbelastning vil drive udviklingen i merinvesteringer. Det betyder med andre ord, at enhver reduktion i netvirksomhedernes investeringsbehov som følge af fleksibilitetstiltag, herunder øget efterspørgselsfleksibilitet, tidsdifferentierede tariffer, begrænset nettilslutning, i første omgang vil komme netvirksomhederne til gode.

I lyset af den usikkerhed, der ligger i indikatormodellens estimat for fremtiden samt usikkerheden om betydningen af fleksibilitet, anbefaler Forsyningstilsynet at den nye automatiske indikator, herunder de vægte der indgår, løbende bliver evalueret, vurderet og genberegnet i forhold til den faktiske udvikling. Den løbende genberegning betyder, at netvirksomheders indtægtsrammer over tid kommer til at følge det faktiske behov til glæde for samfundet, forbrugerne og netvirksomhederne.

Tidshorisonten for en kommende genberegning skal i praksis balancere to hensyn. For det første er der et hensyn til netvirksomhedernes planlægning og forudsigelighed i deres indtægtsrammer. For det andet er der et hensyn til at den automatiske indikator er velbalanceret og følger det faktiske merinvesteringsbehov. Derfor anbefaler Forsyningstilsynet, at evalueringerne, vurderingerne og de mulige genberegninger kommer til at følge de 5-årige reguleringsperioder, som indtægtsrammereguleringen i forvejen følger. Det indebærer, at en første genberegning kommer til at finde sted efter 3 år. Den opdaterede indikator kan herefter anvendes fra den reguleringsperiode der begynder i 2028. Herefter vil de skulle genberegnes hvert 5. år.

I den faktiske justering af indtægtsrammen vil de beregnede vægte blive anvendt sammen med den faktiske udvikling i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde. Det betyder, at tillæggene fra indikatoren til indtægtsrammen følger tempoet i elektrificeringen og væksten i antallet af forbrugere. Kommer elektrificering hurtigere eller bliver den mere omfattende end forventet, vil tillæggene øges hurtigere eller blive større ventet. På den måde understøtter indikatoren en effektiv grøn omstilling.

INDLEDNING

Forsyningstilsynet foreslår i denne analyse en model og kalibrering for en ny automatisk indikator til netvirksomhedernes indtægtsramme. Den skal give netvirksomhederne den fornødne sikkerhed for udviklingen i indtægtsrammen i fremtiden, så elnetvirksomhederne rettidigt kan foretage de nødvendige merinvesteringer i elnettet som øget elektrificering, herunder øget udbredelse af elbiler og varmepumper, vil medføre.

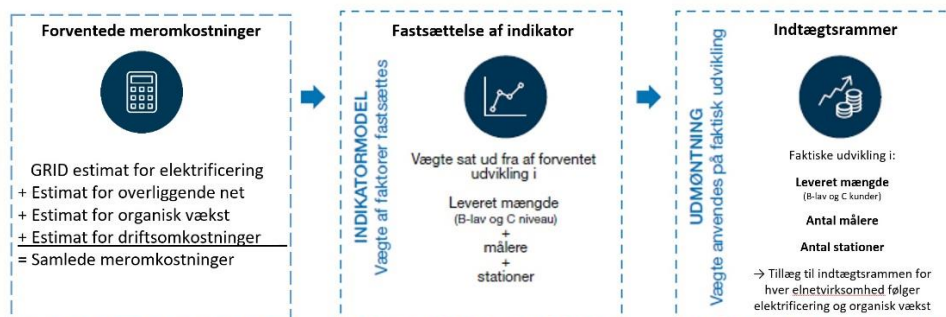
Med dette forslag, vil indtægtsrammerne få tilført et fremadskuende element, der matcher den øgede aktivitet, netvirksomhederne får i takt med den grønne omstilling og øgede elektrificering af samfundet.

Den automatiske indikator skal ikke stå alene. Den skal complimenteres af et ansøgningsbaseret tillæg, der skal give sikkerhed for tillæg til indtægtsrammen for netvirksomhedernes nødvendige investeringer, som ikke allerede kompenseres gennem indikatoren.

Samtidig skal indikatoren give et tillæg til indtægtsrammen, der på den ene side giver netvirksomhederne de nødvendige midler til at investere i elnettet, og på den anden side tager hensyn til at indtægtsrammerne ikke bliver for høje på forbrugernes, erhvervets eller producenternes bekostning.

Først bliver de samlede meromkostninger, som den automatiske indikator skal dække, beregnet. Det drejer sig om merinvesteringer som følger af almindelig vækst i forbrugere og forbrug, vækst i forbrug som følge af flere elbiler og varmepumper, samt øgede driftsomkostninger som følge af øget mængde af net. De samlede meromkostninger bliver derpå anvendt til at fastsætte vægterne for de faktorer (antal stationer, antal målere samt leveret mængde på det laveste spændingsniveau på 0,4 kV (svarende til C og B-lav kunder) der indgår i den automatiske indikator, som illustreret i Figur 1.

FIGUR 1 | ILLUSTRATION AF BEREGNING AF SAMLET MERINVESTERINGSBEHOV



I denne analyse præsenteres først modellen for fastsættelse af indikatoren. Herefter opgøres de forskellige inputs – de forventede meromkostninger som følge af elektrificering og organisk vækst – til fastsættelse af indikatorens vægte. Til sidst belyses de forventede konsekvenserne af implementering af den nye indikator i reguleringen af netvirksomheder.

Modellen for den automatiske indikator, herunder udvikling og valg af antagelser i Forsyningstilsynets netmodel *Grid Reinforcement Investment and Dimensioning* (GRID), samt kriterier for fastsættelse af vægte er fremkommet i god dialog med branchen, netvirksomheder og interessenter. Forsyningstilsynet har i arbejdet med den følgegruppe, der har fulgt arbejdet, sat stor pris på de diskussioner, der har kvalificeret valget af antagelser i GRID modellen samt øvrige forhold omkring modellen og kalibreringen af den automatiske indikator.

BAGGRUND FOR FORSYNINGSTILSYNETS ARBEJDE I EFTERÅRET 2023

Forsyningstilsynet afleverede 30. marts 2023 forslag til en model for en ny automatisk indikator, der kan kompensere netvirksomhederne for deres meromkostninger som følge af øget belastning af elnettet fra relativt homogene kundegrupper. Det vil i praksis dække f.eks. individuelle varmepumper og elbiler hos små forbrugere såsom husholdninger og mindre erhverv. Ved udgangen af maj afleverede Forsyningstilsynet to notater til ministeren.

Det første notat, "*Svar på ministerens anmodning af 11. april 2023*" beskrev Forsyningstilsynets vurdering af de meromkostninger til elektrificeringen netvirksomhederne står overfor, samt vægtene for de tre faktorer (udviklingen i antallet af målere, udviklingen i antallet af netstationer og udviklingen i den leverede mængde) i den foreslåede automatiske indikator model. Endvidere konkretiserede og yderligere udfoldede notatet baggrunden for det anbefalede snit mellem en automatisk indikator og et ansøgningsbaseret tillæg.

Det andet notat, *Beregning med GRID*, beskrev opbygningen af den model – GRID – som Forsyningstilsynet har udviklet (i samarbejde med Danmarks Tekniske Universitet), samt de resultater der fremkommer ved GRIDs anvendelse. GRIDs opsætning, brug og resultater blev anskueliggjort ved hjælp af en række eksempler og delresultater.

De to notater blev af Energistyrelsen sendt i høring. Forsyningstilsynet indkaldte herpå til et orienteringsmøde den 21. juni 2023, hvor der kunne stilles spørgsmål direkte til Forsyningstilsynet. De modtagne høringssvar rettede kritik af Forsyningstilsynets beregninger og baggrunden for de foretrukne valg i den bagvedliggende GRID model. Høringen kortlagde et behov for at forbedre beregningsgrundlaget og øge kendskabet til GRID modellen (og de anvendte antagelser), samt at øge mængden af følsomhedsberegninger for i sidste ende at få et bedre fundament for at træffe valg om vægtene til den automatiske indikatormodel.

I andet halvår af 2023, har Forsyningstilsynet arbejdet videre med de automatiske indikatorer samt den bagvedliggende GRID model. Med udgangspunkt i de problemstillinger høringen satte fokus på, har Forsyningstilsynet identificeret en række 'initiativer'.

Forsyningstilsynet har fortsat dialogen med 'Følgegruppen'. Her har foruden Energistyrelsen og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet også deltaget netvirksomheder, brancheorganisationer (Dansk Fjernvarme, Green Power Denmark, Dansk Industri, Dansk Erhverv, Forbrugerrådet Tænk). Listen over initiativer er blevet forelagt Følgegruppen, der ikke havde forslag til yderligere punkter, der skulle inkluderes i Forsyningstilsynets arbejde.

BOKS 2 | AKTIVITETER I FØLGEGRUPPEN

Hen over efteråret er der blevet afholdt tre møder med Følgegruppen – to i København, og et i Odense. Forud for hvert møde, har Forsyningstilsynet rundsendt et 'Udkast til teknisk baggrundsnotat', hvor Forsyningstilsynet har gennemgået arbejdet med de identificerede initiativer. Notaterne har dannet udgangspunkt for drøftelserne ved Følgegruppemøderne, hvor formålet har været at få konstruktive input til, hvordan Forsyningstilsynet har kunnet forbedre sine beregninger. De bagvedliggende baggrundsnotater har sammen med drøftelserne dannet udgangspunkt for denne analyse.

De drøftede initiativer var:

Følgegruppemøde 1:

- Leverancer og tidsplan for efteråret 2023
- Entydighed i vægte
- Organisk vækst i modellen
- Forventningsdannelse

Følgegruppemøde 2:

- Metode for netforstærkning (1:1 vs. 1:flere)
- Driftsomkostninger
- Tærskelværdier anvendt i GRID
- Komponentalder og merinvestering
- Vækst i antal virksomheder
- Merinvestering i elmålere
- Bemærkning til nuværende indikator

Følgegruppemøde 3:

- Modelering af 50/60 kV net
- Udvælgelse af net
- Opskalering til landsplan
- Ladeprofiler
- Vækst i erhverv
- Forsigtighedshensyn i modellen

Denne analyse er i udkast sendt i høring blandt Følgegruppens medlemmer ultimo november 2023.

MODEL FOR AUTOMATISK INDIKATOR

En regulatorisk automatisk indikator udtrykker en netvirksomheds aktivitetsniveau, herunder eventuelle ændringer i niveauet. Indikatoren afspejler udefra kommende forhold, i form af elektrificering og vækst i antallet af forbrugere, som kan påvirke netvirksomhedernes omkostningsniveau. Ved korrekt justering af netvirksomhedernes indtægtsrammer med indikatoren, får netvirksomhederne sikkerhed for at få dækket deres effektive omkostninger, samtidig med at forbrugere ikke betaler for omkostninger, som netvirksomhederne reelt ikke har. Derfor Forsyningstilsynets en ny indikator baseret på et princip om, at den forventede udvikling i indikatoren skal følge den forventede udvikling i netvirksomhedernes omkostninger. Denne tilgang modvirker at der opstår dobbeltkompensation som følge af cykliske investeringer mv., jf. Boks 3.

Netvirksomhedernes forventede fremtidige omkostninger, som følge af øget belastning fra elbiler og varmepumper på lavspænding og et stigende antal forbrugere (andetsteds benævnt organisk vækst), er derfor en vigtig del af fastsættelsen af indikatoren, som estimeres senere i analysen.

Udviklingen i en netvirksomheds antal af målere, antal af stationer og leverede mængde elektricitet (til B-lav og C kunder) er alt andet lige udtryk for den pågældende netvirksomheds aktivitetsniveau. Samtidig er de tre faktorer i en vis udstrækning eksogent givet, dvs., at netvirksomhederne kun i begrænset grad kan påvirke disse faktorer.

Ved at fastslå den "korrekte" forventede sammenhæng mellem de tre faktorer og netvirksomhedernes omkostninger, vil indikatoren justere netvirksomhedernes indtægtsrammer, således at de løbende afspejler de forventede årlige meromkostninger.

BOKS 3 | DEN UNDERLIGGENDE INVESTERINGSPROFIL ER VIGTIG

Som alternativ til at fastsætte vægtene, ved at matche den forventede udvikling i indikatoren med den forventede udvikling i omkostningerne, kan man fastsætte indikatoren som en multiplikator. Da bliver indikatoren en faktor som betyder, at netvirksomhedernes forventede fremtidige omkostninger og forventede fremtidige indtægtsramme er ens.

De to forskellige tilgange til at fastsætte en automatisk indikator vil give samme resultat, hvis investeringer historisk har forekommet jævnt, dvs. ikke cyklisk, og man ikke indregner andre elementer, som eksempelvis fremtidige effektiviseringskrav.

Forekommer de cykliske investeringsniveauer, så kan tilgangen med en indikator, der udligner forskellen mellem omkostninger og indtægtsramme give anledning til, at forbrugere kommer til at betale to gange for de samme investeringer.

Som tidligere vist i Forsyningstilsynets analyse – 'En indikatormodel til kompensation for netvirksomheders meromkostninger som følge af øget elektrificering' – vil man ved et cyklisk investeringsniveau skiftevis over- og underkompensere en netvirksomhed i forhold til dens faktiske, regnskabsmæssige omkostninger. Reguleringen vil underkompensere umiddelbart efter, at de cykliske investeringer er foretaget og overkompensere i årene op til, at reinvesteringerne igen skal foretages.

Står en netvirksomhed over for en række cykliske reinvesteringer, så kan virksomheden allerede have fået en overkompensation i indtægtsrammen, som vil dække underkompensationen, når reinvesteringerne foretages. Fastsættes indikatoren ud fra en forventet kommende underkompensation, så kan forbrugerne komme til, at betale to gange for de samme investeringer.

VÆGTE FORBINDER OMKOSTNINGER OG ANTAL

For at udviklingen i forventede omkostninger følges med udviklingen i indikatoren, foretages der en vægtning af den forventede udvikling i hver af de tre faktorer (antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde (B-lav og C niveau)). Vægtene kan derfor ses som "justeringssskruer", som kan indstilles således, at den forventede udvikling i indikatoren bedst muligt følger den forventede udvikling i meromkostningerne:

$$\Delta \text{Omkostninger} = v\text{ægt}_1 \times \Delta \text{Antal målere} + v\text{ægt}_2 \times \Delta \text{Antal stationer} + v\text{ægt}_3 \times \Delta \text{Leveret mængde}$$

De forventede meromkostninger er estimeret senere i analysen, mens den forventede udvikling i antallet af målere og antallet af stationer er estimeret på

baggrund af Danmarks Statistiks befolkningsfremskrivning, jf. Boks 4. Den forventede udvikling i leveret mængde er estimeret vha. GRID modellen.

I udmøntning af reguleringen, altså den faktiske beregning af indikatoren og justering af indtægtsrammen, vil de beregnede vægte blive anvendt sammen med den faktiske udvikling i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde. Det er således hensigten, at tillæggene fra indikatoren til indtægtsrammen følger tempoet og omfanget af elektrificeringen og væksten i antallet af forbrugere.

BOKS 4 | UDVIKLING I ANTAL MÅLERE OG STATIONER

Antal af målere og antallet af stationer er tæt forbundet med befolkningens størrelse (korrelationskoefficient på 0,97 for årene 2012-2022). Forsyningstilsynet har på baggrund af data for 2021-2022 estimeret, at for hver ekstra person i befolkning øges antallet af målere med ca. 0,8, mens der for hver ekstra 100 personer etableres en ny station. Estimationen er foretaget på data fra netvirksomhedernes reguleringsregnskaber og Danmarks Statistiks tabel BEFOLK1.

Anvendes den estimerede sammenhæng sammen med Danmarks Statistiks fremskrivning af befolkningsudviklingen (tabel FRDK123), kan udviklingen i antallet af målere og antallet af stationer estimeres. Det leder til en forventet stigning på 7,8 pct. og 4,4 pct. i henholdsvis antallet af målere og antallet af stationer fremmod år 2040.

INDIKATORENS VÆGTE

Der findes flere forskellige muligheder for fastsættelse af indikatorens vægte. Fælles for dem er, at de medfører forskellige krav til, hvad vægtene kan være.

Antallet af målere og antallet af stationer er tæt på perfekt korreleret (korrelationskoefficient på 0,99), når man ser på aggregeret data for 2012-2021. En positiv korrelation tæt på 1, indebærer et relativt fast forhold mellem antallet af målere og antallet af stationer. Det er i arbejdet med indikatoren estimeret et fast forhold på omkring 95 målere pr. netstation.

Under den gældende regulering af netvirksomheder, vægter antallet af målere og antallet af stationer lige meget, i fastsættelsen af den nuværende indikator. I den følgende beskrivelse af input begrænses vægtene for antallet af målere og antallet af stationer til at være ens.

Når en netvirksomheds aktiviteter øges, grundet nye netområder eller øget levering til eksisterende forbrugere, så vil de tre faktorer forventeligt stige. Da net-

virksomhederne kan drage nytte af stordriftsfordele, så vil stigningen i omkostningerne alt andet lige være mindre end stigningen i tre faktorer. Diskrepansen følger bl.a. af, at noget af stigningen i leveret mængde forekommer på tidspunkter uden for spidslast, og dermed ikke øger omkostningerne. Dertil kommer, at nogle af de faste omkostninger kan fordeles ud på flere forbrugere, når antallet af målere og stationer stiger.

Stordriftsfordele og dertilhørende stigende skalaafkast taler alt andet lige for, at summen af vægtene bør være mindre end én.

De nuværende automatiske indikatorer korrigerer indtægtsrammen med udviklingen i målere og stationer. Korrektionen tager dog ikke højde for, at antallet af aktiver (målere og stationer) er konstant, mens værdien af aktiverne afskrives, jf. Boks 5, Samme effekt ses også ved prisjustering i forbindelse med en udvidelse af aktiviteterne. Her er det den løbende prisudvikling (inflationen) i forhold til det konstant niveau af aktiver, som er årsagen. Det taler alt andet lige for, at summen af vægtene bør være større end én.

BOKS 5 | ILLUSTRATION AF DYNAMIKKEN I DEN EKSISTERENDE INDIKATOR

En netvirksomhed foretager hvert år investeringer for 100 kr. med en levetid på 10 år. Hver investering er relateret til 1 elmåler og 1 netstation. De samlede investeringer over en 10-årig periode er derfor 1.000 kr., og der er investeret i 10 elmålere og 10 netstationer.

Investeringerne afskrives løbende over den 10-årige levetid. Det indebærer at værdien af aktiverne (aktivbasen) i år 10 vil være 500 kr., altså halvdelen af investeringssummen.

Såfremt netvirksomhedens aktiviteter nu udvides med én yderligere investering til 100 kr. (og dermed endnu en elmåler og en netstation, altså i alt 11), så vil aktivitetsniveauet stige med 10 pct.

Anvendes de nuværende indikatorer til at korrigere aktivbasen, vil indtægtsrammen stige med 10 pct. af aktivbasen, svarende til 50 kr. Denne forøgelse af indtægtsrammen svarer ikke til den faktiske stigning i aktivitetsniveauet på 100 kr.

Da det er uvist, hvad størrelsen af effekterne af ovenstående samlet set er; har Forsyningstilsynet belyst et scenarie, hvor summen af vægtene er én, samt et scenarie, hvor alle tre vægte er ens. Ved at anvende ens vægte imødegås usikkerhed om udviklingen i de enkelte faktorer. Dermed spredes risikoen forbundet med afvigelser for de enkelte faktorer. Omvendt udelukker det muligheden for, at en af faktorerne kan have større betydning end de øvrige.

METODER TIL FASTSÆTTELSE AF VÆGTE

Formålet med indikatoren er, at udviklingen i denne skal være forbundet til udviklingen i de årlige omkostninger, som er estimeret senere i analysen. Forsyningstilsynet har estimeret den forventede stigning i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde til henholdsvis 7,8 pct., 4,4 pct. og 30,7 pct. En kombination (vægtning) af disse skal altså afspejle ændringen i de forventede årlige omkostninger. Til dette præsenteres i det følgende to forskellige metoder, hvoraf den første anbefales af Forsyningstilsynet.

Den første metode indebærer, at vægtene for antal stationer og antal målere er ens, mens alle vægte summerer til én:

- $\Delta Omk. = v_1 \times \Delta M + v_2 \times \Delta S + v_3 \times \Delta L$
- $v_1 = v_2$
- $v_1 + v_2 + v_3 = 1$

Den anden metode indebærer, at de tre vægte er ens:

- $\Delta Omk. = v_1 \times \Delta M + v_2 \times \Delta S + v_3 \times \Delta L$
- $v_1 = v_2 = v_3$

De årlige meromkostninger kan opdeles i driftsomkostninger, afskrivninger og omkostninger ved tilvejebringelse af kapital. Meromkostningerne til de to sidste beregnes på baggrund af de i GRID beregnede merinvesteringsomkostninger og merinvesteringsomkostninger som følge af organisk vækst.

Merinvesteringsomkostninger omregnes til årlige omkostninger på baggrund af følgende: Merinvesteringerne fordeles regnskabsmæssigt ud over anlægsaktivernes forventede levetid, som typisk er 40 år. Der regnes en forrentning af den investerede kapital, som i den nuværende reguleringsperiode er 0,0544, jf. Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder (BEK nr. 444 af 27/04/2023). Og der korrigeres for løbende afskrivninger i forrentningsgrundlaget, idet det antages, at de samlede investeringer fra 2023 og fremmod 2040 fordeles ligeligt udover årene, hvilket indebærer, at forrentningsgrundlaget i 2040 vil være 79 pct. af de oprindelige investeringsomkostninger. Det indebærer, at de årlige meromkostninger er ca. 7 pct. af merinvesteringsomkostningerne:

$$\frac{1}{40} + 0,0554 * 0,79 = 0,068$$

Ved samlede merinvesteringsomkostninger på eksempelvis 14 mia. kr. vil de årlige meromkostninger (fra afskrivninger og tilvejebringelse af kapital) således være omkring 0,95 mia. kr. (14 mia. kr. \times 0,068).

BEREGNINGER OG ANALYSE MED GRID

FORSYNINGSTILSYNETS SKØN OVER MERINVESTERINGER

Forsyningstilsynet har udviklet netmodellen *Grid Reinforcement Investment and Dimensioning* (GRID). Modellen bruges til beregning af omkostningerne til netforstærkning, som følger af øget belastning fra elbiler og varmepumper. Den øgede belastning fra fremtidens elbiler og varmepumper er i udgangspunktet

modelleret for året 2040 og tager udgangspunkt Energistyrelsens analyse forudsætninger (AF22).

GRID modellen tager udgangspunkt i nettet i 2021, hvor de bagvedliggende data er fra. I modellen simuleres den øgede belastning fra de eksisterende forbrugere som følge af flere varmepumper og opladning af elbil. Eventuelt ledig kapacitet i nettet bliver derfor anvendt til dette øgede forbrug. Derfor antages det, i tillægsberegningen af den organiske vækst, at alle nye forbrugere giver anledning til øgede omkostninger, og at de ikke kan anvende eksisterende ledig kapacitet.

Idet modellering af samfundets tilstand mange år frem i tiden er forbundet med stor usikkerhed, er der beregnet forskellige resultater baseret på forskellige antagelser. Eksempelvis vil den beregnede merinvestering i netforstærkning stige i takt med, at antagelsen om den tilladte belastning af transformere og kabler falder.

Forsyningstilsynet har opstillet et basisscenarie, som led i arbejdet med beregning af omkostningerne til netforstærkning. Basisscenariet består af en række antagelser og en dertilhørende beregning af merinvesteringen. Det er Forsyningstilsynets vurdering, at basisscenariet er det mest hensigtsmæssige blandt de eksisterende scenarier for omkostningerne til netforstærkninger.

Basisscenariet er hensigtsmæssigt, idet der anvendes antagelser som er veldokumenterede, anvendt i andre sammenhænge og fagligt forsvarlige.

De centrale antagelser for basisscenariet er veldokumenterede, idet alle på nær en er klart beskrevet i dokumentationen for Green Power Danmarks modelarbejde (TEGRA). Den antagelse som ikke er beskrevet i dokumentationen for TEGRA vedrører 60/20- og 60/10-transformere, og er udledt på baggrund af de indbyrdes forhold i antagelserne bag TEGRA.

Antagelserne i basisscenariet er anvendt i flere sammenhænge, idet det er de af branchen anvendte referencepunkter for antagelser til modellering af elnettet. Ved at bruge de samme reference punkter for antagelser som branchen, er det en forudsætning for modellen at forsyningssikkerheden skal være uændret i fremtiden.

Antagelserne i basisscenariet vurderes at være fagligt forsvarlige, idet de hver især kan føres tilbage til en eller flere anerkendte kilder, hvad enten det er aktører i samforskningsprojektet omkring GRID (herunder DTU) eller Green Power Denmark.

De centrale antagelser vedrører graden hvorved forskellige komponenter i elnettet kan belastes i simuleringen. Den tilladte simulerede belastning kaldes en belastningstærskel, og er angivet som en procentdel af den maksimale belastning der er anført for komponenten. Overskrides belastningstærsklen i simuleringen, vil GRID udpege komponenten til forstærkning og beregne den dertilhørende omkostning.

Antagelserne for basisscenariet i form af belastningstærskler, fremgår af Tabel 1 nedenfor.

TABEL 1 | BELASTNINGSTÆRSKLER FOR GRID I BASISSCENARIOE

Trafo 60/20	Trafo 60/10	Trafo 20/04	Trafo 10/04	Kabel MV	Kabel LV
70	70	100	100	66	90

Kilde: Forsyningstilsynet og Green Power Denmark
Note: Alle tærskler er angivet i procentdele

I takt med at resultaterne fra GRID er blevet offentliggjort, er der givet udtryk for et ønske om at tilføje resultater, som vedrører aspekter af netforstærkning, der ikke er dækket af GRID. Forsyningstilsynet har derfor foretaget en række undersøgelser, som belyser emner, der ligger uden for afgrænsningen for GRID. Idet resultaterne på disse områder er et udfald af selvstændige analyser, præsenteres de side om side med resultaterne fra modellen.

Forsyningstilsynet har lavet en analyse af omkostninger forbundet med udskiftning 1:flere. I den sammenhæng belyses omkostningerne forbundet med forstærkning af de komponenter, der har så høj en simuleret belastning, at de ikke umiddelbart kan forstærkes gennem udskiftning med en enkelt, større komponent.

For at belyse omkostningerne til forstærkning af det overliggende net, har Forsyningstilsynet lavet et overslag for merinvesteringen forbundet med 60 kV. I den sammenhæng er omkostningerne til forstærkning i højspænding beregnet med reference til resultaterne fra simuleringen af lavspændingsnettet.

Den nye automatiske indikator skal erstatte den eksisterende indikator, som tager højde for en mere generel udvikling i forbrug (dvs. organisk vækst). For at medregne omkostningerne forbundet med denne forøgelse af forbrug, har Forsyningstilsynet lavet en supplerende analyse af organisk vækst.

Den totale beregnede merinvestering i netforstærkning for 2040, som udgjort af resultaterne fra GRID og de supplerende analyser, fremgår af Tabel 2 nedenfor.

TABEL 2 | SAMLET MERINVESTERING I NETFORSTÆRKNING FOR 2040

GRID	Udskiftning 1:flere	60 kV-kabler	Organisk vækst	Total
8	0,3	0,1	6	14,4

Kilde: Forsyningstilsynet og Forsyningstilsynets netmodel (GRID)
Note: Landsdækkende omkostninger (mia. DKK) i 2021-priser

Summen af forsyningstilsynets beregnede omkostning fra netmodellen GRID og tillæg til modellen for aspekter som ligger ude over modellens afgrænsning (dvs.

udskiftning af komponenter1: flere, forstærkning af højspændingsnettet og stigning i antallet af forbrugere) giver en samlet forventet merinvestering på 14,4 mia. kr. som målt i 2021-priser. GRID er Forsyningstilsynets model til beregning af omkostninger til den netforstærkning, som følger af øget belastning fra elbiler og varmepumper. Modellen fungerer ved at simulere driften af det eksisterende elnet, under antagelse af fremtidens øgede belastning fra elbiler og varmepumper.

FIGUR 2 | ILLUSTRATION AF BEREGNINGERNE I GRID

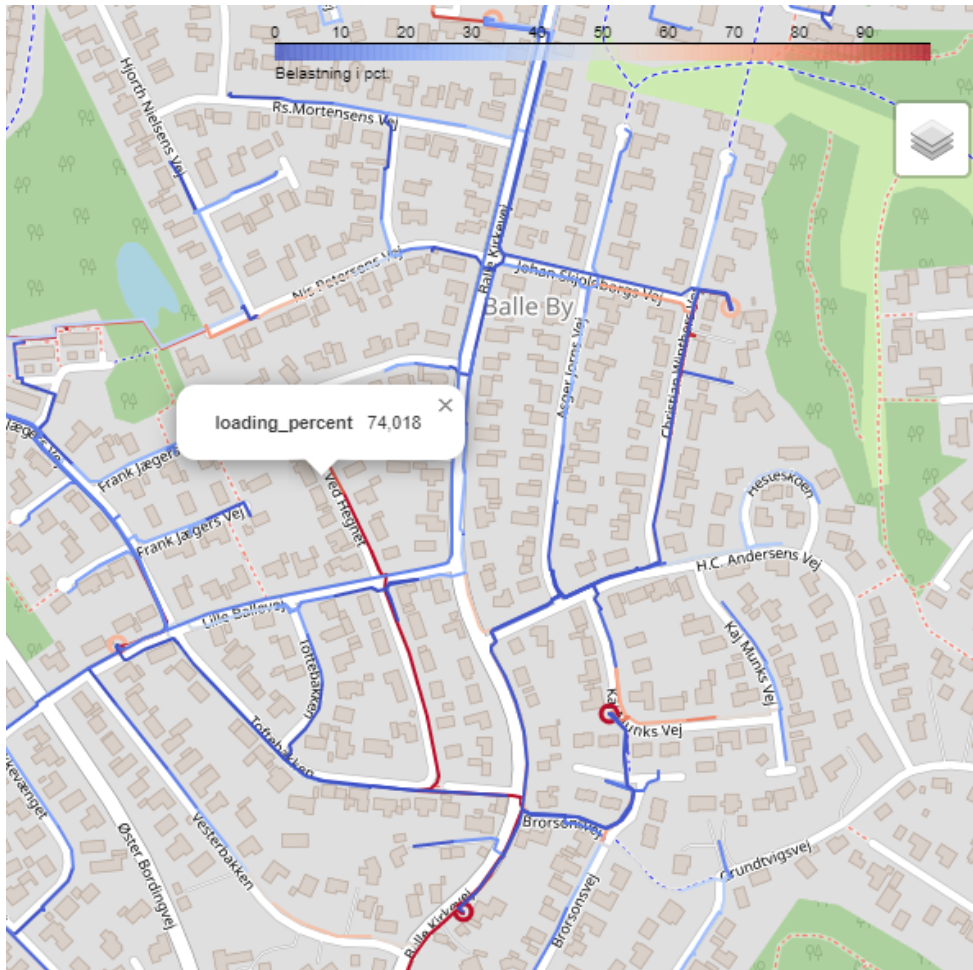


Kilde: Forsyningstilsynet

Opbygningen af de belastningsprofiler, som ligger til grund for fremtidens netbelastning, er baseret på Energistyrelsens analyse forudsætninger (AF22).

I Figur 3 nedenfor er der givet et eksempel på, hvordan et belastningsscenario kan se ud i GRID. På kortet er kabler indtegnet som streger i forskellige farver mens transformatorer er indtegnet som cirkler. Farverne indikerer den pågældende komponents belastning i et givet scenario. I eksemplet fra et testscenario i Figur 3, er et kabel markeret så man kan se dets belastning i det pågældende scenario. I dette scenario er belastningen af det pågældende kabel 74 procent.

FIGUR 3 | IDENTIFIKATION AF KOMPONENTER MED FOR HØJ BELASTNING



Kilde: Forsyningstilsynet

På baggrund af simuleringen udpeges de dele af nettet, som ifølge modellen vil blive overbelastede i eksempelvis 2040. I forlængelse heraf geolokaliseres de udpegede komponenter, for at tage højde for omkostningsniveauet for netforstærkning forbundet med komponenternes placering. Derefter summeres omkostningerne til forstærkning af de overbelastede dele af nettet. Endelig opskales omkostningerne fra de simulerede dele af nettet på en sådan måde, at der fremkommer en samlet merinvestering i netforstærkning, som dækker hele landet.

I udgangspunktet beregnes den landsdækkende merinvestering i netforstærkning som følge af øget belastning fra elbiler og varmepumper til 7,6 mia. (2018-priser) frem mod 2040.

I de følgende underafsnit beskrives Forsyningstilsynets netmodel, GRID, på et mere detaljeret niveau.

BELASTNINGSTÆRSKLER OG MERINVESTERING

Den merinvestering, som beregnes ved hjælp af GRID, er afhængig af, hvilken antagelse der er brugt for, hvor højt kabler og transformere kan belastes, før de skal forstærkes gennem udskiftning. En høj belastningstærskel (dvs. tolerance) vil føre til, at der skal skiftes færre komponenter, hvilket igen vil føre til en lavere beregnet merinvestering i netforstærkning.

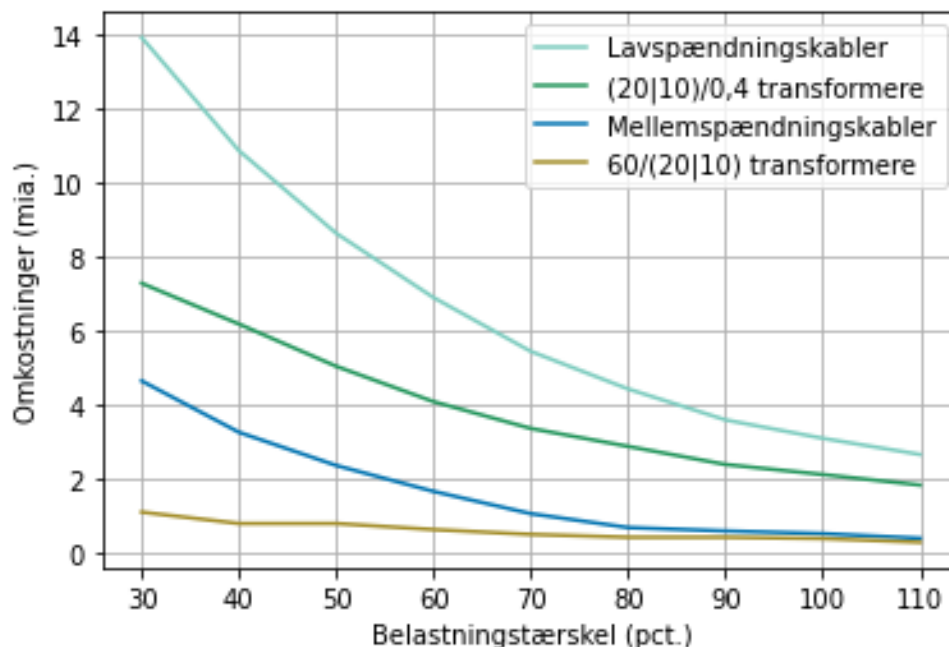
Forsyningstilsynet har lavet en lang række beregninger baseret på GRID, for at kunne formidle resultater og give indsigt i modellens adfærd, samt for at anviser modellens udfaldsrum. Der findes dog en række belastningstærskler med dertilhørende beregnet merinvestering, som Forsyningstilsynet vurderer fagligt set er mest retvisende. Disse antagelser og den beregnede merinvestering som følger heraf kaldes Forsyningstilsynets basisscenarie.

Forsyningstilsynets basisscenarie indebærer, at belastningstærsklerne svarer til de antagelser, der er anvendt i Green Power Danmarks netmodel (TEGRA). Derfor kan grænseværdierne for komponentbelastning i GRID også aflæses fra dokumentationen for TEGRA, i det omfang værdierne er dokumenteret for TEGRA.

Belastningstærsklerne som udgør antagelserne i Forsyningstilsynets basisscenarie, er vist i Tabel 1.

For at anskueliggøre GRID's adfærd såvel som en stor del af det mulige udfaldsrum for beregningerne, har Forsyningstilsynet regnet på en række forskellige antagelser i form af belastningstærskler. Den beregnede merinvestering, som funktion af belastningstærsklerne, er anvist i Figur 4 nedenfor.

FIGUR 4 | BELASTNINGSTÆRSKLER OG MERINVESTERING I GRID



Kilde: Forsyningstilsynets netmodel GRID
Note: Omkostninger er angivet i 2018-priser.

AFSKRIVNING PÅ KOMPONENTER

Alderen på komponenterne der skiftes i GRID spiller en væsentlig rolle, da den nuværende indtægtsrammeregulering allerede indeholder reinvesteringer. Hvis simuleringen peger på, at ældre komponenter skal udskiftes hyppigere end yngre, vil den øgede kompensation til netvirksomhederne være lavere, da denne udskiftning allerede er betalt.

I reguleringen arbejder Forsyningstilsynet med en komponentlevetid på 40 år. Er aktivet over 40 år, står komponenten alligevel til udskiftning. En udskiftning som er dækket af reinvesteringer. I disse tilfælde vil resultatet fra GRID ikke indeholde en yderligere kompensation for denne komponent. Hvis GRID indeholdt en beregnet merinvestering i komponenter med alder over 40 år, ville netvirksomhederne blive kompenseret to gange.

Hvis en komponent er mellem 0 og 40 år vil GRID beregne den straksafskrivning som netvirksomhederne skal lave, samt eventuelle opgraderinger. Derfor har det betydning hvornår i perioden frem imod 2040 GRID antager at netvirksomhederne udskifter komponenterne. Som et forsigtighedshensyn har Forsyningstilsynet valgt at alle komponenter udskiftes i starten af perioden, det vil sige i 2023. Men da modellen beregner alle komponenter der skal skiftes frem mod 2040, er der meget der tyder på, at udskiftning af komponenterne midt i perioden vil være aktuelt (f.eks. i 2031).

I en antagelse om udskiftning midt i perioden ville der ligge en forståelse af, at nogle komponenter sandsynligvis udskiftes tidligt i perioden, mens andre udskiftes senere, og at det gennemsnitlige udskiftningstidspunkt derfor ville være midt i perioden. Idet Forsyningstilsynet har valgt, at alle komponenter skiftes først i perioden, er der indlagt en antagelse som ikke undervurderer af behovet for merinvestering. I Tabel 3 er investeringsomkostningerne beregnet i GRID, idet der antages forskellige udskiftningsår i perioden 2023-2040. Bemærk at den totale værdi ved udskiftning i 2023 er 7,57 mia.kr. i 2018-priser, dette svarer til 8 mia.kr. i 2021-priser som angivet i Tabel 2.

TABEL 3 | INVESTERINGSOMKOSTNINGER I MIA.KR. MED FORSKELLIGE UD-SKIFTNINGSÅR

Udskift- ningsår	60/10 transformere	10/04 transfor- mere	Kabler MV	Kabler LV	Total
2023	0,52	2,14	1,29	3,61	7,57
2024	0,51	2,05	1,24	3,57	7,36
2025	0,49	1,97	1,18	3,53	7,17
2026	0,47	1,89	1,13	3,49	6,97
2027	0,45	1,81	1,07	3,45	6,79
2028	0,44	1,74	1,02	3,41	6,60
2029	0,42	1,68	0,97	3,37	6,43
2030	0,40	1,62	0,92	3,33	6,27
2031	0,39	1,56	0,87	3,30	6,11
2032	0,37	1,51	0,82	3,26	5,97
2033	0,36	1,46	0,78	3,23	5,82
2034	0,35	1,41	0,73	3,19	5,69
2035	0,34	1,36	0,69	3,16	5,55
2036	0,33	1,31	0,64	3,13	5,42
2037	0,33	1,27	0,60	3,11	5,30
2038	0,32	1,23	0,56	3,09	5,19
2039	0,31	1,19	0,52	3,07	5,09
2040	0,30	1,15	0,48	3,05	4,99

Kilde: Forsyningstilsynet

Note: Værdier i mia.kr. og 2018-priser

METODE OG TILLÆG FOR NETFORSTÆRKNING

Idet GRID udvælger en komponent til forstærkning gennem udskiftning, beregnes prisen for forstærkning ved, at anvende prisen for en ny komponent i samme klasse. Denne metode for beregning af udgiften til netforstærkning indebærer, at en simuleret overbelastet komponent skiftes med én anden komponent. GRID udskifter således komponenter 1:1.

I nogle tilfælde vil en del af nettet have en så høj simuleret belastning, at det ikke umiddelbart er muligt, at skifte den overbelastede komponent med én ny komponent. I disse tilfælde vil en simuleret overbelastet komponent ofte skulle

udskiftes med to nye komponenter. Derfor burde GRID i disse tilfælde umiddelbart skifte komponenter 1:flere.

I de tilfælde hvor GRID burde skifte 1:flere fremfor 1:1, vil der opstå en undervurdering af omkostningen til netforstærkning, samt en undervurdering af de driftsomkostninger der er forbundet med at øge antallet af komponenter i nettet.

Forsyningstilsynet har vurderet merinvesteringen forbundet med den forventelige udskiftning 1:flere, som GRID ikke dækker, idet modellen skifter 1:1. Forsyningstilsynet har i undersøgelsen taget udgangspunkt i PAP-kataloget, data fra benchmarking af netvirksomhederne samt en undersøgelse af N1's nordnet.

PAP-kataloget anviser ikke belastningsniveauer for kabler på samme måde som for transformere. Derfor har Forsyningstilsynet lagt vægt på undersøgelsen af komponenterne i N1's nordnet, når det kommer til beregningen merinvesteringen forbundet med udskiftning af kabler 1:flere.

Ved at finde en kapacitetstærskel, som kendetegner grænsen for hvor meget en bestemt type komponent kan belastes, bliver det muligt at sige noget om, hvorvidt en simuleret overbelastet komponent kan udskiftes 1:1, eller om den umiddelbart skal udskiftes 1:flere.

Forsyningstilsynet har udledt en række kapacitetstærskler på baggrund af data fra det eksisterende elnet. Kapacitetstærsklerne er udledt ved at se på alle kabler i hele N1's nordnet. For at undgå specialkomponenter, er der udelukkende udvalgt kabler med en længde på minimum halvdelen af gennemsnitslængden af alle kabler. Kablerne skal ligeledes have en maksimal strømstyrke (målt i kiloampere - kA) som fremgår af tre eller flere kabler.

De kabler der har største maksimale strømstyrke, og som ellers lever op til de to kriterier, udvælges til at lægge til grund for kapacitetstærsklerne i et bestemt spændingsniveau. Endelig bruges den i simuleringen tilladte procentuelle belastning (dvs. belastningstærsklen) til at udlede det antal kA som udgør kapacitetstærsklen.

Disse tærskler er sammenholdt med de simuleret overbelastede komponenters belastning i GRID. På den baggrund bliver det klart, hvor stor en andel af komponenterne der har en simuleret belastning, som er større end hvad der kan håndteres af en enkelt ny komponent.

Andelen af kabler som har en simuleret belastning der ligger under en givet kapacitetstærskel, fremgår af Tabel 4 nedenfor.

TABEL 4 | **PROCENTDEL UDSKIFTET KABEL UNDER KAPACITETSTÆRSKEL**

Spændings-niveau	Opgørelse af kabler	Kapacitetstærskel (kA)	Procentdel under kapacitetstærskel
Mellemspænding	Antal	0,559	96,5
Mellemspænding	Antal	0,383	87,2
Mellemspænding	Antal	0,349	80,2
Mellemspænding	Længde	0,559	95,7
Mellemspænding	Længde	0,383	85,5
Mellemspænding	Længde	0,349	80,5
Lavspænding	Antal	0,393	88,6
Lavspænding	Antal	0,338	82,8
Lavspænding	Antal	0,303	79,0
Lavspænding	Længde	0,393	88,4
Lavspænding	Længde	0,338	83,1
Lavspænding	Længde	0,303	79,5

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID)

Note: GRID's bagvedliggende belastningstærskel for udskiftning af kabler er i dette tilfælde 75 pct. i mellemspænding og 90 pct. i lavspænding.

For at beregne et tillæg for udskiftning 1:flere for udvalgte komponenter, har Forsyningstilsynet identificeret de komponenter som har en simuleret belastning der ligger over 0,383 kA i mellemspænding og 0,338 kA i lavspænding. Idet merinvesteringen for udskiftning 1:1 af disse kabler er inkluderet i beløbet beregnet med GRID, er der beregnet et tillæg.

Tillægget dækker udgiften forbundet med at lægge et ekstra kabel, idet komponenten ellers skiftes 1:1. På den måde inddrages ekstraudgifter forbundet med udstyr (f.eks. kabel og montering). Udgifter som kan deles mellem komponenterne, og som derfor er afholdt i GRID's oprindelige beregning, er derimod ikke inkluderet i tillægget (f.eks. graveomkostninger og lodsejererstatning).

På landsplan udgør tillægget for udskiftning af kabler 1:flere i mellemspænding et beløb for landsplan i 2018-priser svarende til 62.400.000 kroner, mens beløbet for lavspændingskabler udgør 225.100.000 kroner.

Transformere er i mindre grad genstand for fællesomkostninger. Således vil tillægget for udskiftning 1:flere af en transformator tilnærmelsesvis medføre en fordobling af merinvesteringen.

For udskiftning af transformere gælder det, at langt det fleste overbelastede komponenter kan dækkes ved hjælp af den eksisterende beregning i GRID, som er baseret på kategorierne i PAP-kataloget. Der findes dog en enkelt 10/0,4-transformer, som har en simuleret belastning der gør at merinvesteringen til netforstærkning ikke kan siges at være dækket med GRID's udskiftning 1:1.

Efter skalering til landsplan udgør tillægget for udskiftning 1:flere for transformeren et beløb på 36.600.000 kr. i 2018-priser.

FORSTÆRKNING AF 50/60 KV NET

Af tekniske såvel som processuelle årsager dækker beregningerne med GRID ikke kabler i 60 kV-nettet. Der er dog grund til at antage, at øget belastning fra elbiler og varmepumper ikke udelukkende vil påvirke distributionsnettet på lav- og mellemspændingsniveau og transformerne på højspændingsniveau. Derfor har Forsyningstilsynet udarbejdet en metode for beregning af et tillæg til den samlede merinvestering, som tager højde for et formodet behov for forstærkning af kablerne i højspændingsnettet.

Tilgangen består af to dele. En Metode 1 beregner den højest tænkelige omkostning til netforstærkning i højspændingsnettet. Metode 2 bruges til at beregne en række mere præcise omkostningerne til forstærkning af højspændingsnettet, idet der tages højde for, at øget spidsbelastning fra elbiler og varmepumper er et fænomen som mest af alt kendetegner de laveste spændingsniveauer. Begge metoder tager højde for variationer i omkostninger som følge af kablernes placering (dvs. geozonerne fra PAP-kataloget).

Forsyningstilsynet har bygget en væsentlig forsigtighed ind i begge metoder for beregningen af merinvesteringen i 60-kV-nettet, med henblik på at undgå undervurdering. Sikringen mod undervurdering findes i modregningen af komponenternes afskrivning. For den forholdsvis store andel af 60-kV-kabler som ikke har oplyst en alder, antages det, at kablerne har en alder svarende til gennemsnitsalderen for de kabler, der har alder oplyst. Derved er gennemsnitsalderen opgjort ved at se på alderen på de enkelte kabler. Denne opgørelse tager ikke højde for, hvor lange de enkelte kabler er.

Idet længden af et kabel er afgørende for, hvor stor omkostningen til udskiftning er, bør udregningen af kablernes antagede alder tage højde for, at der kan findes relativt mange relativt lange kabler med en relativt høj alder. Bruges kablernes længde som vægte i udregningen af en vægtet gennemsnitsalder for N1's 60-kV-net, udledes en gennemsnitsalder på 40 år. Til sammenligning er den ikke-vægtede gennemsnitsalder for de samme kabler 27 år. I skrivende stund foreligger der ikke en komplet metode til inddragelse af kabellængde i beregning af antaget alder. Derfor har Forsyningstilsynet antaget en lavere alder og dermed ikke undervurderet omkostningerne til netforstærkning.

For at beregne den højest tænkelige udskiftning af kabler i højspændingsnet som følge af øget belastning fra elbiler og varmepumper, er der beregnet en merinvestering i højspændingskabler baseret på en antagelse om, at procentdelen af kabler, der skal skiftes i højspænding, svarer til procentdelen for mellemspænding.

I Metode 1 bruges data fra den økonomiske benchmarking af netvirksomhederne til at beregne udgiften forbundet med at forstærke hele Danmarks 60 kV-net på tværs af PAP-zoner. Af dette beløb tages en procentdel svarende til den procentdel som GRID har udtaget til forstærkning i mellemspændingsnettet. Dette beløb for højspændingsnettet justeres efterfølgende for alder, idet den

gennemsnitlige alder for højspændingskabler i N1's nordnet som har oplyst alder (27 år) anvendes til afskrivning.

Resultaterne for Metode 1 fremgår af Tabel 5 nedenfor.

TABEL 5 | METODE 1 FOR INVESTERING I HØJSPÆNDINGSKABLER

Belastningstærskel MV	Udskiftning i MV/HV (pct.)	Merinvestering i HV
60	4,46	182.000.000
66	3,50	142.600.000
70	2,92	119.300.000

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID)

Note: Belastningstærskler angivet i procent og merinvestering i 2018-priser.

Den anden del af beregningen af merinvesteringen i højspændingskabler beror på det faktum, at problematikken omkring øget spidsbelastning fra elbiler og varmepumper forsvinder, i takt med at spændingsniveauet i nettet stiger.

Forsyningstilsynet har beregnet en merinvestering i 60 kV-kabler ved at bruge forholdet mellem procentdelene af udskiftede kabler i lav- og mellemspænding, som et mål for den reduktion i behovet for netforstærkning, som følger af et opadgående skift i spændingsniveau.

Metode 2 tager højde for afskrivning af komponenter og prisforskelle på tværs af zoner som i Metode 1 for beregning af investering i 60 kV-nettet. Det landsdækkende udfald af beregningerne baseret på metode 2 fremgår af Tabel 6 nedenfor.

TABEL 6 | METODE 2 FOR MERINVESTERING I HØJSPÆNDINGSKABLER

Belastningstærskel LV	Belastningstærskel MV	Udskiftning i HV (pct.)	Merinvestering i HV
85	60	2,50	102.100.000
90	60	2,77	112.800.000
95	60	3,00	122.500.000
85	66	1,54	62.700.000
90	66	1,70	69.300.000
95	66	1,84	75.200.000
85	70	1,08	43.900.000
90	70	1,19	48.500.000
95	70	1,29	52.600.000

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID)

Note: Basisscenarie fremhævet med fed skrift. Belastningstærskler angivet i procent og merinvestering i 2018-priser.

UDVÆLGELSE AF NET

GRID simulerer udvalgte dele af distributionsnettet. Delene er udvalgt på en sådan måde, at de samlet set repræsenterer det danske distributionssystem. Dermed kan resultaterne, der opnås på baggrund af de udvalgte net, skaleres til at dække landsplan med en rimelig grad af sikkerhed. Udvælgelsen af de dele af Danmarks distributionsnet, som simuleres i kørslen af GRID, er foretaget på niveauet for hovedstationer.

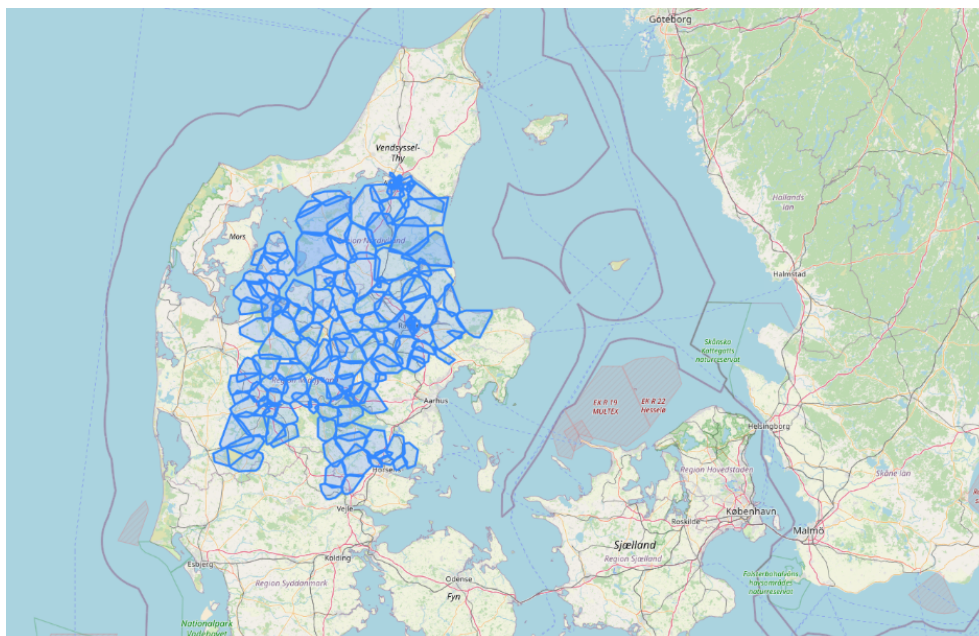
Den nuværende version af GRID anvendes på data vedrørende en af to dele af netvirksomheden N1's net (nordnettet). Nettet for en hovedstation er i denne sammenhæng at finde i spændingsniveauet fra og med 20 kV til og med 0,4 kV. Transformerne i overgangen mellem 20 kV og det overliggende spændingsniveau inkluderes også.

Hovedstationerne og de underliggende net er udvalgt ved hjælp af en metode baseret på geodataværktøjer. Metoden betyder, at områderne for de udvalgte hovedstationer i videst muligt omfang overlapper med zoner kendetegnet ved bestemte egenskaber. Zonerne udgøres af netop de ni zonetyper, som anvendes til den økonomiske benchmarking af netvirksomhederne, og som hver især dækker over:

- Bykerne
- Høj bebyggelse
- Boligområder
- Sommerhuse
- Infrastruktur
- Erhverv
- Sø og hav
- Skov og vådområder
- Øvrigt land

Proceduren for udvælgelse af net indledes ved, at der for hver hovedstation i datasættet markeres et område. Afgrænsningen af området foretages ved at indtegne lige linjer, der forbinder slutpunkterne på de yderste stikledninger forbundet til hovedstationen, som illustreret i Figur 5.

FIGUR 5 | OMRÅDER FOR HOVEDSTATIONER I N1'S NORDNET



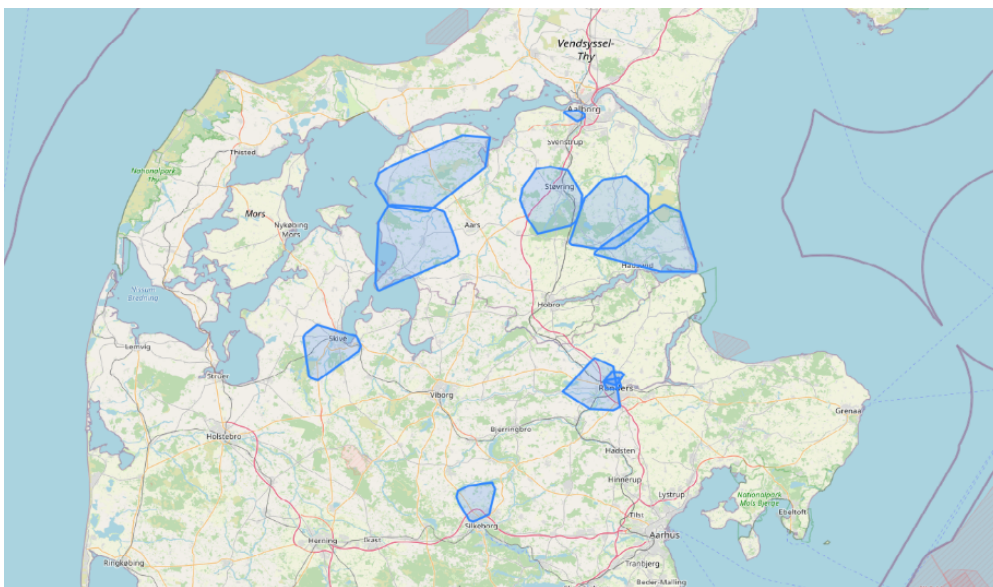
Kilde: Forsyningstilsynet

De indtegnede områder udgør tilsammen et kortlag, som lægges oven på et kortlag inddelt ud fra de ni zonetyper. På den måde bliver det udledt, hvordan områderne for de enkelte net er fordelt på de ni zonetyper. Denne fordeling er en arealfordeling, således at hvert netområde er beskrevet ved et vist antal kvadratmeter af hver zonetype.

Efter kortlægningen af netområdernes sammensætning, udvælges de 11 netområder som er inkluderet i GRID således at alle de ni zonetyper er repræsenteret.

De endeligt udvalgte 11 netområder ligger til grund for de forventede omkostninger til forstærkning af nettet, og fremgår af Figur 6. Spredningen af de udvalgte områder er et udfald af udvælgelsens prioritering af de forskellige zonetyper.

FIGUR 6 | OMRÅDER FOR DE 11 UDVALGTE HOVEDSTATIONER



Kilde: Forsyningstilsynet

I det sidste led sammenholdes fordelingen af zonetypernes areal blandt de udvalgte områder med fordelingen af zonetypernes areal på tværs af Danmark. Sammenligningen af fordelingerne foretages således at de udvalgte områder repræsenterer forholdene for elnet i Danmark mere generelt, jf. Tabel 7. Det fremgår af tabellen, at fordelingen af de forskellige zonetyper i de udvalgte netområder ligger forholdsvis tæt på fordelingen af zonetyper på Danmarks samlede areal.

Metoden for udvælgelse af net fører samlet set til:

- Overensstemmelse mellem fordelingen af zonetyper i de udvalgte netområder og fordelingen af zonetyper på Danmarks territorie
- Udvalgelse af netområder med forholdsvis stor rumlig spredning
- Anvendelse af validerede data

TABEL 7 | SAMMENLIGNING AF PROCENTVIS FORDELING PÅ ZONETYPER

	Udvalgte	Danmark
Bykerne	0,14	0,13
Høj bebyggelse	0,27	0,32
Boligområder	6,11	6,53
Sommerhuse	1,08	1,08
Infrastruktur	0,33	0,33
Erhverv	1,04	1,01
Skov og Vådområder	19,07	17,60
Øvrigt land	70,51	71,05
Sø og Hav	1,45	1,97
I alt	100,00	100,00

Kilde: Forsyningstilsynet

ROBUSTHED AF UDVÆLGELSE

De 11 hovedstationer som er udvalgt og inkluderet i GRID, er valgt således at alle zonetyper er repræsenteret som beskrevet ovenfor. For at undersøge hvordan de samlede investeringsomkostninger afhænger af de enkelte hovedstationer, er de samlede investeringsomkostninger beregnet for kombinationer af en delmængde af de 11. Specifikt er investeringsomkostninger for alle kombinationer af 8 hovedstationer ud af de 11 beregnet. Da man kan lave 165 kombinationer af 8 ud af en population på 11, er der lavet beregninger for hver af disse 165 kombinationer.

På baggrund af resultaterne fra hver af de 165 kombinationer af hovedstationer er de gennemsnitlige omkostninger beregnet til 7,673 mia. kr. frem mod 2040 (2018-priser). Dette skal holdes op imod resultatet fra alle 11 hovedstationer på 7,567 mia. kr. Fordelingen af investeringsomkostningerne for hver af de 165 kombinationer har en top omkring 7,5 mia. samtidig ses det at fordelingen er højreskæv hvilket vil sige at der er kombinationer af 8 hovedstationer der giver højere investeringsomkostninger, jf. Figur 7.

Forsyningstilsynet har som led i arbejdet vedrørende GRID's robusthed, kigget på at skalere med andre komponenter end målepunkter. Faktoren der skaleres op med varierer mellem 40 og 60 alt afhængig af hvilken komponent der vælges, jf. Tabel 8. At skalere op med antallet af målepunkter giver en relativ høj skaleringsfaktor sammenlignet med de øvrige komponenter, hvilket vil sige at det samlede investeringsbehov bliver højere, end hvis man havde valgt en lavere faktor. At skalere til målepunkter er valgt da det er udgangspunktet for netnets opbygning og kan betragtes eksogen for netvirksomhederne.

TABEL 8 | SKALERINGSFAKTORER VED ANVENDELSE AF FORSKELLIGE KOMPONENTER

Komponent	I hele Danmark	I GRID	Skaleringsfaktor
Kabel 0,4 (ekskl. Stikledninger, km.)	89.638	2.215	40,5
Kabel mellemspænding (km.)	63.157	1.425	44,3
Transformer 10/0,4 (antal)	71.167	1.494	47,6
Transformer 60/10 (antal)	1.446	24	60,3
Målepunkter (antal)	3.640.457	66.684	54,6

Kilde: Forsyningstilsynet

LADEPROFILER

Ladeprofilerne i GRID bygger på data fra et engelsk studie af elbiler fra 2017. Siden 2017 er det sket ændringer i elbilsflåden. Den teknologiske udvikling har blandt andet gjort at batterierne er blevet større. Dette medfører at der i dag er flere elbiler der lader med en større effekt end i 2017. Tilsvarende er der i dag mere fleksibilitet i hvornår elbilerne lader, da det alt andet lige med en større rækkevidde per opladning ikke vil være nødvendigt at lade så hyppigt.

De to egenskaber har modsatte effekter, når man ser på belastningen af elnettet. På den ene side trækker den gennemsnitlige elbil mere på nettet når den lader. På den anden side lader den sjældnere og har dermed en større grad af fleksibilitet i forhold til hvornår den lader, hvilket minimerer lade-samtidig-heden og dermed spidsbelastningen af elnettet. Det er ikke entydigt hvilken effekt er størst, og det er dermed ikke entydigt om opdaterede ladeprofiler vil øge eller reducere belastningen af elnettet.

ORGANISK VÆKST

Den forventede organiske vækst eller vækst i mængden af forbrugere/kunder i elnettet må alt andet lige afspejle den forventede udviklingen i samfundet, eksempelvis opgjort som befolkningsvækst eller vækst i antallet af boliger. Den forventede befolkningsvækst fra 2022 til 2040 er ifølge Danmarks Statistik 4,8 pct.¹ Mens Forsyningstilsynet har estimeret den forventede stigning i antal boliger i perioden 2022-2040 til 6,7 pct.²

Den nuværende indikator, som er rettet mod korrektion for netvirksomhedernes øgede omkostninger til et stigende antal forbrugere, forventes at stige med 6,1 pct. fra 2022 og fremmod 2040. Det følger af forventede stigninger i antal målere og antal stationer på henholdsvis 7,8 pct. og 4,4 pct. (som hver især vægter 0,5 i den eksisterende indikator). Den forventede stigning i den nuværende indikator ligger således relativt tæt på den forventede befolkningsvækst og udvikling i antallet af boliger.

Justeres indtægtsrammer med eksempelvis den forventede udvikling i antal boliger fremmod 2040. Antages det implicit, at væksten i husholdninger og erhverv er den samme, idet væksten udmøntes på hele indtægtsrammen, som indeholder de nuværende omkostninger til begge dele.

Den forventede udvikling til organiske vækst, kan anvendes til at beregne de forventede merinvesteringsomkostninger. Tages der eksempelvis udgangspunkt i den forventede vækst i antallet af boliger (6,7 pct.), så svarer det til en årlig stigning i den samlede indtægtsramme for alle netvirksomheder på 473 mio. kr., ud fra indtægtsrammerne i 2021 (7,06 mia. kr.) uden nettab og bindende midlertidige prisnedsættelser, men tillagt fremtidig højere forrentning. Den fremtidige højere forrentning er beregnet som forrentningsgrundlaget i 2021 (48,6 mia. kr.) ganget den nuværende WACC-beregnet forrentningssats (0,0544).

Det bemærkes, at der i denne tilgang ligger en implicit antagelse om, at alle stigninger i antallet af boliger fører til øgede omkostninger for netvirksomhederne. Det antages altså, at der ikke er ledig kapacitet, som kan anvendes af nye forbrugere.

Afskrivningernes andel af stigningen i indtægtsrammen beregnes til 32 pct. på baggrund af fordelingen i 2021 (med den højere forrentning). Herefter omregnes det til merinvesteringsomkostninger, idet det antages, at investeringerne afskrives over 40 år:

$$473 \text{ mio. kr.} \times 0,32 \times 40 = 6,03 \text{ mia. kr.}$$

¹ Jf. tabel FRDK123 fra Danmarks Statistik

² Forsyningstilsynet har estimeret det historiske sammenhæng mellem udviklingen i befolkningens størrelse og antallet af boliger (2012-2022). For hver ekstra person stiger antallet af boliger med 0,75.

De øgede driftsomkostninger som følge af organisk vækst beregnes ud fra deres andel af indtægtsrammen i 2021 (med den højere forrentning). Denne opgøres også til 32 pct., hvilket med udgangspunkt i boligvæksten indebærer øgede driftsomkostninger på 151 mio. kr. (0,32x473 mio. kr.).

TABEL 9 | **BASE FOR ORGANISK VÆKST**

Forventet udvikling	Ændring	Merinvesteringsomkostninger 2022-2040	Øgede driftsomkostninger 2040
Befolkningsvækst	4,8 pct.	4,3 mia. kr.	108 mio. kr.
Nuværende indikator	6,1 pct.	5,5 mia. kr.	137 mio. kr.
Vækst i antal boliger	6,7 pct.	6,0 mia. kr.	151 mio. kr.

Kilde: Forsyningstilsynets beregninger

Note: Totalbeløb i 2021-priser

DRIFTSOMKOSTNINGER

Forsyningstilsynet har beregnet, at driftsomkostningerne vil stige med 151 mio. kr. i 2040 som følge af organisk vækst, jf. forrige afsnit.

I tillæg hertil har Forsyningstilsynet i dette afsnit redegjort for Forsyningstilsynets skøn for meromkostningerne til drift, der følger af ændringen i antallet af de forskellige typer af netkomponenter i basisscenariet.

Det skal indledningsvist bemærkes, at Forsyningstilsynets skøn for meromkostningerne til drift ikke tager højde for stigningen i de indirekte driftsomkostninger, der ifølge netvirksomhederne er nødvendige at afholde som følge af stigningen i udbygningsbehovet.

Forsyningstilsynets GRID-model kan anvendes til at skønne, hvor mange af de forskellige typer af netkomponenter, som skal enten opgraderes gennem 1:1 udskiftning eller udskiftes 1:flere.

MEROMKOSTNINGER TIL DRIFT AF NETKOMPONENTER, SOM KAN OPGRADERES Gennem 1:1 UDSKIFTNING

Der er ifølge Forsyningstilsynets GRID-model 3 stk. 30-60 kV transformere og 96 stk. 10-20/0,4 kV netstationer, der skal opgraderes gennem 1:1 udskiftning, jf. Tabel 10 nedenfor.

Forsyningstilsynet anvender omkostningsækvivalenter til at opgøre tillæg til omkostningsrammen for meromkostninger til drift i forbindelse med tillægsgivende investeringer. I de tilfælde, hvor en komponent erstatter en anden komponent, opgøres tillægget for meromkostninger til drift ved forskellen mellem den årlige

omkostningsækvivalent for den nye komponent og den årlige omkostningsækvivalent for den erstattede komponent.

Forsyningstilsynet vil i det følgende anvende en lignende tilgang til at skønne stigningen i netvirksomhedernes driftsomkostninger pga. den øgede belastning af elnettet fra relativt homogene kundegrupper.

TABEL 10 | STIGNING I DRIFTSOMKOSTNINGER VED 1:1 UDSKIFTNING

	Erstattede komponenter	Nye komponenter	Omkostnings- ækvivalent	Sparede drifts- omkostninger	Nye drifts- omkostninger
	(stk.)	(stk.)	(kr./stk.)	(kr.)	(kr.)
10-20/0,4 kV netstation, automatisk med transformereffekt < 500 kVA	96	0	4.084	392.031	0
10-20/0,4 kV netstation, automatisk med transformereffekt 500-2.000 kVA	0	94	4.512	0	424.139
10-20/0,4 kV netstation, automatisk med transformereffekt > 2.000 kVA	0	2	4.963	0	10.915
30-60 kV transformer < 20 MVA	3	0	23.396	70.189	0
30-60 kV transformer ≥ 20 MVA	0	3	43.464	0	130.391
I alt	99	99		462.219	565.445

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID).

Note: Omkostningsækvivalenterne er opgjort i 2021-priser. Forsyningstilsynet anvender omkostningsækvivalenterne til beregne justeringer af netvirksomhedernes omkostningsrammer.

Samlet set vil opgraderingen af de 96 stk. 10-20/0,4 kV netstationer og 3 stk. 30-60 kV transformatorer give en årlig meromkostning til drift på 0,10 mio. kr. (2021-priser). Forsyningstilsynet har som nævnt beregnet, at bl.a. driftsomkostningerne skal ganges med en faktor 54,6 for at opnå et skøn for hele landet, hvilket dermed giver en stigning i driftsomkostningerne på 6 mio. kr. pr. år i 2040.

I Forsyningstilsynets GRID-model er det lagt til grund, at kabler opgraderes gennem 1:1 udskiftning ved, at et kabel på et givet spændingsniveau erstattes af et kabel på samme spændingsniveau med et større tværsnit.

Forsyningstilsynets omkostningsækvivalenter er opdelt på spændingsniveau, men ikke opdelt ud fra tværsnittet af kablerne. Det indebærer hermed, at et 0,4 kV-kabel med et relativt lille tværsnit vil blive tildelt den samme omkostningsækvivalent som et 0,4 kV-kabel med et relativt stort tværsnit.

Under disse forudsætninger vil kabler, som kan opgraderes gennem 1:1 udskiftning, ikke føre til stigende driftsomkostninger til kabler, dels fordi antallet af netkomponenter er kontant og dels fordi omkostningsækvivalenterne ikke varierer med tværsnittet af kablerne.

MEROMKOSTNINGER TIL DRIFT AF NETKOMPONENTER, DER SKAL UDSKIFTES 1:FLERE

Ifølge Forsyningstilsynets GRID-model er der 22,83 kilometer på lavspænding og 5,15 kilometer kabler på mellemspænding, som skal udskiftes 1:flere. Derudover er der ifølge GRID-modellen 1 stk. 10-20/0,4 kV netstation, som skal udskiftes 1:flere. Forsyningstilsynet har i skønnet over merinvesteringerne lagt til grund, at netkomponenterne, der skal udskiftes 1:flere, bliver udskiftet 1:2. Hermed kan stigningen i driftsomkostningerne som følge af 1:2 udskiftning af netkomponenter opgøres til i alt 0,04 mio. kr. i 2040, jf. Tabel 11.

TABEL 11 | STIGNING I DRIFTSOMKOSTNINGER VED 1:2 UDSKIFTNING

Komponent	Antal nye komponenter	Omkostningsækvivalent	Nye driftsomkostninger
0,4 kV kabel	22,83 km.	1.179 kr./km.	26.919 kr.
10-20 kV jordkabel (PEX)	5,15 km.	1.359 kr./km.	6992 kr.
10-20/0,4 kV, automatisk med transformereffekt > 2.000 kVA	1 stk.	4.963 kr./stk.	4.963 kr.

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID)

Note: Omkostningsækvivalenterne er opgjort i 2021-priser. Forsyningstilsynet anvender omkostningsækvivalenterne til beregning af justeringer af netvirksomhedernes omkostningsrammer

Forsyningstilsynet har som nævnt beregnet, at bl.a. driftsomkostningerne skal ganges med en faktor 54,6 for at opnå et skøn for hele landet, hvilket dermed giver en stigning i driftsomkostningerne på 2 mio. kr. pr. år.

MEROMKOSTNINGER I ALT

Samlet set giver det et skøn for stigningen i driftsomkostningerne på 8 mio. kr. pr. år i 2040, jf. Tabel 12 nedenfor.

TABEL 12 | STIGNING I DRIFTSOMKOSTNINGER

	1:1 udskiftning (mio. kr.)	1:2 udskiftning (mio. kr.)	I alt (mio. kr.)
Stigning i driftsomkostningerne	6	2	8

Kilde: Forsyningstilsynets netmodel (GRID).

Note: Omkostningsækvivalenterne er opgjort i 2021-priser. Forsyningstilsynet anvender omkostningsækvivalenterne til beregning af justeringer af netvirksomhedernes omkostningsrammer.

Samlet set har Forsyningstilsynet således opgjort, at driftsomkostningerne stiger med 160 mio. kr. pr. år i 2040 som følge af organisk vækst og den øgede belastning af elnettet fra relativt homogene kundegrupper.

USIKKERHED

I alt modelarbejde kan der påpeges usikkerheder, der typisk skyldes antagelser, der ikke med sikkerhed afspejler virkeligheden. En sådan usikkerhed gør sig især gældende, når modeller skal bruges til at forudsige fremtiden, der i sigens natur er forbundet med usikkerheder. I dette tilfælde har Forsyningstilsynets netmodel (GRID) været brugt til, at beregne de samlede merinvesteringer i elnettet frem imod 2040. Merinvesteringerne dækker over udgifter til netforstærkning som foranlediget af øget belastning fra fremtidens elbiler og varmepumper.

I modelarbejde som det der er foretaget med GRID, vil der være en afvejning mellem simplicitet og præcision. Med henblik på reproduktion af resultater, drift, vedligehold, videreudvikling og formidling af modellen, er simplicitet at foretrække. Øget præcision frembringes derimod ofte gennem forøgelse af kompleksitet og forringelser i modellens enkelthed. Forsyningstilsynet har forsøgt at ramme en balance, således at resultatet er retvisende på landsplan. Forsyningstilsynet anerkender, at kompleksiteten og den dertilhørende præcision kan øges flere steder i modellen.

Forsyningstilsynet har i sit modelarbejde anlagt en balanceret, men forsigtig tilgang i valget af antagelser, således at omkostningerne ikke systematisk undervurderes. I hørings svarene til Energistyrelsen i sommeren 2023 samt i arbejdet med Følgegruppen, har netvirksomheder og Green Power Danmark haft et naturligt fokus på de antagelser, som kunne give anledning til et lavere estimat for merinvesteringsomkostninger. Antagelser, som er underlagt et forsigtighedsprincip og derfor har tendens til at overvurdere merinvesteringsomkostningerne, er ikke blevet italesat i samme grad i Følgegruppen.

I de følgende afsnit vil Forsyningstilsynets balancering og forsigtighed blive gennemgået, herunder hvad der ligger til grund for modellens samlede resultat. Det bemærkes, at Forsyningstilsynet har præsenteret modelens følsomhed overfor specifikke antagelser. Følsomhederne er fremhævet i *Udkast til teknisk baggrundsnotat 1, - 2 og - 3*.

UDSKIFTNING AF KOMPONENTER I GRID

Forsyningstilsynets netmodel identificerer de komponenter, der skal udskiftes for at imødekomme den forventede belastning i 2040. Da reinvesteringer allerede indgår i indtægtsrammereguleringen, vil fornyelse af udtjente komponenter ikke skulle medregnes i merinvesteringen. Derfor spiller alderen på komponenterne, når de udskiftes, en væsentlig rolle.

Forsyningstilsynet har som et forsigtighedsprincip valgt, at GRID skifter komponenterne først i perioden. Det vil sige, at alle komponenter, som ifølge modellen er overbelastet i 2040, udskiftes allerede i 2023.

Komponenterne vil i praksis blive udskiftet i løbet af hele perioden. Det betyder, at de komponenter, der udskiftes, på det faktiske udskiftningstidspunkt vil være afskrevet mere, end det der fremgår af modellens resultat. Antagelsen om at skifte komponenterne i starten af perioden vil derfor føre til markant højere beregnet merinvestering. Tilsvarende ville en antagelse om, at alle komponenter skiftes i 2040 være en undervurdering af det faktiske investeringsbehov.

Den mest præcise metode ville sandsynligvis indebære, at antage en lineær udskiftning over hele perioden. Forsyningstilsynet har dog fastholdt den mest forsigtige antagelse, med henblik på at undgå undervurdering af merinvesteringen. Denne antagelse vil dog blive gjort til genstand for videre undersøgelse.

Antagelsen om udskiftning først i perioden er meget væsentlig, da justeringen for komponenternes afskrivning har stor betydning for modelens resultat.

ANTAGELSE OM ALDER VED UOPLYST ALDER

GRID anvender den i datasættet oplyste alder på komponenterne. For nogle komponenter, indgår alder ikke i datasættet. I disse tilfælde antages en alder på 20 år. Den gennemsnitlige alder for kabler og transformere, der er aldersdata for i modellen, er henholdsvis 23 og 32 år.

En antagelse om yngre komponenter, end det der faktisk er tilfældet, vil føre til højere beregnede investeringsomkostninger. Det skyldes, at den reelle afskrivning, der allerede er foretaget på komponenter der skiftes, alt andet lige vil være større. Den anvendte praksis for ukendt alder betyder således, at der ikke foretages en undervurdering af merinvesteringen.

FLEKSIBILITET FRA TIDSDIFFERENTIEREDE TARIFFER

I GRID bruges generiske husstandsprofiler, der beskriver husstandes elforbrug over døgnet. De anvendte husstandsprofiler er baseret på profiler fra før den nyeste tarifmodel, der introducerede udpræget tidsdifferentierede tariffer. De anvendte husstandsprofilerne er udviklet af Green Power Denmark.

De tidsdifferentierede tariffer blev introduceret for at give forbrugerne et incitament til at flytte forbruget væk fra spidsbelastningstidspunktet, for at undgå at der skulle opstå kapacitetsproblemer på disse tidspunkter. Derved skal de tidsdifferentierede tariffer medføre, at de nødvendige investeringer til forstærkning af nettet mindskes.

Husstandsprofilerne er baseret på forbrug, der ligger før den seneste energikrise med heraf høje priser på elektricitet. Denne krise siges at har bragt et fornyet fokus på både elprisen samt tarifferne, med en øget forbrugsfleksibilitet til følge.

Ved at bruge forbrugsprofiler fra før tarifændringen (med udpræget tidsdifferentiering) og fra før den seneste energikrise, overvurderes samtidigheden af elforbrug og derved spidsbelastningen som nettet dimensioneres efter. Hvis tarifændringen har haft den ønskede effekt, er det faktiske forbrug udjævnet således at spidsbelastningen er lavere. Det betyder at investeringsomkostningerne som følge af kapacitetsproblemer også er mindre.

Samme argument kan anvendes over for andre typer af forbrugsfleksibilitet, f.eks. begrænset nettilslutning, eller deling af installationer, vil medføre.

Ved at bruge forbrugsprofiler baseret på ældre data overvurderer GRID de samlede investeringsomkostninger.

TÆRSKELVÆRDIER FOR OVERBELASTNING AF KOMPONENTER

Forsyningstilsynet har på baggrund af input fra branchen valgt at bruge samme tærskelværdier, som Green Power Denmark anvender i deres TEGRA model, der hvor det er muligt. Dog har Forsyningstilsynet visse steder valgt en lavere belastningstærskel. Eksempelvis for 10/0,4-transformere, hvor 100 pct. er valgt frem for 110 pct.

Jo lavere tærsklen for hvornår en komponent udskiftes er, jo flere komponenter vil modellen beregne, der skal udskiftes. Derfor medfører en lavere tærskelværdi, at flere transformere udskiftes, og dermed at investeringsomkostningerne bliver højere.

Det bemærkes at en komponent har en simuleret overbelastning, hvis den er overbelastet i én time eller mere på en dag, der ligger i den 95 pct. mest ekstreme tilfælde. Da komponenter kan overbelastes i korte perioder, bidrager denne antagelse til, at der ikke foretages en undervurdering af merinvesteringen.

INKLUSION AF STATIONER MED 20 KV I MELLEMSPÆNDING

Metoden for udvælgelse af hovedstationer til simuleringen i GRID gør, at der udvælges en forholdsvis høj andel af hovedstationer, som har 20 kV i højspændingsnettet. Hovedstationer med 20 kV i mellemspænding findes typisk i landlige omgivelser, hvor der er behov for lange kabler. En spænding på 20 kV gør, at nettet kan driftes med et mindre linjetab, end hvis nettet havde været baseret på 10 kV. En spænding på 10 kV er dog det mest hyppigt forekommende niveau for mellemspænding i Danmark.

Grundet den større gennemsnitslængde på kablerne, vil der være en større udgift forbundet med at skifte et kabel på en station med 20 kV i mellemspænding, som sammenlignet med en station med 10 kV i mellemspænding. I det beregningerne med GRID indebærer relativt mange stationer med 20 kV i mellemspænding, vil valget af hovedstationer til simuleringen alt andet lige resultere i en højere beregnet merinvestering til netforstærkning.

ANVENDELSE AF INPUTPRISER PÅ AKTIVER

I GRID bestemmes først hvilke komponenter der skal udskiftes. Dernæst skal modellen anvende priser på komponenter (dvs. kilometer kabler og antal transformere), for derved at beregne den forventede merinvestering. Forsyningstilsynet har valgt at anvende PAP-priserne, der blev udviklet af konsulenthuset PAP i oktober 2018. Derfor er modelresultater i udgangspunktet angivet i 2018-priser. PAP-kataloget anvendes af Forsyningstilsynet i reguleringen af netvirksomhederne i andre sammenhænge.

Formålet med PAP-priserne eller omkostningsvægtene, som de også betegnes var, at de skulle beregne et mål for udstrækningen og opbygningen af den enkelte netvirksomheds elnet. Således var formålet med priserne, at de skulle anvendes relativt i forbindelse med sammenligningen af netvirksomhederne i Forsyningstilsynets benchmarkmodel. I benchmarking har niveauerne af priserne ikke stor betydning, mens forskelle på tværs af virksomheder har stor betydning.

Forsyningstilsynets er bekendt med kritik af, at PAP-priserne er for høje i forhold til netvirksomhedernes faktiske indkøbspriser på aktiver. Dog har netvirksomhederne gjort opmærksom på, at deres indkøbspriser på aktiver er steget væsentligt i forbindelse med krigen i Ukraine. Forsyningstilsynet anerkender, at indkøbspriser på aktiverne kan være steget som følge af krigen. Dog har Forsyningstilsynet svært ved at se, at udgifter til dansk arbejdskraft som fx projektering, montør, gravearbejde, skulle være steget væsentligt som følge af krigen. Udgifterne til disse kategorier udgør en stor del af omkostningerne i PAP-kataloget.

Forsyningstilsynet har sammenlignet graveomkostningerne i PAP-kataloget med omkostningerne der er i Erhvervsstyrelsens LRAIC-model, der anvendes til vurdere omkostningerne for blandt andet fibernet. I PAP-kataloget er omkostningerne opdelt på fire zoner, mens Erhvervsstyrelsen anvender 3 zoner. Nedenstående tabel viser graveomkostningerne for 10-20 kV nettet i PAP-kataloget:

TABEL 13 | GRAVEOMKOSTNINGER I PAP-KATALOGET

Zone	Lavzone	Lav mellemzone	Høj mellemzone	Højzone
Omkostning	200.000	1.600.000	2.000.000	2.600.000

Kilde: PAP

Note: Omkostninger er opgjort pr. kilometer i 2018-priser.

Graveomkostningerne på 0,4 kV niveau i lavzone er 25.000 kr. lavere end på 10-20 kV niveau, men den forholdsmæssige fordeling mellem zonerne er den samme. Fordelingen i Tabel 14 viser graveomkostningerne i den offentlige version af Erhvervsstyrelsens LRAIC-model.

TABEL 14 | **GRAVEOMKOSTNINGER I ERHVERVSSTYRELSNS LRAIC-MODEL**

Zone	Rural	Suburban	Urban
Omkostning pr. km	139.101	233.840	288.516

Kilde: Erhvervsstyrelsens LRAIC-model

Af Tabel 13 fremgår det, at der er en faktor på 13 mellem lavzone og højzone i PAP priserne. Tilsvarende fremgår det af Tabel 14 at der er en faktor på 2,1 mellem rural og urban i Erhvervsstyrelsens LRAIC-model. Ligeledes fremgår det ved sammenligning mellem de to tabeller, at højzonen i PAP-priserne er 9 gange højere end urban zonen i LRAIC-modellen.

Forsyningstilsynet har ikke undersøgt, om der er væsentlige forskelle mellem at grave fiber og elkabler ned. Forsyningstilsynet kan dog konstatere, at Erhvervsstyrelsen i deres LRAIC-modeller har anvendt samme graveomkostninger, uanset om der lægges fiberkabler i jorden, eller der lægges fiber -og elkabler i jorden. Elkabler og fiberkabler er blevet gravet og lagt i jorden samtidigt (samgravning) af netvirksomheder, der ligeledes har en fiberforretning. Erhvervsstyrelsen har i deres regulering af fiberselskaber i flere år taget højde for den samgravning, og har på visse strækninger delt omkostningerne til at grave kablerne i jorden mellem fiber og el.

Det fremgår af Green Power Danmarks hjemmeside, at elkabler kan ligge lidt dybere i jorden end fiberkabler.³ Således er det Forsyningstilsynets vurdering, at der kun vil være mindre forskelle på omkostningerne afhængigt om der lægges fiber- eller elkabler i jorden.

Forsyningstilsynet har valgt at bruge PAP-priserne, da de i forvejen anvendes i reguleringen, er udarbejdet af (uafhængige) eksterne samt umiddelbart foreliggende. PAP-priserne er et væsentligt input til modellen og opdatering af PAP-priserne vil kunne øge præcisionen af de beregnede mer-investeringer.

SCENARIER OG KONSEKVENSER

Merinvesteringsomkostningerne i og omkring GRID, samt de beregnede merinvesteringsomkostninger som følge af vækst i antallet af forbrugere har Forsyningstilsynet estimeret til 14,4 mia. kr. (2021 priser). Merinvesteringsomkostningerne omregnes til årlige meromkostninger, idet det antages at alle investeringer afskrives over 40 år og tillægges en forrentning (den nuværende forrentning i reguleringen af netvirksomheder er 5,44 pct.), mens der korrigeres for løbende afskrivninger i forrentningsgrundlaget.⁴

³ <https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/fibernet-traekker-nye-elkabler-med-slipstroemmen>

⁴ Ved en antagelse om lineære investeringer fra 2023 og fremmod 2040 vil forrentningsgrundlaget i 2040 være 79 pct. af de oprindelige investeringsomkostninger.

$$\frac{14,4\text{mia. kr.}}{40} + 14,4\text{mia. kr.} * 0,79 * 0,0544 = 0,98\text{mia. kr.}$$

Hertil lægges forventede øgede driftsomkostninger på 160 mio. kr. Dette svarer til en stigning på omkring 16 pct. i forhold til de samlede indtægtsrammer for 2021 uden nettab og bindende midlertidige prisnedsættelser, men tillagt fremtidig højere forrentning (ca. 7 mia. kr.).

For at få en tilsvarende, forventet stigning i indikatoren (omkring 16 pct.) vil det for metode 1, med vægte der summerer til én, betyde vægte på 0,3, 0,3 og 0,4 for henholdsvis antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde, jf. Tabel 15. For metode 2, med ens vægte, vil det føre til vægte på 0,38 for hver af de tre faktorer.

TABEL 15 | **BEREGNEDE VÆGTE**

Metode	Antal målere	Antal stationer	Leveret mængde (B-lav og C kunder)
Vægte summer til 1	0,3	0,3	0,4
Alle vægte er ens	0,38	0,38	0,38

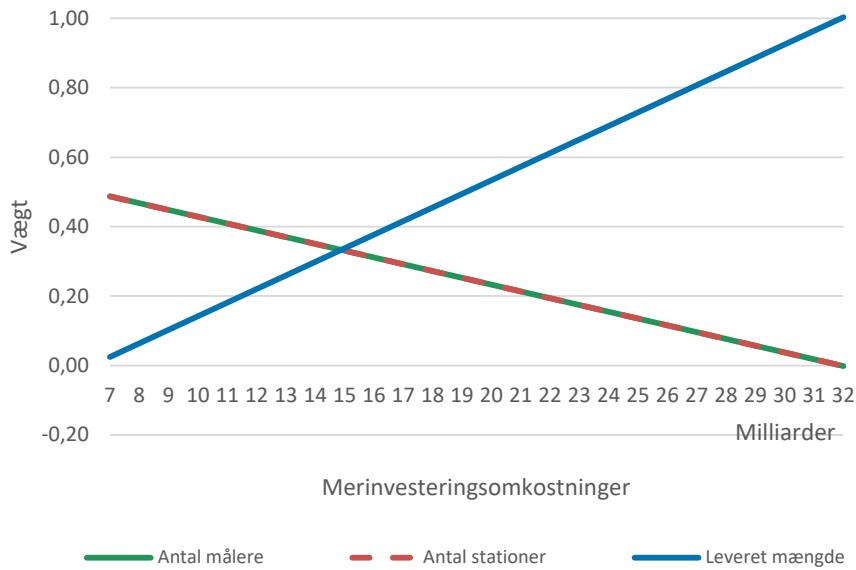
Kilde: Forsyningstilsynets beregninger

Til sammenligning har den nuværende indikator vægte på 0,5 for både antallet af målere og antallet af stationer og vil forventeligt føre til en forhøjelse af indtægtsrammen, som dækker merinvesteringsomkostninger på 5,5 mia. kr. Det er næsten 9 mia. kr. mindre end den foreslåede indikator.

KONSEKVENNS AF ØGET MERINVESTERINGSBEHOV PÅ VÆGTENE

Resultaterne fra GRID samt forventningen til den organiske vækst vil afspejles i vægtene på de 3 faktorer. Forslaget, hvor vægtene summer til én, er illustreret i Figur 8. For hvert milliard kr. merinvesteringsbehovet øges, vil vægten på leveret mængde stige med 0,04, mens den falder med 0,02 på antal stationer og antal målere. Konkrete følsomhedsberegninger er vist i Tabel 16.

FIGUR 8 | VÆGTE SUMMER TIL ÉN

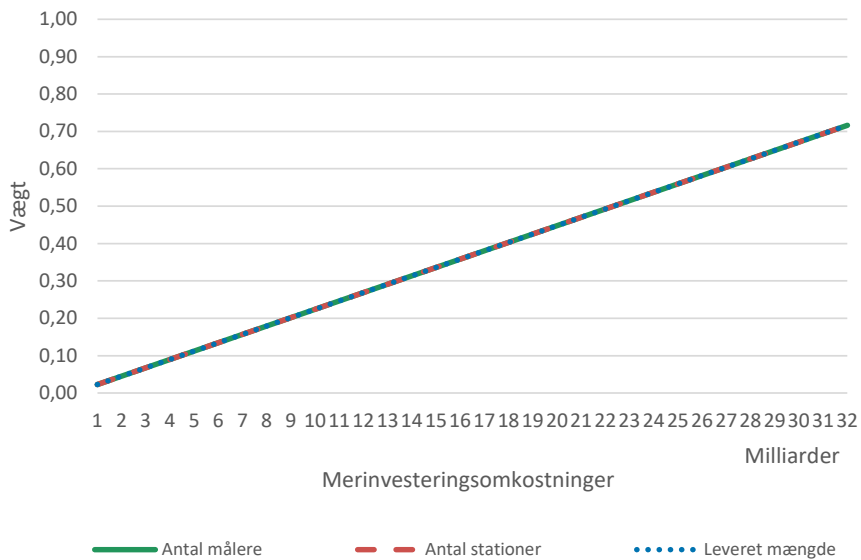


Kilde: Forsyningstilsynets egne beregninger

Note: Der er forudsat en stigning i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde på henholdsvis 7,8 pct., 4,4 pct. og 30,7 pct.

Tilsvarende beskriver Figur 9 forslaget, hvor alle vægte er ens. I dette tilfælde vil et øget merinvesteringsbehov resultere i højere vægte på alle 3 faktorer. For hvert milliard kr. merinvesteringsbehovet øges vil de tre vægte stige med 0,022.

FIGUR 9 | ENS VÆGTE



Kilde: Forsyningstilsynets egne beregninger

Note: Der er forudsat en stigning i antallet af målere, antallet af stationer og leveret mængde på henholdsvis 7,8 pct., 4,4 pct. og 30,7 pct.

Konkrete følsomhedsberegninger er vist i Tabel 16.

TABEL 16 | MERINVESTERINGSOMKOSTNINGER OG VÆGTE

	-2,5 mia.kr.	Primært scenarie	+2,5 mia. kr.
Merinvesteringsomkostninger (mia. kr.)	12	14,5	17
Årlige meromkostninger (mia. kr.)	0,81	0,98	1,15
Driftsomkostninger (mia. kr.)	0,16	0,16	0,16
Vægte summere til én:			
- Antal målere	0,35	0,30	0,25
- Antal stationer	0,35	0,30	0,25
- Leveret mængde	0,30	0,40	0,50
Ens vægte:			
- Antal målere	0,32	0,38	0,43
- Antal stationer	0,32	0,38	0,43
- Leveret mængde	0,32	0,38	0,43

Kilde: Forsyningstilsynets beregninger

KONSEKVENNS AF VÆGTENE PÅ INDTÆGTSRAMMERNE

Indikatorens vægte er kalibreret ved hjælp af de forventede meromkostninger. Derfor vil alle kombinationer af vægte der er kalibreret fra samme meromkostning også give den samme stigning i indtægtsrammen, såfremt den faktiske udvikling i antal målere, antal stationer samt leveret mængde (B-lav og C kunder) følger den forventede udvikling.

I Tabel 15 blev der præsenteret to forslag til værdier for indikatorens vægte. Det første sæt vægte summer til én, hvor faktorenes vægte er hhv. 0,3 for målere, 0,3 for stationer samt 0,4 for leveret mængde. Det næste sæt vægte summer til mere end én, alle tre vægte er 0,38.

Den forventede udviklingen i antal målere, antal stationer og leveret mængde er en stigning på hhv. 7,8 pct., 4,4 pct. og 30,7 pct. Såfremt udviklingen bliver som forventet, vil det give et årligt tillæg i indtægtsrammerne på hhv. 1,14 mia.kr. for begge sæt vægte, jf. Tabel 17. Forskellen i resultatet fra de to metoder skyldes udelukkende afrunding.

TABEL 17 | ÅRLIGT TILLÆG TIL INDTÆGTSRAMMEN UNDER FORVENTET UDVIKLING

Sæt af vægte	Tillæg til indtægtsrammen
Vægte summer til 1	1,13 mia.kr.
Alle vægte er ens	1,15 mia.kr.

Kilde: Forsyningstilsynet

Note: Årligt tillæg til branchens samlede indtægtsramme. Forskellen til de 1,14 mia. kr. skyldes alene afrunding af vægte.

Resultaterne som kommer af de to sæt vægte kan dog blive forskellige, hvis den faktiske udvikling i antal målere, stationer eller leveret mængde afviger fra den forventede udvikling. Forskellen skyldes, at det i sidste ende er den faktiske udvikling i de tre faktorer der i sidste ende bestemmer tillægget til indtægtsrammen. Forskellen mellem vægtenes betydning for indtægtsrammerne bliver tydelig, hvis den faktiske udvikling ender markant fra det forventede jf. Tabel 18.

TABEL 18 | ÅRLIGT TILLÆG TIL BRANCHENS INDTÆGTSRAMMER VED UVENTET UDVIKLING I FAKTORER

Ændring i faktorer	Vægte summer til én Mia.kr./årligt	Alle vægte er ens Mia.kr./årligt
Forventet udvikling (se note)	1,125	1,151
Målere +25 pct. - dvs. 9,75 pct.	1,166	1,203
Målere -25 pct. - dvs. 5,85 pct.	1,084	1,098
Stationer +25pct. - dvs. 5,5 pct.	1,148	1,180
Stationer -25pct. - dvs. 3,3 pct.	1,102	1,121
Leveret mængde +25 pct. - dvs. 38,375 pct.	1,342	1,357
Leveret mængde -25 pct. - dvs. 23,025 pct.	0,908	0,945

Kilde: Forsyningstilsynet

Note: Forventet udvikling er vækst på hhv. 7,8 pct. for målere, 4,4 pct. for stationer samt 30,7 pct. for leveret mængde.