

NETUDVIKLINGSPLAN 2025

TREFOR El-net Øst
Industrivej 1, 3700 Rønne
tlf. nr. 56 93 09 50, mailadresse: info@elnetoest.dk



Indhold

| | |
|--|----|
| 1 Indledning | 3 |
| 2 Begrebsafklaring | 4 |
| 3 Formål og Indhold | 6 |
| 3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning | 8 |
| 4 Formelle rammer og vejledning | 9 |
| 5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner | 10 |
| 5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger | 10 |
| 5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger | 10 |
| 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger | 12 |
| 5.4 Opsummering af dekomponering | 13 |
| 6 Beskrivelse af netvirksomhed | 14 |
| 6.1 Kort og netområde | 14 |
| 6.2 Opgørelse af nøgletal | 15 |
| 7 Fremskrivning af nøgletal | 17 |
| 8 Behovsvurdering | 18 |
| 9 Projektoverblik | 21 |
| 10 Samlet forventet investeringsbehov | 26 |
| 11 Nuværende benyttelse af flexibilitet | 26 |
| 12 Samlet flexibilitetspotentialer | 27 |
| 13 redegørelse for resultaterne af høringsprocessen | 28 |
| Bilag 1 – Heatmaps | 29 |
| Bilag 2 Geografiske projektoverblik | 33 |

1 Indledning

Generelt understøtter den nuværende 60 kV netstruktur det nuværende forbrug og indfødning og netstrukturen er også robust overfor de forventede forbrugsstigninger i takt med at samfundet bliver elektrificeret. Der er selvfølgelig steder hvor der vil være behov for øget overføringsevne, specielt i skillefladen mellem 60 kV og 10 kV. Det springende punkt i forhold til større ændringer i 60 kV nettet på Bornholm er hvorfra øens primære forsyning kommer.

I dag er distributionsnettet på Bornholm bygget ud fra at øen skal kunne forsynes enten fra 60 kV station Hasle hvor søkablet til Sverige er tilsluttet eller fra Rønneværket, hvorfra Energinet sikrer reserveforsyning til øen. Energinet har på tidspunktet for udarbejdelse af denne plan ikke besluttet hvordan den fremtidige forsyning af Bornholm skal se ud, hvorfor der er taget udgangspunkt i at det stadig vil være disse to knudepunkter hvorfra forsyningen sikres og at overskud af produktion, vil skulle aftages af Energinets søkabel der er tilsluttet i station Hasle.

TREFOR EI-net Øst har i forbindelse med udarbejdelse af denne Netudviklingsplan valgt at antage at Energinets søkabel ikke vil forblive en begrænsende komponent for udviklingen i forbrug og produktion på Bornholm. Tilsvarende er det antaget at Energinet sikrer reserveforsyning for hele forbruget på Bornholm i form af produktion på Rønneværket.

I praksis betyder det at netstrukturen vil afspejle at det skal være muligt at flytte effekten fra disse knudepunkter og rundt til forbrugerne og fra produktionsenheder til station Hasle. Derfor vil en ændring af disse forsyningspunkter også kunne betyde store ændringer på den fremtidige netstruktur på øen i forhold til det der bliver præsenteret i denne Netudviklingsplan. TREFOR EI-net Øst er i dialog med Energinet omkring den fremtidige forsyning af Bornholm.

De fleste netudbygningsprojekter der er identificeret skyldes udfordringer i N-1-situationer – dvs. i situationer hvor en 60 kV forbindelse (kabel eller luftledning er ude af drift, enten på grund af planlagt vedligehold, ombygning eller havari. Der er i planen lagt op til et antal kabellægninger omkring Rønne, disse er forårsaget af antagelsen om at reserveforsyningen af Bornholm skal kunne dækkes af produktion placeret sammen med Rønneværket. Bliver dette ikke tilfældet er behovet for disse eller tilsvarende forstærkninger meget usikkert.

Netudviklingsplanen er ikke et udtryk for besluttede investeringer, men en indikation på hvad der forventes af forstærkninger i distributionsnettet i fremtiden, dvs. der foretages ikke investeringer i distributionsnettet på baggrund af projekter nævnt i netudviklingsplanen. Det er vigtigt at bemærke at udbygningen alene vil ske i takt med at vi som netselskab kan se et stigende forbrug, eller lokal produktion. I forbindelse med reinvesteringer eller konkret udbygninger vil der blive set på konsekvenserne af en øget elektrificering, så de nye anlæg kan understøtte dette på en økonomisk forsvarlig måde.

Samarbejde mellem TREFOR EI-net Øst og Energinet om netplanlægning af transmissions- og distributionsnettene finder i dag sted gennem en løbende dialog og koordinering.

Netudviklingsplanerne baseres på de samme primære forudsætninger; nemlig "Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet", som opdateres årligt. Derved sikres at udviklingsplanerne for nettene på et overordnet niveau er koordinerede i forhold til at kunne håndtere de stigende mængder vedvarende energi og et stigende forbrug.

Der skal selvfølgelig løbende korrigeres i forhold til den reelle udvikling og i forhold til geografiske forskelle på landsplan.

Den løbende dialog og koordinering sikrer herudover en fælles håndtering af kommende nye store produktions- og forbrugsanlæg. SPOC-samarbejdet mellem TREFOR EI-net Øst og Energinet har til

formål at koordinere nye opgaver, hvor tilslutningsaftalen er indgået og der analyseres samtidig på øvrigt produktion/forbrug i det aktuelle område.

Der udarbejdes desuden fælles pipelinelister over potentielle produktionsanlæg.

Dialogværktøjet "[Kapacitetskort](#)" giver kunderne et overblik over nuværende ledig kapacitet til f.eks. VE anlæg i både transmissions- og distributionsnettene.

2 Begrebsafklaring

Tekst i kursiv er gennemgående forfattet af Energistyrelsen.

Tabel 1

| Begreber | Afklaring |
|--|--|
| Det kollektive elnet | <i>Det kollektive elnet kan strukturelt opdeles i transmissionsnet og distributionsnet. Førstnævnte varetages af den statsejede virksomhed Energinet, og udgør det overliggende elnet, der som hovedregel transporterer elektricitet på spændingsniveauer over 100 kV, hovedsagligt fra større produktionsanlæg til distributionsnettet. Distributionsnettet er det underliggende net, som er forbundet til transmissionsnettet, der transporterer elektricitet ud til de enkelte virksomheder og husstande på spændingsniveauer under 100 kV.</i> |
| Netvirksomhed | <i>Distributionsnettet drives og udvikles af knap 40 netvirksomheder med netbevillinger udstedt af Energistyrelsen, der giver eneret og pligt til at varetage netvirksomhed, der f.eks. omfatter drift og udvikling af distributionsnet i et afgrænset bevillingsområde.</i> |
| Energinet | <i>Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed – det vil sige den virksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.</i> |
| Aggregator og aggregering | <i>En aggregator er en virksomhed der varetager aggregering. Aggregering er en funktion, der varetages af en fysisk eller juridisk person, der samler flere kunders forbrug eller producerede elektricitet til salg, køb eller auktion på et elektricitetsmarked.</i> |
| Analyseforudsætninger | <i>Energistyrelsen udarbejder hvert år analyseforudsætninger til Energinet, som blandt andet anvender dem til løbende markeds, net- og forsyningsikkerhedsanalyser som fundament for deres varetagelse af Danmarks el-og gastransmissionsnet. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger i transmissionsnettet. For nærmere information om analyseforudsætnings betydning for netudviklingsplaner se afsnit 5.</i> |
| MWh (megawatt-time) | <i>Enhed for elforbrug/energi. 1 MWh svarer til 1000 kWh Vi bruger cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person i Danmark</i> |
| Netområdeforbrug (energi) | <i>Den samlede transporterede mængde energi (målt i MWh) hvilket svarer til den energimængde, som er forbrugt af netkunder plus nettabet i nettet over et givet år.</i> |
| Nettab | <i>En del af den energimængde, der transporteres fra det overliggende transmissionsnet og produktionssteder frem til kunderne via en netvirksomheds ledninger og transformerstationer, går tabt under transporten. Nettab er den energimængde, der går tabt under transport i distributionsnettet. Netvirksomhedens mængde af nettab opgøres i MWh og i procentvis andel af netområdeforbruget.</i> |
| Tilsluttet produktionskapacitet | <i>Størrelsen på effekten fra elproducerende anlæg tilsluttet distributionsnet, herunder decentrale kraftvarmeværker, solcelleanlæg (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller).</i> |
| Tilsluttet energilagerkapacitet | <i>Størrelsen på effekten fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet. Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.</i> |

| Begreb | Afklaring |
|---|--|
| Kundetyper | <p>I henhold til tarifmodellen findes der følgende kundetyper:</p> <p>Kundekategori: C Tilslutningspunktet er i 0,4 kV nettet (den typiske almindelige forbruger)</p> <p>Kundekategori: B lav Tilslutningspunktet er på 0,4 kV siden af en 10-20/0,4 kV station</p> <p>Kundekategori: B høj Tilslutningspunktet er i 10-20 kV nettet</p> <p>Kundekategori: A lav Tilslutningspunktet er på 10-20 kV siden af en 30-60/10-20 kV station</p> <p>Kundekategori: A høj Tilslutningspunktet er i 30/50/60 kV nettet</p> <p>Kundekategori: A 0 Tilslutningspunktet er i transmissionsnet, hvor netvirksomheden alene håndterer afregningsmåling.</p> |
| Kapacitetsbegrænsning | <p>En kapacitetsbegrænsning er en såkaldt flaskehals i nettet, der opstår, hvis der mangler kapacitet specifikke steder i nettet (transformerstationer eller luftledninger/kabler) til at håndtere forventede belastninger/mængde af strøm.</p> |
| Spændingsregulering | <p>Strøm i elnettet skal have en bestemt spænding, afhængig af hvilket spændingsniveau man befinder sig på, jf. afklaring af kundetyper tilknyttet forskellige spændingsniveauer. Hvis spændingen ikke holdes nogenlunde konstant, kan det skabe udfordringer for tilsluttede anlæg, idet de er indstillet til at fungere med en bestemt spænding. Netvirksomheder skal derfor holde den rette spænding på de forskellige spændingsniveauer, hvilket normalt sker via spændingsregulering. Eftersom tilslutninger af produktions- og forbrugsanlæg interagerer med elnettet og herved blandt andet kan påvirke spændingen, kan disse anlæg således både udfordre og understøtte spændingsreguleringen.</p> |
| Energieffektivisering og energieffektivitetsforanstaltninger | <p>Energieffektivisering har til formål at fremme distributionsnettets evne til at transportere strøm. De konkrete netkomponenter (kabler, ledninger og transformere) samt nettets opbygning har betydning for nettets effektivitet. Distributionsnettets effektivitet kan f.eks. forbedres, hvis gamle komponenter erstattes med nye komponenter, der medfører mindre nettab, som er den energi der altid vil gå tabt omgivelser, når strøm transporteres gennem netanlæg. En sådan erstatning betragtes således som en energieffektivitetsforanstaltning.</p> |
| Fleksibilitet og herunder fleksibilitetsydelse og fleksibelt elforbrug | <p>Se afklaring i faktaboks 1 under afsnittet "Formål og indhold" og afsnit 3.1.</p> |
| Netinvesteringer | <p>Netinvestering dækker følgende investeringer i netanlæg (kabler, transformere, stationer mm.):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringer - Udskiftning af netanlæg, der opretholder netanlæggets kvalitet og funktion, herunder som udgangspunkt en 1:1 udskiftning/levetidslængelse. - Nyinvesteringer eller kapacitetsforøgelse: Opgradering/forstærkning af eksisterende netanlæg samt etablering af nye netanlæg. |

3 Formål og Indhold

Hovedformålet med netudviklingsplaner er at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører, herunder også Energinet, om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet. Det gælder alle aktører i samfundet, der har interesse i at benytte eller understøtte distributionsnettet og dets udvikling, herunder fjernvarmeselskaber, kommuner, VE-producenter, elforbrugere, aggregatorer, ladeoperatører mfl. Planerne skal således understøtte, at aktører kan agere ud fra netvirksomhedens planlægning og behov, herunder eksempelvis understøtte samspil og koordinering med kommuners varme-og energiplanlægning.

Planerne har en 10-årig planlægningshorisont og lægger særlig vægt på den vigtigste distributionsinfrastruktur, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger fra forbrugsanlæg, herunder f.eks. ladestandere til elektriske køretøjer, varmepumper og VE-anlæg. For at sikre en omkostningseffektiv og rettidig udvikling af distributionsnettet er det blandt andet afgørende at drage nytte af elforbrugere og elproducenters mulighed for at agere fleksibelt (for definition og forståelse af fleksibilitet i nærværende sammenhæng mm. - se faktaboks 1 og afsnit 3.1). Netudviklingsplaner har derfor et særskilt fokus på at skabe klarhed over netvirksomheders forventede behov for fleksibilitet på kort, mellemlang og lang sigt. Oplysninger om det forventede fleksibilitetsbehov skal bidrage til, at markedsaktører kan identificere og vurdere muligheder for at understøtte effektiv drift og udvikling af distributionsnettet ved levering af fleksibilitetsydelser eller lignende. Planerne indeholder derfor en række oplysninger om netvirksomheders forventede fremtidige behov for fleksibilitet og muligheder for anvendelse af andre alternative løsninger til specifikke netinvesteringer, såsom anvendelsen af fleksibelt elforbrug, energieffektivitet, energilageranlæg eller andre ressourcer. Se faktaboks 1 og afsnit 3.1 for nærmere afgrænsning og forståelse af fleksibilitet.

Planerne heri er ikke bindende, hvilket skal ses i lyset af, at netvirksomheders netplanlægning i et vist omfang er indikativ og ikke statisk - særligt på den lange bane.

Udover at være et redskab til at kommunikere netvirksomheders udviklingsplaner og behov til omverdenen skal netudviklingsplaner samtidig betragtes som et dialogværktøj. Således har planerne også til formål at skabe afsæt for dialog mellem netvirksomheder og relevante aktører, hvorved dialog kan berige de involverede aktørers dispositioner og investeringsbeslutninger – såsom investeringer i varmeforsyning. Netudviklingsplaner kan som dialogværktøj ligeledes understøtte koordinering af netudviklingen på distributions- og transmissionsniveauet og samlet set understøtte en samfundsøkonomisk fornuftig udvikling af elforsyningsnettet i Danmark.¹

¹ For yderligere beskrivelse af formål henvises til [lovbemærkninger til L 67 Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning](#) afsnit 3.2.4

Hvad er fleksibilitet, fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug?

Fleksibilitet anses i nærværende sammenhæng overordnet som en alternativ løsning til netudbygning og netforstærkning, der kan bidrage til udskydelse af eller fjerne behov for netinvesteringer. Anvendelse af fleksibilitet kan derfor bidrage til bedre udnyttelse af distributionsnettet og en mere omkostningseffektiv netudvikling. Distributionsnettet udbygges i almindelighed pba. behov. Behovet kan f.eks. opstå, hvis en transformer forventes overbelastet i en bestemt periode om året pga. stigende elforbrug i et bestemt område, f.eks. foranlediget af opladning af elbiler eller varmepumpers elforbrug. Dette kan betragtes som en flaskehalsudfordring, hvor kapaciteten i transformerstationen udgør en kapacitetsbegrænsning. Fremfor netforstærkning der sikrer tilstrækkelig kapacitet, kan udfordringen i visse tilfælde løses via fleksibilitet. I dette tilfælde vil løsningen være et fleksibelt elforbrug, hvor elforbruget flyttes væk fra spidsbelastningstidspunktet, hvorved kapacitet i den enkelte transformerstation udnyttes bedre, da det forhindrer overbelastning.

Fleksibilitet dækker i regi af netudviklingsplaner de delvist overlappende begreber: fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug, som er defineret i netvirksomhedsbekendtgørelsen, se afsnit 3.

Fleksibilitetsydelse skal kort sagt forstås som en ydelse, en markedsdeltager (fx en tilsluttet forbruger, producent eller aggregator) i medfør af en aftale leverer til en netvirksomhed mod betaling eller modydelse.

Fleksibelt elforbrug skal kort sagt forstås som ændringer i en elkundes elforbrug i forhold til det normale eller aktuelle forbrugsmønster som reaktion på markedssignaler, herunder som reaktion på tidspunktafhængige tariffer eller finansielle incitamenter (fx afbrydelighedsaftaler), eller som reaktion på accept af slutkundens bud om at sælge en forbrugsreduktion eller -forøgelse til en bestemt pris på et organiseret marked, hvad enten dette sker alene eller gennem aggregering. Sidstnævnte kan karakteriseres som en fleksibilitetsydelse alene møntet på forbrug. Begrebet er noget bredere end begrebet fleksibilitetsydelse, fordi den også rummer adfærdsbaseret levering af fleksibilitet f.eks. på baggrund af tidsdifferentierede tariffer, mens en fleksibilitetsydelse leveres i medfør af en specifik aftale.

3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning.

Benyttelse af fleksibilitetsydelse kræver et organiseret marked, hvor netvirksomheder og fleksibilitetsudbydere kan handle. Et sådant marked eksisterer ikke på nuværende tidspunkt, men forventes at opstå med tiden. Der forventes at opstå forskellige fleksibilitetsmarkeder (både nationalt og internationalt), hvor det enkelte marked skal etableres og fungere i samhörighed med de øvrige. For at understøtte etablering af fleksibilitetsmarkeder udfører Energistyrelsen en analyse, der har til formål at undersøge, hvordan fleksibilitetsmarkeder kan fremmes.²

Netvirksomheder benytter dog allerede i dag fleksibilitet til at understøtte en mere effektiv drift og udvikling af distributionsnet. Tidsdifferentierede tariffer er et eksempel på såkaldt implicit fleksibilitet, der giver tilskyndelse til fleksibelt elforbrug, hvor elforbrugeren flytter sit forbrug til de timer, tariffen er lavere for dermed at opnå en økonomisk besparelse. Afbrydelighedsaftaler er et finansielt instrument, der ligeledes i dag er en kilde til fleksibilitet, som netvirksomheder kan udnytte. Her indgås aftaler mellem en større elforbruger (f.eks. et fjernvarmeanlæg med en elkedel) og netvirksomhed, om at forbrugeren kan få afbrudt sin tilslutning for at afhjælpe det lokale net. Forbrugeren tilbydes til gengæld at skulle betale et nedsat tilslutningsbidrag i forbindelse med nettilslutning af forbrugsanlægget.

Som nævnt skal netudviklingsplanerne bidrage til at skabe gennemsigtighed for netvirksomhedernes forventede behov for fleksibilitet. I dette henseende opgør netudviklingsplanerne, hvornår det forventes, at fleksibilitet muligvis kan benyttes som alternativ til netudbygning. Givet fleksibilitetsområdet udviklingsstadiet på nuværende tidspunkt kan behovet for fleksibilitet betragtes som et fleksibilitetspotentiale. Hermed forstås et potentiale for fleksibilitet, der kan udskyde eller undgå en netinvestering, beregnet på baggrund af de forudsætninger for forbrug og produktion, som netvirksomheden har benyttet. Mere konkret opgøres fleksibilitetspotentialet både som den energimængde (MWh), der udgør en overbelastning af netanlæg, og den effekt (MW), der skal til for at imødekomme udfordringen med overbelastning.

Der er usikkerhed om tempoet for udviklingen, og hvordan det fremtidige forbrug og produktion vil være fordelt geografisk og tidsmæssigt hen over et døgn. Denne usikkerhed videreføres til netvirksomhedens vurdering af fleksibilitet i en 10-årig planlægningshorisont.

² Analyse har ophæng [i klimaafspraken 2022](#)

4 Formelle rammer og vejledning

Netvirksomheden er i henhold til lov om elforsyning LBK nr 1248 af 24/10/2023 (elforsyningsloven) § 22, stk. 1, nr. 7, forpligtet til at basere udviklingen af nettet i netvirksomhedens netområde på en gennemsigtig netudviklingsplan, som netvirksomheden skal offentliggøre hvert andet år.

De nærmere regler om netudviklingsplanens indhold og processuelle forhold er fastlagt i kapitel 4 i netvirksomhedsbekendtgørelsen (BEK nr 1655 af 04/12/2023). Heraf fremgår det, at netudviklingsplanen skal baseres på det til enhver tid offentliggjorte format på Energistyrelsens hjemmeside. Formatet har til formål at sikre, at netvirksomhedernes netudviklingsplaner indeholder relevante oplysninger samt er let sammenlignelige for henholdsvis markedsaktørerne og myndighederne.

Ved udarbejdelsen af netudviklingsplanen skal netvirksomheden samarbejde med Energinet samt sikre en bred høring af alle relevante aktører, jf. §§ 9 – 10 i netvirksomhedsbekendtgørelsen. Netvirksomheden skal udarbejde en redegørelse for resultaterne af høringsprocessen til Forsyningstilsynet, jf. § 11, stk. 1.

Netudviklingsplanen, redegørelsen for resultaterne fra høringsprocessen og Forsyningstilsynets eventuelle anmodning om ændringer offentliggøres på Forsyningstilsynets hjemmeside den 1. januar hvert andet år påbegyndende 2023, jf. § 13 i netvirksomhedsbekendtgørelsen.

Netudviklingsplanen har en 10-årig planlægningshorisont og er ikke juridisk bindende, jf. §§ 15 BEK nr. 1048 af 27/06/2022 om varetagelse af netvirksomhedsaktiviteter (netvirksomhedsbekendtgørelsen).

Der knyttes et indtastningsdokument til netudviklingsplanen, hvor særligt planernes kvantitative oplysninger hovedsageligt gengives.

I dokumentet "Vejledning til udfyldelse af netudviklingsplaner 2025" findes mere detaljeret vejledning om hvordan netvirksomheder skal og kan udfylde deres netudviklingsplaner samt eksempler til inspiration. Vejledning kan findes sammen med format og tilhørende indtastningsark på Energistyrelsens hjemmeside via følgende [link](#).

5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner

Energistyrelsens analyseforudsætninger beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde, herunder primært forbrug af el og gas, produktionskapaciteter samt udlandsforbindelser. Væsentlige andele af udviklingen i elforbruget og produktionskapaciteten vil ske i netvirksomhedernes enkelte netområder. Det er således i udgangspunktet en nedbrydning af den generelle forventede udvikling af forbrug, produktion mm. i de enkelte netområder, som netudviklingsplanerne beskriver. Netudviklingsplaner baseres på de senest offentliggjorte generelle analyseforudsætninger³ samt netvirksomhedens egne supplerende analyseforudsætninger såsom (døgn)profiler og dimensioneringskriterier og egne lokale analyseforudsætninger såsom lokale forhold og lokal kendskab til udviklinger i netområder, der medfører afvigelser fra analyseforudsætninger mht. fremskrivning af energimængder (forventet forbrug, produktion mv.)

5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger

Der tages udgangspunkt i det realiserede forbrug i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde i 2022, som er det sidste hele år hvor der, på tidspunktet for udarbejdelse af Netudviklingsplan 2025, foreligger målinger. Disse tal viser at der i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde har været et samlet forbrug svarende til 0,7% af det samlede forbrug i Danmark eller 1,7% af forbruget i DK2. Det er disse tal der bruges til at udmønte de generelle analyseforudsætninger, så TREFOR EI-net Øst tildeles 0,7 % af forbruget og produktionen for hele landet som angivet i Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023. Disse justeres efterfølgende på baggrund af kendskab til lokalområdet (se afsnit 5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger og 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger).

5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger

Til analysearbejdet er der brug for effektivværdier (øjebliksværdier) der afspejler den forventede maksimale belastning i hvert punkt i 60 kV nettet. For at lave dette tages der udgangspunkt i "Analyseforudsætninger for distributionsnettet" fra [Green Power Danmarks TEGRA model](#)⁴ som, på baggrund af bl.a. de generelle analyseforudsætninger, fremskrivning af kundepopulation og historiske data, giver et bud på de dimensionerende balancer for hver enkelt 60 kV station.

TREFOR EI-net Østs erfaring med opladning af elbiler gør dog, at den del af balancerne der hidrører fra elbiler ændres, så de passer med de mønstre og samtidig TREFOR EI-net Øst har kunne identificere og måle de seneste år. TEGRA indeholder ikke tung transport derfor anvendes også egne antagelser for disse.

De steder hvor TREFOR EI-net Øst har valgt at ændre på outputtet fra TEGRA er beskrevet i afsnittet 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger.

Fremskrivning af kundepopulation til brug for TEGRA

For at fremskrive kundepopulationen tages udgangspunkt i tal fra Danmarks Statistik (statistikbanken.dk/FRKM123), som indeholder en befolkningsfremskrivning efter køn, alder, område og tid. Det giver en generel fremskrivning i forhold til eksisterende population som så

³ [Analyseforudsætninger til Energinet 2023 \(AF23\)](#)

⁴ [TEGRA](#) er en elektrificeringsmodel, som bruges til at lave tekniske og økonomiske analyser på det danske eldistributionsnet

sidestilles direkte med fremskrivning af antallet af installationer af de forskellige typer. Hvis der forudses en mindre nedgang i befolkningen, fastholdes status quo i beregningerne.

Det skal bemærkes at kommunernes egne befolkningsfremskrivninger generelt ligger højere end Danmarks Statistik.

Antallet af elbiler

TEGRA-modellen omsætter AF23 årsenergier til at svare til ca. 950.000 personbiler på el i 2030. Der er flere der sætter spørgsmålstejn ved dette antal, det vurderes dog ikke at være kritisk i forhold til forventningerne til udbygninger i 60 kV nettet, udover at det kan få betydning for hvornår en forstærkning skal udføres. En hurtigere udvikling vil kunne betyde behov for at foretage en forstærkning tidligere, men det vurderes ikke at det tidsmæssigt vil blive en udfordring at følge med da elbilernes samtidighed med store forbrugere som industri og erhverv er forholdsvis lav.

Mellem- og lavspændingsnettet udbygges og forstærkes i takt med at forbruget konstateres at stige. For at sikre robusthed overfor at elektrificeringen ikke kommer i det tempo som AF23 forudsætter, vil TREFOR EI-net Øst i forbindelse med projekter fremadrettet lave en plan for det berørte område, hvor der som udgangspunkt bygges efter et princip om "kun at løfte fortovsfliserne én gang", dvs. når der graves lavspændingskabler ned, gøres det i en struktur der understøtter 25 A til alle almindelige husholdninger samtidig og at mellemspændingsnettet kan udbygges i takt med der konstateres en stigning i efterspørgslen.

Batterier

Batterier tilsluttet distributionsnettet indgår ikke i de dimensionerende balancer. For forbrugsdelen er det TREFOR EI-net Østs erfaring at de tilsluttes med begrænset netadgang, hvorfor der ikke skal forstærkes for at understøtte deres behov. For produktionsdelen forventes det at deres indføding vil ske i perioder med høje priser, hvilket vil være når der er højt forbrug og/eller lav produktion fra VE-anlæg, dvs. deres samtidighed med disse anlæg er tæt på nul og da kapaciteten fra VE-anlæg overstiger forventningen til batterikapacitet vil de være dækket ind. I N-1-situationer er de, i henhold til gældende tilslutningsbetingelser, ikke sikret netadgang.

5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger

Tabel 2

| Lokal kendskab/lokale forhold | Periode I driftsættelse/virkning | Redegørelse for hvorfor lokal kendskab/lokale forhold anvendes og hvordan/hvor meget det medfører af afvigelser fra udviklingen i netområdet baseret på de generelle analyseforudsætninger |
|-------------------------------|-------------------------------------|---|
| Tung transport | 2026-2034 | Estimatet på hvor stor en energimængde der forventes at skulle leveres til den tunge transport i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde er lavet på baggrund af tal for i hvilke regioner gods bliver lastet, (Kilde: Danmarks Statistik - https://statistikbanken.dk/BIL707), Energistyrelsens AF23 og klimafremskrivning 2023 (KF23) |
| Solceller | 2026-2034 | Der forventes at vi vil opleve en tilvækst af solceller. Men da større markantlæg generelt forventes at udgøre en stor del af den fremtidige kapacitet på landsplan og disse forventes tilsluttet på transmissionsniveau, er den andel der forventes opsat i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde nedjusteret i forhold den generelle udmøntning af AF23. |
| Decentrale værker | 2026-2034 | Der forventes ikke tilgang af decentrale værker i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde. |
| Større kunder | 2026-2034 | Potentielle kunder som endnu ikke har indgået nettilslutningsaftale og som ikke kan forventes at være offentlig kendte er ikke anvendt, men indgår i den generelle fremskrivning af forbrug. På baggrund af de potentielle kunder og den historiske interesse for tilslutning i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde justeres andelen af de forskellige forbrugstyper. Den største potentielle tilslutning der forventes, er etablering af landstrøm på Rønne Havn. Da en stor del af forbruget i 2034 kommer fra datacentre, DAC og PtX og TREFOR EI-net forventer at en stor del af dette forbrug tilsluttet på transmissionsniveau, bliver TREFOR EI-net Østs forholdsmæssige andel af landets samlede forbrug væsentlig mindre end den generelle udmøntning lægger op til. |
| El til opvarmningsformål | 2026-2034 | Fremskrivning i el til opvarmning (varmepumper og elkedler) tager udgangspunkt i kommunernes offentliggjorte varmeplaner på plandata.dk. I områder hvor der planlægges med fjernvarme forventes det at af husstandene vil anvende fjernvarme. I områder hvor der planlægges med individuel varmeforsyning antages en lineær overgang til individuelle varmepumper. I forhold til centrale varmepumper, betragtes disse som andre store kunder. |

5.4 Opsummering af dekomponering

Nedenstående tabeller er baseret på netvirksomhedens dekomponering samt egne lokale analyseforudsætninger, som er beskrevet i de forrige underafsnit. De samlede dekomponeringsskemaer findes i indtastningsarkene "5.4 Tabel 3" og "5.4 Tabel 4"

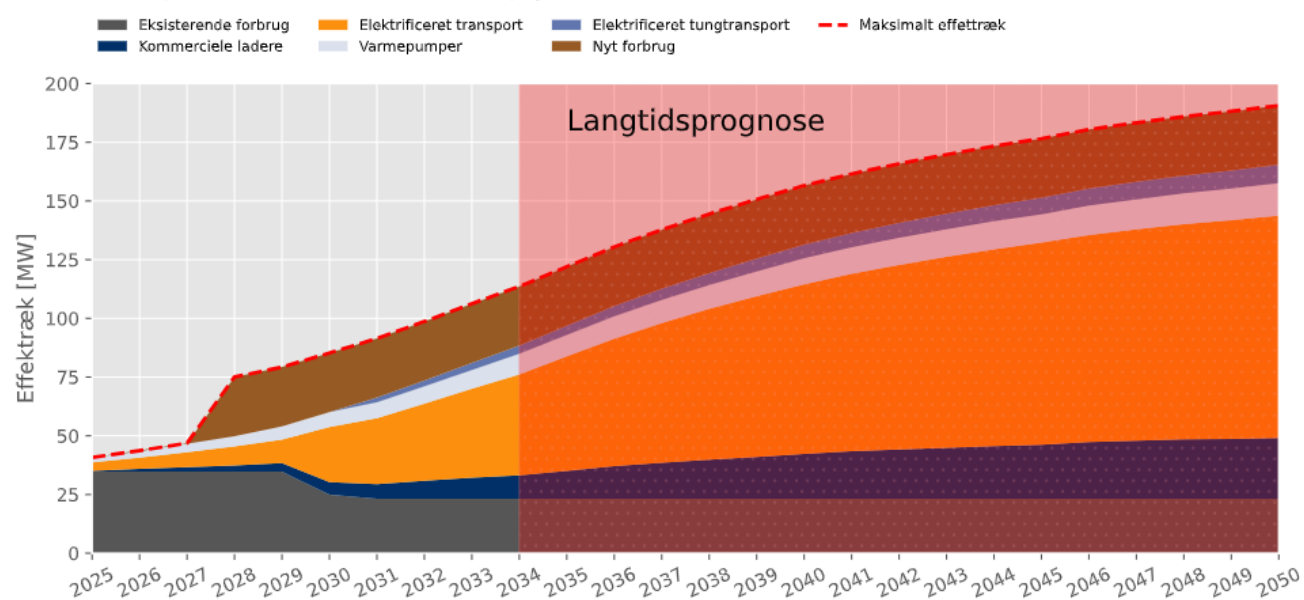
Tabel 3

| Opsummering af forbrugsdekomponering | | | | | |
|--------------------------------------|----------------|--------------------|-----------|------------------------------|---------------|
| Forbrug | Landsplan AF23 | Netvirksomhed AF23 | | Netvirksomhed AF23 +/- Lokal | |
| | 2034 | | | | |
| | GWh | GWh | Andel (%) | GWh | Afvigelse (%) |
| I alt | 107.615,5 GWh | 702,2 GWh | 0,7 % | 368,9 GWh | -47,5 % |

Tabel 4

| Opsummering af produktionsdekomponering | | | | | |
|---|----------------|--------------------|-----------|----------------------------|-------|
| Produktionskapacitet | Landsplan AF23 | Netvirksomhed AF23 | | Netvirksomhed AF23 + Lokal | |
| | 2034 | | | | |
| | MW | MW | Andel (%) | MW | MW |
| I alt | 34.148,0 MW | 222,0 MW | 0,7 % | 276,4 MW | 24,5% |

Udvikling i maksimal belastning | Trefor EI-net Øst



Figur 1 - forventet udvikling i maksimalforbruget i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde

På Figur 1 er vist forventningen til det maksimale forbrug i netområdet, det er vigtigt at bemærke at der for hvert år er tale om den time hvor det højeste forbrug forventes og det er ikke nødvendigvis den samme time

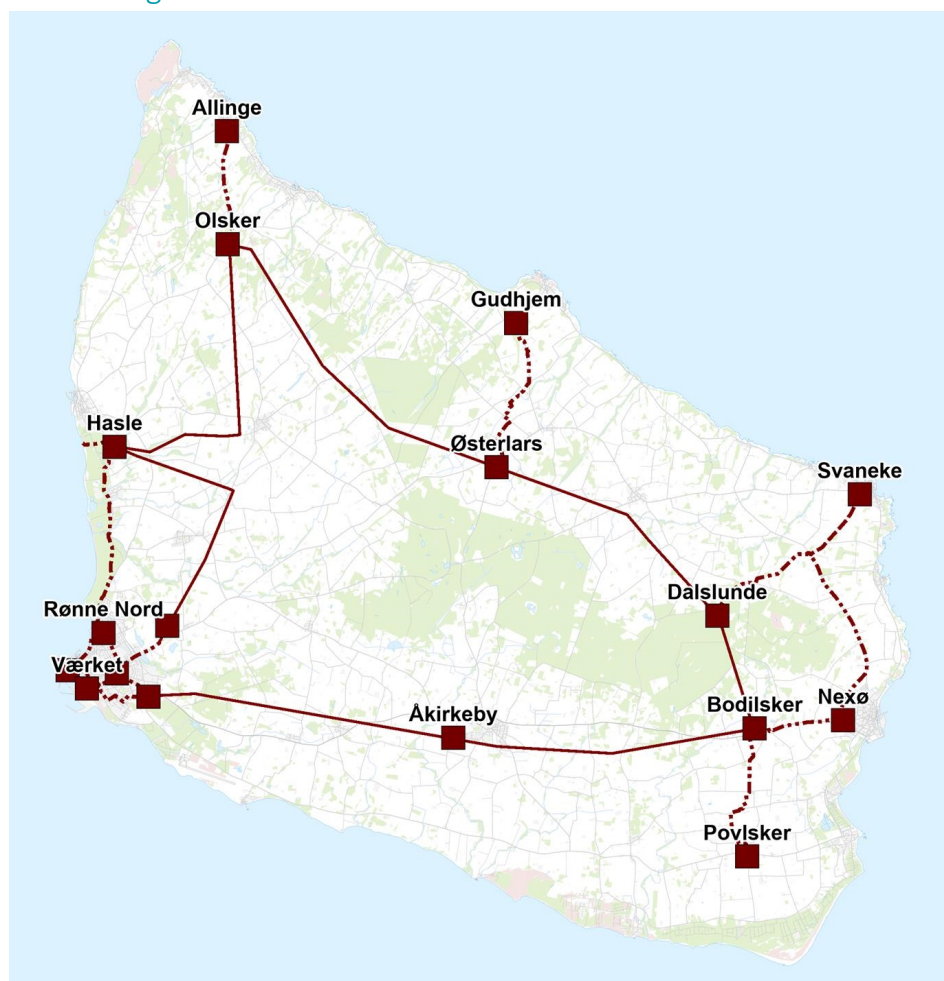
hvert år. Omkring 2030 ses en tydelig ændring i hvordan de forskellige forbrugstyper vægter i det maksimale forbrug. Her bliver effektrækket til elektrificering af transport så stort at det ikke længere er den traditionelle kogespids der definerer maksimalforbruget men i stedet en ladespids om natten.

I 2034 er maksimalforbruget på Bornholm (ekskl. Batterier) vurderet til at være 115 MW, som skal kunne forsynes, se Figur 1, batterierne er ikke medregnet i denne opgørelse da de ikke forventes at agerer som forbrug i situationer med lav VE-produktion og højt forbrug. TREFOR EI-net Øst forventer ikke at produktionen kommer til at overstige forbruget med mere end 115 MW, da der forventes en stærk korrelation mellem VE-produktion og lave priser og dermed højt forbrug. TREFOR EI-net Øst vurderer på den baggrund at der i 2034 er et behov for udvekslingskapacitet med transmissionsnettet på 115 MW og at behovet vil stige yderligere frem mod 2050.

6 Beskrivelse af netvirksomhed

I nedenstående beskrives TREFOR EI-net Øst ud fra en række oplysninger om netområde/geografisk placering, generelle kontaktoplysninger, nøgletal for netanlæg samt nøgletal for mængden af elforbrug og elproduktion mm.

6.1 Kort og netområde



Figur 2 - Kort over 60 kV nettet i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde. Fuldt optrukne blå linjer repræsenterer luftledninger, stiplede blå linjer kabler og sorte prikker 60/10 kV transformestationer.

6.2 Opgørelse af nøgletal

Nedenstående faktiske nøgletal opgjort ultimo 2023 beskriver netvirksomheden i forhold til fysiske netanlæg, netområdeforbrug (energi), tilsluttet energilagerkapacitet og elproduktionskapacitet i netområdet.

Tabel 5

| Netanlæg og netkundebase | | | |
|-----------------------------------|----------------------|---------------|---------------|
| Afregningsmålere | | 28.994 | stk. |
| Kabelskabe | | 11.879 | stk. |
| Transformere | 30-60/20-10 kV | 22 | stk. |
| | 10-20/0,4 kV | 944 | stk. |
| | I alt | 966 | stk. |
| Kabler og luftledninger | 30-60 kV luftledning | 61 | km |
| | 30-60kV kabel | 61 | km |
| | 10-20 kV luftledning | - | km |
| | 10-20 kV kabel | 960 | km |
| | 0,4 kV luftledning | 14 | km |
| | 0,4 kV kabel | 1.322 | km |
| | I alt | 2.418 | km |
| Tilslutninger (kundetyper) | Kundetype C | 28.383 | kunder |
| | Kundetype B lav | 576 | kunder |
| | Kundetype B høj | 33 | kunder |
| | Kundetype A lav | 1 | kunder |
| | Kundetype A høj | 1 | kunder |
| | Kundetype A 0 | - | kunder |
| | I alt | 28.994 | kunder |

Tabel 6

| <i>Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet</i> | | | |
|--|---|---------------|------------------|
| Netområdeforbrug | | 205.155 | <i>MWh</i> |
| Nettab | | 13.799 | <i>MWh</i> |
| | | 6,73 | % |
| Tilsluttet elproduktionskapacitet | <i>Solcelleanlæg (VE)</i> | 26,40 | <i>MW</i> |
| | <i>Vindmøller (VE)</i> | 44,10 | <i>MW</i> |
| | <i>Decentrale kraftvarmeværker</i> | 102,40 | <i>MW</i> |
| | <i>Anden produktion</i> | 0,00 | <i>MW</i> |
| | I alt | 172,90 | <i>MW</i> |
| Tilsluttet Energilagerkapacitet | <i>Batterier</i> | 0,00 | <i>MW</i> |
| | <i>[Evt. kapacitet fra anden teknologi]</i> | 0,00 | <i>MW</i> |
| | I alt | 0,00 | <i>MW</i> |

7 Fremskrivning af nøgletal

I dette afsnit fremskrives TREFOR EI-net Øst nøgletal for elforbrug, nettab⁵, elproduktion og ellagerkapacitet. Med det 10-årige perspektiv anvendes 2025⁶ (inkludert) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2026), mellemlangt sigt (frem mod år 2029) og langt sigt (frem mod år 2034 inkludert).

Tabel 7

| Fremskrivning af elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet | | | |
|--|-------------|---------|-----|
| Netområdeforbrug (energi) | År 2025 | 279.576 | MWh |
| | År 2026 | 294.566 | MWh |
| | År 2029 | 330.628 | MWh |
| | År 2034 | 393.064 | MWh |
| Nettab | År 2025 | 17.155 | MWh |
| | | 6,14 | % |
| | År 2026 | 18.075 | MWh |
| | | 6,14 | % |
| | År 2029 | 20.288 | MWh |
| | | 6,14 | % |
| | År 2034 | 24.119 | MWh |
| | | 6,14 | % |
| Tilsluttet elproduktionskapacitet | Ultimo 2025 | 200 | MW |
| | Ultimo 2026 | 216 | MW |
| | Ultimo 2029 | 236 | MW |
| | Ultimo 2034 | 276 | MW |
| Tilsluttet Energilagerkapacitet | Ultimo 2025 | 30 | MW |
| | Ultimo 2026 | 33 | MW |
| | Ultimo 2029 | 36 | MW |
| | Ultimo 2034 | 39 | MW |

⁵ Netområdeforbrug og nettab baseres på årsforbrug. Dvs. områdeforbruget for 2025 f.eks. er lig det fremskrevne forbrug. Fremskrivninger af kapacitetstal er derimod nedslagstal, hvor nedslaget er årets udgang.

⁶ Nøgletal i afsnit 6.2 er opgjort i ultimo 2023 og ikke ultimo 2024 eftersom netvirksomhedernes planer skal fastlægges til høring i april 2024. Efter afsluttet høring og frem mod endelig offentliggørelse primo 2025 vurderes og tilses planerne af hhv. Energistyrelsen og Forsyningstilsynet, hvilket kan give anledning til eventuelle revideringer af planer. 2025 er således startåret for den 10-årige planlægningshorisont, der markerer perioden 2025 til 2034 inklusiv start- og slutår.

8 Behovsvurdering

Behovsvurdering er illustreret geografisk og er målrettet de forventede udfordringer i netinfrastrukturen som forventes at opstå frem mod 2034, herunder udfordringer med kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering, der i udgangspunktet afgrænses til spændingsniveauer på eller over 30 kV.

Forventes der relevante udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering på spændingsniveauer under 30 kV, fremgår disse desuden. Med relevante udfordringer menes her udfordringer, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse af alternative løsninger til netinvesteringer; såsom anskaffelse af fleksibilitetsydelse eller energieffektivitetsforanstaltninger.

Med en 10-årig tidshorisont viser nedenstående behovsvurdering udviklingen med følgende nedslagsår: 2025 (startåret), 2026, 2029 og 2034, der hhv. markerer et kort sigte, et mellemlangt sigte og et langt sigte.

Der er i nedenstående overblik alene taget højde for overbelastninger i nettet, dvs. at udfordringer med spændingskvalitet indgår ikke i figurerne, disse vil dog fremgå af afsnittet 9 Projektoverblik.

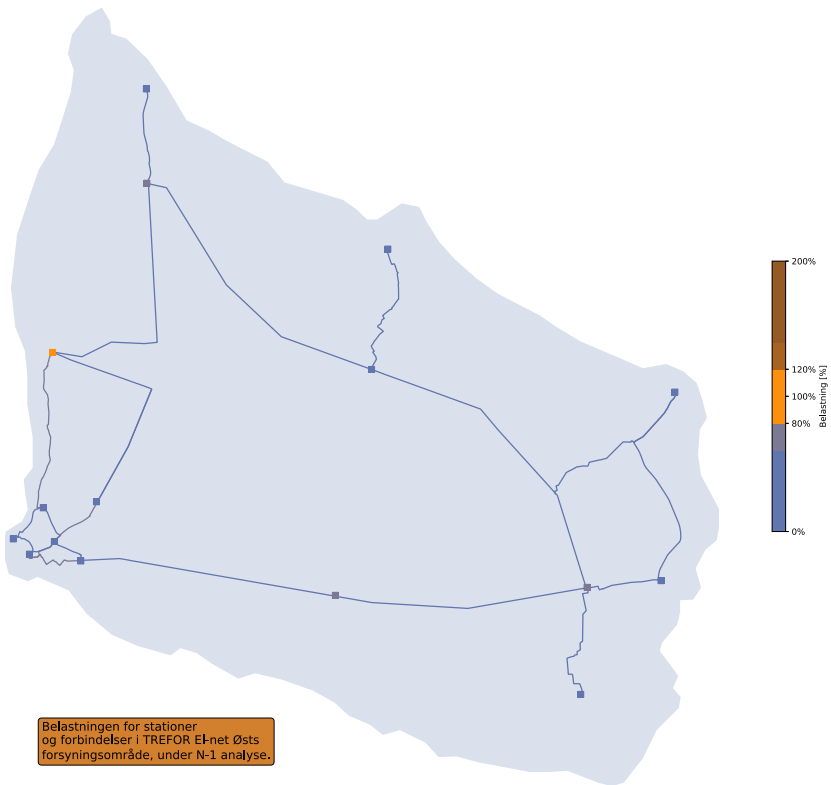
Generelt er 60 kV nettet på Bornholm robust overfor den stigende elektrificering og der ses ikke nogen egentlige overbelastninger i nedslagsåret 2026. Til gengæld er udvekslingskapaciteten mellem distributionsnettet og transmissionsnettet udfordret.

I nedslagsåret 2029 begynder der at opstå overbelastninger mellem Hasle og Rønne i N-1-situationer, den primære årsag til dette er at der i årene mellem 2026 og 2029 er en forventning om at der på havnen i Rønne vil blive etableret landstrøm til skibstrafik for at kunne imødekomme nye EU-krav.

I 2034 ses en hel del overbelastning i og omkring Rønne i N-1-situationer. Disse overbelastninger skyldes primært antagelsen om at reserveforsyningen af Bornholm vil ske ved hjælp af produktion placeret på Værket. I takt med det stigende forbrug som følge af elektrificeringen har det været nødvendigt at øge den mulige produktionskapacitet fiktivt for at kunne understøtte behovet. Hvis reserveforsyningen af øen sikres på anden vis eller fra ressourcer placeret andre steder i nettet, forventes det at behovet for disse forstærkninger forsvinder helt eller delvist. Omvendt vil det forventeligt betyde en del andre forstærkninger hvis forsyningen skal komme fra andre steder end Værket eller Hasle.

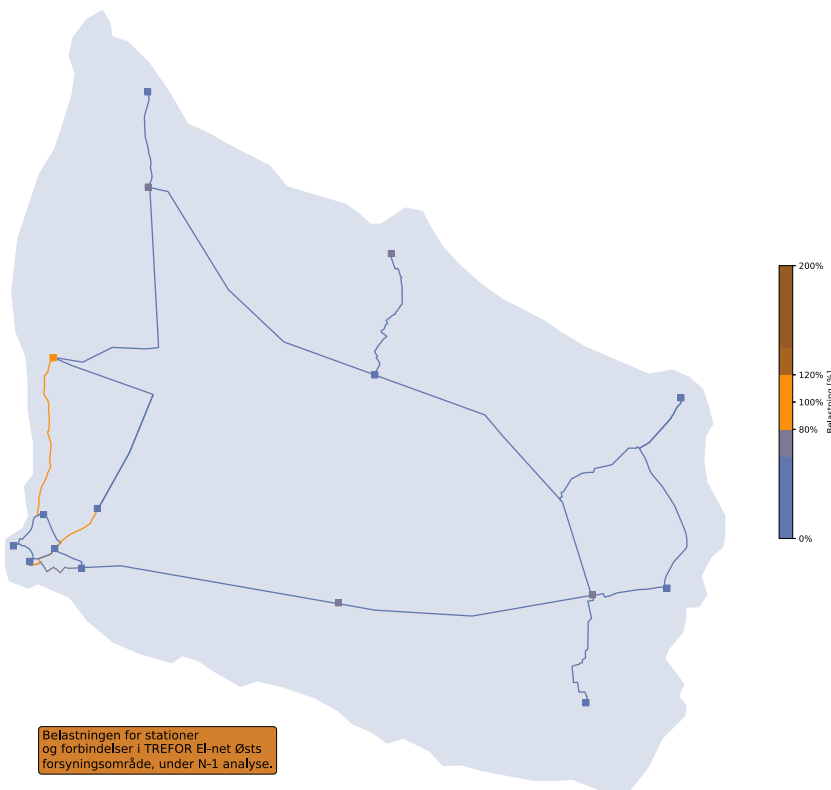
På nedenstående figurer illustreres belastningsgraden af 60 kV nettet inkl. 60/10 kV transformerei værste N-1-situation i årene 2025, 2026, 2029 og 2034. Samme illustrationer fremgår af Bilag 1 – Heatmaps.

TREFOR EI-net Øst heatmap 2025



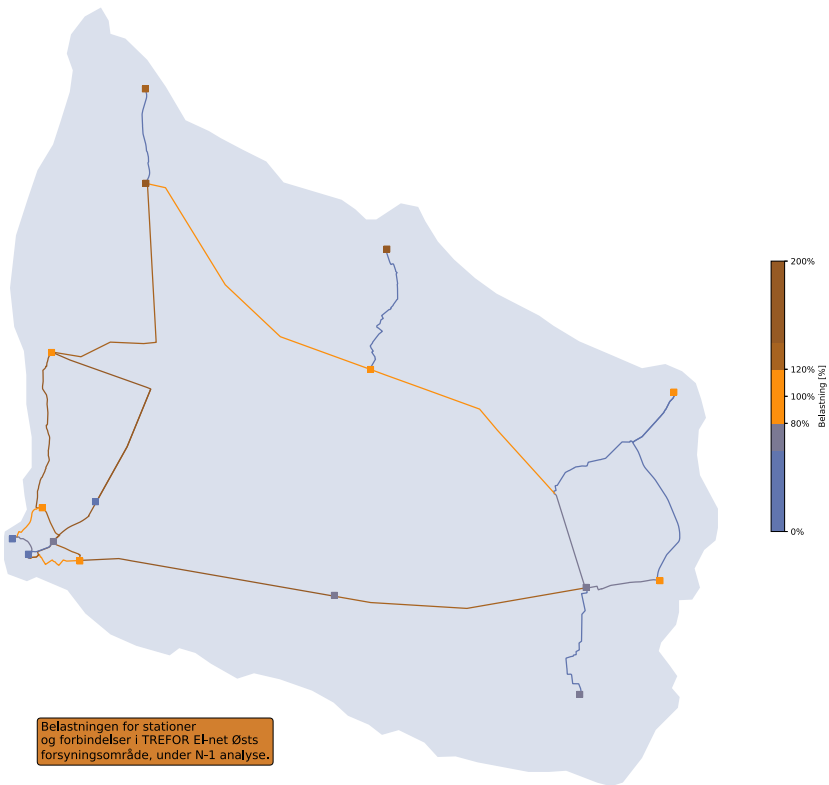
Figur 3 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2025

TREFOR EI-net Øst heatmap 2026



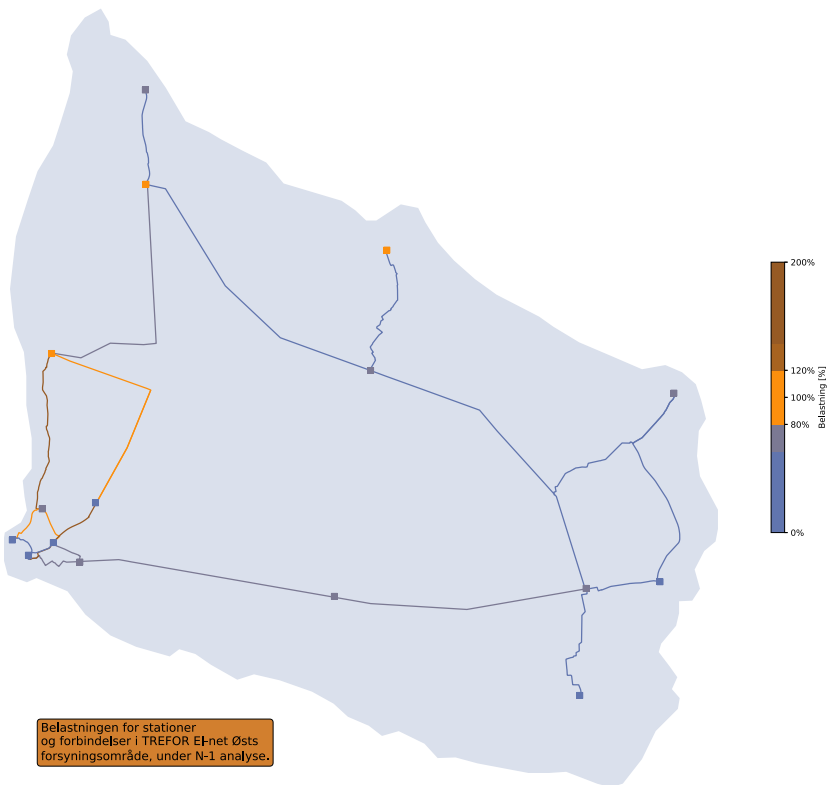
Figur 4 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2026

TREFOR EI-net Øst heatmap 2034



Figur 5 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2029

TREFOR EI-net Øst heatmap 2029



Figur 6 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2034

For at kunne lave en behovsvurdering i forhold til de forventede udfordringer i elnettet, er det nødvendigt at have en ide om hvor, hvornår og hvilken effekt der skal udveksles med det net man skal vurdere. Det betyder også at jo længere ned i elnettet man kommer, desto mere betyder den geografiske placering af en kunde for netstrukturen og dermed for hvordan kunden evt. medfører udfordringer i det eksisterende net.

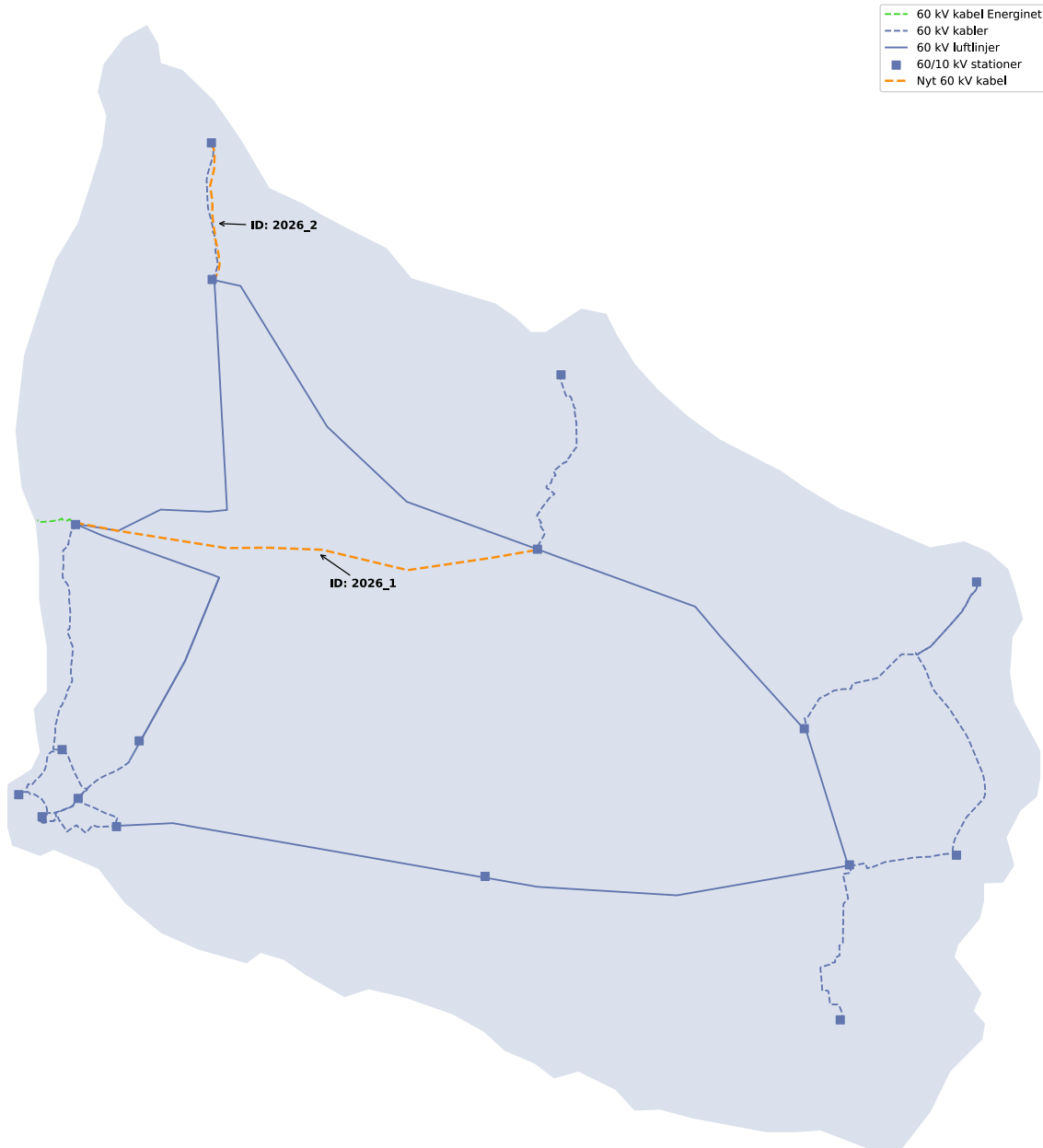
60 kV stationer bruges til enten at forsyne et større geografiske område og/eller enkelte større kunder. Så for at lave en behovsvurdering for 60 kV er det ikke så afgørende hvor kundens præcise placering er – så længe de ligger indenfor et vist område omkring en 60 kV station vil de påvirke 60 kV nettet på samme måde uanset om de ligger øst eller vest for stationen. Dette princip gør sig som sådan gældende for alle spændingsniveauer, men jo lavere spændingsniveau jo mindre bliver det geografiske område der dækkes af et knudepunkt. Så allerede på 10 kV niveau bliver det meget afgørende for netstrukturen om et nyt behov skal dækkes øst eller vest for netstationen. Information i denne opløsning vil være rent gætteeri da der ikke foreligger konkrete forespørgsler eller anden tilsvarende information om typen af kunder og hvor disse vil placere sig i hvilken rækkefølge. Når det sammenholdes med de rammevilkår netselskaber i Danmark er underlagt, hvor nettet langt hen ad vejen først udbygges når der er et konstateret behov, vil det viste behov være behæftet med så store usikkerheder at det ikke vil kunne bibringe nogen reel værdi.

9 Projektoverblik

Projektoverblikket præsenterer den geografiske behovsvurdering (se område/projektreference) tilknyttet definerede og ikke definerede projekter med en 10-årig planlægningshorisont. Definerede projekter er projekter, hvor der er planlagt et netinvesteringsprojekt, der skal imødekomme et identificeret behov. Ved ikke definerede projekter er der alene identificeret et behov, der ventes at skulle imødekommes.

Der rettes fokus på blandt andet en kvalitativ beskrivelse af behov og investeringsprojekt, tidsperiode for hvornår anlæg forventes idriftsat og mulighed for alternativ løsning (fleksibilitetsløsning), der kan udskyde investering eller undgå investering mere permanent. Der lægges desuden vægt på investeringer i forhold til netinfrastrukturen, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger. Projektoverblik fremgår af indtastningsark "9 Projektoverblik HV" og "9 Projektoverblik MV-LV", der giver et overblik over projekter i hhv. spændingsniveauer over 30 kV (HV) og under 30 kV (MV-LV).

TREFOR EI-net Øst 2026

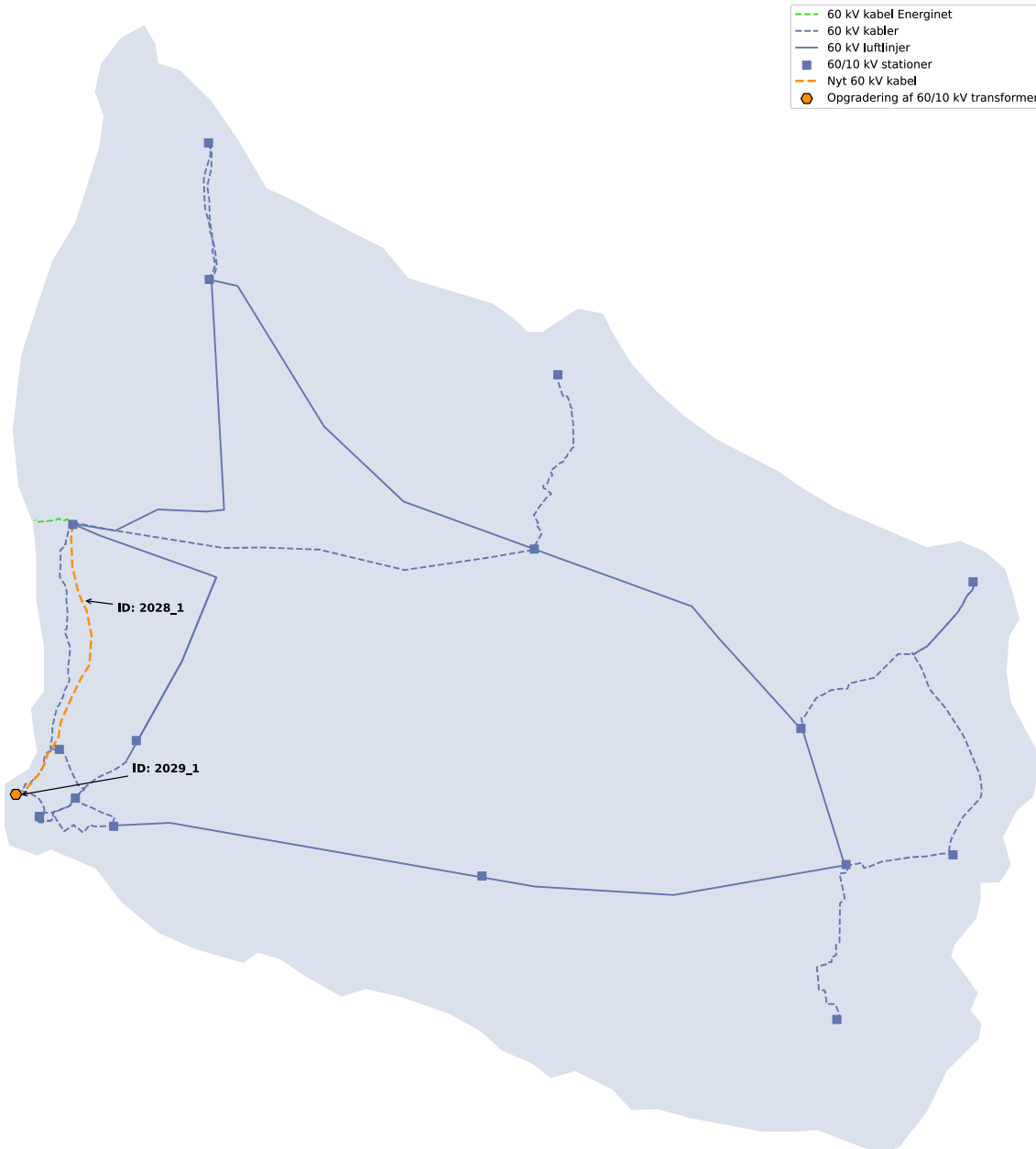


Figur 7 - geografisk oversigt over projekter i 2026

ID 2026 1: Dette projekt er et nyt 60 kV kabel fra Hasle til Østerlars som skal fungere som N-1 reserve i 60 kV nettet. I situationer hvor den primære 60 kV ring brydes, vil der opstå udfordringer med at opretholde en acceptabel spænding i den/de station(er) der kommer til at ligge for enden. I situationer med overskud af produktion, vil det lede til for høje spændinger og i situationer med overskud af forbrug vil det lede til for lave spændinger. Problemet opstår alene i en N-1-situation. I disse situationer har produktionsanlæg tilsluttet 10 kV eller 60 kV, jvf. gældende tilslutningsbetingelser, ikke krav på at kunne komme af med deres produktion, der er derfor ikke et fleksibilitetspotentiale i forhold til produktion. I forbrugssituationer vil fleksibilitet i princippet kunne afhjælpe udfordringerne, men det vil kræve et likvidt marked allerede i 2026. Det kan ikke udelukkes at en mere aktiv brug af spændingsregulering på anlæg tilsluttet 10 kV og 60 kV vil kunne afhjælpe problemerne helt eller delvist.

ID 2026 2: Dette projekt er et nyt 60 kV kabel fra Olsker til Allinge. Det er kun i en N-1-situation hvor kablet fra Olsker og ud til Allinge mangler at der er udfordringer. I denne situation vil alt forbruget under Allinge skulle forsynes via 10 kV nettet fra Olsker. Forbrugsstigningen i området omkring Allinge skyldes primært udvikling i varmepumper og behov for opladning af elbiler. Da problemet alene opstår i en N-1-situation, er der ikke lavet en konkret vurdering af fleksibilitetspotentialer, men bliver der udviklet et markedskoncept der tager privatforbrug i anvendelse og der kan opnås en rimelig sikkerhed for likviditet i området når N-1-situation sker, ville det i princippet kunne afhjælpe situationen. Udfordringen er tidsaspektet, der forventes allerede at være udfordringer i 2026, hvorfor det vurderes urealistisk at der er findes et fungerende marked der kan erstatte netudbygning.

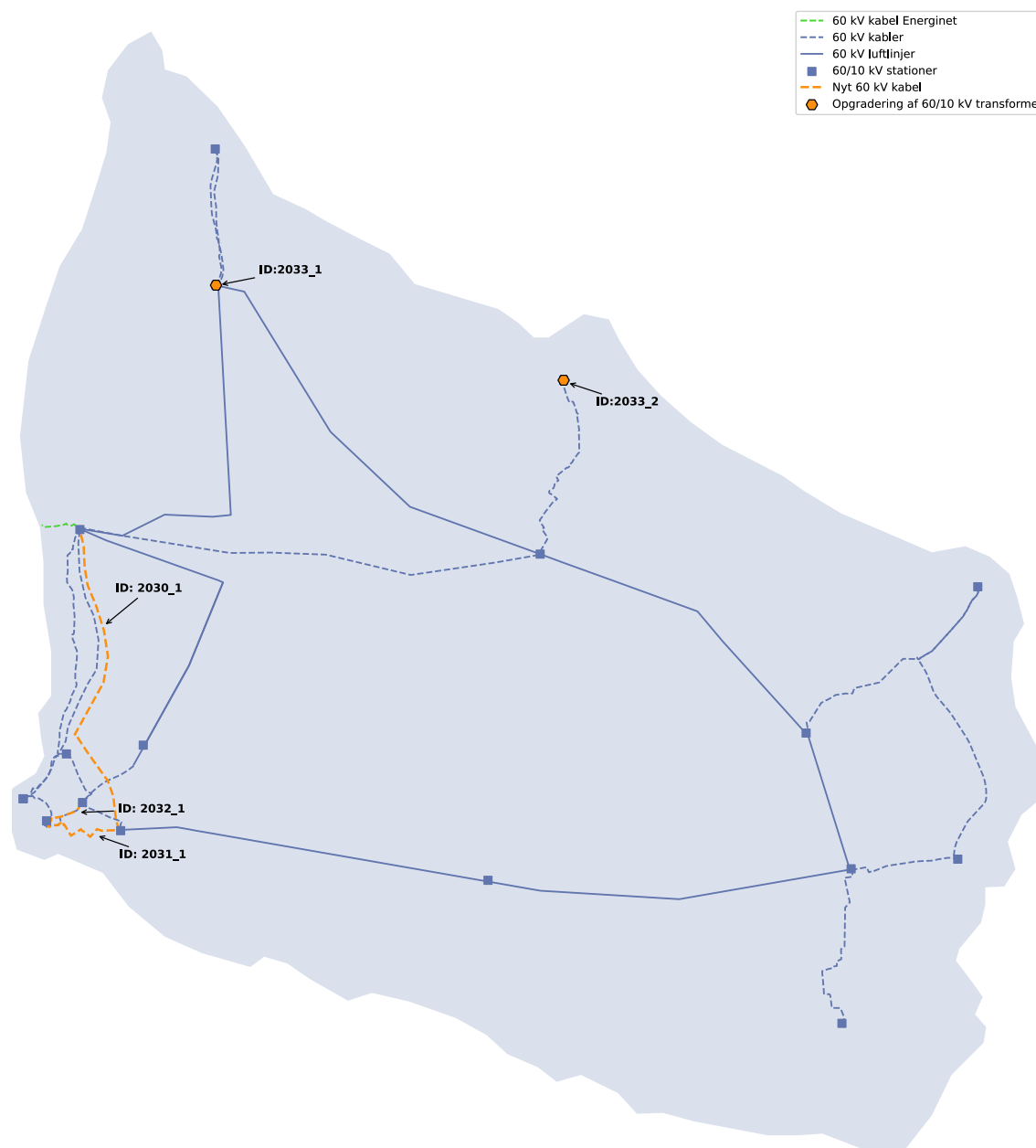
TREFOR EI-net Øst 2029



Figur 8 - geografisk oversigt over projekter i 2029

ID 2028 1 og ID 2028 2: Nyt 60 kV kabel mellem Hasle og Vesthavnen samt forøgelse af transformerkapacitet i station Vesthavnen. Begge disse projekter er knyttet til en forventning om etablering af landstrøm ved havnen i Rønne som følge af nye krav fra EU. Denne type forbrug forventes ikke at have et egentligt fleksibilitetspotentiale.

TREFOR EI-net Øst 2034



Figur 9 - geografisk oversigt over projekter i 2034

ID 2030_1: Nyt 60 kV kabel fra Hasle til Rønne Syd. Kablet har til formål af afhjælpe overbelastninger i N-1-situationer.

ID 2031_1: Nyt 60 kV kabel fra Rønne Syd til Værket. Kablet har til formål af afhjælpe overbelastninger i N-1-situationer.

ID 2032_1: Nyt 60 kV kabel fra Værket til Viadukten. Kablet har til formål af afhjælpe overbelastninger i N-1-situationer.

For de to projekter ID 2031_1 og ID 2032_1 gælder det at der er behov for dem i situationer hvor Bornholm er i ø-drift og da det er antaget at reserveforsyningen også i fremtiden vil komme fra Værket, er kapaciteten på kraftværket opskrevet fiktivt for at kunne levere den nødvendige effekt.

Hvis den ekstra kapacitet til reserveforsyning skulle komme i andre knudepunkter, er det derfor ikke sikkert der er behov for disse projekter.

ID 2033 1 og ID 2033 2: Som følge af elektrificeringen stiger det forventede forbrug under de to stationer Olsker og Gudhjem hvorfor der er behov for opgradering af transformerkapaciteten i begge stationer. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformer som understøtter behovet.

10 Samlet forventet investeringsbehov

Nedenstående opgørelse viser TREFOR EI-net Øst samlede forventede investeringsbehov fordelt på spændingsniveauer i en 10-årig tidshorisont. Bemærk at investeringsbehovet ikke udelukkende knytter sig til opgørelse over definerede planlagte ny-og reinvesteringer, der følger af behovsvurderingen, jf. afsnit 8 og 9, men opgør netvirksomhedens forventede behov for at foretage ny-og reinvesteringer på forskellige spændingsniveauer i hele distributionsnettet i perioden 2025-2034.

Det samlede investeringsbehov indeholder også investeringer til IT-systemer, målere osv. derfor er dette beløb højere end summen af investeringsbehov på de forskellige spændingsniveauer

Tabel 8

| Tidsperiode | 1-2 år (2025-2026) | | 3-5 år (2027-2029) | | 6-10 år (2030-2034) | |
|---|--------------------|----------------|--------------------|----------------|---------------------|----------------|
| Samlet forventet investeringsbehov | 299 | mio.kr. | 483 | mio.kr. | 722 | mio.kr. |
| Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net) | 64 | mio.kr. | 101 | mio.kr. | 164 | mio.kr. |
| Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net) | 74 | mio.kr. | 126 | mio.kr. | 234 | mio.kr. |
| Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net) | 40 | mio.kr. | 18 | mio.kr. | 68 | mio.kr. |

Investeringsbehovet i mellem- og lavspændingsnettene er taget fra langtidsbudgettet 2024 og er ikke et udtryk for projekter, men baserer sig på den forventede udvikling i forbrug og produktion i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde som helhed. De er et udtryk for en gennemsnitsbetragtning i forhold til kabellængder og behov for nye 10/0,4 kV netstationer.

11 Nuværende benyttelse af fleksibilitet

For kunder tilsluttet mellem- og højspændingsnettet, tilbydes tilslutning med begrænset netadgang, som er en billigere form for tilslutning, til gengæld kan TREFOR EI-net Øst begrænse eller helt afbryde forbruget/produktionen ved behov. Da forbruget/produktionen kan begrænses når distributionsnettet er hårdt belastet, kræver denne type tilslutning ikke udbygning af nettets kapacitet. Installationer tilsluttet, eller typer forventet tilsluttet, med begrænset netadgang er derfor heller ikke medregnet i denne netudviklingsplan.

Anvendelse af lokale markeder for fleksibilitet eksisterer ikke på nuværende tidspunkt i Danmark og udviklingen af dem er heller ikke så langt, at der tegner sig et billede af hvordan de vil fungere i praksis og hvilke nye værktøjer/metoder det vil kræve hos TREFOR EI-net Øst. Denne type fleksibilitet forventes derfor ikke at spille nogen rolle i de nærmeste år og er derfor heller ikke indregnet i indeværende netudviklingsplan.

I dag anvender TREFOR EI-net Øst tidsdifferentierede tariffer (tarifmodel 3.0), som er et signal til kunderne om hvornår på døgnet distributionsnettet er hårdest belastet og giver dermed kunderne et økonomisk incitament til at flytte det af deres forbrug de har mulighed for, til tidspunkter der er mere gunstige for distributionsnettet. Tarifferne forventes at være den primære drivkraft til at flytte forbrug tilsluttet i lavspændingsnettet væk fra de timer i døgnet, hvor det lokale eldistributionsnet historisk er mest belastet.

De udfordringer som oftest ses i forbindelse med udbredelsen af elbiler og varmepumper i private husstande er relateret til spændingskvaliteten hos den enkelte forbruger. Hvis dette skal løses ved hjælp af fleksibilitet, vil det betyde at det vil være ganske få (1-3) husstande der vil kunne bidrage til at afhjælpe et konkret problem, der vil derfor ofte være tale om defacto monopol hvorfor markedsgørelse ikke ligger lige for. Da behovet for fleksibilitet i lavspændingsnettet ofte vil være modsat rettet behovet i elsystemet som helhed, forventer TREFOR EI-net Øst ikke at anvende andre typer fleksibilitet på lavspændingsnettet.

Når man ser på hvornår udfordringerne i lavspændingsnettet opstår, vil det oftest være i perioder med lave elpriser (hvor "alle" ønsker at lade deres elbil) som typisk er timer med meget høj produktion fra vindmøller og/eller solceller. Hvis man i de perioder begrænser den almindelige danskers mulighed for at lade elbilen eller opvarme boligen med varmepumpe, vil samfundet ikke få udnyttet VE-produktionen. da det vil være nødvendigt at nedregulerer en tilsvarende mængde produktion for at sikre balancen i det samlede elsystem.

På denne baggrund er det TREFOR EI-net Østs holdning at lavspændingsnettet som udgangspunkt planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger. Udbygningen vil altid bero på en konkret vurdering af det pågældende område, både i forhold til områdets aktuelle kunder men også hvilke muligheder der vil være for at understøtte et fremtidigt behov for højere forbrug. Hvad der skal til for at understøtte 25 A vil afhænge meget af det pågældende område og boligernes placeringer, der vil derfor være forskel på hvad der vil give mening at gøre afhængig af om der tale om et større villakvarter hvor boligerne ligger forholdsvis tæt på hinanden eller om der er tale om et område med mere spredte enkeltstående boliger/gårde. Det er også vigtigt at bemærke at "25 A til alle almindelige husholdninger" ikke er udtryk for en færdig og konkret plan, men et princip der vil danne grundlag for den konkrete projektering, endelig valg af løsning vil bero på en vurdering af bl.a. økonomi og risici i hvert enkelt projekt.

12 Samlet fleksibilitetspotentiale

Nedenstående opgørelse viser TREFOR EI-net Østs opgørelse af det samlede fleksibilitetspotentiale fordelt på spændingsniveauer med en 10-årig tidshorisont. Det angivne tal for fleksibilitetspotentialet er en sum af den estimerede samlede overbelastning målt i MWh og MW på alle aktiver/netanlæg i netområdet baseret på behovsvurderingen (Se afsnit 3.1 for definition af fleksibilitetspotentiale).

Det opgjorte fleksibilitetspotentiale i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde dækker alene potentialet i forhold til overbelastninger af 60/10 kV transformere, da dette kan opgøres 1:1. Dvs. hvis en 60/10 kV transformer er overbelastet med 5 MW er fleksibilitetspotentialet tilsvarende 5 MW. På samme vis kan fleksibilitetspotentialet i årsenergi estimeres 1:1. For 60 kV kabler og

luftledninger er det en noget mere kompleks sag at lave en vurdering, da nettet drives formasket og det vil være afgørende for placeringen af det fleksible anlæg, hvor meget det vil hjælpe på en udfordring i nettet.

For 10 kV og 0,4 kV nettet er der ikke opgjort et fleksibilitetspotentiale, da der ikke regnes så langt frem i tid på disse spændingsniveauer.

TREFOR EI-net Øst anser ikke fleksibilitet som en tekniske og økonomisk optimal løsning af de udfordringer der ses i vores lavspændingsnet. Egne analyser viser at omkostningerne til forstærkning af lavspændingsnettet er væsentligt lavere end hvad fleksibilitet forventet at ville koste i et marked hvor lavspændingsnettets behov som oftest er modsatrettet det generelle markeds behov. På den baggrund planlægges lavspændingsnettet i fremtiden til at kunne understøtte at alle almindelige husholdninger kan trække 25 A samtidig.

Såfremt der kommer relevante markeder for fleksibilitet i 10 kV og 60 kV nettet, vil disse blive taget i anvendelse der hvor det giver værdi.

Tabel 9

| Tidsperiode | 1-2 år (2025-2026) | | 3-5 år (2027-2029) | | 6-10 år (2030-2034) | |
|--|--------------------|------------|--------------------|------------|---------------------|------------|
| Samlet | | | | | | |
| Fleksibilitetspotentiale | 0 | MWh | 0 | MWh | 1780 | MWh |
| | 0 | MW | 0 | MW | 3 | MW |
| <i>Fleksibilitetspotentiale (30-60 kV net)</i> | 0 | <i>MWh</i> | 0 | <i>MWh</i> | 1780 | <i>MWh</i> |
| | 0 | <i>MW</i> | 0 | <i>MW</i> | 3 | <i>MW</i> |
| <i>Fleksibilitetspotentiale (10-20 kV net)</i> | 0 | <i>MWh</i> | 0 | <i>MWh</i> | 0 | <i>MWh</i> |
| | 0 | <i>MW</i> | 0 | <i>MW</i> | 0 | <i>MW</i> |
| <i>Fleksibilitetspotentiale (0,4 kV net)</i> | 0 | <i>MWh</i> | 0 | <i>MWh</i> | 0 | <i>MWh</i> |
| | 0 | <i>MW</i> | 0 | <i>MW</i> | 0 | <i>MW</i> |

13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

TREFOR EI-net øst har modtaget syv hørings svar. I tabellen nedenfor er disse gennemgået.

| Nr. | Afsender | Høringsinput | Forklaring på håndtering | Forslag til ændringer i Netuviklingsplanen 2025 (tekst med rød indikerer ændringer til oprindelig tekst) |
|-----|----------------|---|--|--|
| 1 | Privatperson 1 | <p>I dag lader de fleste elbiler med 11 kW effekt når de AC lader, hvilket svarer til 16 A pr. fase. Mellemstore elbiler kan i gennemsnit køre 4 km/kWh og hvis det antages at der er et tab på ca. 10% i forbindelse med opladningen, så kan der oplades til ca. 40 km kørsel pr times opladning. Hvis det antages at en bil i gennemsnit kører 20.000 km pr. år, så svarer det til ca. 55 km om dagen eller en opladningstid på ca. 1 time og 20 minutter. Derved vil der være rigelig tid til at oplade to elbiler forskudt af hinanden i løbet af natten, som normalt er en periode med generelt lavere belastning. Opladning af elbiler kommer klart til at være den største enkeltforbruger af el i de fleste husstande og især være årsag til det største effekttræk på 16 A/11 kW. Derfor kan det virke overdrevent at bygge 400 V nettet til 25 A samtidigt forbrug, idet selv husstande med elbiler sjældent vil have et effekttræk i størrelsen af 25 A.</p> | <p>Som udgangspunkt er vi som netselskab forpligtet til at levere den rettighed kunden har fået i forbindelse med tilslutning, det er typisk 25 A for et parcelhus. Hvis vi ønsker at begrænse kunden, kan det kun ske hvis kunden ønsker det og det skal i så fald ske markedsbaseret og vil dermed være forbundet med en omkostning.</p> | <p>I sidste afsnit i afsnit 11 ændres til: "På denne baggrund er det TREFOR EI-net Østs holdning at lavspændingsnettet som udgangspunkt planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger. Udbygningen vil altid bero på en konkret vurdering af det pågældende område, både i forhold til områdets aktuelle kunder men også hvilke muligheder der vil være for at understøtte et fremtidigt behov for højere forbrug. Hvad der skal til for at understøtte 25 A vil afhænge meget af det pågældende område og boligernes placeringer, der vil derfor være forskel på hvad der vil give mening at gøre afhængig af om der tale om et større villakvarter hvor boligerne ligger forholdsvis tæt på hinanden eller om der er tale om et område med mere spredte enkeltstående boliger/gårde. Det er også vigtigt at bemærke at "25 A til alle almindelige husholdninger" ikke er udtryk for en færdig og konkret plan, men et princip der vil danne grundlag for den konkrete projektering, endelig valg af løsning vil bero på en vurdering af bl.a. økonomi og risici i hvert enkelt projekt."</p> |
| 2 | Privatperson 1 | <p>Dette burde være et argument for indførelsen af mere dynamiske tariffer, som afspejlede effekttrækket i elnettet og derved den enkelte kundes belastning i form af deres forbrug. Og mere dynamiske tariffer burde også kunne reducere behovet for udbygning af nettet for</p> | <p>Dette er et muligt fleksibilitetsprodukt der ikke er udviklet endnu og vi har derfor ikke umiddelbart mulighed for at indregne det vores analyser på nuværende tidspunkt. TREFOR EI-net Øst deltager aktivt i branchens arbejde omkring fleksibilitet i distributionsnettet, og vil selvfølgelig udnytte de muligheder for fleksibilitet der kommer i fremtiden der hvor det giver værdi.</p> | <p>Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.</p> |

at klare nogle få timer med spidsbelastning.

| | | | | |
|----------|--------------------------|---|--|--|
| 3 | Bornholms Regionskommune | Bornholms Regionskommune tilslutter sig en tilgang hvor TREFOR EI-net Øst er afventende i forhold til en større tilpasning af forsyningsnettet, således det afklares om den nuværende forsyning via søkablet til Sverige og Rønneværket afløses af et nyt forsynings knudepunkt med udgangspunkt i energiø projektet og dertil knyttet landanlæg på Sydbornholm. Dermed sikres det bedste udgangspunkt for hensigtsmæssige investeringer i det bornholmske elnet. | Dette er en tilkendegivelse af enighed i en antagelse. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 4 | Bornholms Regionskommune | Når det gælder fremskrivning af det fremtidige forsyningsbehov, anvendes befolkningsprognose fra Danmarks Statistik der generelt ligger lavere end kommunes egen. Vi opfordrer til man er opmærksom på om dette kan have betydning for konklusionerne omkring netudviklingsplanens estimerede investeringsbehov. | Udbygning af elnettet beror altid på en konkret vurdering og i takt med at vi konstaterer et behov. Så hvis udviklinge i antallet af kunder/borgere sker som kommunen forudser, vil nettet blive udbygget i takt med dette. Almindelige husholdninger har dog kun i begrænset omfang direkte konsekvent på 60 kV nettet. | I Indledningen tilføjes: "Netudviklingsplanen er ikke et udtryk for besluttede investeringer, men en indikation på hvad der forventes af forstærkninger i distributionsnettet i fremtiden, dvs. der foretages ikke investeringer i distributionsnettet på baggrund af projekter nævnt i netudviklingsplanen. Det er vigtigt at bemærke at udbygningen alene vil ske i takt med at vi som netselskab kan se et stigende forbrug, eller lokal produktion. I forbindelse med reinvesteringer eller konkret udbygninger vil der blive set på konsekvenserne af en øget elektrificering, så de nye anlæg kan understøtte dette på en økonomisk forsvarlig måde." |

| | | | |
|-----------------------------------|--|--|---|
| <p>5 Bornholms Regionskommune</p> | <p>Vedrørende varmeplanen, og de mindre bysamfund: Er der regnet særskilt på eventuelle forsyningsudfordringer for de mindre landsbyer, eksempelvis Rutsker, Rø og Arnager hvis der her sker et større omfang af konverteringer fra både olie- og pillefyr til el-baserede varmepumper end de nationale fremskrivningsdata estimerer? Vi er nysgerrige på, om der er et muligt scenarie hvor konverteringen til varmepumper accelererer hurtigere end de nationale data estimerer hvis pris og nationale reguleringsstruktur, herunder med afgifter på biomasse, bevirker flere konverteringer væk fra den biobrændselsbaserede opvarmning som eksempelvis pillefyr, og i så fald kan det påvirke behovet for udbygning af 60 kv nettet?</p> | <p>Påvirkningen på 60 kv nettet forårsaget af individuelle varmepumper i områder hvor der ikke er etableret eller planlagt fjernvarme er medtaget i planerne, da der er antaget at der konverteres til varmepumper i disse områder i takt med at eksisterende opvarmning skal reinvesteres.</p> | <p>Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.</p> |
| <p>6 Privatperson 2</p> | <p>Helt overordnet vil jeg gerne opponere mod, at man tager så ensidigt udgangspunkt i Green Power Denmark's TEGRA model, da denne arbejder ud fra et gennemsnit på landsbasis. Endvidere har tidligere analyser og estimerede fremskrivninger for udbredelsen af både elbiler og varmepumper angivet landsgennemsnit. Bornholm er særegen - ikke blot i forhold til sin placering og geologi - men også i sin demografi. Borgerne på Bornholm har en af landets absolut laveste disponible indkomster, hvilket sætter sit præg på hvor hurtigt omstillingen til privatbilisme med el som drivmiddel samt overgang til</p> | <p>En langsommere udvikling i elforbruget, f.eks. forårsaget af elbiler og varmepumper, end anslået i de modeller vi anvender, vil i praksis betyde at nettet udbygges langsommere end angivet i Netudviklingsplanen. Det er vigtigt at huske at Netudviklingsplanen ikke er et udtryk for vedtagne projekter, men et bud på hvilken udvikling der vil være behov for i distributionsnettet, med fokus på 60 kv nettet, i fremtiden.</p> | <p>I Indledningen tilføjes: "Netudviklingsplanen er ikke et udtryk for besluttede investeringer, men en indikation på hvad der forventes af forstærkninger i distributionsnettet i fremtiden, dvs. der foretages ikke investeringer i distributionsnettet på baggrund af projekter nævnt i netudviklingsplanen. Det er vigtigt at bemærke at udbygningen alene vil ske i takt med at vi som netselskab kan se et stigende forbrug, eller lokal produktion. I forbindelse med reinvesteringer eller konkret udbygninger vil der blive set på konsekvenserne af en øget elektrificering, så de nye anlæg kan understøtte dette på en økonomisk forsvarlig måde."</p> |

varmepumper kommer til at blive ført ud i livet.

7 Privatperson 2

I forhold til salget af personbiler er overgangen til elbiler kun først begyndt at tage fart på Bornholm. I København er hver 11. bil en elbil, i region Midtjylland er det hver 15. bil mens tallet er hver 23. bil på Bornholm.

Det er korrekt at Bornholm ligger lavere på andelen af elbiler i husholdningerne end de øvrige regioner når vi ser på 2022, 2023 og 1. kvartal af 2024. Der er ikke noget der taler for at bilparken på Bornholm på sigt ikke skulle blive elektrificeret som det også forventet i resten af landet. Vi anser det derfor for rettidig omhu at tænke dette ind i forbindelse med ny- og reinvesteringer i elnettet, da vores anlæg har en forventet levetid på 40-50 år.

I Indledningen tilføjes:

"Netudviklingsplanen er ikke et udtryk for besluttede investeringer, men en indikation på hvad der forventes af forstærkninger i distributionsnettet i fremtiden, dvs. der foretages ikke investeringer i distributionsnettet på baggrund af projekter nævnt i netudviklingsplanen. Det er vigtigt at bemærke at udbygningen alene vil ske i takt med at vi som netselskab kan se et stigende forbrug, eller lokal produktion. I forbindelse med reinvesteringer eller konkret udbygninger vil der blive set på konsekvenserne af en øget elektrificering, så de nye anlæg kan understøtte dette på en økonomisk forsvarlig måde."

I sidste afsnit i afsnit 11 ændres til:

"På denne baggrund er det TREFOR El-net Østs holdning at lavspændingsnettet som udgangspunkt planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger. Udbygningen vil altid bero på en konkret vurdering af det pågældende område, både i forhold til områdets aktuelle kunder men også hvilke muligheder der vil være for at understøtte et fremtidigt behov for højere forbrug. Hvad der skal til for at understøtte 25 A vil afhænge meget af det pågældende område og boligernes placeringer, der vil derfor være forskel på hvad der vil give mening at gøre afhængig af om der tale om et større villakvarter hvor boligerne ligger forholdsvis tæt på hinanden eller om der er tale om et område med mere spredte enkeltstående boliger/gårde. Det er også vigtigt at bemærke at "25 A til alle almindelige husholdninger" ikke er udtryk for en færdig og konkret plan, men et princip der vil danne grundlag for den konkrete projektering, endelig valg af løsning vil bero på en vurdering af bl.a. økonomi og risici i hvert enkelt projekt."

| | | | |
|-------------------|---|---|--|
| 8 Privatperson 2 | Tallene på opvarmingskilder fra Danmarks Statistik taler også sit tydelige sprog. Antallet af biobrændselsanlæg falder meget svagt og intet tyder på at folk ønsker at gå bort fra denne opvarmingskilde. Der, hvor der ligger potentiale er i antallet af de resterende oliefyr på øen, hvoraf der kun er ganske få tilbage. Bornholmerne har ikke råd til at købe varmepumper i samme antal som resten af Danmark | En langsommere udvikling i elforbruget, f.eks. forårsaget af elbiler og varmepumper, end anslået i de modeller vi anvender, vil i praksis betyde at nettet udbygges langsommere end angivet i Netudviklingsplanen. Det er vigtigt at huske at Netudviklingsplanen ikke er et udtryk for vedtagne projekter, men et bud på hvilken udvikling der vil være behov for i distributionensnettet, med fokus på 60 kV nettet, i fremtiden. | I Indledningen tilføjes: "Netudviklingsplanen er ikke et udtryk for besluttede investeringer, men en indikation på hvad der forventes af forstærkninger i distributionsnettet i fremtiden, dvs. der foretages ikke investeringer i distributionsnettet på baggrund af projekter nævnt i netudviklingsplanen. Det er vigtigt at bemærke at udbygningen alene vil ske i takt med at vi som netselskab kan se et stigende forbrug, eller lokal produktion. I forbindelse med reinvesteringer eller konkret udbygninger vil der blive set på konsekvenserne af en øget elektrificering, så de nye anlæg kan understøtte dette på en økonomisk forsvarlig måde." |
| 9 Privatperson 2 | Jeg vil med ovenstående argumenter gerne mane til ro i forhold til investerings-iveren på Bornholm, således at der ikke overinvesteres for bornholmernes penge. Der er intet, der taler for at vi i den umiddelbare fremtid kommer til at se et scenarie hvor hver enkelt husstand kommer til at trække 25A på samme tid. | Som udgangspunkt er vi som netselskab forpligtet til at levere den rettighed kunden har fået i forbindelse med tilslutning, det er typisk 25 A for et parcelhus. Hvis vi ønsker at begrænse kunden kan det kun ske hvis kunden ønsker det og det skal i så fald ske markedsbaseret og vil dermed være forbundet med en omkostning. | I sidste afsnit i afsnit 11 ændres til: "På denne baggrund er det TREFOR EI-net Østs holdning at lavspændingsnettet som udgangspunkt planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger. Udbygningen vil altid bero på en konkret vurdering af det pågældende område, både i forhold til områdets aktuelle kunder men også hvilke muligheder der vil være for at understøtte et fremtidigt behov for højere forbrug. Hvad der skal til for at understøtte 25 A vil afhænge meget af det pågældende område og boligernes placeringer, der vil derfor være forskel på hvad der vil give mening at gøre afhængig af om der tale om et større villakvarter hvor boligerne ligger forholdsvis tæt på hinanden eller om der er tale om et område med mere spredte enkeltstående boliger/gårde. Det er også vigtigt at bemærke at "25 A til alle almindelige husholdninger" ikke er udtryk for en færdig og konkret plan, men et princip der vil danne grundlag for den konkrete projektering, endelig valg af løsning vil bero på en vurdering af bl.a. økonomi og risici i hvert enkelt projekt." I forbindelse med udarbejdelse af langtidsbudget 2024 er det vurderede investeringsbehov i mellem og lavspændingsnettet blevet revurderet, derfor er disse dele af tabel 8 blevet opdateret. |
| 10 Privatperson 2 | Har TREFOR et estimat på om egenproducenter og store VE-producenter i væsentlig grad er med til at øge nettabet på øen? Når man dykker ned i tallene fra Energinets datahub kan man konstatere en kraftig forøgelse af nettabet når der kommer meget VE energi ind i nettet. Står indfødningsstariffen mål med | Tarifstruktur og prisfastsættelse er ikke en del af Netudviklingsplanen og behandles ikke yderligere her. Kommentaren er videregivet til ledelsen. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |

| | | | | |
|----|---|---|--|---|
| | udgiften til håndtering af denne produktion i elnettet? | | | |
| 11 | Privatperson 2 | Endvidere vil jeg spørge ind til muligheden for at skabe en mere fair fordeling af tariffene ml. hhv. sommer og vinter, således at de mange turister på øen om sommeren med deres forbrug er med til at betale til driften og videreudviklingen af elnettet? Turisterne forventer et godt fungerende elnet når de kommer i de relativt få uger om året som bornholmerne skal betale for udbygningen af gennem ekstra høje vintertariffer. Hvis tariffen var ens hele året ville det være afhjulpet. | Tarifstruktur og prisfastsættelse er ikke en del af Netudviklingsplanen og behandles ikke yderligere her. Kommentaren er videregivet til ledelsen. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 12 | Forsvarsministeriets Ejendomsstyrelse | Ejendomsstyrelsen har udvidelsesplaner for Almegårds kaserne. TREFOR El-net Øst bemærkning: De konkrete tal er udeladt her, da det er kundedata som vi ikke kan dele offentligt | Den forventede forbrugsstigning er i tråd med det der er antaget i analyserne til Netudviklingsplanen | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 13 | Rønne Havn | Vi deler hermed nogle af resultaterne fra en analyse, som vi har gennemført, af fremtidens strømbehov i Rønne Havn. TREFOR El-net Øst bemærkning: De konkrete tal er udeladt her, da det er kundedata som vi ikke kan dele offentligt | Den forventede forbrugsstigning er i tråd med det der er antaget i analyserne til Netudviklingsplanen. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |

| | | | |
|-------------------------------|---|--|---|
| 14 Rønne Havn | Hvad er alternativerne til at styrke transmissionsnettet?. F.eks. lokalt energilager | Denne type marked for netselskaberne er ikke udviklet endnu og vi har derfor ikke umiddelbart mulighed for at indregne det vores analyser på nuværende tidspunkt. TREFOR EI-net Øst deltager aktivt i branchens arbejde omkring fleksibilitet i distributionsnettet, og vil selvfølgelig udnytte de muligheder for fleksibilitet der kommer i fremtiden der hvor det giver værdi. | Der tilføjes en præcisering i afsnit 12: "Såfremt der kommer relevante markeder for fleksibilitet i 10 kV og 60 kV nettet, vil disse blive taget i anvendelse der hvor det giver værdi." |
| 15 Rønne Havn | Skal gennemgå heatmap i Figur 6 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2034, strækningen fra Rønne havn til Rønne nord kan falde i rød zone | De høje belastninger omkring Rønne i 2034, skyldes primært at der er tilføjet ekstra produktionskapacitet på Rønneværket for at kunne dække forbruget i situationer hvor søkablet til Sverige er udkoblet, som beskrevet i afsnit 8. Med de forstærkninger der er forslået i afsnit 9, vil disse overbelastninger være løst. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 16 Energifællesskaber Danmark | Energifællesskabers potentiale i forhold til at nedregulere forbruget er ikke umiddelbart med i planlægningsgrundlaget for netudviklingsplanerne. Lokale energifællesskaber skal indtænkes og indregnes i planlægningsgrundlaget og eventuelt inddrages i udarbejdelsen af planerne. Planlægningsgrundlaget er generelt ikke gennemsigtigt og gør det ikke muligt for lokale energifællesskaber at yde bidrag ift. lokal balancering af forbrug og produktion og dermed aflaste elnettet. | Det er ikke vores opfattelse at der er set bort fra energifællesskaber i netudviklingsplanen. Ved vurdering af fleksibilitetspotentialer er der udelukkende set på, under hvilke 60 kV stationer fleksibilitet kan være et alternativ til kapacitetsudvidelse samt hvor meget effekt og/eller energi der i så fald skal være tilgængelig via fleksibilitet for at det kan erstatte en kapacitetsudvidelse. Der er ikke taget stilling til hvorvidt denne mængde fleksibilitet kan leveres af de relevante aktører eller hvilke aktører der kan tilbyde fleksibilitet. Vurderingen er altså teknologineutral og aktørneutral, og hvis/når energifællesskaber kan være med til at levere den nødvendige fleksibilitet, vil de kunne tilbyde deres fleksibilitet til netselskabet på lige fod med alle andre aktører. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |

| | | | |
|--------------------------------------|--|--|--|
| <p>17 Energifællesskaber Danmark</p> | <p>Omkostningsægte og operationel tarifmodel for energifællesskaber Den lokale balancering er ikke betinget af, at der først etableres en lokal kollektiv afregningsmodel, men en sådan vil afspejle og dermed dokumentere den netgevinst, der kan opnås via energifællesskaber. Investeringer i anlæg, systemer, software og ikke mindst tid i de lokale fællesskaber skal selvfølgelig godtgøres i det omfang de kommer til udtryk som netbesparelser. Energifællesskaber skal på lige fod med andre kunder sikres en fair, gennemsigtig og omkostningsægte kompensation for deres arbejde og investeringer i et givent lokalområde. Energifællesskaber skal som nævnt at bidrage til at balancere forbrug og produktion lokalt for at nedregulere forbruget og mindske max belastningen på 10 kV nettet og derved mindske omkostninger til reinvesterings og forstærkninger. Det er i den forbindelse hæmmende, at Radius' oplæg til lokal kollektiv afregning, der også er nævnt i Radius' netudviklingsplan på s. 49, kun finder anvendelse på 0,4 kV udføringer og er afgrænset til lavspændingssiden på en 0,4/10 kV netstation. Vi imødeser en model fra netselskaberne, der muliggør at tarifmodellen kan benyttes på 10 kV nettet på tværs af flere netstationer og kundetyper af energifællesskaber og andre lokale sammenslutninger af netbrugere. Med en sådan model sikres samarbejdet om nedregulering af</p> | <p>Tarifmodel er ikke en del af Netudviklingsplanen, hvorfor spørgsmålet ikke behandles yderligere her. Kommentarerne er dog videregivet til ledelsen og TREFOR EI-net følger med i de erfaringer andre netselskaber får på området.</p> | <p>Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.</p> |
|--------------------------------------|--|--|--|

forbrug og mindskning af max belastning mellem netselskaber og energifællesskaber, og energifællesskaberne sikres kompensation for investeringer i balancering af det lokale net og i fremmelse af optimal adfærd lokalt blandt dets medlemmer.

I en fremtidig dialog og på baggrund af en hensigtsmæssig tarifmodel vil energifællesskaber og netselskaber kunne indgå aftaler om tiltag, der er i netselskabernes – og dermed netselskabernes kunders – interesse ifht. at mindske investeringsbehovet i reinvesteringer og forstærkninger i energifællesskabernes virkeområde.

Energifællesskab Danmark indgår ligeledes gerne i dialog med netselskaberne om muligheder og format på en sådan model. Se også gerne Energifællesskaber Danmarks opfølgning på Radius' aktørinddragelse samt brancheorganisationens forslag til en sådan tarifmodel HER.

| | | | |
|----------------------------------|--|--|---|
| 18 Bornholms Energi og Forsyning | Da leveringsbetingelserne for den kommende aftale om reserveforsyningen pt. ikke kendes, kan det dog ikke udelukkes, at behovet for de to projekter ID 2031_1 samt 2032_1 opstår tidligere end i 2034, som det pt. fremgår af Netudviklingsplanen. BEOF opfordrer derfor til, at TREFOR Elnet Øst og Energinet sikrer sammenhængende rammer for reserveydelsen frem til, at den nuværende reserveforsyning eventuelt kan erstattes af kabler fra Energiø Bornholm. | Netudbygninger vil blive foretaget i takt med behovet. Skulle der blive behov for ekstra kapacitet i forbindelse med en evt. opgradering af Rønneværket vil det ske i forbindelse med en tilslutningssag. TREFOR Elnet Øst er i løbende dialog med Energinet omkring forsyningen af Bornholm. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 19 Bornholms Energi og Forsyning | På s. 12 frem går det omkring decentrale værker, at "Der forventes ikke tilgang af decentrale værker i TREFOR Elnet Østs forsyningsområde, men det forventes heller ikke at kapaciteten på Rønneværket ændres, da Energinets behov for reserveydelser ikke forventes at falde i perioden for Netudviklingsplanen". Det er uklart, hvordan bemærkningen om kapaciteten på Rønneværket skal forstås set i sammenhængen med bemærkningerne ovenfor. | Det er ikke TREFOR Elnet Østs forventning af der vil blive etableret nye decentrale værker på Bornholm, dette dækker over mindre kraftvarmeværker. Den ekstra kapacitet der er indregnet på Rønneværket er alene tilføjet i vores modeller for at kunne dække forbruget i en ø-drifts-situation (når søkablet til Sverige er ude af drift) i fremtiden. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |
| 20 Bornholms Energi og Forsyning | Endelig skal det principielt bemærkes, at Rønneværket ikke er et decentralt kraftvarmeværk, men et centralt kraftvarmeværk. | Dette er en forkert beskrivelse i Netudviklingsplan 2025 | Der forventes ikke tilgang af decentrale værker i TREFOR Elnet Østs forsyningsområde., men det forventes heller ikke at kapaciteten på Rønneværket ændres, da Energinets behov for reserveydelser ikke forventes at falde i perioden for Netudviklingsplanen |
| 21 Bornholms Energi og Forsyning | Det er i den forbindelse heller ikke klart for BEOF, hvad der menes med en "fiktiv" forøgelse af produktionskapaciteten, som det nævnes på s. 18. BEOF har et ønske om, at netudviklingsplanerne understøtter en effektiv tilslutning af ny produktion. Det kunne eksempelvis dreje sig om de 50 | Den "fiktive" forøgelse af produktionen på Rønneværket er alene et udtryk for at den nuværende kapacitet ikke vil kunne dække det forventede forbrug i slutningen af den periode der dækkes af Netudviklingsplan 2025. Da der endnu ikke er udbudt reserveforsyning for Bornholm fra 2027, vides det ikke hvordan Energinet vil håndtere ø-drift til den tid. Solcelleparker er indregnet i økonomien, men da de store projekter oftest vil udløse netforstærkninger på 60 kV er de ikke placeret i netstrukturen. | Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input. |

MW sol der er nævnt i BRKs energistrategi.

22 Bornholms Energi og Forsyning

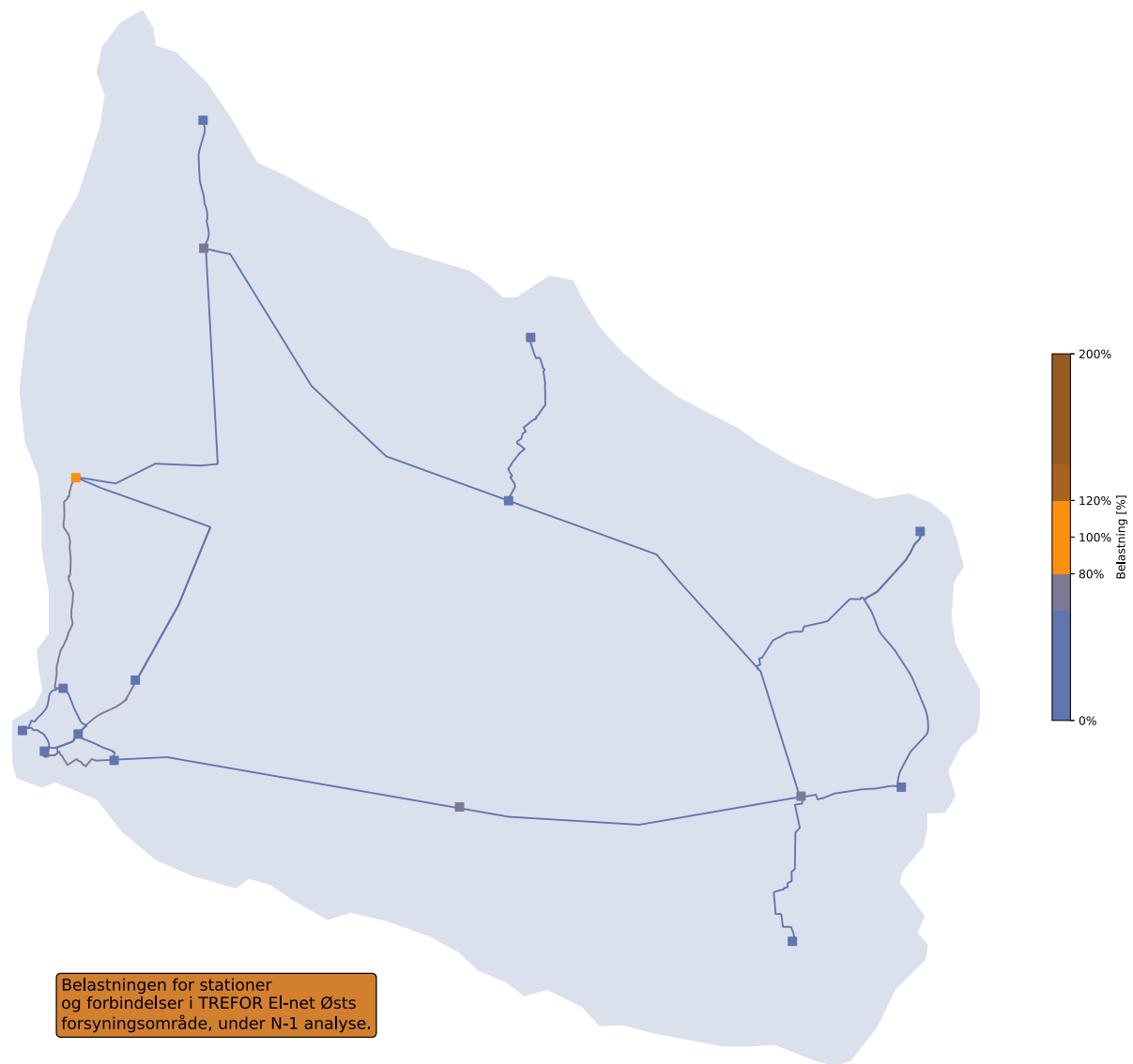
BEOF er aktiv på markedet for fleksibilitet med en række forskellige typer aktiver på Bornholm med henblik på at bidrage til at stabilisere elnettet ved ubalancer mellem produktion og forbrug. BEOF opfordrer TREFOR EI-net Øst til at læne sig yderligere ind i etableringen af markedsmekanismer for fleksibilitet, jf. side 8 og 28 i netudviklingsplanen. I netudviklingsplanen fremhæves primært tidsdifferentierede tariffer og afbrydelighedsaftaler, men det kan være relevant at fremme og prioritere tiltag, hvor eksterne markedsdeltagere via fleksibilitetsydelser kan gå ind og erstatte investeringer i nettet.

TREFOR EI-net Øst deltager allerede aktivt i branchens arbejde omkring fleksibilitet i distributionsnettet, og vil selvfølgelig udnytte de muligheder for fleksibilitet der kommer i fremtiden der hvor det giver værdi.

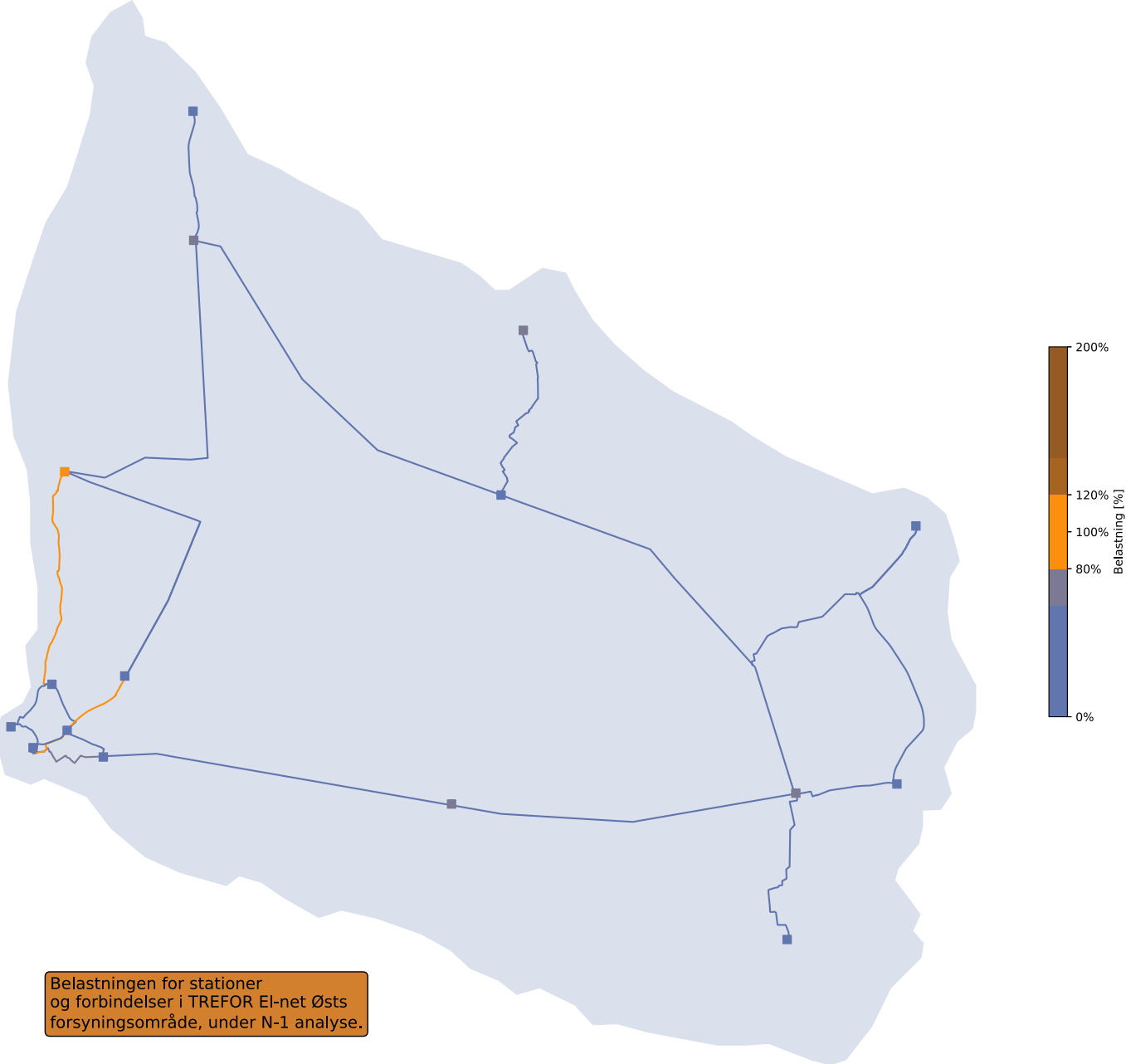
Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.

| | | | |
|--|--|---|--|
| <p>23 Bornholms Energi og Forsyning</p> | <p>I nuværende udkast til netudviklingsplanen indgår batterier tilsluttet distributionsnettet ikke i de dimensionerende balancer. TREFOR El-net Øst skriver, at batterier tilsluttes med begrænset netadgang, hvorfor nettet ikke skal forstærkes yderligere. Samtidig forventes indføddningen fra batterierne at ske ved perioder med høje priser (ved højt forbrug) og/eller lav produktion fra VE-anlæg.</p> <p>Der er behov for yderligere afklaring af batteriers betydning for elnettet, herunder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Batteriernes potentiale for at skabe øget fleksibilitet i elnettet • Den forventede kapacitetsudvikling for batterier og potentialet for at reducere forstærkninger i nettet ved yderligere produktion (VE-anlæg) på Bornholm <p>Vi deler grundlæggende opfattelsen af, at batterier er et gavnligt element i nettet, som bidrager til robustheden af dette og ikke nødvendiggør forstærkninger. Vi opfordrer derfor også TREFOR El-net Øst til at bidrage til arbejdet med at sikre en hensigtsmæssig tilslutning og tarifiering af denne type af anlæg, som reflekterer batteriernes positive egenskaber for nettet.</p> | <p>TREFOR El-net Øst deltager allerede aktivt i branchens arbejde omkring tilslutning af bl.a. batterier samt i brugen af fleksibilitet i distributionsnettet, og vil selvfølgelig udnytte de muligheder for fleksibilitet der kommer i fremtiden der hvor det giver værdi.</p> | <p>Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.</p> |
|--|--|---|--|

TREFOR EI-net Øst heatmap 2025

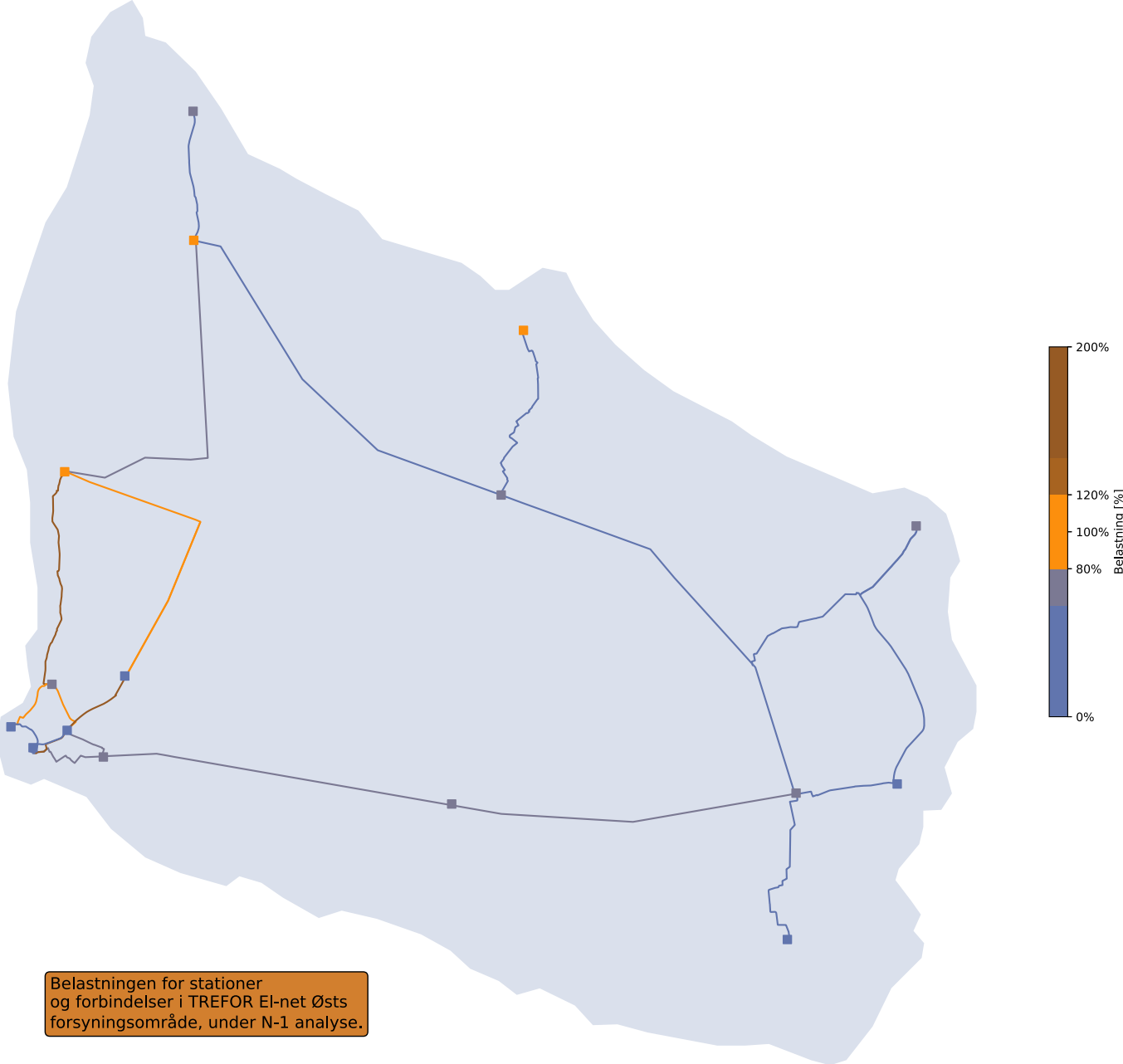


TREFOR EI-net Øst heatmap 2026

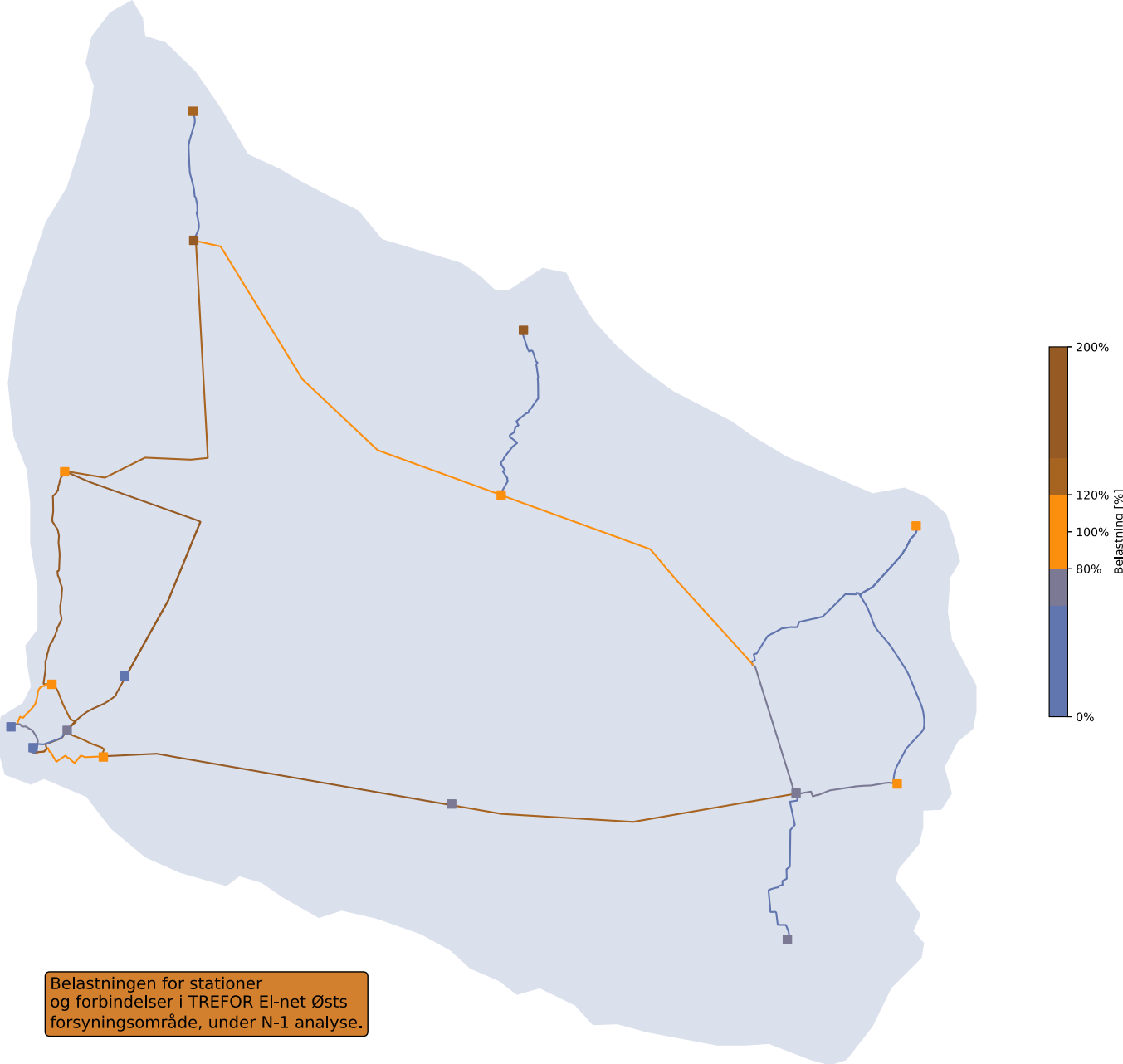


Belastningen for stationer og forbindelser i TREFOR EI-net Østs forsyningsområde, under N-1 analyse.

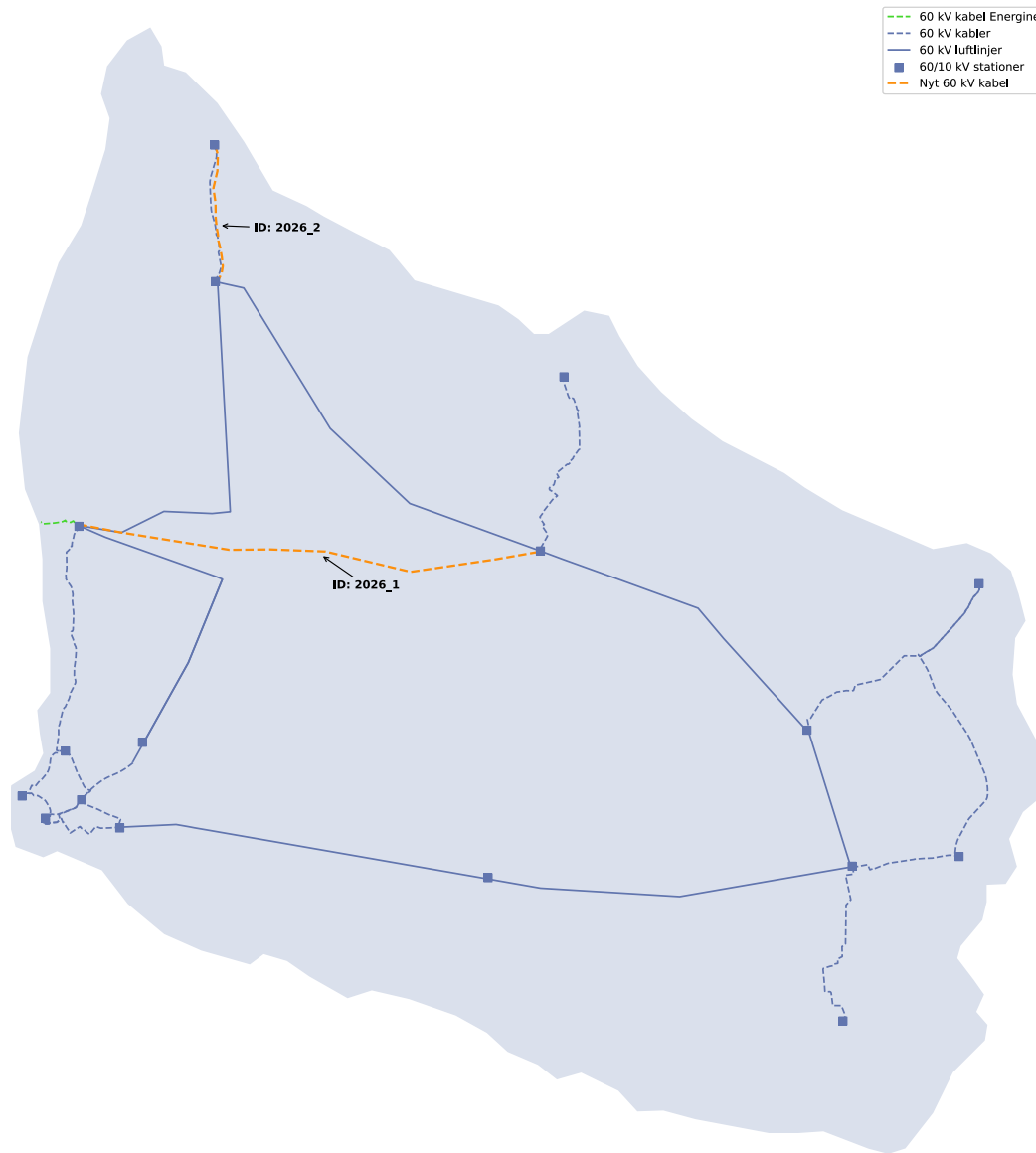
TREFOR EI-net Øst heatmap 2029



TREFOR EI-net Øst heatmap 2034

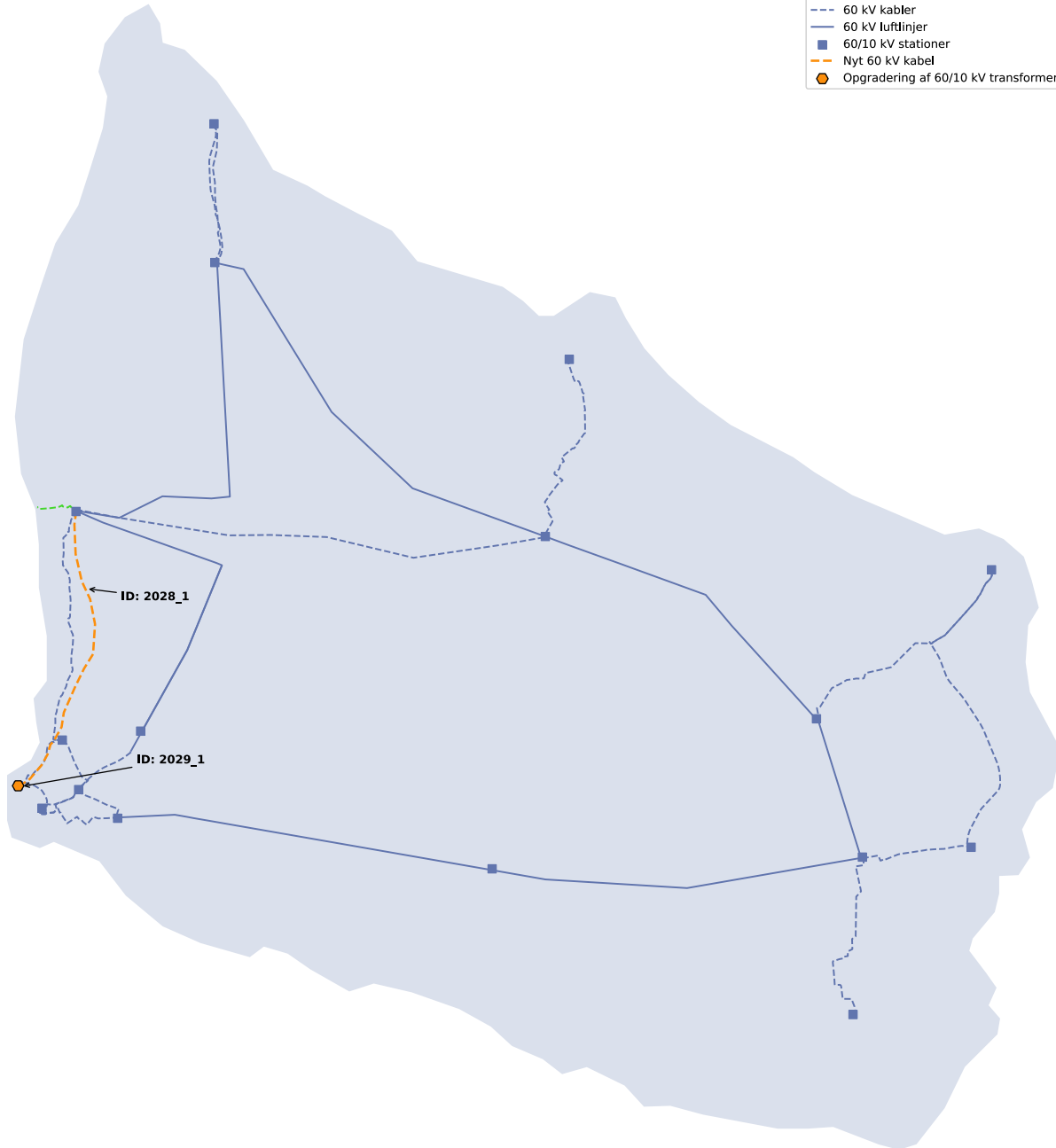


TREFOR EI-net Øst 2026



TREFOR EI-net Øst 2029

- 60 kV kabel Energinet
- 60 kV kabler
- 60 kV luftlinjer
- 60/10 kV stationer
- Nyt 60 kV kabel
- Opgradering af 60/10 kV transformere



TREFOR EI-net Øst 2034

- 60 kV kabel Energinet
- 60 kV kabler
- 60 kV luftlinjer
- 60/10 kV stationer
- Nyt 60 kV kabel
- Opgradering af 60/10 kV transformer

