

Høring

Høring af netudviklingsplan 2025 for TREFOR Elnet Øst A/S

Hermed sendes netudviklingsplan 2023 for TREFOR Elnet Øst A/S i offentlig høring. Netudviklingsplanen er i høring i fire uger med høringsfrist **onsdag d. 1. maj 2024**.

TREFOR Elnet Øst A/S er i henhold til bekendtgørelse af lov om elforsyning 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 kapital 2 i Bekendtgørelse om varetægelse af netvirksomhedsaktiviteter nr. 1655 af 04/12/2023 (Netvirksomhedsbekendtgørelsen).

Evt. høringskommentarer vedr. netudviklingsplan 2023 skal fremsendes til metj@trefor.dk.

Evt. spørgsmål til netudviklingsplanen kan rettes til Mette Kiel Jørgensen, tlf. 23 33 88 36, metj@trefor.dk.

Med venlig hilsen

Mette Kiel Jørgensen
Senior specialist



TREFOR El-net Øst A/S
Industrivej 1
3700 Rønne
Danmark
CVR: 32268498
Mobil: 23338836
Web: www.trefor.dk/elnet

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 flexibilitetsmarked 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 flexibilitetspotentiale	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 indfødnig 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.

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 netterne 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	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.
Netvirksomhed	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.
Energinet	Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed – det vil sige den virksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.
Aggregator og aggregering	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.
Analyseforudsætninger	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 analyseforudsætningers betydning for netudviklingsplaner se afsnit 5.
MWh (megawatt-time)	Enhed for elforbrug/energi. 1 MWh svarer til 1000 kWh Vi bruger cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person i Danmark
Netområdeforbrug (energi)	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.
Nettab	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.
Tilsluttet produktionskapacitet	Størrelsen på effekten fra elproducerende anlæg tilsluttet distributionsnet, herunder decentrale kraftvarmeverker, solceller (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller).
Tilsluttet energilagerkapacitet	Størrelsen på effekten fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet. Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.

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, fleksibilitetsydelse 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: fleksibilitetsydelse 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 samhørighed 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 gennemsigthed 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 indfødnings 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	Estimeret 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, men det forventes heller ikke at kapaciteten på Rønneværket ændres, da Energinets behov for reservedydelser ikke forventes at falde i perioden for Netudviklingsplanen
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 forholdsvis 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"

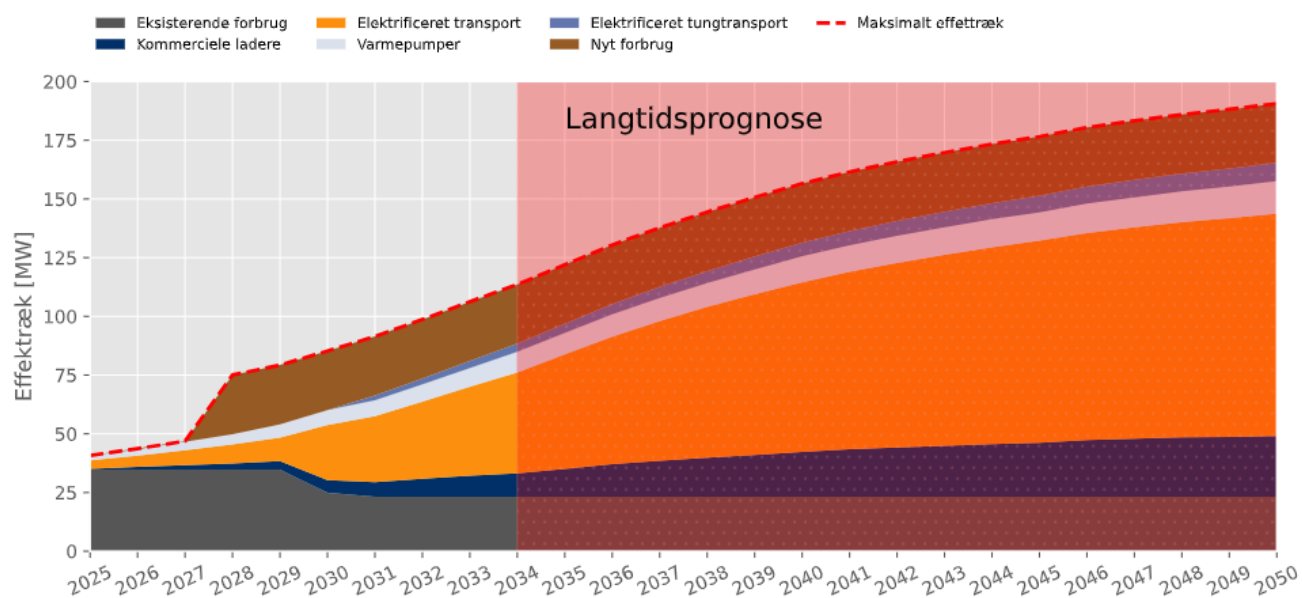
Tabel 3

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

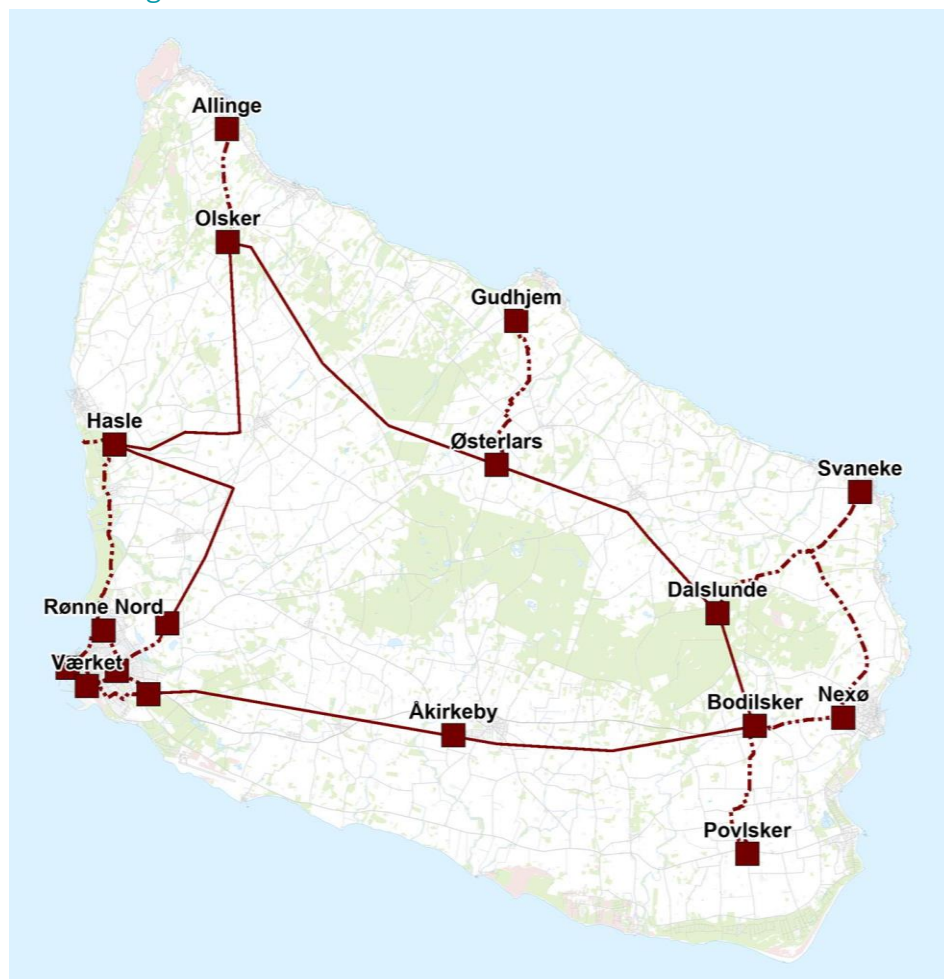
hvert år. Omkring 2030 ses en tydelig ændring i hvordan de forskellige forbrugstyper vægter i det maksimale forbrug. Her bliver effektrækket til elektrificering af transport så stort at det ikke længere er den traditionelle kogespids der definerer maksimalforbruget men i stedet en ladespids om natten.

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 transformerstationer.

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		29.013	stk.
Kabelskabe		11.879	stk.
Transformere	30-60/20-10 kV	22	stk.
	10-20/0,4 kV	925	stk.
	I alt	947	stk.
Kabler og luftledninger	30-60 kV luftledning	61	km
	30-60kV kabel	31	km
	10-20 kV luftledning	-	km
	10-20 kV kabel	953	km
	0,4 kV luftledning	12	km
	0,4 kV kabel	1.319	km
	I alt	2.377	km
Tilslutninger (kundetyper)	Kundetype C	28.400	kunder
	Kundetype B lav	522	kunder
	Kundetype B høj	31	kunder
	Kundetype A lav	3	kunder
	Kundetype A høj	1	kunder
	Kundetype A 0	0	kunder
	I alt	28.957	kunder

Tabel 6

<i>Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet</i>			
Netområdeforbrug		227.776	<i>MWh</i>
Nettab		13.977	<i>MWh</i>
		6,14	%
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 (inklusive) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2026), mellemlangt sigt (frem mod år 2029) og langt sigt (frem mod år 2034 inklusive).

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.

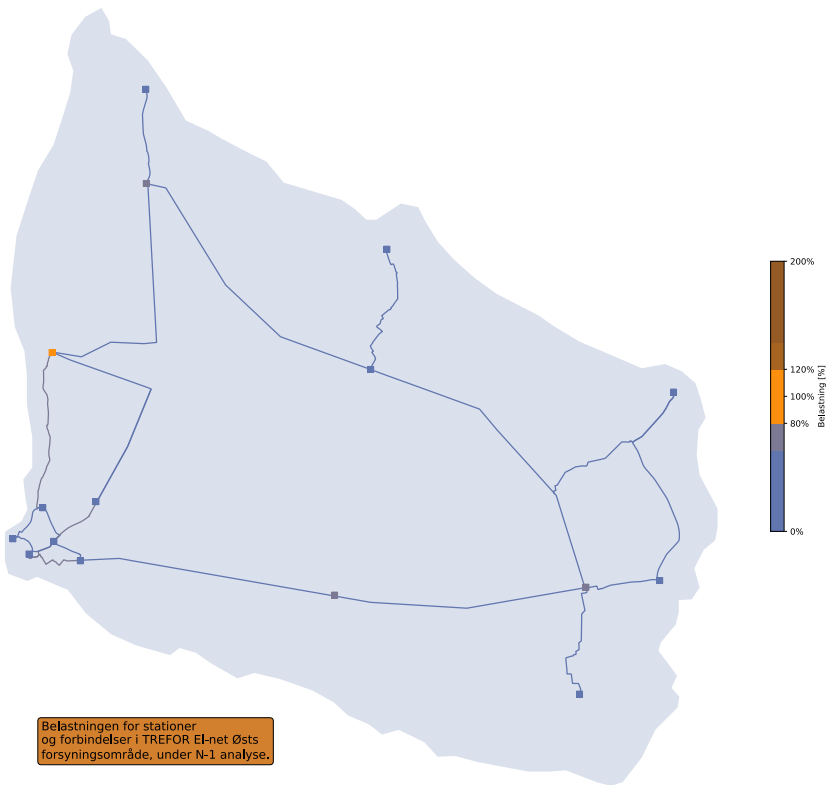
Generelt er 60 kV nettet på Bornholm robust overfor den stigende elektrificering og der ses ikke nogen egentlige overbelastninger i nedslagsåret 2026. Til gengæld er udvekslingskapaciteten mellem distributionsnettet og transmissionsnettet udfordret.

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.

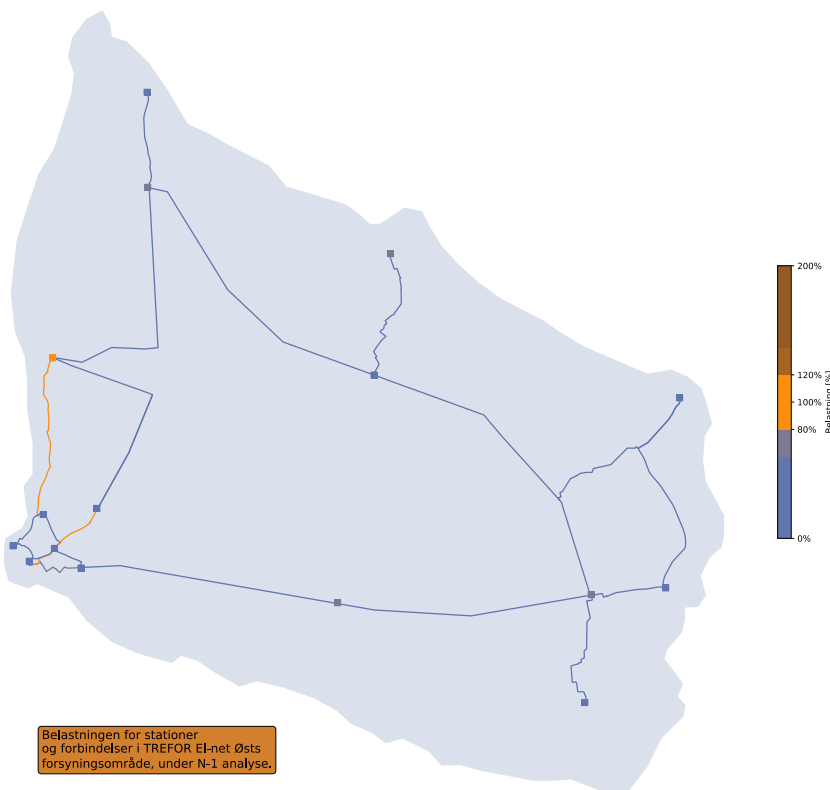
På nedenstående figurer illustreres belastningsgraden af 60 kV nettet inkl. 60/10 kV transformerei værste N-1-situation i årene 2025, 2026, 2029 og 2034. Samme illustrationer fremgår af Bilag 1 – Heatmaps.

TREFOR EI-net Øst heatmap 2025



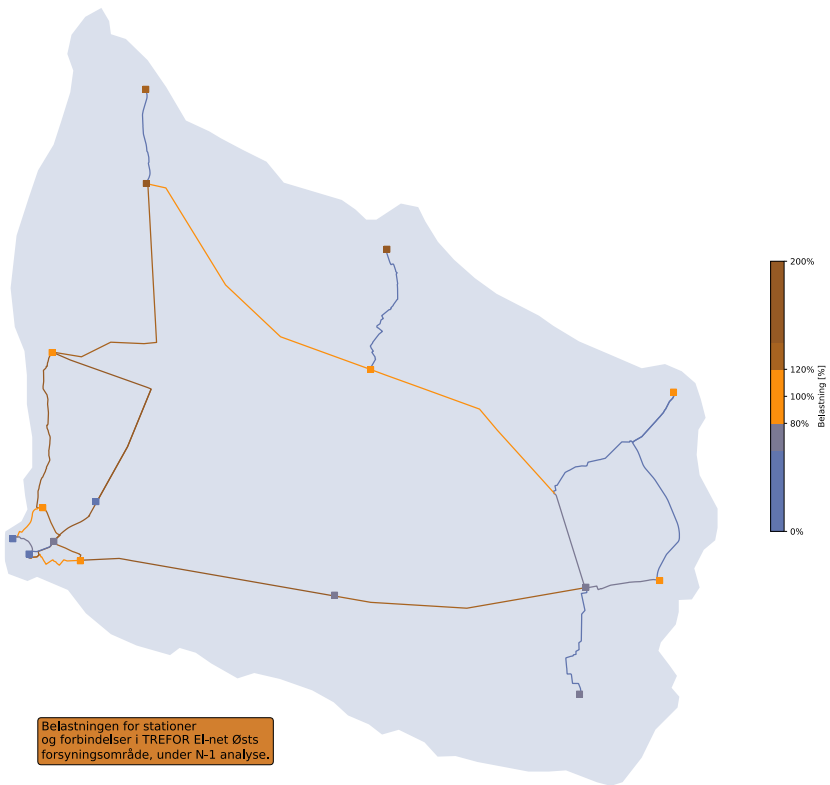
Figur 3 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2025

TREFOR EI-net Øst heatmap 2026



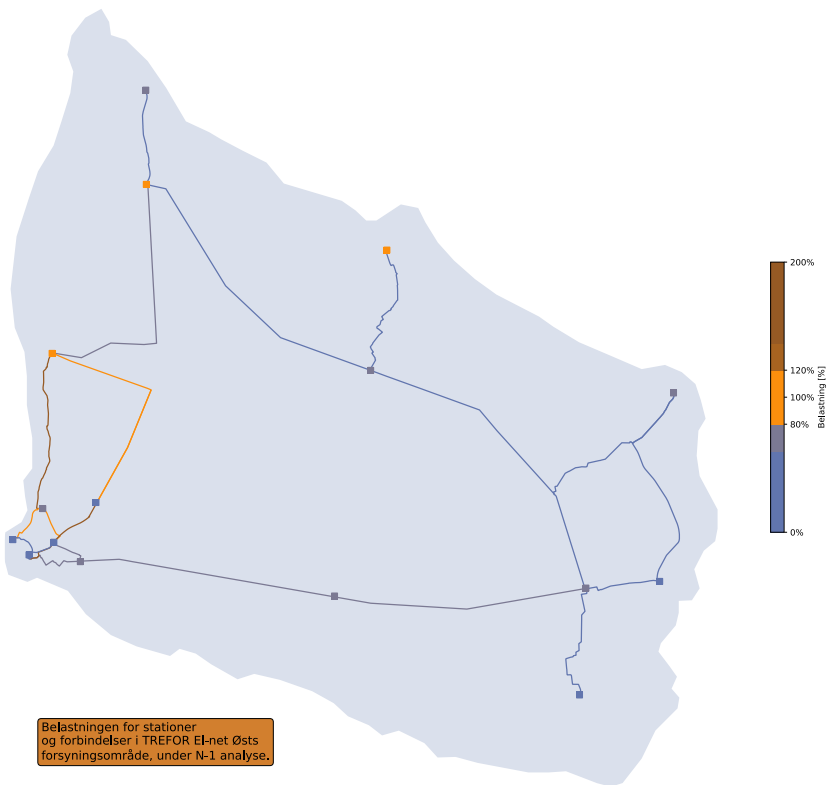
Figur 4 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2026

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.

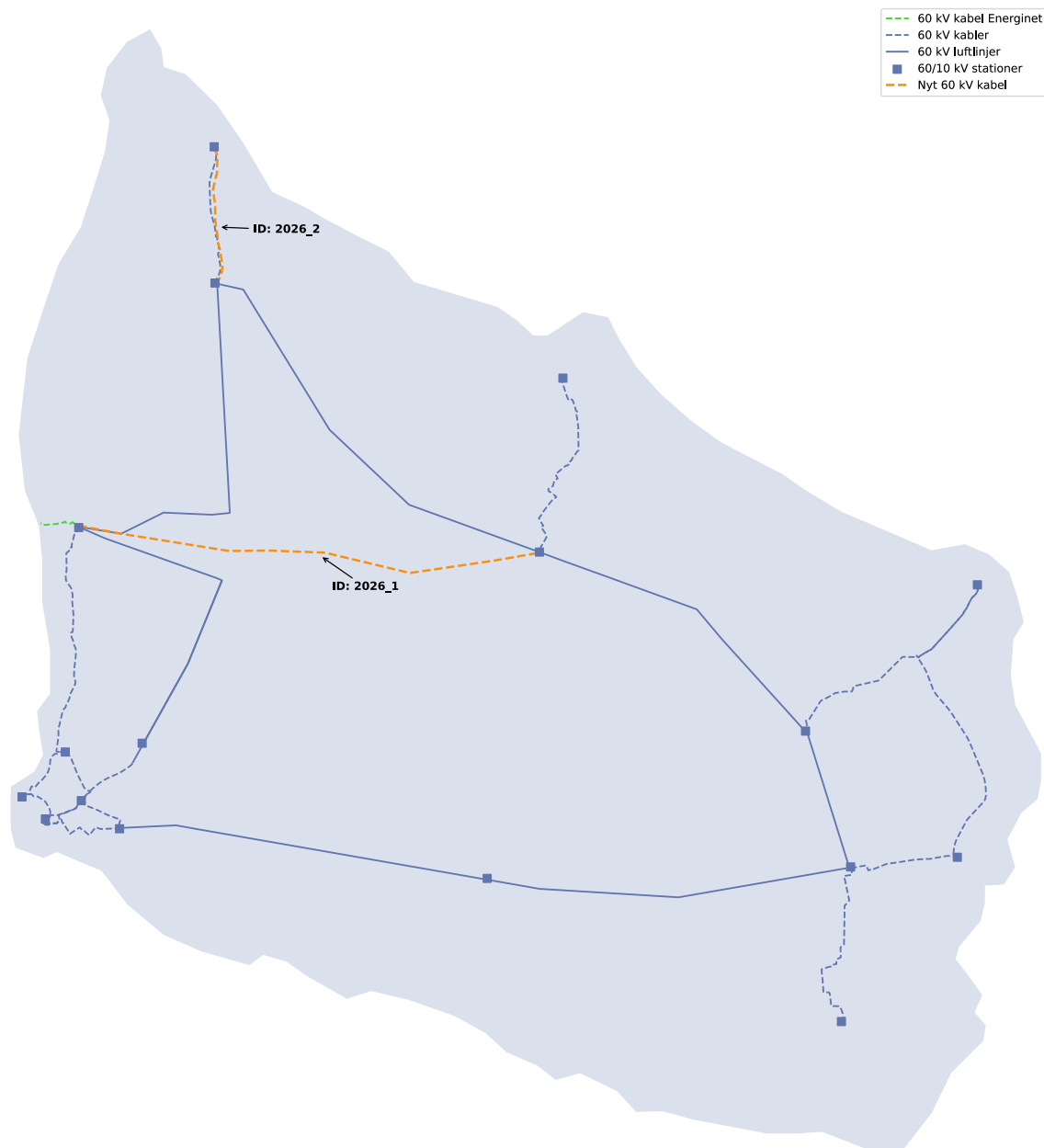
60 kV stationer bruges til enten at forsyne et større geografiske område og/eller enkelte større kunder. Så for at lave en behovsvurdering for 60 kV er det ikke så afgørende hvor kundens præcise placering er – så længe de ligger indenfor et vist område omkring en 60 kV station vil de påvirke 60 kV nettet 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

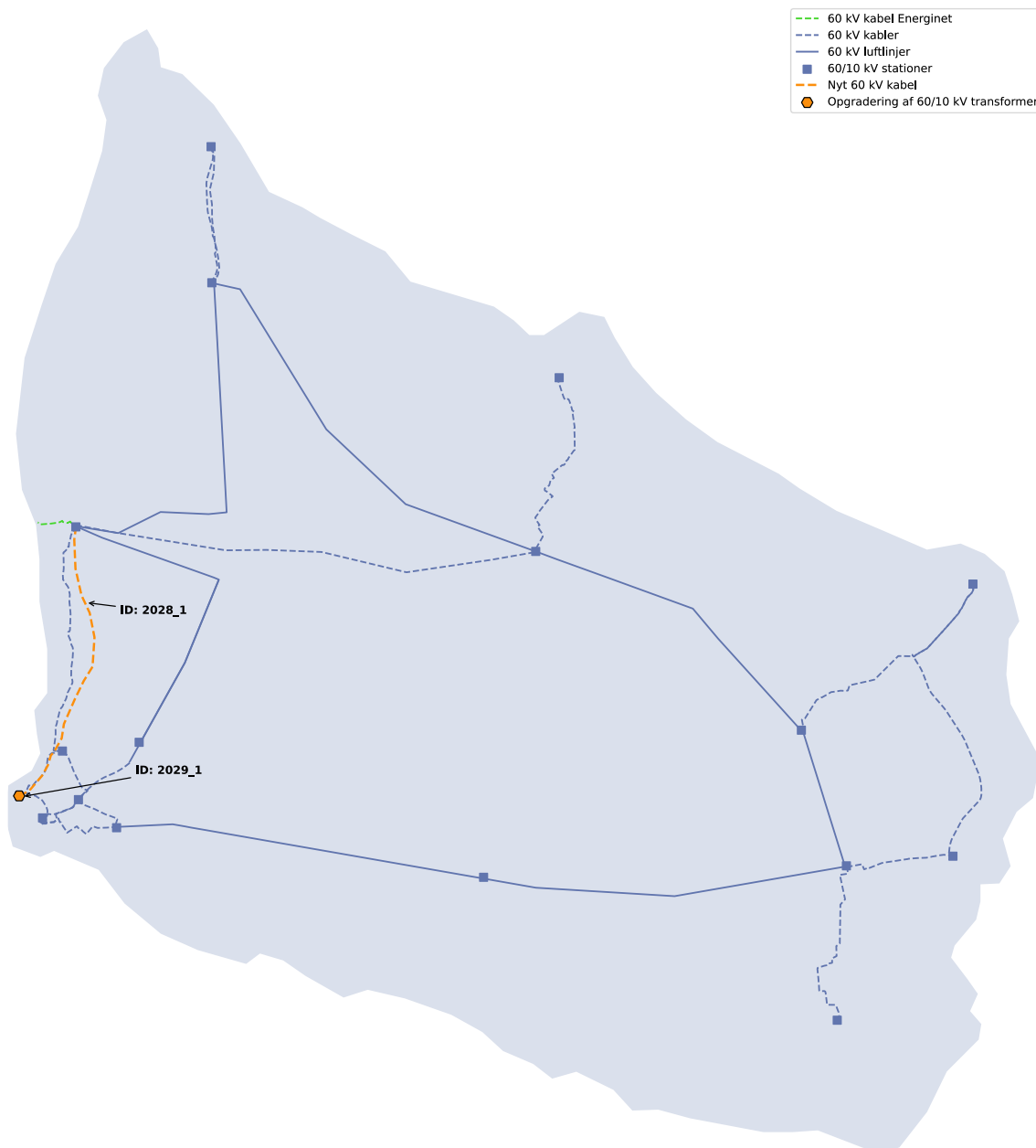


Figur 7 - geografisk oversigt over projekter i 2026

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.

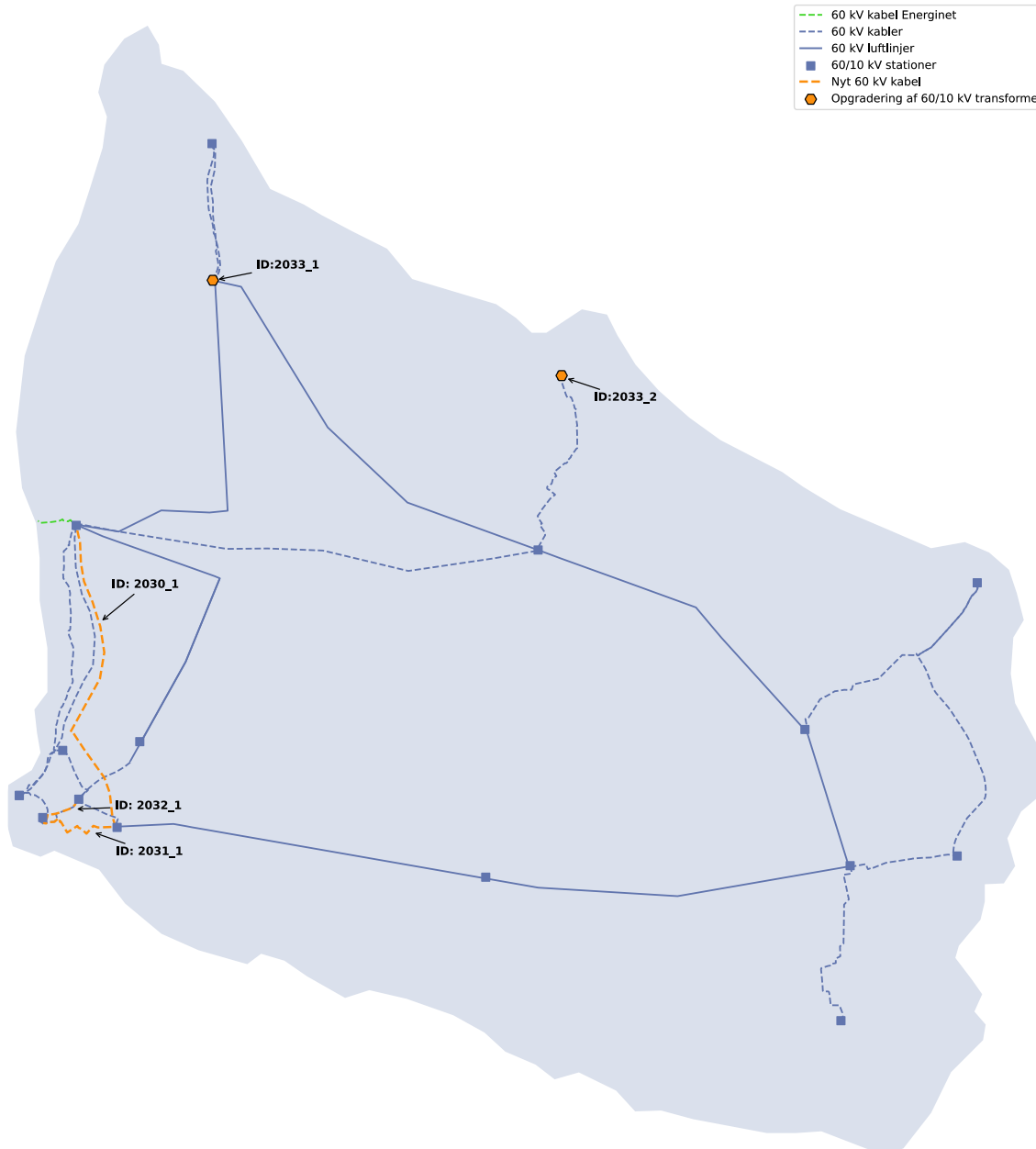
TREFOR EI-net Øst 2029



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)	172	mio.kr.	284	mio.kr.	414	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net)	54	mio.kr.	84	mio.kr.	118	mio.kr.

Investeringsbehovet i mellem- og lavspændingsnettene er taget fra langtidsbudgettet 2023 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 planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger.

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.

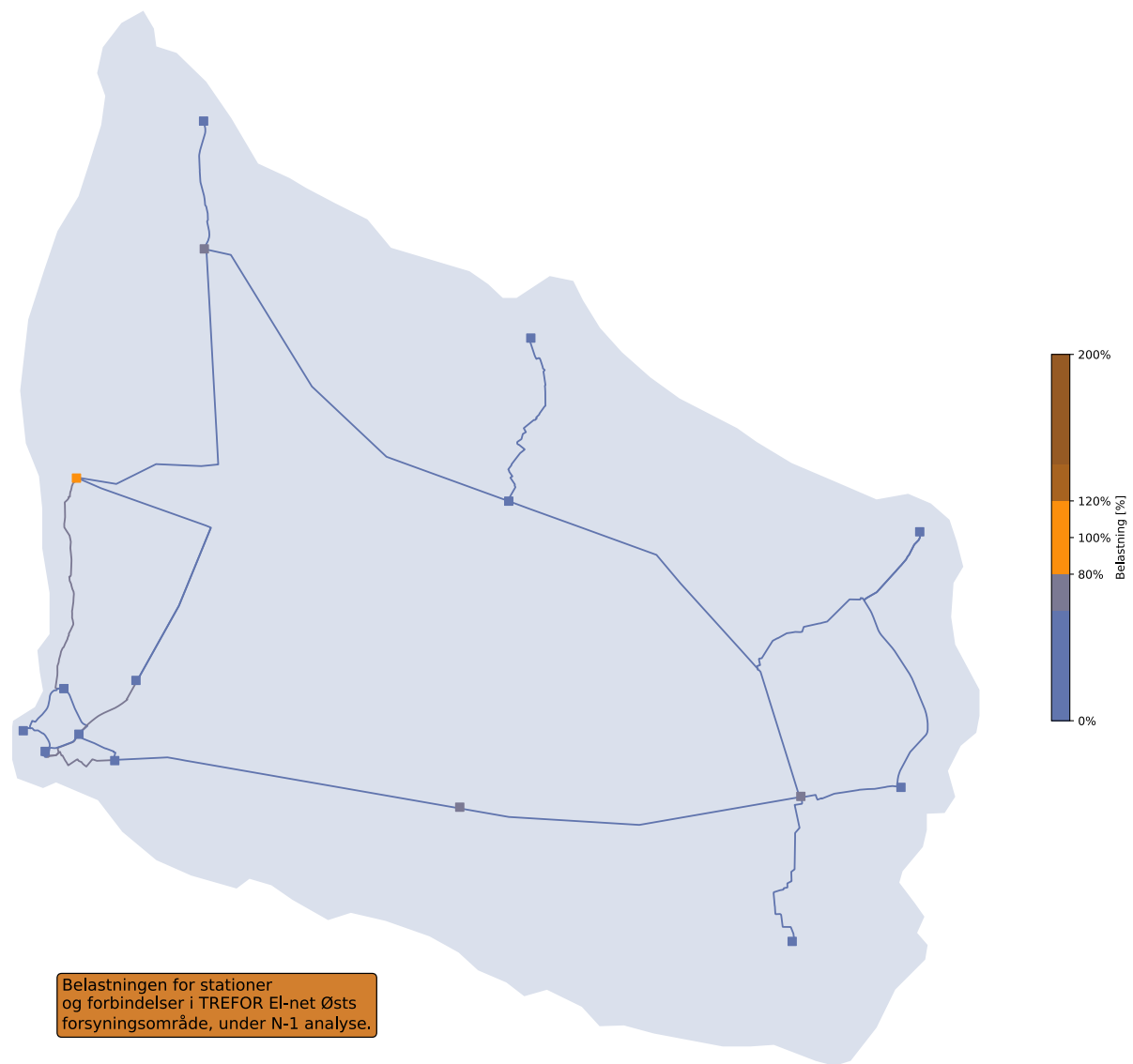
Tabel 9

Tidsperiode	1-2 år (2025-2026)		3-5 år (2027-2029)		6-10 år (2030-2034)	
Samlet						
Fleksibilitetspotentialer	0	MWh	0	MWh	1780	MWh
	0	MW	0	MW	3	MW
<i>Fleksibilitetspotentialer (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>Fleksibilitetspotentialer (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>Fleksibilitetspotentialer (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>

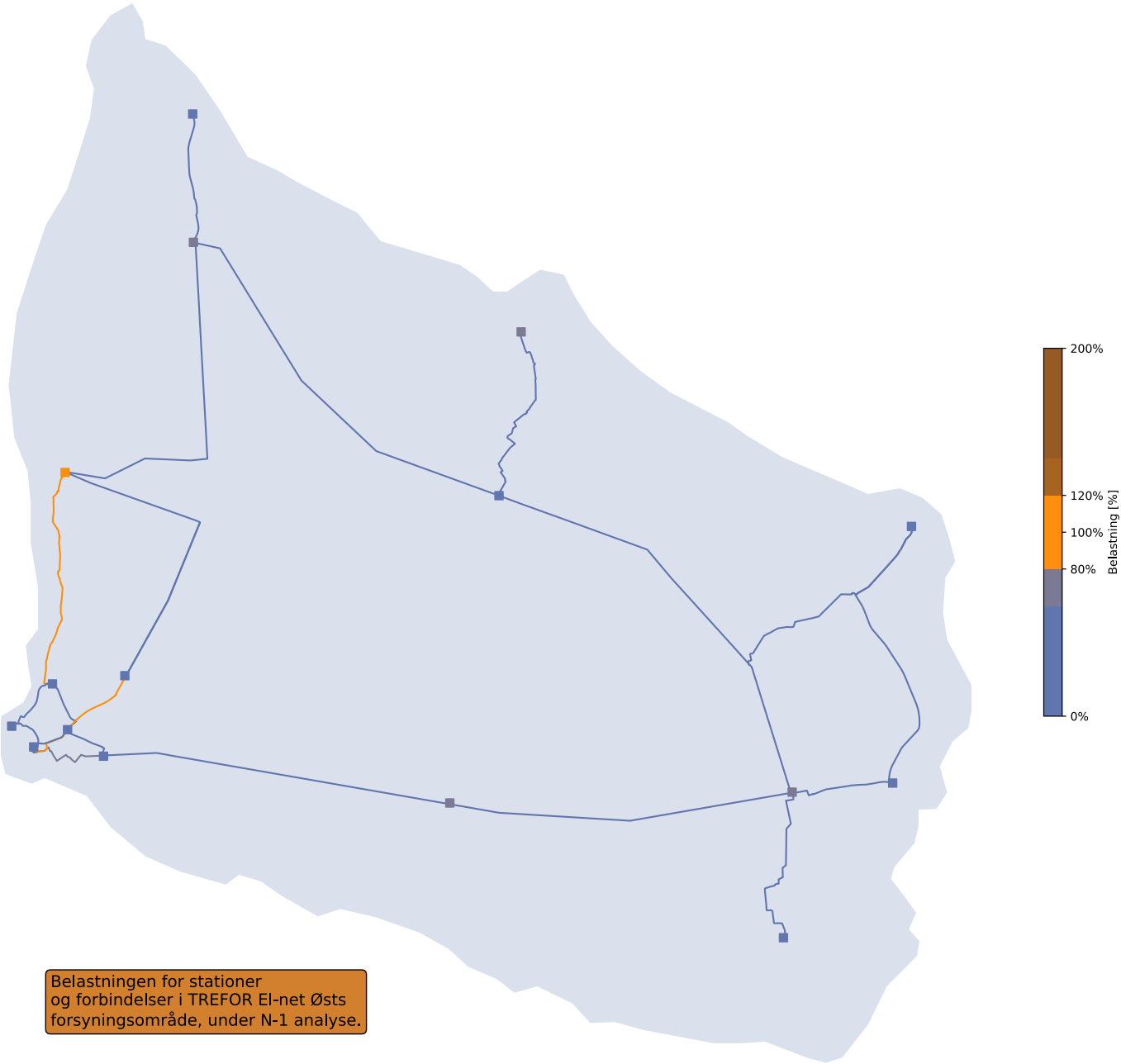
13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

Afventer høringsvar.

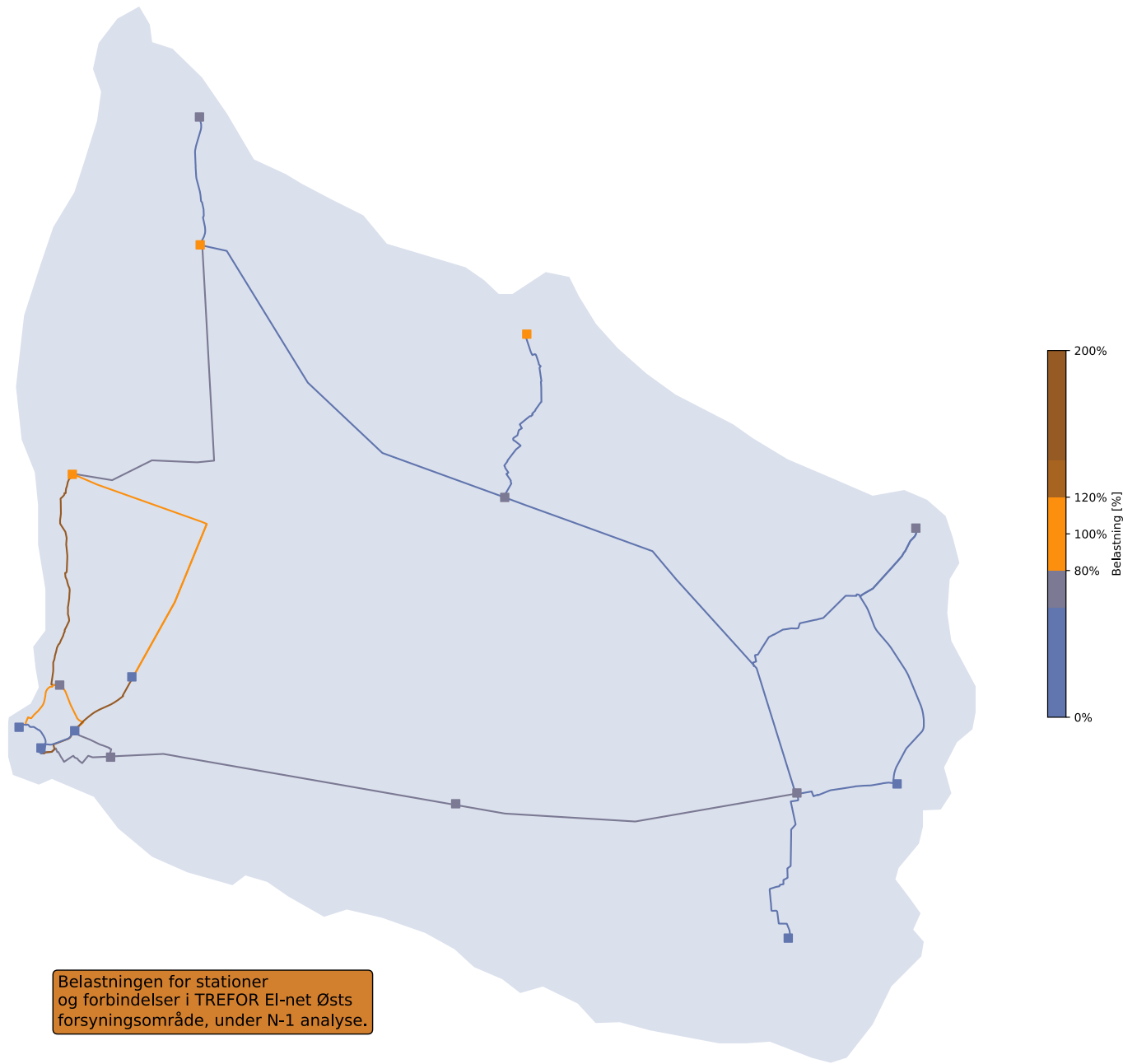
TREFOR EI-net Øst heatmap 2025



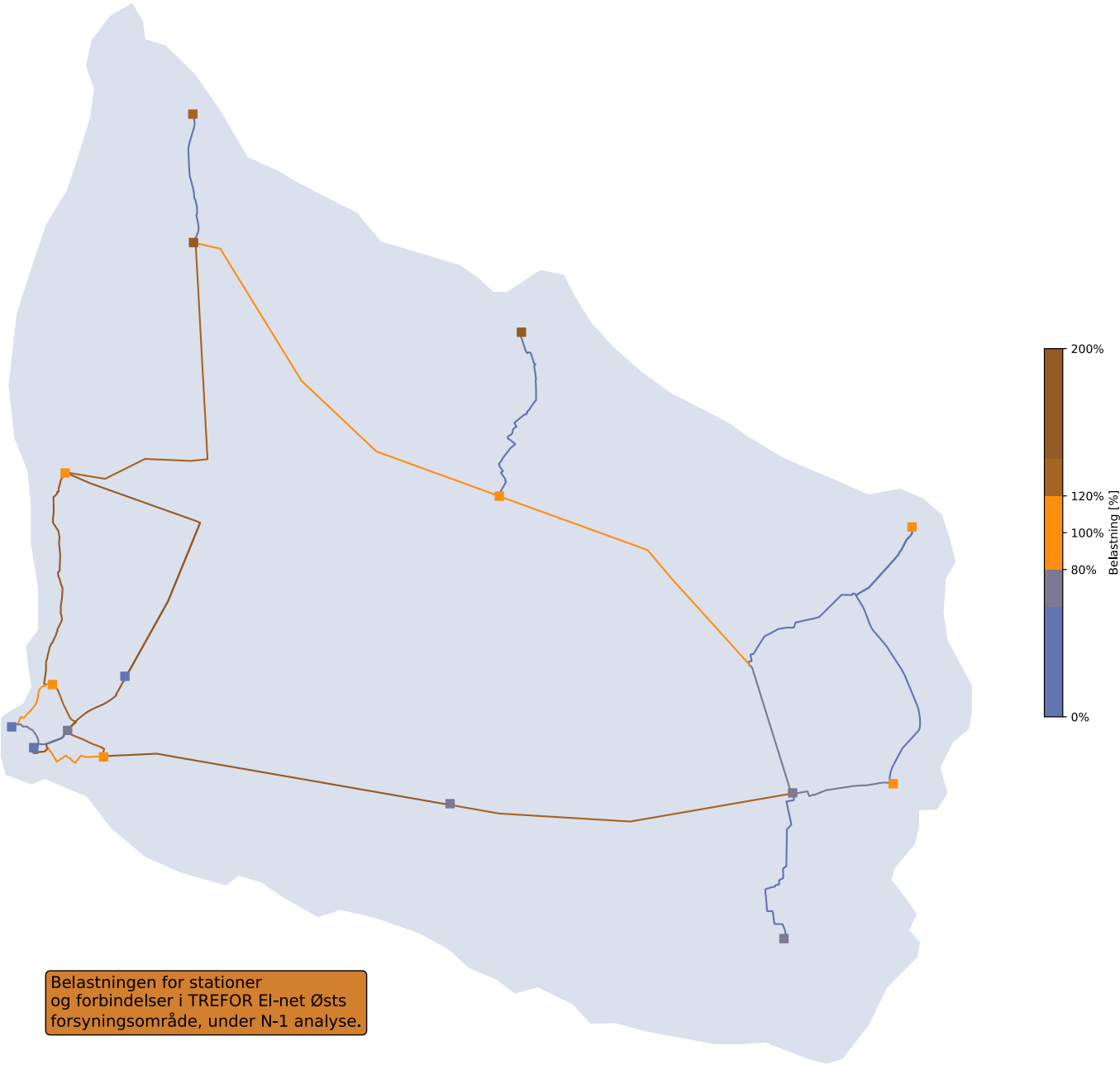
TREFOR EI-net Øst heatmap 2026



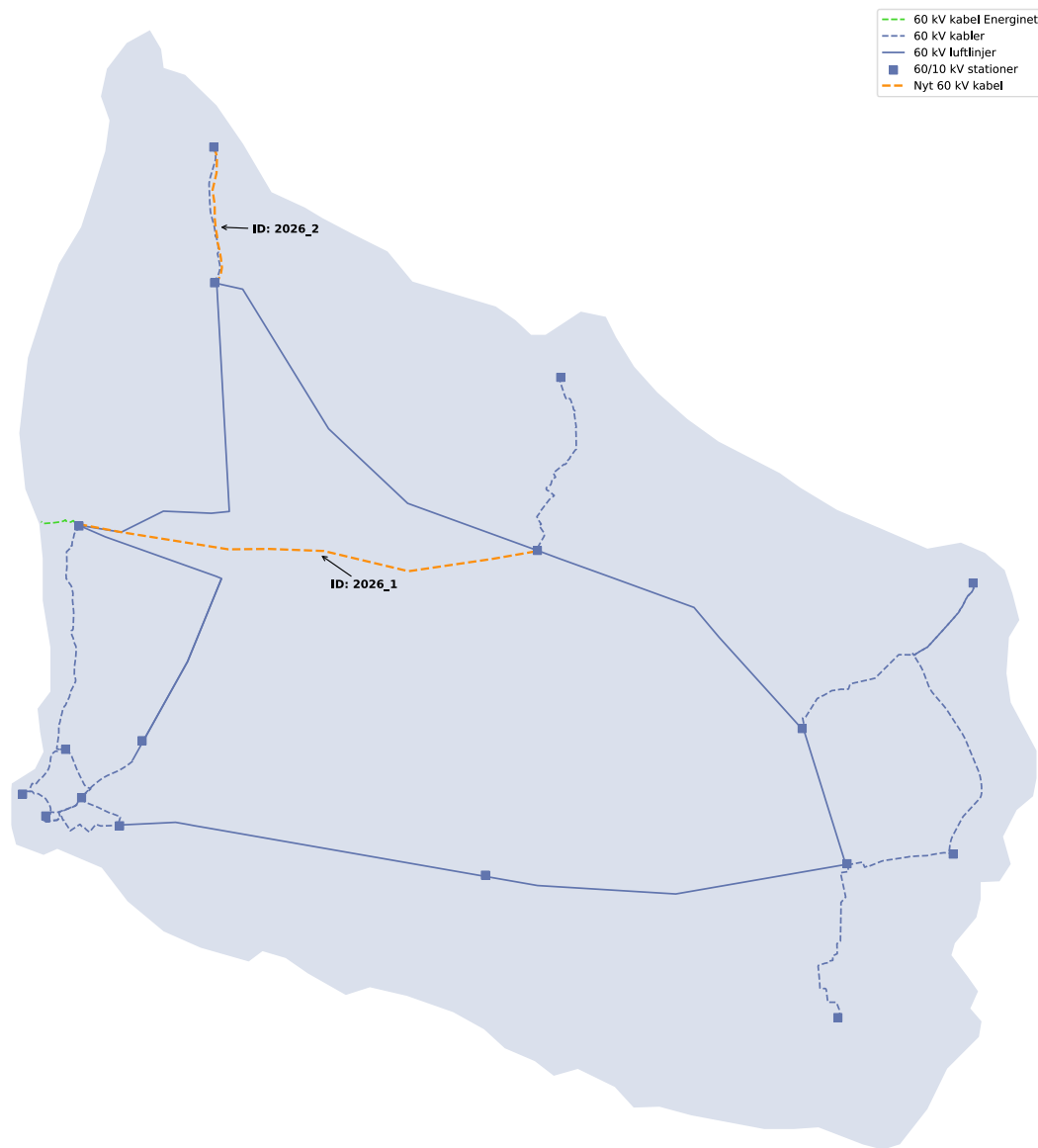
TREFOR EI-net Øst heatmap 2029



TREFOR EI-net Øst heatmap 2034

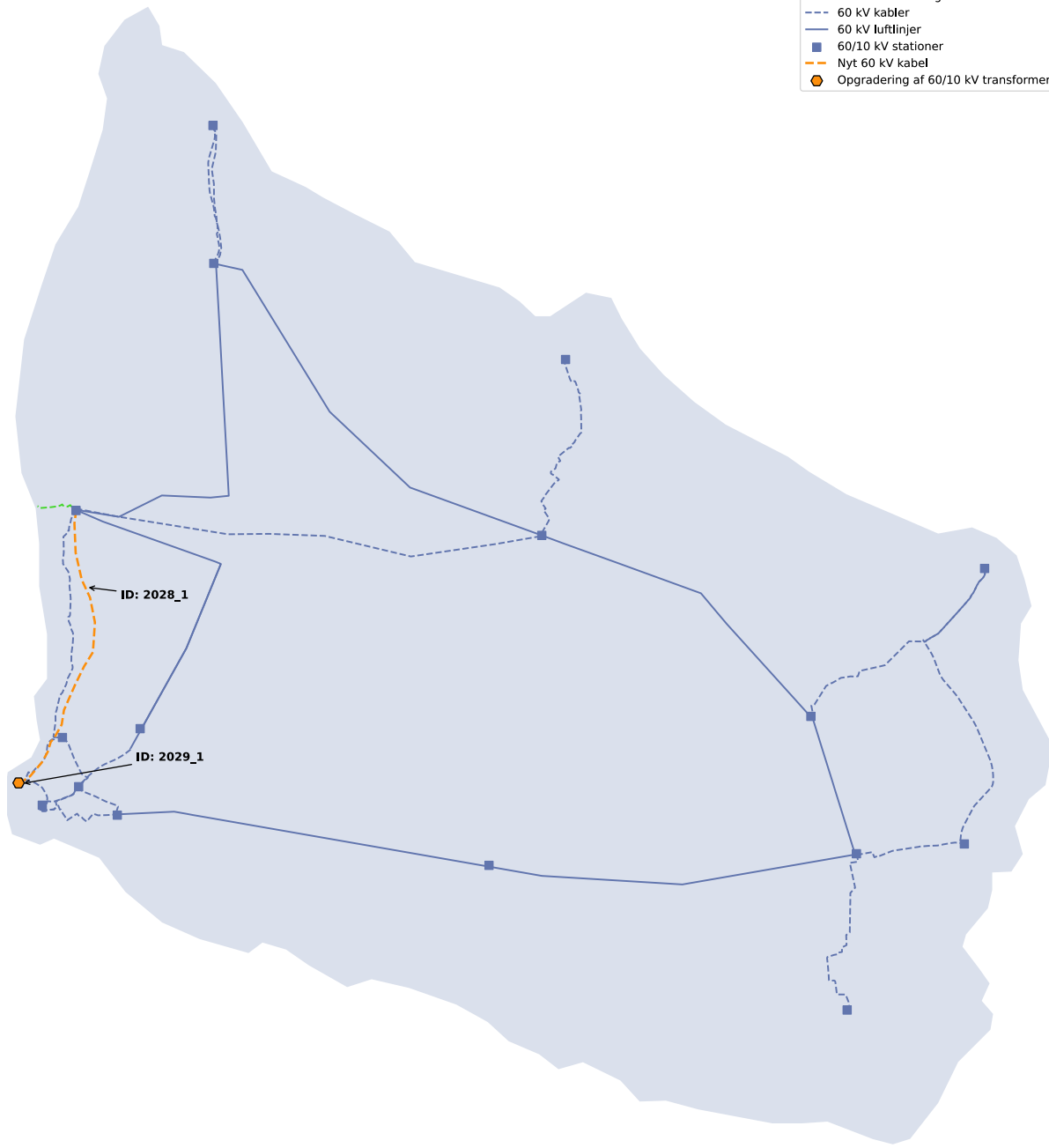


TREFOR EI-net Øst 2026



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 transformer



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

