

# Kraftsystemutredningen 2022-2041 for Vestfold og Telemark



## SAMMENDRAG

Ordningen med kraftsystemutredning er hjemlet i energilovforskriften og skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet.

Koordinerte kraftsystemutredninger skal vurdere mulig utvikling i behov for overføringskapasitet, skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet og gi grunnlag for behandling av søknader om konsesjon.

Kraftsystemutredningen lages i to utgaver. En grunnlagsrapport beregnet på NVE og andre fagmiljøer. Denne er unntatt offentligheten etter offentlighetsloven § 13 og underlagt taushetsplikt etter beredskapsforskriften § 6-2.

En hovedrapport som er tilgjengelig for alle (denne rapporten).

Utredningen dekker perioden 2022-2041. Utredningen er å betrakte som et tidsbilde i en kontinuerlig prosess. Nettutbygginger som ikke er nevnt i utredningen vil derfor også kunne bli aktuelle. I enkelte tilfeller presenteres prosjekter som er alternativer til hverandre, og det presiseres at valg av en løsning derfor vil ekskludere andre løsninger.

Kraftsystemutredningen innebærer ingen nye vedtak om investeringer i regionalnettene i Vestfold og Telemark. Alle investeringsvedtak gjøres av de respektive eiernes styrende organer.

Investeringene i nettet framover er i stor grad drevet av stor forbruksvekst fra kraftintensiv industri, kombinert med behovet for å fornye gamle transformatorstasjoner og ledninger. Økningen er primært knyttet til det grønne skiftet, spesielt rundt etableringen av ny industri og elektrifisering av eksisterende industri. I tillegg vil planlagte kraftutbygginger gi behov for utbygging av nettet i enkelte deler av utredningsområdet.

# INNHALDSFORTEGNELSE

<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>2</b>
<b>1 UTREDNINGSPROSESSEN.....</b>	<b>3</b>
1.1 Bakgrunn.....	3
1.2 Utredningsområdet og deltakerne i utredningsprosessen .....	3
<b>2 FORUTSETNINGER I UTREDNING SARBEIDET .....</b>	<b>5</b>
2.1 Mål for det framtidige nettsystem.....	5
2.2 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont .....	5
2.3 Miljøstrategi .....	5
2.4 Økonomiske forutsetninger .....	6
2.5 Tekniske forutsetninger .....	6
<b>3 DAGENS KRAFTSYSTEM .....</b>	<b>9</b>
3.1 Energisammensetning i utredningsområdet .....	9
3.2 Eksisterende overføringsnett .....	9
3.3 Produksjonsdata.....	11
3.4 Belastningsdata .....	12
3.5 Nettkapasitet for ny produksjon .....	14
3.6 Leveringskvalitet .....	16
3.7 Forsyningssikkerhet.....	17
<b>4 FRAMTIDIG UTVIKLING I FORBRUK OG KRAFTPRODUKSJON.....</b>	<b>18</b>
4.1 Scenarioer for nettutviklingen .....	18
4.2 Framtidige produksjons og belastningsforhold .....	23
4.3 Statnetts planer og utredninger.....	26
4.4 Produksjon og lastforhold for de vurderte scenarioene.....	27
4.5 Kost - nytte av alternative prosjekter .....	29
4.6 Overgang fra 66 kV til 132 kV.....	29
<b>5 PLANER OG TILTAK I NETTSYSTEMET .....</b>	<b>30</b>
5.1 PlanNett.....	30
5.2 Tiltak i distribusjonsnettet .....	30
5.3 Forbrukerfleksibilitet .....	30
5.4 Barrierer for realisering av samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter .....	31
<b>6 REVISJON AV UTREDNINGEN .....</b>	<b>32</b>

# 1 UTREDNINGSPROSESSEN

## 1.1 Bakgrunn

Ordningen med kraftsystemutredning er hjemlet i energilovforskriften og skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet.

Koordinerte kraftsystemutredninger skal vurdere mulig utvikling i behov for overføringskapasitet, skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet og gi grunnlag for behandling av søknader om konsesjon.

Utredningen er ikke bindende og innebærer ikke noen nye investeringsvedtak, men er å betrakte som et tidsbilde i en kontinuerlig utredningsprosess.

NVE har utpekt Skagerak Nett som utredningsansvarlig selskap for Vestfold og Telemark. Utredningsansvarlig utarbeider kraftsystemutredningen i samarbeid med andre nettselskap og anleggskonsesjonærer i utredningsområdet.

Utredningen er ikke bindende og innebærer ikke noen nye investeringsvedtak, men er å betrakte som et tidsbilde i en kontinuerlig utredningsprosess.

Kraftsystemutredningen lages i to utgaver:

- En grunnlagsrapport beregnet på NVE og andre fagmiljøer. Denne er unntatt offentligheten etter offentlighetsloven § 13 og underlagt taushetsplikt etter beredskapsforskriften § 6-2.
- En hovedrapport som er tilgjengelig for alle. Denne rapporten.

## 1.2 Utredningsområdet og deltakerne i utredningsprosessen

Utredningsområdet omfatter regionalnettet i Vestfold og Telemark. Det vil si 132 og 66 kV nettet i Vestfold og Telemark inkludert tilknytninger til innmatingspunkter i nabofylkene.

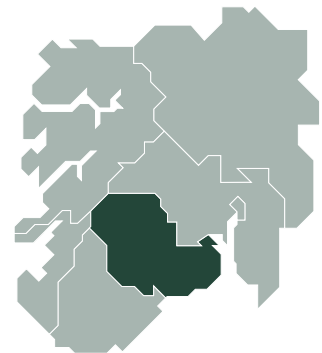
Vestfold og Telemark ble slått sammen til et fylke 1. januar 2020, men i 2022 ble det vedtatt at fylkene igjen skal gå hvert til sitt i 2024. I denne utredningen er de gamle fylkesnavnene benyttet. *Vedlegg 1* viser regionalnettet i Vestfold og Telemark.

Lede eier nesten hele regionalnettet i Vestfold med unntak av noen 66 kV ledninger som eies av Glitre Energi Nett. I Telemark er det flere regionalnettseiere med Ledes som den største netteieren.

Lede er eid av Skagerak Energi som igjen er eid av Statkraft og av kommunene i Grenland. De øvrige regionalnettseierne i området er i hovedsak kommunene. Enkelte større industrier eier anleggsdeler som inngår i regionalnettet. Tilsvarende eier enkelte kraftverk anleggsdeler som inngår i regionalnettet. Ledes har områdekonsesjon i 11 kommuner i Vestfold og Telemark og Svelvik i Viken. I tillegg finnes det 7 områdekonsesjonærer i Telemark.

Svelvik er en tidligere kommune i Vestfold som ble Drammen og Viken fra 1. januar 2020. Da området forsynes av 132 kV regionalnettet i Vestfold er det fortsatt inkludert i denne utredningen.

Tabell 1-1 viser en oversikt over selskaper med områdekonsesjon og hvilke kommuner de har konsesjon i. I tillegg har enkelte bedrifter konsesjon for sitt næringsområde.



Tabell 1-1 Områdekonsesjonærer

Selskap	Områdekonsesjon for følgende kommune(r):
<b>DE Nett AS</b>	Drangedal og Fjågesund (i Kviteseid)
<b>Vestmar Nett AS</b>	Kragerø
<b>Føre AS</b>	Nome, Midt-Telemark
<b>Everket AS</b>	Notodden
<b>RK Nett AS</b>	Vinje
<b>Lede AS</b>	Bamble, Færder, Hjartdal, Holmestrand, Horten, Larvik, Porsgrunn, Sandefjord, Siljan, Skien, Svelvik (Drammen og Viken) og Tønsberg
<b>Stannum AS</b>	Tinn
<b>Vest-Telemark Kraftlag AS</b>	Fyresdal, Kviteseid, Nissedal, Seljord, Tokke og Vinje

Kraftsystemutvalget skal bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen og har i den inneværende toårige utredningsprosessen bestått av representanter fra selskapene listet opp i Tabell 1-2.

Tabell 1-2: Representanter til kraftsystemutvalget

Selskap	Representerer
<b>Statnett</b>	Utredningsansvarlig
<b>Statkraft</b>	Produksjon
<b>INEOS Norge AS</b>	Større nettkunder
<b>Kragerø Energi</b>	Netteier
<b>Midt-Telemark Energi</b>	Netteier
<b>Fylkesmannen i Vestfold</b>	Allmenne interesser
<b>Lede</b>	Utredningsansvarlig

Det er løpende samarbeid og dialog mot Glitre Energi Nett og Agder Energi Nett, som er ansvarlig for de tilgrensende utredningsområdene, samt Statnett for å samordne kraftsystemet i tilgrensende områder.

## 2 FORUTSETNINGER I UTREDNINGSSARBEIDET

### 2.1 Mål for det framtidige nettsystem

Nettet skal under normale forhold ha kapasitet for alle prioriterte overføringsavtaler. Samfunnsmessig lønnsomme investeringer for å bedre tilgjengeligheten gjennomføres under forutsetning av at rammebetingelsene gir positiv bedriftsøkonomi. Det samme gjelder driftsmessige forholdsregler.

Det skal velges kostnadseffektive løsninger mht. drift, vedlikehold, utbygging og finansiering slik at nettets spesifikke kostnader og nettapene er på nivå med, eller under sammenlignbare nett. Med kostnader menes de samfunnsmessige kostnadene.

Nettet skal utformes optimalt uavhengig av eierstruktur og kostnadsdeling mellom netteiere.

### 2.2 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont

Ambisjonen til utredningen er å vise sammenhengen mellom de målsettinger og forutsetninger som legges til grunn for utviklingen av regionalnettet i Vestfold og Telemark. Utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for og omfang av nødvendige tiltak.

Utredningen dekker perioden 2022-2041. Nettutviklingsbehovet som fremkommer av utredningen baserer seg på lastprognoser. Det er utarbeidet nye prognoser for Vestfold og Telemark våren 2022. Det vil alltid hefte usikkerhet ved slike prognoser, da de avhenger av en rekke faktorer (Se forøvrig kapittel 4.1). I utredningsområdet vil det særlig knytte seg usikkerhet til potensielle prosjekter knyttet til industriutvikling og eventuelle datasenter som kommer. Dette er laster som vil føre til relativt store, nye punktlaster i nettet dersom de realiseres.

### 2.3 Miljøstrategi

Det blir stadig mer fokus på hensynet til miljø i form av klimakrav, krav til arealutnyttelse og estetisk utforming, krav om tiltak grunnet frykt for helserisiko hos mennesker og negativ innvirkning på f.eks. fuglebestand ved planer om tiltak i overføringsnettet.

Energitransmisjon og distribusjon vil imidlertid kunne medføre miljøkonflikter vedrørende blant annet arealbruk, estetiske forhold, støy, utslipp, feltstråling og dyreliv. Der miljøkonflikter kan forventes skal konsekvensanalyser presenteres for aktuelle politiske organer og andre berørte. Der det ligger til rette for det, skal alternative løsninger med f.eks. kabel og SF<sub>6</sub>- anlegg utredes. Ved store variasjoner i kostnadene for de forskjellige alternativene skal valg av løsning forelegges og behandles av aktuelle organer.

Ledningstraseer og stasjonspunkter velges slik at de blir mest mulig avstemt mot samfunnets infrastruktur. Valg mellom luftledning og kabelanlegg, eller bruk av SF<sub>6</sub>- anlegg, skal skje på samfunnsøkonomisk grunnlag. Samarbeid med berørte parter, grunneiere, beboere og offentlige myndigheter skal starte tidligst mulig for å sikre god utforming og plassering av anlegget. Det kan være behov for å benytte landskapsarkitekter, arkitekter, industridesignere og tilsvarende. Den praktiske gjennomføringen av anleggsfasen skal planlegges og utføres slik at belastningene på omgivelsene blir minst mulig (valg av veier for anleggstrafikk, bruk av helikopter til transport og montasje, arbeid på frossen/snødekket mark osv.). Riktig informasjon til riktig tid til riktig gruppe er viktig for å unngå uheldige konsekvenser i anleggsfasen.

Uro knyttet til usikkerhet om hvorvidt elektromagnetiske felter kan medføre helsefare, skal tas på alvor. Alle tiltak som blir gjort for å minimalisere feltstyrken, samt dokumentasjon som angir forventet feltstyrke ved anlegget, vil bli gjort kjent for de som tar opp problemet. Det henvises for øvrig til veileder fra Statens Strålevern (Bebyggelse nær høyspenningsanlegg).

## 2.4 Økonomiske forutsetninger

### 2.4.1 Avbruddskostnader

For å beregne avbruddskostnader benyttes spesifikke avbruddskostnader og korreksjonsfaktorer fra forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

I forskriften er spesifikke avbruddskostnader angitt i 2017-kroner per kW for 6 kundegrupper. Siden avbruddskostnadene er oppgitt i 2017-kroner justeres de for den generelle pris- og kostnadsutvikling i samfunnet ved bruk av Statistisk sentralbyrå konsumprisindeks.

I de tilfellene hvor standardsatsene for avbrudd forventes ikke å være representative hentes det inn egne tall fra de berørte kundene.

For å anslå feilsannsynlighet benyttes feilstatistikk utarbeidet av Statnett og egne erfaringstall.

### 2.4.2 Miljøkostnader

Det er i de fleste tilfeller vanskelig å tallfeste de miljømessige konsekvensene av en utbygging. Det blir derfor gjort en skjønnsmessig vurdering av miljømessige forhold ved de forskjellige utbyggingsalternativer.

### 2.4.3 Økonomisk analysemetode

Ved beregning av samfunnsøkonomiske kostnader er nåverdimetoden benyttet. Det er normalt benyttet en analyseperiode på 40 år og en kalkulasjonsrente på 4%. Følgende kostnader er med i vurderingen:

- Investeringskostnader
- Drifts - og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader

Normalt vil det alternativet med lavest nåverdi/totalkostnad bli valgt. Det legges imidlertid en helhetsvurdering til grunn, slik at i enkelte tilfeller kan forhold av ikke-økonomisk art være med på å avgjøre hvilket alternativ som velges. I en slik vurdering vektlegges bl.a. forhold som personsikkerhet, miljøkonsekvenser, beredskapshensyn, standardisering, fleksibilitet, pålitelighet og leveringskvalitet.

## 2.5 Tekniske forutsetninger

### 2.5.1 Prognoseforutsetninger

Lastprognosen tar utgangspunkt i historisk effekt- og energiutvikling, forventet befolkningsvekst og framtidig utvikling i bolig og næringsutvikling. Se kapittel 4.1 for nærmere beskrivelse av forutsetningene som er lagt til grunn i de ulike scenarioene.

For ny produksjon er det tatt utgangspunkt i kraftverkene hvor det er søkt konsesjon (kapittel 4.2.1.1.og 4.2.1.3). I basisscenarioet er det antatt at ca. 60 % av småkraftprosjektene blir realisert i løpet av perioden, mens i vekst og velstand blir alle prosjekter realisert. De større prosjektene er vurdert individuelt.

## 2.5.2 Temperaturkorrigering av effekt og energi

Temperaturkorrigeringen er utført med følgende formel:

$$P_{DUT} = P + P\delta(DUT_n - DUT)$$

- $P_{DUT}$  er den temperaturkorrigerte maksimaleffekten for aktuelt år (MW)
- $P$  er den målte effekten for aktuelt år (MW)
- $\delta$  er maksimallastens temperaturfølsomhet (%/°C)
- $DUT$  er laveste 3 døgns middeltemperatur for aktuelt år (°C)
- $DUT_n$  er laveste 3 døgns middeltemperatur med n års returtid (°C)

Det er lagt til grunn 10 års returtid for dimensjonerende utetemperatur i temperaturkorrigering av lasten. En såpass lang returtid gir høyere konfidens for at man har hensyntatt høyeste mulige utetemperatur i det aktuelle området.

Temperaturkorrigering av last for større områder gjøres ved å benytte en temperaturfølsomhet  $\delta$  som vist i Tabell 2-12-1. Det er såkalt «Alminnelig forsyning» som temperaturkorrigeres, da industrielt stort forbruk ikke er sensitivt for temperatur.

2-1. Lastens temperaturfølsomhet for forskjellige typer forsyninger i utredningsområdet.

Type stasjon	Lastens temperaturfølsomhet [%/°C]
Alminnelig forsyning	1,5 %
Stort forbruk	0 %

## 2.5.3 Termisk grenselast for ledninger

For luftledninger i regionalnettet benyttes det i hovedsak regneark fra REN/SINTEF, som hører til REN sin planbok. Regnearket er basert på formler i IEC 61597.

## 2.5.4 Termisk grenselast for kabler

For enkle korte kabelanlegg uten spesielle termiske flaskehalsen kan standard verdier for grenselast med reduksjonsfaktorer fra leverandør sin tabell eller REN planbok benyttes.

Alle andre kabelanlegg bør beregnes konkret. For eksisterende anlegg brukes det grenselast beregnet for det konkrete anlegget under prosjektering.

## 2.5.5 Termisk grenselast for transformatorer

De fleste transformatorer kan belastes mer enn merkeytelsen ved lav lufttemperatur eller forsert kjøling. Transformatorer kan normalt overbelastes kortvarig (< 30 min) med inntil 40 % og langvarig (<2 mnd) inntil 20 %.



### **2.5.6 Spenningsnivå**

Spenningsnivå er historisk betinget. Regionalnettet i utredningsområdet er bygd for 66 og 132 kV og drives med spenninger i disse områdene. Mye av nettet som opprinnelig ble bygd for 66 kV er gradvis oppgradert til 132 kV.

### **2.5.7 Transformatorstørrelser**

Lede benytter 31,5 MVA som standard størrelse for nye transformatorer, men det gjøres likevel en grundig vurdering i hvert enkelt tilfelle.

### **2.5.8 Ledertverrsnitt**

Lede benytter «329 Curlew» som standard ledertverrsnitt. Dette må likevel vurderes spesielt i hvert tilfelle.

## 3 DAGENS KRAFTSYSTEM

### 3.1 Energisammensetning i utredningsområdet

Kraftnettet i utredningsområdet består av transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Alle områder med fast bosetning er dekket av kraftnettet.

Infrastruktur for fjernvarme/nærvvarme er i stor grad bygget ut i de fleste byområdene i utredningsområdet, eller stoppet opp. Siden forrige KSU (2020) er det gitt konsesjon til Hamnerdalen Fjernvarme AS (revisjon av konsesjonsområde). Denne konsesjonen er gitt for et 20,6 MW anlegg med produksjon på 32,96 GWh.

Det er etablert infrastruktur for gass i enkelte områder i utredningsområdet. Det benyttes LNG og propan i dagens anlegg. Det utvinnes gass fra avfall på avfallsanlegg ved Tønsberg, et anlegg som er videreutviklet de senere årene. Gassen benyttes som drivstoff for renovasjonsbiler og busser. Det har vært drøftet diverse planer om strømproduksjon på anlegget uten at dette er realisert.

### 3.2 Eksisterende overføringsnett

#### 3.2.1 Beskrivelse av overføringsnettet i utredningsområdet

Regionalnettet i Vestfold er godt utbygd for å overføre kraft fra sentralnettet og Telemarksnettet til kundene i Vestfold. Lokal innmating har bare i liten grad redusert behovet for overføringskapasitet.

Rikelige vannkraftressurser og nærhet til viktige forbruksområder har preget utbyggingen av kraftsystemet i Telemark i over 100 år. Mesteparten av regionalnettet i Telemark er bygd for overføring fra de store kraftverkene nord og vest i fylket til belastningssentra i Grenland og det sentrale Østlandsområdet.

Bosettingsmønster og mulighet for innmating fra de mange kraftverkene i Øvre og Midtre Telemark medfører et begrenset behov for regionalnett i disse delene av fylket. I det tett befolkede Grenland er imidlertid regionalnettet godt utbygd.

#### 3.2.2 Overføringsnettets bestanddeler og aldersfordeling

Regionalnettet i området består av (data fra Fosweb):

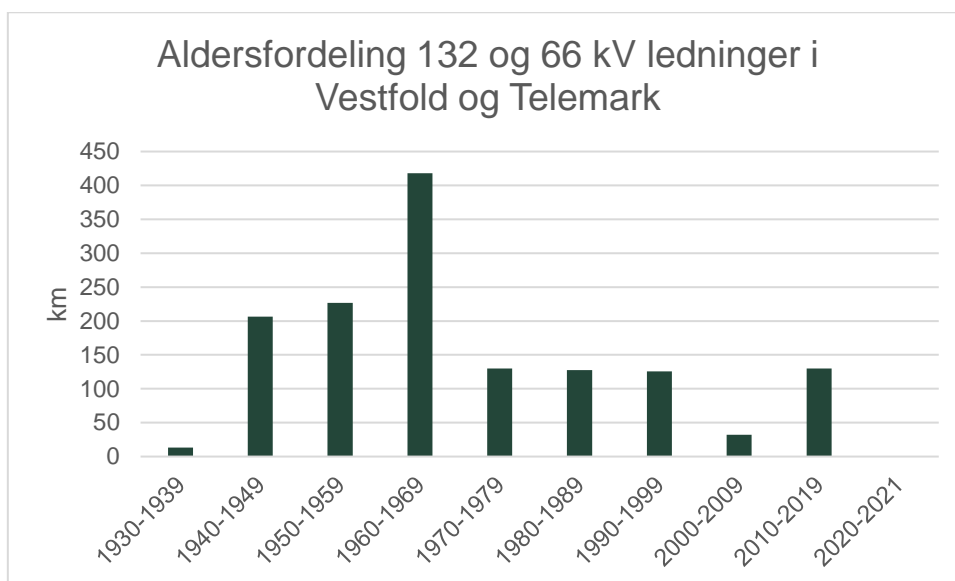
- 85 transformatorstasjoner (i regionalnettet)
- 73 kraftstasjoner
- 185 transformatorer med en samlet ytelse på 6116 MVA
- 1439 km med 132 kV og 66 kV ledninger og kabler

Fordelingen av kabler og ledninger per spenningsnivå er oppsummert i Tabell 3-1, mens oversikt over transformatorer er oppsummert i Tabell 3-2.

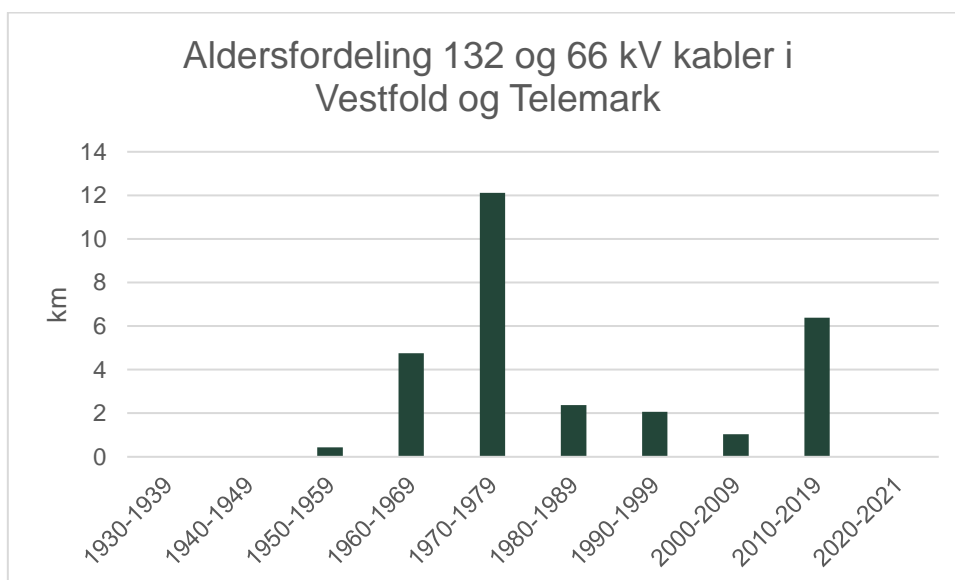
Tabell 3-1. Ledninger og kabler i utredningsområdet.

Spenningsnivå (kV)	Ledninger (km)	Kabler (km)
132 kV	1159,0	29,2
66 kV	250,4	0,2
Sum	1409,4	28,7

Veid gjennomsnittsalder for 132 og 66 kV ledningene er 52 år (Figur 3-1). Kabelnettet i utredningsområdet er betydelig mindre i utstrekning og har en veid gjennomsnittsalder på 37 år i 2022 (Figur 3-2).



Figur 3-1. Aldersfordeling ledninger regionalnett i utredningsområdet



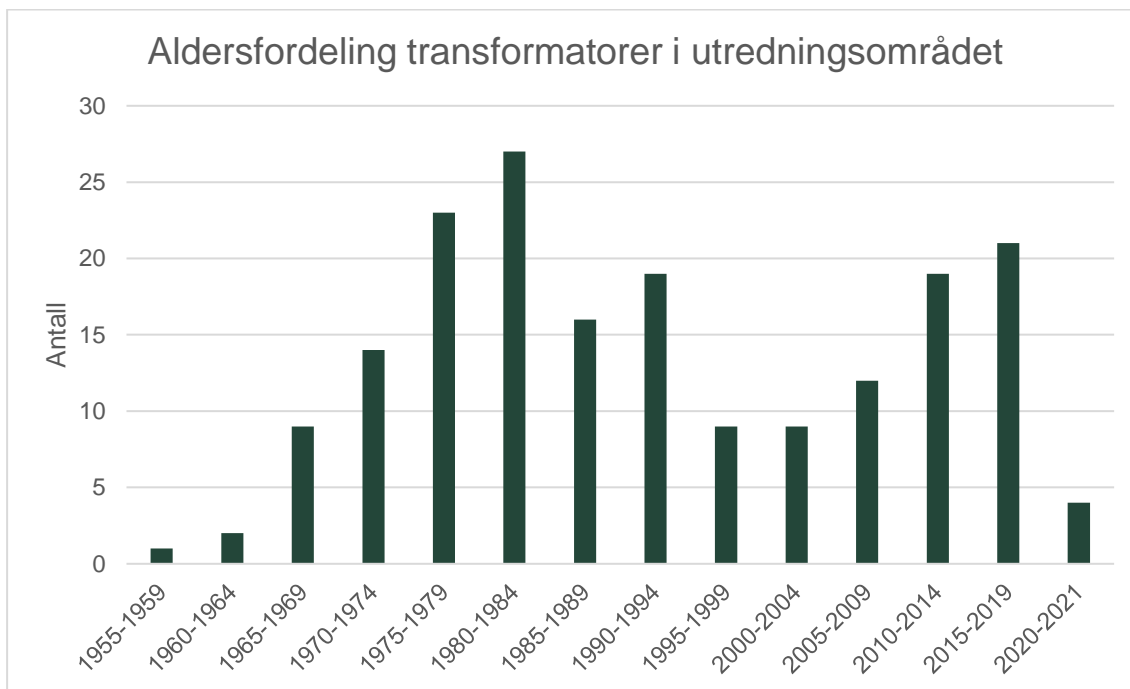
Figur 3-2. Aldersfordeling kabler regionalnett i utredningsområdet

Både gjennomsnittsalder og aldersfordeling viser at de store utbyggingsprosjektene i ledningsnettet ble gjennomført perioden 1950 – 1970. Kabelnettet er minimalt i utstrekning i forhold til ledningsnettet. Hovedtyngden av kablene er lagt i perioden 1970 – 2013.

Tabell 3-2. Transformatorer i utredningsområdet

Spenningsnivå	Antall	MVA
132/22-11	149	5311
66/22-11	36	805
<b>Sum</b>	<b>185</b>	<b>6116</b>

Transformatorene er produsert i perioden 1955 til 2020. Gjennomsnittsalderen for transformatorene er 30 år. Figur 3-3 viser aldersfordelingen for transformatorene i utredningsområdet.



Figur 3-3. Aldersfordeling, transformatorer i utredningsområdet.

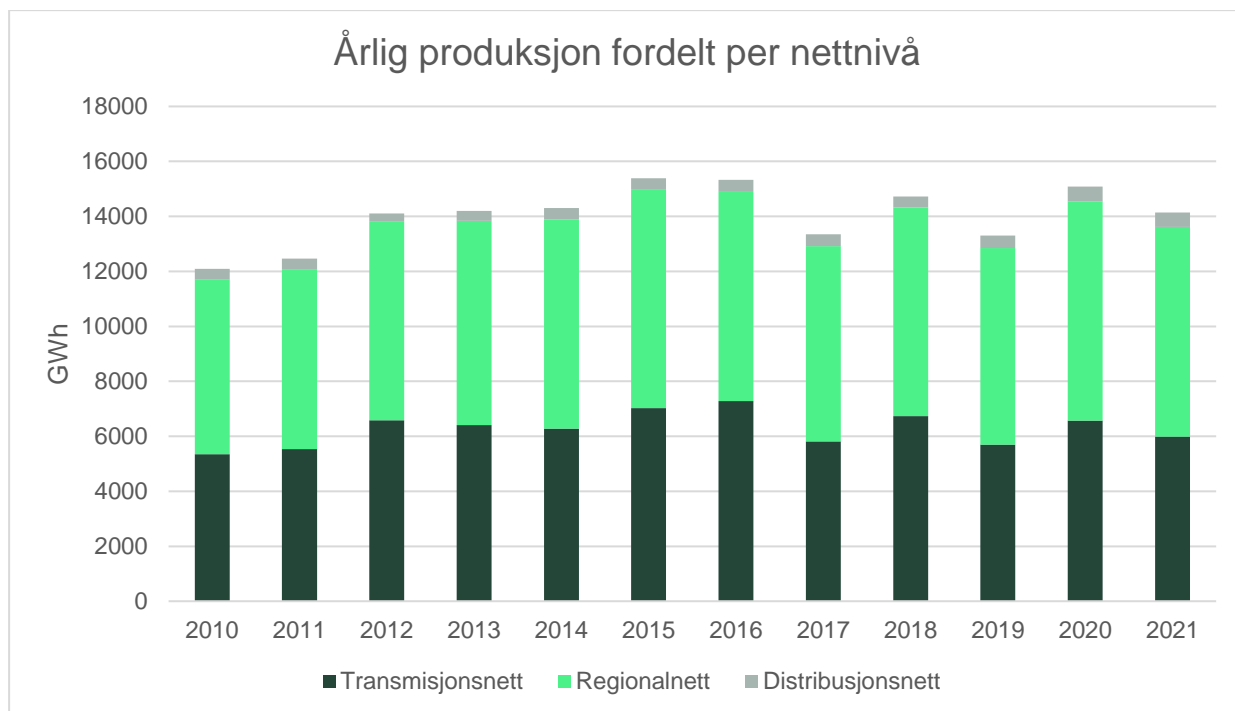
### 3.3 Produksjonsdata

I utredningsområdet er det tilknyttet mye produksjon til sentral- og regionalnettet. Det er også noe produksjon tilknyttet distribusjonsnettene i området. Så godt som all produksjonen er i Telemark. I 2022 var produksjonen i toppplasttimen 2 102 MW, mens samlet produksjon i 2021 var 14 143 GWh.

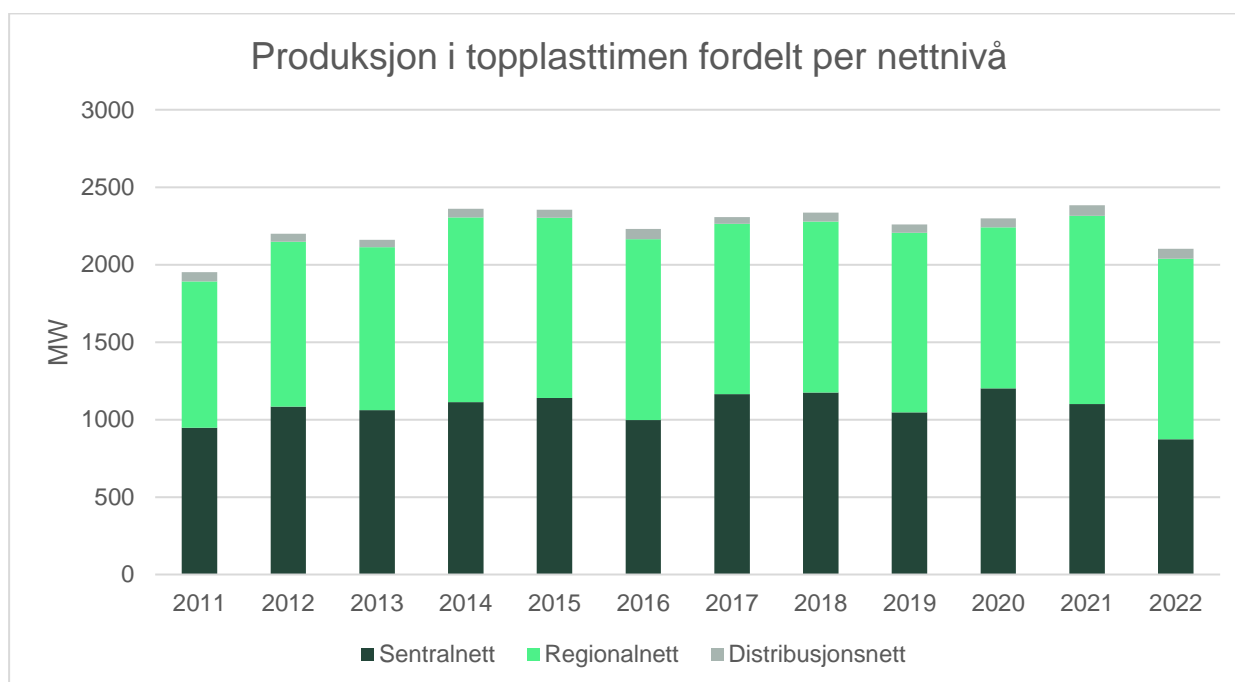
Figur 3-4 viser samlet produksjon i utredningsområdet per nettnivå og Figur 3-5 viser produksjonen i toppplasttimen per nettnivå.

Produksjonen fra Hvitvingfoss og Skollenborg i Buskerud er inkludert da de mater inn på regionalnettet i området. Produksjon i kraftverkene rundt Høgefoss er ikke med i tallene fordi disse er tilknyttet regionalnettet i Agder.

I Tokke var aggregat 1 og 2, som tilsvarer halve kapasiteten i stasjonen, ikke tilgjengelig i toppplasttimen 2022. Dette forklarer den store differansen mot tidligere år.



Figur 3-4: Utvikling av årlig produksjon

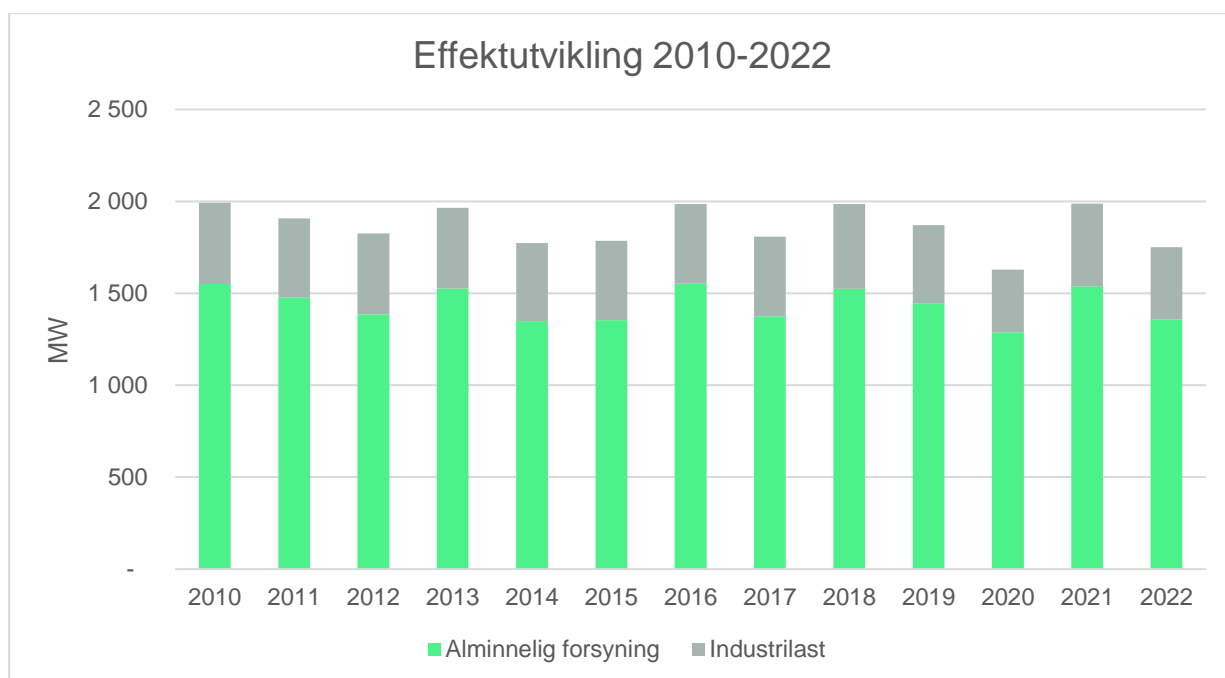


Figur 3-5: Utvikling av produksjon i toppplasttiden

### 3.4 Belastningsdata

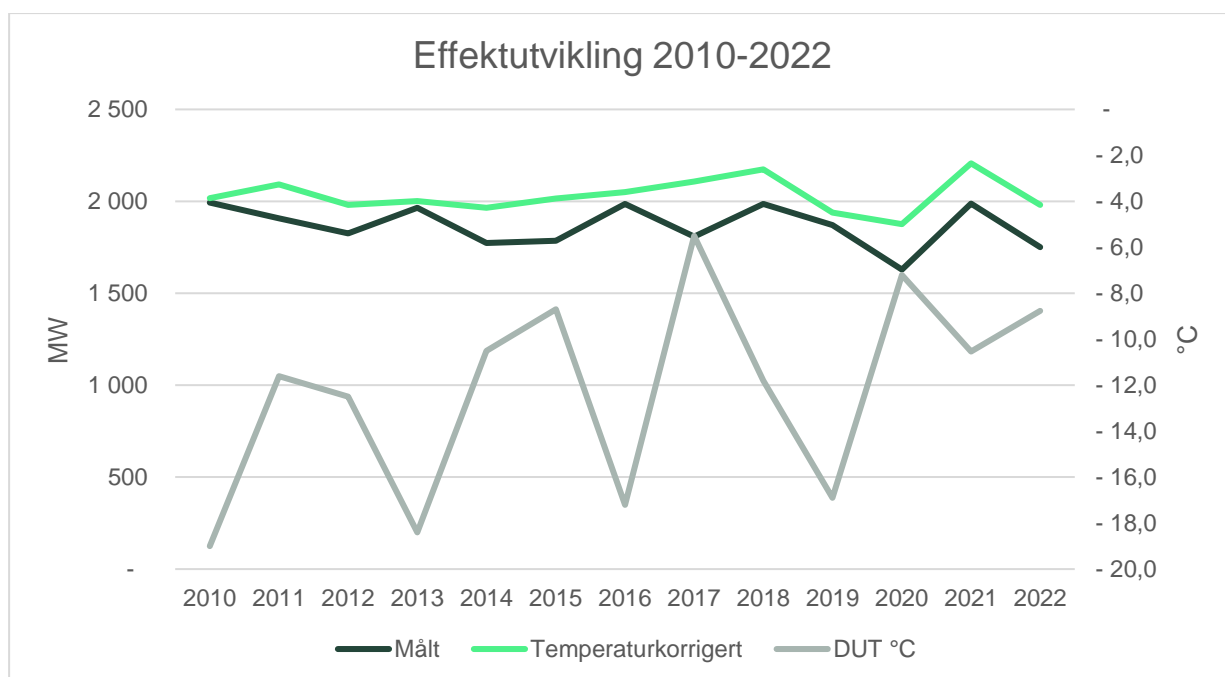
#### 3.4.1 Effekt

I 2022 var lasten i Statnetts toppplasttime 1 751 MW. Figur 3-6 viser effektforbruket de siste tolv årene i toppplasttiden for Vestfold og Telemark, fordelt på alminnelig forsyning og store kunder. Store kunder her regnes som kunder med et effektuttak på mer enn 15 MW, og en brukstid på mer enn 5000 timer.



Figur 3-6: Faktisk effektforbruk i utredningsområdet fordelt på type forbruk

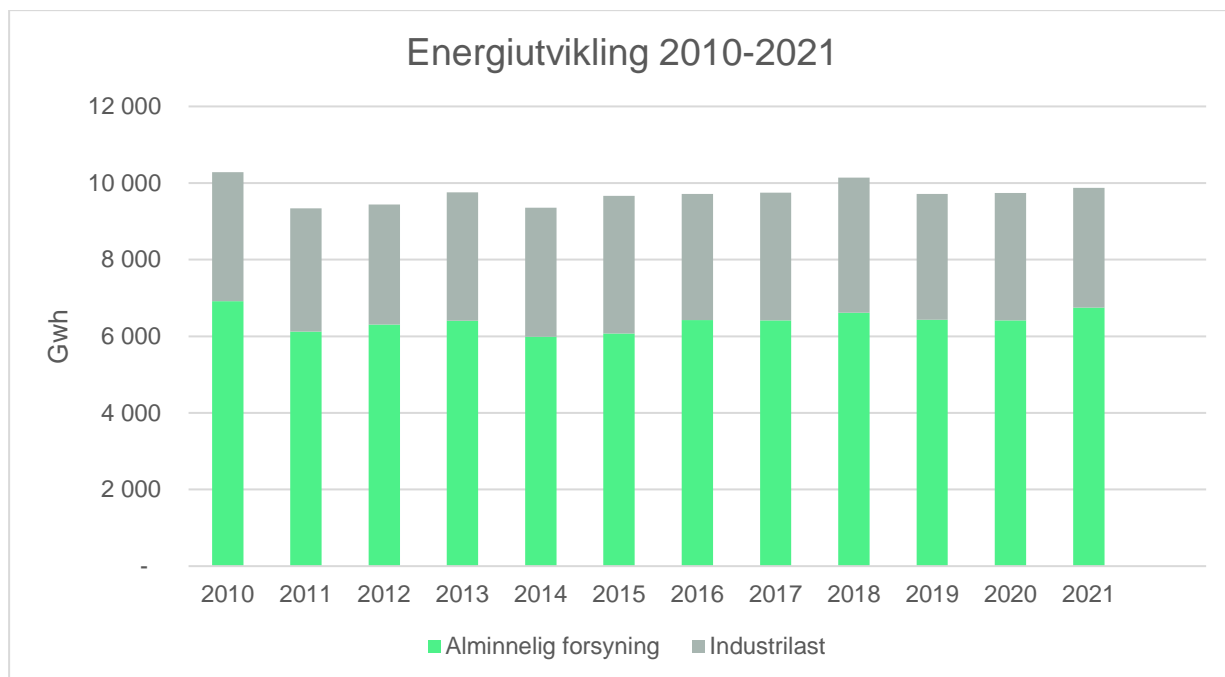
Maksimaleffekten er temperaturkorrigert i henhold til beskrivelsen i kapittel 2.5.2. Det er kun uttaket til alminnelig forsyning som er temperaturkorrigert. Stort forbruk i utredningsområdet er lite følsomme for svingninger i temperaturen. Figur 3-7 viser sammenhengen mellom maksimaleffekt og temperatur.



Figur 3-7. Faktisk og temperaturkorrigert effektforbruk i utredningsområdet plottet mot DUT.

### 3.4.2 Energi

Figur 3-8 viser energiforbruket i området de siste tolv årene. Det er et stort innslag av industri direkte tilknyttet regionalnettet i området. Ca. 32 % av energiforbruket går til stort forbruk.



Figur 3-8: Faktisk energiforbruk fordelt på type forbruk

### 3.5 Nettkapasitet for ny produksjon

#### 3.5.1 Nettkapasitet for småkraftverk

Nettkapasiteten for småkraftverk i regionalnettet er vurdert ut fra dagens nett og situasjon.

Tabell 3-3 viser en kommunevis oversikt over småkraftpotensialet og kapasitet i regionalnettet inkludert transformering mellom distribusjonsnettet og regionalnettet. Småkraftpotensialet er det samme som i Tabell 4-1 og Tabell 4-2.

Følgende koder gjelder for statusfeltet:

Kapasitet	Kapasitet
Noe kapasitet	Noe kapasitet
Ikke kapasitet	Ikke kapasitet
Ikke småkraftpotensiale	Ikke småkraftpotensiale

Det er stort sett kapasitet på ledningsnettet i regionalnettet til å tilknytte småkraft. Enkelte 66 kV ledninger må forsterkes dersom hele potensialet blir realisert. Mye av småkraftpotensialet ligger langt fra dagens regionalnettpunkter noe som medfører behov for forsterkning eller nyetablering av 22 kV nettet i området. Alternativt kan det etableres nye transformeringspunkter og regionalnettsledninger for å tilknytte de nye punktene til det eksisterende regionalnettet.

Tabell 3-3 Nettkapasitet for småkraftutbygging

Kommunenavn	Småkraft-potensial [MW]	Status	Begrensing	Mulig tiltak
<i>Færder</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Holmestrand</i>	0,38			
<i>Horten</i>	0,1			
<i>Larvik</i>	0,03			
<i>Sandefjord</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Svelvik</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Tønsberg</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Bamble</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Drangedal</i>	10,65			
<i>Fyresdal</i>	19,5		Trf. kapasitet i Einangsmoen.	Økning av trf. kapasitet i Einangsmoen. Produksjon lengst sør i Fyresdal kan mate til Høgefoss.
<i>Hjartdal</i>	6,4			
<i>Kragerø</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Kviteseid</i>	2,0		Trf. kapasitet i Vrangfoss og 66 kV Lunde-Vrangfoss	Endring av driftsbilde i 66 kV nettet.
<i>Midt-Telemark</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Nissedal</i>	8,5			
<i>Nome</i>	0,9		Trf. kapasitet i Vrangfoss og 66 kV Lunde-Vrangfoss	Endring av driftsbilde i 66 kV nettet.
<i>Notodden</i>	3,3			
<i>Porsgrunn</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Seljord</i>	5,5		Trf. kapasitet i Vrangfoss og 66 kV Lunde-Vrangfoss	Endring av driftsbilde i 66 kV nettet.
<i>Siljan</i>			Ikke småkraftpotensiale	
<i>Skien</i>	10,0			
<i>Tinn</i>	12,9		Trf. kapasitet i Mæl	Økning av transformatorkapasiteten Mæl
<i>Tokke</i>	11,5			
<i>Vinje</i>	4,5			

### 3.5.2 Nettkapasitet for større kraftverk

Det er gjort en vurdering av tilgjengelig nettkapasitet for større kraftverk (> 10 MW) i regionalnettet. Analysene er basert på kapasitet ved tilknytning på sekundærsiden av



transformatorer. Det er gjort vurderinger på hvilke transformatorstasjoner det kan tilknyttes kraftverk på 10, 25 eller 50 MW. Totalt er det 37 punkter i Vestfold og 31 punkter i Telemark der det er kapasitet til å knytte til større kraftverk.

Det er trukket fra transformatorer som er eid av og forsyner industrikunder, samt transformatorer for mellomtransformering fra 132 til 66 kV-nettet og dedikerte kraftverksgeneratorer. Lasten som er lagt til grunn i vurderingen er lettlast, ved maksimal produksjon.

Tabell 3-4 viser antall enkelttransformatorer med ledig kapasitet, og antall transformatorstasjoner som har en eller flere transformatorer med ledig kapasitet. Når antall transformatorer er større enn antall transformatorstasjoner er det fordi noen transformatorstasjoner har mer enn en transformator med ledig kapasitet, men det understrekes at det er antall stasjoner som angir hvor mange punkter i nettet som har kapasitet for større kraftverk.

Eksempelvis er antall stasjoner i Vestfold med kapasitet til et kraftverk på 25 MW 31 stykk (30+1) da de stasjonene som har kapasitet til 50 MW naturligvis også har kapasitet til et 25 MW kraftverk.

Tabell 3-4. Oversikt over antall innmatingspunkter i nettet med kapasitet til større kraftverk

Kapasitet, kraftverk	Antall trf Vestfold	Antall stasjoner Vestfold	Antall trf Telemark	Antall stasjoner Telemark
10 MW	12	6	8	7
25 MW	47	30	28	21
50 MW	1	1	4	3
Totalt antall punkter med kapasitet		37		31

66 kV nettet i Vest-Telemark, Midt-Telemark og Indre Vestfold har lite kapasitet til å tilknytte ny produksjon. Dette er fordi nettet her er dominert av produksjon og det er nettets totale overføringsevne og ikke transformatorens overføringsevne som er den begrensende faktoren for tilknytning av ny produksjon.

Detaljerte analyser av reserveforhold, spenningsforhold, påvirkning på flyt i det øvrige nettet, med mere vil først gjennomføres når det foreligger mer konkrete planer og forespørslar.

### 3.6 Leveringskvalitet

I deler av 132 og 66 kV nettet er det montert faste instrumenter som overvåker spenningen kontinuerlig med automatisk nedlasting av data. I resten av nettet blir det tatt målinger ved behov.

#### Overharmoniske

I 132 kV nettet ligger de overharmoniske på rundt 1 % THD og i 66 kV nettet ligger de på rundt 2 % THD. Det er observert høyere THD knyttet til enkelte industrikunder på 11 kV, men dette påvirker kun den støyende kunden selv og sprer seg ikke til 132 kV og øvrige kunder.

Ved installasjon av større frekvensomformere og annen effektkrevende kraftelektronikk, har netteierne påsett at kundene monterer filter for å holde de overharmoniske spenningene

innenfor grenseverdiene. Nye tilknytninger hvor det forventes støyende last blir tildelt en støykvote basert på effektuttaket.

I 132 kV rundt industrien i Grenland er det observert enkelte overharmoniske frekvenser tett opptil grensene i forskrift om leveringskvalitet. Dette gjør at nye kunder får utdelt en svært liten støykvote for disse to frekvensene inntil problemet er løst. Det pågår arbeid for å forstå hva som skaper problemet og finne aktuelle løsninger.

### Flimmer

Ingen observerte problemer.

### Spenningsdipp

Spenningsdipp i 132 og 66 kV nettet ser ut til å holde seg stabilt. Det samme gjelder for 11 og 22 kV nettet.

## 3.7 Forsyningssikkerhet

Noen stasjoner er ensidig forsynt i regionalnettet og får et avbrudd ved utfall av denne ledningen. De fleste av disse vil likevel ha full reserve for hele forsyningen etter omkoblinger i det underliggende 11/22 kV nettet.

Det er mange stasjoner som bare har en transformator og som dermed får et avbrudd ved feil på denne transformatoren. De fleste av disse har også full reserve. Noen få har ikke full reserve og vil ha lang gjenopprettingstid.

Antall stasjoner med en transformator eller ensidig tilknytning i regionalnettet vises i Tabell 3-5. Tid for omkobling vil variere med årstid og når på døgnet feilen inntreffer. Normalt er forsyningen gjenopprettet innen 4 timer.

*Tabell 3-5: Antall stasjoner med én transformator/ensidig tilknytning*

Antall stasjoner	
Én ledning	17
Én transformator	26

Det er vurdert muligheter for å oppnå N-1 i alle punkter. Dette kan i de fleste tilfeller løses på flere måter. Den mest sannsynlige/rimeligste måten er valgt. Det er gjort grove anslag på kostnadene på disse tiltakene. For å oppnå momentan N-1 i utredningsområdet må det investeres ca. 1 300 MNOK.

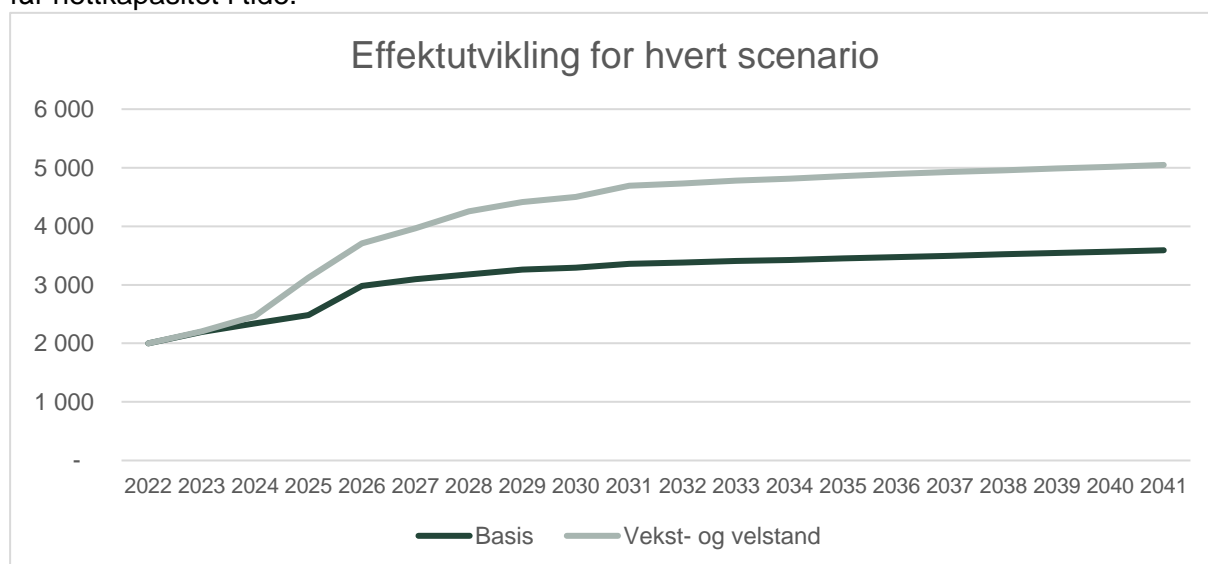
## 4 FRAMTIDIG UTVIKLING I FORBRUK OG KRAFTPRODUKSJON

### 4.1 Scenarioer for nettutviklingen

For å kunne håndtere usikkerheten i overføringsbehovet er det vurdert forskjellige scenarioer for utviklingen i forbruk og produksjon. Det er i varierende grad usikkerhet med framtidig overføringsbehov for utredningsområdet. I den nærmeste framtid er utviklingen forholdsvis forutsigbar, mens endringer i de store industribedriftene i området gjerne skjer hurtig og er lite forutsigbart. Endringene i industrilast kommer i tillegg ofte som «alt eller ingenting» i ett punkt i nettet. Forbruket i husholdningene og tjenesteytende næring er spredt utover hele utredningsområdet. Lastutviklingen er i stor grad avhengig av temperaturforholdene og prisforholdene på alternative energibærere.

Formålet med prognosene er todelt. Det ene er behovet for et realistisk beregningsunderlag, som kan benyttes i nettutredninger og lastflytanalyser. For dette formålet bør ikke prognosene overdimensjoneres, men heller ikke underdimensjoneres. Det andre formålet er å predikere økt behov for nettkapasitet til overliggende netteiere, tidlig nok for at nettutviklingen skal skje i et samfunnsmessig rasjonelt tempo. Disse to formålene stemmer ikke nødvendigvis overens med hverandre.

Slik situasjonen er for nettutviklingen i Vestfold og Telemark i dag, med transmisjonsnettet som en begrensning de neste årene, har Lede besluttet å dele inn prognosene for å svare ut begge formålene. Basisscenarioet tar i en viss grad hensyn til begrensningene i transmisjonsnettet, slik planen for nettutviklingen i transmisjonsnettet er kjent for Lede. Vekst- og velstandsscenarioet ser derimot bort i fra denne begrensningen, og inkluderer andre tilknytningssøknader som Lede mener det er sannsynlig at vil realiseres, dersom de får nettkapasitet i tide.



Figur 4-1: Effektutvikling i hvert scenario

For å demonstrere den enorme etterspørselen etter nettkapasitet er det i tillegg laget et ekstra scenario, «*Industrieventyr*», som inkluderer det meste av kjente ønsker om tilknytning, både hos Lede og ting som er søkt direkte til Statnett. Det gjøres ingen lastflytberegninger for dette scenarioet, da det er et meget urealistisk scenario. Scenarioet er kun til for å understreke det store bildet av økte forespørsler, og er beskrevet i Kapittel 4.1.3. Det er også

viktig å få frem tilknytningssøknadene som har gått direkte til Statnett, da det vil påvirke nettutviklingen for hele Vestfold og Telemark dersom de tilknyttes.

#### 4.1.1 Basisscenario

Basisscenarioet er scenarioet vi «tror på». Scenarioet er en framskrivning av dagens utviklingstakt, som har økt siden KSU 2020.

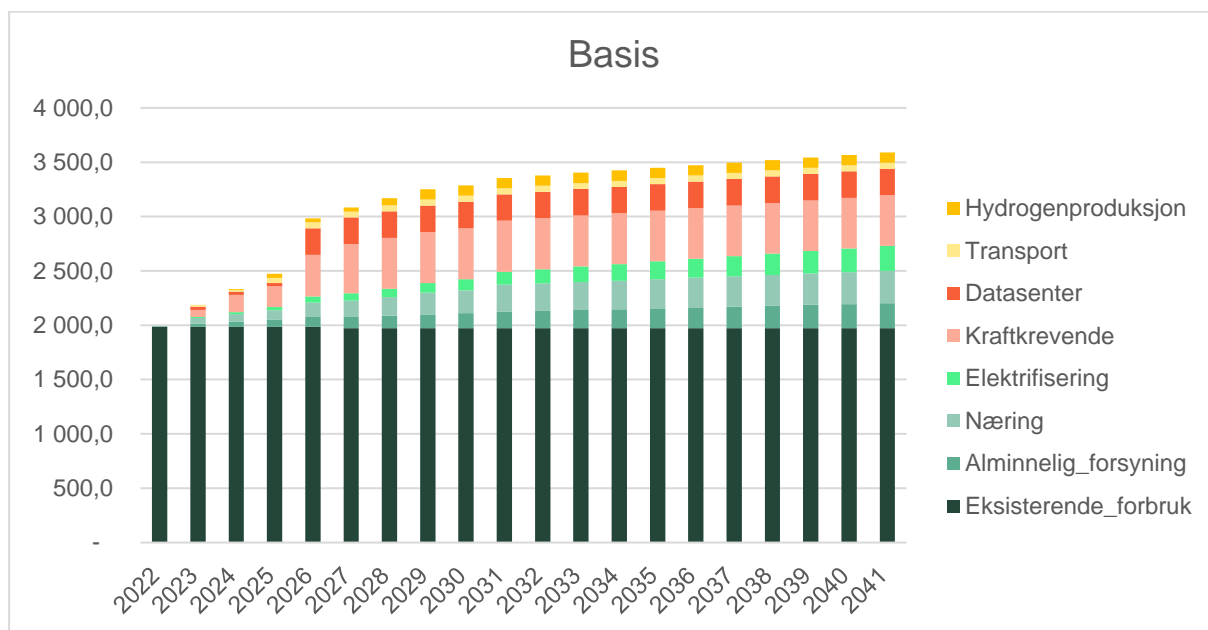
**Kraftproduksjon:** Det forventes noe utbygging av småkraft/konvensjonell vannkraft på lang sikt, og noe distribuert solkraft.

**Teknologiutvikling:** Forbrukerfleksibilitet utnyttes der det er størst behov og bidrar mest.

**Bygningsmasse:** Det kommer noe passivhus etter hvert, varmepumper blir bedre og billigere. Fjernvarmeutbygging til næring/service/blokkbebyggelse i gjenstående byer. Økning i befolkningen vil ikke nødvendigvis føre til økning i alminnelig forsyning mot slutten av analyseperioden.

**Industriutvikling:** Stor vekst i industrien, men det begrenses av kapasiteten i transmisjonsnett.

Prognosene for basisscenarioet, fordelt på de forskjellige lastkategoriene er vist i Figur 4-2. Det er utviklingen av næring som er den store driveren av lastveksten i basisscenarioet sammen med etablering av datasentre i området.



Figur 4-2. Prognose for lastvekst i utredningsområdet for basisscenarioet.

#### 4.1.2 Vekst og velstand

Dette er et scenario som kjennetegnes av god vekst og sterk økonomisk fremgang. Det antas at dette medfører rask teknologiutvikling, og at det finnes både politisk vilje og betalingsvillighet for å innføre klimavennlige tiltak. Det er forutsatt vekst i både velstand og befolkning i dette scenariet.

**Kraftproduksjon:** Det forventes at mesteparten av potensialet for småkraft og konvensjonell kraft utbygges, men at verneplanene består. Sol bygges ut i stor skala, på ¼ av takene hos alminnelige forbrukere (husholdning og næring).

**Teknologiutvikling:** Storskala implementering av lagringsteknologi i nettet, drevet frem av kraftig prisreduksjon på teknologien. Forbrukerfleksibilitet er stor, men uten aktiv tilnærming fra kunder.

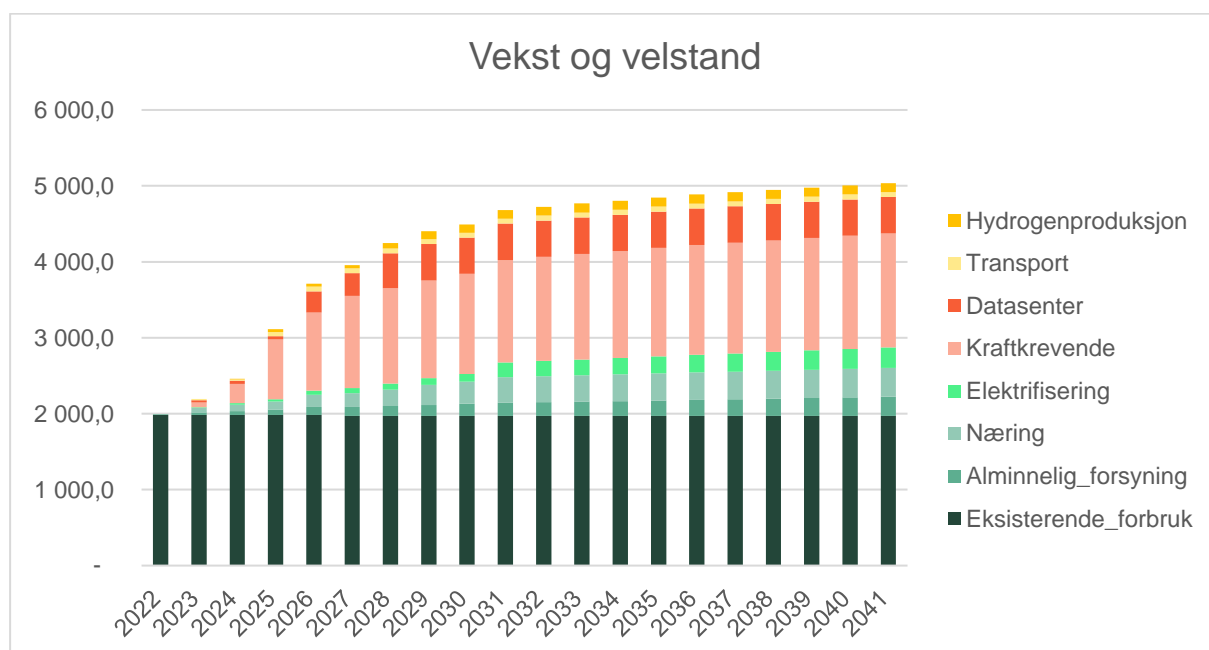
**Bygningsmasse:** Passivhus implementeres som ny byggestandard tidlig i utredningsperioden, og det innføres maksimal energieffektivisering. Varmepumper blir bedre og billigere. Fjernvarmeutbygging til næring/service/blokkbebyggelse i gjenstående byer og tettsteder.

**Industriutvikling:** Stor tilvekst av ny industri. Kapasiteten i overliggende nett er ikke ansett som en begrensning.

Det er forutsatt at de samme nærings- og industriområdene som blir etablert i basis også blir etablert i Vekst og velstand. Det samme gjelder for utvidelse av eksisterende industri- og næringsområder. For nye næringsområder og utvidelse av eksisterende næringsområder antas det at effektbehovet øker noe sammenlignet med basis.

Videre er det forutsatt at de samme datasentrene blir bygget som i basis, men at effektbehovet for disse vil være høyere. I tillegg antas det at ytterligere to datasenter blir bygget.

Prognosene for vekst og velstandscenarioet, fordelt på de forskjellige lastkategoriene er vist i Figur 4-3. Det er stor vekst i kraftkrevende industri og datasenter.

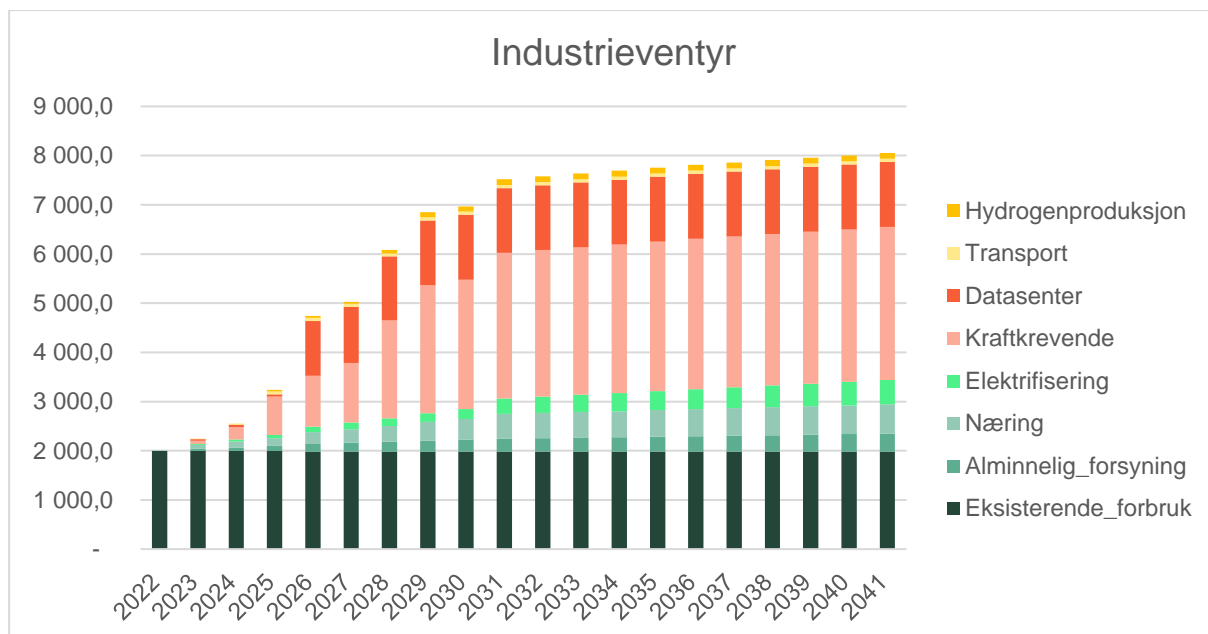


Figur 4-3. Prognose for lastvekst i utredningsområdet for vekst og velstand.

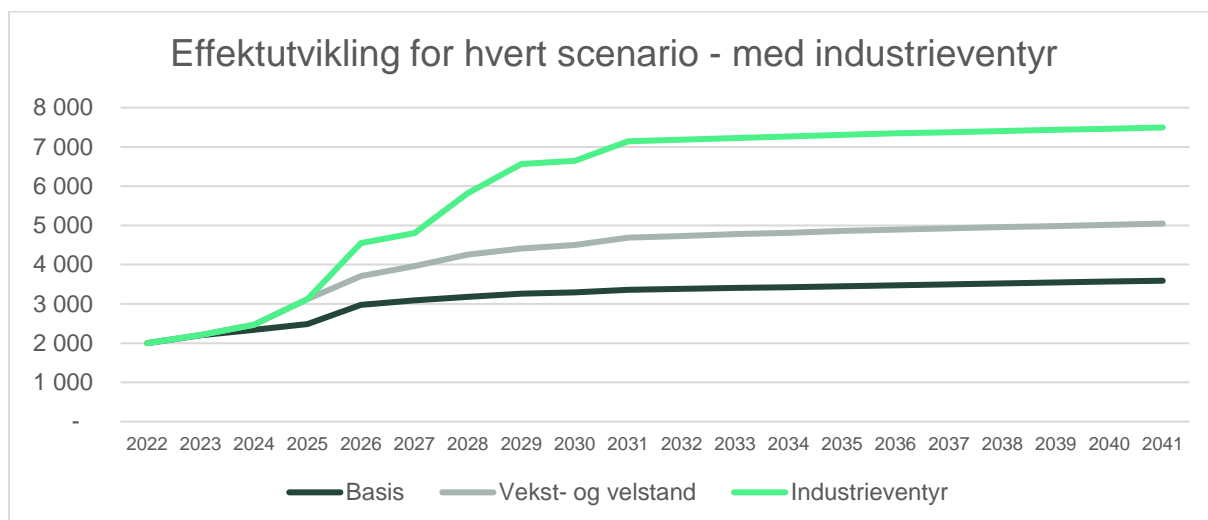
### 4.1.3 Industrieventyr

Som beskrevet i Kapittel 4.1 er industrieventyrscenarioet et veldig urealistisk scenario. Scenarioet inkluderer alt fra Vekst- og velstand, søknader sendt direkte til Statnett, samt betydelige effektøkninger fra eksisterende kunder om elektrifisering som ikke er modne nok til å søkes om enda. Prognosene er vist i Figur 4-4.

Samlet effektutvikling for de tre scenarioene er vist i Figur 4-5.



Figur 4-4. Prognose for lastvekst i utredningsområdet for industrieventyr



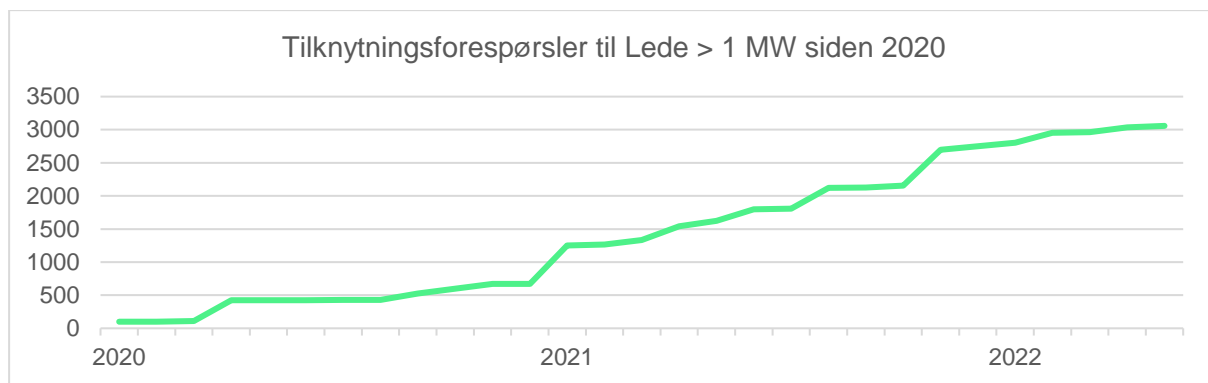
Figur 4-5. Effektutvikling for hvert scenario

#### 4.1.4 Kraftkrevende industri

Siden innlevering av KSU 2020 har det vært en enorm økning i tilknytningsforespørsler i Vestfold og Telemark, vist i Figur 4-6. På to år har Lede mottatt tilknytningssøknader på til sammen over 3000 MW. Ca. 2700 MW av søknadene dreier seg om kraftkrevende industri.

Søknadene om kraftkrevende industrien består hovedsakelig av elektrifisering av eksisterende industri, datasenter, batterirelaterte fabrikker og hydrogenproduksjon. Dette forbruket har lav samlagring, og en jevn effektprofil over året.

Det er vanskelig å predikere hva som kommer til å realiseres av de ulike tilknytningssøknadene om kraftkrevende industri, og ikke alt kan realiseres grunnet lang ledetid for kapasitetsøkning av denne størrelsen.



Figur 4-6. Tilknytningsforespørsler over 1 MW til Lede fra 2020 til juni 2022

#### 4.1.5 Næringsområder

Det har de siste årene vært en stor økning i forespørsler om etablering av nye næringsområder, spesielt langs E18. I tillegg forventes det en vekst i hos eksisterende industri- og næringsområder. Figur 4-7 viser lokaliseringen av næringsområdene som er inkludert i prognosene, fordelt på eksisterende og nye områder.

##### Eksisterende:

1. Herøya
2. Rafnes
3. Brevik
4. Ringdalskogen/  
Amundrød
5. Borgeskogen
6. Hanekleiva
7. Rjukan

##### Nye:

1. Frier Vest
2. Grenlandsporten
3. Enger
4. Menstad
5. Rugtvedt/  
Langrønningen
6. Fikkjebakke
7. Danebuåsen
8. Fokserød/Torp
9. Åskollen
10. Hydroparken



Figur 4-7. Industri- og næringsområder

## 4.2 Framtidige produksjons og belastningsforhold

### 4.2.1 Energi og effekttilgang

For nettutviklingen er det først og fremst tilgang på ny effekt som er av interesse. Potensialet for tilvekst av ny produksjon og alternative kilder til elektrisitet er vurdert i kapitlene 4.2.1.1-4.2.1.4 under.

#### 4.2.1.1 Ny vannkraftproduksjon

I utredningsområdet er det mange prosjekter under vurdering/planlegging. Det er stor usikkerhet forbundet med hva som blir realisert, når det blir realisert og hvilken produksjon som blir resultatet. Mange konsesjonssøknader er under behandling hos NVE. Det er gitt konsesjoner på en del prosjekter, men det er stor usikkerhet om hvilke som blir realisert og når. Totalt sett er det registrert 184 MW med vannkraftprosjekter i området (inkluderer nye og oppgraderinger/utvidelser), fordelt på 99 forskjellige kraftverk. Elsertifikatordningen utløp i 2020, og det var forventet at det ville bli en nedgang i realiserte prosjekter umiddelbart etter fristens utløp. Dette gjenspeiles også til en viss grad av at det siden forrige KSU (2020) ikke er meldt inn nye vannkraftprosjekter. Det er ventet at utbyggingstakten av vannkraft vil ta seg opp igjen ettersom høyere kraftpriser gjør det mer lønnsomt å bygge ut fornybar energi.

I basisscenarioet er det antatt at ca. 60 % av småkraftprosjektene blir realisert i løpet av perioden, mens i vekst og velstand blir alle prosjekter realisert. Alle scenarioene antas å ha omtrent samme utvikling frem mot utgangen av 2024, og de store forskjellene ser man først utover 2020-tallet.

Se Tabell 4-1 og Tabell 4-2 for oversikten per kommune. Store prosjekter som regnes å ha signifikant betydning for regionalnettet er listet spesifikt.

De fleste av de mindre kraftverkene er uregulerte i mindre vassdrag. Det vil si at de for alle praktiske formål må antas å ha lite eller ingen tilgjengelig vintereffekt, og dermed har lite påvirkning på flyten i topplast. Tilgjengelig vintereffekt er derfor satt til 0 i oversiktene under. Det kan likevel tenkes at noen av disse vil kunne levere strøm til nettet om vinteren, men det vil kreve detaljprosjektering og evaluering av produksjonsplaner for å avdekke.

Tabell 4-1. Potensiell ny produksjon i Vestfold

Kommune	Installert effekt [MW]	Forventet produksjon [GWH]	Tilgjengelig vintereffekt	Tilknytningspunkt
Holmestrand	0,38	1,16	0	Bentsrud, Sande
Horten	0,06	0,27	0	Røreåsen
Larvik	0	0	0	



Tabell 4-2: Potensiell ny produksjon i Telemark

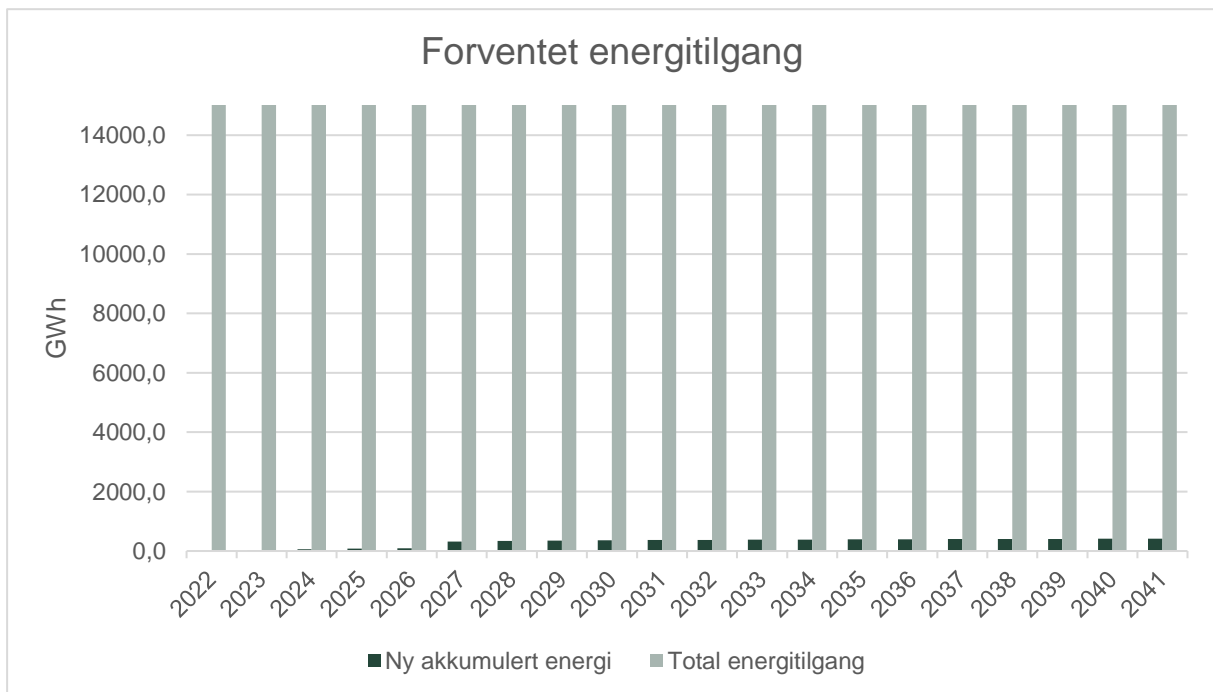
Kommune	Installert effekt [MW]	Forventet produksjon [GWH]	Tilgjengelig vintereffekt	Tilknytningspunkt
Drangedal	10,65	31,12	0	Tørdal
Fyresdal	19,52	67,51	0	Einangsmoen
Hjartdal (unntatt Sauland)	6,43	21,23	0	Tuddal når denne realiseres (Hjartdøla)
Sauland kraftverk	76	190	68,4	Sauland koblingsanlegg
Kragerø	0	0	0	Ikke relevant
Kviteseid	2,0	6,65	0	Kviteseid
Nissedal (uten Høgefoss)	8,53	28,79	0	Tørdal/Agder Energis nett.
Høgefoss utvidelse	6,1	13,2	5,5	Utvidelse eksisterende kraftstasjon
Midt-Telemark	0	0	0	Ikke relevant
Nome	0,9	3,8	0	Lunde
Notodden	3,3	8,6	0	Årllifoss
Seljord	5,45	15,5		Seljord
Skien	9,95	45	0	Sørtveit/Moflata
Tinn (uten Vemork)	12,8	33,4	0	Mæl
Utvidelse, Vemork	6	13,5	5,4	Eksisterende kraftstasjon
Tokke	11,46	34,9	0	Lio/Åmdal
Vinje	4,5	19,9	5	Åmot/Libru

Figur 4-8 og Figur 4-9 viser forventet effekttilgang og energitilgang i utredningsområdet.



Figur 4-8 Forventet utvikling i effekttilgang i utredningsområdet.

Dersom alle prosjektene blir realisert i utredningsperioden vil den bestemmende effekt øke med ca. 184 MW til rett under 2 500 MW i 2041. Tilsvarende vil middelproduksjonen øke med ca. 534 GWh til ca. 15 500 GWh i 2041. Det vil derimot være langt mindre tilvekst av tilgjengelig vintereffekt, siden mange av prosjektene er uregulert småkraft.



Figur 4-9 Forventet utvikling i energitilgang i utredningsområdet.

#### 4.2.1.2 Fjernvarme

Det er etablert eller er under bygging fjernvarmeanlegg i de fleste byene i utredningsområdet. Primærbrenselet er flis med gass som spisslast og reserve. Det foreligger p.t. få planer for større utvidelser av fjernvarme i området.

#### 4.2.1.3 Vind

Det er per juni 2022 konsesjonssøkt ett vindkraftverk i området, på 10 MW i Larvik. Anlegget er planlagt tilknyttet eksisterende 22 kV nett i Larvik. Status for søknaden er «under behandling». Utover dette er det signaler om vindkraftverk i andre deler av utredningsområdet. Det er likevel på et såpass tidlig stadium at det ikke kan forutsies når og i hvilket omfang det eventuelt vil komme. I utkastet til Nasjonal ramme for vindkraft ble det indikert områder i regionen som egnet seg til vindkraft. Selv om Nasjonal ramme ikke ble vedtatt er det likevel mulig å se for seg at vindkraftbransjen vil fatte interesse for disse områdene.

Vindkraftverk uten tilknyttet energilager vil på samme måte som solkraft og småkraft uten magasin være uregulerbar kraft og dermed ikke nødvendigvis tilgjengelig når den behøves.

#### 4.2.1.4 Solkraft

Det forventes at det vil bygges ut mer solkraft fremover, som et resultat av fallende priser og økende fokus på nullutslippsbygg/plusshus.

Utbygging av solkraft er inkludert i de forskjellige scenarioene for nettutviklingen (Kapittel 4.1). Ettersom de fleste solkraftanlegg fortsatt bygges ut for eget forbruk, og ikke for produksjon og salg til nettet, vil man ikke ha samme type synlighet for hvilke planer som ligger fremover i tid som man har for f.eks. vindkraft og vannkraft.

Noen aktører utvikler planer om bakkemonterte solkraftverk. Det er imidlertid ingen prosjekter i området som er håndfaste nok til å kunne tas inn i planer.

### 4.3 Statnetts planer og utredninger

#### 4.3.1 Pågående prosjekter i transmisjonsnettet

Statnett har et pågående utbyggingsprosjekt i Rød transformatorstasjon, der det gjennomføres fornyelser og utvidelser av stasjonen. Dagens transformatorer vil bli erstattet med 3 x 300 MVA-transformatorer og prosjektet skal fullføres i løpet av 2022.

Statnett planlegger også å øke transformorkapasiteten i Tveiten med en transformator på 200 MVA innen 2024. Dette er ansett som et midlertidig tiltak fordi det er problematikk med kvikkleire på dagens tomt i Tveiten. Det er derfor satt i gang et prosjekt for å bygge en ny Tønsberg stasjon til erstatning for Tveiten. Stasjonen vil bli bygd for 420 kV, og prosjektet er planlagt idriftssatt på slutten av 2020-tallet.

Statnett har også satt i gang et prosjekt for å etablere transformering i Bamble (2 x 300 MVA) mot Lede sin nye stasjon på Herum som følge av forbruksplaner i Grenlandsområdet. Prosjektet er planlagt fullført innen 2027.

Utover prosjektene for å øke transformorkapasiteten i Rød og Tveiten/Tønsberg, har Statnett pågående prosjekter for fornyelse av apparat- og kontrollanlegg i Songa og Tokke.

### 4.3.2 Pågående utredningsarbeid og aktuelle prosjekter

Statnett arbeider i 2022 med å lage ti områdeplaner for å beskrive den langsiktige nettutviklingen i transmisjonsnettet. Den første versjonen av områdeplanen for Telemark og Vestfold ble satt i gang i april 2022 og skal slutføres i oktober 2022. Målet med områdeplanarbeidet er å se system- og anleggstiltak i sammenheng med utgangspunkt i eksisterende anlegg. Kapasitets-, fornyelses- og vedlikeholdsbehov vurderes samlet, og områdeplanen skal vise trinnvis utvikling med tilhørende kapasitet som tilrettelegges.

De foreløpige resultatene fra områdeplanarbeidet per juni 2022 peker på at følgende tiltak vil være prioritert:

- Temperaturoppgradering av 300 kV-ledningen mellom Rød og Porsgrunn
- Økt transformorkapasitet i Hof, inkludert tilrettelegging for 420 kV
- Fornyelse av Porsgrunn stasjon tilrettelagt for 420 kV
- Spenningsoppgradering av ledningene mellom Flesaker og Bamble via Tønsberg

Følgende tiltak er også aktuelle å sette i gang som prosjekt på sikt:

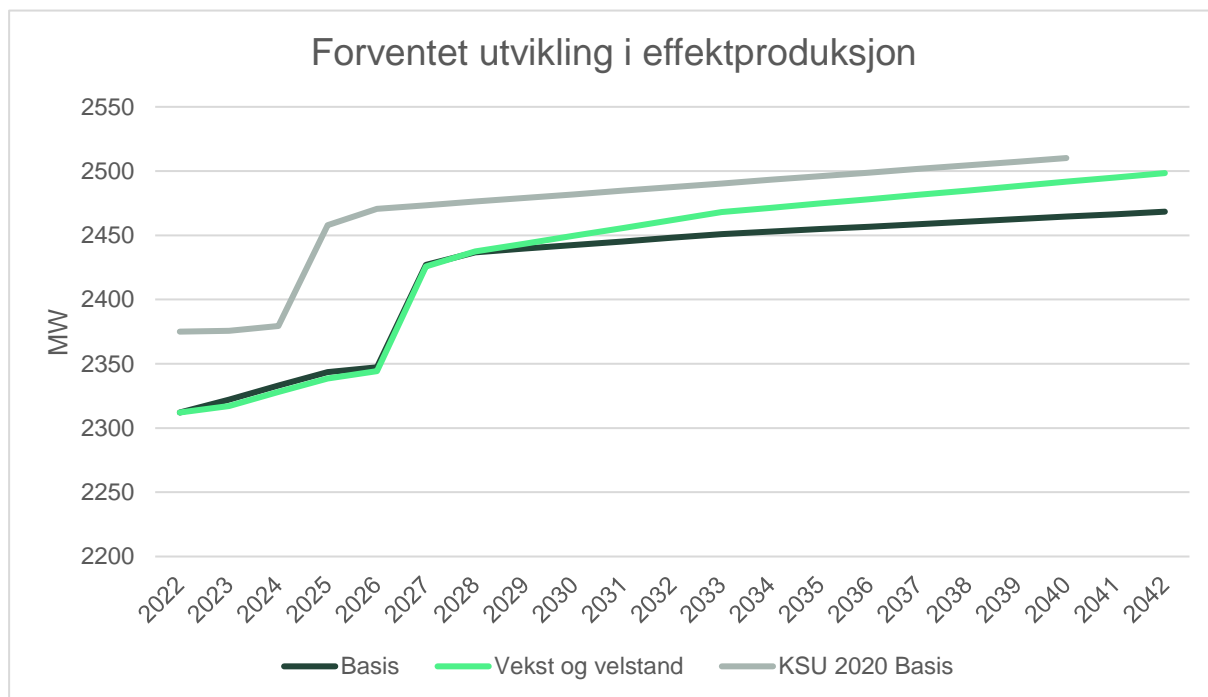
- Økt transformeringskapasitet i Grenlandsområdet
- Ny koblings-/transformatorstasjon i Reskjem (mellom Tokke og Flesaker/Rød)
- Ny 420 kV-stasjon i Tokke-området
- Oppgradering av Songa stasjon til 420 kV

Følgende problemstillinger er ikke avklart i områdeplanarbeidet per juni 2022:

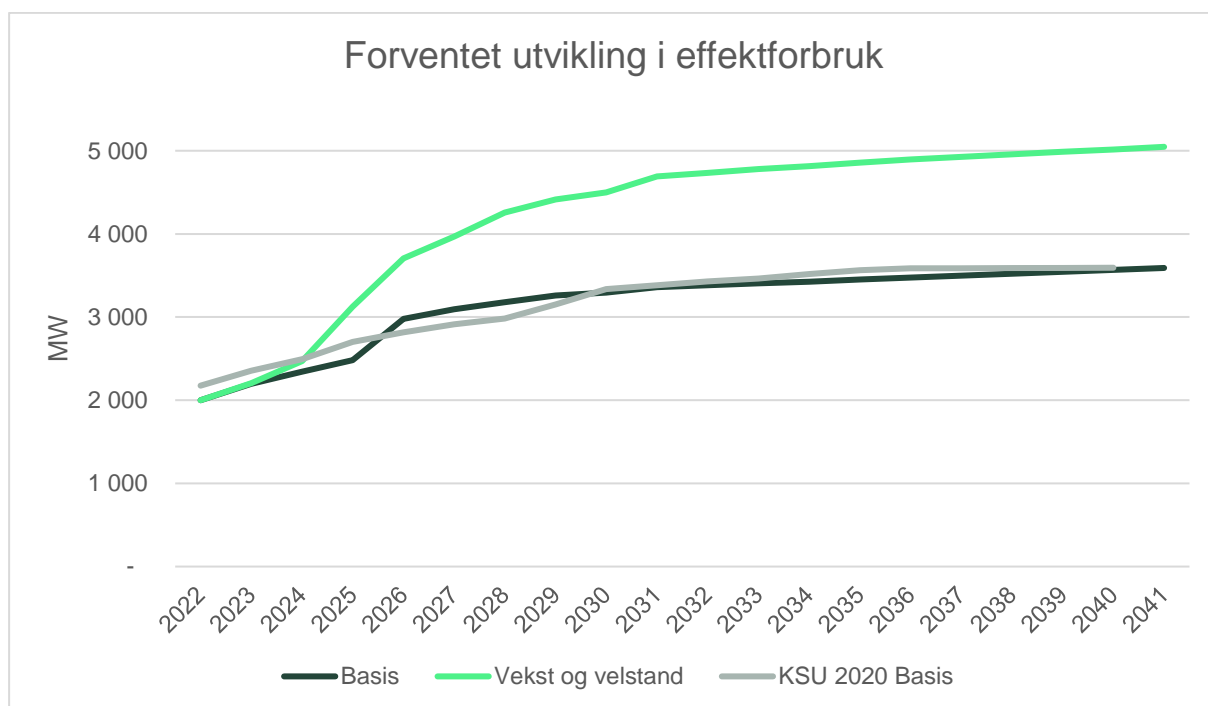
- Langsiktig nettløsning for å forsyne økt forbruk i Grenlandsområdet
- Overordnet trasé for ny ledning mellom Bamble og Tønsberg via Porsgrunn og behovet for ny stasjon mellom Tønsberg og Porsgrunn (Jåberg/Sandefjord)

### 4.4 Produksjon og lastforhold for de vurderte scenarioene

Det er gjort anslag på forventet produksjon (Figur 4-10) og belastning (Figur 4-11) i de tre scenarioene. I 2022 er det benyttet reelle verdier i toppplastimen. I Figur 4-10 er årsaken til hoppet fra 2026 til 2027 oppstart av Sauland kraftverk.



Figur 4-10 Forventet utvikling i effektproduksjon for hvert scenario.



Figur 4-11 Forventet vekst i effektbelastning per scenario.

Forventet effektforbruk for de tre scenarioene er vist i Figur 4-11, sammen med prognosen presentert i KSU 2020- 2039. Fremveksten av industri/næring og data forventes å stå for størstedelen av lastøkningen.

#### 4.5 Kost - nytte av alternative prosjekter

Alle anlegg som blir planlagt vurderes nøye mot mulige alternativer både med hensyn på nytte og kostnader. Før endelig beslutning om utbygging blir fattet skal alle forhold være tatt med i betraktning.

Alternative løsninger blir drøftet i systemanalysene. Dersom man ikke får realisert de foreslåtte prosjekter på grunn av protester fra berørte kommuner/grunneiere etc. eller at rammebetingelsene er endret, kan det være aktuelt å ta fram alternative prosjekter.

#### 4.6 Overgang fra 66 kV til 132 kV

En overgang til 132 kV i dagens 66 kV nett kan gjennomføres ved at alle tiltak i 66 kV nettet utføres med 132 kV materiell som driftes på 66 kV, inntil alt er klart til en overgang til 132 kV. Det er estimert at en rask overgang fra 66 kV til 132 kV vil kreve ombygging/fornyelse av 270,7 km ledninger og ombygging av 34 transformator/kraftstasjoner med en samlet transformatorytelse på 650 MVA. Et grovt kostnadsoverslag tilsier at en slik overgang vil koste ca. 1 840 mill. kr. Kostnadene gjelder ved utskifting 1:1. Ved en overgang til 132 kV vil det være naturlig å se på mulighetene for å omstrukturere regionalnettet i områdene som berøres.

Etter en overgang til 132 kV vil tapene i nettet reduseres. 132 kV ledninger har større avstand til terreng og er derfor mindre utsatt for trefall, noe som kan redusere KILE kostnader. Tre transformatorer 132/66 kV kan fases ut. 300/66 kV transformereringen og 66 kV koblingsanlegget i Tveiten kan fases ut. Dette må erstattes av økt transformeringskapasitet til 132 kV og utvidelse av 132 kV anlegget i Tveiten. Det er ikke planlagt en rask overgang fra 66 til 132 kV i utredningsområdet.

Ved etablering av nye Tønsberg transmisjonsnettstasjon vil ikke Statnett etablere transformering til 66 kV. Lede må derfor gjøre en omstrukturering og eventuell spenningsoppgradering.

## 5 PLANER OG TILTAK I NETTSYSTEMET

### 5.1 PlanNett

I 2022 har NVE innført portalen PlanNett (<https://plannett.nve.no/>). Denne erstatter tiltaksoversikten fra tidligere kraftsystemutredninger og gir en oversikt over nettselskapenes planlagte og pågående utredninger og tiltak.

PlanNett inkluderer kun de mest sannsynlige/aktuelle utredningene de neste årene og vil oppdateres løpende basert på nettselskapenes pågående arbeid. Tiltak i PlanNett reflekterer nettselskapenes prosjektportefølje.

Det presiseres at utredninger i PlanNett ikke innebærer vedtak om investeringer i regionalnettet. Alle investeringsvedtak gjøres av de respektive netteieres styrende organer. Tidspunkt for gjennomføring er styrt av blant annet faktisk aldringsprosess, faktisk last- og produksjonsutvikling, konsesjonsprosesser og eiers evne til å gjennomføre investeringer.

### 5.2 Tiltak i distribusjonsnettet

Det er etablert mange forbindelser på 11 og 22 kV mellom områdekonsesjonærer i utredningsområdet. De fleste forbindelsene er etablert for å bedre forsyningssikkerheten. Noen forbindelser er etablert for å forsyne kunder i grenseområdet mellom to konsesjonærer hvor det ble vurdert rimeligst å forsyne kunden fra nabokonsesjonæren.

Ved vurdering av nye prosjekter i regionalnettet blir tiltak i distribusjonsnettet, og tiltak hos nabokonsesjonærer vurdert. Reserveforbindelser på 11/22 kV krever at det er tilstrekkelig transformorkapasitet i regionalnettet for å kunne utnytte disse forbindelsene. Det er generelt god kontakt mellom områdekonsesjonærene i utredningsområdet.

### 5.3 Forbrukerfleksibilitet

Tiltak rundt forbrukerfleksibilitet og alternativ teknologi kan bidra til å utsette eller eliminere behovet for investeringer i nettet. Det er særlig tiltak som utløses av forbruksøkning, og/eller som følge av behov for å øke tilgjengelig reserve (forsyningssikkerhet) som kan erstattes eller utsettes ved bruk av forbrukerfleksibilitet.

Det største potensialet for å utnytte forbrukerfleksibiliteten gjennom avtaler om utkobling av laster er gjerne hos industrikunder eller eventuelt større næringsbygg som enten har reservekapasitet eller mulighet til å slå av laster.

Dersom det er betydelig lastøkning skal det mer til for at forbrukerfleksibilitet kan påvirke behovet for investeringen i nett, for eksempel ved etablering av nye industriaktører med høyt forbruk jevnt over året i et område der det mangler overføringskapasitet enten i stasjon eller distribusjonsnettet. Dersom lastøkningen er lavere og det også er mer usikkert hvor mye som vil komme er det større mulighet til å bruke forbrukerfleksibilitet for å utsette eller unngå en ny investering.

#### 5.3.1.1 Tilknytning av forbruk på vilkår

Gjennom nytt regelverk fra april 2021 som åpnet for tilknytning av forbruk på vilkår, vil nettselskapene og uttakskunder kunne bli enige om vilkår om forbruksendring eller utkobling når nettselskapet har driftsmessig behov for det, som et alternativ til kostbare redundansinvesteringer. Kundens økonomiske vinning ved dette er spart anleggsbidrag. Tilknytning på vilkår kan bidra til mer effektiv utnyttelse av nettet, raskere tilknytningsprosess og redusert behov for nettinvesteringer. Det forutsetter at begge parter er enige om å inngå

avtalen, og at Statnett har beskrevet hvordan de vil vurdere tilknytningsavtaler med forbruksbegrensning (avtale om tilknytning med vilkår skal avklares med systemansvarlig).

#### **5.4 Barrierer for realisering av samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter**

Med et sterkt fokus på bedriftsøkonomi vil det i enkelte tilfeller være vanskelig å realisere samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter.

Netteiere med gamle og få anleggsdeler har lav inntektsramme og liten interesse i å gjøre investeringer i eget nett som ikke er bedriftsøkonomiske selv om prosjektene er samfunnsøkonomiske lønnsomme.

Investeringer hos en netteier kan gi bedriftsøkonomisk pluss hos andre netteiere. Slike prosjekter krever samarbeid mellom netteiere om overføring av inntektsramme.

Samfunnsøkonomiske prosjekter hvor tapsbesparelsen er en stor del av gevinsten kan gi negativ bedriftsøkonomi når tapsrammen blir nedjustert etter kort tid, mens den samfunnsøkonomiske gevinsten vil være der.

Anleggsbidragsregelverket som ble oppdatert i 2019 har også skapt en form for barriere for nettutviklingen. Nettselskap har insentiver til å avvente med å utrede og planlegge nett til det foreligger en konkret kunde som er villig til å utløse anleggsbidrag. Baksiden med dette er at kunder som utløser investeringer ofte ikke har tid til å vente til nye nettanlegg er klare, spesielt når det må gjøres tiltak i regionalnettet. En ny transformatorstasjon har ledetid på 4-6 år, som fort blir for lenge for mange aktører. Nettselskapet har i noen tilfeller muligheten til å tilby midlertidig betinget tilknytning i påvente av at det etableres regionalnett, men det forutsetter at det er tilstrekkelig utbygd eksisterende nett med reservekapasitet.

Den lange ledetiden er generelt en barriere for samfunnsøkonomiske prosjekter. I flere og flere tilfeller er det nå fullt i transmisjonsnettet, hvor ledetidene også er mye lenger. Økt saksbehandlingstid for konsesjonsbehandling og lengre leveringstid på komponenter bidrar negativt til dette.



## **6 REVISJON AV UTREDNINGEN**

Utredningen blir oppdatert hvert 2. år.