



Kraftløftet



LO Norge



NHO

Trøndelag



Om rapporten

THEMA Consulting Group har hatt en rolle som sekretariat, og har stått for innhenting og bearbeiding av faktagrunnlaget i rapporten. De foreslåtte tiltak som presenteres i rapporten er utarbeidet av arbeidsgruppen ledet av NHO og LO regionalt.

INNHOOLD

Om Kraftløftet	4
1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen	6
2 Kraftsituasjonen i Norge	9
2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge	9
2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge.....	10
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett.....	11
2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge.....	11
3 Kraftsituasjonen i Trøndelag.....	13
3.1 Kraftproduksjon i Trøndelag.....	13
3.2 Kraftforbruk i Trøndelag	14
3.3 Kraftimport og -eksport behov.....	15
4 Nettsituasjonen i Trøndelag.....	17
4.1 Tilknytningssaker hos nettselskapet i Trøndelag	17
4.2 Tilknytningssaker hos Statnett.....	18
4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionalt nettselskap	18
4.4 Statnett sin områdeplan	18
5 Forbruksutvikling.....	20
5.1 Forbruksutvikling (Tensio).....	20
5.2 Statnett tilknytningssaker	20
5.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Trøndelag.....	21
6 Produksjonsutvikling	22
6.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet	23
7 Case	24
7.1 Verdalskalk	24
7.2 Posten Sandmoen	24
7.3 Wacker Chemicals Norway AS	24
7.4 Energieffektiviseringsprosjekter i Trøndelag	24
8 Tiltak	25
9 Energiordliste.....	26
10 Referanser	27

Liste over figurer

Figur 1 Grønningselva kraftverk i Levanger kommune er et typisk småkraftverk med installert effekt rett under 1 MW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 2.8 GWh.	6
Figur 2 Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er Norges største kraftverk (målt etter årsproduksjon), med installert effekt rett under 1 GW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 4 TWh. Foto: Sira-Kvina Kraftselskap.	6
Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).	9
Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert området), og årlig middelproduksjon (stiplet linje).	10
Figur 5 Kraftoverskudd (grønt, TWh) og kraftunderskudd (rødt, TWh) i hver region.	10
Figur 6: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra forbrukere (GW).	11
Figur 7: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra produsenter (GW).	11
Figur 8 Tilknytningsforespørsler hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk	12
Figur 9: Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Trøndelag	13
Figur 10: Utvikling i kraftproduksjon i Trøndelag (GWh).	13
Figur 11: Produksjon av vannkraft per kommune i Trøndelag.	13
Figur 12: Produksjon av vindkraft per kommune i Trøndelag.	14
Figur 13: Produksjon av solkraft per kommune i Trøndelag.	14
Figur 14: Utvikling i kraftforbruket i Trøndelag.	14
Figur 15: Kraftforbruk fra industri per kommune.	14
Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting per kommune.	15
Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk per kommune.	15
Figur 18: Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Trøndelag (GWh).	15
Figur 19: Kraftoversikt per kommune i Trøndelag.	16
Figur 20: Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Tensio.	17
Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Trøndelag (MW)	18
Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Trøndelag (MW)	18
Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Trøndelag.	19
Figur 24 Tilknytningssaker til forbruk i Tensio sitt utredningsområde (MW)	20
Figur 25 Tilknytningssaker hos Statnett i Trøndelag (MW)	21
Figur 26 Tilknytningssaker hos Statnett til produksjon i Trøndelag (MW) **. **Potensiell produksjon er inkludert ytterligere prosjekter som enda ikke er meldt til NVE eller Statnett, men som aktører ser på.	22
Figur 27 Tilknytningssaker hos Tensio til produksjon (MW).	22
Figur 28: Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn (MW). *Kartlagt av THEMA gjennom spørreskjema og intervjuer med produsenter i regionen.	23

Sammendrag og konklusjoner

Trøndelag styrer mot kraftunderskudd, og er uforberedt på klimaomstillingen og industrisatsingen som kommer. Vi trenger et takstskifte i utbygging av fornybar kraft og nett.

Klimagassutslippene skal halveres til 2030 og fjernes innen 2050. Vi må omstille næringslivet og industrien, og opprettholde og skape nye arbeidsplasser. Samtidig skal vi ivareta naturen, det biologiske mangfoldet og menneskerettighetene. Uten økt tilgang på fornybar kraft og nett i Trøndelag, vil arbeidsplassene, klimaomstillingen og konkurransekraften settes i spill. Utviklingen i regionen avhenger av evnen til å tilføre mer grønn energi på en bærekraftig måte. Nå må kommuner, fylke, næringsliv, nett og kraftprodusenter jobbe strukturert og målrettet slik at vi får bygd ut mer fornybar kraft og nett, samtidig som vi energieffektiviserer, digitaliserer, og blir smartere og mer datadrevet. Vi må jobbe langs flere linjer og sørge for mer av alt raskt.

Trøndelag kom seg ut av den svært anstrengte kraftsituasjonen som rammet Midt-Norge for et tiår siden, takket være styrking av kraftnettet internt, over til Sverige og den store vindkraftsatsingen. Dagens kraftproduksjon på 13 TWh består av vannkraft (8 TWh) og vindkraft (5 TWh), med en positiv kraftbalanse på 2,5 TWh i år med normalt vær og tilslag av vann. De to vindkraftverkene det er strid om har en normalårsproduksjon på 1,9 TWh. Hittil i år har prisområde NO3 som består av Trøndelag og Møre og Romsdal importert 4,2 TWh fra Nordland, 0,5 TWh fra Sverige og sendt 2,1 TWh videre sørover til NO5 og NO1.

Vannkraften i Trøndelag har en lav reguleringsevne og kombinert med den store vindkraftandelen er produksjonskapasiteten ujevn gjennom året. Fylket er derfor avhengig av import fra andre deler av Norge og Sverige, i perioder med lav produksjon. Trøndelag utgjør sammen med Møre og Romsdal prisområde NO3. Møre og Romsdal har et stort kraftunderskudd, som innebærer at det er et samlet underskudd på kraftbalansen når de to fylkene ses samlet.

En region med et stort potensial

Trøndelag har et variert næringsliv som spenner fra matproduksjon fra havet og landbruket, til en sammensatt og mangfoldig treforedlingsindustri, samt klassisk prosessindustri

med de leverandørkjedene som bygges opp rundt disse næringene. Fylkets sterke kunnskaps og teknologimiljøer har en nasjonal betydning.

Fylket har et sterkt utgangspunkt for en videreutvikling inn i en lavutslippsfremtid. Manglende tilgang til elektrisitet vil hindre utvikling av industri og næringsliv, og gjøre det vanskelig å opprettholde konkurransedyktige kraftpriser og et verdensledende karbonavtrykk for produkt og tjenester. Trøndelag merker allerede konsekvensene av manglende tilgang til kraft da kampen om ny kapasitet er stor og mange aktører står allerede i kø. Nye industrielle muligheter, og derved nye arbeidsplasser, kan gå tapt.

Kraftgapet er en stor barriere

I september 2023 presenterte Statnett sin kraftmarkedsanalyse for Norge som estimerer en svekket kraftbalanse som forventes å gå fra overskudd i dag til null i 2028. I likhet med både Statnett og NVE sine analyser peker også denne rapporten på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttakten i kraftforbruket.

Denne rapporten viser at i Trøndelag fylke er det en etterspørsel til nettkapasitet fra forbrukssiden som tilsvarer en økning på 166 prosent av dagens forbruk eller 2,5 ganger dagens kraftproduksjonskapasitet. Vi har brukt 100 år på å bygge dagens nett, og meldingen fra nettselskapene er at nettet nærmer seg fullt. Skal vi elektrifisere industrien og skape nye grønne arbeidsplasser i fylket må vi altså de neste årene forsterke og bygge ut et nett som tåler mer enn en dobling av dagens forbruk. På produksjonssiden er det kun søkt om en økning på 14 prosent fra dagens installerte effekt. Differansen mellom forespurt forbruk og planlagt ny produksjon viser dermed et stort gap.

En del av dette bør dekkes inn gjennom energieffektivisering, men hoveddelen må komme fra ny fornybar kraftproduksjon.

Energieffektivisering

Som en del av Kraftløftet har man i tillegg til regionale utredninger utarbeidet en nasjonal Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft (LO/NHO, 2023). Denne ser på potensial og barrierer og setter mål for

energieffektivisering og varmepumper i bygg, energieffektivisering i industrien og for lokal solkraftproduksjon. Rapporten gir klare anbefalinger til utredninger og andre virkemidler for å overkomme barrierer og utløse potensialet. Strategien anbefaler et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh. Antas det at målet fordeles jevnt over landet, bør Trøndelag minimum ha som ambisjon å dekke 1 TWh av det nasjonale målet om energieffektivisering.

Trondheim har gjennomført et vellykket femårig Horizon 2020 prosjekt for energipositive nabolag. +CityxChange har prøvd ut felles lokale marked som forsyner nabolaget med den energien som trengs. Brattøra, Campus Gløshaugen og Sluppen-Tempe har vært testområder. Prosjektet har bidratt til å dempe presset på nettet ved blant annet å ta ned effekttopper. Prosjektets erfaringer vil danne grunnlaget for nye forretningsmodeller og investeringsmodeller innen energieffektivisering på bygg/områder, investeringer i solcelleanlegg og batteri og varmepumpesystem med mer (Cityxchange, 2023).

I tillegg starter Tensio i november 2024 et arbeid med bedre regional energikoordinering som er et pilotprosjekt som også Elvia og Lnett deltar i. Koordinatorer skal blant annet samordne aktørene i et energisystem og finne/teste nye løsninger som kan bidra til gode forsyningsløsninger. Målet er å øke effektuttaket i dagens nett med 25%. Dette skal bidra til at planlegging av produksjon og tilgang til kraft ses i sammenheng og utvikles parallelt med nærings- og industriutvikling.

Svakt nett og dårlig kapasitet

Kraftnettet i Trøndelag er for svakt, og nærmer seg fullt i en del områder. Dersom det ikke bygges ut nok nettkapasitet vil det hindre ønsket samfunnsutvikling, der vi skal sikre eksisterende bedrifter og skape nye grønne arbeidsplasser. Aktører vil velge å etablere seg andre steder med bedre kraftforsyning, og Trøndelag vil tape arbeidsplasser og næringsliv, og ikke greie å kutte våre utslipp.

Samtidig er det viktig at utbygging av ny kraft og nett må skje på en mest mulig skånsom og bærekraftig måte for hindre store tap av natur, biomangfold og areal. Statnett og nettselskapene i Trøndelag jobber for å utbedre kapasiteten i nettet, men med dagens ledetider på 5-10 år tar det for lang tid å bedre situasjonen. Nettselskapene er strengt regulert, med den

føringen at de ikke skal bygge nett før det er et garantert behov, noe som gjør at utbyggingen havner på etterskudd. Flere større nettprosjekter har ført til omfattende utredninger før beslutning kan tas, og slik forlenget saksbehandlingen.

Alle mann på dekk

Bedriftene, kommunene og aktørene i Trøndelag er mangfoldige og har ulike økonomiske, teknologiske og organisatoriske ressurser til å delta i arbeidet med omstilling. Fellesnevneren er likevel at alle må bidra og at det haster.

Vi må lykkes med et mer fleksibelt og smart forbruk, og med løsninger for energilagring som reduserer behovet for nettutbygging. Vi må redusere energiforbruket gjennom storstilt energieffektivisering, og gjenbruke kraft fra spillvarme i industrien og annen overskuddsenergi. Vi vil trenge hele verktøykassen, og ta i bruk alle kilder til fornybar energi som havvind, landvind, nærvind, sol på tak og solparker, bølgekraft, termisk energi og oppgradering og utvidelse av vannkraften. Dessuten må vi bygge ut og styrke kraftnettet for å sikre en robust kraftforsyning i Trøndelag, og mer av produksjonen av strøm må skje der den brukes.

Politikere, organisasjoner, bedrifter, husholdninger og offentlige virksomheter vil alle spille en viktig rolle.

Skal vi lykkes må alle aktører delta og vi mobilisere i et samlet «Team Trøndelag».

For å sikre nok krafttilgang trenger vi:

1. At energisituasjonen i Trøndelag settes høyt på den politiske agendaen.
2. Økt samhandling mellom relevante aktører for å sikre en helhetlig tilnærming til energiproblematikken i Trøndelag.
3. Å etablere lokale og regionale energiplaner og få til en helhetlig arealplanlegging på tvers av kommuner.
4. At offentlig sektor bruker innkjøpsmakten sin som et verktøy for omstilling og som arbeider for redusert saksbehandlingstid i energitbyggingssaker.

5. Full utnyttelse av potensialet for vannkraft i regionen gjennom nybygg, oppgradering og flomvern.
6. Mer vindkraftutbygging i Trøndelag.
7. Å utløse potensialet for energieffektivisering gjennom en mer datadrevet tilnærming og smartere løsninger.
8. At kommuner setter krav til bruk av fjernvarme, utnyttelse av spillvarme og bruk av innovative energiløsninger.
9. Åpen og ærlig dialog om behov for ny fornybar kraftproduksjon med ulike interessegrupper, og en fremoverlent holdning hos politikere i kraftutbyggingssaker.
10. At fylket og kommuner jobber aktivt og grundig med avveiningene av ny kraftproduksjon og fremføring relatert til ivaretagelse av naturverdier og samiske interesser.

Om Kraftløftet

Kraftløftet er et samarbeid mellom LO, NHO og regjeringen for å sikre økt krafttilgang raskere. Gjennom trepartssamarbeidet skal vi bidra til tiltak, mobilisering og grep som sikrer tilstrekkelig tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser for næringsliv og forbrukere i Norge mot 2030. Energikommisjonens rapport Mer av alt – raskere, LO og NHOs Felles energi- og industripolitiske plattform, Hurdalsplattformen, Stortingsmeldingen Energi til arbeid og tilleggsmeldingen ligger til grunn for arbeidet. Samarbeidet om Kraftløftet har siktemål frem mot 2030, med en årlig gjennomgang, og justering underveis.

Formålet med Kraftløftet er å sikre nok kraft til **klimaomstilling og nye industrisatsinger**, **øke tempoet** i kraftutbygging og energieffektivisering, hindre nasjonalt **kraftunderskudd**, og bidra til lokal og regional mobilisering for **økt krafttilgang**.

I tråd med mandatet skal LO og NHO i 2023 utarbeide en strategi som år for år viser hvordan næringslivet kan mobiliseres og settes i stand til å bygge ut mer fornybar kraft og nett raskt, forutsatt akseptable rammevilkår. Strategien skal også anbefale tiltak for å realisere så mye som mulig av potensialet for energieffektivisering i husholdninger, næringsbygg, industrien og resten av økonomien, basert på Energikommisjonens anbefalinger. Strategien presenteres for OED høsten 2023.

Fra mai til november 2023 gjennomfører LO og NHOs regionskontorer 11 regionale Kraftløft-utredninger med utgangspunkt i fylkesinndelingen. Formålet er å sikre et godt faktagrunnlag og legge til rette for lokal og regional mobilisering og forankring for økt krafttilgang. THEMA Consulting Group har en sekretariatfunksjon med å sammenstille informasjon og utarbeide de regionale rapportene. Det er nedsatt regionale arbeidsgrupper bestående av representanter fra partene som vil jobbe videre med rapportene som utarbeides. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS, Statsforvalteren og andre relevante aktører, er avgjørende.

Utredningene skal få frem:

- regionale kraftoversikter: kraftproduksjon og -forbruk i dag
- forventet forbruksutvikling: nytt forventet kraftforbruk i regionen
- nettsituasjonen i regionen: behov for oppgraderinger og nytt nett
- nye kraftprosjekter: forventet og mulig ny kraftproduksjon i regionen

Utredningene gjennomføres i tett dialog og samarbeid med kraft- og nettselskapene, industrien, bedrifter, næringsaktører og kraftforbrukere i regionen. Alle de regionale rapportene ferdigstilles og lanseres innen primo november. Prosessen og utredningen eies og lanseres av regionlederne i LO og NHO i hver region.

I tillegg har LO og NHO gjennomført en sentral prosess sammen med relevante landsforeninger og forbund for å kartlegge og foreslå tiltak og virkemidler for energieffektivisering og lokal energiproduksjon. Rapporten Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft ble lansert 19. september 2023, og overrakt til Olje- og energidepartementet.

I tråd med mandatet skal arbeidet med Kraftløftet søke å

- Kartlegge industriens og næringslivets behov for ny kraft, legge til grunn konkrete ambisjoner for utvikling av energiområdet, og synliggjøre fordeler ved å investere i nye lokale kraftprosjekter, med utgangspunkt i Energikommisjonens arbeid.
- Tydeliggjøre kraftbehov som følger av klimaomstilling og tiltak for å innfri Norges klimaforpliktelser, og hvilke prosjekter som må realiseres for å sikre dette.
- Gi tydelige råd om konkrete rammebetingelser og insentiver som både bidrar til lønnsomhet og gir raskere prosesser og kortere ledetider i kraft- og nettutbyggingssaker.
- Finne måter å bedre samarbeidet mellom konsesjonsmyndigheten, kommuner og fylkeskommuner, nettselskapene og industriaktører for å gi raskere nettilknytning.

- Sikre god utnyttelse av partenes regionale krefter slik at en sikrer god lokal forståelse for behovet, og grunnlag for å mobilisere nye kraftprosjekter. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS og andre relevante aktører, blir avgjørende

Denne rapporten er satt opp som følger: Kapittel 1 er en introduksjon til kraftsystemet. Her forklares sammenhenger, begreper og datagrunnlaget til analysen. For en leser med god kjennskap til kraftsystemet kan dette kapitlet hoppes over. Kapittel 2 tar for seg kraftsystemet for Norge som helhet. Her vil vi se på hvordan kraftproduksjon og forbruk fordeler seg i de ulike regionene. Videre, viser kapittel 3 dagen kraftsituasjon i Trøndelag. Kapittel 4 ser på nettsituasjonen i regionen, basert på både Statnett og de regionale nettselskaperens tall. Kapittel 5 og 6 tar for seg forventet forbruks- og produksjonsutvikling i regionen. Hvor kommer det økte forbruket fra, og hvor mye ny produksjon kommer? Kapittel 7 tar så for seg noen dypdykk fra regionen, som viser relevante caser innen produksjon eller forbruk. Til slutt, går kapittel 8 gjennom barrierer som aktører står ovenfor i regionen, og hvilke tiltak som skal til for å få mer kraft.

1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen

Det er en vesentlig forskjell på energiforbruk og forbruk av elektrisk energi. I 2022 var Norges forbruk av elektrisk energi på 140 Terrawattimer (TWh), og det totale energiforbruket var på 284 TWh. Det totale energiforbruket inkluderer både elektrisk energi og energi fra andre kilder som varme, biogass eller fossilt brensel og er blant annet energien vi bruker i bygninger, i transport, i industrien og til utvinning av olje og gass. Fra 1990 og frem til i dag har energiforbruket økt med mer enn 30 prosent. Andelen elektrisk energi har vært stabil på rundt halvparten av energiforbruket i alle disse årene (51,7 % i 2022). Store deler av Norges klimagassutslipp kommer fra det resterende energiforbruket, som dekkes i store deler av fossil energi. Av tiltakene for å nå norske klimamål mot 2030, krever 80 prosent tilgang på elektrisk energi, noe som er med på å drive den økende etterspørselen etter nettilknytning. I denne rapporten ser vi kun på den delen av energisystemet som går på elektrisk energi, også kalt kraftsystemet.

For å gi et inntrykk av størrelsesordener det er snakk om i rapporten kan det være nyttig med noen eksempler og begrepsforklaringer. $1\ 000\ 000\ \text{MW} = 1000\ \text{GW} = 1\ \text{TW}$, og det sammen gjelder for $1\ 000\ 000\ \text{MWh} = 1\ 000\ \text{GWh} = 1\ \text{TWh}$. I de neste delene beskrives det mer detaljert hva dette betyr. For ytterligere begrepsdefinisjoner se en energiordliste i slutten av dokumentet.

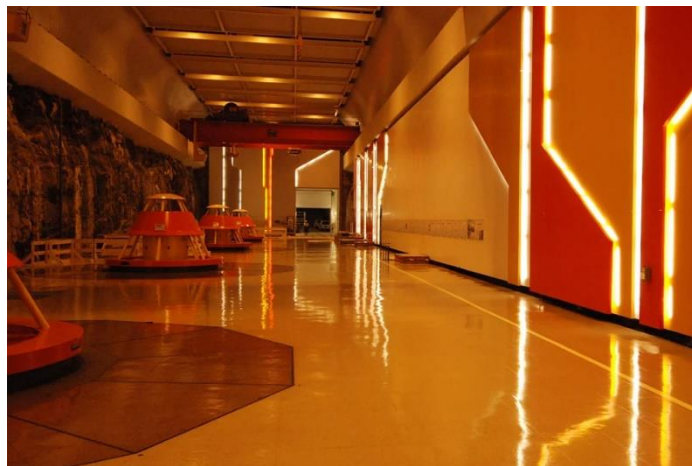
Hva er 1 MW?

Hestekraft er en gammel måleenhet for effekt. Forvirrende nok ble begrepet hestekraft først benyttet av den britiske oppfinneren James Watt, som også har gitt navnet sitt til den moderne måleenhet for effekt - Watt. 1 hestekraft beskriver arbeidet én hest er i stand til å utføre per tidsenhet. James Watt estimerte at en hest var i stand til å løfte 75 kg én meter opp per sekund. Det tilsvarer ca. 750 Watt. James Watt mente derfor at en maskin som kan levere 1 MW kan erstatte 1340 hester. I dag brukes hestekraft bl.a. til å betegne motorytelse. For eksempel kan en Tesla Model S Plaid, levere 1020 hestekrefter, det vil si ca. 0.75 MW. En Nissan Leaf, 2024 modell, kan levere 147 hestekrefter, det vil si ca. 0.1

MW. Kapasiteten til kraftverk måles også i MW. Figur 1 viser et typisk småkraftverk på 1 MW. Dette kraftverket kan, etter James Watt definisjon, erstatte 1340 hester, forsyne litt over én Tesla Model S Plaid med strøm, eller ca. 10 Nissan Leaf, 2024 modell, elbiler.



Figur 1 Grønningseelva kraftverk i Levanger kommune er et typisk småkraftverk med installert effekt rett under 1 MW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 2.8 GWh.



Figur 2 Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er Norges største kraftverk (målt etter årsproduksjon), med installert effekt rett under 1 GW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 4 TWh. Foto: Sira-Kvina Kraftselskap.

Hva er 1 GW?

Norge har 1749 vannkraftverk. Til sammen har de 1000 minste kraftverkene 1 GW installert effekt. Dette er småkraftverk som gjennomsnittlig hver er på størrelse med Grønningselva kraftverk. Figur 2 viser Tonstad kraftverk. Tonstad er Norges største kraftverk målt etter forventet årsproduksjon. Tonstad kraftverk alene har en installert effekt på litt under 1 GW. Kun ett annet kraftverk, Kvilldal, har større installert effekt. Til sammen kan disse to kraftverkene levere 2.2 GW som tilsvarer ca. 10% av historisk makslast i Norge. Første utbyggingsfase for havvindområde Sørlige Nordsjø II vil maksimalt gi 1.5 GW ny installert effekt, som innebærer en utbygging med mellom 100 og 150 vindturbiner.

Hva er sammenhengen mellom effekt (W) og energi (Wh)?

Når Grønningselva kraftverk går for fullt kan kraftverket forsyne en Tesla Model S Plaid med strøm. Men ingen kraftverk kan produsere for fullt til enhver tid. Faktisk produksjon er begrenset av tilsiget i elvene, vindstyrken, eller solforholdene. Heldigvis forbruker heller ikke Tesla Model S Plaid 1020 hestekrefter til enhver tid. Sammenhengen mellom energi og effekt for både kraftverk og forbruksobjekter kalles *brukstid*. Grønningselva kraftverk produserer i løpet av et år 2.8 GWh. Hvis derimot Grønningselva hadde levert full effekt gjennom hele året hadde den produsert ca. 8.7 GWh. Brukstiden for Grønningselva kraftverk er dermed $2.8 / 8.7 \text{ GWh} = 2\,810$ timer av totalt 8\,736 timer i året. Brukstiden til en elbil avhenger både av hvor langt bilen kjøres i løpet av et år og effektiviteten til bilen. Hvis vi antar at Tesla Model S Plaid forbruker 20.0 kWh/100 km og kjøres 10\,000 km per år, har bilen et årsforbruk på 2 MWh. Det gir en årlig brukstid på 2.7 timer. Det betyr ikke at bilen kun blir brukt 2.7 timer over et helt år. Normalforbruket til bilen over et helt år vil være lik forbruket til bilen hvis den leverer maksimal ytelse i 2.7 timer.

Hvor mye strøm bruker vi i Norge?

Forbruksrekorden i Norge ble satt 12. februar 2021 mellom kl. 9 og 10. Totalforbruket i den timen, totalt i hele Norge var 25.23 GWh, det vil si gjennomsnittlig 25.23 GW mellom kl. 9 og 10. Totalt i løpet av hele 2021 ble det forbrukt 139.5 TWh i Norge. Hvis Norge hadde forbrukt like mye gjennom hele året

som mellom kl. 9 og 10 den 12. februar hadde totalt årsforbruk blitt 220 TWh. I en gjennomsnittlig time i Norge i 2021 brukte vi altså 63% av maksforbruket fra 12. februar. Hvis forbruket fra 12. februar hadde vedvart hadde vi med samme energimengde kunne forsynt Norge i 5500 timer. For å forsyne Norge med nok *energi* i 2021 ville vi trengt 34 kraftverk ala Tonstad kraftverk, eller 43 kraftverk ala Kvilldal. Hvis Tonstad og Kvilldal produserte på fullt mellom kl. 9 og 10 ville vi trengt 26 kraftverk ala Tonstad, eller kun 20 kraftverk ala Kvilldal. Kvilldal har lavere brukstid enn Tonstad og er dermed bedre egnet til å forsyne Norge under effekttoppene.

Hvor mye energi kan vi få fra sol, vind og vann?

Ulike produksjonsteknologier har ulik brukstid, også kalt kapasitetsfaktor. Brukstid for solkraft faller med økende breddegrad. De fleste steder i Norge gir en brukstid under 1000 timer for solkraft. Brukstid for vindkraft er avhengig både av lokale vindforhold og dimensjonering av vindparken. Havvind har ofte vesentlig høyere brukstid enn landvind. Brukstid for vindkraft ligger mellom 2\,000 til 4\,500 timer. Brukstid for vannkraft avhenger av vannføringen i vassdraget, dimensjonering av anlegget, samt mulighet for magasinering av vann. Brukstid kan variere fra 1000 til 8000 timer. Dette betyr altså at 1 MW installert kapasitet kan gi store forskjeller i faktisk produksjon mellom de ulike produksjonskildene. For eksempel 100 MW installert effekt solkraft gir 100 GWh, mens 100 MW installert effekt i landbasert vind gir ca 300-400 GWh. I Norge har vi totalt en installert effekt på 40 GW, eller 40\,000 MW, og vi produserer i et normalår ca. 154,8 TWh.

Hvor mye forbruker ulike forbrukskategorier?

I løpet av et år forbruker medianhusholdningen i Norge 16 MWh elektrisitet. Grønningselva kraftverk på 1 MW installert effekt produserer omtrent 2\,500-3\,000 MWh årlig, og kan dermed forsyne omtrent 175 husholdninger med strøm hvert år. Et datasenter forbruker strøm stort sett alle timer i løpet av et år, og kan ha uttak i alt fra 0,25-1\,000 MW. Et stort datasenter på 500 MW vil tilsvare et forbruk på ca. 4 TWh.

Hvor kommer tallgrunnlaget til analysen fra?

Denne rapporten bygger på datagrunnlag fra flere aktører. For å analysere utvikling i forbruk og produksjon av kraft fremover tas det utgangspunkt i Statnetts tall. Statnett er Norges

transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnettet i Norge. Transmisjonsnettet forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. Transmisjonsnettet inkluderer også utenlandskabler og er høyspentlinjer som utgjør til sammen ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes direkte til transmisjonsnettet.

Videre analyseres tallene fra de regionale nettselskapene. Nettselskap i Norge eier og driver regional- og distribusjonsnettet. Regionalnettet er nivået under transmisjonsnettet, og er bindeleddet med distribusjonsnettet, mens distribusjonsnettet er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde. Nettselskapene er naturlige monopoler og er regulert av staten.. Tallgrunnlag fra disse aktørene gir et bilde av hvor mye nytt forbruk av kraft

som ønsker å knytte seg til nettet, eller hvor mye ny produksjon som ønsker å forsyne mer kraft inn i nettet.

For forbruksutvikling tas det utgangspunkt i dagens makslast i nettet. Som nevnt ovenfor sier den noe er høyest målt forbruk av kraft (strøm) i en time. I denne rapporten oppgis makslast i MW. Makslast er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som kan være høyere, men det er fremdeles en indikator på hvor mye nettkapasitet vi har i dag. Det er viktig å bemerke at dagens nett er blitt utviklet over 100 år og videre utbygging er tidkrevende. Statnetts makslast for hele landet ligger på 25 GW, eller 25 000 MW.

Når vi ser på produksjonsutvikling, ser vi på installert effekt. Installert effekt er en kraftverkets maksimale effekt. I denne rapporten snakker vi om den aggregerte installerte effekten fra alle kraftverk i hele regionen, og det oppgis i MW. Som nevnt ovenfor vil den faktiske produksjonen variere mye avhengig av hvilken produksjonskilde det er snakk om.

2 Kraftsituasjonen i Norge

2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge

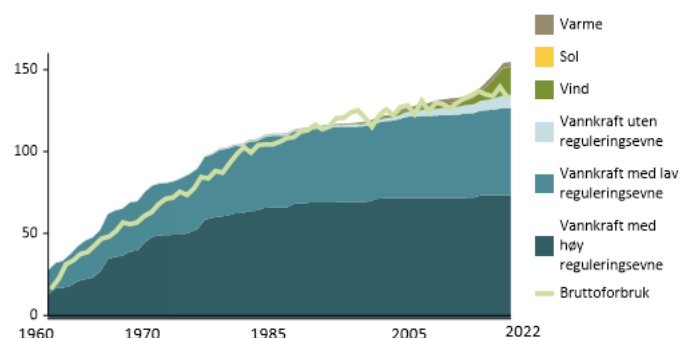
Norge har et unikt kraftsystem, både i et europeisk og internasjonalt perspektiv. Fire egenskaper gjør det norske kraftsystemet unikt: 1) Høy andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder 2) Høy grad av elektrifisering i husholdninger og høyt forbruk fra kraftintensiv industri. 3) Stor magasinkapasitet som muliggjør innfasing av uregulerbare fornybare energikilder. 4) Høy andel små og mellomstore kraftverk, geografisk spredt, men ofte godt samlokalisert med kraftforbruk. Disse egenskapene er oppsummert i Tabell 1.

Tabell 1 Nøkkeltall for det norske og det totale europeiske kraftsystemet

	Norge	EU-28
Fornybarandel	98%	39%
Medianforbruk, husholdning	16 MWh	4 MWh
Industriforbruk per BNP	56 MWh/MNOK	5.1 MWh/MNOK
Magasinkapasitet	90 TWh	90 TWh

Historisk har produksjonen av kraft i Norge vært høyere enn forbruket. Figur 3 viser middelproduksjonen¹ av kraft og bruttoforbruk² tilbake til 1960. Ettersom figuren viser forventet produksjon og faktisk forbruk kan tørrår gi kraftunderskudd som ikke kommer frem i figuren, samtidig som våte år kan gi kraftoverskudd som heller ikke blir vist i figuren. I figuren ser man hvor stor andel av produksjonen som kommer fra vannkraft. I et år med normalt tilsig vil vannkraft stå for 88 prosent av produksjonen. 95 av vannkraftproduksjon har mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder, og 50 prosent har tillegg høy reguleringsevne med

mulighet til å lagre vann over sesonger. I tillegg har vindkraft gradvis økt sin andel de siste årene. I et normalår vil eksisterende vindkraftkapasitet bidra med 11 prosent av total kraftproduksjon. Resten av kraftproduksjonen hentes hovedsakelig fra ulike typer termiske kraftverk (1,8 prosent) og solkraft (0,2 prosent). Samlet ligger kraftproduksjonen i et normalår på rundt 157 TWh.



Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).

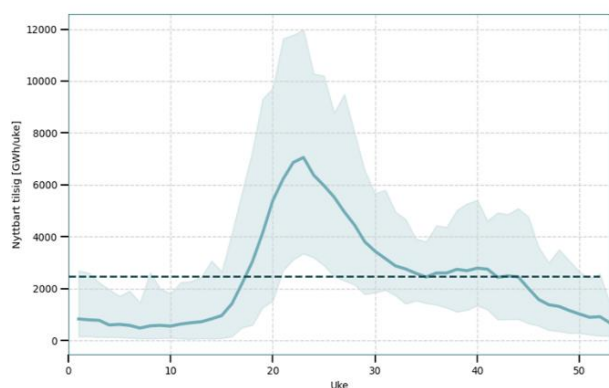
Figur 4 viser totalt nyttbart tilsig til alle norske vannkraftverk [GWh/uke]. Tilsiget er størst under snøsmeltingen på våren, avtar utover høsten, og kan falle til null på vinteren. Vannkraftverk uten reguleringsevne følger tilsiget slavisk gjennom året og fra år til år. Vannkraftverk med lav reguleringsevne har mulighet til å flytte noe av produksjonen til perioder med høyere etterspørsel, men vil fortsatt være begrenset av totaltilsiget over en sesong. Vannkraftverk med høy reguleringsevne har mulighet til å flytte deler av produksjonen til sesonger eller år med høyere etterspørsel. En region med god årlig kraftbalanse, men samtidig få vannkraftverk med høy reguleringsevne, vil bli et underskuddsområde i uker hvor tilsiget er under gjennomsnittet.

Forbruket av kraft var i 2022 på 133 TWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), hvorav 46 prosent gikk til industrien, 22 prosent til tjenesteytende næringer og resterende 32 prosent til husholdninger. Industrien har stått for den største delen av forbruksøkningen de siste ti årene. Kraftprisene startet i slutten av 2021 å stige og forbruket falt i 2022 med omtrent 6,4 TWh, der husholdningene stod for hoveddelen av forbruksreduksjonen (SSB, 2023). Andelen kraftforbruk fra

¹ Gjennomsnittlig produksjon gitt væreforholdene i perioden 1991-2020 (NVE, 2022)

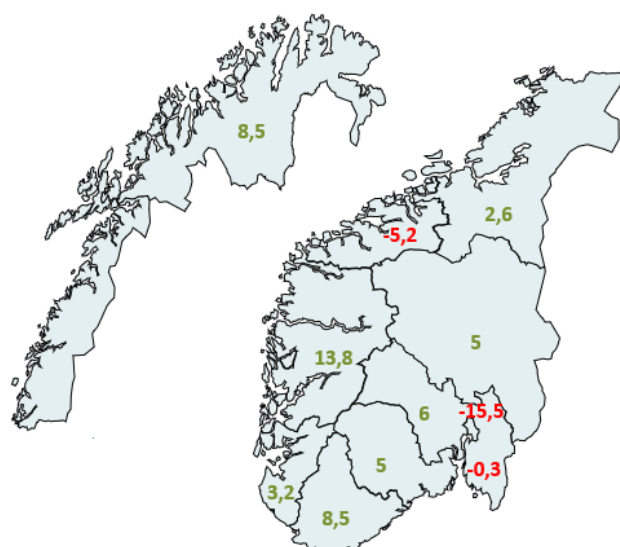
² Summen av produksjon og netto import av kraft.

husholdninger var dermed noe mindre enn normalt i 2022, som trolig skyldes stigende kraftpriser (SSB, 2023).



Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert området), og årlig middelproduksjon (stiplet linje).

Figur 5 gir en oversikt over behov for kraftimport og -eksport i et normalår i ti regioner: Nord-Norge, Trøndelag, Møre og Romsdal, Vestland, Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark, Buskerud, Oslo og Akershus, Østfold og Østfold. De fleste regionene har i dag et kraftoverskudd, indikert i grønt. Vestland, etterfulgt av Nord-Norge og Agder, har det høyeste kraftoverskuddet. Kun tre regioner har et kraftunderskudd i et normalår, indikert med rød skrift i figuren. Oslo og Akershus, landets mest folkerike region, har det største underskuddet, der forbruk hos husholdninger er betydelig.



Figur 5 Kraftoverskudd (grønt, TWh) og kraftunderskudd (rødt, TWh) i hver region.

2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge

Den nåværende situasjonen, med et stabilt kraftoverskudd, er imidlertid ikke forventet å vedvare. I august 2023 presenterte NVE sin analyse av kortsiktig kraftbalanse mot 2028 (NVE, 2023). Selv om NVE forventer en positiv kraftbalanse i perioden, anslår de også at produksjonsveksten vil være begrenset, med en økning på bare 5 TWh fra 2021 til 2028, drevet av vind- og solkraft. Samtidig forventes et raskere økende forbruk, med en økning på 18 TWh i samme periode. Økt elektrifisering av petroleumsindustrien og transportsystemet, samt etablering av batterifabrikker og datasentre, vil bidra til denne økningen. Basert på høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst i analysen, forventes Norge å ha et kraftoverskudd på 4 TWh om fem år. NVE påpeker samtidig betydelig usikkerhet knyttet til forbruksveksten og utbyggingstakten av solkraft, og det er mulig at kraftbalansen kan nærme seg null innen 2030.

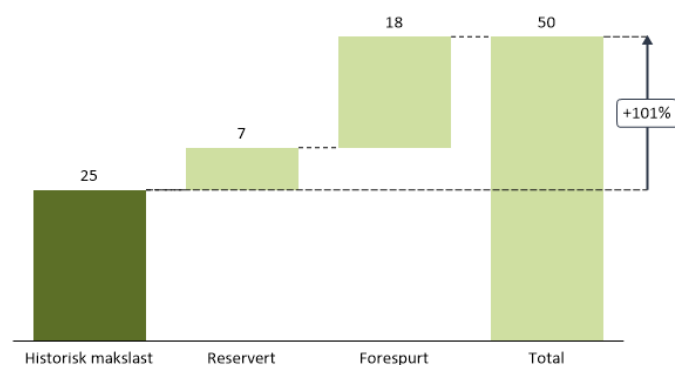
Statnett presenterte i september 2023 sin kortsiktige kraftmarkedsanalyse som estimerer en svekket kraftbalanse som i 2028 forventes å være null. I likhet med NVE peker analysen på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttaket i kraftforbruket. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan forbruket vil utvikle seg frem mot 2028 og Statnetts scenario for lav og høy forbruksvekst gir et spenn i kraftbalansen på 12 til -7 TWh i 2028. For produksjonsveksten er derimot utfallsrommet mye mindre frem mot 2028, som følge av lange ledetider for ny produksjon. Etersom produksjonen er væravhengig, kan den variere betydelig fra år til år. Tørre år kan

gi en negativ kraftbalanse, selv i et scenario med lav forbruksutvikling.

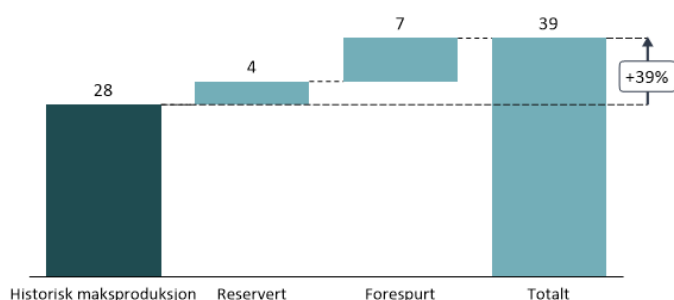
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett

Statnett, som er ansvarlig for drift og utvikling av det norske kraftnettet, må godkjenne tilknytninger over 1 MW. Statnett har dermed en oversikt over alle tilknytningsforespørsler av en viss størrelse og modenhet, som kan gi en indikasjon på fremtidens kraftbehov.

I Figur 6 og Figur 7 vises historisk makslast av forbruk og produksjon sammen med tilknytningsforespørlene som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørlene³ er det delt opp i «reservert» og «forespurt», som skiller på om forespørselen har fått reservert plass i eksisterende eller planlagt nett, eller ikke. På forbrukssiden utgjør samlet etterspurt kapasitet rett over 25 GW, som er noe mer enn dagens makslast. Litt mindre enn én tredjedel av disse forespørlene har allerede fått reservert kapasitet. På produksjonssiden har Statnett mottatt forespørsler for totalt nesten 11 GW. Litt mer enn én tredjedel av dette har fått reservert kapasitet, hvilket blant annet inkluderer havvind fra Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord.



Figur 6: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra forbrukere (GW).



Figur 7: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra produsenter (GW).

Etterspurt kapasitet dreier seg hovedsakelig om installert effekt i kraftverket. Produksjonskilder genererer strøm til ulike tidspunkt gjennom døgnet/året så den totale installerte kapasiteten vil sannsynligvis ikke bli maksimalt utnyttet på samme tidspunkt. En summering av historisk makslast og etterspurt effekt blir av den grunn trolig ikke fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Til tross for at figurene ikke viser fremtidig makslast indikerer tilknytningsforespørlene, i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs kortsiktige analyse, at det historiske kraftoverskuddet i Norge vil avta og muligens snu til kraftunderskudd.

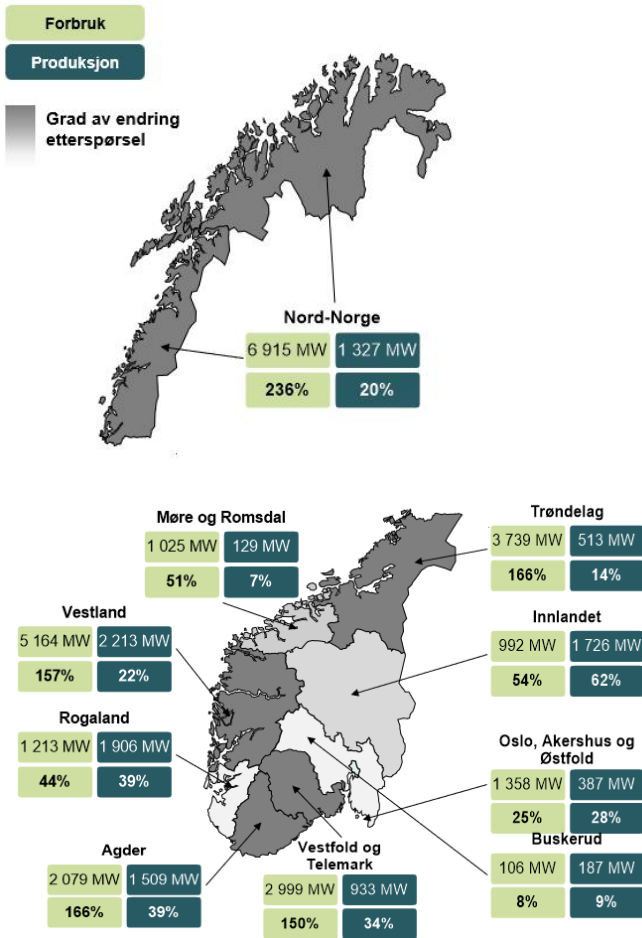
2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge

I Figur 8 ser man hvordan tilknytningsforespørlene fordeler seg i Norge. Fargegraderingen av regionene indikerer størrelsen på tilknytningsforespørlene, sett mot dagens makslast for forbruk og installert effekt for produksjon. Felles for de mørkeste regionene, altså regionene med høyest forespurt kapasitet, er at forespørlene fra forbruk er større enn dagens makslast. Det vil si at om alle som ønsket tilknytning ble tilknyttet og brukte den tilknyttede kapasiteten sin fullt ut til enhver tid, vil makslasten i nettet mer enn dobles. Et annet fellestrekk for disse regionene er at forespørlene etter kapasitet fra produsenter er langt lavere enn for forbrukere.

At alle som blir tilknyttet nettet utnytter kapasiteten sin fullt ut til enhver tid er derimot lite sannsynlig. I figuren kan man se at det i de fleste regionene vil gi en svært stor økning i forbruk dersom

³ Statnetts tilknytningsforespørsler per 29. september 2023

alle forespørslene får tilknytning. På produksjonssiden vil veksten derimot være mer moderat i de fleste regionene.

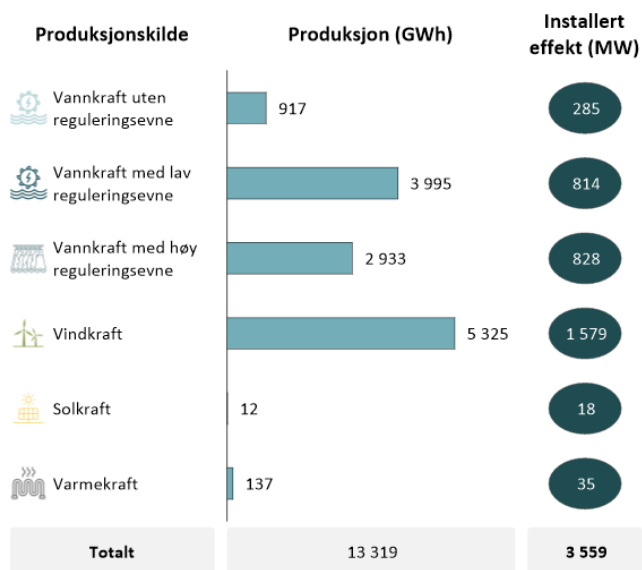


Figur 8 Tilknytningsforespørsler hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk

3 Kraftsituasjonen i Trøndelag

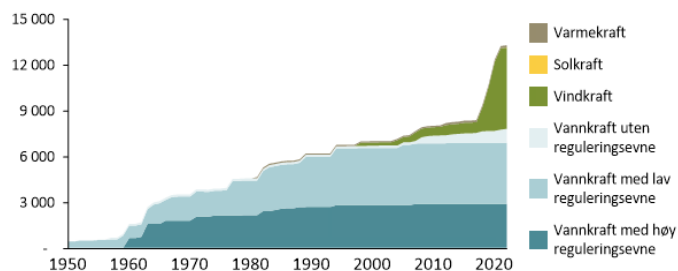
3.1 Kraftproduksjon i Trøndelag

Dagens produksjonskapasitet Trøndelag gir en forventet årsproduksjon på 13 TWh. Kraftproduksjonen er fordelt mellom 59 prosent vannkraft (NVE, 2023) og 40 prosent vindkraft (NVE, 2023). Vi skiller mellom vannkraft med høy, lav eller ingen reguleringsevne. Trøndelag har en stor andel produksjon fra vannkraftverk med lav reguleringsevne. Over 60 prosent av vannkraftproduksjon har lav eller ingen reguleringsevne. Kraftverk med lav reguleringsevne har kun mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder som dager eller uker. Stor andel kraftproduksjon fra kraftverk med lav eller ingen reguleringsevne gir en mer væravhengig kraftproduksjon. Kraftproduksjonen er variabel både over kortere tidsperioder og over sesonger. Spesielt tørre år kan gi vesentlig lavere årsproduksjon og økt importbehov for året som helhet. I tillegg kan væravhengigheten gi importbehov over korte tidsperioder også i år hvor høyt tilsig gir produksjonsoverskudd på årsbasis.



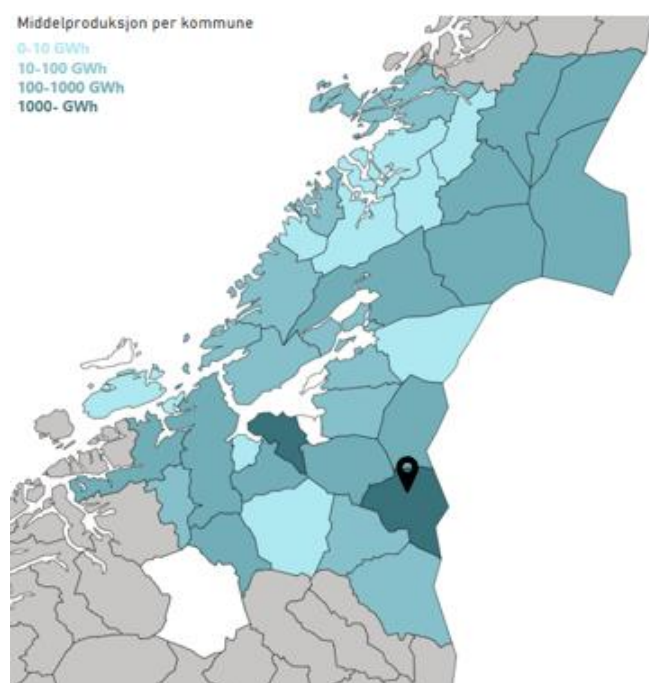
Figur 9: Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Trøndelag

Figur 10 viser historisk årsproduksjonen i Trøndelag for perioden 1950 til 2022. Figuren viser at det har vært en jevn vekst i vannkraftproduksjon fra 1960-tallet til 2000-tallet. Fra 2010 og frem til 2022 har det spesielt vært vindkraft som har drevet veksten i kraftproduksjon i Trøndelag.



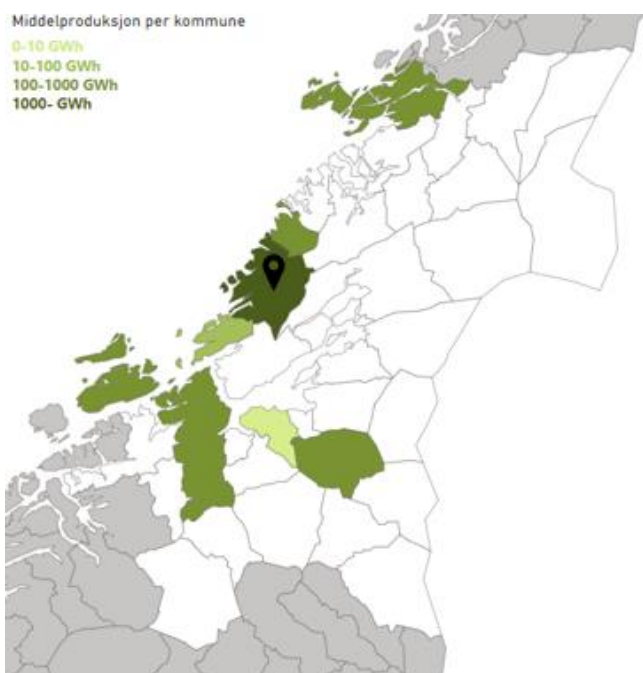
Figur 10: Utvikling i kraftproduksjon i Trøndelag (GWh).

Figur 11 viser forventet vannkraftproduksjonen i Trøndelag fordelt på kommuner. To kommuner har en forventet årsproduksjon fra vannkraft på over 1000 GWh. Tydal produserer 1124 GWh og Trondheim 1038 GWh per år.



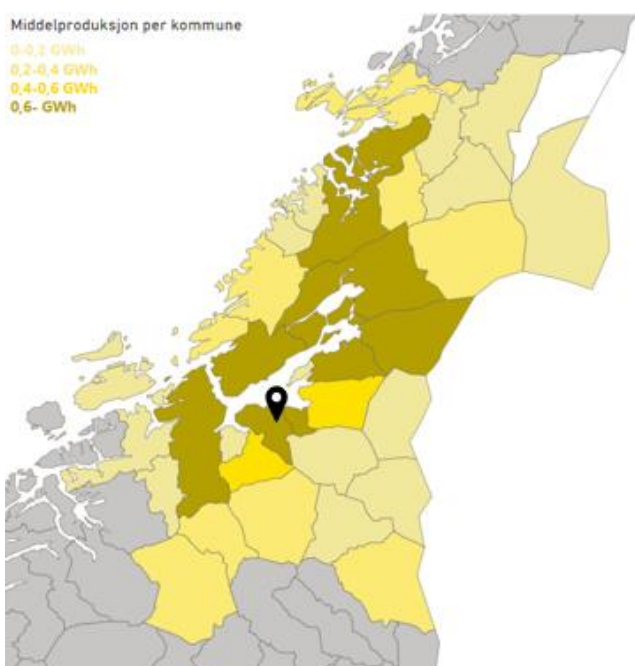
Figur 11: Produksjon av vannkraft per kommune i Trøndelag.

Figur 12 viser vindkraftproduksjon i kommuner i Trøndelag. Ålfjord er ikke bare kommunen i Trøndelag, men også kommunen i Norge med høyest kraftproduksjon fra vindkraftverk. I et år med normale vindforhold produserer vindkraftverkene i Ålfjord omtrent 2 960 GWh. Etter Ålfjord i Trøndelag følger Orkland og Osen med henholdsvis 546 og 485 GWh.



Figur 12: Produksjon av vindkraft per kommune i Trøndelag.

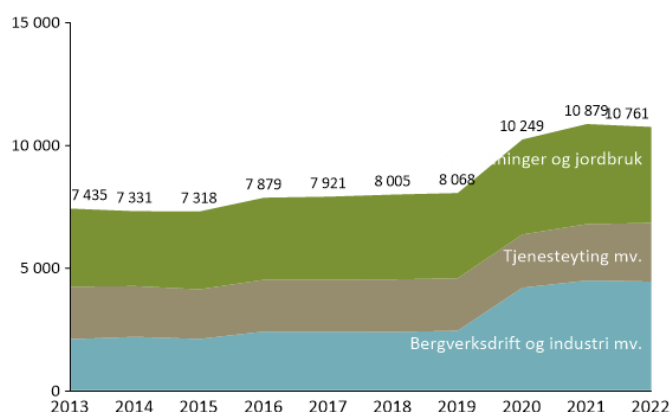
I alle kommunene er det installert noe solkraft (NVE, 2023). Aller mest er det i Trondheim, som samlet har en estimert årlig solkraftproduksjon på 4 GWh. Deretter kommer Levanger og Malvik, med henholdsvis 1 og 0.9 GWh. Volumene er imidlertid svært små sammenlignet med forventet årsproduksjon fra vannkraft og vindkraft.



Figur 13: Produksjon av solkraft per kommune i Trøndelag.

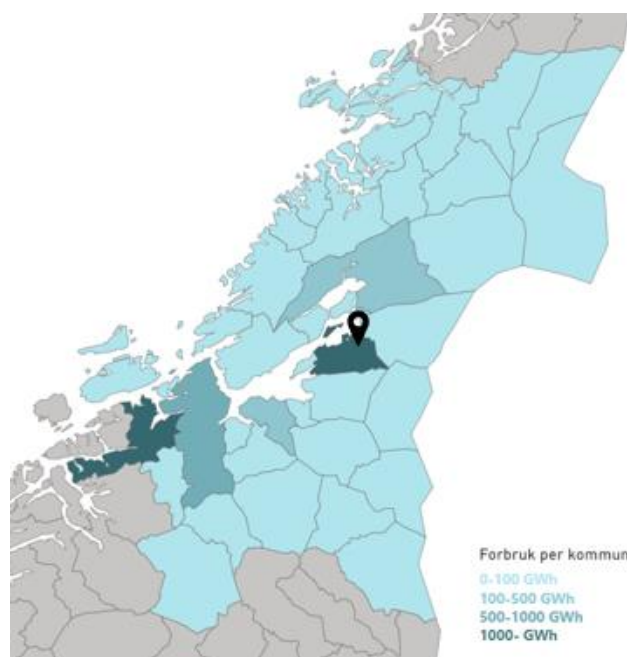
3.2 Kraftforbruk i Trøndelag

I 2022 hadde Trøndelag et kraftforbruk på 10 761 GWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023). Fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 36 prosent, tjenesteyting med 22 prosent, og industri med 41 prosent. Figur 14 viser kraftforbruket i Trøndelag i perioden fra 2013 til 2022. Figuren viser at Trøndelag har hatt en bratt forbruksutvikling siden 2013, og da spesielt etter 2019. Forbruksøkningen kommer fra industri, som fra 2019 til 2022 økte forbruket sitt med over 80 prosent.



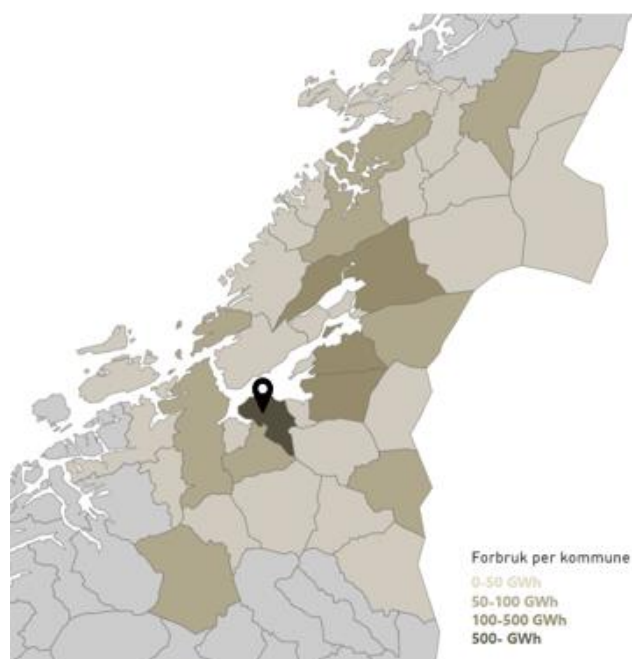
Figur 14: Utvikling i kraftforbruket i Trøndelag.

Figur 15 gir en oversikt over industrielt kraftforbruk per kommune i 2022. To kommuner skiller seg ut med et industriforbruk over 1 000 GWh: Levanger (1 478 GWh) og Heim (1 012 GWh).



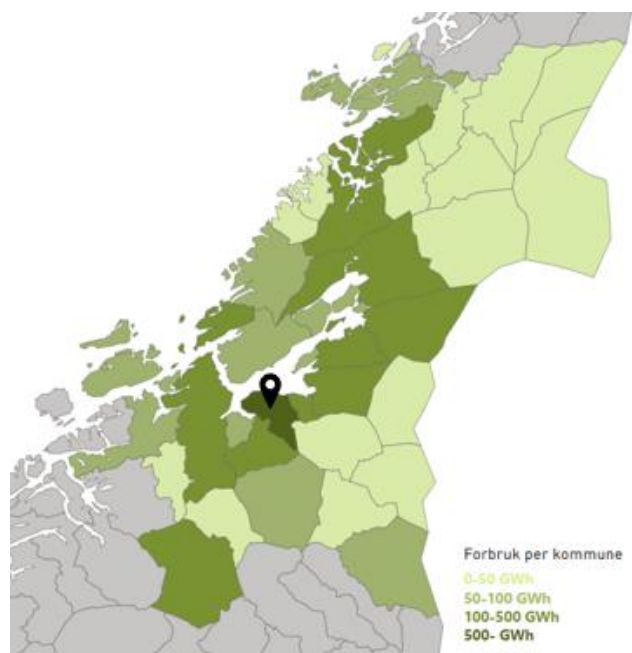
Figur 15: Kraftforbruk fra industri per kommune.

Kategorien «tjenesteyting» omfatter forbruk fra transport og lagring, bygg og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting. Figur 16 viser at det i 2022 kun var én kommune med forbruk over 500 GWh fra tjenesteyting: Trondheim (928 GWh).



Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting per kommune.

Figur 17 viser forbruk fra husholdninger og jordbruk. Trondheim hadde det høyeste forbruk innen kategorien, med 1 371 GWh. Etter Trondheim følger Steinkjer, Orkland og Stjørdal med henholdsvis 208, 177 og 174 GWh.

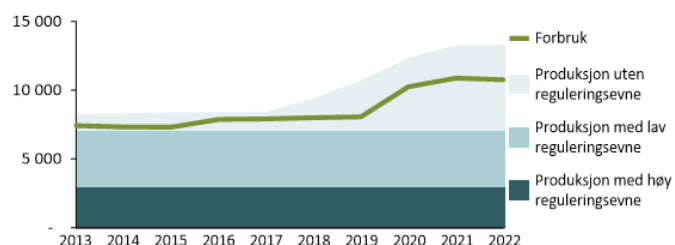


Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk per kommune.

3.3 Kraftimport og -eksport behov

I dette kapitlet sammenlignes forventet årsproduksjon med årlig kraftforbruk. Differansen gir et bilde på importbehovet eller eksportmulighetene til regionen. Kraftproduksjon og kraftforbruk vil imidlertid variere fra år til år. Forventet årsproduksjon er basert på midlet tilsigsdata fra perioden 1991-2020 (NVE, 2022). I tillegg vil kraftproduksjonen og kraftforbruket variere innad i året. Et typisk tilsigsmønster er vist i Figur 4. Vannkraft med høy reguleringsevne kan i høy grad tilpasse seg forbruket gjennom året og vil dermed redusere import og eksportbehovet gjennom året.

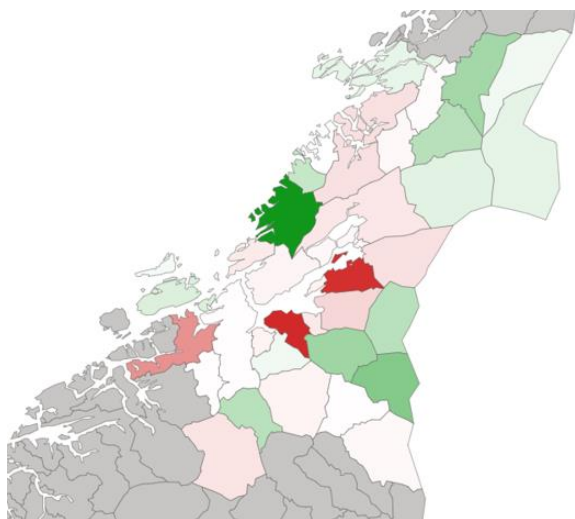
Figur 18 viser utviklingen av forventet årsproduksjon, fordelt etter reguleringsevne, og historisk kraftforbruk i Trøndelag for perioden 2013 til 2022. Gjennom hele perioden fra 2013 til 2022 har forbruket være lavere enn middelproduksjonen, og i 2022 var differansen mellom middelproduksjon og forbruk 2.5 TWh. Produksjon fra kraftverk med lav reguleringsevne kan gi produksjonsoverskudd i svært korte perioder av året, men på årsbasis vil regionen måtte importere kraft for å dekk forbruket. Trøndelag har en stor andel av sin kraftproduksjon fra kilder med lav- eller ingen reguleringsevne, noe som gjør regionens kraftsituasjon svært væravhengig.



Figur 18: Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Trøndelag (GWh)

Figur 19 gir en oversikt over differansen mellom forventet årsproduksjon og forbruk i 2022 per kommune. Grønne kommuner hadde høyere middelproduksjonen enn forbruket i 2022. Røde kommuner hadde høyere forbruk i 2022 enn middelproduksjon. Styrken i fargen indikerer størrelsen på differansen. Trøndelag har en overvekt av kommuner med negativ differanse mellom middelproduksjon og forbruk, men regionen som hadde en positiv differanse. Noen få kommuner bidrar med høy positiv differanse. Kraftoverskuddet i Åfjord var 2 959 GWh, noe som er høyere en kraftoverskuddet i Trøndelag som helhet (2.5 TWh). Etter Åfjord var kommunene med størst absolutt differanse Trondheim, Levanger, Tydal, Heim og Selbu,

som hadde en differanse på henholdsvis -1 741, -1 162, 1 025, -887 og 799 GWh.



Figur 19: Kraftoversikt per kommune i Trøndelag.

4 Nettsituasjonen i Trøndelag

Norge er delt inn i 17 utredningsområder. I tillegg er transmisjonsnettet definert som et eget utredningsområde. For hver region har NVE utpekt en utredningsansvarlig konsesjonær. Utredningsansvarlig konsesjonær har ansvar for å koordinere arbeidet med langsiktig kraftsystemutredninger. Utredningen resulterer i en rapport som publiseres annen hvert år. Rapporten gir oversikt over utvikling i kraftforbruk, kraftproduksjon og nett i et utredningsområde. Utredningsansvarlig konsesjonær er som regel et dominerende nettselskap som opererer og eier en stor andel av regionalnettet i området. Utredningsområdene kan avvike fra regiongrensene. En region kan dermed bestå av en eller flere utredningsområder, og et utredningsområde kan være fordelt over flere regioner. Trøndelag er omfattet av utredningsområdene *Nord- og Sør-Trøndelag*, der Tensio er utredningsansvarlig for hele området.

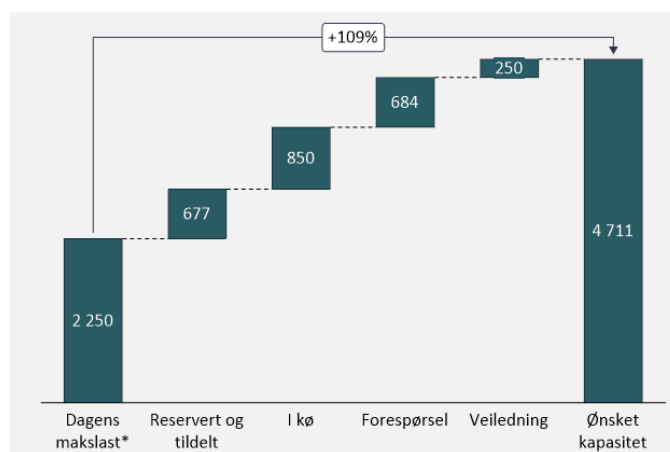
4.1 Tilknytningssaker hos nettselskapet i Trøndelag

Tilknytningssaker fra nettselskapene i regionen er kartlagt basert på informasjon mottatt fra utredningsansvarlig – Tensio. Både dagens situasjon og forespørsler om nye nettilknytninger har blitt kartlagt. Hver tilknytningsforespørsel har blitt tilordnet en av fire kategorier. Kategoriene gir en gradering av modenheten til tilknytningsforespørlene. Følgende fire kategorier er benyttet:

- Reservert og tildelt: Kunden er vurdert som moden og har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett eller reservert kapasitet i planlagt nett.
- I kø – moden: Kunden er vurdert som moden, men det er ikke ledig kapasitet i eksisterende eller planlagt nett. Kunden stilles i kø.
- Forespørsel – ikke moden: Kunden vurderes som «ikke moden» og vil ikke bli vurdert videre før de kan vise til modenhet etter retningslinjene. Dette kan skyldes forskjellige faktorer som mangel på regulert areal, finansiering, fremdriftsplan eller effektprofil.

- Veiledning: Kunden har ikke sendt inn en søknad til nettselskapet, men kontaktet nettselskapet om en eventuell søknad.

Tensio opplyser at de har 154 større saker om nettilknytning i Trøndelag. Av disse sakene er 95 prosent fra aktører på forbrukersiden, og 5 prosent er fra aktører som ønsker å tilknytte kraftproduksjon.



Figur 20: Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Tensio

Dagens makslast i Trøndelag er omtrent 2 250 MW⁴. Det er viktig å påpeke at makslasten representerer det høyeste målte forbruket i regionen i løpet av én time. Derfor er makslasten ikke nødvendigvis lik nettets kapasitet, som kan være lik eller høyere enn makslasten. Dersom man summerer den totale etterspurte kapasiteten og legger den oppå dagens makslast, blir det tydelig at den ønskede kapasiteten vil dobles fra dagens makslast til 4 711 MW, som er en økning på 109 prosent. Som diskutert i kapittel 2.3 dreier etterspurt kapasitet seg i stor grad om installert effekt, som vil si at en summering av historisk makslast og etterspurt effekt trolig ikke vil bli fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Denne markante økningen understreker likevel den betydelige etterspørselen etter nettkapasitet i Tensio sitt utredningsområde.

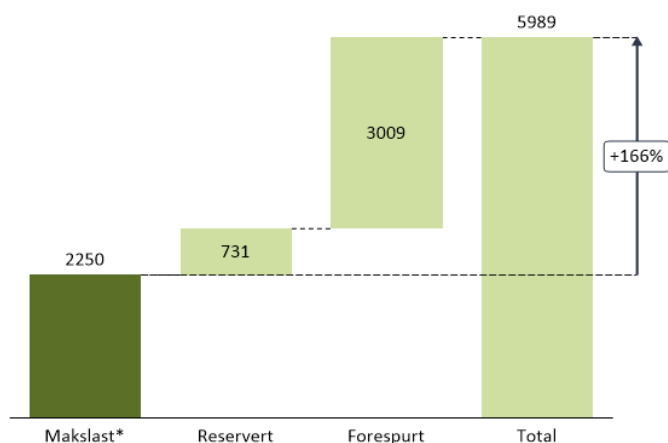
I Tensio sitt utredningsområde i Trøndelag har 677 MW fått reservert og tildelt kapasitet i dagens eksisterende eller planlagt nett. Dette utgjør 28 prosent av den totale etterspurte

⁴ *Basert på høyest målt effektforbruk i hver transformatorstasjon

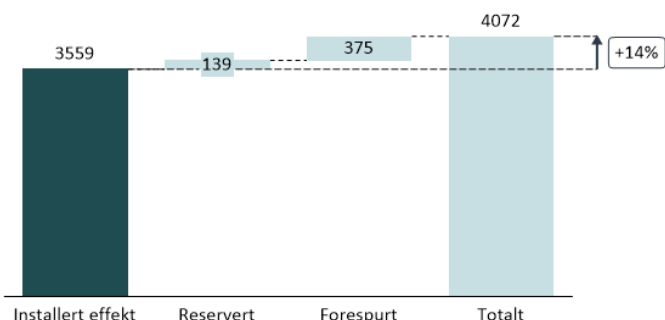
kapasiteten. Resterende 72 prosent av totalt etterspurt kapasitet venter på plass nettet. Av etterspurt kapasitet som ikke har fått plass, er 850 MW vurdert som modne prosjekter. Tensio har i Trøndelag også fått henvendelser om tilknytning av ytterligere 934 MW, hvorav 684 MW i kategorien forespørsel og 250 MW i kategorien veiledning.

4.2 Tilknytningsaker hos Statnett

Figur 21 og Figur 22 viser tilknytningsforespørsler hos Statnett i Trøndelag fra henholdsvis forbruk og produksjon Statnett har mottatt forespørsler om tilknytning av totalt 4 254 MW ny kapasitet, fordelt mellom 3 740 MW nytt forbruk og 514 MW ny produksjon. Av totalt etterspurt kapasitet er det kun 731 MW forbruk og 139 MW produksjon som har fått plass i nettet med planlagte tiltak. Resterende forespørsler på 3 009 MW nytt forbruk og 375 MW ny produksjon har ikke fått plass i eksisterende eller planlagte tiltak i nettet.



Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Trøndelag (MW)



Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Trøndelag (MW)

4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionalt nettselskap

Det er et betydelig avvik mellom tilknytningssaker rapportert til Statnett og regionalt nettselskap Tensio. Totalt reservert og forespurt kapasitet avviker med 1 278 MW. Avviket kan skyldes:

- **Informasjonssymmetri – forsinket innmelding til Statnett:** I noen tilfeller kan det være et etterslep på tid hvor nettselskap melder inn til Statnett med noen måneders mellomrom.
- **Informasjonsflyt:** Aktører som melder inn behov vil starte kontakten tidlig med nettselskapet i regionen det gjelder. Før saken er offisielt innmeldt og reservert, vil ikke nødvendigvis nettselskapet melde dette inn til Statnett.
- **Forespørsler direkte til Statnett:** Store aktører ønsker å knytte seg direkte på transmisjonsnettet. Disse sakene vil ikke vises i de regionale nettselskaperens tall og kan skape avvik.

I Trøndelag er det skjevhet i innmeldinger til Statnett og Tensio. Ettersom Statnett melder om større etterspørsel av kapasitet fra forbruk enn Tensio, ligger trolig skjevheten i at det er flere aktører som har opprettet direkte kontakt med Statnett. Disse sakene vil ikke vises i nettselskaperens tall og kan derfor skape avvik i tallene mellom nettselskap og Statnett. Videre er tallene fra Tensio fra juni, mens tallene fra Statnett er fra september. Ettersom tilknytningsforespørslene er øyeblikksbilder, kan tidspunktene gi forskjeller mellom Statnett og Tensio sin rapportering.

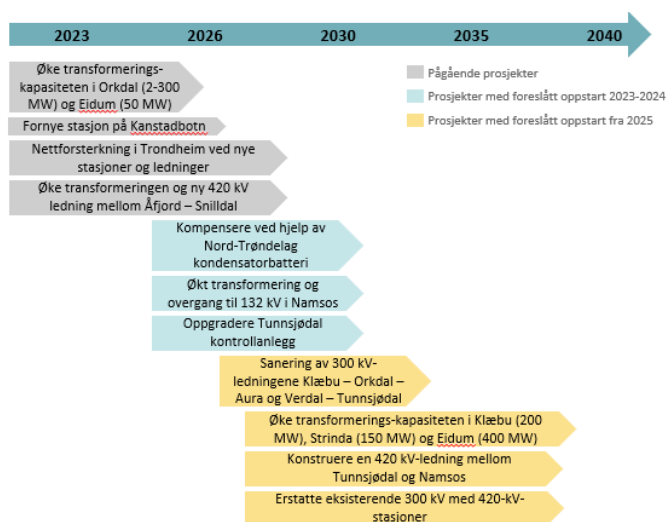
4.4 Statnett sin områdeplan

Statnett har etablert ti områder som de annethvert år utvikler en områdeplan for (Statnett, 2023). Områdeplanen har som mål å gi Statnett og deres samarbeidspartnere en tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. I områderapporten gir Statnett en oversikt over dagens kraftsystem, et målenett som legger til rette for nullutslipp i 2050 og pågående og planlagte tiltak i nettet.

Vindkraft utgjør en stor andel av kraftproduksjonen i regionen. Med en stor andel vindkraft oppstår det betydelig effektunderskudd i perioder med lite vind. For områdeplanen *Midt*, som i tillegg til Trøndelag omfatter deler av Møre og Romsdal, viser Statnett til produksjonen i regionen kun dekker 80 prosent av effektforbruket i perioder med svært høyt forbruk.

Mulighetene for forbruksvekst er preget av at det er for lav transformeringskapasitet i flere stasjoner i området. Selv med planlagte tiltak kan det være behov for ytterligere tiltak for å imøtekomme forbruksplanene. Nettet har begrensninger med radiell drift, manglende transformasjonskapasitet og kun én 420 kV-ledning gjennom regionen. Det regionale nettet i området består av både 66 kV og 132 kV anlegg. Eksisterende regionalnett, og regionalnett som baserer seg på forsyning fra bare en transmisjonsnettstasjon, gir liten fleksibilitet i grensesnittet mellom transmisjonsnett og regionalnett.

For å sikre kapasitet til forbruksvekst i Trøndelag har Statnett iverksatt og planlagt en rekke tiltak, som er oppsummert i Figur 23. Tiltakene dreier seg om oppgradering og utbygging av ledninger og stasjoner.



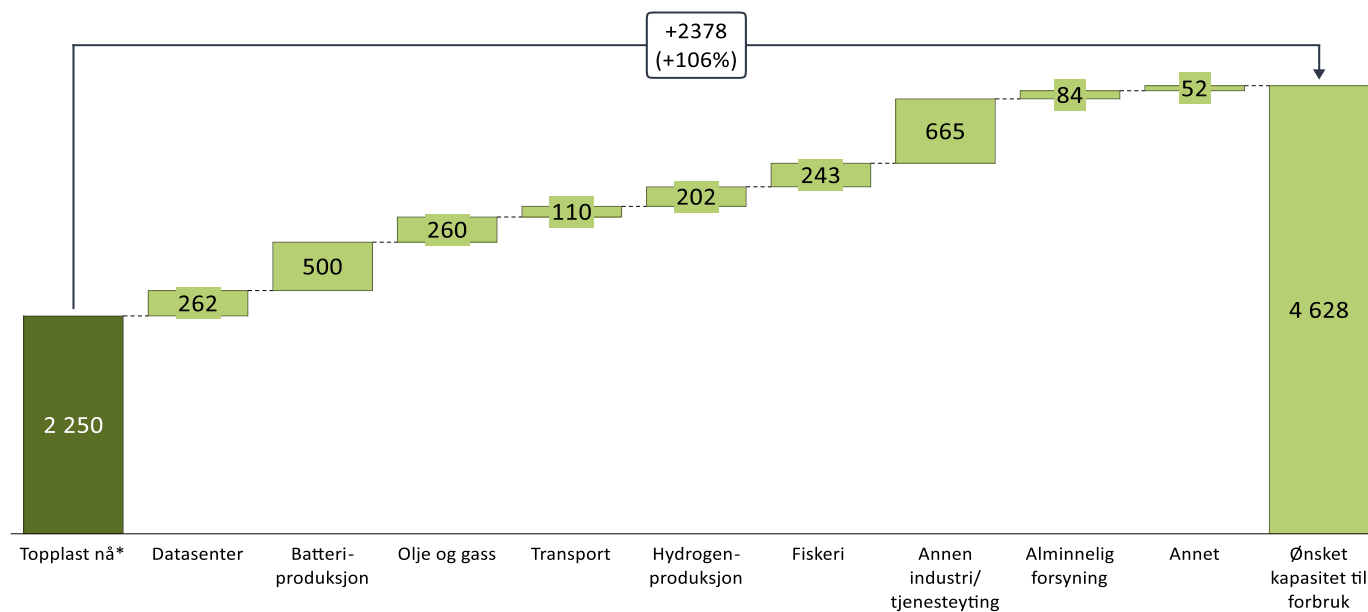
Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Trøndelag

5 Forbruksutvikling

5.1 Forbruksutvikling (Tensio)

I Tensio sitt utredningsområde for Trøndelag er forespurt 2 378 MW kapasitet til forbruk. Etterspørselen tilsvarer en dobling av dagens nettkapasitet til forbruk. Figur 24 viser tilknytningssaker til forbruk i Tensio sitt område. Fra figuren kan vi se at en stor

andel av etterspørselen kommer fra batteriproduksjon på 500 MW. Det er også en stor andel som ligger i kategorien annen industri og tjenesteyting.



Figur 24 Tilknytningssaker til forbruk i Tensio sitt utredningsområde (MW)

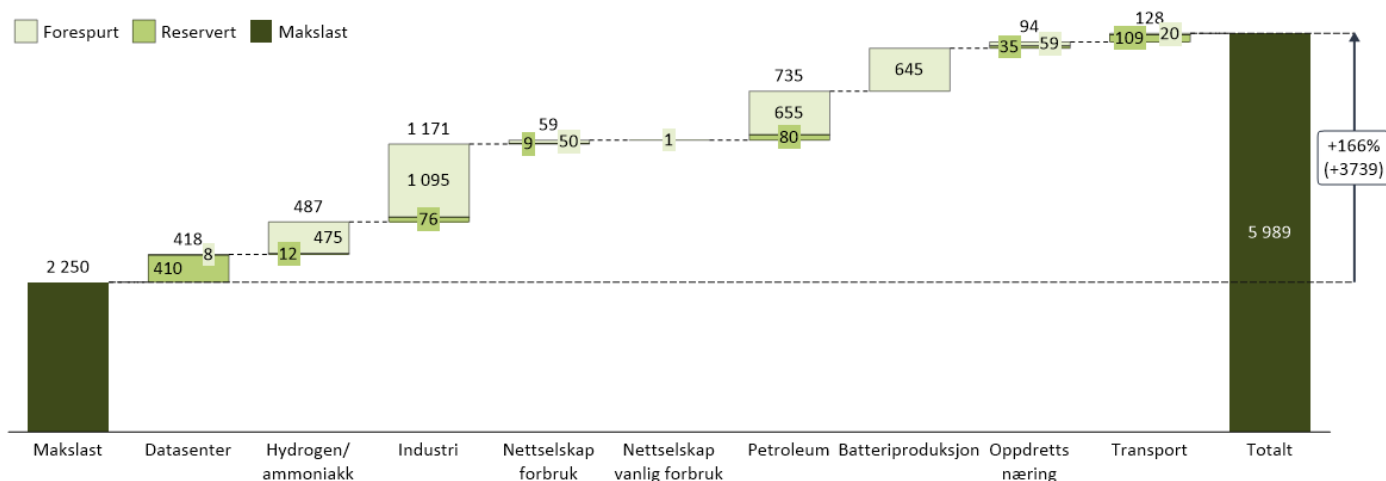
5.2 Statnett tilknytningssaker

Statnett sine tilknytningssaker til forbruk i Trøndelag viser en økt etterspørsel på 3 749 MW. Antar man en gjennomsnittlig brukstid på 5 000 timer (se forklaring i kapittel 1) til forbruk tilsvarer etterspørselen et økt forbruk på 18.7 TWh. Figur 25 viser hvordan kapasiteten som er forespurt til nytt forbruk fordeler seg på ulike forbrukskategorier langs den horisontale akse, og modenheten på etterspørselen (forespurt/reservert). Etterspørselen til forbruk tilsvarer en økning på 125 prosent fra dagens makslast til totalt forespurt kapasitet. Kun 693 MW av

dette er reservert, mens det ikke er plass til den resterende etterspurte kapasiteten med pågående og planlagte tiltak i nettet.

Hos Statnett er det kapasitet til industri som utgjør største delen av etterspørselen på 1 133 MW.

Det er et avvik mellom rapporterte tall fra Tensio og fra Statnett, både totalt volum som er etterspurt og fordelingen mellom forbrukskategorier. Som beskrevet i kapittel 4.3 kan det være flere grunner til at vi ser avvik mellom Statnett og Tensio sitt bilde på fremtidig behov.



Figur 25 Tilknytningssaker hos Statnett i Trøndelag (MW)

5.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Trøndelag

Innspill fra forbrukere og andre aktører i Trøndelag viser at det er ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene. Utover tallene som er innmeldt til Statnett og nettselskapene har prosjektet avdekket en del forbruk som ønsker tilknytning til nettet uten å ha meldt inn behovet. Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn, og disse sakene er kjennetegnet av følgende kategorier:

- **Fremdeles til utredning og ikke modent til å meldes inn:** Prosjekter i tidlig fase som er under utredning og dermed ikke er modent nok til å melde inn behovet. Nye forretningsområder for gjenvinning eller effektivisering som vil kreve et kraftbehov.
- **Får beskjed om at det er fullt i nettet:** Aktørene som ønsker å koble seg til nettet blir møtt med beskjeden om at det er fullt og ikke plass til tilkobling. Usikkerheten rundt når det eventuelt blir plass gjør at flere ikke melder sitt behov, fordi de er usikre på om de vil gjøre den nødvendige investeringen.
- **Aktører vet ikke at behov kapasitet må meldtes inn:** Man har ikke vært klar over at behovet for tilkobling til nettet bør meldes inn tidlig og at det i flere områder kan ta lang tid å bli tilkoblet. Prosjekter har ikke blitt meldt

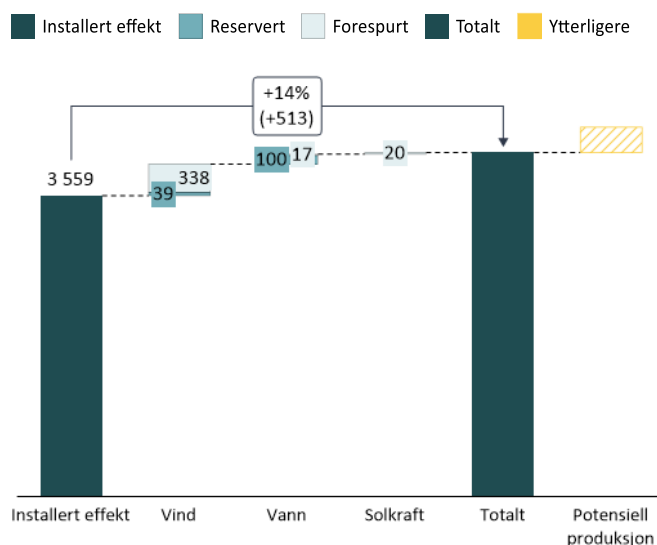
inn fordi det har vært en forventning om at man vil få tilkobling når man ønsker det.

6 Produksjonsutvikling

I Trøndelag er det forespurt kapasitet på 513 MW til produksjon, hovedsakelig til vindkraft, til Statnett. Dersom man antar 5 000 brukstimer for vannkraft, 3 000 for vindkraft og 1 000 for solkraft (se forklaring i kapittel 1) vil den etterspurte kapasiteten samlet gi en økt årlig produksjon på 1.7 TWh. Dette tilsvarer omtrent 13 prosent økning fra dagens kraftproduksjon. De fleste prosjektene er i en tidlig fase og har dermed ikke fått reservert kapasitet enda. Fordelingen på produksjonskategori og modenhetsstadium i Statnett sine tilknytningssaker er vist i Figur 26.

Figur 26 viser ønsket kapasitet til kraftproduksjon i Trøndelag, meldt til Statnett. I figuren kan man se at det er søkt om størst kapasitet fra vindkraft, men at hoveddelen av denne vindkraften ikke har fått plass i eksisterende eller planlagt nett. Samlet er det en etterspurt kapasitet fra vindkraft på 377 MW. Av den reserverte kapasiteten har ny vannkraft fått mest plass, med 100 MW. Ved å sammenligne den etterspurte kapasiteten med dagens installerte effekt i Trøndelag, ser man dersom alt som er innmeldt til Statnett blir realisert vil den installerte kapasiteten i regionen stige med 14 prosent.

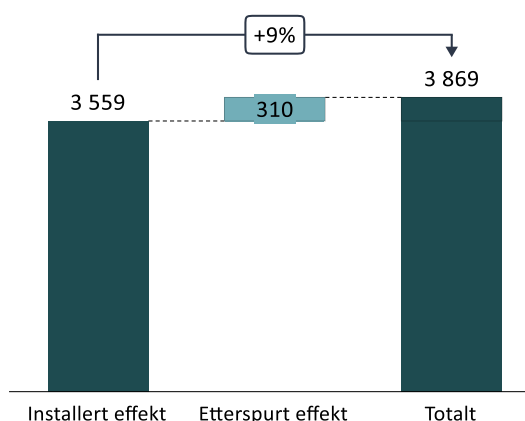
I tillegg til det som er meldt inn til Statnett, har man igjennom Kraftløftet fått inn input fra produsenter over prosjekter som er under utvikling i ulike stadier av modenhet, vist som gult, skravert område i Figur 26. Kartleggingen for Trøndelag viser at det er interesse for å bygge ut prosjekter for både vind, vann og sol. Det skraverte området vil ikke vise et eksakt tall for hvor mye som vil bygges ut, men det sier noe om omfanget på potensialet og interessen for utbygging i regionen. Vi har ikke fått svar fra alle produsenter og det er viktig å påpeke at listen ikke er uttømmende, men viser at det er mer potensiale og engasjement for utbygging av ny kraft i regionen enn tallene fra nettselskapene kan vise.



Figur 26 Tilknytningssaker hos Statnett til produksjon i Trøndelag (MW) **.

**Potensiell produksjon er inkludert ytterligere prosjekter som enda ikke er meldt til NVE eller Statnett, men som aktører ser på.

Tensio har et annet bilde av mulig ny produksjon som kan komme inn i Trøndelag og dette ser vi i Figur 27. Innmeldt produksjons til Tensio er nesten halvparten av hva som er meldt inn til Statnett i samme område. Som forklart i kapittel 4.3 kan dette avvike komme av at stor kraftproduksjon kan koble seg direkte på transmisjonsnettet og derfor ikke går gjennom nettselskapet.



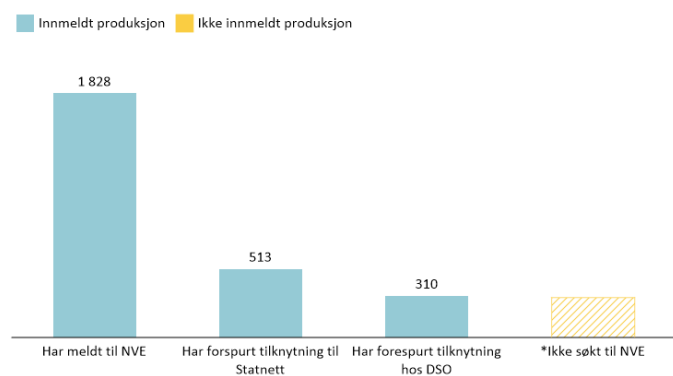
Figur 27 Tilknytningssaker hos Tensio til produksjon (MW).

6.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet

Det er stor usikkerhet i hvor mye produksjonskapasitet som kan komme mot 2030, og det er et stort avvik mellom hva som er rapportert av ny produksjon hos Tensio, Statnett og NVE.

I tillegg har THEMA fått innspill på prosjekter som ikke er meldt inn til NVE og sannsynligvis ikke til Tensio eller Statnett, som ligger til utredning og planlegging hos produksjonsselskapene. I Trøndelag er dette både sol, vann og vind, og utgjør i størrelsesorden 300 MW. Usikkerheten er illustrert i tallene som er rapportert til de ulike kildene i Figur 28.

Selv om det er stor usikkerhet i tallene ser vi likevel at interessen for å bygge ut produksjon i Trøndelag er stor.



Figur 28: Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn (MW).

**Kartlagt av THEMA gjennom spørreskjema og intervjuer med produsenter i regionen*

Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn:

- **Umodent prosjekt, skal meldes til NVE:** Dette er prosjekt som enda ikke er meldt til NVE, men som er rett rundt hjørnet til å søke. Disse prosjektene er ofte effektoppgradering av eksisterende vannkraftverk eller småkraftverk. Det er også noen solparker som snart skal meldes inn.
- **Prosjekt som møter motstand:** Mange av prosjektene som ikke er meldt inn, men som har blitt utredet og ansett som gode prosjekter hos produksjonsselskapet er prosjekt som møter motstand. Denne motstanden er ofte i godkjenningsprosessen hos kommunen, som hindrer de i å søke, eller i lokal motstand i lokalbefolkningen som gjør utbygger tilbakeholden i å satse på slike prosjekt

- **Prosjekt som ikke lenger er lønnsomt gitt dagens rammebetingelser:** Til slutt er det mange prosjekt som er utredet og klare for å søke til NVE, men som har blitt satt på vent grunnet det nye skatteregimet for vannkraft (høyprisbidraget), og forventet nytt skatteregime på vindkraft (grunnrenteskatt) som gjør at prosjektene ikke lenger kan regnes som lønnsomme hos produsentene.

7 Case

7.1 Verdalskalk

Verdalskalk (Franzefoss Minerals) produserer Tromsdalskalksteinen som er kjent for sin helt spesielle renhet. Virksomheten har ti vogntog som transporterer varer fra Tromsdalen til de andre anleggene i Verdal og på Inderøy.

- Verdals kalk har investert i elektrisk lastebil som går i fast rute mellom Tromsdalen og havna i Verdal. Løsningen kutter utslipp og driftsutgifter til drivstoff.
- De ønsker å skifte ut de resterende lastebilene fra fossilt til elektrisk før 2030, men får ikke økt tilknytning til nettet for lading av lastebilene.
- Det er også et potensial for elektrifisering av anleggsmaskiner hos Verdalskalk, men da trengs det nettilknytning.
- En utskifting fra diesel til elektrisitet på lastebiler og anleggsmaskiner vil redusere utslippene fra i størrelsesorden 1, 4 millioner liter diesel.

Resultatet av manglende nettilknytning er at omlegging fra fossil transport til nullutslippstransport hindres og må settes på vent.

7.2 Posten Sandmoen

Ved Posten Norges terminal ved Sandmoen i Trondheim har de ønske om mer kapasitet for å elektrifisere bilparken.

- Behovet innen 2025 er om lag 180 ladepunkt for varebiler, mindre kjøretøy og lastebiler.
- Saksbehandlingstiden påvirkes grunnet kapasitetsbegrensninger internt i områdene som ikke samsvarer med grensene som er angitt i områdeplanene.
- Posten forsøker nå å finne løsninger på kort sikt der ledig kapasitet vil bli utbygd fortløpende, fordele og redusere strøm til ladepunkter gjennom døgnet.
- Om de ikke får tilgang til mer kapasitet må elektrifiseringen av bilparken løses med å lade andre steder utenfor eget område.

7.3 Wacker Chemicals Norway AS

Wacker Chemicals er lokalisert på Kyrksæterøra i Heim kommune. Fabrikken har en årlig produksjonskapasitet i ovnene på 75.000 tonn silisium og 35.000 mikrosilika. Silisium herfra ender opp i over 3000 sluttprodukter innenfor utallige segmenter – alt fra bilindustri, til kosmetikk og mat. Smelteverket har store planer med å øke produksjonskapasiteten med 50 prosent – et signifikant bidrag for å nå målet om å halvere konsernets klimagassutslipp innen 2030. De ser også på muligheter innenfor karbonfangst.

Den globale markedssituasjonen de i dag opplever gjør forutsigbarhet og kraftproduksjon enda mer sentralt. Wacker mener de vil oppleve svekket konkurransekraft, og reduserte investeringer i Norge hvis krafttilgang uteblir. Dette vil da skje i en tid der andre land øker sin attraktivitet ift. nye industrietableringer.

7.4 Energieffektiviseringsprosjekter i Trøndelag

Trondheim har nettopp gjennomført et vellykket femårig Horizon 2020 prosjekt for energipositive nabolag. +CityxChange har prøvd ut felles lokale marked som forsyner nabolaget med den energien som trengs. Brattøra, Campus Gløshaugen og Sluppen-Tempe har vært testområder. Prosjektet har bidratt til å dempe presset på nettet ved blant annet å ta ned effekttopper. Prosjektets erfaringer vil danne grunnlaget for nye forretningsmodeller og investeringsmodeller innen energieffektivisering på bygg og områder, investeringer i solcelleanlegg og batteri samt varmepumpesystem med mer (Cityxchange, 2023).

I tillegg starter Tensio i november 2024 et arbeid med bedre regional energikoordinering som er et pilotprosjekt som også Elvia og Lnett deltar i. Koordinatorer skal blant annet samordne aktørene i et energisystem og finne/teste nye løsninger som kan bidra til gode forsyningsløsninger. Målet er å øke effektuttaket i dagens nett med 25%. Dette skal bidra til at planlegging av produksjon og tilgang til kraft ses i sammenheng og utvikles parallelt med nærings- og industriutvikling.

8 Tiltak

Utviklingen i Trøndelag de siste 10 årene viser en tydelig sammenheng mellom økt kraftproduksjon og vekst innen industri og næring. Ser vi fremover er det likevel begrenset med produksjonsplaner, samtidig som vi ser et stort behov for kraft til nye forbrukspunkter. Nettselskapene mottar svært mange forespørsler for tilknytning av forbruk, og særlig for Trøndelag er det svært mye forbruk som ønsker tilknytning sammenlignet med produksjon. Veldig lite har fått reservert plass i dagens nett eller med planlagte tiltak i nettet, er det behov for mer produksjon internt i Trøndelag og flere tiltak i nettet hvis planene skal realiseres samt satsing på innovative energiløsninger i bydeler og lokalsamfunn. I tillegg til økt behov for kraft i regionen, har Trøndelag et stort potensial for energieffektivisering, og utnyttelse av alternative energikilder, slik som spillvarme, for å avlaste strømmettet. Dette er viktige bidrag for å sikre at regionen har nok kraft til å kutte klimagassutslipp og samtidig bevare og skape nye arbeidsplasser.

For å sikre nok krafttilgang trenger vi:

1. At energisituasjonen i Trøndelag settes høyt på den politiske agendaen
2. Økt samhandling mellom relevante aktører for å sikre en helhetlig tilnærming til energiproblematikken i Trøndelag.
3. Å etablere lokale og regionale energiplaner og få til en helhetlig arealplanlegging på tvers av kommuner.
4. At offentlig sektor bruker innkjøpsmakten sin som et verktøy for omstilling og som arbeider for redusert saksbehandlingstid i energiutbyggingssaker
5. Full utnyttelse av potensialet for vannkraft i regionen gjennom nybygg, oppgradering og flomvern
6. Mer vindkraftutbygging i Trøndelag.
7. Å utløse potensialet for energieffektivisering gjennom en mer datadrevet tilnærming og smartere løsninger.
8. At kommuner setter krav til bruk av fjernvarme, utnyttelse av spillvarme og bruk av innovative energiløsninger.

9. Åpen og ærlig dialog om behov for ny fornybar kraftproduksjon med ulike interessegrupper, og en fremoverlent holdning hos politikere i kraftutbyggingssaker.
10. At fylker og kommuner jobber aktivt og grundig med avveiningene av ny kraftproduksjon og fremføring relatert til ivaretagelse av naturverdier og samiske interesser.

9 Energiordliste

- **SI-prefiksene k, M, G og T** sier noe om antall:
 - **k** = kilo = 1000
 - **M** = mega = 1 000 000 = 1000 k
 - **G** = giga = 1 000 000 000 = 1000 M
 - **T** = tera = 1 000 000 000 000 = 1000 G
- **Effekt** er et mål på omsetning av energi per tid. Høyere effekt betyr at arbeid utføres på kortere tid. Forbruket av strøm i ett enkelt øyeblikk kalles effektforbruk. Effekt måles i Watt (W). Prefiksene mega (MW) og giga (GW) benyttes ofte.
- **Energi** er evnen til å utføre arbeid. Det finnes mange former for energi, som f.eks. potensiell energi, termisk energi og elektrisk energi. En energikilde leverer energi i en form som er *nyttbar* for mennesket. Energi i kraftsystemsammenheng måles ofte i Watt-timer (Wh). Prefiksene giga (GWh) og tera (TWh) benyttes ofte.
- **Effektbalanse** er differansen mellom produksjon og forbruk på et gitt tidspunkt. Effektbalansen kan både være positiv og negativ. Ofte oppgitt i MW eller GW. Summen av alle effektbalanser over en tidsperiode er energibalansen for perioden
- **Energibalansen** i en kommune eller region er differansen mellom den samlede produksjonen av energi og forbruket av energi over en spesifisert tidsperiode, som oftest over et år. Ofte oppgitt i GWh per år eller TWh per år.
- **Installert kapasitet** er kraftverkets maksimale effekt. Ofte oppgitt i MW.
- **Makslast** er høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik makslasten. Ofte oppgitt i MW.
- **Transmisjonsnett** forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. I Norge opereres transmisjonsnett av Statnett. Transmisjonsnett inkluderer også utenlandskabler. Det er i hovedsak 300 eller 420 kV spenning på kraftledningene i transmisjonsnett, men det finnes også kabler med 132 kV spenning. Transmisjonsnett utgjør ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes til transmisjonsnett.
- **Regionalnett** er nivået under transmisjonsnett, og er bindeleddet med distribusjonsnett. Normale spenningsnivåer her er 132 kV og 66 kV, og regionalnett utgjør ca. 19 000 km. Store eller mindre produksjonsanlegg samt store forbrukere kan knyttes til regionalnett.
- **Distribusjonsnett** er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Dette nettnivået inkluderer spenningsnivåer fra 22 kV (høyspent) ned til og med 230 V (lavspent). Skillet mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett går ved 1 k. Distribusjonsnett strekker seg over ca. 320 000 km. Mindre produksjonsanlegg og alminnelig forbruk, som småindustri, tjenesteyting og husholdninger, tilknyttes gjerne distribusjonsnett.
- **Statnett** er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnett i Norge.
- **NVE** er Norges vassdrags- og energidirektorat og forvalter landets vann- og energiresurser. De er underlagt Olje- og energidepartementet og har ansvar for å forvalte vann- og energiresursene til hele landet. NVE skal sikre samlet og miljøvennlig forvaltning av vassdrag, fremme effektiv kraftomsetning og bidra til effektiv energibruk.
- **RME** (Reguleringsmyndigheten for energi) er en egen enhet i NVE, som regulerer nettselskapene.
- **Nettselskap** i Norge eier og driver kraftledningene. De har et naturlig monopol, da det er unødvendig å bygge flere ledninger for å føre strøm til samme sted. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde, og deres virksomhet reguleres av staten.

10 Referanser

- Cityxchange. (2023). *Trondheim*. Hentet fra <https://cityxchange.eu/our-cities/trondheim-norwegian/>
- LO/NHO. (2023). *Strategi for ennergieffektivisering og lokal solkraft*. Hentet fra <https://www.nho.no/contentassets/079fa475fb9946d28d459801afc4c66b/strategi-for-energieffektivisering-og-lokal-solkraftproduksjon.pdf>
- NVE. (2022). *Mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2022). *Ny mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2023, august 14). *Kortsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nves-analyse-lite-sannsynlig-med-kraftunderskudd-de-naermeste-aarene/>
- NVE. (2023). *Kortsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra : <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nves-analyse-lite-sannsynlig-med-kraftunderskudd-de-naermeste-aarene/>
- NVE. (2023). *Oversikt over solkraft i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>
- NVE. (2023). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- SSB. (2023). *Betydelig nedgang i strømforbruket i 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/betydelig-nedgang-i-stromforbruket-i-2022>
- SSB. (2023). *Markant fall i husholdningenes strømforbruk 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-fall-i-husholdningenes-stromforbruk-i-2022>
- SSB. (2023). *Markant fall i husholdningenes strømforbruk 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-fall-i-husholdningenes-stromforbruk-i-2022>
- Statistisk Sentralbyrå. (2023). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314/tableViewLayout1/>
- Statistisk Sentralbyrå. (2023). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2023). *Områdeplaner*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

