

Program:

- **Datasentrene i Norge: kraftkøen, prognosene og Naturvernforbundets krav**
 - *Terje Kronen, leder av Energiutvalget i Naturvernforbundet*
- **Hvor mye ekstra strøm krever KI?**
 - *Lars Erik Finholt, produktutvikler innen KI*
- **Datasentrene i Telemark: i drift, under bygging og i kø**
 - *Odin Thune, fylkessekretær i Naturvernforbundet*

Bli medlem i Naturvernforbundet:



Datasenterer i Telemark

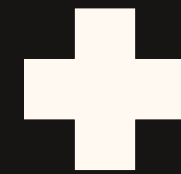
Presentasjon av:

Odin Thune

2026

Presentert

15.10.2026



Introduksjon

Odin Thune



Mengder

Tommelfingerregel

1 MW i et år = 8,76 GWh

1 MW i et år = 350 eneboliger

100 MW i et år = 0,876 TWh

100 MW i et år = 35 000 eneboliger

500 MW i et år = 4,38 TWh

500 MW i et år = 175 000 eneboliger

Mengder

Tommelfingerregel

1 MW i et år = 8,76 GWh
1 MW i et år = 350 eneboliger
100 MW i et år = 0,876 TWh
100 MW i et år = 35 000 eneboliger
500 MW i et år = 4,38 TWh
500 MW i et år = 175 000 eneboliger

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har mottatt melding om Rødbøl solkraftverk. Tiltakshaver i saken er Pyur Energy AS. Anlegget er planlagt i Larvik kommune, Vestfold fylke.

Solkraftverket er meldt med en installert effekt på 11,6 MWp og en forventet årsproduksjon på 12,9 GWh. Planområdet for solkraftverket er på om lag 110 dekar.

Filoversikten til høyre er ment som en oppsummering av viktige hendelser og steg i konsesjonsprosessen. Resten av sakens dokumenter kan hentes gjennom [einnsyn](#)

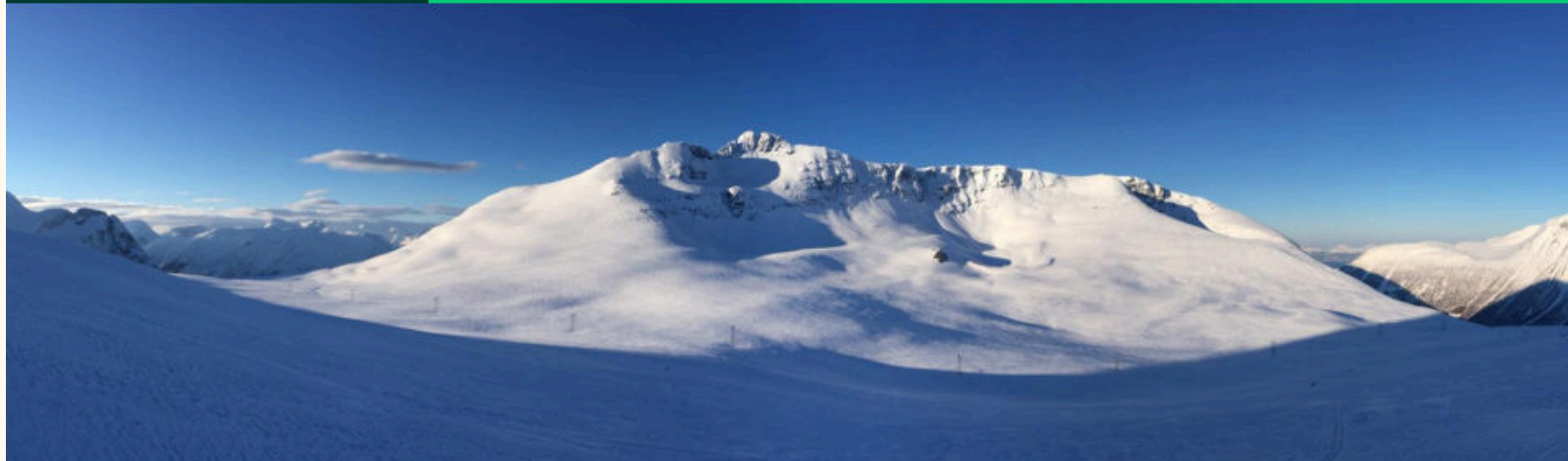


Kraftimport og eksport

Statnett

Kortsiktig Markedsanalyse 2025-2030

September 2025



Kraftimport og eksport

Sammendrag – Norge

- Datasentre og elektrifisering av petroleum og transport er sterke drivere for vekst i det norske forbruket. I Medium-scenarioet gir dette en økning på 16 TWh til 2030. Dette er lavere enn i forrige analyse.
- Forbruksveksten er usikker, drevet av et stort og usikkert potensial for vekst i datasentre og innen industrien. Hydrogenproduksjon kan også bidra til vekst selv om dette er mer usikkert. Mulig reduksjon i forbruk fra dagens industri forsterker den samlede usikkerheten. Scenarioene Lav og Høy gir et utfallsrom på 6 til 30 TWh vekst til 2030.
- Antallet prosjekter for mulig ny kraftproduksjon har økt. Lange konsesjonsprosesser, bred folkelig motstand og lav lønnsomhet tilsier likevel at det fortsatt blir lav vekst i produksjonen de neste årene. I Medium øker den norske produksjonen med bare 4 TWh til 2030.
- Større vekst i forbruket enn i produksjonen reduserer overskuddet på den norske energibalansen i et normalår. I Medium faller overskuddet fra rundt 17 TWh i dag til 5 TWh i 2030. I Høy blir balansen negativ med minus 9 TWh. Motsatt gir Lav bare en svak nedgang fra i dag.
- I Sør-Norge reduseres de simulerte snittprisene fra i underkant av 70 €/MWh i 2025 til rundt 50 €/MWh i 2030 – med Medium norsk forbruk og markedsutviklingen som i Basis. Hovedårsaken til prisnedgangen er lavere priser på kontinentet og i UK.
- I Midt-Norge holder snittprisene seg rundt 40-45 €/MWh i Medium/Basis. Dermed blir prisene mer like nivået i Sør-Norge utover i tid. I Nord-Norge får vi en økning fra dagens rekordlave nivåer til rundt 35 €/MWh, drevet av økt lokalt forbruk og høyere priser i Sverige.
- Analysen viser et stort utfallsrom for snittprisene i Norge. Prisene i naboland, norsk energibalanse og været er viktige usikkerhetsfaktorer.
- De gjennomsnittlige prisforskjellene time for time går ned flere steder men holder seg samtidig på et historisk høyt nivå, selv om snittprisene blir mer like. I Sør-Norge fortsetter det å være høyere pris i NO2 enn i NO5 og NO1 på sommeren. Økt forbruk gir imidlertid gradvis mer prisforskjell motsatt vei på vinteren med høyere priser i NO5 og NO1 enn i NO2. Prisforskjellene i Norge bekrefter behovet for planlagte og igangsatte nettførsterkninger.
- Lavere energioverskudd reduserer nettoeksporten til utlandet. Høy prisvariasjon i andre land og varierende norsk tilsig gir likevel store prisforskjeller og høye inntekter fra utvekslingen med utlandet. Nåverdien av samlet simulert nettoinntekt fra handelen med naboland er på 80 mrd. NOK* over analyseperioden. Utfallsrommet er stort.
- Norges mellomlandsforbindelser brukes i økende grad til nettoimport og energisikkerhet mot 2030. Værhistorikken viser at tilsiget til norske vannkraftverk kan variere med 70-80 TWh mellom et tørt og et vått år. Dette innebærer at Norge allerede i dag har nettoimport i tørre år. Til 2030 forsterkes dette ved en forbruksvekst som i Medium og Høy.
- Økt forbruk gir en strammere effektbalanse i Norge til 2030. Dette bidrar til flere pristopper, særlig i Sør-Norge. Batterier og nye gasskraftverk i andre land vil imidlertid kunne dempe de høyeste toppene.

* Summen av de norske flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindelsene og det norske handelsoverskuddet fra krafthandel (inntektene fra eksport minus kostnadene med import), summert over analyseperioden 2025-2030.

Kraftimport og eksport

Sammendrag – Norge

- Datasentre og elektrifisering av petroleum og transport er sterke drivere for vekst i det norske forbruket. I Medium-scenarioet gir dette en økning på 16 TWh til 2030. Dette er lavere enn i forrige analyse.
- Forbruksveksten er usikker, drevet av et stort og usikkert potensial for vekst i datasentre og innen industrien. Hydrogenproduksjon kan også bidra til vekst selv om dette er mer usikkert. Mulig reduksjon i forbruk fra dagens industri forsterker den samlede usikkerheten. Scenarioene Lav og Høy gir et utfallsrom på 6 til 30 TWh vekst til 2030.
- Antallet prosjekter for mulig ny kraftproduksjon er fortsatt høyt, men lange konsesjonsprosesser, bred folkelig motstand og lav lønnsomhet tilsier likevel at det fortsatt blir lav vekst i produksjonen de neste årene. I Medium øker den norske produksjonen med bare 4 TWh til 2030.
- Større vekst i forbruket enn i produksjonen reduserer overskuddet på den norske energibalansen i et normalår. I Medium faller overskuddet fra rundt 17 TWh i dag til 5 TWh i 2030. I Høy blir balansen negativ med minus 9 TWh. Motsatt gir Lav bare en svak nedgang fra i dag.
- I Sør-Norge reduseres de simulerte snittprisene fra i underkant av 70 €/MWh i 2025 til rundt 50 €/MWh i 2030 – med Medium norsk forbruk og markedsutviklingen som i Basis. Hovedårsaken til prisnedgangen er lavere priser i kontinentet og i UK.
- I Midt-Norge holder snittprisene seg rundt 40-45 €/MWh i Medium/Basis. Dermed blir prisene mer like nivået i Sør-Norge utover i tid. I Nord-Norge får vi en økning fra dagens rekordlave nivåer til rundt 35 €/MWh, drevet av økt lokalt forbruk og høyere priser i Sverige.

- Analysen viser et stort utfallsrom for snittprisene i Norge. Prisene i naboland, norsk energibalanse og været er viktige usikkerhetsfaktorer.
 - De gjennomsnittlige prisforskjellene time for time går ned flere steder men holder seg samtidig på et historisk høyt nivå, selv om snittprisene blir mer like. I Sør-Norge fortsetter det å være høyere pris i NO2 enn i NO5 og NO1 på sommeren. Økt forbruk gir imidlertid gradvis mer prisforskjell motsatt vei på vinteren med høyere priser i NO5 og NO1 enn i NO2. Prisforskjellene i Norge bekrefter behovet for planlagte og igangsatte nettførsterkninger.
 - Lavere energioverskudd reduserer nettoeksporten til utlandet. Høy prisvariasjon i andre land og varierende norsk tilsig gir likevel store prisforskjeller og høye inntekter fra utvekslingen med utlandet. Nåverdien av samlet simulert nettoinntekt fra handelen med naboland er på 80 mrd. NOK* over analyseperioden. Utfallsrommet er stort.
- Norges mellomlandsforbindelser brukes i økende grad til nettoimport og energisikkerhet mot 2030. Værhistorikken viser at tilsig til norske vannkraftverk kan variere med 70-80 TWh mellom et tørt og et vått år. Dette innebærer at Norge allerede i dag har nettoimport i tørre år. Til 2030 forsterkes dette ved en forbruksvekst som i Medium og Høy.
- Økt forbruk gir en strammere effektbalanse i Norge til 2030. Dette bidrar til flere pristopper, særlig i Sør-Norge. Batterier og nye gasskraftverk i andre land vil imidlertid kunne dempe de høyeste toppene.

* Summen av de norske flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindelsene og det norske handelsoverskuddet fra krafthandel (inntektene fra eksport minus kostnadene med import), summert over analyseperioden 2025-2030.

Redusert effektbalanse i Norge og Norden

Odin Thune
Naturvernforbundet

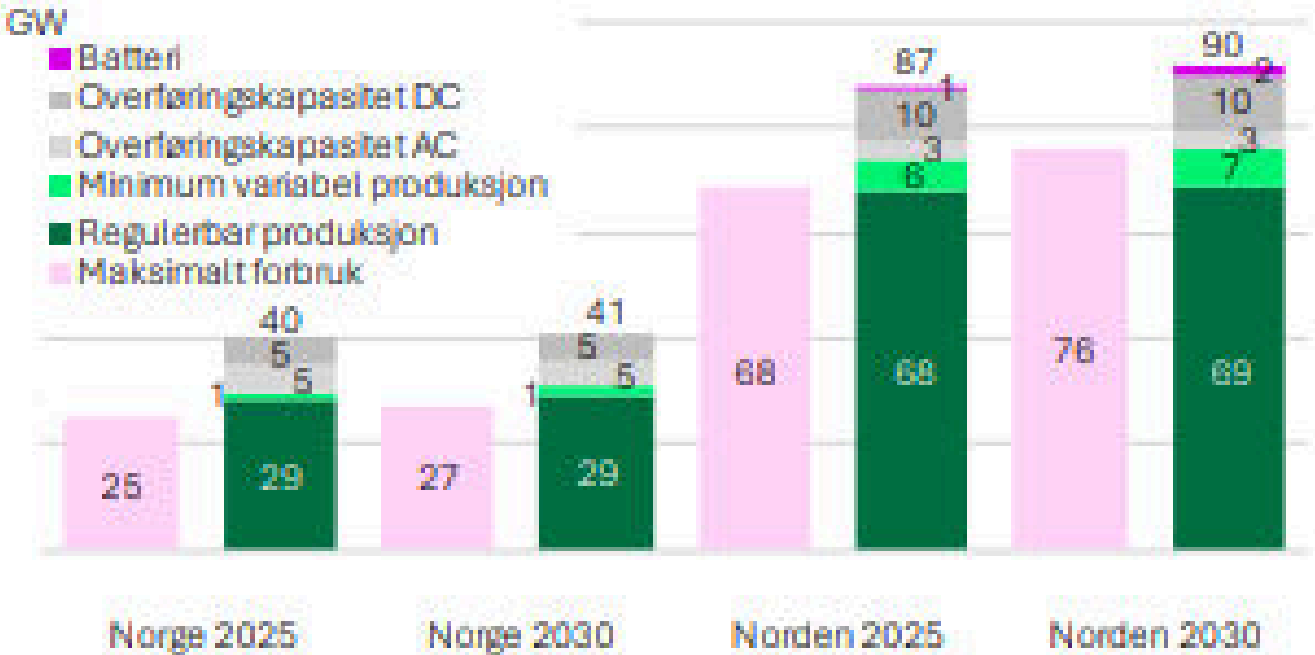
Økt norsk og nordisk forbruk til 2030 målt i energi gir også økt maksimalt effektforbruk. I Medium/Basis øker det maksimale forbruket i Norge og Norden med hhv. 2 og 8 GW primært drevet av datasenter, petroleumsindustri, hydrogen og elektrifisering av transport. Samtidig forblir den installerte effekten i regulerbare kraftverk tilnærmet uendret. Selv om det i Norge finnes planer på opp mot 10 GW økt effekt i vannkraften er det tvilsomt at noe av dette blir klart til 2030.

I Norden utenom Norge bygges det en del batterier. Til 2030 legger vi til grunn at kapasiteten øker til 2 GW. Dette bidrar til effektbalansen i Norden, selv om totalen fremdeles er beskjeden og av begrenset betydning for forsyningssikkerheten sammenlignet med mellomlandsforbindelser og annen overføringskapasitet til utlandet.

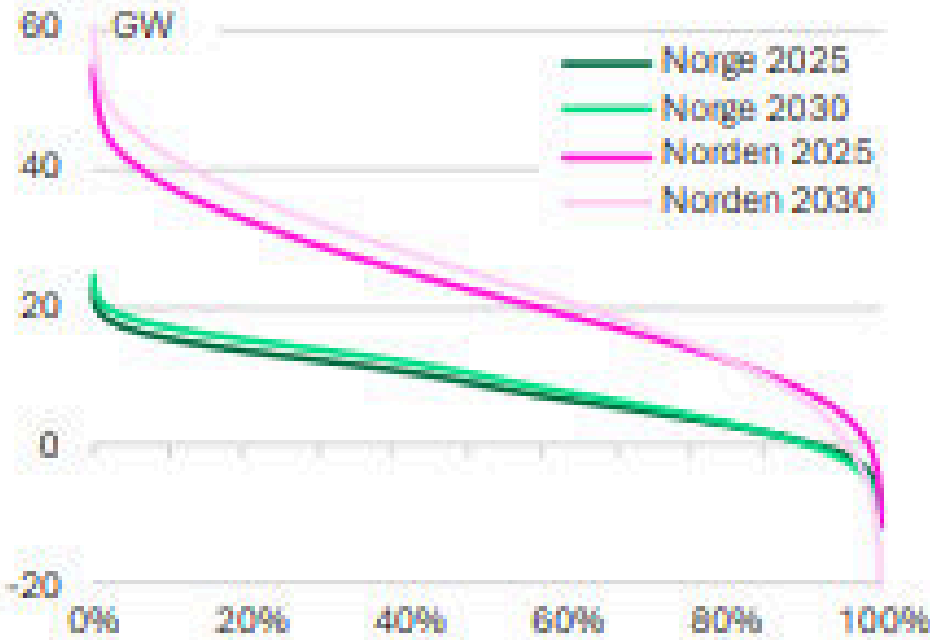
Mye vannkraft og mindre vind- og solkraft gir jevnere kraftpriser og lavere lønnsomhet av batterier i Norge enn ellers i Norden. Dette bidrar til at batterikapasiteten i Norge vokser mindre enn i andre land. Samtidig kan mer prisvariasjon også i Norge, og økt bruk av batterier sammen med solkraft, gi en viss vekst. Til 2030 regner vi imidlertid ikke med at dette vil kunne utgjøre noe vesentlig bidrag til den norske effektbalansen.

I sum ser vi en strammere norsk og nordisk effektbalanse de neste fem årene. Dette gir hyppigere situasjoner med effektknapphet, særlig i vedvarende perioder med kulde og lite vind. I slike perioder blir det høy kraftpris, og importmuligheter gjør at vi unngår rasjonering.

Norsk og nordisk effektbalanse i Medium*



Varighetskurve for Norsk og nordisk residualforbruk**



* Figuren viser simulert effektbalanse over 29 historiske værår. Maksimalt forbruk er definert som det høyeste simulerte timesforbruket, fratrasket fleksibel hydrogenproduksjon og elkjelforbruk. Regulerbar produksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft fratrasket småkraft og nedjustert med henholdsvis 2 GW (Norge) og 4 GW (Norden) for å ta høyde for at noe kapasitet vil være borte. Tilgjengelig regulerbar vannkraftproduksjon vil kunne være lavere enn figuren viser i situasjoner med lav magasinfyllingsgrad. Minimum variabel produksjon er timen med lavest simulert uregulerbar vannkraftproduksjon + 1-persentilen i vind- og solkraftproduksjon.

Redusert effektbalanse i Norge og Norden

Odin Thune
Naturvernforbundet

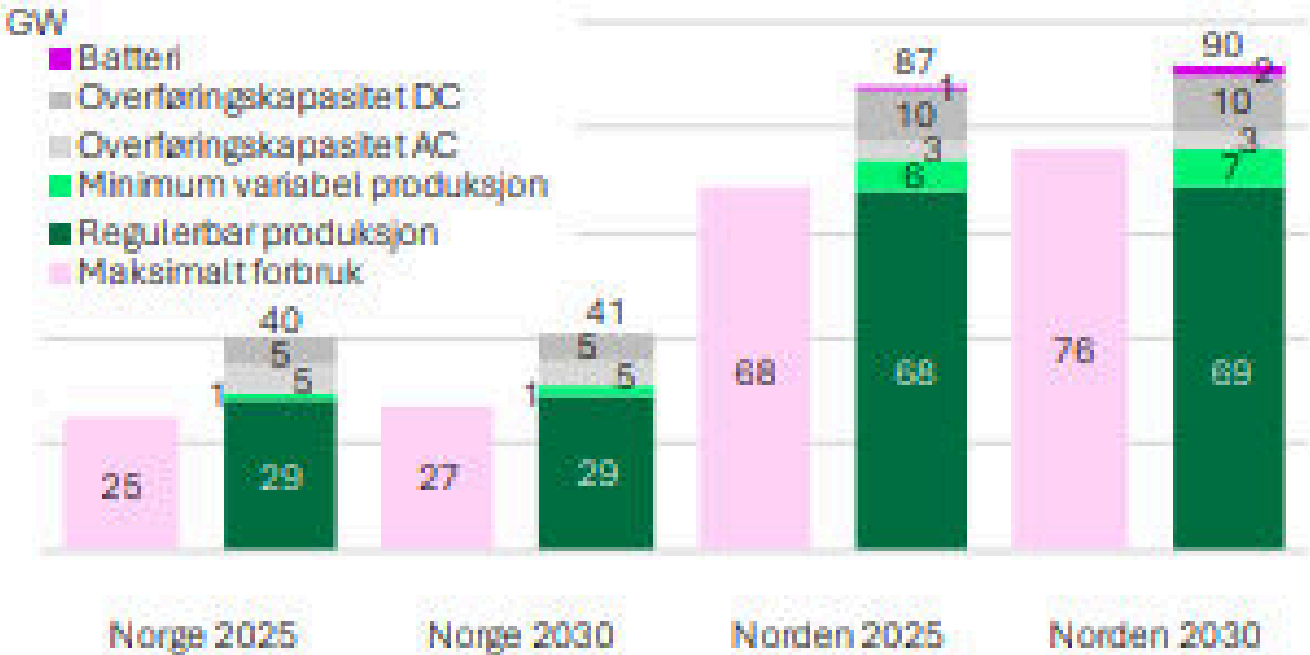
Økt norsk og nordisk forbruk til 2030 målt i energi gir også økt maksimalt effektforbruk. I Medium/Basis øker det maksimale forbruket i Norge og Norden med hhv. 2 og 8 GW primært drevet av datasenter, petroleumsindustri, hydrogen og elektrifisering av transport. Samtidig forblir den installerte effekten i regulerbare kraftverk tilnærmet uendret. Selv om det i Norge finnes planer på opp mot 10 GW økt effekt i vannkraften er det tvilsomt at noe av dette blir klart til 2030.

I Norden utenom Norge bygges det en del batterier. Til 2030 legger vi til grunn at kapasiteten øker til 2 GW. Dette bidrar til effektbalansen i Norden, selv om totalen fremdeles er beskjeden og av begrenset betydning for forsyningssikkerheten sammenlignet med mellomlandsforbindelser og annen overføringskapasitet til utlandet.

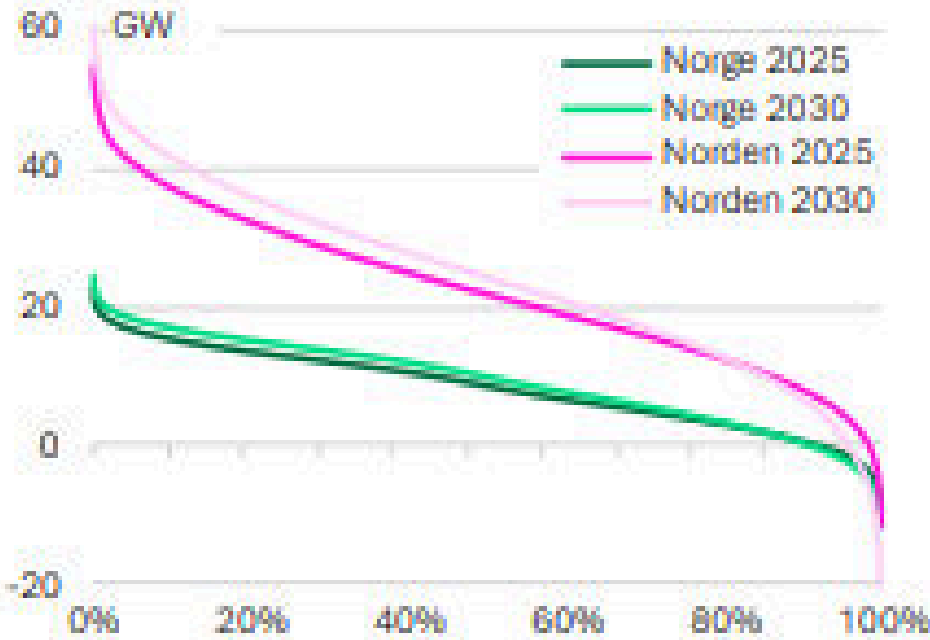
Mye vannkraft og mindre vind- og solkraft gir jevnere kraftpriser og lavere lønnsomhet av batterier i Norge enn ellers i Norden. Dette bidrar til at batterikapasiteten i Norge vokser mindre enn i andre land. Samtidig kan mer prisvariasjon også i Norge, og økt bruk av batterier sammen med solkraft, gi en viss vekst. Til 2030 regner vi imidlertid ikke med at dette vil kunne utgjøre noe vesentlig bidrag til den norske effektbalansen.

I sum ser vi en strammere norsk og nordisk effektbalanse de neste fem årene. Dette gir hyppigere situasjoner med effektknapphet, særlig i vedvarende perioder med kulde og lite vind. I slike perioder blir det høy kraftpris, og importmuligheter gjør at vi unngår rasjonering.

Norsk og nordisk effektbalanse i Medium*



Varighetskurve for Norsk og nordisk residualforbruk**



* Figuren viser simulert effektbalanse over 29 historiske værår. Maksimalt forbruk er definert som det høyeste simulerte timesforbruket, fratrasket fleksibel hydrogenproduksjon og elkjelforbruk. Regulerbar produksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft fratrasket småkraft og nedjustert med henholdsvis 2 GW (Norge) og 4 GW (Norden) for å ta høyde for at noe kapasitet vil være borte. Tilgjengelig regulerbar vannkraftproduksjon vil kunne være lavere enn figuren viser i situasjoner med lav magasinfyllingsgrad. Minimum variabel produksjon er timen med lavest simulert uregulerbar vannkraftproduksjon + 1-persentilen i vind- og solkraftproduksjon.

Green Mountain
Hvor: Rjukan
Forbruk 7 MW, planlagt utvidelse til 50MW
Pr. nå: I drift



Polar DC
Hvor: Tørdal, Drangedal
Forbruk 12 MW, Neste byggetrinn 52MW
Pr. nå: I drift
Det amerikanske selskapet Crusoe bruker
anlegget til AI-arbeidslaster.



Fossefall

Hvor: Fyresdal

**5,5 MW i drift, første trinn bygger opp mot
18MW forbruk.**



Foto: ZIZU AS

Teknologiselskapet Fossefall planlegg å byggje om det eksisterande datasenteret på Molandsmoen i Fyresdal til det selskapet omtalar som ein AI-fabrikk. Fossefall har om lag 60 millionar kroner i startkapital og har nyleg overteke Fyresdal Datacenter AS.

EdgeConneX
Hvor: Molandsmoen, Fyresdal
Under bygging.
Forbruk: Opptil 365 MW



Google (WS Computing)
Hvor: Gromstul, Skien
Under bygging.
Forbruk: 240MW



Polar DC
Hvor: Herøya, Porsgrunn
Under bygging.
Forbruk: 40MW i første fase



POLAR
DATA CENTERS

Herøya
Data Center Announcement

BW Velora
Hvor: Frier Tråk, Felt BN1, Bamble
Planlagt
Forbruk: 250MW



Tidlig Fase

Odin Thune
Naturvernforbundet

Nscale og Løvenskiold-Fossum

- Bolvik, Skien (ved Grenland transformatorstasjon)
- Forbruk: 576 MW (søkt)
- Opsjon på kommunal tomt på 500 mål. Regulering tar rundt to år.

Nscale (Aker) og Løvenskiold-Fossum

- Gromstul, Skien (trolig nabotomta til Google)
- Forbruk: 96 MW (søkt)
- Ikke kjent om kapasiteten er tildelt.

Vinje kommune og Bifrost Edge

- Vinje kraftverk, Vinje
- Forbruk: 40 MW (søkt)
- Byggestart venter på avklaring om strøm direkte fra kraftverket.

Cloudberry Clean Energy

- Kiseåsen ved Rød transformatorstasjon, Skien
- Forbruk: ca. 160 MW (usikkert)
- Tomt på 170 mål, ikke regulert og uten tildelt kraft. Planlagt i tre faser.

Overlappende interesser

Kiseåsen

Kiseåsen Datasenter

3 enheter, 160 MW

Cirka 1,1 TWh årlig, ved antatt 80% brukstid

Forslagsstiller Cloudberry Develop AS

Vindkraft på Luksefjell

Inntil 80 turbiner på ca. 36 km², opptil 300 m

Antatt ca. 1,8 TWh i året (6,6 MW per turbin)

Skien Vind: Cloudberry, Skagerak Kraft og Løvenskiold-Fossum

Løvenskiold - Fossum

Grunneier på Luksefjell og partner i Skien Vind. Næringsformålet på N1 Kiseåsen kom etter innspill fra Løvenskiold-Fossum.

Skien Kommune

Planmyndighet for begge sakene. Eier 15,21 % av Skagerak Energi, som eier Skagerak Kraft, en av partnerne i Skien Vind.

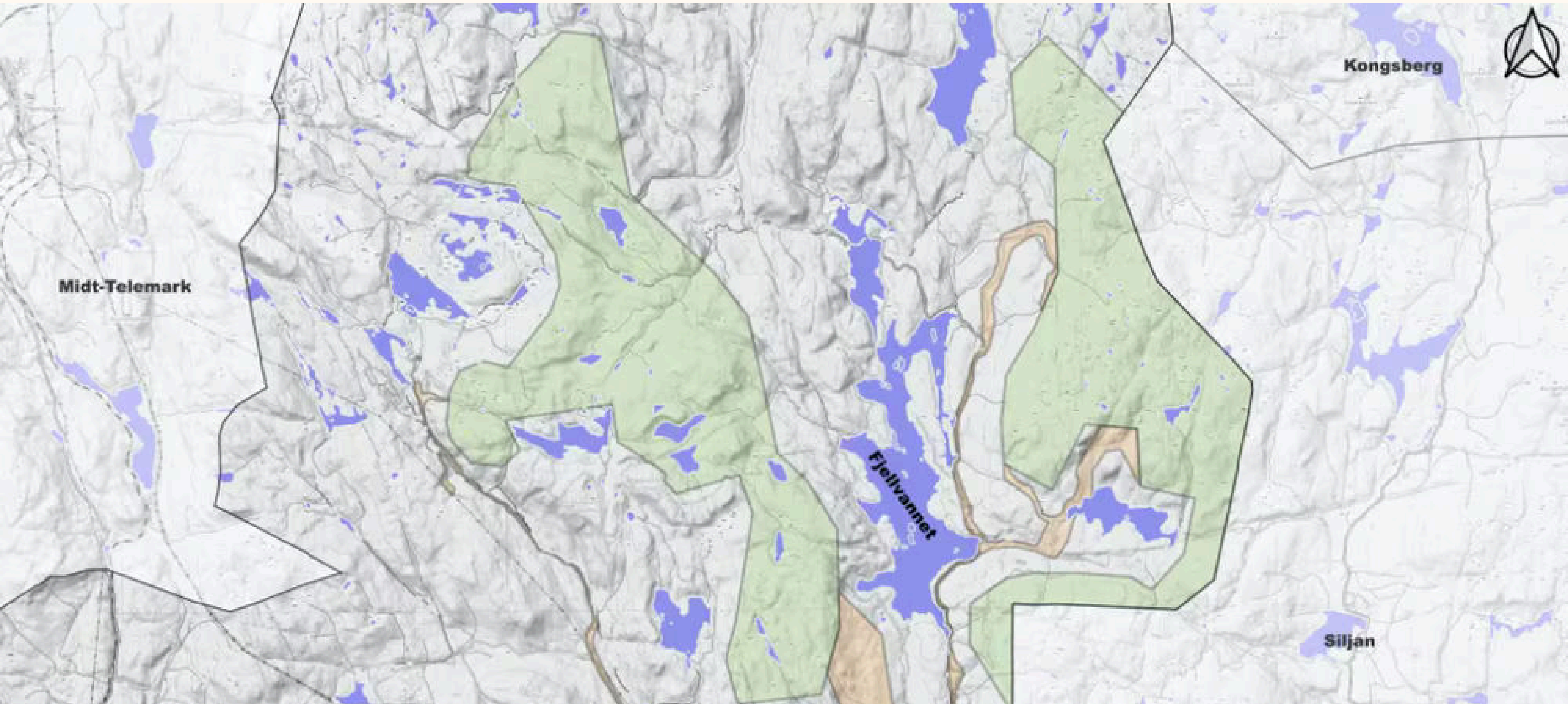
Telemark

Oppgitte kapasiteter er:

- Google 240 MW i Skien
- Nscale (Aker) 96 MW i Skien
- Nscale og Løvenskiold-Fossum 576 MW søkt på Bolvik i Skien
- Cloudberry rundt 160 MW på Kiseåsen i Skien
- BW Velora 250 MW på Frier Vest i Bamble
- Polar 40 MW på Herøya og 52 MW i Tørdal
- EdgeConneX opptil 365 MW og Fossefall 18 MW i Fyresdal
- Vinje 40 MW
- Rjukan rundt 7 MW nå, planlagt 50 MW.
- Akkurat nå 25 MW i bruk.

Med 80 prosent bruk av kapasiteten er det grovt regnet 13 TWh i året. Det er rundt ganger så mye som alle norske datasentre brukte i 2025, som var 2,8 TWh.

Luksefjell



Strømforbruk i Telemark

Vind: NVE regner 35 km² planområde per TWh og 3 400 fullasttimer i året.

13 TWh er nesten like mye som all vindkraft på land i Norge produserte i 2025 (13,9 TWh), fra 65 vindkraftverk med til sammen rundt 5 100 MW.

Strømforbruk i Telemark

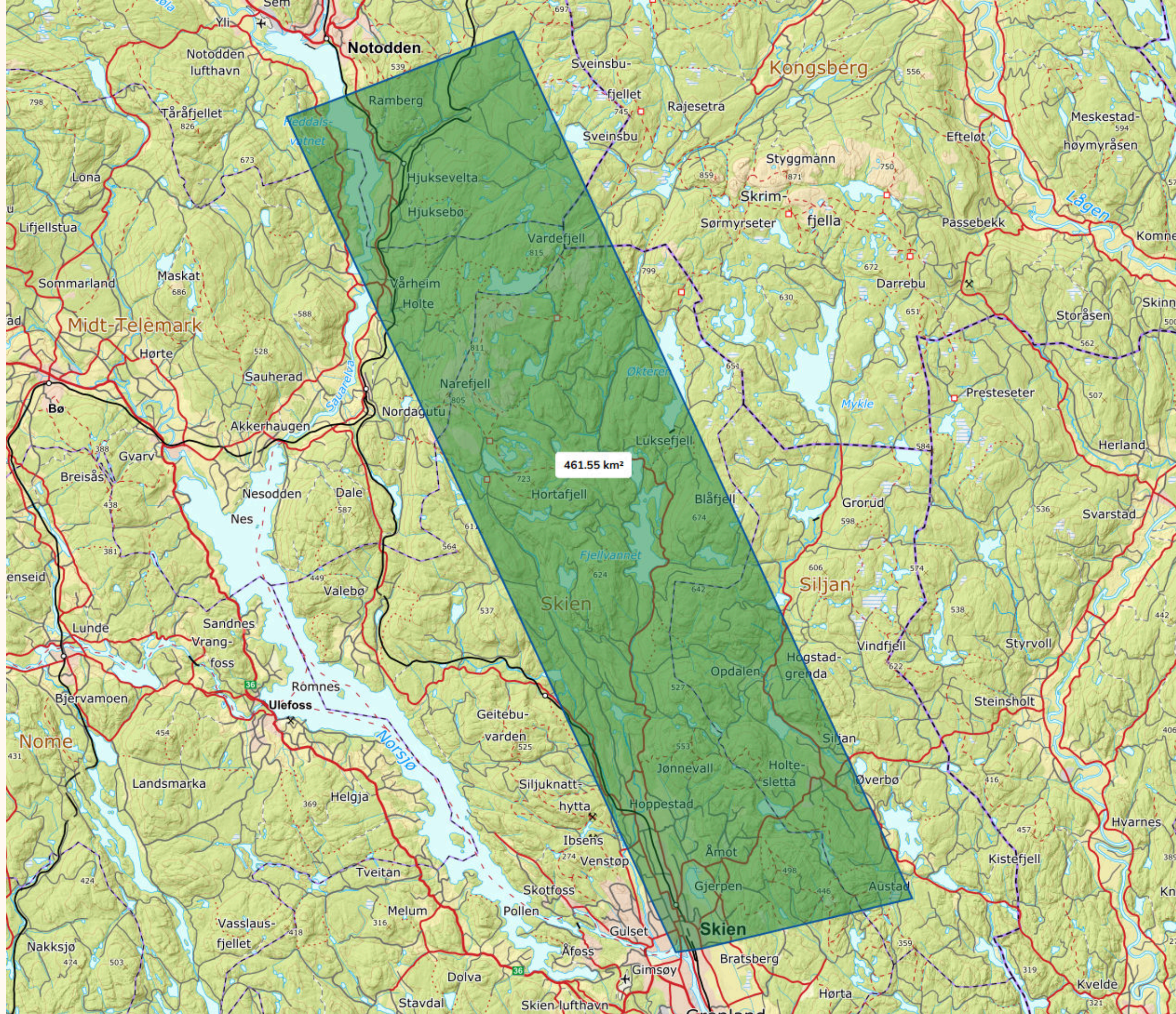
Vind: NVE regner 35 km² planområde per TWh og 3 400 fullasttimer i året.

Mest konservative tilnærming:

Konsesjonsområde Vindkraft: 460 km²

**Tilsvarende rundt 13 planområder på størrelse med Luksefjell
(36 km²).**

Odin Thune Naturvernforbundet



Takk for meg