

Rapport

Telemark Fylkeskommune

Analyse av dagens og fremtidig energisystem

OPPDRAKSGIVER

Telemark Fylkeskommune

EMNE

Analyse av dagens og fremtidig energisystem

DATO / REVISJON: 6. juli 2026 / 01



Multiconsult



Forord

På oppdrag for Telemark fylkeskommune har Menon Economics og Multiconsult kartlagt energi- og kraftsituasjonen i fylket. Arbeidet gir fylkeskommunen og kommunene et oppdatert kunnskapsgrunnlag om dagens energibruk og energiproduksjon, status for nett og effektbehov, og mulige utviklingsbaner for fremtidig krafttetterspørsel og lokal energiproduksjon.

Rapporten er bygget opp i fire deler. **Del 1** kartlegger dagens energi- og kraftsituasjon i fylket. **Del 2** analyserer potensialet for lokale energiløsninger – energieffektivisering, fjernvarme, vannkraft, solkraft, vindkraft og biogass. **Del 3** ser forbruk og produksjon i sammenheng og tegner fremtidsbilder for kraftbalansen mot 2030, 2040 og 2050. **Del 4** oppsummerer funnene og gir våre anbefalinger til fylkeskommunen og kommunene for det videre arbeidet. I tillegg inneholder rapporten et vedlegg med kommunefordelt energisituasjon, som utdyper og supplerer fylkesbildet fra Del 1 og Del 3 for den enkelte kommune.

Ansvarlig for prosjektet hos Multiconsult har vært Mette Kristine Kanestrøm. Karina Fredly Sætre har vært oppdragsleder og faglig ansvarlig i samarbeid med Håkon Person. Carl Godager Kaas og Sigrid Sunde har vært prosjektmedarbeidere. Hos Menon har Even Winje vært ansvarlig, mens Piotr Śpiewanowski og Kristine Engelhardt Pedersen har vært prosjektmedarbeidere.

Vi takker Telemark fylkeskommune for et spennende oppdrag, og alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Multiconsult står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

06. juli 2026

Mette Kristine Kanestrøm

Prosjektansvarlig

Multiconsult



01	06.07.26	Ferdig rapport	Karina Fredly Sætre m.fl.	Håkon Person m. fl.	Mette Kristine Kanestrøm
00	15.06.26	Førsteutkast til kunde, for tilbakemeldinger	Karina Fredly Sætre m.fl.	Håkon Person m.fl.	Mette Kristine Kanestrøm
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV



INNHOLDSFORTEGNELSE

1	Del 1: Dagens energisystem.....	9
1.1	Om Telemark: Befolkning, næringsprofil og klimagassutslipp	9
1.2	Samlet energibalanse.....	13
1.3	Forbruk	14
1.4	Energiproduksjon	16
1.5	Nettstatus og effektbehov	19
1.6	Om potensialvurderingene i denne rapporten:	23
2	Del 2: Analyse av energipotensialet i Telemark	25
2.1	Samlede resultater	25
2.2	Kunnskap om ENØK	29
2.3	Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning	33
2.4	Vannkraft	39
2.5	Solkraft	44
2.6	Vindkraft	56
2.7	Biogass	62
2.8	Kjernekraft og andre varmekraftverk/kraftvarmeverk basert på lokale ressurser	67
3	Del 3: Fremtidbilder for kraftbalansen 2030, 2040, 2050.....	71
3.1	Fremtidig energibehov	71
3.2	Scenarier for Telemarks kraftbalanse	73
3.3	Kraftmarkedsanalyse	74
4	Del 4: Oppsummering og anbefalinger.....	81
5	Vedlegg	84
5.1	Metode: Fargekodeforklaring - potensialvurderinger	84
5.2	Metode: Beregning av potensial for vindkraft.....	85
6	Vedlegg: Kommunefordelt energisituasjon	87
6.1	Bamble	88
6.2	Drangedal.....	91
6.3	Fyresdal	93
6.4	Hjartdal.....	95
6.5	Kragerø	97
6.6	Kviteseid	99
6.7	Midt-Telemark	101
6.8	Nissedal.....	103
6.9	Nome	105
6.10	Notodden	107
6.11	Porsgrunn.....	109
6.12	Seljord.....	111
6.13	Siljan.....	114
6.14	Skien.....	116
6.15	Tinn.....	118
6.16	Tokke	120
6.17	Vinje.....	122



LISTE OVER FIGURER

Figur 1-1: Verdiskaping og sysselsetting i Telemark i 2024 per næring for de ti største næringene	10
Figur 1-2: De ti største næringene i Telemark, målt ved andel regional verdiskaping	11
Figur 1-3: Klimagassutslipp i Telemark per utslippskilde i 2024	11
Figur 1-4: Klimagassutslipp i Telemark per kommune i 2024.	12
Figur 1-5: De seks enkeltaktørene med størst klimagassutslipp i Telemark i 2024.	13
Figur 1-6: Samlet energibalanse i Telemark i 2024 fordelt på energibærere.	13
Figur 1-7: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse per kommune i Telemark i 2024.	14
Figur 1-8: Kraftforbruk i Telemark i 2024 per forbrukergruppe.	15
Figur 1-9: Industriens strømforbruk i Telemark i 2024 fordelt på enkeltaktører.	15
Figur 1-10: Strømforbruk per kommune i 2024, totalt og per capita.	15
Figur 1-11: Forbruk av energi utover elektrisitet per sektor i Telemark i 2024.	16
Figur 1-12: Energiproduksjon i Telemark i 2024.	17
Figur 1-13: Enkeltkommuners andel av total kraftproduksjon i Telemark.	18
Figur 1-14: Produksjon av fjernvarme i Telemark i 2024.	19
Figur 1-15: Lastkurve for døgnet med høyeste effektuttak i perioden 2022–2024	20
Figur 1-16: Energpotensial presentert for tre nivåer	23
Figur 2-1: Illustrasjon av samlet potensial for alle energiløsninger, fargekodet basert på "Samlet vurdering".	28
Figur 2-2: Kyotopyramiden forenklet	29
Figur 2-3: Potensialet for frigjort energi ved hjelp av energieffektivisering (ENØK).	30
Figur 2-4: Potensial for fjernvarme med utgangspunkt i dagens produksjon.	36
Figur 2-5: Utbygd og teknisk-økonomisk vannkraftpotensial i Telemark.	40
Figur 2-6: Potensial for vannkraft i Telemark, effekt (MW).	42
Figur 2-7: Potensial for vannkraft over tid.	43
Figur 2-8: Installert effekt i Telemark. Sterke farge indikerer mer installert effekt.	44
Figur 2-9: Installert effekt i Telemark. Kategorisert per anleggsstørrelse	45
Figur 2-10: Potensialer for ny solkraft på bygg.	46
Figur 2-11: Potensiale for storskala solkraft i Telemark	50
Figur 2-12: Next2Sun sitt Agri-PV system, som er lagt til grunn i potensialvurderinger.	51
Figur 2-13: Potensiale for solkraft på grå arealer i Telemark	54
Figur 2-14: Utbyggingstakt for vindkraft i Norge 2002-2026.	57
Figur 2-15: Teknisk potensial for vindkraft fordelt på kommuner.	59
Figur 2-16: Potensialer for vindkraftproduksjon i 2030, 2040 og 2050.	60
Figur 2-17: Scenarier for lokal biogassproduksjon i Telemark (husdyrgjødsel og avløps slam), 2026–2040.	66
Figur 2-18: Potensialer for kjernekraft.	69
Figur 3-1: Fremtidige forbruksscenarier i Telemark.	73
Figur 3-2: Kraftbalanse i Telemark fram mot 2050	74
Figur 3-3: Kraftpris i NO2 i 2030 – effekter av elektrifisering (klimascenario) og industri (næringsvekst).	76
Figur 3-4: Kraftpris i NO2 i 2040 – effekter av elektrifisering (klimascenario) og industri (næringsvekst).	77
Figur 6-1: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Bamble	88
Figur 6-2: Scenarier for fremtidig energibruk i Bamble	89
Figur 6-3: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Drangedal	91
Figur 6-4: Scenarier for fremtidig energibruk i Drangedal	92
Figur 6-5: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Fyresdal	93
Figur 6-6: Scenarier for fremtidig energibruk i Fyresdal	94
Figur 6-7: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Hjartdal	95
Figur 6-8: Scenarier for fremtidig energibruk i Hjartdal	96
Figur 6-9: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Kragerø	97
Figur 6-10: Scenarier for fremtidig energibruk i Kragerø	98
Figur 6-11: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Kviteseid	99
Figur 6-12: Scenarier for fremtidig energibruk i Kviteseid	100
Figur 6-13: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Midt-Telemark	101
Figur 6-14: Scenarier for fremtidig energibruk i Midt-Telemark	102
Figur 6-15: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Nissedal	103
Figur 6-16: Scenarier for fremtidig energibruk i Nissedal	104
Figur 6-17: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Nome	105
Figur 6-18: Scenarier for fremtidig energibruk i Nome	106



Figur 6-19: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Notodden	108
Figur 6-20: Scenarioer for fremtidig energibruk i Notodden	108
Figur 6-21: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Porsgrunn	110
Figur 6-22: Scenarioer for fremtidig energibruk i Porsgrunn	110
Figur 6-23: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Seljord	112
Figur 6-24: Scenarioer for fremtidig energibruk i Seljord	112
Figur 6-25: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Siljan	114
Figur 6-26: Scenarioer for fremtidig energibruk i Siljan	115
Figur 6-27: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Skien	116
Figur 6-28: Scenarioer for fremtidig energibruk i Skien	117
Figur 6-29: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Tinn	118
Figur 6-30: Scenarioer for fremtidig energibruk i Tinn	119
Figur 6-31: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Tokke	120
Figur 6-32: Scenarioer for fremtidig energibruk i Tokke	121
Figur 6-33: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Vinje	122
Figur 6-34: Scenarioer for fremtidig energibruk i Vinje	123

LISTE OVER TABELLER

Tabell 1-1: De ti vannkraftverkene med høyest midlere årsproduksjon i Telemark	17
Tabell 1-2: Reservert kapasitet og kapasitetskø i Telemark per trafostasjon. Kilde: Statnett	21
Tabell 1-3: Kumulativ kapasitetsøkning for nytt forbruk i Grenlandskorridoren fram mot 2040	22
Tabell 2-1: Samlet vurdering av energiteknologienes bidrag til energiløsningen i Telemark	26
Tabell 2-2: Realisert produksjon i dag, teknisk potensial, referansescenario og høyscenario for ytterligere utbygging av energiteknologiene. Potensialene oppgir akkumulerte verdier utover det som er realisert i dag.	27
Tabell 2-3: Vurdering av energieffektivisering (Enøk) som bidrag til energiløsningen i Telemark	29
Tabell 2-4: Vurdering av fjernvarme og andre termiske løsninger som bidrag til energiløsningen i Telemark	33
Tabell 2-5: Fjernvarmesituasjon og termisk energibehov per segment og kommune	35
Tabell 2-6: Vurdering av vannkraft som produksjonsteknologi som bidrag til energiløsningen i Telemark	39
Tabell 2-7: Teknisk-økonomisk potensial for vannkraft i Telemark	40
Tabell 2-8: Vurdering av solkraft på bygg som bidrag til energiløsningen i Telemark	45
Tabell 2-9: Vurdering av bakkemontert solkraft som bidrag til energiløsningen i Telemark	48
Tabell 2-10: Vurdering av solkraft på grå arealer som bidrag til energiløsningen i Telemark	53
Tabell 2-11: Vurdering av vindkraft som bidrag til energiløsningen i Telemark	57
Tabell 2-12: Vurdering av biogass som bidrag til energiløsningen i Telemark	63
Tabell 2-13: Biogasspotensial per råstoffkilde og kommune i Telemark	64
Tabell 2-14: Vurdering av kjernekraft som bidrag til energiløsningen i Telemark	68
Tabell 5-1: Forklaring av fargekoder for potensialvurderinger	84
Tabell 5-2: Nøkkeltall for vindkraftberegninger	86
Tabell 6-1: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Bamble.	90
Tabell 6-2: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Drangedal.	92
Tabell 6-3: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Fyresdal.	94
Tabell 6-4: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Hjartdal.	96
Tabell 6-5: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Kragerø.	98
Tabell 6-6: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Kviteseid.	100
Tabell 6-7: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Midt-Telemark.	102
Tabell 6-8: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Nissedal.	104
Tabell 6-9: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Nome.	106
Tabell 6-10: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Notodden.	109
Tabell 6-11: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Porsgrunn	111
Tabell 6-12: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Seljord.	113
Tabell 6-13: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Siljan.	115
Tabell 6-14: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Skien.	117
Tabell 6-15: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Tinn.	119
Tabell 6-16: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Tokke.	121
Tabell 6-17: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Vinje.	123



Sammendrag

Telemark er et av landets store kraftfylker, med et kraftoverskudd på om lag 7,5 TWh og en sentral rolle i norsk kraftforsyning. Samtidig setter begrenset nettkapasitet i Grenland grenser for ny næringsetablering på kort sikt. På lengre sikt kan fylket gå fra overskudd til underskudd allerede i 2040, dersom ny produksjon ikke holder tritt med forbruket. Energitilgang og nettkapasitet blir dermed viktige premisser for næringsutvikling, klimaomstilling, arealplanlegging og beredskap. I denne rapporten presenterer Multiconsult og Menon Economics dagens energi- og nettsituasjon i fylket, scenarioer for fremtidig kraftforbruk og kraftpris, potensialet for lokale energiløsninger, og anbefalinger til fylkeskommunens videre arbeid på energifeltet.

Et kraftfylke med stort overskudd, men et samlet energiunderskudd.

Telemark har om lag 178 000 innbyggere fordelt på 17 kommuner, der Grenland med Skien og Porsgrunn huser rundt 70 prosent av befolkningen. Næringslivet har en tydelig industriell profil, og den kraftintensive prosessindustrien i Grenland preger både energibruken og utviklingen i energisystemet. Fylket produserer om lag 13,5 TWh kraft i et normalår, tilsvarende rundt 9 prosent av norsk kraftproduksjon, nær utelukkende fra vannkraft. Kraftforbruket var om lag 6,1 TWh i 2024, og overskuddet er dermed rundt 7,5 TWh. Målt i samlet energi er bildet et annet: Energibruken var om lag 19 TWh i 2024, mens lokal produksjon utgjorde rundt 14 TWh. Underskuddet skyldes et forbruk av oljeprodukter på om lag 11 TWh, i hovedsak i industri og transport, som i sin helhet må importeres. Industrien står for rundt 60 prosent av strømforbruket, og de tre største virksomhetene i Grenland – Inovyn, Yara og Eramet – står alene for om lag 36 prosent av fylkets samlede strømforbruk. Kraftbalansen varierer sterkt geografisk: Fjellkommunene Tinn, Tokke og Vinje er store nettoprodusenter, mens industrikommunene Porsgrunn og Bamble har de største underskuddene.

Begrenset nettkapasitet er den bindende rammebetingelsen på kort sikt.

Fylkets topplast er om lag 1 000 MW og sterkt konsentrert i Grenland. Etterspørselen etter ny tilknytning overstiger langt tilgjengelig kapasitet. Per mai 2026 var om lag 526 MW reservert i transmisjonsnettet, mens kapasitetskøen omfattet ytterligere om lag 2 757 MW – en ren forbrukskø på om lag 1 200 MW når pumpekraft holdes utenfor. Datasentre er den mest aktive kategorien i køen, med Googles etablering ved Rød i Skien som det største prosjektet. Køen er samtidig et netto tall, etter at blant andre Yara, Ineos og Inovyn har trukket sine prosjekter. Den akutte begrensningen er transformeringskapasiteten inn mot Grenland, som er fullt utnyttet; utvidelsen av Bamble stasjon står ferdig i 2028 og gir inntil om lag 320 MW ny kapasitet. Det store løftet kommer gjennom ny 420 kV Bamble–Porsgrunn–Tønsberg, med mål om idriftsettelse innen 2032, og spenningsoppgraderingen av Østre korridor mot Arendal, mens full oppgradering gjennom Vest-Telemark først ventes rundt 2040. Frem til da er tilgjengelig nettkapasitet den bindende rammebetingelsen for ny næringsetablering.

Kraftforbruket kan vokse kraftig, og fylket kan gå fra overskudd til underskudd.

Rapporten vurderer tre utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2050. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrerer hvordan behovet kan utvikle seg under ulike veivalg. I referansescenarioet, som viderefører historiske trender og vedtatt klimapolitikk, øker forbruket med om lag 60 prosent mot 2050. I scenarioet for akselerert klimaomstilling doubles forbruket. Realiseres i tillegg næringsplanene fullt ut (scenario for næringsvekst), kan forbruket øke til godt over 20 TWh – fra om lag 3,3 ganger dagens nivå. Produksjonssiden beveger seg langsommere, ettersom nye anlegg og opprustninger har lange ledetider. Dersom utbyggingstempoet ikke øker, kan fylket derfor få et kraftunderskudd allerede i 2040. Kraftmarkedsanalysen viser at utviklingstrekkene i regionen kan løfte kraftprisen i prisområdet med 10–15 prosent. Uteblir i tillegg den planlagte havvindutbyggingen, øker presset ytterligere – med tilhørende svekket konkurransekraft for den kraftintensive industrien.

Store lokale energiresurser, men et betydelig gap mellom utbyggingstakt og potensial.

Telemark har et betydelig ressursgrunnlag for ny fornybar produksjon dersom økonomiske og arealmessige barrierer løses. I høyscenarioet vurderer vi et potensial for å øke krafttilgangen med om lag 3,6 TWh innen 2040 og ytterligere 2,8 TWh innen 2050, til sammen om lag 6,3 TWh utover dagens nivå, uten kjernekraft. Vindkraft har det største enkeltpotensialet og kan bygges uten økonomiske støtteordninger; barrierene er først og fremst lokal aksept og arealtilgang. Solenergi møter større økonomiske barrierer, men kan med riktige rammebetingelser gi om lag 1 TWh ny produksjon frem mot 2050. Vannkraften realiserer sitt begrensede potensial i hovedsak gjennom opprustning av eksisterende anlegg. Enøk og fjernvarme skiller seg ut ved at de frigjør kapasitet i nettet snarere enn å produsere ny kraft. Gapet mellom dagens utbyggingstakt og høyscenarioet er stort, og uten målrettede energipolitiske virkemidler vil presset i kraftmarkedet øke.



En strammere kraftbalanse tvinger frem tydeligere prioriteringer kommunalt og regionalt.

Selv om Telemark i dag har et solid kraftoverskudd, kan handlingsrommet bli vesentlig mindre dersom forbruket vokser raskere enn produksjon og nett. På kort sikt må større tilknytninger vente på planlagte kapasitetsøkninger. Det viktigste kommunene og fylkeskommunen kan gjøre nå, er å prioritere mellom etableringer og etablere tett dialog med nettselskapene. På lengre sikt avhenger fylkets konkurransefortrinn innen kraftintensiv industri av at ny produksjon og nettutvikling holder tritt med forbruket.

Anbefalinger til fylkeskommunens videre arbeid.

På bakgrunn av analysene gir vi fem anbefalinger for hvordan fylkeskommunen, innenfor sin rolle som regional planmyndighet, kan bidra til en balansert utvikling av kraftsystem, næringsliv og arealbruk:

- **Sikre en balansert utvikling av produksjon, nett og forbruk.** I scenarioene med høy vekst må produksjonen øke med 10–20 TWh mot 2040 for å opprettholde dagens prisnivå og dermed fylkets konkurransefortrinn innen kraftintensiv industri. Dagens utbyggingstakt ligger langt under dette.
- **Legg til rette for lokal energiproduksjon og bedre utnyttelse av eksisterende ressurser.** Utnytt vind-, sol-, fjernvarme- og biogasspotensialet i tillegg til vannkraften, og bidra til å løse de teknologispesifikke barrierene som i dag begrenser utbyggingen.
- **Utarbeid og forankre et mål for ny kraftproduksjon på fylkesnivå.** Etabler et tverrsektorielt mål i regional planstrategi, ta en koordinerende rolle i gjennomføringen, og utred konkrete støttemekanismer for sol, biogass, fjernvarme og energieffektivisering.
- **Bruk regional planlegging til å redusere målkonflikter.** Legg til rette for effektiv lokalisering av kraftkrevende virksomhet ved å identifisere regionale energiknutepunkt der nettkapasitet, areal, lokal produksjon og industrielle synergier ligger til rette samtidig.
- **Bidra til dialog og samhandling ved å etablere et regionalt kraftforum.** Koble nettselskaper, kommuner, næringsliv og statlige myndigheter sammen tidlig for strategisk dialog om prioriteringer og målkonflikter i kraftsystemet.



1 Del 1: Dagens energisystem

I dette kapittelet presenterer vi vår kartlegging av energi- og kraftsituasjonen i Telemark. Vi redegjør først for sentrale kjennetegn knyttet til fylkets næringsprofil og klimagassutslipp, som i stor grad driver energi- og kraftbehovet i fylket. Deretter presenterer vi den samlede energibalansen før vi flytter fokus på forbruk av henholdsvis kraft og øvrig energi. Vi redegjør også for sammensetningen av den lokale energiproduksjonen. Avslutningsvis ser vi på status i strømmettet, herunder dagens etterspørsel etter nettilknytning. Redegjørelsen gir et helhetlig oversiktsbilde av dagens energisituasjon og danner grunnlaget for vurderinger knyttet til fremtidig kraftproduksjon og etterspørsel som presenteres i del to og del tre.

1.1 Om Telemark: Befolkning, næringsprofil og klimagassutslipp

Telemark er et fylke med om lag 178 000 innbyggere fordelt på 17 kommuner.¹ Befolkningen er geografisk konsentrert langs kysten og i de store byområdene. Grenland, med Skien og Porsgrunn som de to største kommunene, huser om lag 70 prosent av fylkets befolkning. Befolkningsveksten i fylket har vært moderat, og med en vekst på 3 prosent i perioden 2016 til 2026 ligger fylket under det nasjonale snittet på 8 prosent samme periode.

I rapporten brukes 2024 som referanseår for energiproduksjon og energibruk. Dette er det nyeste året hvor vi har konsistente tall på tvers av sentrale datakilder.

Energiproduksjon: For fjernvarmeproduksjon er 2024 nyeste år. For kraftproduksjon og bioenergiproduksjon finnes det nyere tall, men vi har likevel brukt 2024 for å ha et likt referanseår på tvers av energibalansen.

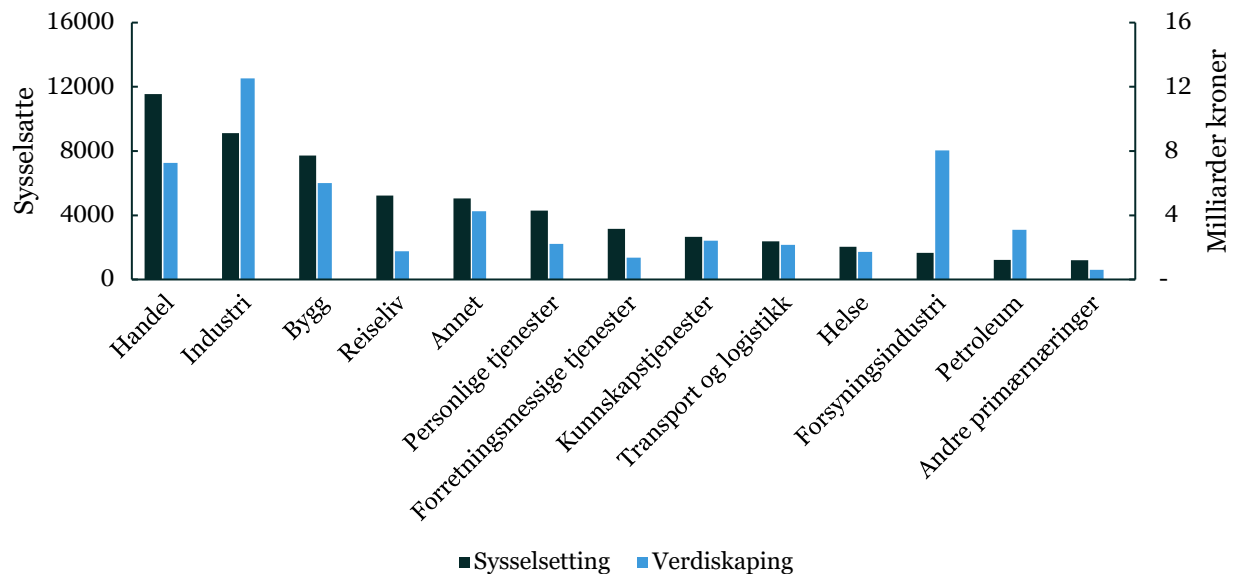
Energibruk: For forbruk av andre energibærere enn kraft er 2023 nyeste år i kilden. Disse tallene er justert til 2024-nivå på følgende måte. Forbruk av oljeprodukter er justert basert på utviklingen i utslipp fra oljeprodukter, forbruk av fjernvarme og bioenergi er justert basert på utviklingen i produksjon, og kullforbruk er justert basert på utviklingen i kullforbruk. For kraftforbruk finnes det nyere tall, men vi har likevel brukt 2024 for å ha et likt referanseår på tvers av energibalansen.

Utslipp: For utslippsdata, både på kommune-/fylkesnivå og aktørspesifikt, er 2024 nyeste tilgjengelige år.

Næringsdata: For næringsdata, herunder verdiskaping og sysselsetting, er 2024 nyeste tilgjengelige år.

Næringslivet i Telemark kan analyseres med utgangspunkt i enten sysselsetting eller verdiskaping per næring. De to målene gir til dels ulike bilder av næringsstrukturen, jamfør figuren under. Forskjellene skyldes både produktivitetsforskjeller, ulik kapital- og arbeidskraftintensitet, samt svingninger i internasjonale markeder for industrielle produkter. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv vil verdiskaping være viktigst, men for lokal og regional utvikling kan sysselsetting være vel så viktig.

¹ Befolkningstall fra SSB, tilgjengelig [her](#)



Figur 1-1: Verdiskaping og sysselsetting i Telemark i 2024 per næring for de ti største næringene målt i sysselsatte.
Kilde: Menon Economics²

Handel er den største næringen målt i antall ansatte, med over 11 000 arbeidsplasser og om lag 7 milliarder kroner i verdiskaping. Industrien følger som den nest største med om lag 9 000 sysselsatte, og er samtidig fylkets klart største næring målt i verdiskaping, med om lag 12,5 milliarder kroner. Bygg er den tredje største næringen med om lag 7 700 sysselsatte, men med lavere verdiskaping per ansatt. Reiseliv er den fjerde største næringen i sysselsetting, med om lag 5 200 ansatte, noe som gjenspeiler at Telemark også er en reiselivsdestinasjon. Figuren rangerer næringene etter sysselsetting, og enkelte svært verdiskapende næringer rangeres derfor relativt langt til høyre. Det gjelder særlig forsyningsindustrien og petroleumsnæringen, som sysselsetter relativt få, men bidrar med stor verdiskaping – forsyningsindustrien alene står for om lag 8 milliarder kroner med rundt 1 650 ansatte. Forsyningsindustri omfatter produksjon og levering av kraft, varme og renovasjonstjenester, mens prosessindustrien, som er en tung del av industrinæringen i Telemark, foredler råvarer til produkter som sement, kjemikalier og metaller. At disse næringene har høy verdiskaping med relativt lav sysselsetting, gjenspeiler kapitalintensive produksjonsprosesser. Verdiskapingen varierer samtidig med prissvingninger i markedet, og høy prisvekst i råvare- og produktmarkedet de senere årene gjør at verdiskaping per sysselsatt er høyere enn den typisk har vært.

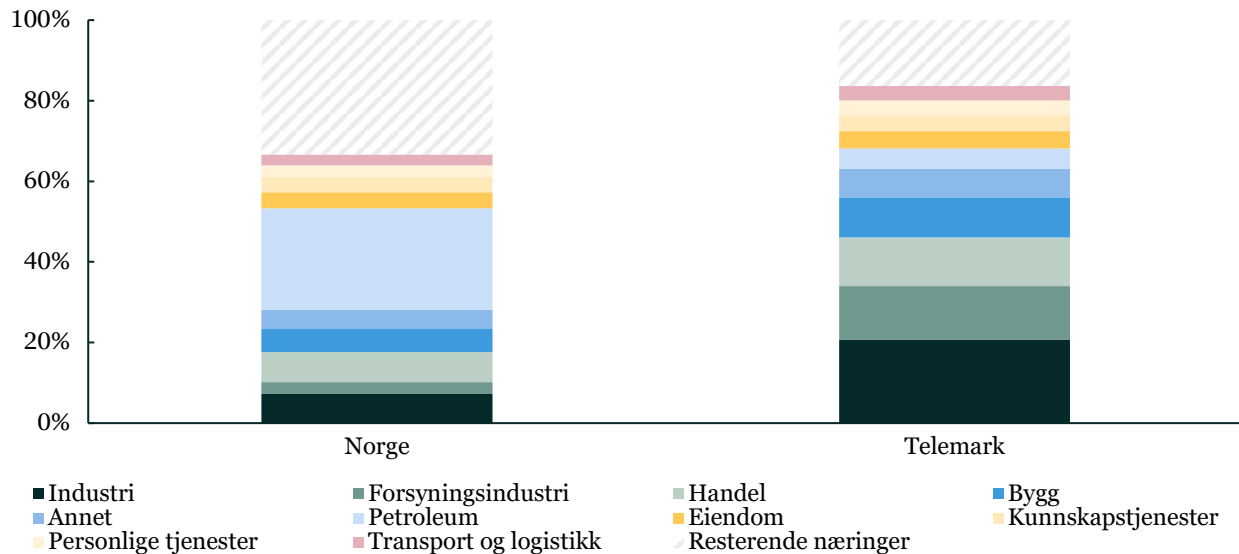
Figur 1-2 viser hvordan næringssammensetningen i Telemark er sammenlignet med landet totalt, rangert etter andel av verdiskapingen i næringene. Næringsstrukturen i Telemark skiller seg fra resten av landet. Der samlet norsk verdiskaping i stor grad drives av petroleum og finans³, er Telemarks næringsbase i langt større grad preget av industri og forsyningsindustri og handel. Industrien utgjør 21 prosent av verdiskapingen i Telemark mot 7 prosent nasjonalt, og er fylkets klart største enkeltstående næring. Forsyningsindustrien (hovedsakelig kraftproduksjon) utgjør 13 prosent mot kun 3 prosent nasjonalt, og er dermed den næringen som proporsjonalt er mest overrepresentert i fylket, med over fire ganger den nasjonale andelen. Også handel (12 mot 7 prosent) og bygg (10 mot 6 prosent) utgjør større andeler av verdiskapingen i Telemark enn nasjonalt. Til gjengjeld veier petroleum langt lavere i Telemark, med 5 prosent mot 25 prosent nasjonalt, og kategorien resterende næringer, som blant annet rommer

² Næringsdata med verdiskaping og sysselsetting er hentet fra Menons regnskapsdatabase

³ Finans inngår i «Resterende næringer» i figuren ettersom kun de mest verdiskapende næringene, når de rangeres for Telemark, synliggjøres enkeltvis

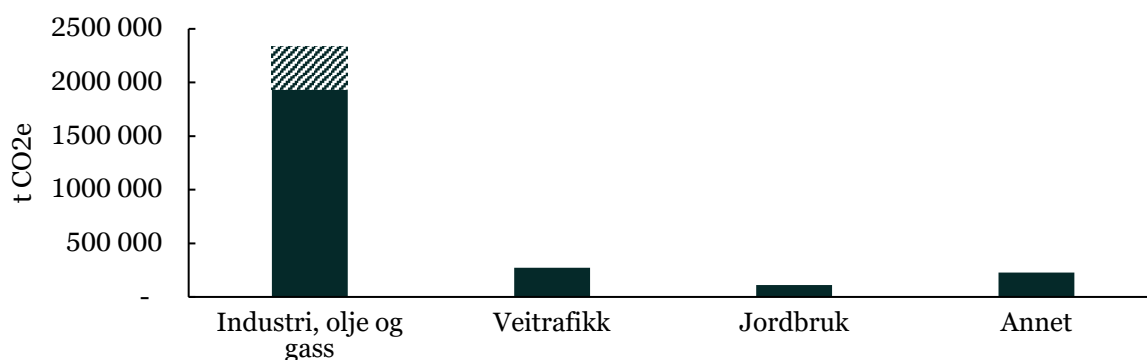


finans, IKT og sjømat, utgjør 16 prosent mot 33 prosent nasjonalt. Dette gir et bilde av et fylke med en tyngre industriell profil enn landet for øvrig.



Figur 1-2: De ti største næringene i Telemark, målt ved andel regional verdiskaping, samt disse næringenes andel i Norge. Kilde: Menon Economics⁴

Den kraftintensive prosessindustriens betydelige rolle i næringsstrukturen har direkte konsekvenser for utviklingen av energisystemet i fylket. Industrien er avhengig av stabil tilgang på kraft, til konkurransedyktige priser. Dette gjør næringsutviklingen i fylket særlig eksponert for endringer i kraftpriser, nettkapasitet og rammevilkår for kraftintensiv industri. Samtidig vil utviklingen i industrien vil være en av de viktigste driverne for fremtidig energibehov i Telemark. Den industrielle profilen til fylket preger også klimagassutslippene. I 2024 var klimagassutslippene i Telemark om lag 3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, og figuren under viser hvordan dette fordeler seg på utslippskildene.



Figur 1-3: Klimagassutslipp i Telemark per utslippskilde i 2024.⁵ Kilde: Miljødirektoratet⁶ og Heidelberg Materials⁷

Målt i utslipp per innbygger ligger Telemark med sine om lag 14 tonn CO₂-ekvivalenter per innbygger over det nasjonale snittet på om lag 8 tonn CO₂-ekvivalenter per innbygger, selv når effekten av Heidelberg Materials' karbonfangstanlegg er medregnet. Den kommunevise fordelingen av utslipp i figuren under viser at utslippene er geografisk konsentrert i de store industrikommunene i fylket. Også

⁴ Næringsdata med verdiskaping og sysselsetting er hentet fra Menons regnskapsdatabase

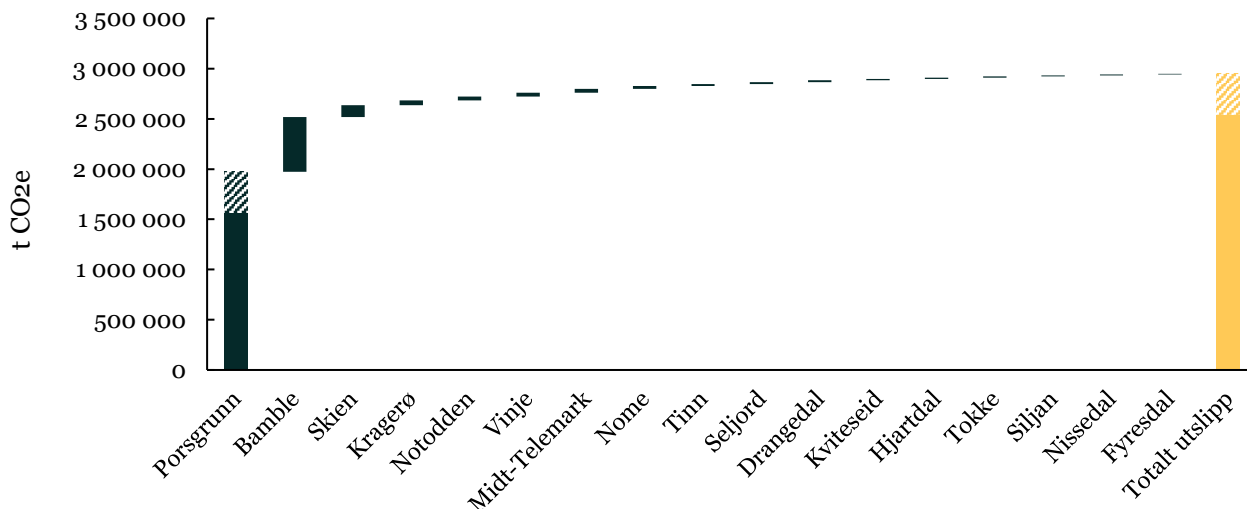
⁵ Det skraverte feltet for industri viser den planlagte effekten av Heidelberg Materials Sement sitt karbonfangstprosjekt med i driftsettelse i 2025

⁶ Miljødirektoratet (u.å.). Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker. Tilgjengelig [her](#)

⁷ Heidelberg Materials (u.å). Facts and FAQ. Tilgjengelig [her](#)



her synliggjøres effekten av karbonfangstanlegget ved Heidelberg Materials Sement med skraverte felter i Porsgrunn og for Telemark totalt.



Figur 1-4: Klimagassutslipp i Telemark per kommune i 2024.⁸ Kilde: Miljødirektoratet⁹ og Heidelberg Materials¹⁰

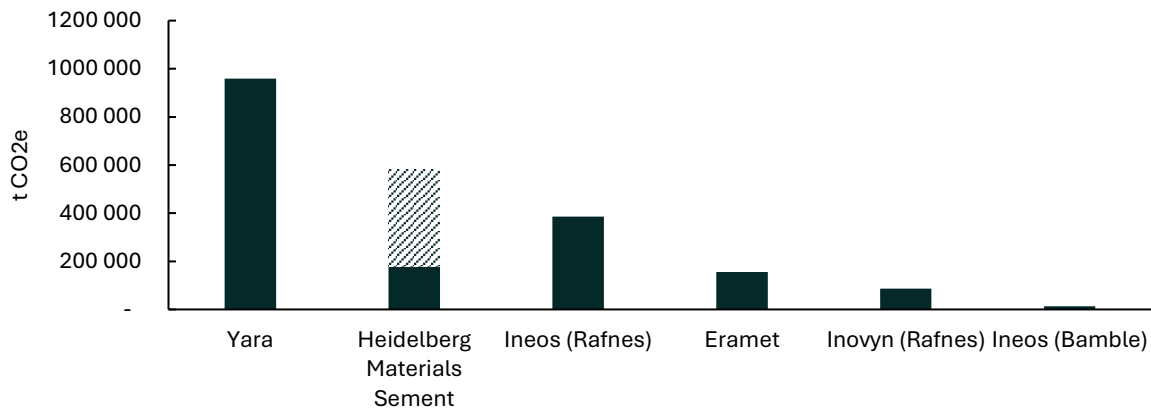
Porsgrunn og Bamble skiller seg ut som de to største utslippskommunene, med henholdsvis om lag 2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (1,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter medregnet reduksjon fra Heidelberg Materials CCS) og om lag 540 000 tonn CO₂-ekvivalenter. Disse kommunene huser tunge industriaktører, herunder industriområdene Herøya og Rafnes. Skien følger som den tredje største utslippskommunen. Utslippene i de øvrige kommunene er langt lavere og relativt jevnt fordelt, noe som viser et tydelig skille mellom de tunge industrikommunene og de øvrige kommunene i fylket, der utslippene i all hovedsak stammer fra jordbruk, veitrafikk og lokal oppvarming.

På virksomhetsnivå innen industrien er det også enkeltaktører som dominerer. Dette er vist i figuren under. De seks aktørene i figuren står til sammen for over 90 prosent av fylkets samlede industriutslipp, og alle er lokalisert i enten Porsgrunn eller Bamble. Yara er den største enkeltaktøren på utslippsiden i 2024. Yara produserer nitrogenbaserte gjødselprodukter og kjemikalier i en prosess som bruker naturgass både som råstoff og energikilde, særlig i fremstillingen av ammoniakk. Deretter følger Heidelberg Materials Sement som enkeltaktøren med nest størst utslipp i 2024. Sementproduksjonen deres frigjør betydelige mengder CO₂ både gjennom den kjemiske omdanningen av kalkstein og gjennom fossil forbrenning i høytempererte ovner. Utslippene herfra forventes å reduseres betydelig fremover som følge av det nye karbonfangstanlegget, og denne effekten synliggjøres med det skraverte feltet i figuren. Også Eramet benytter fossile brennstoff i sitt smelteverk for manganlegeringer. Alle de tre nevnte aktørene er lokalisert i Porsgrunn. På Rafnes i Bamble driver Ineos petrokjemisk produksjon basert på fossile innsatsfaktorer ved to anlegg, som også er nært lokalisert Inovyn produksjonsanlegg for klor og PVC. Alle tre med relativt store utslipp sammenlignet med øvrige enkeltaktører i fylket.

⁸ Det skraverte feltet for Porsgrunn og Telemark viser den planlagte effekten av Heidelberg Materials Sement sitt karbonfangstprosjekt med idriftsettelse i 2025

⁹ Miljødirektoratet (u.å.). Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker. Tilgjengelig [her](#)

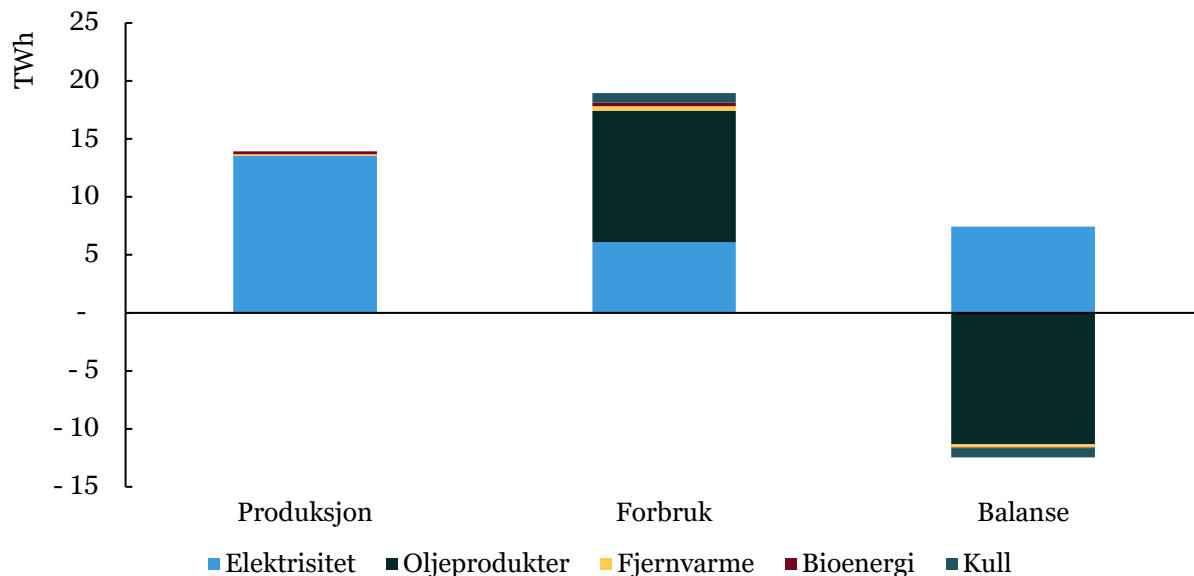
¹⁰ Heidelberg Materials (u.å). Facts and FAQ. Tilgjengelig [her](#)



Figur 1-5: De seks enkeltaktørene med størst klimagassutslipp i Telemark i 2024¹¹. Kilde: Miljødirektoratet¹² og Heidelberg Materials¹³

1.2 Samlet energibalanse

Telemark er en stor kraftprodusent, og står for 9 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norge.¹⁴ Kraftproduksjonen i fylket overstiger forbruket med 122 prosent, og gir et kraftoverskudd på omtrent 7,5 TWh. Det er den fossile energibruken, særlig oljeprodukter i industri og transport, som gjør at den samlede energibalansen i fylket likevel er negativ. Telemarks forbruk av oljeprodukter er på om lag 11 TWh, og utgjør 19 prosent av det totale oljeforbruket i Norge. Det lokale forbruket av oljeprodukter er 86 prosent høyere enn det lokale kraftforbruket, og fravær av lokal produksjon gjør at dette i sin helhet må importeres. Samlet sett ligger energibruken i fylket på om lag 19 TWh, mens den lokale produksjonen utgjør om lag 14 TWh. Fylket har dermed et samlet energiunderskudd på om lag 5 TWh, vist i figuren under, fordelt på energibærere.



Figur 1-6: Samlet energibalanse i Telemark i 2024 fordelt på energibærere. Kilde: NVE, Energidashbordet, SSB, Miljødirektoratet¹⁵

¹¹ Det skraverte feltet for Heidelberg Materials Sement viser den planlagte effekten av deres karbonfangstprosjekt med idriftsettelse i 2025

¹² Miljødirektoratet (u.å). Utslipp fra landbasert industri. Tilgjengelig [her](#)

¹³ Heidelberg Materials (u.å). Facts and FAQ. Tilgjengelig [her](#)

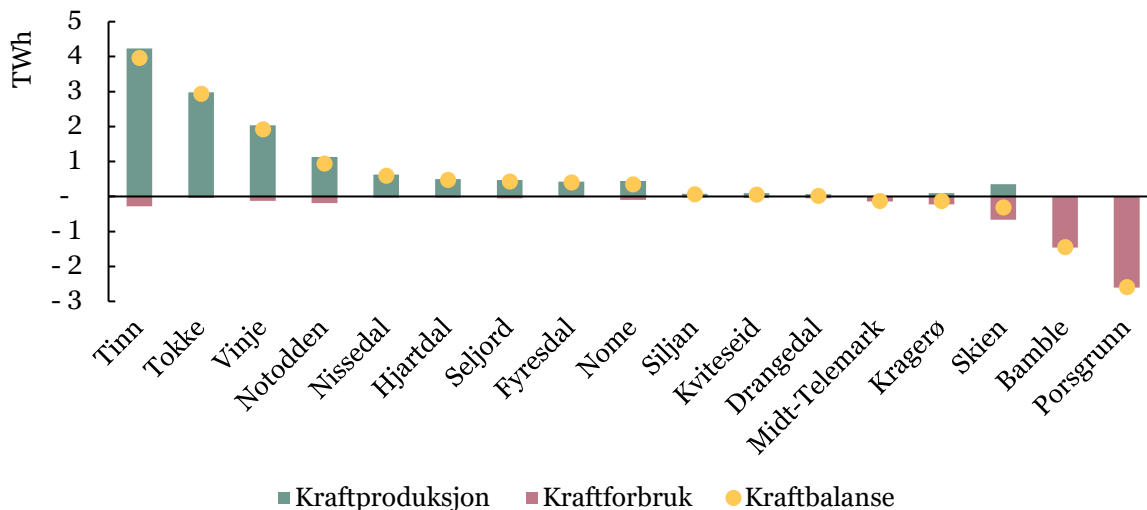
¹⁴ Statnett (2025). Kraftmarkedsåret 2024. Tilgjengelig [her](#). Total kraftproduksjon i Norge i 2024 var på 157 TWh.

¹⁵ Produksjon: kraftproduksjon fra NVE tilgjengelig her: [vannkraft](#) og [solkraft](#), fjernvarmeproduksjon fra Norsk Fjernvarme og Overskuddsenergi tilgjengelig [her](#), bioenergiproduksjon Biogass Oslofjord tilgjengelig [her](#). Forbruk: kraftforbruk fra NVE tilgjengelig [her](#), forbruk av øvrig energiprodukter fra Energidashbordet tilgjengelig [her](#)



De øvrige energibærerne fjernvarme, bioenergi og kull har alle forbruk høyere enn produksjon i fylket, men det dreier seg om relativt små volumer. For fjernvarme og bioenergi er det noe lokal produksjon, henholdsvis 1 og 2 prosent av fylkets totale energiproduksjon.

Når det gjelder forbruk og produksjon av kraft varierer dette betydelig mellom kommunene i Telemark. Dette er illustrert i figuren under.



Figur 1-7: Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse per kommune i Telemark i 2024. Kilde: NVE¹⁶

Et gjennomgående trekk er at kraftproduksjonen i fylket i liten grad er lokalisert der forbruket er. Dette er naturlig ettersom lokalitetsvalg for fornybar kraft avhenger av ressurstilgang og ikke avtak. Fjellkommunene Tinn, Tokke og Vinje har store vannkraftressurser, men begrenset industri og lavt befolkningstall, og er dermed nettopprodusenter med lite lokalt forbruk. Det motsatte gjelder for industrikommunene langs kysten der Porsgrunn og Bamble har de største kraftunderskuddene i fylket, drevet av et høyt industrielt forbruk som langt overstiger lokal produksjon. Kommunene i midtre Telemark befinner seg mellom disse ytterpunktene med moderate nivåer av både produksjon og forbruk.

1.3 Forbruk

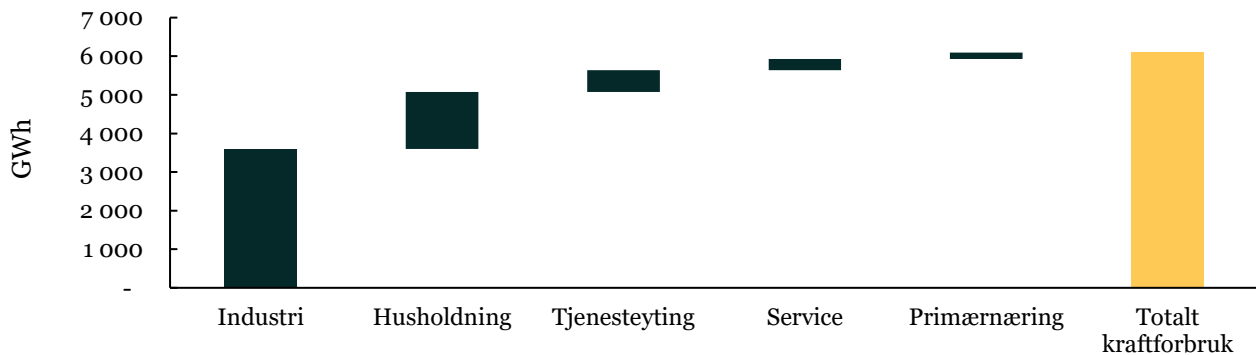
Oljeprodukter er den dominerende kilden til energibruk i Telemark og utgjør 60 prosent av det samlede forbruket i fylket. Deretter følger elektrisitet (32 prosent), kull (4 prosent), fjernvarme (2 prosent) og bioenergi (2 prosent).¹⁷ I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på kraftforbruket spesifikt, før vi går inn på øvrige energibærere.

1.3.1 Kraftforbruk

Det samlede kraftforbruket i Telemark var 6 100 GWh i 2024, og figuren under viser hvordan dette fordelte seg på ulike forbruksgrupper. Industri omfatter både kraftintensiv prosessindustri og andre vareproduserende virksomheter som næringsmiddel-, metall- og maskinindustri. Husholdning dekker private boliger og hytter. Tjenesteyting omfatter næringer som helse, undervisning og offentlig forvaltning. Service dekker bygg og anlegg, transport og varehandel, mens primærnæringsomfatter jordbruk, skogbruk, fiske og bergverksdrift.

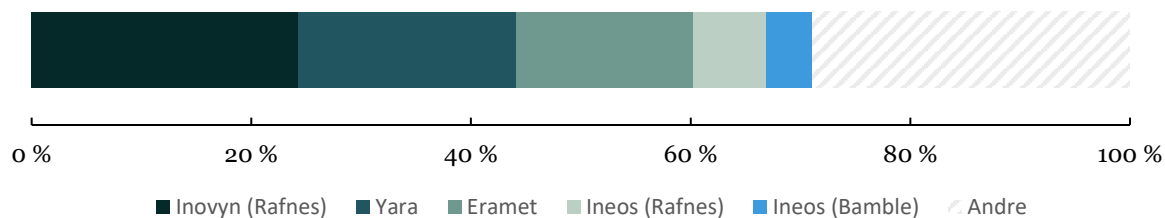
¹⁶ Kraftproduksjon fra NVE tilgjengelig her: [vannkraft](#) og [solkraft](#). Kraftforbruk fra NVE tilgjengelig [her](#).

¹⁷ Kraftforbruk fra NVE tilgjengelig [her](#), forbruk av øvrig energiprodukter fra Energidashbordet tilgjengelig [her](#)



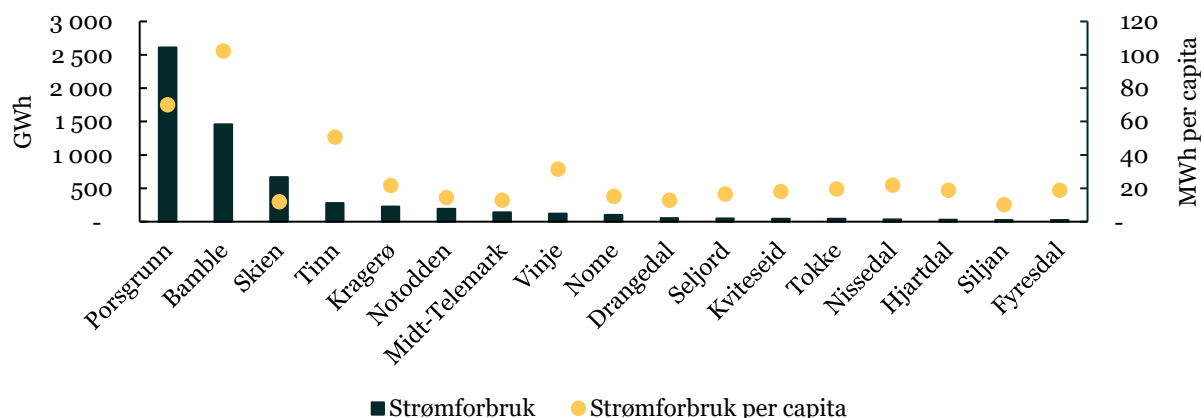
Figur 1-8: Kraftforbruk i Telemark i 2024 per forbrukergruppe. Kilde: NVE¹⁸

Industrien er den største forbrukergruppen med om lag 3 600 GWh, tilsvarende rundt 60 prosent av det samlede strømforbruket i fylket, etterfulgt av husholdninger med rundt 25 prosent. Innen industrien er det enkelte aktører som skiller seg ut med spesielt høyt strømforbruk, vist i figuren under. Figuren viser enkeltaktørers andel av det totale strømforbruket i industrien.



Figur 1-9: Industriens strømforbruk i Telemark i 2024 fordelt på enkeltaktører. Kilde: Miljødirektoratet¹⁹

Inovyn (Rafnes) er den største enkeltvirksomheten med et forbruk på om lag 900 GWh, etterfulgt av Yara med rundt 700 GWh og Eramet med om lag 600 GWh. Disse tre virksomhetene alene står for 60 prosent av industriens strømforbruk og 36 prosent av fylkets totale strømforbruk. Konsentrasjonen av kraftintensiv industri i Grenlandsområdet gjenspeiles også i den geografiske fordelingen av strømforbruket, og når det fordeles per innbygger i kommunene, vist i figuren under.



Figur 1-10: Strømforbruk per kommune i 2024, totalt og per capita. Kilde: NVE og SSB²⁰

¹⁸ Kraftforbruk fra NVE tilgjengelig [her](#)

¹⁹ Forbruk av elektrisk kraft per industrianlegg fra Miljødirektoratet tilgjengelig [her](#)

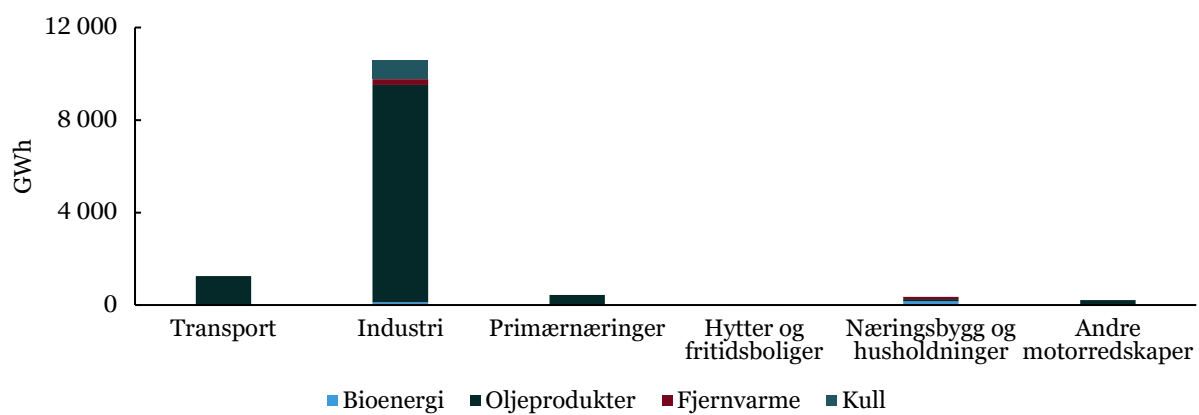
²⁰ Kraftforbruk fra NVE tilgjengelig [her](#) og innbyggere per kommune fra SSB tilgjengelig [her](#)



Porsgrunn er den klart største strømbukeren i fylket, etterfulgt av Bamble og Skien. De øvrige kommunene har mer moderat forbruk. Også forbruket per innbygger viser at noen kommuner skiller seg ut med et særlig høyt nivå, spesielt Bamble, Porsgrunn og Tinn. Dette skyldes prosessindustri som trekker gjennomsnittet betydelig opp sammenlignet med kommuner der husholdninger og tjenesteyting dominerer forbruksprofilen. De resterende kommunene i fylket har et forbruk per innbygger som i stor grad samler seg i intervallet 10 MWh til 20 MWh per innbygger. Til sammenligning hadde både Norge totalt og nabofylket Agder et kraftforbruk på om lag 24 MWh per innbygger i 2024.

1.3.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

Som vist i den samlede energibalansen for fylket utgjør ikke-elektrisk energi om lag 13 TWh av det Telemarks energibruk, tilsvarende nær 70 prosent av totalt forbruk. Figuren under viser energibruken fordeler seg på sektor og energibærer.



Figur 1-11: Forbruk av energi utover elektrisitet per sektor i Telemark i 2024. Kilde: Energidashboardet²¹

Industrien dominerer den ikke-elektriske energibruken, med et samlet bruk på om lag 10 600 GWh, eller 82 prosent av totalen. Dette er langt høyere enn alle andre sektorer til sammen. Oljeprodukter og kull utgjør de klart største energibærerne i, mens bioenergi bidrar med en mindre andel. Transport er den nest største sektoren med om lag 1 200 GWh. De øvrige sektorene, primærnæringer, hytter og fritidsboliger, næringsbygg og husholdninger, samt andre motorredskaper, har alle et begrenset ikke-elektrisk energibruk som samler seg under 500 GWh hver. For byggrelatert energibruk dekkes behovet hovedsakelig av andre energibærere som strøm, fjernvarme eller bioenergi.

Den høye fossile energibruken i industrien reflekterer omstillingsbehovet i Telemark. For industriaktører, eksempelvis innen prosessindustrien, vil tilgang på kraft være avgjørende for å redusere utslippene, uavhengig av hvordan aktivitetsnivået utvikler seg fremover.

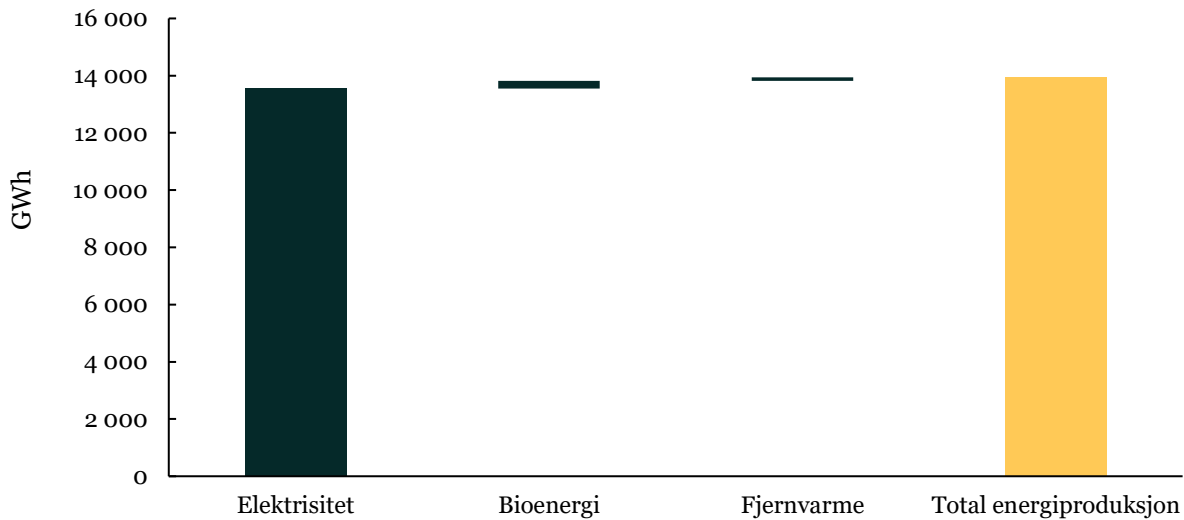
1.4 Energiproduksjon

Den samlede lokale energiproduksjonen i Telemark ligger på om lag 14 000 GWh, hvorav produksjon av elektrisitet utgjør 97 prosent, jamfør figuren under. Elektrisitetsproduksjonen består nesten utelukkende av vannkraft, supplert med noe solkraft tilsvarende 0,3 prosent av totalen. Det er foreløpig ingen vindkraftproduksjon i fylket. Bioenergi utgjør om lag 270 GWh, hovedsakelig i form av ved og med mindre bidrag fra biogass. Fjernvarme bidrar med om lag 120 GWh, basert på en kombinasjon av bioenergi, gjenvunnet varme og mindre andeler fossil olje og gass. Det er ingen

²¹ Forbruk av øvrig energiprodukter fra Energidashboardet tilgjengelig [her](#)



produksjon av oljeprodukter eller kull i fylket. I det påfølgende redegjør vi for fylkes kraftproduksjon i mer detalj.



Figur 1-12: Energiproduksjon i Telemark i 2024. Kilde: NVE, Biogass Norge, Norsk Fjernvarme og Overskuddsenergi²²

1.4.1 Kraftproduksjon

Produksjonen av vannkraft fordeler seg på 125 vannkraftverk av svært ulik størrelse, med en total midlere årsproduksjon på omtrent 13 500 GWh og installert effekt på 2 686 MW. Vannkraftverkene er spredt over hele fylket, med unntak av Porsgrunn som er den eneste kommunen uten vannkraftverk. Fyresdal har flest kraftverk med 13, etterfulgt av Nissedal, Skien og Tinn med 12 hver. De fleste kraftverkene i fylket er av mindre størrelse, og av 125 kraftverk har 96 en installert effekt under 10 MW. Tabellen under viser de ti største vannkraftverkene, målt ved midlere årsproduksjon.

Tabell 1-1: De ti vannkraftverkene med høyest midlere årsproduksjon i Telemark. Kilde: NVE²³

Kraftverk	Kommune	Midlere årsproduksjon (GWh)	Effekt (MW)
Tokke	Tokke	2396	430
Vemork	Tinn	1280	204
Mår	Tinn	1146	180
Såheim	Tinn	1121	189
Vinje	Vinje	1105	300
Sogna	Vinje	619	120
Svelgfoss	Notodden	564	92
Hjartdøla	Hjartdal	448	120
Sundsbarm	Seljord	396	103
Finndøla	Fyresdal	297	108

²² Kraftproduksjon fra NVE tilgjengelig her: [vannkraft](#) og [solkraft](#), fjernvarmeproduksjon fra Norsk Fjernvarme og Overskuddsenergi tilgjengelig [her](#), bioenergiproduksjon Biogass Oslofjord tilgjengelig [her](#).

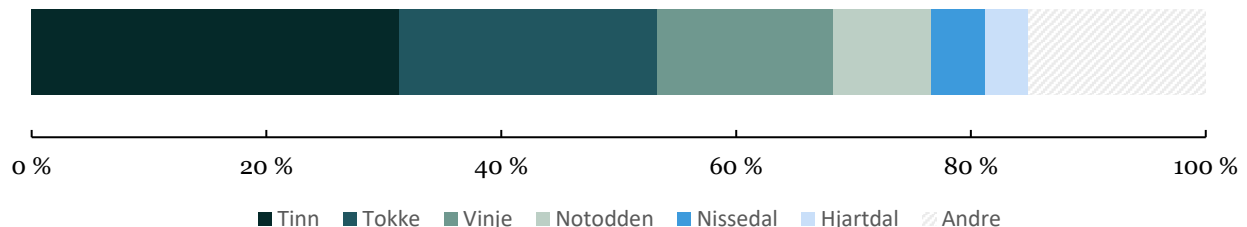
²³ Oversikt over vannkraft fra NVE tilgjengelig [her](#)



De ti kraftverkene i tabellen står for nærmere 70 prosent av total vannkraftproduksjon i fylket. Tokke kraftverk i Tokke kommune er det klart største vannkraftverket med en årsproduksjon på om lag 2 400 GWh. Vemork i Tinn følger som nummer to, etterfulgt av Mår og Såheim, begge også lokalisert i Tinn. Tinn kommune huser dermed tre av de fire største kraftverkene i fylket.

I tillegg til vannkraft finnes det noe solkraftproduksjon i fylket. Alle fylkets kommuner hadde i 2024 solkraftanlegg, men volumet er svært begrenset. I sum har solkraftanleggene i Telemark en installert effekt på 43 MW og en estimert normalårsproduksjon på 34 GWh. Dette tilsvarer 0,3 prosent av den samlede kraftproduksjonen i fylket. Skien og Porsgrunn er kommunene med de største anleggene målt i estimert normalårsproduksjon, på henholdsvis 9 GWh og 7 GWh. Deretter følger Midt-Telemark og Bamble. De resterende kommunene i fylket har alle estimert normalårsproduksjon på under 2 GWh hver.

Figuren under viser hvordan enkelte kommuner i fylket står for en betydelig andel av den totale kraftproduksjonen. Alle kommunene med en kraftproduksjon på over 500 GWh er synliggjort separat i figuren, mens de 11 øvrige kommunene er samlet i «Andre».



Figur 1-13: Enkeltkommuners andel av total kraftproduksjon i Telemark. Kilde: NVE²⁴

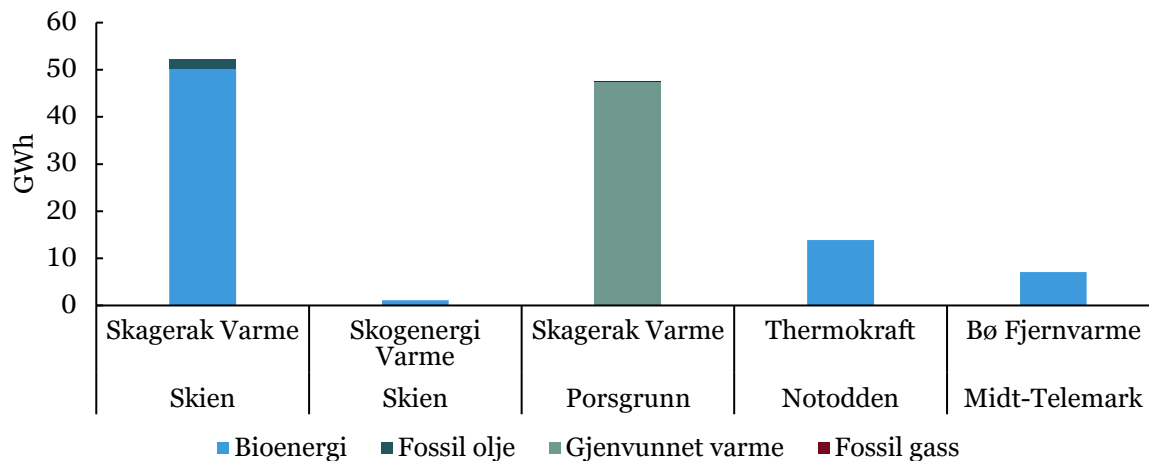
De tre kommunene Tinn, Tokke og Vinje står til sammen for 68 prosent av den totale kraftproduksjonen i fylket, nesten utelukkende drevet av deres betydelige vannkraftproduksjon.

1.4.2 Produksjon av ikke-elektrisk energi

Den ikke-elektriske energien som produseres i Telemark består av bioenergi og fjernvarme. Den innrapporterte fjernvarmeproduksjonen i Telemark utgjør 120 GWh og er fordelt på fem anlegg, hvorav to er drevet av Skagerak Varme, ett av Skogenergi Varme, ett av Thermokraft og ett av Bø Fjernvarme²⁵. Skagerak Varme sitt anlegg i Skien er det største med en produksjon på om lag 52 GWh, hovedsakelig basert på bioenergi (96 prosent) og noe fossil olje. Skagerak Varme sitt anlegg i Porsgrunn produserer om lag 48 GWh, hovedsakelig basert på gjenvunnet varme (tilnærmet 100 prosent), og et svært lite innslag av fossil gass. Thermokraft sitt anlegg i Notodden (14 GWh) og Bø Fjernvarme i Bø (7 GWh) er basert på bioenergi. Skogenergi Varme sitt anlegg produserer omtrent 1 GWh på bioenergi og leverer til enkelte bygninger på Menstad. I tillegg finnes det trolig flere mindre punktanlegg på flis og pellets i Telemark, som typisk dekker enkeltbygg. Slike anlegg regnes som distribuerte enkeltløsninger og fanges ikke opp i den fjernvarmestatistikken som legges til grunn her.

²⁴ Kraftproduksjon fra NVE tilgjengelig her: [vannkraft](#) og [solkraft](#)

²⁵ Bø Fjernvarme ble kjøpt opp av Green Bio AS i 2024. Seneste rapporterte tall på fjernvarmeproduksjonen deres er fra 2019, og det er disse som er fremstilt her



Figur 1-14: Produksjon av fjernvarme i Telemark i 2024. Kilde: Norsk Fjernvarme og Overskuddsenergi²⁶

Bioenergi omfatter biogass og ved, der ved er estimert til å være den klart største av disse med 260 GWh.²⁷ Produksjonen av biogass i fylket er begrenset og fordeler seg på fire anlegg.²⁸ Samlet produksjon for de fire anleggene er på om lag 8,5 GWh, hvorav Knardalstrand RA i Porsgrunn utgjør den desidert største andelen. Biogassproduksjonen i Telemark utgjør 1 prosent av Norges totale biogassproduksjon. Beregnet relativt til antall innbyggere har Telemark en biogassproduksjon på 0,05 MWh per innbygger, som ligger under landsgjennomsnittet på 0,15 MWh per innbygger.

1.5 Nettstatus og effektbehov

Kraftsystemet i Telemark er organisert i tre nivåer. Statnett eier og drifter transmisjonsnett (300 og 420 kV), som knytter fylket til kraftkorridoren mellom Sørlandet og Østlandet. Lede AS eier og drifter det meste av regionalnettet (66–132 kV) og det meste av distribusjonsnett (lavere spenningsnivåer, opp til 22 kV).²⁹ I tillegg drifter Herøya Nett AS et eget distribusjonsnett for industriparken på Herøya, direkte tilknyttet transmisjonsnett. De viktigste tilknytningspunktene mot transmisjonsnett ligger i Grenlandskorridoren – Grenland, Bamble, Porsgrunn og Rød stasjon – samt Rjukan i Tinn og Vinje og Lio i Tokke. Transmisjonsnett binder fylket til to korridorer: vestover mot Sørlandet og Rogaland, og østover mot Oslo og Østlandet. Kapasitetsutfordringer i Telemark er dermed ikke et rent lokalt anliggende, men påvirker kraftflyten i en større del av Sør-Norge.

Effektbehov og forbruksprofil

Det er topplasten, ikke det samlede energiforbruket, som dimensjonerer nettet og setter grensene for ny tilknytning. Strømnettet må med andre ord alltid være dimensjonert for å håndtere det høyeste forbruket som kan forekomme, ikke kun et gjennomsnittsforkbruk. Figuren under viser lastprofilen for døgnet med det høyeste effektuttaket i perioden 2022 til 2024, og illustrerer topplasten i strømnettet i Telemark. Målt topplast i fylket de siste årene var på om lag 1 000 MW, og forbruket er sterkt geografisk konsentrert. Porsgrunn alene har en topplast på om lag 370 MW, hvorav prosessindustrien på Herøya utgjør 280 MW, etterfulgt av Bamble med om lag 200 MW og Skien med om lag 145 MW. De øvrige kommunene ligger alle under 55 MW. Industrien står for nær halvparten av topplasten (om lag 490 MW), foran husholdninger (om lag 310 MW) og tjenesteyting (om lag 150 MW). Tallet fanger ikke

²⁶ Fjernvarmeproduksjon fra Norsk Fjernvarme og Overskuddsenergi tilgjengelig [her](#)

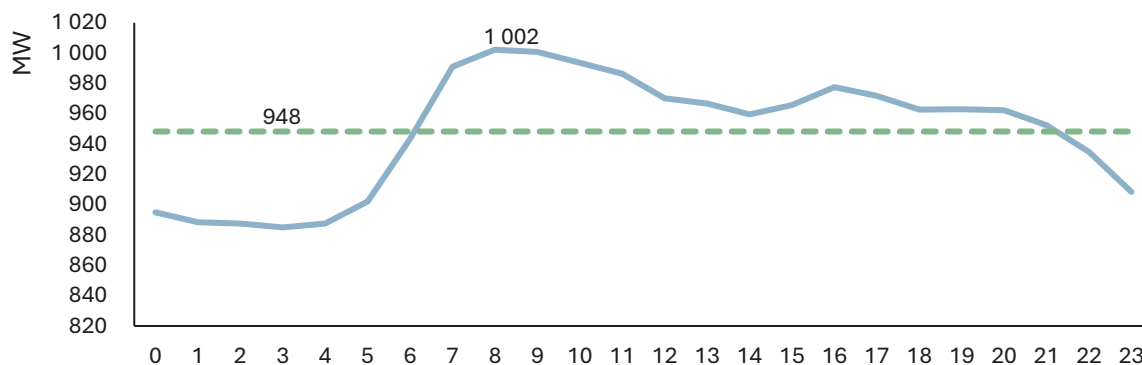
²⁷ Ettersom det ikke finnes gode statistikker på produksjon av ved er det forutsatt at lokal produksjon tilsvarer det lokale forbruket på 260 GWh. Ved brukes primært til oppvarming i husholdninger og er mest utbredt i de mindre tettbygde delene av fylket.

²⁸ Bioenergiproduksjon fra Biogass Norge/Biogass Oslofjord tilgjengelig [her](#)

²⁹ Det øvrige distribusjonsnett i fylket driftes av lokale nettselskaper: Notodden Energi Nett (Notodden), Føre (Midt-Telemark og Nome), Stannum (Tinn), Tnett (Vest-Telemark-kommunene Fyresdal, Kviteseid, Nissedal, Seljord, Tokke og Vinje), DE Nett (Drangedal) og Vestmar Nett (Kragerø).



opp forbruk som nylig er tilknyttet, men ennå ikke trekker full last. Første byggetrinn av Googles datasenter på Rød (om lag 120 MW) ble idriftsatt i juni 2026, og Lede anslår om lag 290 MW nylig tilknyttet forbruk som fases inn de nærmeste årene.



Figur 1-15: Lastkurve for døgnet med høyeste effektuttak i perioden 2022–2024, basert på aggregerte forbruksdata. Kilde: Beregnet av Menon Economics, basert på elhubdata

Det er topplasten som i praksis setter grensen for hvor mye effektuttak nettet maksimalt kan håndtere, og dermed hvor mye ny effekt som kan tilknyttes. I prinsippet kan differansen mellom topplast og gjennomsnittsforbruk ses som et potensial for å frigjøre kapasitet gjennom fleksibelt forbruk, slik at behovet for oppgraderinger eller ny utbygging blir mindre. I Telemark er dette potensialet imidlertid begrenset. En stor del av forbruket kommer fra prosessindustri med tilnærmet flat lastprofil og høy brukstid, der mulighetene for å forskyve last er små, og der forskyvning ofte er forbundet med kostnader i form av effektivitetstap, redusert produktkvalitet eller risiko for skade på utstyr. Toppene i det samlede forbruket skyldes i hovedsak oppvarming, elbillading og liknende i husholdninger og tjenesteyting, der det er noe mer fleksibilitet å hente.

Etterspørselen etter ny nettkapasitet

Det som skiller dagens situasjon fra tidligere, er størrelsesordenen på etterspørselen etter ny kapasitet. Per mai 2026 er det reservert over 500 MW i transmisjonsnettet, fordelt på tolv prosjekter, mens kapasitetskøen omfatter ytterligere om lag 2 750 MW. Holdes planlagte pumpekraftprosjekter utenfor – disse tilfører regulerbar effekt snarere enn nytt forbruk – gjenstår en ren forbrukskø på om lag 1200 MW, mer enn dobling av dagens fylkets topplast.

To forhold er vesentlige når disse tallene skal tolkes. Køen er dynamisk: store reservasjoner fra prosessindustrien er trukket tilbake de siste årene, mens nye aktører innen datasenter og grønn industri har kommet til. Tallene er derfor et øyeblikksbilde, ikke en prognose. Informasjon vi har innhentet i dette arbeidet, tyder samtidig på at den reelle fremtidige etterspørselen er høyere enn det som er formelt innmeldt, ettersom flere aktører ennå ikke har sendt henvendelse til nettselskapet for planer som i dag foreligger i deres veikart.



Tabell 1-2: Reservert kapasitet og kapasitetskø i Telemark per trafostasjon. Kilde: Statnett³⁰

Stasjon	Reservert (MW)	Kø (MW)	Dominerende prosjekttipe
Rød (Skien)	120	631	Datasenter (Google/WS Computing: 120 MW reservert og 480 MW i kø; Aker Nscale: 96 MW i kø,
Grenland	61	561	Industri, hydrogen, transport, pumpekraft (500 MW)
Rjukan	76	1040	Pumpekraft (Statkraft 900 + 140 MW)
Brokke	140	225	Datasenter
Porsgrunn	51		Hydrogen, datasenter
Bamble	38	250	Datasenter i kø (BW Velora) reservert industri og annet forbruk
Vinje	40	0	Datasenter
Lio (Tokke)	0	50	Datasenter
Totalt	526	2757	

Reservasjonskøen reflekterer et taktskifte i industrien i Grenland, der etablert industri møter nye næringer med høyt kraftbehov. På Herøya og Frier Vest planlegges grønt hydrogen og ammoniakk, karbonfangst og -lagring, batterirelatert industri og datasentre, med enkeltprosjekter i hundremegawattklassen. Datasentre er den mest aktive enkeltkategorien i køen. Det største datasenterprosjektet i køen er Googles etablering ved Rød i Skien, der WS Computing (eid av Google) har 120 MW reservert og ytterligere 480 MW i kø. Utbyggingen skjer trinnvis i byggetrinn på om lag 120 MW. Første byggetrinn ble idriftsatt i juni 2026 og utgjør nå tilknyttet forbruk under innfasing, mens neste trinn ennå ikke er påbegynt. Ambisjonen er 720 MW innen 2040. På en nabotomt planlegger Aker Nscale, et AI-datasenter på 96 MW. På Frier Vest i Bamble planlegger BW Velora, et datasenter på rundt 250 MW. Kapasiteten ligger inne i køen fordelt på tre tilknytningssaker.

En vesentlig del av planene i regionen ligger imidlertid foreløpig utenfor de formelle tilknytningskøene. Et industriveikart for Grenland har anslått at elektrifisering og ny grønn industri kan gi et ekstra kraftbehov på opp mot 8 TWh utover 2030-tallet, men flere av disse prosjektene er senere trukket eller lagt på is – blant annet har Yara, Ineos og Inovyn trukket varslede omstillingsprosjekter, og Vianode har skrinlagt en planlagt fabrikk. Dersom slike prosjekter likevel realiseres, vil de komme i tillegg til dagens køtall. Også utenfor Grenland finnes det kjente, men mindre modne planer, blant annet et større datasenterprosjekt i Vest-Telemark. I indre Telemark er det dessuten påvist mineralressurser som ved eventuell drift kan kreve kraft i hundremegawattklassen. Våre intervjuer oppgir at til sammen kjente planer fra rene uttakskunder som inkluderer ikke bare prosjekter med reservert kapasitet eller i kapasitetskøen, men også mindre modne prosjekter utgjør over 3500 MW men samlet forbruk på ca. 26 TWh, over fire ganger dagens forbruk.

Nettbegrensninger og planlagte forsterkninger

Begrensningene i nettet opptrer på flere nivåer samtidig. Den akutte begrensningen i dag er transformeringskapasiteten inn mot Grenland, som er fullt utnyttet. Løsningen på kort sikt er utvidelsen av Bamble stasjon; før den er ferdig i 2028 finnes det ikke ledig kapasitet på ordinære vilkår for nye forbrukere i Grenland. Den mer strukturelle begrensningen ligger i transportkorridoren mellom

³⁰ Hentet 25.06.2026



Sørlandet, Grenland og Østlandet: Grenland ligger i enden av en 300 kV-ledning, og økt forbruk i Telemark legger beslag på kapasitet som også betjener andre regioner, inkludert Oslo og Akershus. Spenningsoppgradering til 420 kV mellom Bamble, Porsgrunn og Tønsberg har som mål å stå ferdig innen 2032, mens den fulle oppgraderingen gjennom Vest-Telemark først ventes rundt 2040. Et tredje forhold gjelder overføringen fra Vest-Telemark til Grenland. Mesteparten av fylkets vannkraft produseres vest for Grenland, mens forbruket ligger i øst, og flaskehalser mellom de to gjør at ny produksjon nær Grenland har høyere systemverdi enn tilsvarende produksjon lenger vest. For prosjekter som krever nettinvesteringer er ledetiden om lag fem år fra første henvendelse til tilknytning.

Statnetts områdeplan for Telemark og Vestfold (april 2025) strukturerer forsterkningen i fire trinn.

Tabell 1-3: Kumulativ kapasitetsøkning for nytt forbruk i Grenlandskorridoren fram mot 2040 (pumpekraft ikke inkludert). Kilde: Statnett, områdeplan 2025.

Trinn	Tidspunkt	Tiltak	Kapasitet	Status
1	Ferdig 2028	Økt transformering Bamble stasjon (180 → ~500 MW)	inntil 320 MW, avhengig av hvor forbruket kommer	Konsesjon gitt (NVE juni 2024), under bygging
1	Foreløpig utsatt	Høytemperaturline Porsgrunn–Rød (midlertidig, erstattes av ny 420 kV)	lokal avlastning	Utsatt pga. nedskalerte og utsatte forbruksplaner i Grenland
2	Under bygging (oppstart 2024)	Østre korridor, ny 420 kV Arendal–Bamble	korridoren øker - med 1000–1500 MW samlet	KVU godkjent 2024; inngår i områdeplan Sør-Rogaland og Agder
2	Idriftsettelse innen 2032 (oppstart 2027)	Ny 420 kV Bamble–Porsgrunn–Tønsberg og ny Porsgrunn stasjon (erstatte 300 kV)	del av korridorøkningen Sørlandet–Østlandet	Meldt NVE; utredningsprogram fastsatt 21.04.2026
4	Rundt 2040	Reinvestering og 420 kV-oppgradering gjennom Telemark	muliggjør økt produksjon og forbruk vestfra	Foreløpig i trinn 4, stor usikkerhet

Kapasitetsutviklingen er trinnvis snarere enn jevn. Utvidelsen av Bamble i 2027–2028 løser den akutte flaskehalsen og åpner for om lag 320 MW ny kapasitet – et viktig, men begrenset bidrag sett mot den samlede etterspørselen. Det store løftet kommer gjennom to prosjekter: ny 420 kV Bamble–Porsgrunn–Tønsberg østover mot Vestfold, med mål om idriftsettelse innen 2032, og spenningsoppgraderingen av Østre korridor sørover mot Arendal, som øker transportkapasiteten inn mot Grenland med i størrelsesorden 1000–1500 MW.

Dette gjør det mulig å overføre mer kraft til og fra området. Nettet har imidlertid flere begrensninger som ligger etter hverandre (i serie), for eksempel transformering og ledningskapasitet. Da er det hevingen av det svakeste leddet som avgjør hvor mye nytt forbruk som faktisk kan tilknyttes. Å heve to serieledd med 500 MW hver gir ikke 1000 MW ny kapasitet, men 500 MW.

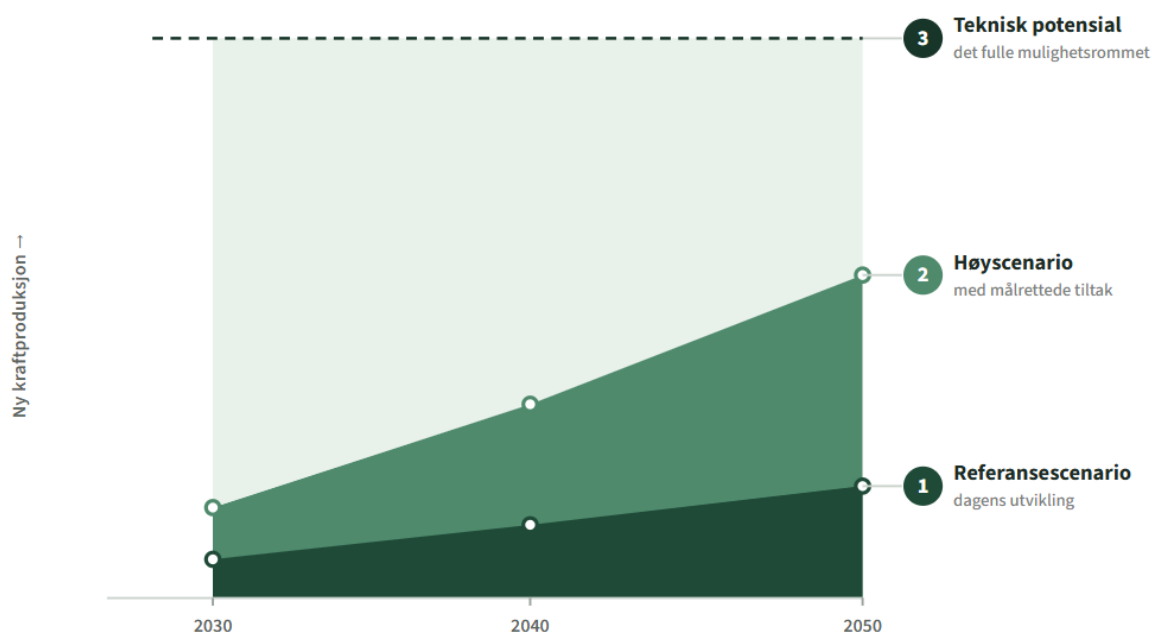
I mellomperioden er tilgjengelig nettkapasitet den bindende rammebetingelsen. Planlagte pumpekraftprosjekter på til sammen om lag 1 650 MW gir regulerbar effekt. Det største er Statkrafts prosjekt ved Rjukan i Tinn (1 150 MW), mens Skagerak Krafts Fjone-prosjekt i Nissedal (500 MW) planlegges tilknyttet Grenland transformatorstasjon. På produksjonssiden venter samtidig en kø av sol- og vindkraftprosjekter på nettkapasitet, særlig i Hjartdal, Fyresdal og Drangedal, noe som viser at nettet er en flaskehals i begge retninger.

Nettkapasitet som næringsøkonomisk variabel

Tempoet i nettutbyggingen fungerer i praksis som en næringsøkonomisk variabel. To prosjekter som begge ønsker tilknytning i Grenland, men der det ene kan realiseres innen 2028 og det andre først etter 2033, kan møte fundamentalt ulike betingelser selv om de ellers er likestilte. Sammensetningen av køen forsterker dette. Datasentre har høy betalingsvilje og evne til å drive prosjekter raskt fram, mens prosessindustri, hydrogen og mineralutvinning har lengre planleggingshorisont og er mer følsomme for kraftpris. Prioriteringen mellom prosjektene styres i dag av markedet og aktørenes egne investeringsbeslutninger, ikke av nettselskapet. Fylkeskommune og kommuner kan likevel påvirke hvilke etableringer som forberedes for lokalisering i fylket, gjennom arealplaner, konsesjonsuttalelser og næringspolitikk. Tilknytning med vilkår, der kunden gis nettilgang mot at forbruket kan begrenses i kritiske situasjoner, kan frigjøre kapasitet raskere. Ordningen er etablert og mye brukt nasjonalt, om lag 30 prosent av reservert forbrukskapasitet er gitt på vilkår,³¹ men er foreløpig ikke tatt i bruk i Telemark i skrivende stund.

1.6 Om potensialvurderingene i denne rapporten:

Det finnes flere måter å omtale et *potensial* for energiteknologier på. I denne analysen er dette vurdert på tre nivåer, med den hensikt å vise mulighetsrommet mellom de ulike nivåene, og hvordan anbefalte tiltak kan bidra til å forløse et større, tilgjengelig potensial. Potensialene presenteres på følgende måte:



Figur 1-16: Energipotensial presentert for tre nivåer

1. **Referansescenario** representerer et realistisk potensial basert på dagens utvikling. Det legger til grunn at utviklingen fortsetter som i dag og at ingen tiltak innføres for å endre utviklingsbanen. Dette tallfestes for 2030, 2040 og 2050.
2. **Høyscenario** legger til grunn at tiltak innføres for at energiproduksjonen for den aktuelle teknologien innføres på kommunalt, regionalt eller nasjonalt nivå. Det legger til grunn at

³¹ Statnett (2025). Tilgjengelig [her](#).



beslutningsmyndigheter «går for det», og satser på økt produksjon. Dette tallfestes for 2030, 2040 og 2050.

- 3. Teknisk potensial** representerer et grovt beregnet, teknisk mulighetsrom for hver teknologi, gitt at ingen barrierer eller rammevilkår står i veien for utviklingen. Dette vil i mange tilfeller være et urealistisk nivå, men som illustrerer det tekniske mulighetsrommet som finnes i hver kommune. Tallet presenteres som en total størrelse for hele fylket, og presenteres på kommunenivå i kommunevedleggene.

➡ For sol og vindkraft er det tekniske potensialet beregnet ved hjelp av en GIS-analyse. GIS-analysen tar utgangspunkt i ressursgrunnlaget for henholdsvis sol og vind, og legger til grunn et sett kriterier for å komme frem til et teknisk potensial. For mer detaljer om dette, se vedlegg om Metode. Det tekniske potensialet for sol og vind er svært stort, og kan anses som et *teknisk-teoretisk* potensial. Det brukes allikevel gjennomgående «teknisk» om disse verdiene.



2 Del 2: Analyse av energipotensialet i Telemark

I dette kapitlet redegjør vi for kartleggingen av handlingsrommet for lokale energiløsninger i Telemark, med fokus på energieffektivisering og lokal kraftproduksjon. Løsningene som vurderes er energitiltak som kan integreres i regionens eksisterende og planlagte arealbruk, og som bidrar til å styrke lokal kraft- og effektbalanse gjennom enten å frigjøre eller øke tilgangen på elektrisitet samt avlaste strømmettet. De enkelte energiteknologiene presenteres i egne delkapitler. Hvert delkapittel besvarer følgende hovedpunkter:

- **Teknologiens relevans for Telemark:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre elektrisk energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og framtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk potensial som gjenstår.
- **Økonomi og gjennomførbarhet:** Kort drøfting av lønnsomhet, kostnadsnivå, realiserings-tid, nøkkelinnsatsfaktorer og sentrale barrierer.

2.1 Samlede resultater

Hovedfunn:

- Vannkraft dominerer dagens produksjon (13 500 GWh), men nytt potensial er begrenset til om lag 500 GWh
- Enøk og fjernvarme kan realiseres raskest (1–15 år) og gir samtidig direkte nettavlastning
- Vind- og storskala solkraft har størst langsiktig potensial, men krever at areal-, motstands- og lønnsomhetsbarrierer løses
- Forskjellen mellom referanse- og høyscenario er nær 5 400 GWh i 2050 – et spørsmål om vilje og tilrettelegging, ikke teknisk mulighet

Samlet vurdering av bidrag og barrierer for de ulike energiløsningene

Hver energiløsning er vurdert langs fem teknisk-økonomiske parametere og gitt en samlet vurdering fra mørk grønn (stort realiserbart bidrag) til rød (lavt potensial/store barrierer), se Tabell 2-1. Skalaen gir grunnlag for tydelige anbefalinger om prioritering i det videre arbeidet på kommunalt, regionalt og fylkeskommunalt nivå. Mørk grønn indikerer løsninger med stort realiserbart bidrag til kraft- og effektbalanse, mens rød indikerer lavt potensial og/eller store barrierer. Mellomliggende kategorier (lys grønn og gul) representerer løsninger med positive bidrag, men som forutsetter vesentlige tiltak eller endrede rammebetingelser for å realiseres. Vind- og solkraft er ikke-regulerbar kraft, og vil eksempelvis ikke ha samme positive «bidrag» på kraftbalansen som fjernvarme eller regulerbar vannkraft. En nærmere beskrivelse av vurderingsparametere er gitt i vedlegg til rapporten.



Tabell 2-1: Samlet vurdering av energiteknologienes bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft	Ingen eller små inngrep	1-25 år	Mange små men håndterbare	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster nettet og frigir kraft	Ingen eller små inngrep	1-15 år	Lønnsomhet og rammebetingelser	Betydelig potensial om barrierene løses
Vannkraft	Strømproduksjon og effektregulering	Oppgradering på eksisterende anlegg	5-15 år	Begrenset nytt ressursgrunnlag, lønnsomhet	Betydelig energi- og effektbidrag
Vindkraft	Strømproduksjon	Store planarealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand, rammebetingelser	Betydelig potensial om barrierene løses
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Store arealer kreves	5-10 år	Motstand, nett, lønnsomhet	Stort potensial om barrierene løses
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensial med god lønnsomhet
Sol på bygg	Strømproduksjon	Ingen inngrep	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensial som kan forløses
Biogass	Avlaster nettet	Ingen inngrep	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional drivstoff-strategi
Kjernekraft	Stor, jevn og regulert strømproduksjon	Lite direkte inngrep, avfall må løses	2040–2050	Modenhet og lønnsomhet	Lite realistisk frem mot 2040

Den kvantifiserte oversikten over dagens bidrag fra de ulike energiløsningene, hva som er teknisk potensial og scenarioer for utvikling frem mot 2050 fremkommer tabulært i Tabell 2-2 og figurativt i Figur 17. Videre beskrives hovedfunnene som følger av studien:

- **Vannkraften er ryggraden – men gir lite nytt:**

Vannkraften utgjør i dag ryggraden i fylkets energiproduksjon med om lag 13 500 GWh, og dominerer dermed dagens produksjon. Rommet for nye bidrag er imidlertid begrenset til opprustning av eksisterende anlegg, i størrelsesorden 500 GWh – likt i begge scenarioer. **Det avgjørende handlingsrommet ligger derfor i de øvrige åtte teknologiene.**

- **Enøk og fjernvarme: raskest realiserbart (mørk grønn / lys grønn).**

Enøk har en **sentral rolle** i vurderingen: potensialet kan realiseres raskt (1–25 år) og møter kun mindre, håndterbare barrierer. Fjernvarme og termiske løsninger vurderes til **betydelig potensial**, med kortest realiseringstid av alle teknologiene (1–15 år), forutsatt at lønnsomhet og rammebetingelser løses. Det oppgitte potensialet gjelder for tiltak/transformasjon av bygningsmassen, i tillegg kommer potensialer i industrielle tiltak.

- **Vind- og solkraft: klart størst potensial, men størst usikkerhet (gul).**

Vindkraft og storskala solkraft har begge **stort potensial om barrierene løses**, men er avhengig av at lokal og kommunal motstand, arealtilgang og nettforhold håndteres. Kjernekraft vurderes som **lite realistisk** før 2040, med usikker lønnsomhet og modenhet frem mot 2050.



Tabell 2-2: Realisert produksjon i dag, teknisk potensial, referansescenario og høyscenario for ytterligere utbygging av energiteknologiene. Potensialene oppgir akkumulerte verdier utover det som er realisert i dag.

Teknologi	Realisert i dag	Teknisk potensial	2030 Referanse -scenario	2040 Referanse -scenario	2050 Referanse -scenario	2030 Høy-scenario	2040 Høy-scenario	2050 Høy-scenario	
Enøk	0	400	8	20	50	70	240	330	GWh
	0	220	4	10	30	40	120	170	MW
Fjernvarme / termiske løsninger	116	480	73	110	150	70	220	360	GWh
	50	240	87	110	120	90	160	230	MW
Vannkraft	13 513	910	31	390	490	30	530	620	GWh
Vindkraft	0	89 830	0	0	800	0	2 000	4 000	GWh
Storskala solkraft	0	228 100	21	110	190	40	210	450	GWh
Sol på grå arealer	0	300	0	30	70	10	70	160	GWh
Sol på bygg	41	3 070	43	130	210	50	220	390	GWh
Biogass	9	30	0	0	0	0	30	30	GWh
	2	10	0	0	0	0	10	10	MW
Kjernekraft	0	Ikke Relevant	0	0	0	0	0	1 000	GWh
Sum nett-avlastning	52	460	90	120	150	160	320	410	MW
Sum strøm-produksjon	13 680	323 130	180	790	1 950	350	3 590	7 340	GWh

Referanse vs. høyscenario: forskjellen er over 5 000 GWh

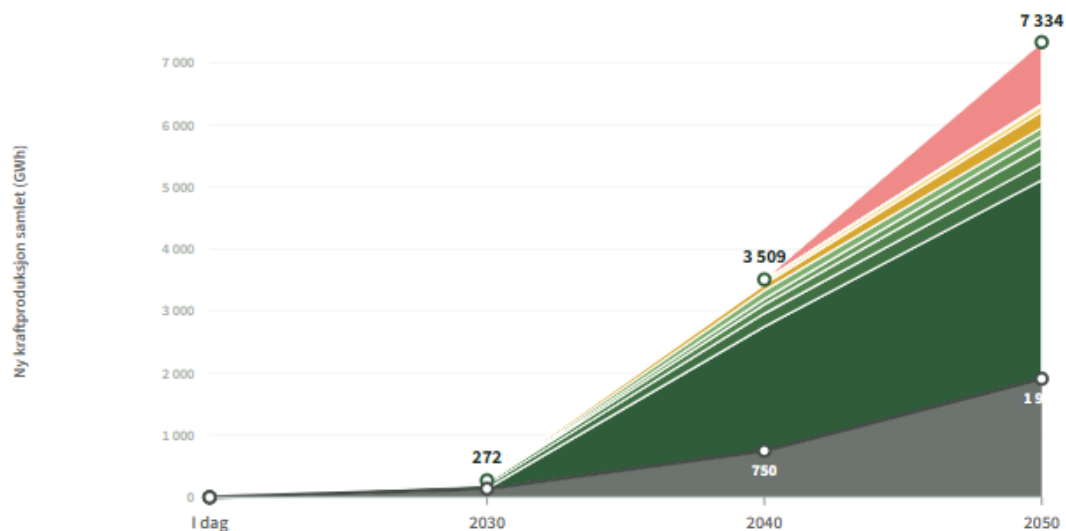
Forskjell referanse vs. høyscenario i 2050: ca. 5 400 GWh – nesten fire ganger så mye ny kraft/nettavlaster dersom barrierene aktivt adresseres. I **referansescenarioet** øker det samlede bidraget til kraft- og effektbalansen (enøk, fjernvarme, vannkraft, solkraft og biogass) til om lag **800 GWh i 2040** og **1 200 GWh i 2050**. Inkluderes en mer usikker vindkraftutbygging, kan totalen nå om lag **2 000 GWh i 2050**. I **høyscenarioet**, der det aktivt legges til rette for utbygging, når samlet nytt bidrag **3 585 GWh i 2040** og **7 339 GWh i 2050**. Vindkraft står for det klart største enkeltbidraget (opp mot 4 000 GWh i 2050), etterfulgt av solkraft (til sammen rundt 1 000 GWh) og enøk/fjernvarme (til sammen om lag 700 GWh). Enøk og fjernvarme gir samtidig en nettoavlastning på opptil **411 MW i 2050** i høyscenarioet, mot 150 MW i referansescenarioet og kun 52 MW realisert i dag.



Samlet potensial – alle energiløsninger

Referansescenario som samlet grunnlinje · høyscenario bygget opp teknologi for teknologi

Tall i GWh



HØYSCENARIO · HVER TEKNOLOGIS BIDRAG OVER REFERANSE I 2050 (GWh)

Kjernekraft	+1 000
Biogass	+26
Sol på grå arealer	+92
Storskala solkraft	+264
Vannkraft	+135
Sol på bygg	+178
Fjernvarme	+250
Enøk	+278
Vindkraft	+3 200

Referansescenario samlet · 2050

1 911 GWh

Samlet høyscenario · 2050

7 334 GWh

Figur 2-1: Illustrasjon av samlet potensial for alle energiløsninger, fargekodet basert på "Samlet vurdering".

2.2 Kunnskap om ENØK

2.2.1 Energiløsningens relevans og rolle

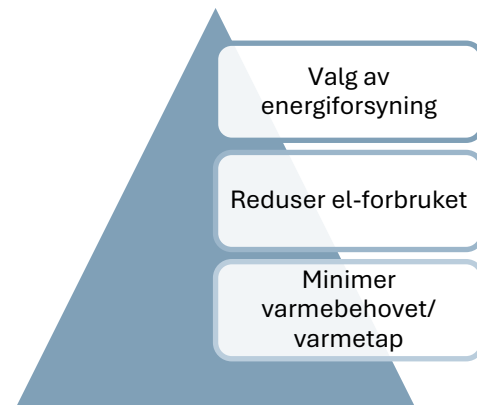
Energieffektivisering (enøk) omhandler å gjennomføre tiltak som reduserer behovet for energi. Et eksempel kan være å redusere varmebehov i et eldre bygg gjennom tiltak på bygningskroppen. Energien som frigjøres kan benyttes til andre formål.

Når energiplaner og energiløsninger skal utarbeides bør man først se på potensialet for å redusere behovet for energi, før en vurderer energiforsyning og behovet for ny energiproduksjon. Dette følger prinsippet i

«Kyotopyramiden» (se figur), som beskriver en metodisk riktig rekkefølgetilnærming til energiløsninger, og har

mye til felles med den mer kjente UFF-pyramiden. Energieffektivisering er derfor en hjørnestein i alle energiplaner. Energieffektivisering (Enøk) er et av de mest strategisk viktige virkemidlene for fylkeskommunen. Enøk reduserer energibehovet og styrker forsyningssikkerhet og beredskap. Tiltakene kan gjennomføres lokalt, gir bred nytte for både husholdninger og næringsliv, og bidrar til å sikre folks deltakelse i energiomstillingen. Samtidig er Enøk i stor grad konfliktfritt sammenlignet med ny energiproduksjon, noe som gjør det til et sentralt og robust grep i regional energiplanlegging.

I dette kapittelet ser vi på potensial for å redusere behovet for energi i bygg, og hvordan dette potensialet bør realiseres over tid. Tiltak for lokal produksjon og forsyning av varme (eksempelvis varmepumper og fjernvarme), lokal strømproduksjon i bygg (solkraft på tak) og energistyring (forbrukerfleksibilitet) omtales i senere delkapitler. Tallene som presenteres er basert på areal- og aldersfordeling fra matrikkelen, energibruksstatistikk, ekspertvurderinger og et utvalg rapporter om potensial og barrierer innen energieffektivisering i Norge. Tallene viser omfang og potensial for Telemark, som et utgangspunkt for tiltak og prioriteringer.



Figur 2-2: Kyotopyramiden forenklet

2.2.2 Status og potensial for energieffektivisering i Telemark

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for energieffektivisering i bygg i Telemark.

Tabell 2-3: Vurdering av energieffektivisering (Enøk) som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft	Ingen eller små inngrep	1-25 år	Mange små men håndterbare	Sentral rolle

En fjerdedel av energibruken i Telemark er relatert til energibruk i bygg. 56 % av bygningsmassen er boliger (småhus eller boligblokk), og over halvparten av disse er fra før 1990. Gamle bygg har størst potensial for energieffektivisering. Det største tekniske potensialet for enøk og frigjort elektrisitet er derfor i boliger. Potensialet er også betydelig i private næringsbygg. Offentlige bygg står kun for rundt 3 % av bygningsmassen og har begrenset potensial. Energieffektivisering i industribygg dreier seg først og fremst om utnyttelse av spillvarme og er ikke inkludert i enøk-vurderingene, som fokuserer på potensialet i vanlige husholdninger og næringsbygg. Hytter utgjør en stor andel av bygningsmassen i enkelte kommuner (f.eks. Nissedal, Vinje og Hjartdal) og 10 % totalt for fylket. Ettersom energibruk for hytter utgjør en forholdsvis liten del av total energibruk for bygg i Telemark er enøk-tiltak for hytter ikke



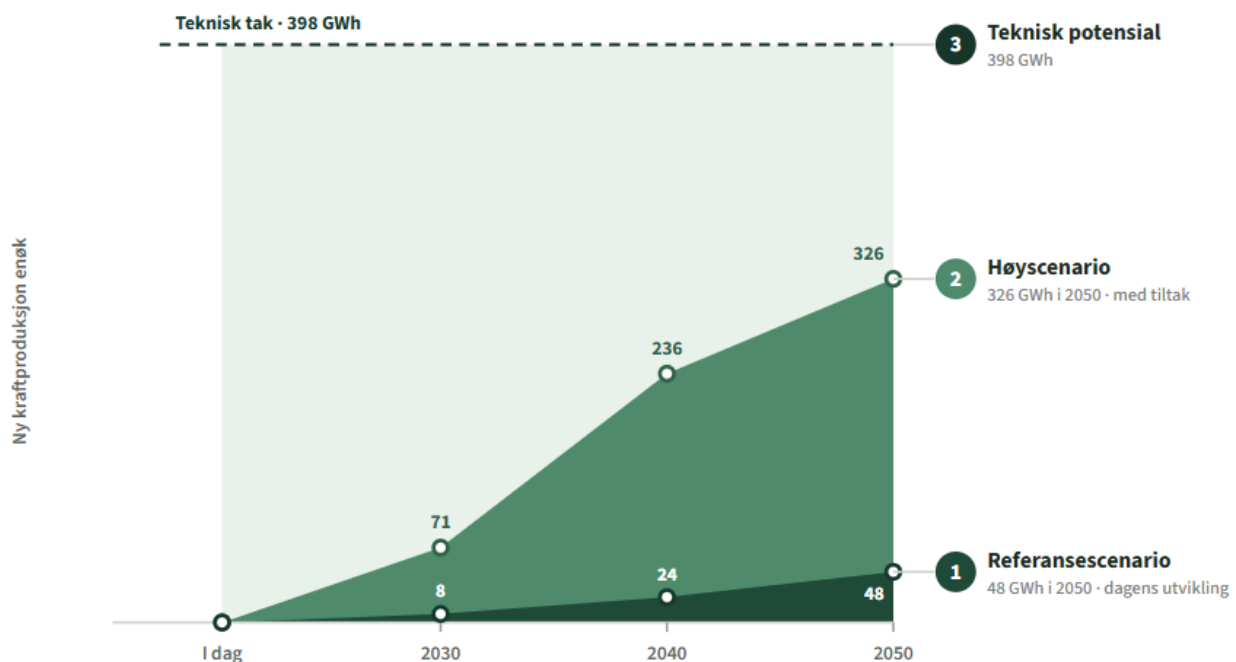
inkludert, men det kan være aktuelt for enkelte kommuner med stor andel hytter å se på enøk-tiltak også for hytter.

Energieffektiviseringstiltak vil redusere energibruken i bygg, og frigjør dermed elektrisitet til andre formål. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til ca. 400 GWh for Telemark, som gir en effektreduksjon på ca. 215 MW. Potensialet fordeler seg som følger:

- **Husholdningene - mange små bidrag som gir stor samlet effekt:** Hovedpotensialet for husholdningene inkluderer tiltak for å redusere oppvarmingsbehovet. Ettersom en stor andel av oppvarmingsbehovet i dag dekkes av elektrisitet, gir det et betydelig potensial for frigjort elektrisitet. Det tekniske potensialet som kan frigjøres er på **260 GWh / 130 MW**. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet fjerner det effektivt «toppen» på strømforbruket i de timene nettet er mest presset.
- **Private næringsbygg - betydelig potensial for å redusere behov for både varme- og strøm:** I private næringsbygg ligger potensialet for frigjort elektrisitet i størrelsesorden **110 GWh / 75 MW**. Det utløses av små og store tiltak både knyttet til å redusere oppvarmingsbehov og elforbruk til tekniske installasjoner og utstyr.
- **Offentlige bygg - begrenset potensial, men viktig å gå foran:** Potensialet for frigjort elektrisitet er på **20 GWh / 10 MW**. Dette er betydelig mindre enn for husholdninger og næringsbygg, på grunn av mindre samlet bygningsmasse. Like fullt er det viktig at enøk også prioriteres i offentlige bygg, både fordi det er der barrierene er minst og fordi det er viktig at kommunen går foran og viser vei.

Realisering over tid

Det anbefales å legge opp til en tilnærming som vil gi en realisering av det tekniske potensialet over tid som vist i figuren under, og etter prinsipper som videre beskrevet.



Figur 2-3: Potensialet for frigjort energi ved hjelp av energieffektivisering (ENØK).



Energiltak krever utskifting av materialer og komponenter. Det mest lønnsomme og ressurseffektive tidspunktet å gjøre et energiltak på er når materialene og komponentene uansett må skiftes ut, eller når det er behov for øvrig vedlikehold eller oppgradering. Det innebærer f.eks. å etterisolere ytterveggen samtidig som kledningen må skiftes pga. vedlikeholdsbehov, eller å skifte til et mer energieffektivt ventilasjonsanlegg når det uansett er på tide å skifte ut anlegget. Det anbefales derfor å rette hovedfokus mot å utløse energiltak samtidig med behov for øvrig vedlikehold, oppgradering og utskifting, det øker sjansen for å realisere det tekniske potensialet.

2.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Enøk-tiltak kan normalt realiseres raskt og med lavt konfliktpotensial. Hva som er de mest effektive og lønnsomme enøk-tiltakene, og barrierer og virkemidler for å realisere disse, varierer imidlertid med type bygg. For kommunale bygg må eksempelvis energiltak konkurrere med andre viktige tjenester som skole og helse. Det gjør det vanskelig å prioritere investeringer som først gir gevinst senere. For private boligeiere står ofte økonomi (lønnsomhet og kapitaltilgang) samt mangel på kunnskap i veien. Energiltak kan være dyre, og mange synes det er vanskelig å vite om det lønner seg og hva som gir best effekt. Det finnes støtteordninger fra Enova rettet mot investering i energiltak for både bolig- og næringsbygg, men for mange er dette ukjent territorium. En lavhengende frukt er derfor å bidra med å styrke aktørers kunnskapsgrunnlag. Videre kan man vurdere å supplere eksisterende støtteordninger for å øke fart/gjennomføringsevne eller jobbe for å styrke de økonomiske insentivene på nasjonalt nivå. For energikrevende virksomheter setter energikartleggingsforskriften³² krav til energikartlegging.

Tekstboks 1 - Aktuelle tiltak og virkemidler for å adressere barrierer for økt ENØK

Kommunale bygg:

- Porteføljestyling av energi (helhetlig energimål og investeringsstrategi),
- Systematisk drift med fokus på energioppfølging,
- Økt fokus på enøk-tiltak ved vedlikehold og rehabiliteringer.

Private boliger:

- Sikre informasjonstilgang og kompetanse (uavhengige energiråd, leverandørlistene etc.)
- Kommunale støtte- og låneordninger (et tillegg til Enova-støtte),
- Styrke nasjonale insentiver

Private næringsbygg:

- Skape samarbeidsarenaer med gårdeiere og næringsliv
- Innføre virkemidler som styrker lønnsomhet og/eller krav om energiklasse

³² <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2024-09-25-2262>



Eksempel 1 – Husholdninger: Asker kommune ser god effekt av enøk-rådgiving mot private husholdninger

I Asker kommune har en enkel idé fått stor effekt: **Møt folk der de bor – og gi dem uavhengige og forståelige energiråd.** Siden 2008 har enøk-rådgivere gjennomført tusenvis av hjemmebesøk, og erfaringen er tydelig: Når innbyggere får tillit til rådene og skjønner hvordan boligen faktisk bruker energi, vil de gjøre gode valg.

Ordningen kombinerer praktisk rådgivning, synlig prioritering gjennom små tilskudd, og tydelig kommunikasjon. Rådgiver peker både på “lavhengende frukter” som kan tas med en gang, og mer omfattende tiltak som bør gjennomføres når boligen likevel skal vedlikeholdes. Slik senkes terskelen for å komme i gang – og tiltakene blir en del av en langsiktig plan.

Effekt: Erfaringen til Asker kommune er at **når innbyggere får tillit til rådene og skjønner hvordan boligen faktisk bruker energi, er det flere som gjør gode valg.** De ser også at når kunnskapen deles på en folkelig måte, sprer den seg videre i nabolag og nettverk. Over tid blir enøk en naturlig del av samtalen – og av valgene folk tar. Det gir mer eierskap hos og tettere kontakt med innbyggerne.

Relevans for Telemark: Over halvparten av enøk-potensialet i Telemark er fra privathusholdninger, fortrinnsvis småhus. Et slikt tiltak vil derfor kunne treffe bredt, og være relevant for både små og store kommuner. Samarbeid mellom kommuner anbefales.

Eksempel 2 – Husholdninger: Oslo kommune kombinerer verktøy og kommunikasjon for å utløse enøkpotensial i private husholdninger

Oslo kommune jobber systematisk for å gjøre det enkelt for innbyggere å ta gode energivalg. **Et viktig grep er å kombinere data og kommunikasjon:** Gjennom verktøy som “[Energinøkkelen](#)” kan boligeiere få tilpasset informasjon om hva som lønner seg i akkurat deres bolig, basert på blant annet boligtype, beliggenhet og teknisk tilstand.

Oslo kommune kjører også jevnlig kampanjer og informasjonstiltak, samlet under nettsider som “[Spar strøm](#)”, som forklarer tiltak på ulike nivåer – fra enkle grep til større oppgraderinger.

For å nå bredt ut samarbeider Oslo kommune tett med boligbyggelag og borettslag, som sprer informasjon i egne kanaler og arrangerer infomøter. I tillegg kobles enøk-råd til situasjoner der innbyggerne allerede tar beslutninger, som ved byggesøknader.

Effekt: Resultatet er at flere blir bevisste på mulighetene som finnes, hva som faktisk er riktig tiltak for dem og når det er riktig å gjennomføre tiltakene. Oslo kommune har jobbet målrettet med enøk over tid og har god erfaring med hva som virker.

Relevans for Telemark: Utvikling av verktøy og samarbeid med borettslag er mest aktuelt for større bykommuner (Porsgrunn, Skien) eller for fylket som helhet. Informasjonskampanjer og enøk-råd ifm. byggesøknader er relevant for alle kommuner.

TIPS! Delta på Grønn Byggallianse sin kampanje “[Fang energityven](#)”, og få med bedrifter til å gjøre det samme. Mange kommuner har god erfaring med å avdekke effektive enøk-tiltak for egen virksomhet, det samme har aktører fra næringslivet.

TIPS! Opprett en nettverksarena med næringslivet der kunnskap, barrierer og løsninger innen klima og energi deles og diskuteres. Hva kan vi få til sammen? Hva ønsker dere som kommune av dem? Et eksempel til inspirasjon er Oslo kommune sitt «[Næring for klima](#)», med et eget fagforum for energi med egne samlinger.



2.3 Fjernvarme og andre løsninger for varmforsyning

2.3.1 Energiløsningens relevans og rolle

Oppvarming av bygg er den enkeltfaktoren som sterkest påvirker effekttoppen i strømmettet. I Telemark er dette særlig viktig: industrien dominerer strømforbruket med om lag 64 prosent av det samlede elforbruket – nesten tre ganger så mye som husholdninger og næringsbygg til sammen. Med planer om videre industriutvikling er det avgjørende at strømmettets kapasitet kan frigjøres til dette formålet.

Hoveddelen av effekttoppen i strømmettets lavspenningsnivå skyldes strømbasert oppvarming. Panelovner, elkjeler og elektriske varmtvannsberedere slår inn nesten samtidig på kalde vinterdager og skaper topper nettet må dimensjoneres for. Når varmebehovet i stedet dekkes av fjernvarme eller varmepumper, frigjøres kapasitet industrien kan ta i bruk. **Logikken er enkel: restvarme fra industrien varmer opp byggene, og industrien slipper til i et nett med mer tilgjengelig kapasitet.**

Det tekniske potensialet for å frigjøre strøm gjennom overgang til termiske varmeløsninger i bygningsmassen er anslått til **480 GWh per år og 235 MW effekt**. Tabellen nedenfor gir en samlet vurdering av relevansen for de to hovedkategoriene av tiltak.

Tabell 2-4: Vurdering av fjernvarme og andre termiske løsninger som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Fjernvarme / termiske løsninger i bygningsmassen	Avlastar nettet og frigir kraft	Ingen eller små inngrep	1-15 år	Lønnsomhet og rammebetingelser	Betydelig potensial om barrierene løses

I tillegg til tiltakene i tabellen over, som er i fokus i kapitlet med tilhørende beregninger, peker to caser seg ut med betydelig potensial, uten at dette er tallfestet i denne kunnskapsgrunnlaget.

- **Restvarmeutnyttelse og høyvarme til industri:** Prosessindustrien i Telemark genererer restvarme som langt overstiger byggsektorens samlede varmebehov, og det er allerede etablert en modell i Porsgrunn der restvarme fra Herøya utgjør 100 % av fjernvarmegrunnlaget. Tilsvarende muligheter finnes for høytemperatur restvarme til industrielle prosesser (f.eks. tørking) andre steder i fylket. Potensialet er ikke kvantifisert, men vurderes som stort og langsiktig, gitt riktig avstandsekonomi, temperaturmatch og langsiktige leveringsavtaler mellom industri og avtaker.
- **Sjøvannskjøling for datasenter:** Datasenteretableringer med sjøvannsbasert kjøling reduserer kraftbehovet til selve kjøleprosessen sammenlignet med konvensjonell kompressorkjøling, og genererer samtidig en kontinuerlig restvarmestrøm som kan utnyttes – inkludert om sommeren, når fjernvarmenettet ellers har ledig kapasitet. Heller ikke dette potensialet er tallfestet her, men det vurderes som betydelig og bør kartlegges nærmere i forbindelse med fremtidige datasenteretableringer i fylket

2.3.2 Status og potensial

Telemark har i dag etablert fjernvarme i fire kommuner – Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø – med totalt ca. **120 GWh levert per år samt flere mindre anlegg**. Et sentralt trekk er at varmen produseres fra **restvarme og bioenergi – ikke elektrisitet**: Porsgrunn 100 % restvarme fra prosessindustri ved Herøya, Skien 96 % bioenergi. Dette gir størst nettnytte – varmen belaster ikke strømmettet og erstatter



elektrisk oppvarming som ellers ville skapt effekttopper. Å utvide og replisere denne modellen er det sentrale strategiske poenget.

Det samlede termiske behovet i Telemarks bygningsmasse (husholdninger, næringsbygg og offentlige bygg) er 1 754 GWh. Av dette kan to segmenter med ulik strategisk logikk skilles:

- **Boligblokker og næringsbygg (605 GWh totalt):** Fjernvarmens naturlige primærmarked. Høyt varmebehov per arealenhet, stabile leveransebehov og mulighet for direkte rørtilknytning.
- **Småhus (1 149 GWh totalt):** Primært et marked for panelovner, varmepumper og ved. Langsiktig kan fjernvarme bli relevant etter eierskiftemodellen (Sverige), der konvertering knyttes til boligsalg. Se boks.

Dagens status i kommunene

Tabell 2-5 viser fjernvarmesituasjonen opp mot det termiske energibehovet per segment i alle kommuner. **Blokk+næring** er fjernvarmens attraktive kjernesegment, for **småhus** er det primært varmepumper og ved som er aktuelle erstattere for direktevirkende elektrisitet, samtidig som det er potensielt langsiktig fjernvarmepotensial her også.

Fire observasjoner peker seg ut:

- **Grenland har kjernesegmentet delvis dekket, men langt fra ferdig:** Porsgrunn dekker 30 % og Skien 22 % av blokk+næring-behovet. De to kommunene har til sammen 383 GWh uutnyttet blokk+næring-potensial – mer enn tre ganger dagens samlede FV-leveranse.
- **Bamble er det mest åpenbare hvite feltet:** 42 GWh blokk+næring-behov, 0 GWh fjernvarme, tettbebyggelse som er del av Porsgrunn/Skien-tettstedet, og stor uutnyttet restvarme på Rafnes.
- **Notodden skiller seg ut med stor småhusandel:** 183 GWh småhus mot 45 GWh blokk+næring. Fjernvarme er relevant for sentrumsbebyggelsen, men den store gevinsten ligger i varmepumper og bioenergi for de mange eneboligene.
- **Småhus er segmentet med størst oppvarmingsbehov og potensiale for frigjøring av strøm:** 1 149 GWh totalt varmebehov – dobbelt så mye som blokk+næring. Størst potensial i Skien (318 GWh) og Porsgrunn (201 GWh), der fjernvarmenettet allerede finnes.



Tabell 2-5: Fjernvarmesituasjon og termisk energibehov per segment og kommune. Farger: mørk grønn = etablert fjernvarme, lys grønn = utnyttet potensial, gul = begrenset potensial. Kilde: Multiconsult

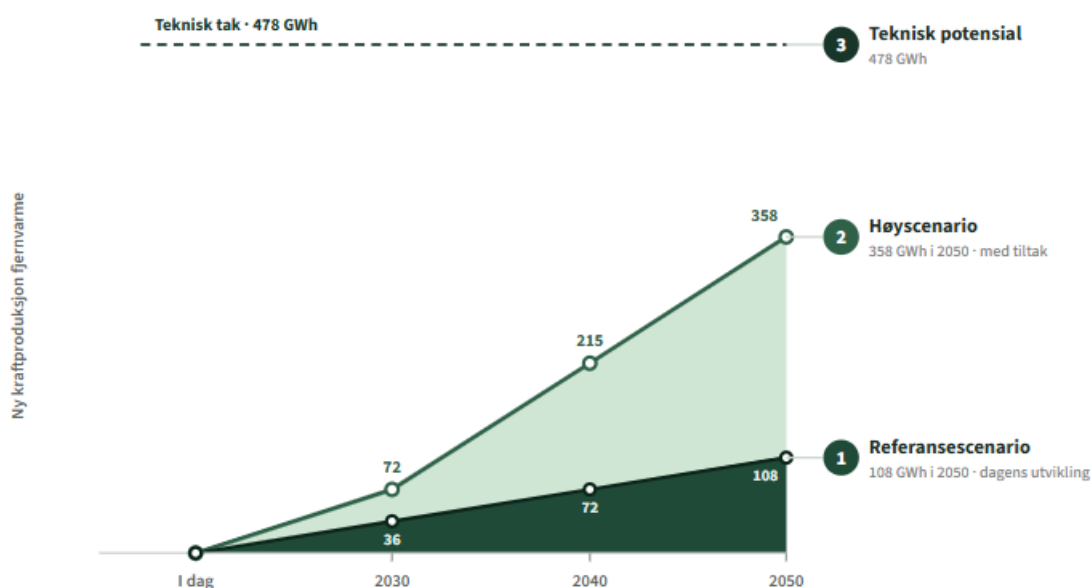
Kommune	FV levert i dag (GWh)	Termisk behov småhus (GWh)	Termisk behov blokk/næringsbygg (GWh)	Status og vurdering
Porsgrunn	47	201	148	100 % restvarmebasert fjernvarme. Dekker 30 % av blokk+næring-segmentet – godt, men 103 GWh gjenstår. Vekstmuligheter: vestsiden av elva (+5 GWh) og kobling til Skien (+ ytterligere 10 GWh)
Skien	53	318	235	Bioenergibasert (96 %). Dekker 22 % av blokk+næring. 182 GWh gjenstår – høyeste potensial i fylket. Småhussegmentet har størst areal/varmebehov i fylket (318 GWh). Ambisjoner om kobling med Porsgrunn.
Notodden	14	183	45	Bioenergianlegg med god dekning i sentrum. Dekker 31 % av blokk+næring. Småhus-behovet (183 GWh) dominerer klart over blokk+næring (45 GWh). Datasenter med 40 MW tildelt kapasitet er en voksende restvarmekilde.
Midt-Telemark / Bø	7	78	37	Bioenergibasert. Dekker 19 % av blokk+næring (37 GWh). USN og videregående skole er ankerkunder. Mulighet for utvidelse i Bø sentrum.
Bamble	0	96	42	Ingen fjernvarme. 42 GWh blokk+næring-behov – fjerde høyeste i fylket – uberørt. Tettbebyggelse fra Stathelle til Langesund er del av Porsgrunn/Skien-tettstedet. Stor utnyttet restvarme på Rafnes. Geografisk nærhet til Porsgrunn muliggjør sammenkobling.
Kragerø	0	77	27	Ingen fjernvarme. 27 GWh blokk+næring i en kompakt bykjerne – fremste kandidat for nyetablering utenfor Grenland.
Nome	0	51	14	Ingen fjernvarme. Beskjeden blokk+næring-behov (14 GWh). Fensfeltet kan gi industrielt varmebehov som rettferdiggjør termisk planlegging fra start.
Tinn	0	11	14	Blokk+næring (14 GWh) noe høyere enn småhus (11 GWh) pga. næringsbygg. Restvarmeutnyttelse pågår allerede (datasenter → fiskeoppdrett, 8 MW). Tradisjonell fjernvarme lite aktuelt.
Øvrige kommuner ¹	0	16–96	1–10	Siljan, Drangedal, Seljord, Vinje, Hjartdal, Kviteseid, Nissedal, Fyresdal, Tokke. Blokk+næring-behovene er 1–10 GWh – for lite til å bære fjernvarmeinfrastruktur. Individuelle varmepumper og lokal bioenergi er mer relevante.
Hele fylket	120	1149	605	Av det samlede termiske behovet på 1 754 GWh utgjør blokk+næring 605 GWh – fjernvarmens primærmarked. Småhus på 1 149 GWh er primært et varmepumpe/ved-marked, men har langsiktig fjernvarmepotensial etter eierskiftemodellen.

¹ Øvrige kommuner: Siljan (18/3 GWh), Drangedal (34/8 GWh), Seljord (24/8 GWh), Vinje (16/10 GWh), Hjartdal (15/4 GWh), Kviteseid (7/4 GWh), Nissedal (14/4 GWh), Fyresdal (2/1 GWh), Tokke (4/2 GWh). Format: småhus/blokk+næring.

Realisering over tid

Figur viser to scenarier for fjernvarme og termiske løsninger i bygningsmassen fremover. Scenariene er avgrenset til bygg – restvarmeutnyttelse til industriprosesser og fjernkjøling kommer i tillegg.

- Referansescenarioet (Total fjernvarmeleveranse på 156 GWh i 2030, 228 GWh i 2050) representerer en fortsettelse av dagens utviklingstakt uten vesentlige endringer i rammebetingelser.
- Høyscenarioet (Total fjernvarmeleveranse på 192 GWh i 2030, 478 GWh i 2050) forutsetter målrettet innsats: tilknytningsplikt i de tetteste sentrumsområdene, realisering av restvarmepotensial, støtteordninger for konvertering og stabile rammebetingelser. I 2050 er det tekniske taket for bygningsmassen nådd.



Figur 2-4: Potensial for fjernvarme med utgangspunkt i dagens produksjon.

Det tekniske taket på 596 GWh **er ikke slutten**: i tillegg finnes potensial i restvarmeutnyttelse til nybygg (beregningene viser potensialet for transformasjon av eksisterende bygningsmasse), industribygg (høytemperatur varme til industrielle prosesser som tørking), høyvarme fra biokjeler og avfallsvarme, og fjernkjøling (50–100 GWh fra fjorden i Porsgrunn/Skien-området).

Restvarme – et underutnyttet ressursgrunnlag

Prosessindustrien i Telemark produserer restvarme som langt overstiger byggsektorens samlede varmebehov. Det er allerede etablert ett samarbeid der restvarme fra prosessindustri brukes som primær energibærer i fjernvarmeanlegget i Porsgrunn – en modell som viser at dette fungerer. Datasenteretableringer tilfører en ny dimensjon: digitale anlegg produserer restvarme kontinuerlig, inkludert om sommeren. Dette åpner for en **motkonjunkturrell mulighet** der industriprosesser og veksthus tar varme om sommeren, og byggsektoren er primæravtaker om vinteren.

Sentrale aktører peker på at restvarmeutnyttelse forutsetter at næringsutvikling og avtakere etableres i geografisk nærhet til kilden – plasseringen av datasentre er i denne forbindelse et strategisk planleggingsspørsmål.



Tekstboks 1: Strategisk datasenterplassering og restvarmeutnyttelse - inspirasjonsprosjekter

EcoDataCenter, Falun (Sverige): 80 MW datasenter planlagt fra start med tanke på fjernvarmenettet. Restvarme (30–32 °C) dekker ~50 % av energibehovet i pelletsproduksjon, resten til fjernvarmenettet. 95 % av husstandene i Falun sentrum forsynes av systemet. Karbonnøytralt.

Stockholm Open District Heating (fra 2014): Åpen markeds plass der bedrifter med overskuddsvarme selger til fjernvarmenettet. Innen 2022: 20 leverandører, nok til 30 000 leiligheter per år. Bystyret stilte krav om plassering nær fjernvarmenettet og om leveranseplikt for restvarme ved konsesjonstildeling.

Industriell symbiose – Tinn/Rjukan: Datasenter leverer restvarme via 800 m rørsystem til naboanlegg for landbasert fiskeoppdrett (8 MW). Avkjølt vann returneres for kjøling av servere – et lukket kretsløp.

Anbefalte grep: (1) Krev utredning av restvarmeutnyttelse og fjernkjølingsleveranse ved godkjenning av nye datasentre. (2) Innarbeid krav om lavtemperatursystemer i reguleringsplaner nært fjernvarmenett. (3) Initier dialog med prosessindustrien om kartlegging av restvarme og avtalemodeller.

Kilder: EU Covenant of Mayors – Stockholm · EcoDataCenter / lfca.earth · NaturalRefrigerants.com – Falun

Tekstboks 2: Til inspirasjon – transformasjon av eneboliger til fjernvarme ved eierskifte

Situasjonen: Småhus-behovet på 1 149 GWh i Telemark utløses ikke uten målrettede virkemidler. Fjernvarme er i dag primært lønnsomt for blokk og næring.

Eierskiftemodellen (Sverige): Tidspunktet for boligsalg brukes som naturlig vindu: rørsystem legges mens eiendommen uansett er under endring. Energistandard avklares mellom selger og kjøper.

Statlig subsidiering (Sverige, fra 2023): Opptil 50 % støtte av materialkostnader (maks EUR 2 260) for tilknytning til fjernvarme eller varmepumpeinstallasjon for villaeiere med elektrisk oppvarming.

Resultat: ~60 % av svenske eneboliger har nå varmepumpe. CO₂-avgift (stabil siden 1991) + ROT-fradrag + direkte tilskudd har gjort konvertering lønnsomt.

Anbefalte grep: (1) Sett delmål for andelen eneboliger med varmepumpe eller fjernvarme i 2030, 2040 og 2050 – særlig i kommuner med eksisterende fjernvarmenett. (2) Utred kommunal støtteordning etter Stavanger-modellen (se boks). (3) Spre informasjon om Enova-virkemidler.

Kilder: De Gruyter – obligations for building owners in Sweden · Energimyndigheten – fjärrvärme för villa

Tekstboks 3: Eksempel – Stavanger kommunes støtte til varmepumper i husholdninger

I perioden **2022–2023** gjennomførte Stavanger kommune en målrettet støtteordning for installasjon av luft-til-luft-varmepumper i private boliger, finansiert gjennom kommunens klima- og miljømidler. Det ble samlet avsatt i størrelsesorden **40–50 millioner kroner**.

Kommunen mottok flere tusen søknader, og om lag **3 000 husholdninger** fikk støtte til installasjon av varmepumpe. Tiltaket ble begrunnet med behovet for å redusere elektrisitet brukt til oppvarming, dempe effekttopper i strømmettet og bedre husholdningenes energikostnader.

Samlet bidro ordningen til betydelig reduksjon i strømforbruk til oppvarming i boligsektoren, og viste at kommunal støtte til enkle, desentrale tiltak kan gi rask og skalerbar effekt – både energimessig og økonomisk.



Tekstboks 4: Til inspirasjon – rammeverk, mål og virkemidler for fjernvarme i Sverige

CO₂-avgift og stabile rammer (siden 1991): Konsistent politikk over tiår har gitt forutsigbarhet for langsiktige fjernvarmeinvesteringer.

Fri prising med forbrukerrettigheter (fjärrvärmelagen 2008:263): Ingen maksimalpris, men transparens, forhandlingsrett og mekling. Sentrale aktører i norsk bransje ønsker en tilsvarende modell.

Resultat: ~90 % av energibehovet i svenske leilighetsbygg og 78 % i næringsbygg dekkes av fjernvarme. Mål: full dekarbonisering innen 2030.

EU EED 2023/1791: Krever handlingsplan for restvarmeutnyttelse innen 2030 og innarbeiding av industriell restvarme og datasentervarme i varmenettsplanlegging.

Anbefalte grep: (1) Sett konkrete mål for termisk omlegging i 2030, 2040 og 2050. (2) Bruk offentlige bygg som ankerkunder. (3) Påvirk nasjonalt for stabile rammebetingelser og prismodell som ikke kobler fjernvarmepris mekanisk til strømpris.

Kilder: Climate X Change – Sweden heating policy · EU EED 2023/1791 · Fjärrvärmelagen SFS 2008:263

2.3.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Fjernvarme er strukturelt krevende – bransjen opererer med lave marginer og er avhengig av stabile, langsiktige kundeforhold. Lønnsomheten er primært knyttet til levert energimengde, mens systemnyttene i form av redusert effektuttak og utsatte nettinvesteringer ikke reflekteres i prissettingen.

Det er fornuftig å skille mellom markedssegmenter etter grad av markedssvikt:

- **Store, stabile kunder med vannbårne systemer og nybygg:** Markedet fungerer relativt godt. Fjernvarme kan konkurrere direkte, og investeringsbeslutninger tas uten vesentlig behov for offentlig inngripen utover tilknytningskrav i reguleringsplaner.
- **Eksisterende næringsbygg og boligblokker:** Kostnadene ved overgang/transformasjon bæres av bygningseier, mens nytten tilfaller kraftsystemet. Markedet alene gir for lav realiseringstakt. Tilknytningsplikt, støtteordninger og informasjonstiltak er nødvendige virkemidler.
- **Eneboliger:** Individuelle investeringsbeslutninger og fraværet av konverteringsinsentiver er de viktigste hindrene. Kommunale støtteordninger etter Stavanger-modellen og eierskiftemodellen (Sverige) er blant de mest lovende virkemidlene.
- **Industrielle restvarmeprosesser:** Lønnsomhet, forutsigbarhet og behovet for langsiktige leveringsavtaler står sentralt. Uten forutsigbare rammer vil tilgjengelige restvarmeressurser forbli uutnyttet.

Sentrale aktører mener det er fornuftig å erstatte dagens maksimalpriskobling til strømpris med en marginstyrt modell der risiko deles mellom leverandør og kunde – der gevinsten deles med kunden når strømpris er høy, og der man unngår tap ved lav pris. Kombinert med stabile rammebetingelser over tid vil dette kunne legge grunnlaget for de langsiktige investeringene som er nødvendige for å realisere potensialet.



2.4 Vannkraft

2.4.1 Energiløsningens relevans og rolle

Vannkraft er ryggraden i det norske kraftsystemet og selve fundamentet for energiforsyningen i Telemark. Som et av landets store vannkraftfylker har Telemark lange tradisjoner for å utnytte fallenergien i vassdragene, og vannkraften står i dag for det aller meste av kraftproduksjonen i fylket. I motsetning til de øvrige energiløsningene i denne analysen er vannkraften en moden og veletablert ressurs – spørsmålet fremover handler derfor mindre om å ta i bruk en ny teknologi, og mer om hvordan den eksisterende kraften kan forvaltes, vedlikeholdes og videreutvikles.

Vannkraftens viktigste rolle er likevel ikke bare mengden energi den produserer, men evnen til å regulere den. Magasinkraften kan lagre vann og levere kraft når behovet er størst, og denne fleksibiliteten blir stadig mer verdifull etter hvert som mer uregulerbar sol- og vindkraft kommer inn i kraftsystemet. Vannkraften gir dermed en stabiliserende funksjon som både styrker forsyningssikkerheten og legger til rette for at andre fornybare energikilder kan tas i bruk. For Telemark, med en betydelig andel regulerbar magasinkraft, er dette et særlig viktig fortrinn i årene som kommer.

I dette kapittelet ser vi på status for vannkraften i Telemark og hvilket gjenværende potensial som finnes – både for ny produksjon og for økt effekt gjennom opprusting og utvidelse av eksisterende anlegg. Vurderingene bygger på NVEs vannkraftdatabase og potensialkartlegging, supplert med intervjuer med vannkraftaktører i fylket, og danner grunnlaget for å vurdere hvordan potensialet kan realiseres fram mot 2030, 2040 og 2050.

2.4.2 Status og potensial vannkraft

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for vannkraft i Telemark.

Tabell 2-6: Vurdering av vannkraft som produksjonsteknologi som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vannkraft	Strømproduksjon og effektregulering	Oppgradering på eksisterende anlegg	5-15 år	Begrenset nytt ressursgrunnlag, lønnsomhet	Betydelig energi- og effektbidrag

Telemark er et av Norges store vannkraftfylker. Fylket har 127 vannkraftverk registrert i NVEs vannkraftdatabase, med en samlet normalårsproduksjon på rundt 13 500 GWh (13,5 TWh) – nærmere 9 prosent av all kraftproduksjon i Norge. Produksjonen er konsentrert i Vest-Telemark og Skiensvassdraget, hvor blant andre Tokke, Vemork og Mår ligger.

Den viktigste styrken ved Telemarks vannkraft er reguleringsevnen. Om lag 80 prosent av kraftverkene har store magasiner – som Møsvatn, Songavatnet og Totak – som gjør det mulig å lagre vann og produsere kraften når behovet er størst. Etter hvert som det kommer mer sol- og vindkraft, som ikke kan styres på samme måte, blir denne fleksibiliteten stadig mer verdifull for kraftsystemet.

Det meste av vannkraftpotensialet i Telemark er allerede bygd ut, og rommet for helt nye, store utbygginger er begrenset av vern, naturhensyn og at de beste fallene allerede er tatt i bruk. Veien mot 2050 handler derfor i hovedsak om å hente mer ut av anleggene som allerede finnes – gjennom opprusting og utvidelse som øker virkningsgrad, magasinkapasitet, fallutnyttelse eller evnen til å regulere effekten.

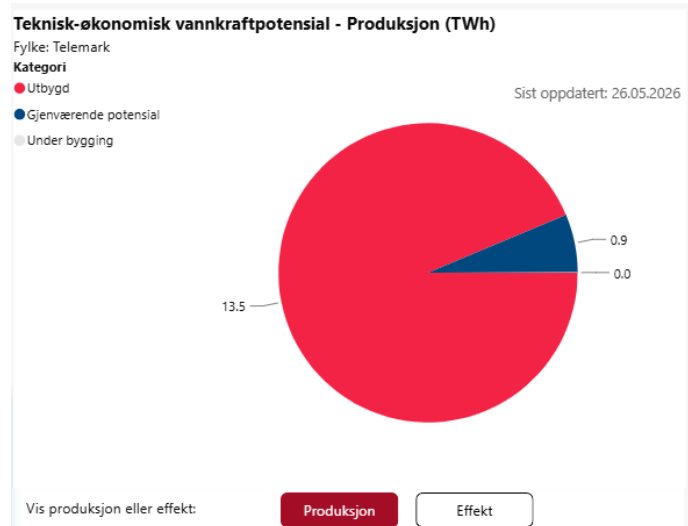


De største vannkraftverkene i Telemark ble bygd mellom 1950- og 1980-tallet og nærmer seg teknisk levealder. En stor del av anleggene står derfor foran reinvesteringer fram mot 2050, og dette gir et naturlig tidsvindu: når sentrale komponenter likevel må skiftes ut, kan man samtidig øke både effekt og produksjon. Intervjuer med vannkraftaktører viser at en oppgradering sjelden er lønnsom i seg selv – aktørene venter gjerne til komponentene har nådd teknisk levealder, og vurderer tiltak for økt effekt og energi i den sammenheng.

Gjenværende potensial i Telemark

NVE la tidlig i 2026 fram en oversikt som anslår at hele landet kan få om lag 20 TWh ny vannkraft – grovt sagt nok strøm til rundt én million husstander. Av dette ligger 0,9 TWh i Telemark. Se Figur 21 for gjenværende teknisk-økonomisk potensial sammenlignet det utbygde volumet av vannkraft i fylket.

Intervjuer med aktører i fylket bekrefter at NVEs oversikt er den beste kilden til vannkraftpotensialet i Telemark. Den fanger opp både det teknisk-økonomiske potensialet for småkraft, omsøkte planer og prosjekter som ennå ikke er igangsatt, men som aktørene har meldt inn til NVE. Samlet gir dette et godt bilde av potensialet som finnes i fylket.



Figur 2-5: Utbygd og teknisk-økonomisk vannkraftpotensial i Telemark. Kilde: NVE

Tabellen under viser hvilke potensialer som er kartlagt, og som danner grunnlaget for potensialstudien i denne rapporten. For vannkraft blir derfor «teknisk potensial» i realiteten teknisk-økonomisk.

Tabell 2-7: Teknisk-økonomisk potensial for vannkraft i Telemark (Kilde: NVE).

	Beskrivelse	Status	GWh	Effekt (MW)
1	Prosjekter med gjeldende konsesjon eller fritak, men som ikke har startet bygging.	Gitt tillatelse	221	86,2
2	Prosjekter som er til konsesjonsbehandling eller konsesjonspliktutvurdering.	Til behandling	33	8,7
3	Prosjekter som ikke er til aktiv behandling. Blant annet mottatte saker uten saksbehandler og potensielle prosjekter som ikke er omsøkt.	Ikke til behandling	263	627,4
4	Prosjekter med tidligere avslag på konsesjon.	Avslått	140	28,5
5	Prosjekter fra NVEs digitale kartlegging av småkraft basert på vannføring, fallhøyde, nett og kostnader.	Digitalt kartlagt potensial	147	45,4
6	NVEs kartlegging av produksjons- og effektøkning fra løpehjulsskifte i kraftverk som har nådd teknisk levealder.	Løpehjulsskifte	100	20,2
	Sum potensial Telemark		905	816
	Sum potensial ekskludert «Avslått»		765	788



I hele Telemark er det, i henhold til tabell 4, kartlagt 905 GWh teknisk økonomisk potensiale for mer vannkraft. Av dette er noe allerede gitt tillatelse til å bygges, mens noe ikke er til behandling og kanskje aldri kommer til behandling. Basert på historisk utvikling og hva som kan forventes blir realisert innen 2030, 2040 og 2050, er dette potensialet brutt ned basert på følgende forutsetninger, per «Status»-potensial:

1. **Gitt tillatelse:** De 221 GWh er nesten i sin helhet basert på Sauland kraftverk i Hjartdal kommune. Prosjektet er ifølge nettsiden lagt ned, men ifølge intervjuer og offentlige kilder har prosjektet søkt om utsatt byggefrist, og har 4 år på seg til å starte bygging. Det antas i denne analysen at prosjektet realiseres innen 2040, da prosjektet har fått innvilget konsesjon av NVE, men faktorer som lønnsomhet drar prosjektet ut i tid.
2. **Til behandling:** Basert på historisk utvikling og andel omsøkte anlegg/oppgraderinger som er omsøkt og fått tillatelse, antas det at ca. halvparten av disse får innvilget konsesjon og realiseres innen 2040. Dette er små volumer og kun småkraft.
3. **Ikke til behandling:** Prosjekter som ikke er til aktiv behandling, inkluderer bl.a. ikke-offentlige planer fra vannkraftaktører i fylket. Denne potten inkluderer 51 prosjekter, hvorav 35 er vannkraft under 1 MW (mikro/mini/småkraftverk). Denne størrelsesorden har ofte en dårlig lønnsomhet, og antas dermed ikke å realiseres (utgjør 47 GWh). Selv om noe av dette realiseres, utgjør det såpass liten andel at det vil ha begrenset betydning. 13 av anleggene er mellom 1-10 MW, og det antas at ca. halvparten av disse realiseres innen 2040, basert på historisk utviklingstakt.

I tillegg er 2 av 3 anlegg effektanlegg som i liten grad øker energiproduksjon. Effekt trengs derimot også i nettet for å lagre eller forløse mer energiproduksjon på et senere tidspunkt. Vi ser en trend hvor effektanlegg blir mer lønnsomme grunnet større prisvariasjon over døgnet, der noen av de omsøkte kraftverkene er nevnt under:

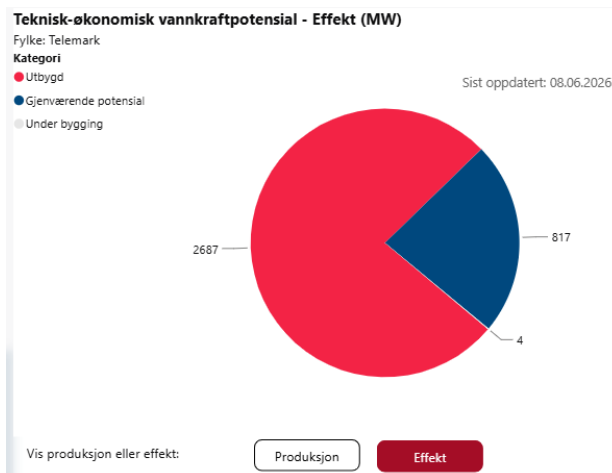
- Skotfoss vannkraftverk i Skien ligger inne med et potensial på 10 MW (28 GWh) for opprusting og utvidelse, og antas realisert innen 2040.
 - Sundsbarm kraftverk har meldt inn opprusting og utvidelse på 75 MW (ingen energiøkning). Dette antas realisert innen 2040.
 - «Nye Mår Pumpekraftverk» er registrert med en effektøkning på 495 MW og energiproduksjon på 42 GWh, og utgjør dermed nær 80 % av effektbidrag fra de innmeldte prosjektene som ikke er til behandling. Dette ligger i Tinn kommune, og prosjektet er under utredning, og kan bli en sentral fleksibilitetsmotor i Sør-Norge. Om prosjektet realiseres som planlagt, vil det bli Norges største pumpekraftverk.
4. **Avslåtte** prosjekter antas ikke å bli realisert, men de representerer likevel et teknisk potensial som finnes i Telemark (dette er småkraft under 10 MW). En liten del av disse kan likevel tenkes å bli realisert på et senere tidspunkt dersom man for eksempel finner løsninger som gir mindre naturinngrep, bedre lønnsomhet, eller andre faktorer endrer seg over tid.
 5. **Digitalt kartlagt potensial** gjelder i sin helhet småkraft, og her er det et betydelig potensial for energi samlet sett. Det er her det meste av potensialet for «ny» vannkraft ligger. Datagrunnlaget for potensialet beregnet av NVE er gjort ved en digital kartlegging og tar blant annet ikke hensyn til begrensninger rundt natur og miljø, så i realiteten vil denne være lavere enn oppgitt. I denne analysen antas det at 10 % av dette potensialet realiseres innen 2040 (Det vil antagelig ikke være noe høyere enn dette basert på historisk utvikling og datagrunnlagets karakter).



6. **Løpehjulsbytte** har et potensial på 100 GWh, og representerer potensialet for oppgradering og økt virkningsgrad i eksisterende anlegg. Det antas at alt dette realiseres innen 2040. For nyere anlegg, eller anlegg som ikke er modne for utskiftning det neste tiåret, vil det komme en ny runde med løpehjulsbytter (oppgraderinger) mot 2050. Det antas derfor at om lag samme potensial kan realiseres innen 2050.

Det viktigste bidraget fra Telemarks vannkraft i årene framover er ikke nødvendigvis mer energi, men økt effekt. Som tabell 4 viser, er det meldt inn planer om over 600 MW økt effekt – altså kraftverk som ønsker å styrke evnen til å produsere mye når behovet er størst. Markedet legger også i økende grad til rette for dette, fordi mer uregulerbar sol- og vindkraft gjør den fleksible vannkraften mer verdifull.

Som figuren til høyre viser, er det en langt større andel gjenværende potensial for effekt sammenlignet med utbygd effekt, enn den tilsvarende figuren for energi, vist lenger oppe. Totalt er det også en lavere andel avslag på effekt-utbygging enn på energi-utbygging. Dette underbygger det vi ser i dag og som aktører i regionen kan bekrefte, at det meste av potensialet fremover fra vannkraften ligger i økt effekt-kapasitet, som i stor grad styres av lønnsomheten i å kunne regulere kraften i et marked med økende grad av uregulerbar kraft.

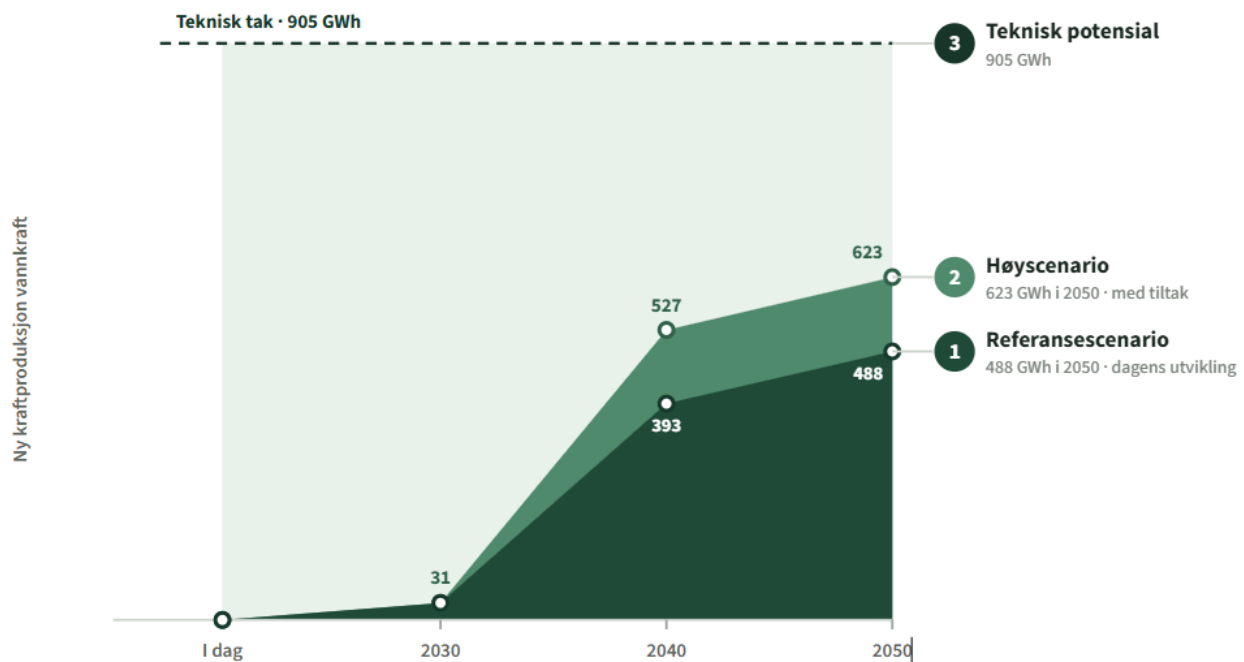


Figur 2-6: Potensial for vannkraft i Telemark, effekt (MW).

Kilde: NVE.

Realisering over tid

Basert på data fra NVE og Multiconsults fagmiljø er det gjort en faglig vurdering av når de ulike potensialene kan realiseres. Av det tekniske potensialet på 905 GWh antas 214 GWh å bli realisert gjennom eksisterende planer og tillatelser. En realistisk forvaltning av det gjenværende potensialet kan gi ytterligere 31 GWh innen 2030, 427 GWh innen 2040 og 95 GWh innen 2050 (inkluderer antatt nye runder løpehjulsbytter etter 2040, i samme størrelsesorden som ligger inne i NVE sin oversikt per i dag). Totalt anslår vi at 553 GWh kan realiseres innen 2050. En mer ambisiøs tilnærming vil derimot kunne realisere opp mot 698 GWh, hvor den økte produksjonen forventes å komme innen 2040. Som nevnt over, vil det betydelige bidraget fra vannkraft kunne være effektregulering fremfor ny energi. Det er ikke vurdert hvilket potensial som finnes for økt energi eller effekt utover de som ligger i NVE sin potensial-oversikt.



Figur 2-7: Potensial for vannkraft over tid.

2.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk er en velprøvd løsning som er gjennomført i en lang rekke norske prosjekter. Rene opprustingstiltak innenfor eksisterende konsesjon kan ofte gjøres med begrensede nye naturinngrep, mens større utvidelser – økt magasin, ny fallutnyttelse eller overføring av nye nedbørfelt – krever ny konsesjonsbehandling og en grundigere avveining mot natur- og miljøverdier. Lønnsomheten avhenger av kraftpris, kostnadsutvikling og rammebetingelser, og det er derfor ikke gitt at hele det kartlagte potensialet blir realisert fram mot 2050.

Samlet sett framstår vannkraften likevel som et robust og lite konfliktfylt bidrag til økt kraftproduksjon i Telemark – både fordi tiltakene bygger videre på anlegg som allerede finnes, og fordi de styrker den regulerbare kraften fylket er kjent for. Det er samtidig verdt å merke seg at nye anlegg og større utvidelser tar lang tid. Fra planlegging til ferdig utbygging kan det erfaringsmessig gå opp mot 30 år, og en vesentlig del av dette er selve konsesjonsbehandlingen: for nye, store vannkraftanlegg er behandlingstiden i snitt over sju år, og nye, store kraftlinjer tar enda lengre tid. Energikommisjonen peker på lange ledetider i konsesjonsbehandlingen av både produksjon og nett, hensynet til natur og miljø, og flaskehalser i nettet som hindrer tilknytning, som de viktigste barrierene for å få fram mer kraft i tide. For å få ned saksbehandlingstiden ble NVE fra høsten 2025 gitt myndighet til å avgjøre de aller fleste vannkraftsakene i første instans, også for de store anleggene over 40 GWh som tidligere måtte avgjøres av regjeringen.

Vannkraft har et lite teknisk-økonomisk potensial for økt kraftproduksjon i Telemark (sett opp mot eksisterende produksjon). Men mulighetene rundt økt effekt i eksisterende anlegg kan være en viktig bidragsyter for kraftsystemet, som i stadig større grad består av uregulerbar kraft.



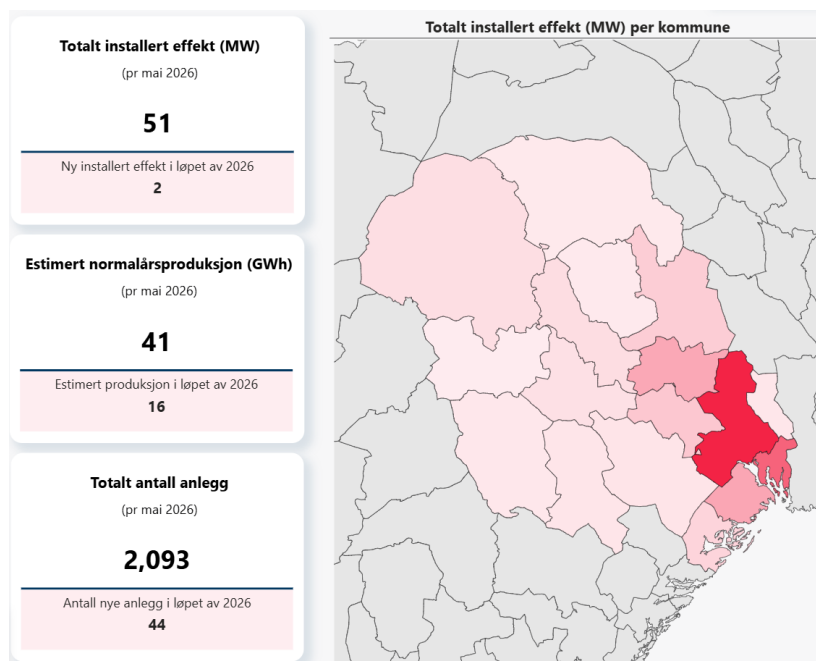
2.5 Solkraft

2.5.1 Energiløsningens relevans og rolle

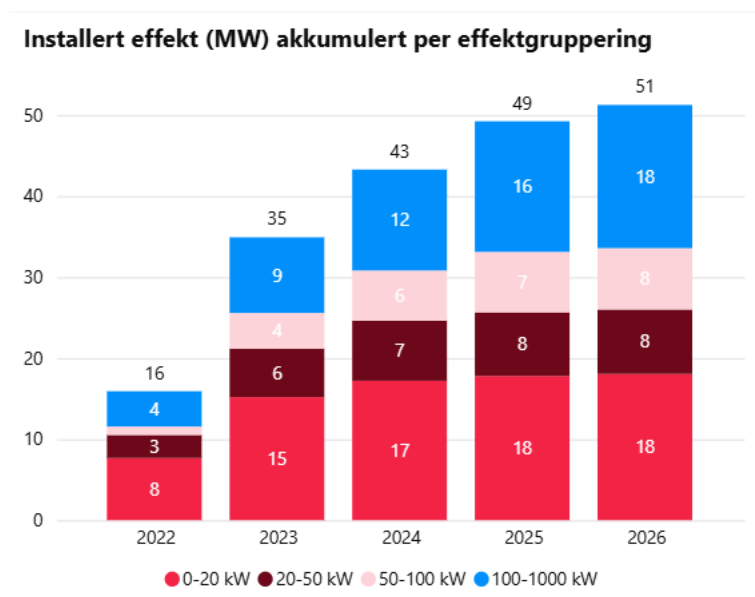
Solkraft utgjør per i dag en relativt liten andel av kraftproduksjonen i Telemark sammenlignet med tradisjonell vannkraft, som dominerer regionens energimiks. Likevel har interessen for solenergi økt betydelig de siste årene, både nasjonalt og regionalt. Dette skyldes redusert kostnad på solcelleanlegg, økende fokus på lokal energiproduksjon og behovet for mer fornybar kraft. I tillegg peker Telemark seg ut som et relativt godt fylke for bakkemontert solkraft, med flere store sammenhengende skogsarealer og god solinnstråling.

Per i dag er det installert 51 MW solkraft i Telemark. All eksisterende kapasitet er knyttet til bygg, hovedsakelig som takmonterte anlegg. Utbyggingen er i stor grad konsentrert til de mest urbane områdene, spesielt Skien og Porsgrunn, se Figur . De siste årene har utviklingen vært dominert av installasjoner på større takflater, spesielt innen næringsbygg, dette kan man se i Figur 25. Dette henger blant annet sammen med svakere markedsforhold og en periode preget av lavere aktivitet i bransjen, hvor prosjekter med best økonomi, typisk større anlegg, i større grad har blitt realisert.

Det er per nå ikke etablert bakkemonterte solkraftanlegg i fylket, men dette er forespeilet å komme de neste årene med 2 prosjekter som har fått konsesjon i fylkeskommunen. Videre utgjør prosjekter i Telemark rundt 12 % av sakene til behandling hos NVE, en begrenset, men ikke ubetydelig, andel av den nasjonale porteføljen.



Figur 2-8: Installert effekt i Telemark. Sterke farge indikerer mer installert effekt.



Figur 2-9: Installert effekt i Telemark. Kategorisert per anleggsstørrelse

Nettselskapet Lede rapporterer om en betydelig etterspørsel etter nettkapasitet til nye kraftproduksjonsprosjekter, der solkraft utgjør den klart dominerende andelen. Av reservert kapasitet til produksjon er om lag 85 % knyttet til solkraft. Den samme tendensen gjør seg gjeldende for prosjekter i kø, hvor solkraft også utgjør en vesentlig andel av den samlede porteføljen.

Lede påpeker at nettkapasiteten for ny solkraft i flere tilfeller er best i nærheten av de mer sentrale og tettbygde områdene i Telemark, hvor strømmettet allerede er godt utbygd. Samtidig er tilgangen på egnede arealer i disse områdene begrenset, noe som gjør det utfordrende å etablere bakkemonterte solkraftanlegg. I områder med større sammenhengende arealer, som i større grad egner seg for bakkemontert solkraft, er nettkapasiteten ofte mer begrenset. Dette henger blant annet sammen med at disse områdene allerede har betydelig kraftproduksjon fra vannkraft, som i stor grad utnytter tilgjengelig kapasitet i nettet. Resultatet er en geografisk skjevhet, der områder med gode arealressurser for solkraft ikke nødvendigvis sammenfaller med områder med tilgjengelig nettkapasitet.

2.5.2 Status og potensial solkraft på bygg

Solkraft på bygg utgjør i dag nær alt av solkraftkapasitet i Telemark³³. Utbyggingen er særlig konsentrert til de mest befolkningstette områdene i Grenland, hvor både bygningsmassen og strømforbruket er høyt. Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for solkraft på bygg i Telemark.

Tabell 2-8: Vurdering av solkraft på bygg som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på bygg	Strømproduksjon	Ingen inngrep	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensial som kan forløses

³³ Lindheim Gård har et lite bakkemontert solcelleanlegg.



Basert på analyser fra Multiconsults markedsrapport for Solenergiklyngen (2022) er det tekniske potensialet for solkraft på bygg i Telemark estimert til om lag 3 666 MWp, tilsvarende en årlig kraftproduksjon på rundt 3 115 GWh, 90 % av dette er fra tak og 10 % fra fasade. Dette potensialet er beregnet med utgangspunkt i tilgjengelig tak- og fasadeareal i fylkets bygningsmasse, og representerer et teoretisk maksimumsnivå gitt dagens teknologi og forutsetninger.

Potensialet er knyttet til både boliger, næringsbygg og offentlige bygg, der særlig eneboliger og større næringsbygg utgjør de største bidragene. Samtidig viser erfaringer at det faktiske realisererte potensialet normalt er lavere enn det tekniske potensialet, blant annet fordi solcelleanlegg ofte dimensjoneres etter eget energibehov og ikke utnytter hele tilgjengelige arealet.

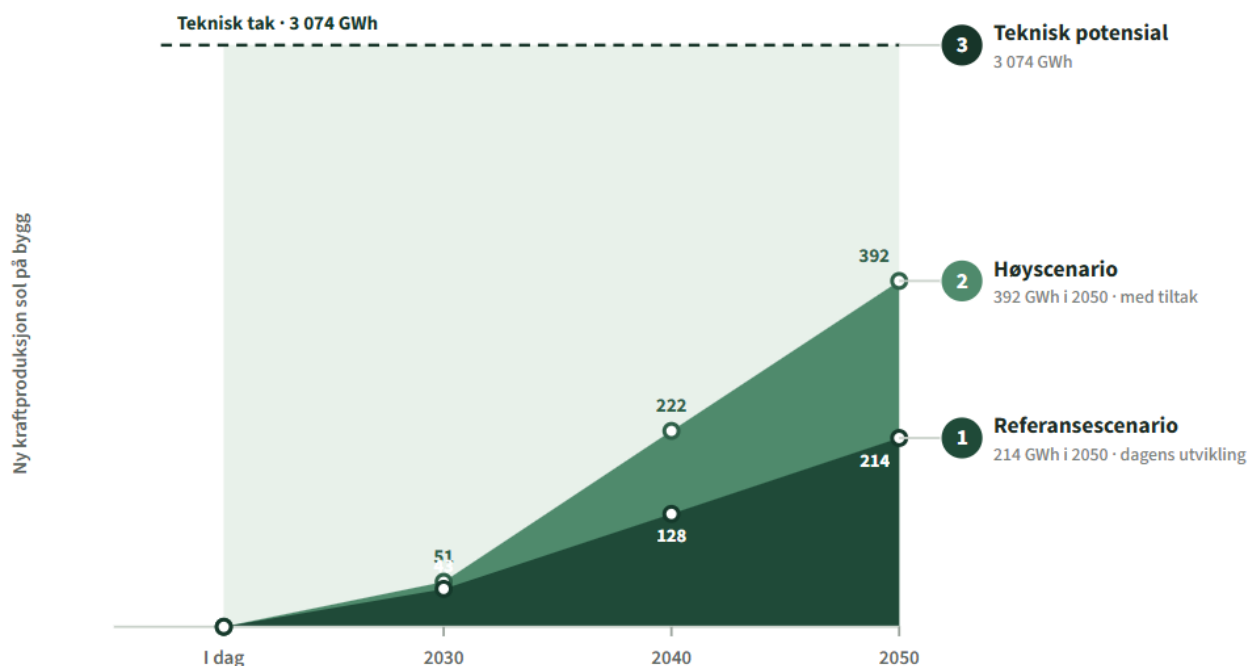
Solkraft på bygg har flere egenskaper som gjør denne utbyggingsformen spesielt relevant:

- anleggene kan etableres uten ytterligere naturinngrep
- produksjonen skjer nær forbruket, noe som kan redusere belastningen på strømmettet
- utbyggingen kan skje gradvis og desentralisert

Solkraft på bygg i 2030, 2040 og 2050

Utviklingen av solkraft på bygg i Telemark frem mot 2030, 2040 og 2050 er basert på en forenklet framskrivning med lineær vekst i installert kapasitet. Veksten tar utgangspunkt i observert utbyggingstakt de siste årene og videreføres jevnt frem mot analyseårene.

Det er etablert to scenarier: et realistisk scenario, som reflekterer en videreføring av dagens utvikling og rammebetingelser, og et høyscenario, som forutsetter forbedrede økonomiske og regulatoriske insentiver.



Figur 2-10: Potensialer for ny solkraft på bygg. Merk at utviklingen starter på 0, selv om dagens nivå er 41 GWh.

I det referansescenariet legges det til grunn en lineær vekst basert på historisk utvikling, uten vesentlige endringer i virkemidler eller marked.



I dette scenariet øker installert kapasitet fra dagens nivå på om lag 51 MW til 319 MW i 2050. Dette tilsvarer henholdsvis 41 og 255 GWh. Utviklingen er jevn, men moderat, og reflekterer særlig at:

- lønnsomheten i husholdningssegmentet er begrenset per i dag
- ikke alle tilgjengelige takflater blir utnyttet
- de siste årene har også rentenivået og Norgespris påvirket lønnsomhet i prosjektet og begrenser investorer.

Veksten skjer i stor grad i næringssegmentet, hvor økonomien i prosjektene er bedre.

I det optimistiske scenarioet (høyscenario) er det lagt til grunn en dobbelt så høy utbyggingstakt i 2040 og 2050 som i det referansescenarioet.

En slik utvikling forutsetter:

- økt lønnsomhet (for eksempel høyere strømpriser eller lavere kostnader)
- støtteordninger eller økonomiske insentiver for etablering av solcelle anlegg på tak
- bedre rammeverk for deling av lokalprodusert strøm
- bortfall eller reduksjon av fastprisordninger

I dette scenariet øker installert kapasitet til 493 MW i 2050, tilsvarende 433 GWh. Forskjellen mellom scenarioene blir særlig tydelig fra 2040 og utover, der effekten av bedre rammebetingelser gir høyere utbyggingstakt.

Solkraft på bygg fremstår som den mest stabile og forutsigbare utviklingsbanen for solkraft i Telemark. Veksten er basert på en bred og distribuert utbygging, med lav gjennomføringsrisiko og begrensede arealkonflikter.

Samtidig viser analysen at det er et gap mellom teknisk potensial og forventet realisert kapasitet. Selv med lineær vekst over flere tiår vil kun en del av tilgjengelige takflater bli tatt i bruk.

På lengre sikt vil utviklingen i stor grad avhenge av økonomiske og regulatoriske forhold. Dersom det legges bedre til rette for lokal energiproduksjon, kan solkraft på bygg gi et vesentlig høyere bidrag til kraftproduksjonen i Telemark enn det som fremgår av referansescenarioet.



2.5.3 Status og potensial bakkemontert solkraft

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for storskala bakkemontert solkraft i Telemark. Det tekniske potensialet som presenteres i dette kapittelet og i vedleggskapittel 6 omfatter også arealer som er egnet for Agri-PV. Vi har med andre ord ikke lagt Agri-PV-potensialet som er beskrevet i kapittel 2.5.4 til som et tillegg til tallene under, men behandlet det som en del av det samlede arealgrunnlaget for bakkemontert solkraft. Agri-PV omtales likevel som en egen løsning i kapittel 2.5.4, siden teknologien har andre forutsetninger, fordeler og barrierer enn tradisjonell bakkemontert solkraft i skog- og fjellterreng.

Tabell 2-9: Vurdering av bakkemontert solkraft som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Store arealer kreves	5-10 år	Motstand, nett, lønnsomhet	Stort potensial om barrierene løses

Bakkemontert solkraft representerer per i dag ingen utbygd kapasitet i Telemark, men utgjør et betydelig fremtidig potensial. Til forskjell fra solkraft på bygg er utviklingen av bakkemontert solkraft i en tidlig fase, og er i hovedsak representert gjennom prosjekter under utvikling og til behandling hos NVE, for utenom to prosjekter som har fått konsesjon og kan bygges ut innen de neste årene.

Potensialet for bakkemontert solkraft i Telemark er kartlagt gjennom en GIS-analyse av tilgjengelige arealer. Analysen tar utgangspunkt i alle arealer med lav bonitet (under 13), som i mindre grad egner seg for skogproduksjon. Videre er myrarealer ekskludert, samt mindre arealer under 10 000 m². I tillegg er det gjort avgrensninger knyttet til topografi og himmelretning, der bratte og nordvendte arealer i stor grad er utelatt. Det tekniske potensialet for bakkemontert solkraft i Telemark er beregnet til om lag 216 GWp, tilsvarende en årlig kraftproduksjon på rundt 227 TWh. Dette representerer et svært høyt potensial, og må i stor grad sees i sammenheng med at Telemark har betydelige arealressurser, særlig i form av store sammenhengende skogområder.

Samtidig er det viktig å presisere at dette er et teoretisk og teknisk maksimumspotensial, og at det ikke innebærer at alle disse arealene er egnet eller aktuelle for utbygging av bakkemonterte solkraftanlegg. Store deler av arealgrunnlaget består av skog, hvor det vil være betydelige praktiske, økonomiske og miljømessige begrensninger knyttet til realisering av solkraftprosjekter.

Forhold som vil være helt avgjørende for realiserbarheten av bakkemonterte prosjekter:

- Tilgang på nettkapasitet
- Avstand til tilknytningspunkt
- Utfordrende topografi innenfor et område
- Arealkonflikter og naturhensyn
- Økonomisk lønnsomhet, mange områder er på stein som er kostbart å bygge på
- Lokal aksept

Samlet sett innebærer dette at det reelle utbyggbare potensialet for bakkemontert solkraft i Telemark er betydelig lavere enn det tekniske potensialet som fremkommer av GIS-analysen. Tallene illustrerer likevel at fylket har et svært stort ressursgrunnlag for solkraft, dersom rammebetingelsene ligger til rette for utvikling.



Lede påpeker at nettkapasiteten for ny solkraft i flere tilfeller er best i nærheten av de mer sentrale og tettbygde områdene i Telemark, hvor strømmettet allerede er godt utbygd. Samtidig er tilgangen på egnede arealer i disse områdene begrenset, noe som gjør det utfordrende å etablere bakkemonterte solkraftanlegg. I områder med større sammenhengende arealer, som i større grad egner seg for bakkemontert solkraft, er nettkapasiteten ofte mer begrenset. Dette henger blant annet sammen med at disse områdene allerede har betydelig kraftproduksjon fra vannkraft, som i stor grad utnytter tilgjengelig kapasitet i nettet. Resultatet er en geografisk skjevhet, der områder med gode arealressurser for solkraft ikke nødvendigvis sammenfaller med områder med tilgjengelig nettkapasitet

Bakkemontert solkraft 2030, 2040 og 2050

Utviklingen av bakkemontert solkraft i Telemark frem mot 2030, 2040 og 2050 er preget av betydelig usikkerhet, og avhenger i stor grad av rammebetingelser, nettkapasitet og modenhet i prosjektporteføljen. Samtidig må utviklingen forstås i lys av Telemarks særpregede ressursgrunnlag, med stor andel vannkraftproduksjon og betydelige fjell- og skogområder.

I et referansescenario, der dagens markedsforhold og rammebetingelser videreføres, er det anslått at ny installert kapasitet for bakkemontert solkraft og solkraft på grå arealer samlet vil være om lag 20 MW i 2030, før det installeres 81 MW i 2040 og ytterligere 76 MW frem mot 2050. Dette gir en akkumulert kapasitet på rundt 176 MW i 2050, med en tilhørende årlig produksjon på om lag 186 GWh.

Utviklingen må sees i sammenheng med at Telemark allerede har et kraftsystem dominert av vannkraft. Dette innebærer at mye av tilgjengelig nettkapasitet i distriktene allerede er utnyttet, noe som begrenser mulighetene for ny produksjon. Samtidig er store deler av fylket preget av fjell og skog, hvor selv om arealene kan fremstå som tilgjengelige, vil topografi, avstand til nett og kostnader gjøre utbygging krevende.

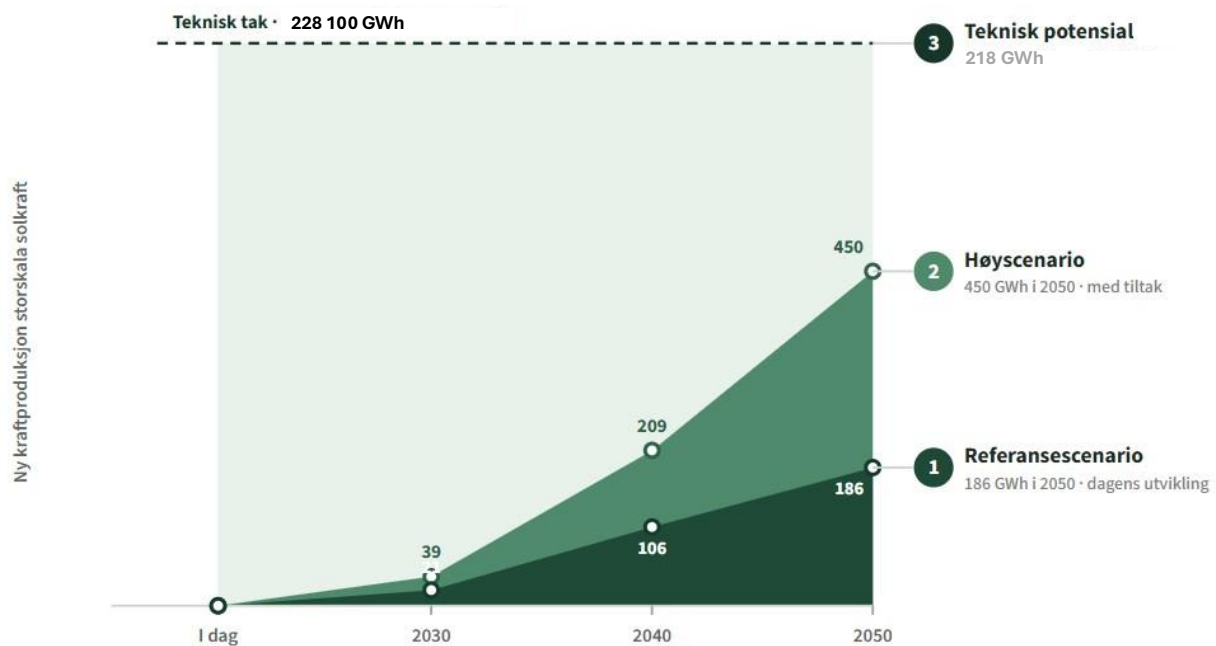
Det er ikke mulig å skille tydelig mellom bakkemontert solkraft i utmark og solkraft på grå arealer i prognosene, da disse i praksis behandles likt i konsesjonsprosesser og arealplanlegging. Begge kategorier omfattes enten av behandling hos NVE eller plan- og bygningsloven, og utviklingen må derfor vurderes samlet.

Et alternativt, mer optimistisk scenario viser at utviklingen kan bli noe høyere dersom rammebetingelsene forbedres. I dette tilfellet anslås ny kapasitet til om lag 427 MW frem mot 2050, om gir en akkumulert årlig produksjon på om lag 450 GWh i 2050. Forskjellen mellom scenarioene illustrerer særlig betydningen av:

- Lokal aksept og insentiver lokalpolitisk.
- Forbedret nettkapasitet
- økt realiseringsgrad blant prosjekter i kø
- bedre økonomiske rammevilkår

Samtidig er det viktig å understreke at Telemark har et betydelig teknisk og arealmessig potensial for bakkemontert solkraft, til tross for de nevnte begrensningene. De store sammenhengende arealene, kombinert med eksisterende kraftinfrastruktur og kompetansemiljøer innen energiproduksjon, gir et godt utgangspunkt for videre utvikling.

Dersom det legges til rette gjennom økt nettkapasitet, tydeligere rammebetingelser og eventuelle økonomiske insentiver, vil en større andel av dette potensialet kunne realiseres. Dette innebærer at utviklingen av bakkemontert solkraft i Telemark ikke primært begrenses av ressursgrunnlaget, men av dagens rammevilkår og prioriteringer i kraftsystemet.



Figur 2-11: Potensiale for storskala solkraft i Telemark

2.5.4 Status og potensial Agri-PV

Kapitlet beskriver teknisk potensial og drøfter fordeler, barrierer, økonomi og gjennomførbarhet for kombinert landbruk og solkraftproduksjon – såkalt Agri-PV.

Agri-PV inngår i, og er ikke et tillegg til, potensialet for bakkemontert solkraft

Gjennom oppdraget er det beregnet et teknisk potensiale for Agri-PV for Telemark. Resultatet inngår i det samlede tekniske potensialet for bakkemontert solkraft som presenteres i kapittel 2.5.3, og potensialet som beskrives under representerer derfor ikke et tillegg til dette tallet. Vi omtaler Agri-PV i et eget delkapittel fordi teknologien skiller seg vesentlig fra tradisjonell bakkemontert solkraft i utbyggingsform, arealbruk og modenhet, og fordi den reiser egne problemstillinger knyttet til jordvern og kombinert mat- og energiproduksjon.

Grunnet markedssegmentets foreløpige umodenhet i Norge har vi valgt å ikke tallfeste Agri-PV i referansescenarie eller høy-scenarie for kraftproduksjon mot 2030, 2040 og 2050. Markedet i Norge er per i dag for umodent til at en slik kvantifisering vil gi et pålitelig bilde, og vi holder oss i stedet til en overordnet beskrivelse av teknisk potensial, fordeler og barrierer.

Beregnet teknisk potensial: om lag 9 GWp knyttet til Telemarks grovfôr- og kornarealer

Basert på eksisterende arealer benyttet til grovfôr- og kornproduksjon er potensialet for Agri-PV estimert til om lag 9 GWp installert effekt, tilsvarende en årlig kraftproduksjon på rundt 10 TWh – en betydelig potensiell ressurs i fylket.

Analysen er basert på arealstatistikk fra SSB, supplert med data fra NIBIO som gir informasjon om bruken av landbruksarealene. Det er gjort en avgrensning til arealer benyttet til produksjon av grovfôr (56 % av jordbruksarealet i Telemark) og korn (30 % av jordbruksarealet i Telemark), da disse vurderes som mest egnet for kombinasjon med solkraft. Løsninger med delvis tak over frukt- og bærproduksjon er ikke inkludert i analysen, både fordi slike systemer er mer spesialiserte og i mindre grad standardisert, og fordi frukt- og bærproduksjon utgjør en liten andel av landbruksarealet i Telemark (om lag 2,2 %) og dermed er neglisjerbart for det store bildet.

For å ivareta fortsatt landbruksdrift er det lagt til grunn bruk av vertikale solcellepaneler, med en innbyrdes avstand på 12 meter. Den relativt store avstanden mellom radene er valgt for å sikre tilstrekkelig plass til maskinbruk og drift mellom panelene, som vist i bildet.



Figur 2-12: Next2Sun sitt Agri-PV system, som er lagt til grunn i potensialvurderinger

Fordeler: kombinert mat- og energiproduksjon på samme areal

En av de største fordelene med Agri-PV er at teknologien kombinerer energiproduksjon og matproduksjon på samme areal. I motsetning til

tradisjonell bakkemontert solkraft innebærer dette at arealet fortsatt kan benyttes til jordbruk. Landbruksarealer er samtidig blant de mest attraktive arealene for solkraftutbygging, da de ofte er flate, godt drenerte, lett tilgjengelige og allerede tilrettelagt for maskinbruk og adkomst. Dette gir enklere og rimeligere utbygging enn mange bakkemonterte solkraftprosjekter i skog- og fjellområder, hvor terrengtilpasninger, sprengning, veibygging og nettilknytning ofte utgjør betydelige kostnader. For Agri-PV kan installasjonen i mange tilfeller gjennomføres med relativt enkle fundamentløsninger, for eksempel nedrammede peler, og med begrensede terrenginngrep. Samlet gjør dette Agri-PV til en arealeffektiv løsning med minimale naturinngrep, som kombinerer mat- og energiproduksjon samtidig som utbyggingskostnadene potensielt kan reduseres sammenlignet med tradisjonell bakkemontert solkraft.

Samtidig vil både energiproduksjonen og landbruksproduksjonen normalt bli noe lavere enn dersom arealet utelukkende benyttes til henholdsvis solkraft eller jordbruksproduksjon. Agri-PV innebærer derfor et kompromiss, hvor målet er å maksimere den samlede verdiskapingen fra arealet snarere enn å optimalisere én enkelt produksjon. Det pågår i tillegg omfattende forskning internasjonalt på Agri-PV, der flere studier viser at enkelte avlinger kan ha positive effekter av delvis skyggelegging, blant annet gjennom redusert vannstress og et mer stabilt mikroklima. Dersom slike effekter også kan dokumenteres under norske forhold, kan Agri-PV bidra til å redusere konflikter mellom matproduksjon og energiproduksjon.

Barrierer: umoden teknologi i Norge og uavklart forhold til jordlova

Til tross for det store tekniske potensialet vurderes det som lite sannsynlig at Agri-PV vil få stort omfang frem mot 2030. Teknologien er fortsatt i en tidlig fase i Norge, med få referanseprosjekter og begrenset erfaring med norske klima- og driftsforhold. Utviklingen vil derfor i stor grad avhenge av pilotprosjekter og videre teknologiutvikling.



En sentral regulatorisk utfordring er forholdet til jordlova, som skal sikre langsiktig forvaltning av dyrka og dyrkbar jord. Selv om Agri-PV legger til rette for fortsatt landbruksdrift, er det fortsatt usikkerhet knyttet til hvordan større anlegg vil bli vurdert etter dagens regelverk.

Økonomi og gjennomførbarhet: avhenger av teknologiutvikling, pilotprosjekter og regulatorisk avklaring

Utover de regulatoriske avklaringene nevnt over, vil økonomien i Agri-PV på lengre sikt – frem mot 2040 og 2050 – i stor grad avhenge av om teknologien modnes og kostnadene faller etter hvert som flere pilotprosjekter realiseres, både i Norge og internasjonalt. Selv om Agri-PV trolig ikke vil bli en dominerende utbyggingsform på kort sikt, kan teknologien på lengre sikt representere en viktig mulighet for Telemark. Det store arealgrunnlaget, kombinert med muligheten for fortsatt landbruksproduksjon og økt lokal energiforsyning, gjør Agri-PV til en teknologi som bør følges tett i årene fremover.

Inspirasjon: Agri-PV – mat og energi på samme areal

Agri-PV kan redusere arealkonflikter: Teknologien gjør det mulig å produsere både mat og strøm på samme areal, i stedet for å måtte velge mellom energiproduksjon og jordbruk.

- **Gode arealer:** Jordbruksarealer er ofte flate, godt drenerte og lett tilgjengelige. Dette gjør dem teknisk attraktive for solkraftutbygging og gir enklere og rimeligere installasjon enn mange bakkemonterte anlegg i skog- og fjellområder. Eksisterende adkomstveier, maskinbruk og begrenset behov for terrenginngrep bidrar til reduserte utbyggingskostnader.
- **Kan styrke gårdens energisikkerhet:** Agri-PV kan bidra til økt selvforsyning av energi på gårdsnivå og redusere eksponeringen mot svingende kraftpriser. Lokal produksjon av strøm kan dekke deler av energibehovet til blant annet korntørking, ventilasjon, kjøling og annen gårdsdrift, samtidig som belastningen på distribusjonsnettet reduseres.
- **Kan ha positiv effekt på avlinger:** Forskningsprosjekter viser at enkelte avlinger kan dra nytte av delvis skyggelegging fra solcelleanlegg. Redusert vannstress, lavere fordampning og et mer stabilt mikroklima kan i enkelte tilfeller bidra til å opprettholde eller forbedre avlingsnivået. Hvor stor effekt dette vil ha under norske forhold er fortsatt usikkert og krever videre forskning.

Telemark har betydelige jordbruksarealer og et beregnet teknisk potensial på rundt 9 GWp, tilsvarende om lag 10 TWh årlig produksjon. Selv om potensialet neppe vil realiseres fullt ut, viser det at Agri-PV kan bli et viktig supplement til både tradisjonelt landbruk og annen solkraftutbygging.



2.5.5 Status og potensial solkraft på grå arealer

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for solkraft installert på grå areal i Telemark.

Tabell 2-10: Vurdering av solkraft på grå arealer som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensial med god lønnsomhet

Solkraft på grå arealer (nedbygde arealer) representerer et viktig supplement til både solkraft på bygg og bakkemonterte anlegg i utmark. Slike arealer kan i større grad tas i bruk uten nye naturinngrep, og trekkes derfor ofte frem som et særlig konfliktreduserende alternativ for videre solkraftutbygging.

Potensialet for solkraft på grå arealer i Telemark er kartlagt basert på samme metodikk som i Multiconsults rapport fra 2024 om nedbygde arealer. Analysen omfatter følgende arealkategorier:

- Anleggsområder
- Industriområder
- Kai og brygge
- Nedlagte deponier
- Parkeringsområder
- Grustak og steintipper

Disse arealtypene er karakterisert ved at de allerede er tatt i bruk eller påvirket av menneskelig aktivitet, og dermed i utgangspunktet vurderes som mer egnet for solkraftutbygging enn urørte naturområder.

Basert på denne kartleggingen er det tekniske potensialet for solkraft på grå arealer i Telemark estimert til om lag 207 MWp, tilsvarende en årlig kraftproduksjon på rundt 300 GWh. Potensialet er lavere enn for både bygg og bakkemontert solkraft i utmark, men representerer likevel et betydelig bidrag til kraftsystemet, spesielt gitt at arealene i stor grad er konfliktreduserte.

Denne analysen er også basert på GIS-uttak og for å avgrense til relevante og teknisk gjennomførbare prosjekter er det lagt inn flere kriterier i analysen. Det er kun inkludert arealer større enn 1 000 m², for å sikre at områdene har tilstrekkelig størrelse til å være aktuelle for solkraftutbygging. Videre er det lagt en begrensning på maksimal avstand til nett på 2 000 meter, basert på antakelser om økonomisk gjennomførbar nettilknytning.

Disse avgrensningene innebærer at potensialet representerer arealer som i større grad er teknisk tilgjengelige enn et rent teoretisk maksimum, men det må likevel understrekes at resultatet fortsatt utgjør et teknisk potensial. Flere av arealene vil i praksis ikke være tilgjengelige for utbygging som følge av andre arealinteresser, eksisterende bruk eller økonomiske forhold. Erfaringer fra den nasjonale kartleggingen viser at mange av de identifiserte arealene enten:

- er avsatt til andre formål i arealplaner
- har høy alternativ verdi (for eksempel næringsutvikling)



- er i aktiv bruk, noe som begrenser tilgjengeligheten

I tillegg kan enkelte arealtyper medføre høye utbyggingskostnader. For eksempel krever parkeringsplasser ofte carportløsninger, og deponier kan ha tekniske begrensninger knyttet til fundamentering. Dette gjør prosjektene mindre lønnsomme sammenlignet med tradisjonelle bakkemonterte anlegg.

Avstand til eksisterende strømmnett er også en viktig faktor. Selv om mange grå arealer ligger nær bebyggelse og infrastruktur, er det betydelig variasjon, og enkelte arealer kan kreve investeringer i nettilknytning for å være økonomisk realiserbare.

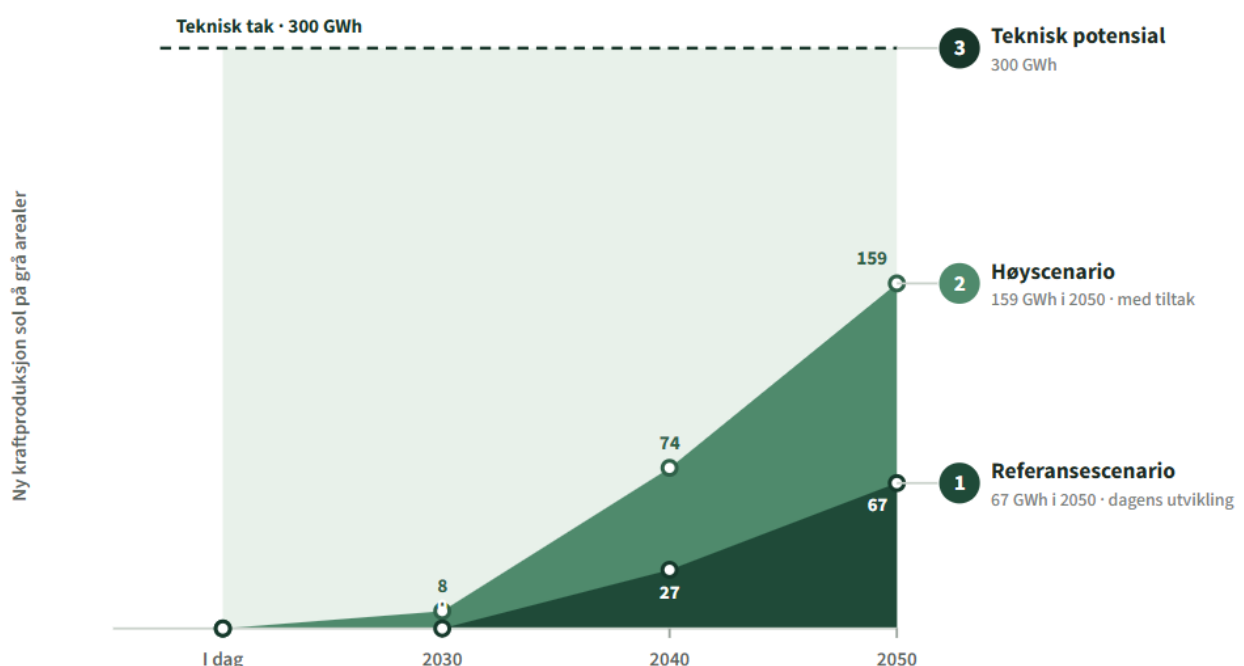
Samlet sett fremstår solkraft på grå arealer som et attraktivt alternativ med tanke på arealbruk og konflikt, men med begrensninger knyttet til økonomi, tilgjengelighet og konkurrerende arealinteresser. Potensialet er dermed mer moderat enn for andre utbyggingsformer, men kan være særlig relevant i områder der både nettkapasitet og arealtilgang er gunstig.

Solkraft på grå arealer i 2030, 2040, og 2050

Utviklingen av solkraft på grå arealer i Telemark frem mot 2030, 2040 og 2050 er preget av betydelig usikkerhet, og avhenger i stor grad av økonomiske og regulatoriske rammebetingelser. Grå arealer omfatter blant annet industriområder, parkeringsplasser, deponier og andre nedbygde områder, hvor solkraft kan etableres uten ytterligere naturinngrep.

Fremskrivningene viser at utbyggingen i et realistisk scenario vil være moderat. Installert kapasitet anslås til 46 MW i 2050, med en tilhørende produksjon på 67 GWh. Dette reflekterer dagens situasjon, hvor lønnsomheten for solkraft på grå arealer ofte er begrenset, og hvor få prosjekter realiseres uten særskilte forutsetninger.

I et mer optimistisk scenario, der rammebetingelsene forbedres, kan utviklingen bli betydelig høyere. Her anslås kapasiteten til rundt 110 MW i 2050, med en tilhørende produksjon på 159 GWh. En slik utvikling forutsetter økte insentiver, støtteordninger eller generelt bedre lønnsomhet for solkraftprosjekter.



Figur 2-13: Potensiale for solkraft på grå arealer i Telemark



Selv med bedre rammebetingelser vil utviklingen av solkraft på grå arealer møte strukturelle utfordringer. Mange av disse arealene har høy alternativverdi og er ofte avsatt til andre formål, som næringsutvikling, logistikk eller infrastruktur. I slike tilfeller vil solkraft i praksis ofte bli prioritert bort til fordel for mer lønnsomme anvendelser. Dette innebærer at solkraft på grå arealer i konkurranse med andre næringer sjelden vil være det mest attraktive alternativet.

For at en større andel av potensialet skal realiseres, vil det i mange tilfeller være nødvendig at arealer aktivt settes av til energiformål gjennom kommunal planlegging. Uten slik prioritering vil tilgjengeligheten av egnede arealer forbli begrenset, selv om de teknisk sett finnes.

Samlet sett viser analysen at solkraft på grå arealer har et interessant potensial, særlig fordi utbyggingen kan skje uten nye naturinngrep. Samtidig er dette potensialet i stor grad begrenset av arealkonkurranse og økonomi. Selv med støtteordninger vil grå arealer i mange tilfeller være krevende å realisere, og utviklingen vil derfor trolig forbli et begrenset, men nyttig supplement til øvrig solkraftutbygging i Telemark frem mot 2050.

2.5.6 Økonomi og gjennomførbarhet

Utviklingen av solkraft i Telemark er i stor grad avhengig av økonomiske rammebetingelser og praktisk gjennomførbarhet. Selv om det tekniske potensialet for solkraft er betydelig på tvers av flere teknologier, er det kun en begrenset andel av dette som forventes realisert frem mot 2050. Dette skyldes i hovedsak økonomiske forhold, nettkapasitet, arealtilgang og sosial aksept.

For solkraft på bygg er gjennomførbarheten generelt høy sammenlignet med øvrige teknologier. Anleggene kan etableres uten større naturinngrep, og prosjektene har lavere kompleksitet og risiko. Samtidig er lønnsomheten varierende. I næringssegmentet er økonomien ofte god, mens den er svakere for husholdninger, blant annet som følge av fastprisordninger og høye investeringskostnader. Sosial aksept for solkraft på bygg er gjennomgående høy, da tiltakene i liten grad påvirker omgivelsene.

For bakkemontert solkraft er situasjonen mer sammensatt. Selv om det tekniske potensialet er svært stort, er gjennomførbarheten begrenset av nettkapasitet, avstand til infrastruktur og kostnader. I tillegg kan slike prosjekter møte motstand lokalt, særlig der utbygging påvirker landskap, natur eller friluftsområder. Dette innebærer at sosial aksept kan være en viktig begrensende faktor, i tillegg til økonomiske forhold.

Solkraft på grå arealer har et særlig potensial ved at utbygging kan skje uten nye naturinngrep, noe som generelt gir høyere sosial aksept enn utbygging i urørt natur. Likevel er gjennomførbarheten begrenset av at disse arealene ofte har høy alternativverdi og er avsatt til andre formål. I praksis vil solkraft derfor ofte tape i konkurranse med mer lønnsomme anvendelser. For å øke realiseringen vil det kreve både økonomiske insentiver og aktiv arealprioritering fra kommunene.

Agri-PV fremstår som et nisjesegment med lavt samlet potensial. Løsningen kan ha relativt god lokal aksept der den kombineres med eksisterende drift, men er samtidig avhengig av tilpasning til landbrukspraksis og regulatoriske avklaringer, særlig knyttet til jordlova. Teknologien vil i hovedsak være relevant for lokal energibruk og kan bidra til å redusere belastningen på strømmettet gjennom økt egenforbruk.

På tvers av teknologiene peker flere forhold seg ut som avgjørende for gjennomførbarheten:

- Nettkapasitet: En av de største begrensningene, særlig for større produksjonsanlegg
- Økonomi: Mange prosjekter er avhengige av støtteordninger eller forbedret lønnsomhet
- Arealtilgang: Konkurranse om arealer begrenser særlig grå arealer og bakkemontert solkraft



- Rammebetingelser: Reguleringer og konsesjonsprosesser påvirker utviklingen i stor grad
- Sosial aksept: Lokal aksept varierer mellom teknologier og påvirker særlig større inngrep i landskap og arealbruk

Samlet sett er det ikke mangel på teknisk potensial som begrenser utviklingen av solkraft i Telemark, men snarere økonomi, nettkapasitet, arealprioriteringer og grad av lokal aksept. Med dagens rammebetingelser forventes en gradvis, men moderat utvikling. Dersom det legges til rette gjennom forbedrede økonomiske virkemidler, økt nettkapasitet og tydeligere prioritering av solkraft i arealplanleggingen, samtidig som lokal aksept ivaretas, kan en større andel av potensialet realiseres frem mot 2050.

Eksempel til inspirasjon: Oslos satsing på solenergi

Oslo har det siste året økt ambisjonsnivået for solenergi betydelig, og kan tjene som referanse for hvordan en kommune kan bruke egne virkemidler for å få fart på utbyggingen.

- **Tydelig mål:** Byrådet har lagt fram et forslag til veikart for sol med mål om å tidoble solenergikapasiteten innen 2040, til minst 400 MW installert effekt, tilsvarende strømforbruket til rundt 20 000 husstander og en årlig produksjon på om lag 0,3 TWh.
- **Egne eiendommer foran:** Kommunen har i tillegg satt et eget delmål om minst 15 MW installert kapasitet på kommunale eiendommer, inkludert kommunens grå arealer, for å gå foran i egen portefølje før man stiller krav til andre.
- **Direkte investeringsstøtte:** Næringsbygg kan få inntil 20 % av investeringskostnaden (opp til 3 500 kr/kWp) og maksimalt 3 millioner kroner i støttebeløp per foretak. Kommunen deler ut støtte to ganger i året gjennom auksjonsbasert ordning. Foretakene som søker, kan ikke ha mottatt annen type støtte.
- **Ønsker krav til nybygg:** Byrådet jobber overfor staten for å få hjemmel til å kunne stille krav om solenergiproduksjon på nye bygg over 500 m², en mulighet norske kommuner ikke har i dag, men som Oslo mener er nødvendig for å nå målet.

Oslos erfaring viser at en kombinasjon av tydelige mål, direkte investeringsstøtte, forenklet saksbehandling og et ønske om å kunne stille krav til nybygg kan være en modell også for kommuner i Telemark, særlig i byer og tettsteder med mye takareal.

2.6 Vindkraft

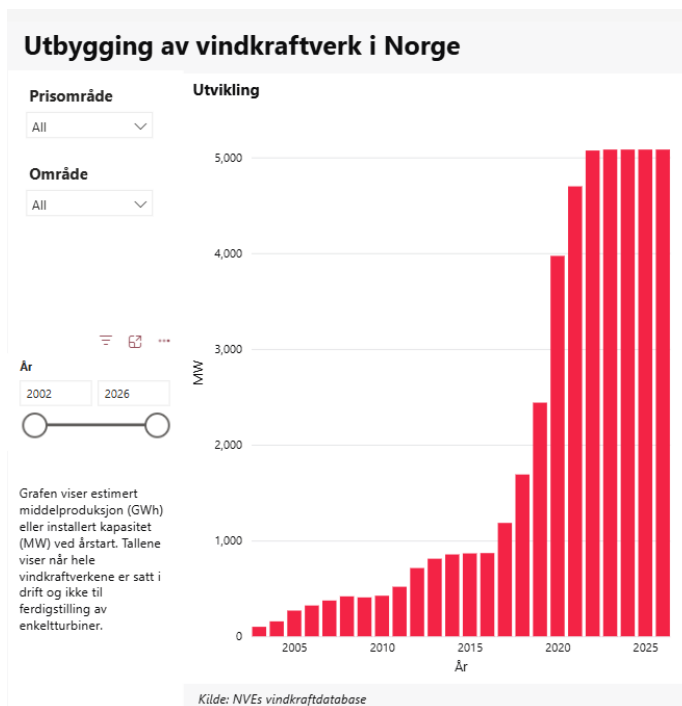
2.6.1 Energiløsningens relevans og rolle

Behovet for ny kraft øker både nasjonalt og i Telemark, og blant de fornybare teknologiene skiller landbasert vindkraft seg ut. Den kan gi store mengder ny, fornybar produksjon som monner i energibalansen, og trekkes av sentrale kraftaktører frem som det raskeste og rimeligste alternativet for ny kraft på kort og mellomlang sikt. Statkraft peker eksempelvis på at vindkraft på land i dag har den laveste kostnaden for ny kraft, og er den kilden som raskest kan øke produksjonen.

Den teknologiske utviklingen har samtidig endret hvor vindkraft er aktuelt. Høyere turbiner utnytter vindressursene langt bedre enn før, slik at også områder med mer moderate vindforhold – ned mot 6 m/s – kan gi lønnsom produksjon. Det åpner for områder som tidligere ikke ble vurdert, og gjør store deler av Telemark relevant. Mens dagens vindparker typisk har turbiner på rundt 3-4 MW, vurderes nå turbiner på 6-7 MW, og i et 10-15-årsperspektiv kan turbiner opp mot 8-10 MW (noe begrenset pga. transport) være kommersielt tilgjengelige. Større vindturbiner gjør at færre turbiner trengs for å gi samme energiproduksjon, som betyr at inngrepene i naturen blir mindre.



Selv om det teknisk sett kan være lønnsomt med utbygging flere steder i Norge enn før, har utviklingen vært svært preget av endrede rammevilkår. Fra 2012 stimulerte myndighetene til mer utbygging, blant annet gjennom den norsk-svenske elsertifikatordningen (grønne sertifikater). For å kvalifisere måtte norske anlegg være satt i drift innen utgangen av 2021, og nettopp denne fristen bidro til at utbyggingen av vindkraft økte eksponentielt mellom 2017 og 2021 (se figuren under). Etter denne perioden stoppet utbyggingen nærmest helt opp. NVE la 1. april 2019 frem et forslag til nasjonal ramme for vindkraft som pekte ut 13 områder som best egnet, men forslaget møtte massiv motstand – over 5 000 høringsinnspill, de fleste negative – og regjeringen skrinla det i oktober 2019. Konsesjonsbehandlingen av landbasert vindkraft ble stanset fra april 2019, og først i juni 2021 ble det åpnet for å gjenoppta sluttbehandlingen av enkelte saker, og da kun dersom vertskommunen ber om det. Fra 1. juli 2023 ble vindkraft i tillegg innlemmet i plan- og bygningsloven, slik at kommunene må vedta en områderegulering før NVE kan gi konsesjon, og dermed i praksis fikk vetorett i vindkraftsaker. Dette viser at rammevilkår for vind har en direkte påvirkningskraft på utbyggingstakten i Norge.



Figur 2-14: Utbyggingstakt for vindkraft i Norge 2002-2026. Kilde: NVE.

2.6.2 Status og potensial for vindkraft i Telemark

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for vindkraft i Telemark.

Tabell 2-11: Vurdering av vindkraft som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strømproduksjon	Store planarealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand, rammebetingelser	Betydelig potensial om barrierene løses

Dagens situasjon

Det er ingen vindkraftverk i Telemark i dag, men potensialet er stort på grunn av ny teknologi, og er mer aktuelt enn før på grunn av et økende behov for kraft. Det er allikevel ingen prosjekter i prosess hos NVE eller i kø for tilknytning hos Statnett per juni 2026, men det er en økende aktivitet og interesse. Blant annet Statnett viser til at det er bevegelse på området, og flere aktører som har blitt intervjuet i forbindelse med denne rapporten, peker på reelle muligheter i deler av Telemark i et 10-15 års perspektiv. Aktørene understreker samtidig at det gjennom de siste årene har vært jobbet med flere parallelle prosjekter i fylket, og at fraværet av saker hos NVE i hovedsak skyldes barrierer knyttet til lokal forankring og aksept – samt til dels rammebetingelser – snarere enn mangel på prosjektmuligheter. Grunnen til at disse ikke er kommet lenger i prosessen beskrives lenger nede



under økonomi og gjennomførbarhet. En sentral faktor er behovet for lokal forankring før prosjektutviklingen kan tre i kraft.

Per i dag er det tre konkrete, offentlige kjente initiativer som utforsker vindkraft i Telemark:

- Hydro Rein og Fritzøe Energi vurderer muligheter i Grenland med utgangspunkt i Fritzøe Skogers eiendommer
- Cloudberry Clean Energy, Skagerak Kraft og Løvenskiold-Fossum utreder vindkraft i Skien kommune.
- Lanner Vindkraftverk i Porsgrunn kommune: Bystyret i Porsgrunn har vedtatt konsekvensutredning av Norsk Vind sitt planlagte vindkraftverk på 8 turbiner og årlig produksjon på 170 GWh.

I tillegg er Fred. Olsen Renewables en aktiv aktør i fylket, som i 2014 måtte stoppe planer om et anlegg i størrelsesorden 1 TWh i Drangedal og Nome (se tekstboks under). Ingen av disse prosjektene har per i dag formelt meldt prosjekter til NVE eller Statnett, og de er ikke vurdert videre i forbindelse med denne rapporten. De viser likevel at det er aktivitet, og at særlig Grenlandskommunene, Drangedal og Nome utpeker seg. Mye henger sammen med industriell aktivitet: en stor del av kraften vil kunne gå inn mot Grenlandsregionen, som har et betydelig og økende kraftbehov fra industrien. For flere av de aktuelle prosjektene trekkes industriens kraftbehov frem av intervjuede aktører som den viktigste drivkraften.

Tekstboks: Brunane-Luberg vindkraftverk – kommunens vetorett i praksis

Prosjektet: Brunane-Luberg er et planlagt hybridkraftverk (vind og sol) på Lundeheia, i fjellområdene mellom Brunane og Luberg på grensen mellom Drangedal og Nome. Fred. Olsen Renewables utvikler prosjektet sammen med Drangedal Kraft og Telemark Energi. Planene omfattet inntil 57 vindturbiner over et areal på om lag 32 km² (tilsvarende halve Horten kommune), med en anslått produksjon på 0,8–1,2 TWh.

Vedtaket: 5. september 2024 stemte Drangedal kommunestyre nei (12 mot 8 stemmer) til videre utredning av planene. Ap, Høyre, Venstre og Frp stemte mot, mens Sp, MDG, KrF og SV stemte for. Det var betydelig lokal motstand i bygda.

Hvorfor det er relevant: Kraften var blant annet tiltenkt elektrifisering av industrien i Grenland, men prosjektet ble stoppet før det ble konsekvensutredet. Saken illustrerer hvordan kommunen, etter regelendringen 1. juli 2023, må vedta en områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan gi konsesjon – og dermed i praksis har vetorett. Når et prosjekt stanses på dette stadiet, blir kraftverkets faktiske inngrep, konsekvenser og muligheter aldri belyst gjennom en konsekvensutredning.

Lærdom: Eksempelet understreker at lokal aksept og forankring er den mest avgjørende faktoren for gjennomførbarhet. Tidlig involvering av kommunen og berørte innbyggere, kombinert med forutsigbare rammevilkår, er en forutsetning for at vindkraftprosjekter skal kunne realiseres.

Kilder: NRK – «Tommel ned for vindkraftprosjektet i Drangedal» (05.09.2024) · Fred. Olsen Renewables – Brunane-Luberg

Teknisk potensial

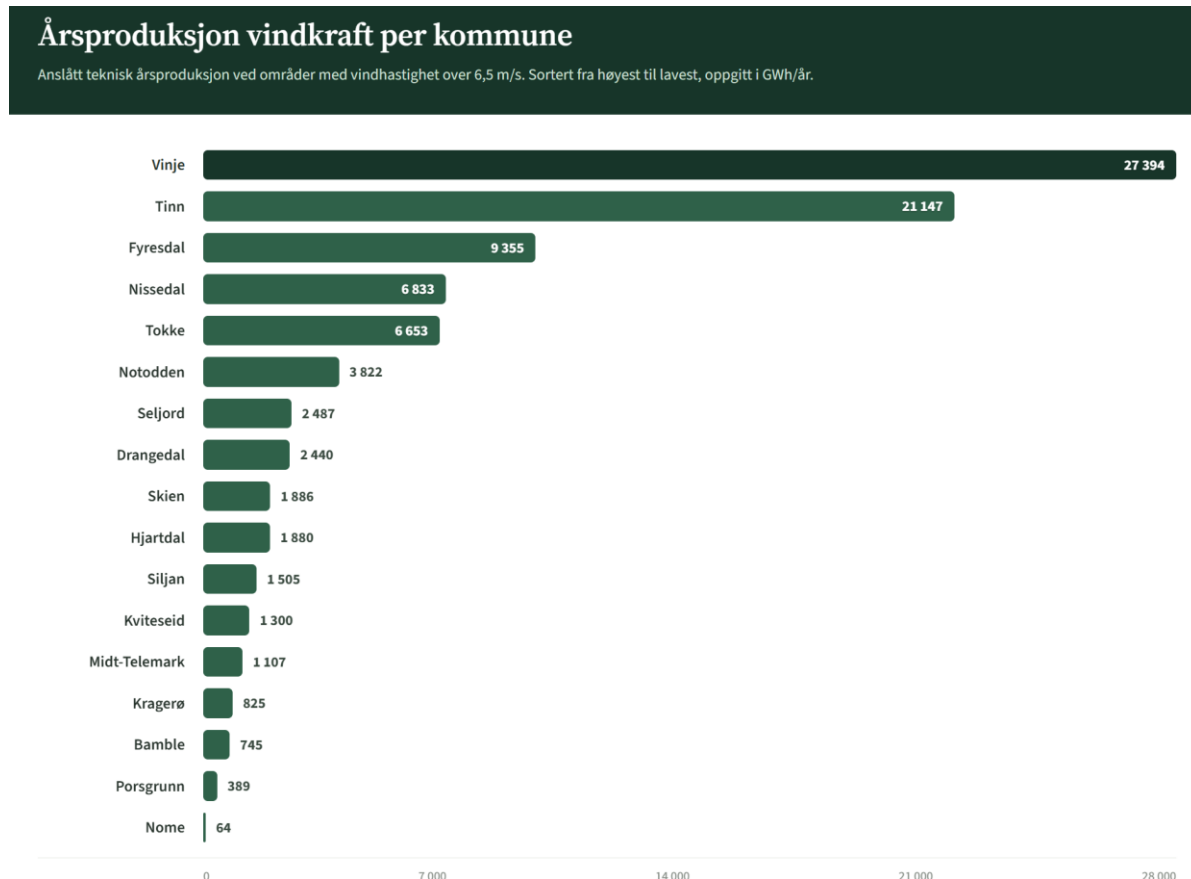
Det tekniske potensialet for vindkraft er beregnet ved hjelp av en GIS-analyse som baserer seg på NVE's vindkart, og ekskluderer områder som representerer *harde nei* for vindkraft. Kriteriene er de samme som NVE brukte i sin nasjonale kartlegging i 2009. For full liste over kriterier og metode, se vedlegg. Som beskrevet i Kapittel 1.6 kan det tekniske potensialet for vindkraft også anses som teknisk-teoretisk, da det inneholder arealer som ikke er aktuelle, men som ville krevet mer inngående analyser for å utelukke. Det brukes allikevel «teknisk potensial» som disse områdene.

Analysen gir at totalt 3 100 km² er teknisk (teoretisk) mulig areal for vindkraft i hele Telemark. Merk at analysen er forenklet, og blant annet ikke har med hytteområder, helning i terreng (noe det er mye av i Telemark), nett eller logistikk-hensyn. Dette er et enormt areal, og ikke fornuftig eller realistisk å bygge



ut. Det tekniske teoretiske potensialet som beregnes basert på dette arealet, har til hensikt å illustrere at det ligger et stort *ressursgrunnlag* for vindkraft i fylket, som teoretisk sett er mulig å utnytte, og hvilke kommuner som skiller seg ut. Nøkkeltall som ligger til grunn for beregningen er beskrevet i Metode. Flere av de intervjuede aktørene understreker at det tekniske potensialet i praksis er lite beslutningsrelevant, fordi restriksjoner knyttet til blant annet villrein, fritidsbebyggelse, naturhensyn, logistikk og nett utelukker store deler av arealet.

Totalt teknisk potensial er beregnet til **89 TWh**, men det realistiske potensialet er langt lavere (se Realisering over tid). Fordelinger per kommune av det tekniske ressursgrunnlaget kommer frem av figuren under:



Figur 2-15: Teknisk potensial for vindkraft fordelt på kommuner.

Vinje og Tinn er, sammen med Tokke, fylkets største vannkraftkommuner og bidrar dermed allerede med betydelig fornybar produksjon og anses av aktører som er intervjuet, som lite aktuelle. Også Fyresdal anses som mindre aktuell, blant annet på grunn av reinbeite. Selv om reindriftsområder er ekskludert, ligger de indentifiserte områdene i disse kommunene tett på de definerte reindriftsområdene. For innlandskommunene generelt er også avstanden til god nettilknytning og fremkommelige veier en avgjørende barriere: vindturbiner består av store komponenter som er krevende å frakte, og lang vei til nettet svekker lønnsomheten. Samlet gjør dette at innlandsområdene fremstår som mindre aktuelle for vindkraft på kort sikt.

Realisering over tid

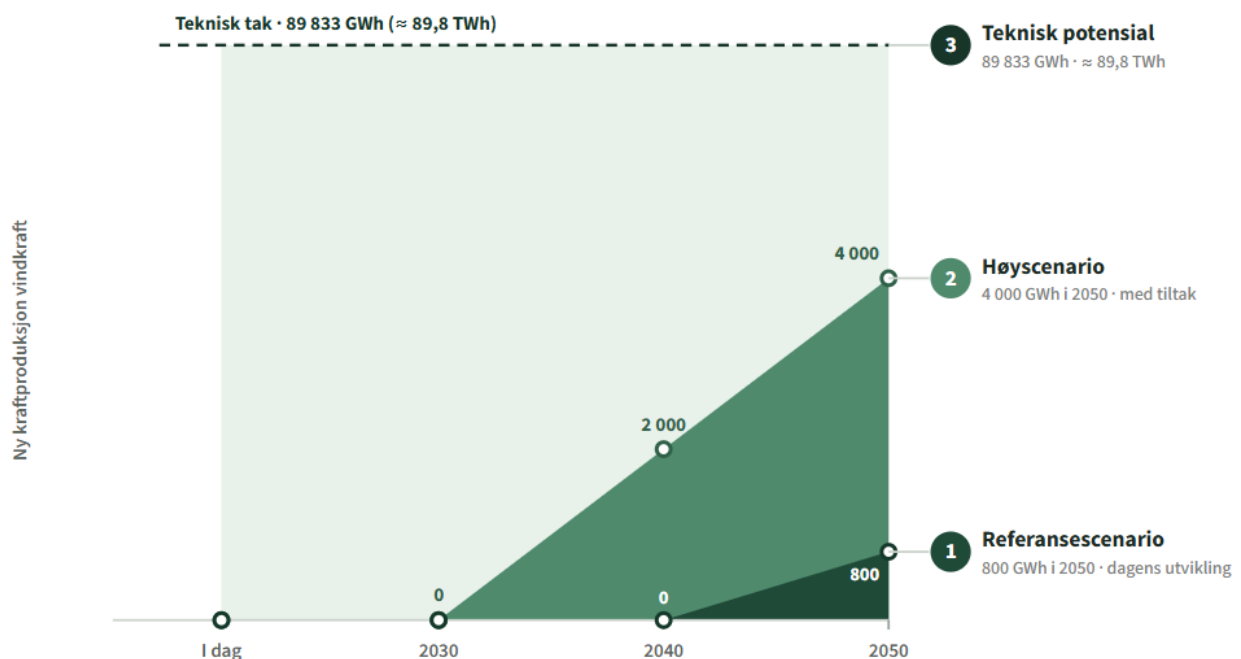
Aktuelle områder for vindkraft handler ikke først og fremst om hvor det blåser mest, men hvor det er tilgang på nett, infrastruktur og hvor man har en god lokal forankring og aksept (se mer under Økonomi og gjennomførbarhet). Frakt av store turbindeler er også en utfordring, siden norske tunneler og broer har en standard maksimal høyde som ikke muliggjør frakt av de største delene, samt at svingete veier



gjør transport vanskelig. Tilgang til kaianlegg og korte transportruter vil derfor øke gjennomførbarheten betraktelig. Videre er positive grunneiere en viktig forankringsfaktor. En styrke i Telemark er grunneierstrukturen som ofte preges av relativt store og profesjonelle grunneiere, som kan forenkle dialog og utvikling.

I Telemark betyr dette at kystnære kommuner er mest aktuelle på kort og mellomlang sikt, men at innlandskommuner med gjennomføringskraft, lave fysiske barrierer og for eksempel nærliggende industri, også kan være aktuelle for vindkraftprosjekter.

Med dagens utvikling er det ikke ansett som realistisk å realisere vindprosjekter av betydelig størrelse innen 2030 eller 2040. Etter 2040 kan 1-2 vindparker være realisert med dagens utviklingstakt, som kan tilsvare rundt 800 -1000 GWh/år. Med målrettede tiltak og endrede rammebetingelser, kan Telemark få 2-4 TWh eller mer innen 2050. Om det ønskes å realiseres mer raskere, (som for eksempel rapporten fra Powered by Telemark tidligere i år skisserer), må målrettet innsats for særlig lokal forankring trå i kraft snarest, for å kunne realisere flere vindparker i løpet av en 10-års periode. Høyscenario legger til grunn at 2-3 parker kan bygges innen 2040, mens totalt 3000 GWh er realisert innen 2050. Mulighetsrommet er som nevnt over langt større enn dette, om man ønsker å legge til rette for mer vindkraft i Telemark.



Figur 2-16: Potensialer for vindkraftproduksjon i 2030, 2040 og 2050. Merk figuren ikke er skalert. Det tekniske taket på 89 TWh er flere titalls ganger større enn scenarioene; avstanden til taket er derfor komprimert for å vise alle tre nivåene samtidig.

2.6.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Telemark har gode vindressurser både i fjellet og i kystnære områder, og den regionale betydningen er tydeliggjort i rapporten «Hva skal til for 40 øre i NO2?», laget for Powered by Telemark. Rapporten peker på vindkraft på land som en nøkkel til å bringe strømprisen i prisområde NO2 ned mot 40 øre/kWh innen 2035, noe som igjen kan legge til rette for mer næringsliv i regionen. Men vindkraft er krevende å realisere. Selv 1 TWh i Telemark innen 2035 fremstår som lite realistisk med dagens rammevilkår og lange ledetider.



Vindkraftutbygging er et meget omdiskutert og betent tema i Norge i dag, hvor den største og mest avgjørende faktoren for gjennomførbarhet er **lokal aksept og forankring**. Uten dette er det ikke mulig å etablere vindkraftprosjekter, selv om man gjennom andre sentrale vurderingskriterier (se kapittel om metode) vurderer det som et godt prosjekt. Prosessene fra planlegging til byggefase tar gjerne rundt syv år, noe som også innebærer stor risiko for at politisk eller lokal forankring endrer seg underveis. Derfor er tidlig involvering av kommunen og berørte innbyggere viktig, samt at det er forutsigbare rammevilkår for utbyggerne.

Verdien av vindkraftverkene må i tillegg måles mot effektene på natur og samfunn. Disse effektene må vurderes detaljert gjennom en **konsekvensutredning** for å sikre at den samlede samfunnsøkonomiske gevinsten overstiger de samlede samfunnsmessige kostnadene. En betydelig faktor er de store arealene som kreves for en vindpark, men inngrep kan reduseres gjennom bl.a. flerbruk av natur og gjenbruk av veier, eller ved bruk av større turbiner som nevnt over. Selv om planarealene er store for vindparker, er det verdt å merke seg at direkte inngrep i naturen er i størrelsesorden 3–5 prosent av totalt planareal, ifølge NVE. Aktører som er intervjuet, peker på at vindkraftutbygging i Telemark i stor grad har vært aktuelt i kultiverte eller delvis kultiverte skogsområder der det allerede finnes inngrep fra skogsdrift, skogsbilveier og veiutbygging knyttet til fritidsbebyggelse. Ifølge disse aktørene vil et kraftvolum på rundt 2 TWh typisk kreve i størrelsesorden 100 km internveier, noe de vurderer som begrenset sett opp mot eksisterende arealbruk i fylket.

I tillegg har vindturbiner en levetid på 25–30 år, som betyr at disse enten kan byttes med mer effektive turbiner etter levetiden (som flere parker i Norge gjør i dag, som for eksempel Smøla vindpark som får færre, men høyere turbiner), eller tas ned og områdene tilbakeføres. Vindparker er dermed ikke permanente installasjoner, som skiller vindkraft fra mange andre former for arealbruk.

Nett er en viktig, men ikke entydig begrensende faktor. Enkelte prosjekter krever kostbare nettløsninger for direkte tilknytning til sentralnettet, mens betydelige volumer kan knyttes til eksisterende nett dersom prosjektene plasseres strategisk.

Den mest avgjørende usikkerheten for vindkraft i Telemark er derimot ikke vinden eller teknologien, men **rammebetingelsene**. Landbasert vindkraft har et høyere skatte- og avgiftsnivå enn ordinær industri, og de siste årene har vist at ordningene er lite forutsigbare. Flere har kommet brått og dels med tilbakevirkende kraft, noe som gjør prosjekter krevende for utbyggere å regne på over tid. For kommunene er to forhold særlig sentrale. For det første gir flere av ordningene lokale inntekter: en statlig produksjonsavgift (2,42 øre/kWh i 2026) føres tilbake til vertskommunen via NVE, og kommunen kan i tillegg skrive ut eiendomsskatt på anlegget, mens grunnrenteskatten (effektiv sats 25 prosent, innført fra 2024) tilfaller primært staten. Enkelte av de intervjuede aktørene peker på at en større andel av verdiskapingen tilbake til vertskommunene kan være avgjørende for å styrke den lokale aksepten. For det andre må kommunen selv, etter regelendringen 1. juli 2023, vedta en områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan gi konsesjon. Kommuner kan slik loven er i dag, stoppe et prosjekt før det i det hele tatt konsekvensutredes. Dette gjør at faktaopplysninger om kraftverkets inngrep, konsekvenser og muligheter ikke blir belyst før prosjektet må skrinlegges. Kommuner har altså vetorett i slike saker i praksis, og utgjør en stor risikofaktor for utbyggere. Enkelte aktører peker på en mulig, kortsiktig løsning som krever politisk vilje: Dersom vindkraftaktører får eie sitt eget nett frem til sluttkunde, vil man unngå mye av barrierene rundt søknadsprosesser og nettilknytning hos Statnett.

Til tross for krevende rammebetingelser vurderer aktørene vi har snakket med at Telemark har et reelt, men mer marginalt vindkraftpotensial enn de aller beste vindregionene på for eksempel Vestlandet. Vindressursen er gjennomgående noe lavere, men på nivå med områder der det allerede er bygd ut



vindkraft på Østlandet. Telemark kan derfor være konkurransedyktig, forutsatt riktig lokalisering, tilgang på nett og god lokal forankring.

2.7 Biogass

2.7.1 Energiløsningens relevans og rolle

Biogass er en naturlig del av fremtidens energimiks og bør forstås som en integrert del av Telemarks energisystem – ikke bare som energibærer, men som en sirkulærøkonomisk løsning med klimapositivt potensial. Et biogassanlegg basert på husdyrgjødsel, matavfall og avløps slam kan oppnå en karbonintensitet (CI-score) på ned mot -59 %, noe som gjør det til en av de få energiløsningene som faktisk fjerner klimagasser fra atmosfæren netto, samtidig som det utnytter en ressurs som ellers kunne gått til spille. Dette gjør biogass til et særlig verdifullt verktøy dersom det anvendes der samfunnsnyttien er størst.

Det sentrale spørsmålet er ikke om Telemark skal bygge egne store produksjonsanlegg – men at ressursgrunnlaget faktisk utnyttes, og at etterspørselssiden stimuleres der biogass er en fornuftig løsning fra et samfunnsperspektiv. En helhetlig tilnærming på tvers av sektorer – der landbruk, klima, transport og industri sees i sammenheng – er nødvendig for å realisere potensialet.

Biogass passer særlig godt inn i industrielle symbioser der organiske reststrømmer kan omdannes til energi og biogjødsel lokalt. Relevante eksempler for Telemark:

- Gårdsanlegg: Husdyrgjødsel må prosesseres innenfor om lag 20 km fra kilden – gårdsbaserte anlegg er derfor den naturlige løsningen for innlandskommunene, med biogjødsel som verdifullt biprodukt.
- Landbasert fiskeoppdrett: Oppdrettsanlegget på Rjukan representerer en interessant ressurs – slakteavfall og slam fra slike anlegg er egnet råstoff for biogassproduksjon. Dersom Telemark realiserer flere landbaserte oppdrettsanlegg, kan dette inngå i en regional biogassstrategi og styrke grunnlaget for lokale anlegg.
- Industrielle symbioser: Organiske reststrømmer fra eksempelvis landbasert oppdrett og nærliggende gårder kan prosesseres lokalt og inngå som innsatsfaktor i relevante næringssegmenter i omgivelsene – eksempelvis for bruk i veksthus.

Biogassens systemnytte er særlig relevant i Telemark, der nettkapasiteten er under press fra industri og ny næringsvirksomhet – og der elektrifisering av tungtransporten ligger etter resten av landet, målt i utnyttelse av Enovas støtteprogram for bedriftslading. Der ladeanlegg for tungtransport krever flere megawatt ladeeffekt, krever en biogasslastebil null nettkapasitet til drift. Et flåteskifte til biogass for tungtransport, renovasjon og anleggsmaskiner frigjør dermed nettkapasitet til industrielle formål uten ny nettinfrastruktur. For lette lastebiler med depotkjøring og innen kollektivtransport er elektrifisering allerede dominerende – her er biogassens fortrinn svakere.

Gassinfrastrukturen i Grenland gir biogassen et bredere anvendelsesområde enn transport alene. Redo Biosolutions drifter et distribusjonsnett fra Herøya Industripark via Porsgrunn vest til Gimsøyområdet i Skien – et blandet natur- og biogassnett med kapasitet på om lag 60 MW overføringskapasitet og betydelig ledig kapasitet. Nettverket er relevant for avlastning av strømforbruk hos næringskunder og for prosesser som ikke lar seg elektrifisere direkte, som høytemperatur dampproduksjon. Yara er per i dag ikke tilkoblet og representerer et eksempel på uforløst potensial.

For en ny havn i Telemark er det også aktuelt å kunne tilby alle energibærere skipsfarten etterspør. LBG (liquefied biogas) er i denne forbindelse et naturlig alternativ for skip som allerede opererer på LNG – med samme bunkringsinfrastruktur, men fornybart opphav. Etter 2030 ventes LBG å bli et konkurransedyktig maritimt drivstoff grunnet utslippskrav. Det er også mulig å tenke seg en toveis



modell der skip bunkrer LBG lokalt, mens havnens biogasstanker fungerer som buffer for landbaserte anvendelser via det eksisterende gassnett.

2.7.2 Status og potensial

Tabellen nedenfor gir en samlet vurdering av biogass som energiløsning i Telemark.

Tabell 2-12: Vurdering av biogass som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster nettet	Ingen inngrep	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional drivstoff-strategi

Dagens biogassproduksjon i Telemark

Det finnes per i dag ingen biogassproduksjon innenfor Telemarks fylkesgrenser som er oppgradert til drivstoffkvalitet og dermed teller i statistikken som presenteres. Grenland-kommunenes matavfall og husdyrgjødsel sendes i dag til Greve Biogass på Sem i Vestfold (Den Magiske Fabrikken AS), der Porsgrunn, Skien, Kragerø, Siljan og Bamble er deleiere (ca. 21,75 %). Anlegget leverer biogass til over 70 busser og 40 renovasjonsbiler i Grenland-regionen (~8 GWh/år) – men produksjonen skjer utenfor fylkesgrensen og regnes ikke i Telemarks statistikk. Fra avløpsrenseanlegg i Skien, Nome og Kragerø produseres mindre mengder biogass, men disse er primært til intern energibruk og ikke oppgradert til drivstoffkvalitet.

Det første gårdsbaserte biogassanlegget i Telemark åpnet på Skilbred-gården i Skien i februar 2024, med støtte fra Enova og offisiell åpning av landbruksministeren. Anlegget behandler husdyrgjødsel til biogass og biorest til gjødsel, med en samlet kapasitet på 2,5–3,0 GWh/år. I dag produseres biogassen som strøm og varme (~0,5 GWh/år internt) og er ikke oppgradert – den teller derfor ikke i statistikken for biogass til drivstoff-formål. Tilsvarende gjelder for biogassproduksjon ved Knardalstrand renseanlegg i Porsgrunn, som har oppgitt produksjon på 8 GWh i 2024. Skilbred gård jobber nå med et oppgraderingsprosjekt der det skal produsere drivstoffkvalitet biogass, med egen fyllestasjon for lastebiler og traktorer. Skilbred er et viktig pilotprosjekt som viser at gårdsanlegg er realiserbare i Telemark og at husdyrgjødsel kan utnyttes lokalt.

Distribusjonsmessig finnes én offentlig fyllestasjon for komprimert biogass (CBG) på Kjørbekk i Skien, eid av Skien kommune og driftet av Redo Biosolutions, samt en stasjon for tungtransport i Seljord med flytende og komprimert biogass (LBG/CBG), eid og driftet av Biogass Energi. Tilgangen på fyllestasjoner er i dag den viktigste flaskehalsen for økt biogassbruk i regionen – ikke råstofftilgangen.

Et viktig strukturelt utviklingstrekk er at Skien, Porsgrunn og Bamble kommuner utreder et felles renseanlegg for Grenland med kapasitet for om lag 105 000 personekvivalenter. Slammet fra et slikt anlegg representerer den klart største enkeltressursen for industriell biogassproduksjon i regionen, dersom potensialet besluttet realisert.



Råstoffgrunnlag og teknisk potensial for biogassproduksjon per kommune

Biogass Oslofjord har kartlagt det tekniske biogasspotensialet per kommune for hele Norge, basert på generiske nasjonale data for tilgjengelige råstoffkilder³⁴. Tabellen under viser potensialet for kommunene i Telemark. Det samlede teoretiske biogasspotensialet i Telemark er oppgitt til 63 GWh per år, basert på kartlegging av fire råstoffkategorier. Når det tas hensyn til realistisk utnyttelsesgrad, logistikk og markedsforhold, er det tekniske potensialet anslått til 35 GWh per år – tilsvarende rundt 150 biogasslastebiler med 50 000 km kjørelengde per år, uten nettbelastning.

Beregningene er basert på følgende utnyttelsesgrader:

- 40 % av husdyrgjødselpotensialet realiseres (begrenset av gårdsstruktur og logistikk; maks 20 km transportavstand)
- 70 % av matavfall fra næring kan samles inn – dette råstoffet omsettes i et nasjonalt anbudsmarked og utnyttes der det er mest lønnsomt
- Halm er lite modent som råstoff for biogassproduksjon i norsk kontekst og vektlegges ikke i Telemark-sammenheng
- Avløpsslam utnyttes fullt ut der det finnes egnede renseanlegg

Tabell 2-13: Biogasspotensial per råstoffkilde og kommune i Telemark. Kilde: Biogass Oslofjord

Kommune	Husdyrgjødsel (GWh)	Matavfall (GWh)	Halm (GWh)	Avløpsslam (GWh)	Sum teoretisk (GWh)	Teknisk potensial (GWh)	Tilsv. antall lastebiler	Realisert i dag (GWh oppgradert biogass)
Porsgrunn	0,6	3,2	0,2	2,2	6	5	21	0
Skien	4,4	4,9	3,4	3,3	16	9	41	0
Nome	1,9	1,1	1,7	0,8	6	2	10	0
Kragerø	0,7	0,2	0,5	0,1	2	1	6	0
Notodden	1,0	1,2	0,4	0,8	5	3	12	0
Bamble	0,2	0,9	0,0	0,6	3	2	10	0
Midt-Telemark	1,1	0,4	0,2	0,2	10	4	17	0
Siljan	1,9	0,6	2,7	0,4	2	1	3	0
Drangedal	2,1	0,9	6,1	0,6	2	1	4	0
Seljord	1,6	0,3	0,2	0,2	2	1	5	0
Hjartdal	1,4	0,1	0,1	0,1	2	1	3	0
Tinn	1,3	0,5	0,0	0,3	2	1	5	0
Kviteseid	1,4	0,2	0,3	0,1	2	1	4	0
Nissedal	0,1	0,1	0,0	0,1	0	0	1	0
Fyresdal	0,6	0,1	0,0	0,1	1	0	2	0
Tokke	0,6	0,2	0,0	0,1	1	0	2	0
Vinje	1,3	0,3	0,0	0,2	2	1	4	0
Hele fylket	22	15	16	10	63	35	150	0

Teknisk potensial er beregnet med utgangspunkt i et realistisk utnyttelsesanslag per råstoffkilde. «Tilsvarende antall lastebiler» er beregnet med forutsetning om 50 000 km/år og 4,6 kWh primærenergi per km (LBG). Grønn farge = kommuner med eksisterende biogassproduksjon.

³⁴ <https://biogassoslofjord.no/dokument/biogassproduksjon-per-kommune/>



Lokale aktører peker på at det reelle potensialet er mer begrenset enn det generiske datagrunnlaget tilsier. Skagerak Energi gjennomførte i 2025 et forprosjekt for å kartlegge biogasspotensialet i Grenland, og konkluderer med et uforløst potensial på opp mot 10 GWh, basert hovedsakelig på husdyrgjødsel. Matavfall inngår allerede i fungerende markedsmekanismer og regnes derfor ikke som et ledig tilleggspotensial. Det er dermed husdyrgjødsel og avløpsslam som utgjør det realistiske potensialet for ny biogassproduksjon i Telemark, og Skagerak Energis forprosjekt anses som den beste tilgjengelige kilden for husdyrgjødseldelen.

Skien, Porsgrunn og Bamble planlegger et nytt felles renseanlegg for Grenland (Grenland renseanlegg, GRA), dimensjonert for 130 000 personequivallenter. Ettersom anlegget etter planen erstatter kommunenes eksisterende renseanlegg, og dekker et omtrent dobbelt så stort befolkningsgrunnlag som Knardalstrand (8 GWh årlig biogassproduksjon), antas det forenklet at det realistiske potensialet for biogassproduksjon er i størrelsesorden 16 GWh.

Det totale realistiske potensialet for oppgradert biogassproduksjon innenfor fylkesgrensen er dermed estimert til 26 GWh, fra husdyrgjødsel (10 GWh) og avløpsslam via GRA (16 GWh). I tillegg kommer et fremtidig potensial knyttet til eventuell lokal utnyttelse av biorester fra landbaserte oppdrettsanlegg.

2.7.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Hva skal til for å utløse potensialet

Utviklingen av biogass i Telemark avhenger ikke primært av at det bygges nye store produksjonsanlegg for oppgradert biogass. Det avgjørende er at ressursgrunnlaget utnyttes der det finnes, og at etterspørselssiden stimuleres der biogass gir størst samfunnsnytte. Matavfall omsettes allerede i et fungerende nasjonalt anbudsmarked. Avløpsslam har et betydelig potensial knyttet til det planlagte nye renseanlegget for Grenland, men det er foreløpig ikke avklart om slambehandlingen vil skje som biogassproduksjon lokalt. Husdyrgjødsel er det råstoffet som krever mest aktiv regional innsats – det kan ikke transporteres mer enn om lag 20 km fra kilden og må prosesseres lokalt innenfor fylkesgrensen.

Etablering av nye biogassanlegg er komplekst og tar ofte 8–10 år fra idé til drift, på grunn av behov for samarbeid på tvers av kommuner, avklaringer knyttet til lokalisering, logistikk og biorest, og et investeringsbehov som overstiger hva én enkelt aktør kan bære alene. Dagens nasjonale virkemidler – Enova-støtte og tilskudd fra Innovasjon Norge for husdyrgjødsel – reduserer investeringsrisiko, men støtter i liten grad tidligfase prosjektutvikling.

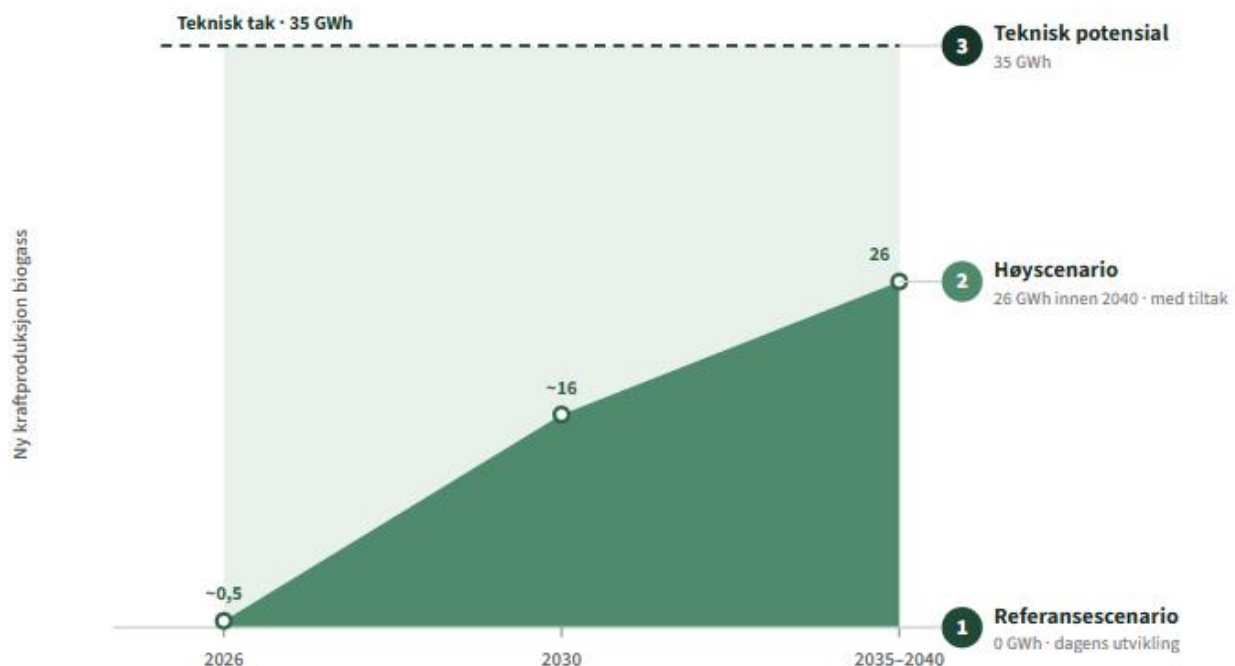
Distribusjonsinfrastruktur er den umiddelbare flaskehalsen: det er lite hensiktsmessig å investere i produksjonsanlegg eller kjøretøyer uten at fyllestasjoner er på plass. Planlagte stasjoner i Skien, Porsgrunn og Bamble vil løse deler av dette for Grenland. Fylkets øvrige kommuner vil i overskuelig fremtid måtte importere biogass eller bruke el dersom de skal fase ut fossilt drivstoff i kommunal transport.

Realisering over tid

Figur 32 viser to scenarioer for realisering av Telemarks lokale biogassproduksjon fra husdyrgjødsel og avløpsslam – de to råstoffene som krever lokal prosessering og dermed er avhengige av at det faktisk bygges anlegg i fylket. Det er viktig å presisere at dette er et produksjonsscenario, ikke et forbruksscenario: anvendelsen av biogass i Telemark er ikke avgrenset av lokal produksjon, siden biogass kan importeres fra anlegg utenfor fylket – slik Grenland-kommunene allerede gjør via Greve Biogass på Sem. Potensialet for biogass på forbrukssiden, og den systemnytteten det kan gi i form av frigjort nettkapasitet, er dermed langt høyere enn det lokale produksjonspotensialet isolert sett tilsier.



Etterspørsel etter biogass i tungtransport, kollektivtrafikk og industri kan i prinsippet dekkes med import, uavhengig av hvor raskt lokal produksjon bygges ut.



Figur 2-17: Scenarier for lokal biogassproduksjon i Telemark (husdyrgjødsel og avløpsslam), 2026–2040.

Valg av referansescenario er ikke opplagt, og fortjener en begrunnelse. Et alternativ kunne vært å legge til grunn at GRA-anlegget med stor sannsynlighet vil realisere biogassproduksjon, ettersom kommunene allerede er i en utredningsfase og anbefalingen peker i retning av et trinnvis biogassanlegg for eget slam. Vi velger likevel et nullpunkt som referansescenario, av to grunner. For det første er det fortsatt åpne spørsmål knyttet til konsept, lokalisering og utslippstillatelse for slambehandlingen – ingenting er formelt vedtatt per i dag. For det andre, og viktigere: fylkeskommunen og kommunene har selv en aktiv rolle i å forme rammebetingelsene som avgjør om potensialet realiseres, gjennom kravstilling i anbud, regionale føringer og koordinering mellom GRA-prosjektet og biogasstrategien for øvrig. Et referansescenario på 0 GWh synliggjør derfor tydelig hva som står på spill dersom det ikke tas aktive grep – og er mer informativt for beslutningstakere enn et referansescenario som forutsetter at noe usikkert vil skje av seg selv.

I høyscenarioet legges hele det kartlagte potensialet for husdyrgjødsel (10 GWh, jf. Skagerak Energis forprosjekt for Grenland) og hele potensialet fra GRA-anlegget (16 GWh) til grunn som realisert innen 2040. Dette er et bevisst maksimalt scenario: det forutsetter at fylkeskommunen, kommunene og relevante aktører faktisk koordinerer seg om en strategi, at GRA-prosjektet lander på en biogassløsning for slambehandlingen, og at det etableres tilstrekkelig distribusjons- og oppgraderingskapasitet.

For de øvrige, mindre kommunene i Telemark er det ikke realistisk å forvente egen oppgradering av biogass fra avløpsslam til drivstoffkvalitet på konkurransedyktige vilkår. Slammengdene fra mindre renseanlegg er for små til å bære investeringskostnaden ved et eget oppgraderingsanlegg – oppgradering har betydelige stordriftsfordeler, og det er derfor ikke tilfeldig at all kjent oppgradert biogassproduksjon i Norge skjer ved relativt store anlegg. For disse kommunene er den mest realistiske veien enten samkjøring av slam til et felles anlegg (som GRA), eller fortsatt bruk av råbiogass lokalt til varme og strøm uten oppgradering – slik Skilbred gård gjorde frem til oppgraderingsprosjektet startet. Det kartlagte potensialet for disse kommunene (jf. tabell 1) bør derfor



primært forstås som et teoretisk ressursgrunnlag, ikke som et nært forestående produksjonspotensial.

Fylkeskommunens rolle og behovet for en biogasstrategi

Potensialet for biogass i Telemark realiseres ikke av seg selv – det krever en helhetlig strategi som ser biogassens rolle i energisystemet på tvers av sektorer. En slik strategi bør adressere tre spørsmål: hvor skal biogassen produseres, hvordan distribueres den, og – viktigst – der brukes den der den gir størst samfunnsnytte?

Biogass er særlig konkurransedyktig der klimaregnskapet teller fullt ut. Utfordringen i dag er rene prisandbud – biogass vinner der CO₂-utslipp vektlegges tilstrekkelig. Fylkeskommunen og kommunene har en direkte innflytelse her gjennom sin rolle som kravstiller i offentlige andbud:

- Kollektivtransport, renovasjon og skoletransport der CO₂-vekting er avgjørende for utfallet
- Kommunale innkjøp av tungtransport og anleggskjøretøy
- Krav om tilgjengelig LBG ved havneutbygging og næringsparker

Et viktig signal i denne sammenhengen er bussandbudet for Telemark utenfor Grenland (Doffin 2026-105773), med kontraktperiode frem til 2038, der fylkeskommunen har valgt full elektrifisering. Biogass er i dette andbudet sidestilt med utslippsfrie alternativer som elektriske busser. Dette er en klar markering av hvilken retning fylkeskommunen ønsker for kollektivtransporten – og det betyr at biogassens fremtidige rolle i kollektivtrafikken primært vil ligge i Grenland-området, der infrastruktur og aktørlandskap allerede er etablert, og i tungtransport og andre segmenter der elektrifisering er mer krevende.

Fylkeskommunen kan i tillegg bidra som koordinator og eier av fyllestasjonsnett, noe Oslo kommune har vist er mulig gjennom direkte investering i energistasjoner. Skien kommune har allerede egne eide lastebiler som kjører på biogass – dette kan tjene som modell for flere kommuner.

En biogasstrategi for Telemark bør ikke behandles som et landbruksspørsmål alene. Den klimapositive effekten – karbonintensitet ned mot –59 % – oppnås bare dersom løsningen vurderes på tvers av sektorer: landbruk, avfall, transport, industri og energi i sammenheng. I andre land, som Nederland, har nettopp denne tverrsektorielle tilnærmingen gjort biogass svært attraktivt. Anbefalingen er at fylkeskommunen tar initiativ til en slik koordinert strategi, fremfor å la sektorene håndtere biogass hver for seg – et slikt forløp risikerer at de enkelte sektorene velger elektrisitet, og at det samlede biogasspotensialet forblir uforløst.

Oppsummering: *Det viktigste er ikke at Telemark bygger biogassfabrikker – men at ressursene utnyttes, og at biogassen brukes der samfunnsnyttene er stor. Det krever en strategi, en kravstillerrolle i offentlige andbud og koordinering på tvers av sektorer*

2.8 Kjernekraft og andre varmekraftverk/kraftvarmeverk basert på lokale ressurser

2.8.1 Kjernekraft - relevans og rolle

Kjernekraft er en moden energiteknologi internasjonalt og kan levere store mengder stabil, utslippsfri kraft med høy kapasitetsfaktor. Et kjernekraftverk har gode systemegenskaper og kan bidra til forsyningssikkerhet og stabil kraftproduksjon i et kraftsystem.

I en norsk kontekst vurderes kjernekraft først og fremst som et nasjonalt anliggende, som betyr at man på et nasjonalt nivå må vurdere hvilken rolle kjernekraft skal ha i den norske energimiksen i årene fremover. Dette gjelder både regulering, finansiering, sikkerhet, beredskap og lokalisering. For



kommuner og fylker er relevansen derfor primært knyttet til hvordan kjernekraft eventuelt kan inngå i det langsiktige nasjonale kraftsystemet, og i hvilken grad det kan påvirke behovet for annen kraftutbygging. I denne utredningen vurderes derfor kjernekraft på lik linje med andre kraftteknologier ut fra hva som realistisk kan bidra i det regionale kraftsystemet frem mot 2040 og videre mot 2050.

2.8.2 Kjernekraft - dagens status og uforløste potensiale

Tabellen under viser en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for kjernekraft i Telemark.

Tabell 2-14: Vurdering av kjernekraft som bidrag til energiløsningen i Telemark

Teknologi	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Kjernekraft	Stor strømproduksjon	Lite direkte inngrep, avfall må løses	2040–2050	Modenhet og lønnsomhet	Lite realistisk frem mot 2040

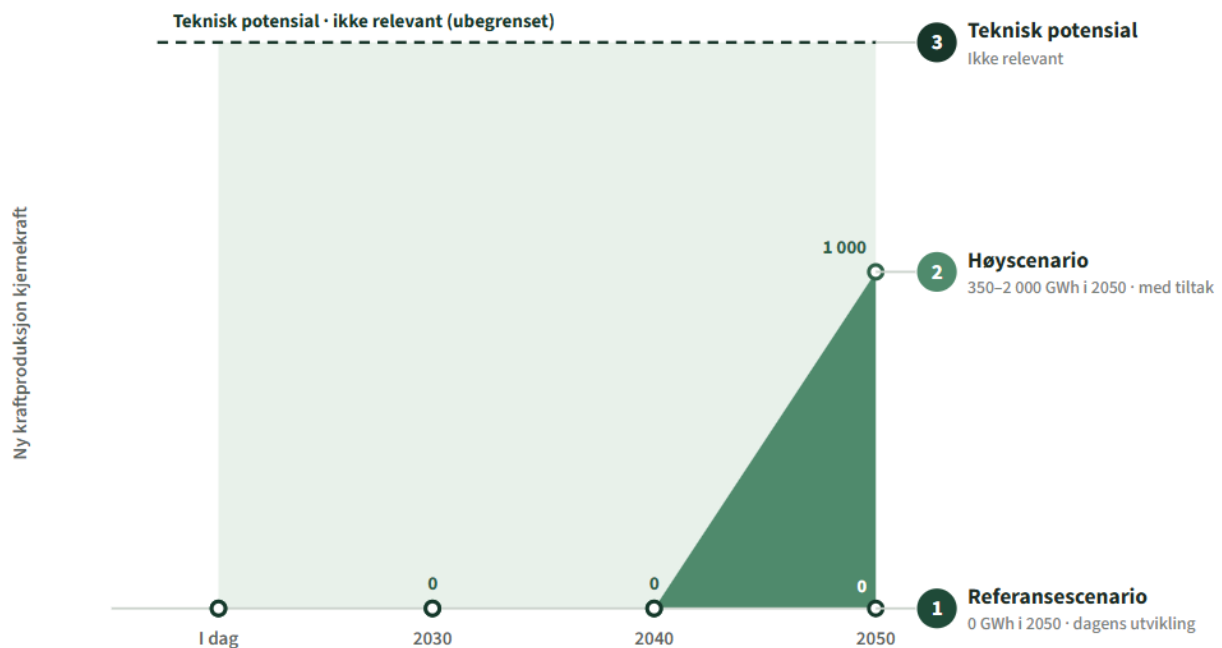
Norge har i dag ingen kjernekraftproduksjon, og har heller ikke et helhetlig rammeverk for kommersiell kjernekraft. Kjernekraftutvalget har i NOU 2026:4 gjennomgått de teknologiske, økonomiske, juridiske og samfunnsmessige forutsetningene for eventuell innføring av kjernekraft i Norge. Multiconsult og Amentum har på oppdrag for kjernekraftutvalget vurdert status for tilgjengelige reaktorteknologier. Rapporten viser til at store reaktorer (over 1 GW) er moden, kommersielt tilgjengelig teknologi og ryggraden i global kjernekraftproduksjon. Ett slikt kraftverk produserer om lag 7 TWh per år. Utfordringen er at disse er svært kostbare.

Små modulære reaktorer (SMR) er det som diskuteres for norske forhold. En SMR kan ha effekt på 50–300 MW og produsere 350 GWh til 2 TWh per år – en størrelse som er lettere å integrere i kraftnettet og som kan plasseres nær industri med behov for både strøm og varme. Grunnteknologien er kjent, men det kommersielle konseptet (der reaktormoduler masseproduseres i fabrikk og monteres på stedet) finnes foreløpig kun på tegnebrettet. I dag er det kun to SMR-er i operativ drift globalt (i Russland og Kina). Det mest modne vestlige prosjektet er i Darlington i Canada, der forberedende grunnarbeid nettopp er påbegynt etter over 20 års planlegging – og der første reaktor tidligst ventes i drift i 2030. Kostnad for utbygging av SMR ligger i dag på samme nivå som GW-reaktorer. Det er først når SMR masseproduseres at man forventer en kostnadsreduksjon. Multiconsult og Amentum vurderer at enkelte leverandører kan påbegynne begrenset serieproduksjon i 2030 årene, men at reell moden serieproduksjon av SMR tidligst vil være en realitet rundt 2040. NOU 2026:4 utredningen konkluderer videre med at:

- Kjernekraft teknisk sett kan etableres i Norge, både som storskala kjernekraftverk og som små modulære reaktorer (SMR)
- Kjernekraftutvalget vurderer at kjernekraft tidligst kan bidra til kraftproduksjon fra midten av 2040-tallet. Amentum og Multiconsult mener de første kjernekraftreaktorene kan tilknyttes nettet innen 2040, men at dette er et tidlig, teoretisk mulig tidspunkt for nettilknytning gitt rask politisk avklaring, oppbygging av regulatorisk rammer og bruk av erfaring og lisensiering fra andre land.
- Norge mangler i dag nødvendig regelverk, institusjoner, kompetanse og løsninger for avfallshåndtering
- Etablering av kjernekraftverk i Norge krever samtykke fra Stortinget

Energidepartementet ber om høringsinstansenes syn på utvalgets vurderinger og forslag innen 8. oktober 2026.

Basert på dette, er utviklingen frem mot 2050 svært usikker, og det er vanskelig å tallfeste hvilken energi man kan regne med i de ulike scenarioene. Det tekniske potensialet kan også være langt høyere enn én SMR på 2 TWh, så denne verdien er ikke relevant. Men for å illustrere hvordan en utviklingsbane kan se ut om dette realiseres innen 2050, er det illustrert at én SMR er realisert innen 2050 i figuren under. Det viktigste budskapet fra figuren, er at bidraget mot 2040 mest sannsynlig er lik 0, mens bidraget rundt 2050 kan være betydelig dersom Norge har kommet så langt i utviklingen innen da.



Figur 2-18: Potensialer for kjernekraft

2.8.3 Kjernekraft - Økonomi og gjennomførbarhet

Kjernekraftutvalget har gjennomført omfattende bedrifts- og samfunnsøkonomiske analyser av kjernekraft i norsk kraftsystem. Disse analysene viser at kjernekraft i dagens markedssituasjon har høye investeringskostnader, er kapitalkrevende med lang byggetid og høy finansiell risiko og ikke er konkurransedyktig mot alternative energitiltak i Norge

Utbygging av SMR er i dag mer kostbart per produsert energienhet enn store reaktorer, nettopp fordi serieproduksjonens kostnadsfordeler ennå ikke er realisert. For at kjernekraft skal oppnå positiv bedriftsøkonomisk lønnsomhet i Norge, indikerer utvalgets beregninger at enten at kraftprisene må bli vesentlig høyere enn forventet markedsnivå over flere tiår, eller at investeringskostnadene må reduseres med om lag 70–80 prosent sammenlignet med dagens nivå. I tillegg forutsetter kjernekraft betydelig statlig involvering, blant annet knyttet til risikoavlastning og finansiering, atomsikkerhet og beredskap samt dekommisjonering og langtidslagring av radioaktivt avfall

Utvalget påpeker også at forventning om framtidig kjernekraft kan virke investeringsdempende på annen kraftutbygging, og dermed bidra til økt usikkerhet i kraftmarkedet i mellomperioden.

Amentum og Multiconsult mener de første kjernekraftreaktorene kan tilknyttes nettet innen 2040, men at dette er et tidlig, teoretisk mulig tidspunkt for nettilknytning gitt rask politisk avklaring, oppbygging av regulatorisk rammer og bruk av erfaring og lisensiering fra andre land. Det ta tid før industrien går fra prototyper og tidlige pilotprosjekter til utrulling av mer standardiserte løsninger. Multiconsult og Amentum vurderer det som realistisk å redusere risiko ved å vente med tilknytning til etter 2040. Dette



vil gi mulighet til å dra nytte av global kostnadslæring og standardiserte design, benytte utprøvde finansierings- og leveransemodeller.

2.8.4 Andre varmekraftverk/kraftvarmeverk

For regionale energiløsninger er industriell kraftvarme under gitte betingelser et aktuelt supplement. Herøya illustrerer dette tydelig gjennom et eksempel. Industriparken har et kraftforbruk på rundt **150 MW (ca. 1 TWh/år)** og er dimensjonert for betydelig høyere uttak. I dette systemet har Yara en **damp turbin på om lag 10 MW** som produserer elektrisitet fra damp, og det vurderes å **doble denne kapasiteten**. Samtidig leveres betydelige mengder spillvarme til fjernvarme, og det er anslått et potensial på rundt **1 TWh tilgjengelig varme** i parken. Dette viser at kraftproduksjon fra damp og varme først og fremst er relevant som en integrert del av industrien, ikke som selvstendige kraftverk. Potensialet vil derfor avhenge av hvilke typer industri som etablerer seg, og hvordan energien inngår i prosessene. Slike løsninger er særlig aktuelle der overskuddsvarme ikke kan utnyttes mer effektivt direkte i produksjonen, og inngår naturlig i utvikling av industriell symbiose.

For lavtemperert varme (typisk under 70 °C), som det finnes mye av i Telemark nå og fremover, er situasjonen annerledes. Teknologier som **organiske Rankine-sykluser (ORC)** og **Stirlingmotorer** kan i prinsippet produsere strøm fra slik varme, men lav temperatur gir lav virkningsgrad og høy kostnad per produsert kWh. I praksis vurderes det derfor som lite realistisk å produsere strøm til konkurransedyktige priser fra slike varmekilder i dag, særlig sammenliknet med direkte bruk av varmen til fjernvarme eller via varmepumper.

Stirlingmotorer og småskala ORC-løsninger er fortsatt i en tidlig kommersiell fase med begrenset utbredelse, og anvendes hovedsakelig i nisjer. Frem mot 2050 kan teknologisk utvikling gi bedre virkningsgrad og lavere kostnader, og dermed gjøre slike løsninger aktuelle i utvalgte tilfeller – særlig der varme ellers ikke kan utnyttes. Likevel er det mest realistiske bildet at direkte utnyttelse av varme vil være hovedløsningen, mens strømproduksjon fra lavtemperert varme vil spille en begrenset og situasjonsavhengig rolle.

Samlet sett vurderes varmekraftverk og kraftvarmeverk i Telemark som et **industri spesifikt supplement** til kraftsystemet, med størst relevans der det finnes varme- og dampsystemer med høy driftstid, slik som på Herøya, og begrenset potensial som en generell kraftproduksjonsløsning.



3 Del 3: Fremtidsbilder for kraftbalansen 2030, 2040, 2050

I denne delen ser vi forbruk og produksjon i sammenheng. Vi kobler forbruksscenarioene for Telemark med anslagene for lokal kraftproduksjon, og viser hvordan fylkets kraftbalanse kan utvikle seg fram mot 2030, 2040 og 2050. Først presenterer vi tre scenarioer for fremtidig kraftforbruk (kapittel 3.1). Deretter sammenstiller vi disse med produksjonspotensialet fra kapittel 2.2, for å belyse hvordan kraftbalansen – og dermed fylkets rolle som netto eksportør eller importør av kraft – avhenger av hvilke utviklingsbaner som faktisk realiseres (kapittel 3.2).

3.1 Fremtidig energibehov

Vi har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i kraftforbruket i Telemark fram mot 2030, 2040 og 2050. Scenarioene er ikke prognoser, men utviklingsbaner som gjør det mulig å belyse konsekvensene av ulike valg og utviklingstrekk i fylket. Alle tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, basert på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse³⁵. Forskjellene mellom scenarioene drives av ulike utviklingstrekk knyttet til regionale utslippsreduksjoner og industriell vekst. Under beskriver vi først de viktigste forutsetningene i hvert scenario, før vi viser hvordan forbruket utvikler seg.

Scenarioene i denne analysen er bygget opp lagvis. Referansebanen viderefører historiske trender og allerede vedtatte tiltak, og danner grunnlaget de øvrige scenarioene bygger videre på. Scenarioet for akselerert klimaomstilling og scenarioet for næringsvekst legger så til henholdsvis økt elektrifisering og ny industri- og næringsaktivitet. Hvert scenario rapporteres som et samlet kraftforbruk, ikke som den isolerte tilleggseffekten av det enkelte tiltaket. Det høyeste scenarioet kombinerer alle lagene og viser hva forbruket kan bli dersom både klimaomstillingen og næringsplanene realiseres fullt ut.

3.1.1 Oppbygging av scenarioene

Referansescenarioet beskriver en utvikling der kraftforbruket i Telemark følger forutsetningene i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (LMA2025). NVE anslår nasjonalt kraftforbruk fram mot 2050, fordelt på sektor og prisområde med utgangspunkt i vedtatt klimapolitikk og dagens utviklingstrekk knyttet til industriell og næringsrelatert vekst. Vi har brutt disse anslagene ned til fylkesnivå ved å ta utgangspunkt i Telemarks faktiske kraftforbruk i 2024 (SSB), fordelt på industri og alminnelig forsyning, og framskrive det med NVEs vekstrater for prisområdet fylket tilhører. Telemark ligger i sin helhet i NO2, og forbruket vokser dermed i takt med NVEs anslag for dette prisområdet, justert for fylkets egen nærings- og forbrukssammensetning. Veksten drives av elektrifisering, særlig innen transportsektoren, samt elektrifisering av eksisterende industri og et visst tilfang av ny kraftkrevende virksomhet. Samlet gir det et kraftforbruk som øker fra om lag 6 100 GWh i 2024 til 7 100 GWh i 2030, 8 400 GWh i 2040 og 9 700 GWh i 2050.

Scenario for akselerert klimaomstilling viderefører befolknings- og næringsutviklingen fra referansescenarioet, men erstatter vedtatt politikk med en utvikling i tråd med de langsiktige nasjonale utslippsmålene. Vi tar utgangspunkt i Miljødirektoratets tiltaksbane, som beskriver hvilke utslippskutt som er nødvendige i hver sektor for å nå 55 prosent reduksjon innen 2030 og 90–95 prosent innen 2050, sammenlignet med 1990. For hver sektor anslår Miljødirektoratet hvor mye økt kraftbehov utslippskuttene utløser. Disse sektorene er industri og energiforsyning, landtransport og maskiner, sjøfart og fiske, samt en samlekategori for øvrige utslipp. Energiintensiteten i kuttene, altså hvor mange kWh som kreves per tonn CO₂ som fjernes, varierer betydelig mellom sektorer og mellom

³⁵ NVE (2025). Langsiktig kraftmarkedsanalyse. Tilgjengelig [her](#).



tiltak innenfor samme sektor. For Telemark beregner vi kraftbehovet ut fra fylkets reduksjonsbehov for å følge Miljødirektoratets tiltaksbane innen hver sektor. Vi forutsetter videre at sammenhengen mellom utslippskutt og kraftbehov er den samme i fylket som på landsbasis. Sammenlignet med referansebanen øker dette kraftforbruket med om lag 400 GWh i 2030, 2 100 GWh i 2040 og 3 100 GWh i 2050.

Forutsetningen om at fylkets utslippskutt krever like mye kraft per tonn CO₂ som gjennomsnittet for landet, utgjør en betydelig usikkerhet i dette scenarioet. Det reelle kraftbehovet kan bli både høyere og lavere. Fylkets utslipp er sterkt konsentrert i prosessindustrien i Grenland. Dersom for eksempel en større del av kuttene tas gjennom karbonfangst (CCS) eller bruk av importert hydrogen framfor direkte elektrifisering, kan kraftbehovet bli lavere enn scenarioet legger til grunn. Scenarioet må derfor tolkes som et høyscenario for regionalt kraftbehov knyttet til klimaomstilling. Til sammenligning var 8 TWh inntil nylig det kjente anslaget for kraftbehovet til grønn omstilling av eksisterende industri i fylket. Dette tallet er nedjustert etter at Yara, Ineos og Inovyn trakk sine prosjekter i nettkøen.

Scenario for næringsvekst bygger på klimascenarioet, men legger til ny kraftintensiv industri utover det som ligger inne i NVEs basisscenario. Volumet er forankret i Statnetts oversikt over reservert kapasitet og kapasitet i kø ved transformatorstasjonene i Telemark. For 2030 legger vi til grunn en vekst tilsvarende volumet som per i dag er reservert hos Statnett, fratrasket den industriveksten referansebanen allerede fanger opp. For 2040 inkluderer vi i tillegg prosjektene som står i kø. For 2050 framskrives den nye industrien med samme veksttakt som industrien i referansebanen. Sammenlignet med referansebanen øker dette kraftforbruket med om lag 2 300 GWh i 2030, 9 700 GWh i 2040 og 10 700 GWh i 2050. I kombinasjon med klimascenarioet tilsvarer dette et samlet forbruk på henholdsvis 9 400, 18 100 og 20 400 GWh.

Det er viktig å påpeke at vi her fokuserer på volumet av etterspurt kapasitet og ikke enkeltprosjektene som står i kø. Reservert nettkapasitet er ikke det samme som realisert kraftforbruk. Prosjekter kan bli utsatt, nedskalert eller avvirket som følge av usikkerhet knyttet til finansiering, nettilgang og kommersielle beslutninger, og den faktiske utviklingen vil avhenge av hvilke prosjekter som til slutt gjennomføres. Vårt scenario forutsetter at eventuelle bortfall erstattes av ny etterspørsel fra andre aktører. Intervjuer med regionale aktører viser at det finnes planer som kan understøtte en etterspørsel på over 2 000 MW, som per i dag ikke fanges opp i Statnetts tilknytningskø. Dersom disse realiseres, kan de tilføre ytterligere om lag 15 TWh i årlig kraftforbruk. Prosjektene er imidlertid på et for tidlig stadium til at vi kan si noe sikkert om omfang eller tidsplan, men de understøtter en tolkning av dette scenarioet som en robust utviklingsbane for industrielt forbruk i Telemark.

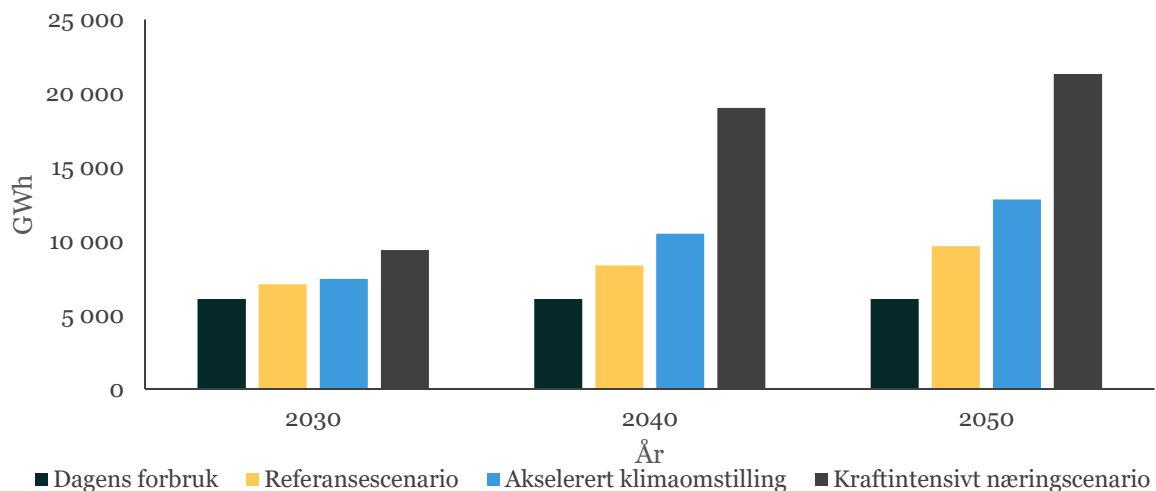
Det største effektbehovet i køen kommer fra planlagte pumpekraftverk ved Rjukan og i Grenland, men disse bidrar lite til det samlede energiforbruket. Det største utslaget på forbruket kommer fra datasentre, som er i drift tilnærmet kontinuerlig og dermed har svært mange brukstimer per år.

3.1.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer

Dagens kraftforbruk i Telemark er om lag 6 100 GWh. Figur 31 viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene fram mot 2030, 2040 og 2050.



Figur 3-1: Fremtidige forbruksscenarioer i Telemark. Kilde: Multiconsult og Menon Economics



Samtlige scenarioer peker mot økt press i det regionale kraftsystemet. Referansescenarioet øker etterspørselen med 60 prosent sammenlignet med dagens situasjon. Om man også legger til grunn en akselerert klimaomstilling, i tråd med nasjonale målsettinger, kan forbruket doubles. Denne veksten drives i all hovedsak av omstilling i den industrielle virksomheten i fylket. Økt industriell aktivitet i tråd med næringsscenarioet kan gi en isolert vekst på om lag 7,5 TWh. I kombinasjon med en akselerert klimaomstilling kan det samlede forbruket øke til over 20 TWh, eller om lag 3,3 ganger dagens behov. Uten realisering av ny produksjon innebærer dette at Telemark kan gå fra å være en nettoeksport til en nettoimportør av elektrisitet. Scenarioer for kraftproduksjon og konsekvenser for kraftbalansen redegjør vi for i neste delkapittel.

3.2 Scenarioer for Telemarks kraftbalanse

Kraftbalansen er differansen mellom lokal kraftproduksjon og kraftforbruk. Et positivt tall betyr at fylket i et normalår produserer mer kraft enn det bruker, og dermed er en nettoeksportør. Vi kombinerer her produksjonsanslagene fra kapittel 252.1 med forbruksscenarioene fra kapittel 3.1: forbruket følger de tre banene referanse, akselerert klimaomstilling og næringsvekst, mens produksjonen vurderes i referansebanen og i høyscenarioet.

I referansescenarioet, der både produksjon og forbruk følger dagens utviklingsbane, holder kraftbalansen seg høy og stabil. Overskuddet er om lag 7,0 TWh i 2030 og avtar svakt til om lag 6,3 TWh i 2050, ettersom forbruket vokser noe raskere enn produksjonen. Telemark forblir dermed en betydelig nettoeksportør av kraft gjennom hele perioden.

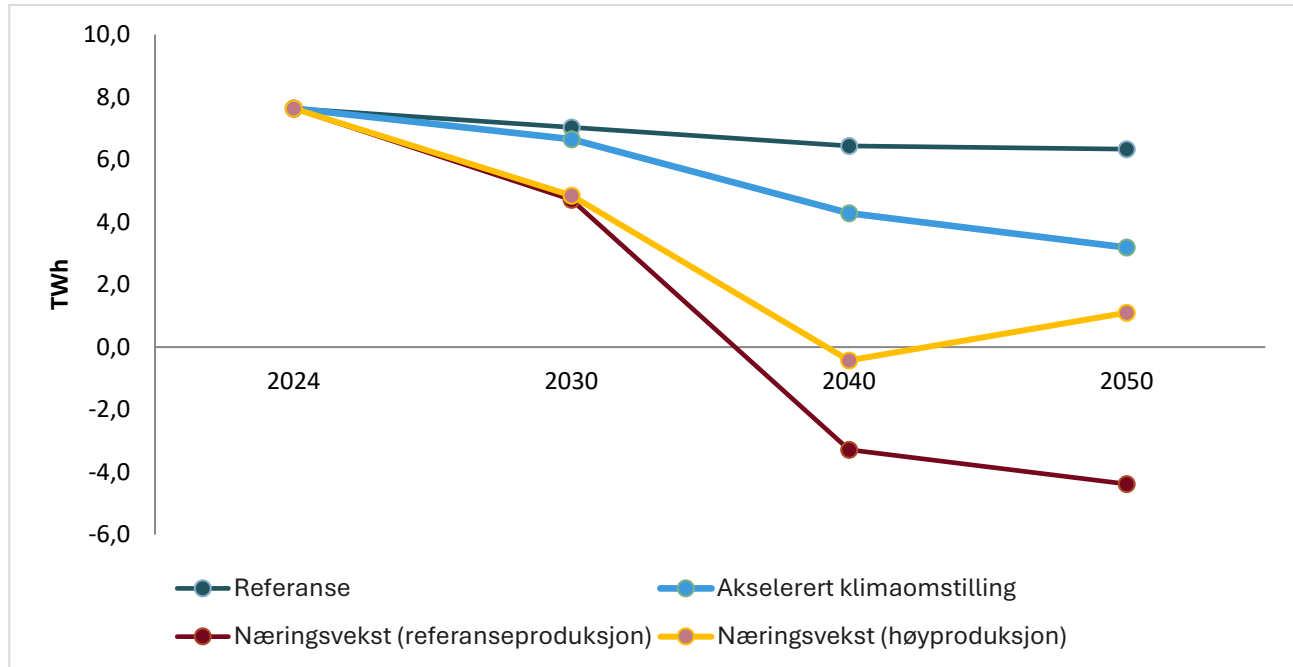
Bildet endrer seg når vi legger de øvrige forbruksscenarioene til grunn. En sentral asymmetri er at produksjonssiden beveger seg langsomt. Fram mot 2030 er det ikke tid til å bygge ut ny produksjon av betydning, og selv mot 2040 er mulighetene begrensede, ettersom de største tiltakene har lange ledetider. Forbruket kan derimot vokse raskt dersom store industri- og datasenterprosjekter samt nødvendig netttiltak realiseres tidlig nok. Fram mot 2030 er overskuddet likevel robust uansett scenario, i intervallet om lag 4,7 til 7,0 TWh.

I klimascenarioet smalner overskuddet inn til om lag 4,3 TWh i 2040 og 3,2 TWh i 2050, men fylket beholder et klart overskudd gjennom hele perioden. I næringsscenarioet svekkes balansen markant. Fylket går over i underskudd rundt 2040, på om lag -3,3 TWh med produksjon i referansebanen, og videre til om lag -4,4 TWh i 2050. Det er først mot 2050 at økt produksjon kan snu utviklingen. I høyscenarioet for produksjon vokser kraftproduksjonen raskere enn forbruket mellom 2040 og 2050,



slik at næringsscenarioet går fra et underskudd på om lag $-0,4$ TWh i 2040 til et lite overskudd på om lag $1,1$ TWh i 2050.

Analysen viser at Telemark i stor grad kan sikre regional kraftbalanse i fylket, men at den langsiktige tilgangen til kraft i stor grad vil avhenge av veksten i omliggende områder, både på land og til havs.



Figur 3-2: Kraftbalanse i Telemark fram mot 2050, for de tre forbruksscenarioene beregnet mot referansebanen for produksjon.

Felles for alle scenarioene er at kraftbalansen i fylket svekkes, noe som bidrar til en svakere balanse i NO2 og dermed høyere kraftpriser, både i absolutt forstand og relativt til andre regioner, som er avgjørende for konkurransekraften til eksisterende industri.

3.3 Kraftmarkedsanalyse

3.3.1 Metodisk tilnærming

FRAM-rammeverk

For å analysere hvordan ulike utviklingsbaner i Telemark kan påvirke kraftpriser i regionen benytter vi en kraftmarkedsmodell basert på NVEs åpne modellrammeverk FRAM og kraftmarkedsmodellen JulES. FRAM er et rammeverk for modellering av energisystemet som kobler sammen ulike modeller og datasett for å analysere utviklingen i kraftsystemet under ulike forutsetninger. Innenfor dette rammeverket brukes JulES til å simulere kraftmarkedet og beregne kraftpriser gitt forutsetninger om produksjon, etterspørsel, overføringskapasitet og andre systemforhold.

I denne analysen benyttes modellen til å beregne kraftpriser i prisområde NO2, som Telemark er en del av. Scenarioene som analyseres i rapporten implementeres i modellen gjennom endringer i etterspørsel etter elektrisitet i regionen, samt sensitiviteter knyttet til utviklingen i kraftproduksjon. Øvrige forutsetninger for utviklingen i det norske og nordiske kraftsystemet følger NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse.



Modellkjøringene gjennomføres for flere værscenarier³⁶, og resultatene oppgis som gjennomsnittspriser på tvers av disse. Dette gjør det mulig å fange opp hvordan variasjoner i hydrologi påvirker kraftprisene. Resultatene gir dermed et mer robust anslag på gjennomsnittlig prisnivå enn analyser basert på ett enkelt værscenario.

Ettersom vi kun beregner prisvirkninger i NO2, og scenarioene fokuserer på endringer i Telemark må resultatene derfor tolkes som indikasjoner på hvordan ulike *regionale* utviklingsbaner kan påvirke prisnivået i NO2, gitt de overordnede forutsetningene som ligger til grunn for modelloppsettet. Om andre regioner følger samme utviklingstrekk vi alle effekter forsterkes.

Forutsetninger om utviklingen i det øvrige kraftsystemet i Norge

For å analysere hvordan ulike utviklingsbaner i Telemark kan påvirke kraftpriser i regionen, er det nødvendig å legge til grunn en konsistent utvikling i kraftsystemet i resten av Norge, Norden samt det europeiske kraftsystemet. Dette gjør det mulig å isolere hvordan ulike veivalg i Telemark kan påvirke prisutviklingen i prisområde NO2.³⁷

Som referansebane benytter vi NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (LA2025).³⁸ Denne analysen beskriver hvordan kraftsystemet i Norge og Europa kan utvikle seg frem mot 2050 basert på vedtatt politikk, kjente investeringsplaner og sentrale drivere i energisystemet. Analysen benyttes som et konsistent utgangspunkt for utviklingen i produksjon, etterspørsel og kraftsystemet for øvrig i Norge og Norden.

I NVEs basisscenario forventes flere viktige endringer i det norske kraftsystemet frem mot 2040. På produksjonssiden legges det til grunn en moderat vekst i kraftproduksjonen gjennom oppgraderinger i vannkraft, noe ny landbasert vindkraft og økt solkraft. I tillegg forutsettes det at havvindprosjektene i Sørliche Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord realiseres i løpet av første halvdel av 2030-tallet. Samlet antas disse prosjektene å bidra med rundt 2 000 MW installert kapasitet i prisområde NO2.

Samtidig forventes kraftforbruket i Norge å øke betydelig. Veksten drives i stor grad av ny kraftkrevende virksomhet og elektrifisering, særlig innen industri, petroleum og transport, men også av datasentre og hydrogen. NVEs analyse legger til grunn at utviklingen i stor grad følger dagens politiske virkemidler og kjente investeringsplaner. Når det gjelder utenlandsforbindelser legges det i hovedscenarioet til grunn at dagens utvekslingskapasitet videreføres. Det er viktig å understreke at NVEs basisscenario i hovedsak er basert på vedtatt politikk og dagens utviklingstrender. Dette innebærer at utviklingsbanen i seg selv ikke er tilstrekkelig til å nå nasjonale klimamål.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til flere av disse utviklingstrekkene i NVEs referansebane. Vi har derfor valgt å begrense analysen til tidsrommet frem mot 2040. For å belyse hvordan energipolitiske veivalg knyttet til tempoet i utbyggingen av ny kraftproduksjon påvirker prisutviklingen i NO2 har vi imidlertid også inkludert en sensitivitetsanalyse knyttet til realisering av de planlagte havvindparkene Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II, fordi det per i dag er usikkert om og når disse realiseres.

Sensitivitetsanalysen fungerer også som en «proxy» for priseffektene av annen kraftutbygging, ettersom priseffektene i stor grad avhenger av volumet som realiseres innenfor prisområdet.

³⁶ Vi har valgt værscenariene fra perioden 1993–1995, som representerer ulike nivåer av tilsig til vannkraftsystemet. Årene er valgt for å illustrere henholdsvis et høyt (1995), middels (1993) og lavt (1994) tilsig. Disse er hentet fra perioden 1990–2022.

³⁷ Kraftmarkedsmodellen benyttes i denne analysen primært til å beregne kraftpriser i prisområde NO2. Øvrige deler av kraftsystemet brukes som konsistente forutsetninger i modelloppsettet. Videre er ikke alle europeiske prisområder eksplisitt modellert. I stedet benyttes en benchmarking-metodikk mot NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for å sikre konsistens i prisnivå og systemutvikling. Dette kan gi mindre avvik i modellert prisnivå sammenlignet med NVEs egne modellresultater.

³⁸ NVE (2025). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Tilgjengelig [her](#).

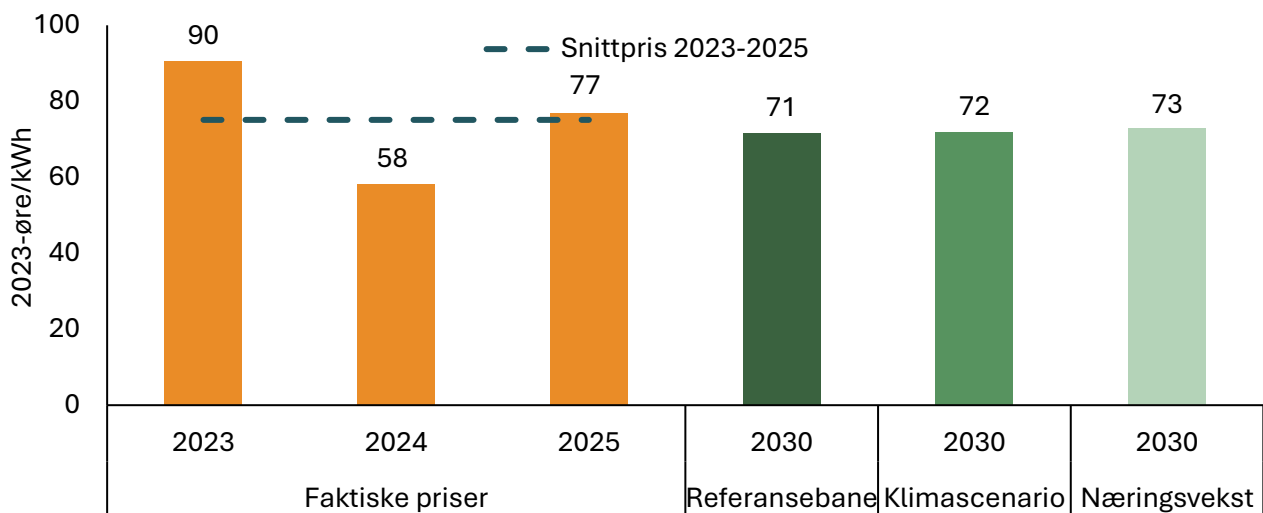


3.3.2 Resultater

Dette delkapittelet presenterer resultatene fra kraftmarkedsmodelleringen. Resultatene viser beregnede gjennomsnittlige kraftpriser i prisområde NO2, oppgitt i øre/kWh i faste 2023-kroner, basert på scenarioene beskrevet i forrige kapittel. Prisene er beregnet som gjennomsnitt av tre forskjellige værscenarioer, som representerer henholdsvis lavt, middels og høyt tilsig til det nordiske vannkraftsystemet. Figur 31 oppsummerer våre anslag for forbruksutviklingen på tvers av de ulike scenarioene som presentert i kapittel 3.1.1, som ligger til grunn for kraftprisberegningene.

Begrensede prisøkninger i 2030 på tvers av scenarioer

I referansebanen beregnes gjennomsnittlig kraftpris i NO2 til om lag 71 øre/kWh i 2030. Dette innebærer en nedgang sammenlignet med prisnivået i perioden 2023–2025. Prisenivået i Sør-Norge påvirkes i stor grad av utviklingen i europeiske kraftpriser, og vil derfor være avhengig av blant annet gasspriser og utviklingen i fornybar kraftproduksjon. Samtidig vil hydrologiske forhold og tilsig til vannkraftsystemet bidra til betydelig variasjon i faktiske priser.



Figur 3-3: Kraftpris i NO2 i 2030 – effekter av elektrifisering (klimascenario) og industri (næringsvekst). Kilde: Multiconsult og Menon Economics.

I Europa forventes også en nedgang i kraftprisene. I Tyskland og Storbritannia anslås prisene til henholdsvis 73 og 77 øre/kWh i 2030, ned fra om lag 90 og 100 øre/kWh i dag. Nedgangen drives i hovedsak av lavere gasspriser og økt fornybarandel, som også er sentrale drivere for prisutviklingen i NO2. Gjennomsnittlig kraftpris i Norge anslås av NVE til rundt 66 øre/kWh, med mindre prisforskjeller mellom regionene enn i dag, blant annet som følge av økt overføringskapasitet i Norden.

Økt elektrifisering i Telemark for å nå klimamålene (scenario for akselerert klimaomstilling) har en begrenset effekt på kraftprisen i NO2 i 2030. I dette scenarioet øker gjennomsnittsprisen marginalt fra om lag 71 til 72 øre/kWh. Den begrensede priseffekten reflekterer at økningen i kraftforbruk i Telemark alene utgjør en liten andel av det samlede forbruket i prisområdet, tilsvarende i underkant av 1 prosent i 2030. I et tett integrert kraftmarked vil en slik økning i etterspørselen i stor grad håndteres gjennom økt import fra tilgrensende prisområder, uten at det gir store utslag i gjennomsnittsprisen.

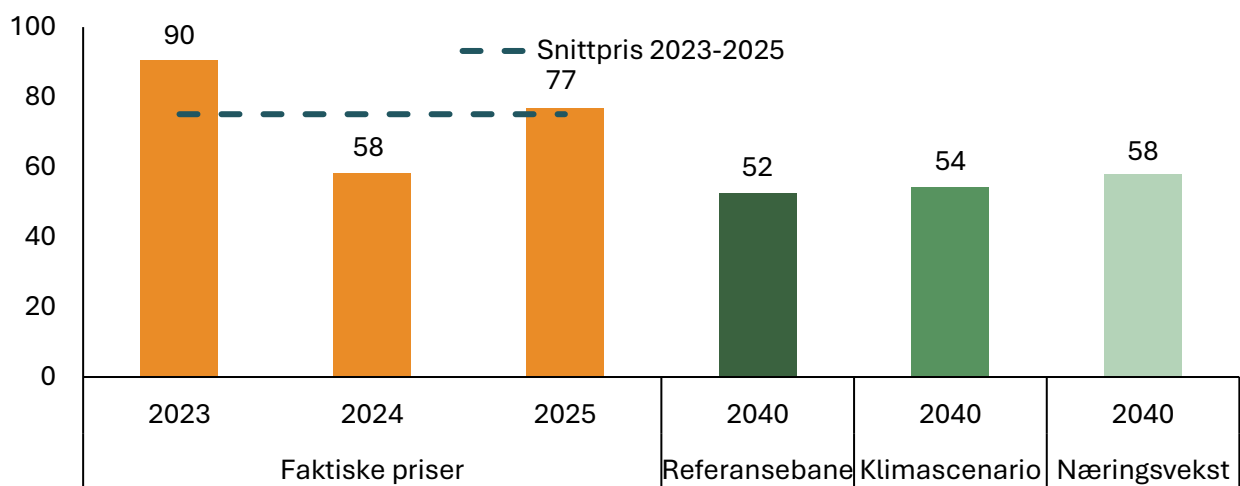
Når økt kraftetterspørsel fra ny industri i Telemark inkluderes (scenario for næringsvekst), øker gjennomsnittsprisen videre til rundt 73 øre/kWh. Dette tilsvarer en prisøkning på 3 prosent, som følge av at kraftforbruket i regionen øker med rundt 3 prosent i forhold til referansebanen. Resultatene indikerer dermed at kraftprisen i NO2 øker om lag proporsjonalt på en etterspørselsøkning av denne størrelsen.



De regionale kraftprisene kan øke betydelig frem mot 2040 som følge av industrielle utviklingstrekk

Mot 2040 faller kraftprisene i referansebanen til om lag 52 øre/kWh, som er betydelig lavere enn dagens nivå. Prisnedgangen må sees i sammenheng med utviklingen i kraftsystemet i NVEs basisscenario. Prisnedgangen i NO2 fra 2030 til 2040 drives i hovedsak av utviklingen i det norske og nordiske kraftsystemet. For prisområde NO2 vil spesielt utbygging av havvind i Sør-Norge ha stor betydning. Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord forventes samlet å tilføre betydelig ny kraftproduksjon, tilsvarende om lag 15 til 20 prosent av dagens produksjon i NO2. I tillegg legges det til grunn noe vekst i annen kraftproduksjon, blant annet fra landbasert vindkraft, solkraft og oppgraderinger i vannkraft. Hvilken produksjonsteknologi som kommer, har lite å si for prisnivået. I utgangspunktet legges det til grunn at havvind står for det meste av økningen i produksjonskapasitet, men en sammenlignbar priseffekt kan forventes dersom det kommer mer landvind eller vannkraft i stedet for havvindkapasiteten. I samme periode forventes også kraftforbruket å øke. Likevel øker kraftproduksjonen mer enn forbruket, noe som bidrar til å dempe prisnivået og trekke gjennomsnittsprisene ned mot 2040.

NVE legger også til grunn at de europeiske kraftprisene faller noe, men noe svakere enn prisen i Norge. På kontinentet motsvares deler av priseffekten av en økende fornybarandel i kraftsystemet av høyere priser i kvotemarkedet, som fordyrer den fossile kraftproduksjonen som fortsatt finnes i systemet i 2040.



Figur 3-4: Kraftpris i NO2 i 2040 – effekter av elektrifisering (klimascenario) og industri (næringsvekst). Kilde: Multiconsult og Menon Economics

I scenario for akselerert klimaomstilling øker gjennomsnittsprisen fra 52 til 54 øre/kWh. Preiseffekten av klimaomstilling vil være høyere i 2040 enn i 2030 fordi elektrifiseringsbehovet kommer til å bli større. Dette skyldes at den økte etterspørselen, anslått til rundt 2,1 TWh, fortsatt utgjør en større andel av det samlede kraftforbruket i prisområdet (forbruk i øvrige deler av prisområdet øker også).

Når økt industriforbruk inkluderes (scenario for næringsvekst), blir imidlertid priseffekten betydelig, tilsvarende en økning på over 12 prosent, sammenlignet med referansebanen. Resultatene indikerer dermed at industrivekst i større grad enn klimaomstilling alene vil påvirke prisnivået i NO2 på sikt. En slik økning kan ha stor betydning for lønnsomheten for kraftintensive industrier, både eksisterende og nye etableringer. I tillegg forventes større prisvariasjoner over døgn og sesonger etter hvert som det



norske kraftmarkedet i større grad utvikler seg mot et effektmarked,³⁹ noe som ytterligere øker usikkerheten for kraftintensive aktører.

Det er viktig å påpeke at vi her har vurdert effekten av ulike utviklingstrekk i Telemark. Om disse utviklingstrekken sammenfaller med tilsvarende vekst i andre fylker/prisområder vil effekten forsterkes betydelig. Endringer i referansescenarioet vil videre påvirke det underliggende prisnivået i analysen. Thema Consulting legger eksempelvis til grunn et høyere prisnivå i sine analyser av Kraftbehovet i Telemark, enn det NVE gjør.⁴⁰

3.3.3 Drive for kraftpris i NO2 og betydningen av produksjon, etterspørsel og overføring

I dette kapittelet ser vi nærmere på hva som driver kraftprisen i Telemark, og hvor følsom den er for endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet. Vi tar utgangspunkt i forbruksscenarioene fra kapittel 3.3.2 og analyserer effekten av å endre én faktor av gangen, med de øvrige forutsetningene holdt fast. Slike sensitiviteter viser retningen og størrelsen på hver enkelt driver, men prisen i Telemark bestemmes av alle driverne samtidig – og av utviklingen i hele NO2, i tilknyttede prisområder og på kontinentet. Vi avslutter derfor kapittelet med å sette våre resultater opp mot de siste analysene fra NVE og Statnett, som modellerer NO2 innenfor hele det nordiske og europeiske systemet.

Utviklingen i kraftproduksjon og etterspørsel er avgjørende for det relative prisnivået i Telemark sammenlignet med europeiske kraftmarked.

Utviklingen i krafttilgang relativt til etterspørsel på nasjonalt og regionalt nivå er den viktigste driveren for den relative prisutviklingen i Telemark sammenlignet med europeiske kraftpriser frem mot 2040. Analysen viser at industriell utvikling kan ha stor påvirkning på kraftprisene i NO2, til tross for tett integrasjon med det europeiske kraftsystemet.

Om man skal opprettholde dagens konkurransefortrinn til industrinæringen i Telemark er man avhengig av en balansert utvikling mellom kraftproduksjon og forbruk. Økt produksjonskapasitet vil isolert sett bidra til lavere kraftpriser, uavhengig av teknologi, selv om prisdynamikken kan variere.

Hvor mye produksjon som må realiseres for å opprettholde dagens kraftbalanse varierer betydelig mellom scenarioene. De mest konservative utviklingsbanene har begrenset påvirkning på det regionale kraftsystemet. I scenarioene med høyere grad av elektrifisering og industriell vekst er behovet for ny produksjonskapasitet betydelig større. I scenarioet for næringsvekst må produksjonen øke med om lag 10 TWh mot 2040 for å opprettholde prisnivået i referansescenarioet. Om i tillegg den planlagte utbyggingen av havvind bortfaller, øker kraftbehovet opp mot 20 TWh.

Det er i denne sammenheng viktig å understreke at det ikke er avgjørende at all ny produksjon realiseres i NO2, ettersom prisområdet har god overføringskapasitet til omkringliggende områder. Utviklingen i krafttilgang i tilknyttede prisområder vil derfor også være viktig for prisnivået i Telemark. Denne mekanismen forutsetter imidlertid at produksjonen faktisk bygges ut et sted i systemet. Dersom alle regioner legger til grunn at kraften kan hentes utenfra, uteblir utbyggingen samlet sett, og resultatet blir et betydelig underskudd på nasjonalt nivå med tilhørende høyere priser i hele NO2. Telemarks bidrag til egen kraftbalanse er derfor også et bidrag til balansen i prisområdet regionen selv er avhengig av.

³⁹ Et effektmarked kjennetegnes ved at kraftprisen i større grad settes av den momentane balansen mellom tilbud og etterspørsel, time for time. Med mer uregulerbar fornybar kraft og økt elektrifisering av forbruket forventes større prissvingninger over døgn og sesonger.

⁴⁰ <https://poweredbytelemark.no/wp-content/uploads/2026/05/270426-THEMA-rapport-40-ore-i-NO2.pdf>



Den planlagte havvindutbyggingen reduserer prisnivået i Telemark med om lag 10 %

I alle scenarioene er det lagt til grunn at den planlagte utbyggingen av havvind på Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord realiseres. Analysene viser at denne utbyggingen har stor betydning for prisnivået i NO₂, og fremstår som den viktigste enkeltfaktoren for kraftprisinivået frem mot 2040. Sumeffekten av andre produksjonsteknologier vil kunne være like viktig, men på grunn av usikkerheten knyttet til de to havvindprosjektene har vi valgt å eksplisitt modellere disse.

Sensitivitetsanalysene indikerer at havvind i denne størrelsesorden i snitt vil gi en effekt på om lag 7 øre/kWh. En opprettholdelse av dagens planlagte utbygging, eller en økning, trekker prisene ned, mens uteblitt utbygging vil gi et høyere prisnivå, dersom havvind ikke erstattes av annen kraftproduksjon.

Effekten av havvindutbygging på kraftprisen avhenger imidlertid av «nåsituasjonen», noe som reflekteres i utfallsrommet i figuren under. Preiseffekten er størst i scenarioer hvor systemet allerede preges av eksport⁴¹. I scenarioer med mer balansert kraftutveksling er margineffekten være noe mindre fordi de prisforskjellene mellom tilknyttede markeder er mer begrenset og koblingen mellom kontinentale og regionale kraftpriser enda sterkere. Denne effekten observerte vi også i analysen av de ulike forbruksscenarioene over.

Våre analyser viser at en dobling av havvindkapasiteten kan redusere kraftprisen med opp mot 8-10 øre/kWh i referansescenarioet. Våre analyser indikerer en noe høyere prissensitivitet enn Volt Power analytics⁴², men lavere enn Thema Consulting⁴³ men prosentvis er de sammenlignbare. Dersom utbyggingen uteblir og forbruksveksten tilsvarer vårt høyscenario *kan* prisforskjellen mot Europa falle betydelig lavere enn snittet for de siste 10 årene. Dette gjelder spesielt om utbyggingstrenden i øvrige norske prisområder vedvarer.

Sensitivitetsanalysene illustrerer at utviklingen i havvind, både planlagt og eventuell ny kapasitet, vil være avgjørende for å opprettholde konkurransekraften i Telemark de neste 10–15 årene. Annen storskala produksjon vil i prinsippet hatt tilsvarende effekt, men er ikke modellert eksplisitt i denne analysen. En utbygging i tråd med vårt høyscenario for produksjonsutvikling i Telemark vil imidlertid forventes å gi en priseffekt tilsvarende det vi her har redegjort for knyttet til havvind, over en 10-20 årsperiode.

Våre sensitiviteter mot det samlede bildet fra NVE og Statnett

Sensitivitetene over isolerer hver driver for seg. Prisen i Telemark settes likevel av alle driverne samtidig, og av forholdet mellom produksjon og forbruk i hele NO₂, i tilknyttede prisområder og på kontinentet – ikke av fylket alene. NVE⁴⁴ og Statnett⁴⁵ modellerer nettopp dette samlede systemet, og deres siste analyser viser hvor bredt utfallsrommet for NO₂-prisen blir når alle driverne endres på én gang. De gir dermed en ramme rundt de fylkesinterne effektene vi har vist.

Begge bygger på en basisbane og et utfallsrom, der de to sentrale usikkerhetene er prisnivået i Europa og den norske kraftbalansen. I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025 ligger den gjennomsnittlige norske kraftprisen i basisbanen på om lag 67 øre/kWh i 2030 og faller til 55–58 øre/kWh mot 2040–2050, etter hvert som ny produksjon styrker kraftbalansen. NO₂ følger i hovedsak det nasjonale nivået. NVEs høye prisbane, som kombinerer høyere gass- og kvotepriser og mer hydrogenforbruk i

⁴¹ Høy grad av eksport gir begrenser optimaliseringsmulighetene til den regulerbare vannkraften.

⁴² https://www.offshorenorge.no/globalassets/dokumenter/naringspolitikk/havvind/mer-vind-til-havs-mindre-a-betale-hjemme.pdf_.pdf

⁴³ <https://poweredbytelemark.no/wp-content/uploads/2026/05/270426-THEMA-rapport-40-ore-i-NO2.pdf>

⁴⁴ NVE (2025). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Energiomstilling i urolige tider.*

⁴⁵ Statnett (2025). *Langsiktig markedsanalyse. Norge, Norden og Europa 2024–2050.*



Europa med en svakere norsk kraftbalanse, løfter snittprisen til opp mot 90 øre/kWh i 2050 – i størrelsesorden 55–60 prosent over basisbanen. Den lave banen ligger tilsvarende rundt 30 øre/kWh.

Statnetts langsiktige markedsanalyse 2024 gir et lignende bilde. I Basis ligger snittprisen i NO2 rundt 55 øre/kWh, med et samlet utfallsrom på om lag 40–80 øre/kWh for et normalår mot 2040–2050. Øvre del av utfallsrommet, drevet av høyere europeiske priser og en svakere norsk balanse, ligger dermed om lag 35–40 prosent over Basis. I en sensitivitet med høy forbruksvekst, moderat produksjonsvekst og ingen ny havvind utover første trinn i Sørliche Nordsjø II får hele Norge en snittpris 5–10 øre/kWh høyere enn Sverige og Tyskland, og i de tørreste årene er forskjellen vesentlig større.

Utfallsrommet i disse analysene er bredere enn priseffektene vi har vist over, fordi det fanger opp endringer i hele prisområdet og i Europa, ikke bare i Telemark.



4 Del 4: Oppsummering og anbefalinger

Telemark kjennetegnes av høy kraftproduksjon, et betydelig kraftoverskudd og en sentral rolle i den norske kraftforsyningen. Fylket produserer om lag 13,5 TWh elektrisitet i et normalår, tilsvarende omlag 9 prosent av den norske kraftproduksjonen, nær utelukkende fra vannkraft. Kraftforbruket var om lag 6,1 TWh i 2024, noe som i et normalår gir et overskudd i størrelsesorden 7 TWh. Industrien er den klart største forbruksgruppen med rundt 60 prosent av strømforbruket, og de tre største virksomhetene i Grenland – Inovyn, Yara og Eramet – står alene for om lag 36 prosent av fylkets samlede strømforbruk. For å analysere den videre utviklingen i kraftforbruket har vi etablert tre scenarier. I referansebanen øker forbruket med om lag 60 prosent frem mot 2050, mens en akselerert klimaomstilling alene kan doble det. Realiseres i tillegg næringsplanene fullt ut (scenario for næringsvekst), kan forbruket øke til godt over 20 TWh – fra om lag 3,3 ganger dagens nivå. Produksjonssiden beveger seg langsommere, ettersom nye anlegg og opprustninger har lange ledetider. Samlet peker dette mot en strammere kraftbalanse, og dersom utbyggingstempoet ikke øker, viser analysene at fylket kan få et kraftunderskudd allerede i 2040.

Kraftmarkedsanalysen viser at de regionale utviklingstrekkene kan få stor betydning for kraftprisen. Dette gjelder særlig dersom den planlagte havvindutbyggingen ikke realiseres, og/eller utviklingstempoet for andre teknologier øker betydelig. I scenarioet for næringsvekst må produksjonen øke med om lag 10 TWh mot 2040 for å opprettholde prisnivået fra referansescenarioet. Faller i tillegg den planlagte havvindutbyggingen bort, øker behovet for ny produksjon mot 20 TWh. Samlet peker utviklingstrekkene vi har identifisert i Telemark mot at kraftprisen i området kan øke med 10–15 prosent. En slik økning kan ha stor betydning for lønnsomheten i kraftintensiv industri, både for eksisterende og nye etableringer. Dersom havvindutbyggingen uteblir og ikke erstattes av annen produksjonskapasitet, kan prisforskjellen mot Europa falle betydelig lavere enn snittet for de siste ti årene. Dette gjelder særlig om utbyggingstrenden i øvrige norske prisområder vedvarer.

Telemark har også et betydelig ressursgrunnlag for ny fornybar produksjon dersom økonomiske og arealmessige barrierer, samt rammebetingelsene, adresseres. I vårt høyscenario vurderer vi et potensial for å øke kraftproduksjonen med om lag 3,6 TWh utover dagens nivå innen 2040, og ytterligere 2,8 TWh innen 2050, til sammen om lag 6,3 TWh. Estimater inkluderer ikke kjernekraft, som kan skaleres uavhengig av ressursgrunnlaget gitt tilgang til areal og tilstrekkelige økonomiske insentiver. Kjernekraft vurderes som lite realistisk de neste 20 årene, men dersom en reaktor skulle bli realisert i Telemark, kan den bidra med om lag 1 TWh i 2050.

Frem mot 2040 er det først og fremst enøk, fjernvarme og opprustning av vannkraft som kan enklest realiseres. Vindkraft har det klart største enkeltpotensialet på lengre sikt, med opp mot 4 TWh i 2050 i høyscenarioet, men bidraget kommer sent i perioden. Vindkraft kan bygges uten økonomiske støtteordninger, og barrierene – i hovedsak lokal og kommunal motstand og arealtilgang – kan i stor grad adresseres på kommune- og regionnivå. Kommuner nær kyst og industri anses som de mest relevante områdene. For solenergi er bildet todelt. Sol på bygg og på grå arealer krever ingen nye naturinngrep og møter liten motstand, og dette er tiltak kommunene selv kan legge til rette for. Lønnsomheten er imidlertid den sentrale barrieren – i husholdningssegmentet er den i dag begrenset, mens økonomien er bedre i næringsbygg – og høyscenarioet på til sammen om lag 550 GWh mot 2050 forutsetter bedre rammebetingelser. Storskala solkraft møter i tillegg barrierer knyttet til motstand, arealtilgang og nett. Samlet kan solenergi med de riktige rammebetingelsene realisere om lag 1 TWh i perioden. Vannkraften realiserer det meste av sitt begrensede potensial gjennom opprustning av eksisterende anlegg, der det største bidraget ligger i økt effekt.

Det er imidlertid et betydelig gap mellom dagens utbyggingstakt og vårt høyscenario. Uten målrettede energipolitiske virkemidler – nasjonalt, regionalt eller kommunalt – vil presset i kraftmarkedet øke.



På bakgrunn av analysene som er gjennomført presenterer vi seks anbefalinger for hvordan Telemark fylkeskommune, innenfor sine roller som regional planmyndighet, kan bidra til å legge til rette for en balansert utvikling av kraftsystem, næringsliv og arealbruk.

Sikre en balansert utvikling av produksjon, nett og forbruk som grunnlag for å opprettholde fylkets konkurransefortrinn innen kraftintensiv industri. Telemark har tydelige energirelaterte konkurransefortrinn i europeisk sammenheng, med rikelig tilgang på fornybar og regulerbar kraft. Industrien understøtter allerede en betydelig verdiskaping og sysselsetting i fylket, med potensialet for videre vekst innen både nye og eksisterende virksomheter. Dersom veksten i kraftforbruket over tid overstiger produksjonsutviklingen, vil imidlertid de regionale kraftprisene presses opp og konkurransekraften svekkes. Videre er nettilgang essensielt for skalering og etablering. Det er derfor viktig at fylkeskommunen arbeider for at ny produksjonskapasitet utvikles i takt med forbruket, og for at nettoutviklingen ikke blir til hinder for det vekstpotensialet som er identifisert. Dette er ingen liten oppgave. I scenarioene med høy vekst må produksjonen øke med 10–20 TWh mot 2040 for å opprettholde dagens prisenivå, samtidig som dagens utbyggingstakt ligger langt under dette. Å lykkes krever aktiv bruk av virkemidlene fylkeskommunen faktisk rår over – regional planlegging, arealavklaringer og samordning mellom kommuner, nettselskaper og utbyggere – over lang tid.

Legg til rette for lokal energiproduksjon og bedre utnyttelse av eksisterende energiresurser. Vannkraften er ryggraden i Telemarks energisystem, men potensialet for videre utvikling er begrenset. Det er derfor viktig at man også jobber aktivt for å utnytte det øvrige ressursgrunnlaget i fylket. Telemark besitter betydelige vindkraftressurser, som kan bidra med storskala produksjon uten finansielle støtteordninger. Realisering avhenger imidlertid av at man lykkes med å sikre lokal aksept på kommunalt nivå, noe som har vært utfordrende mange steder i Norge. Solkraft kan også spille en viktig rolle, spesielt lokalt. Barrierene handler ikke bare om lønnsomhet – mye kan allerede bygges lønnsomt, særlig på næringsbygg – men vel så mye om kompetanse, budsjettprioritering hos byggeiere og risikoppfatninger i enkelte segmenter. I husholdningssegmentet er lønnsomheten fortsatt begrenset. Det samme gjelder fjernvarme, spillvarme og biogass som kan bidra til å styrke energibalansen lokalt og avlaste nettet i perioder med høy belastning. Økt utnyttelse av lokale energiresurser vil både styrke det industrielle potensialet i fylket og bidra til økt verdiskaping innen fornybar energiproduksjon. Tilrettelegging for lokale energiløsninger er særlig viktig sett i lys av usikkerheten knyttet til havvindprosjektene som etter planen skal tilknyttes prisområdet som Telemark er en del av. For å lykkes i å skalere lokale energiløsninger er man imidlertid avhengig av energipolitiske tiltak for å adressere de teknologispesifikke barrierene beskrevet over.

Utarbeid og forankre et mål for ny kraftproduksjon på fylkesnivå, og ta en koordinerende rolle i gjennomføringen. Et tydelig og tverrsektorielt forankret mål for realisering av ny produksjon vil gi fylket et felles ambisjonsnivå å arbeide mot og et bedre grunnlag for prioritering når ulike hensyn står mot hverandre. Målet bør integreres i regional planstrategi og i regionale planer for klima, areal og næring, slik at det forankres på tvers av kommuner og øvrige aktører. Som ledd i dette bør det utredes hvilke konkrete støtte mekanismer som kan styrke realiseringen av blant annet solkraft, biogass og energieffektivisering, som alle møter økonomiske barrierer. Insentivene kan ligge på både regionalt og nasjonalt nivå, og samordning med nasjonale myndigheter og Enova er derfor viktig.

Bruk regional planlegging og samordning til å redusere målkonflikter og legge til rette for effektiv lokalisering av kraftkrevende virksomhet. Nettkapasitet blir en stadig viktigere rammebetingelse, og videre vekst vil i økende grad avhenge av transformerkapasitet, regionalnett og sentrale overføringskorridorer. Lokalisering av ny virksomhet bør derfor vurderes opp mot tilgjengelig nettkapasitet, egnet næringsareal og annen kritisk infrastruktur. Et systematisk grep er å identifisere regionale energiknutepunkt, det vil si områder der ledig nettkapasitet, areal, lokal produksjon og



industrielle synergier som spillvarme ligger til rette samtidig. Dette gir et felles kunnskapsgrunnlag for mer forutsigbare planprosesser og reduserer målkonflikter mellom energi, areal, natur og næring.

Bidra til dialog og samhandling ved å etablere et regionalt kraftforum. Fylkeskommunens viktigste bidrag ligger ofte i å styrke plan- og beslutningsgrunnlaget, etablere et felles situasjonsbilde og koble aktørene sammen tidlig, ettersom den formelle beslutningsmyndigheten ligger hos kommunene, nettselskapene og staten. Utvikling av kraft- og varmeinfrastruktur har lange ledetider og preges av stor usikkerhet om fremtidig forbruk og produksjon. Vi anbefaler at fylkeskommunen etablerer et regionalt kraftforum, slik blant annet Rogaland, Nordland og Innlandet har gjort. Et kraftforum er en formalisert og strategisk arena for dialog og informasjonsutveksling mellom kommunale og statlige planmyndigheter, nettselskaper, næringsliv og øvrige aktører med ansvar for utviklingen av kraftsystemet. Hensikten er å drøfte kraftspørsmål på et tidlig tidspunkt, slik at man kan unngå konflikter og effektivisere plan- og utbyggingsprosessene for kraft og nett. Tidlig samhandling kan gi bedre lokaliseringsvalg, mindre konfliktfylte planprosesser og utløse geografiske synergier som understøtter grønn industriutvikling og økt energiproduksjon. Et slik nettverk vil også operasjonaliserer kravene til involvering og samordning i forskrift om energiutredninger og i de statlige planretningslinjene for klima og energi.



5 Vedlegg

5.1 Metode: Fargekodeforklaring - potensialvurderinger

Fargekodene som er brukt for å illustrere nyanser ved de ulike energiløsningene, er definert som følger:

Tabell 5-1: Forklaring av fargekoder for potensialvurderinger

Fargekode	Type bidrag	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Mørk grønn	Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft	Ingen eller svært små inngrep i areal/natur	Kan realiseres på kort sikt (5 år)	Få barrierer – godt egnet for rask realisering	Det fremstår naturlig å jobbe systematisk videre med energiløsningen for å forløse et betydelig potensial
Lys grønn	Avlaster nettet eller gir/frigir mer kraft	Begrensede inngrep, kan tilpasses skånsomt	Kan realiseres på mellomlang sikt (5-10 år)	Noen barrierer, men håndterbare	Bør jobbes videre med, barrierer kan løses på regionalt nivå
Gul	Lite bidrag med nettavlastning eller kraftproduksjon	Moderate inngrep i areal/natur	Lengre tidshorisont før realisering (10-15 år)	Vesentlige barrierer (lønnsomhet, regelverk e.l.)	Krever nøkkellavklaringer/veivalg, barrierer krever nasjonale tiltak
Rød	Ingen bidrag	Store/omfattende inngrep i areal/natur	Svært lang tidshorisont – ikke aktuelt på kort/mellomlang sikt (15+ år)	Store barrierer som hindrer realisering	Ikke aktuell/sentral for videre energiplan



5.2 Metode: Beregning av potensial for vindkraft

Beregning av teknisk potensial - metode

I denne analysen er det gjort en grov vurdering av det tekniske potensialet for landbasert vind i Telemark, basert på offentlige tilgjengelige kartdata fra NVE. Analysen har lagt til grunn følgende faktorer:

1. Vindressurser over 6,5 m/s og over 7 m/s
2. Minimum 800 m avstand fra bebyggelse
3. Innsjøer større enn 10 km²
4. Isbreer
5. Tettsteder (SSBs tettstedsdefinisjon)
6. Innflygningssoner (Ingen av disse i Telemark)
7. Verneområder større enn 3km²
8. Verdensarvområder
9. Villreinområder

Faktor 1-9 gir et helt overordnet bilde av hvilke vindressurser man har i et gitt område, og ekskluderer det som vil være definitive nei i en vindkraft-prosess. Det er dette nivået vi har benyttet i denne analysen, hvor det omtales et «teknisk potensial».

Videre kan man gjøre mer inngående vurdering av de aktuelle arealene basert på vurderingskriterier som vil kreve mer inngående analyser av arealene. Dette er:

4. Friluftsliv
5. Landskapsvirkninger og miljø (hvilken type areal bygges ned og dens alternativverdi)
6. Nettilknytning

Disse faktorene vil gi et mer realistisk bilde av hvilke arealer man kan vurdere for vindkraft. Etter disse bør man se på de siste avgjørende faktorene for realismen i at kraftverket vil kunne bli utbygd:

7. Er grunneier positiv
8. Er kommunen positiv og forventes lokal motstand

Listen er ikke uttømmende, men gir kun et overordnet bilde over faktorene som må tas med i vurderingen av et aktuelt areal for vindkraft. Ved å inkludere punkt 1-3 får man et teknisk og overordnet bilde over de vindressursene som er tilgjengelige i Telemark. Siden de beste vindressursene i fylket er rett rundt det som anses som økonomisk lønnsomt, er det vurdert til å være mest nyttig å gjøre denne grove avgrensningen for å se på størst mulig potensielle arealer. Dette betyr altså ikke at det er realistisk eller anbefalt at disse blir utbygd, men det gir et informasjonsgrunnlag om hvor kommuneregionene sitter på gode vindressurser.

Fysiske barrierer finnes også, som går ut på at dagens og fremtidige vindturbiner har så store deler som må fraktes, at selve frakt-logistikken er en begrensende faktor for gjennomførbarhet. Norges standard mål på broer og tunneler er for lave for den størrelsen på turbiner man ser for seg om 10-15 år. I mange tilfeller vil det derfor være nødvendig å frakte de største delene gjennom Sverige.



Arealbruk og energiberegning for landbasert vindkraft i Telemark

NVEs offisielle anslag for arealbruk ved utbygging av vindkraftverk er 35 km²/TWh, basert på en observert arealeffektivitet på 34,2 km²/TWh i eksisterende anlegg og en forventning om at fremtidige prosjekter vil ligge i intervallet 30–40 km²/TWh. Omvendt tilsvarer dette om lag 29 GWh per km² (1 000 GWh / 35 km²). I Telemark er imidlertid vindressursene i det laveste sjiktet av hva som anses som aktuelt for utbygging (6–7 m/s ved 120m høyde). Det må derfor benyttes høye turbiner, antagelig høyere enn det vi typisk ser i Norge i dag, som er rundt 100m nav-høyde. Turbiner med navhøyde opp mot 150 meter, spesielt utviklet for lave til middels vindhastigheter, er allerede kommersielt tilgjengelige internasjonalt, og det er grunn til å forvente at slike løsninger vil videreutvikles og bli mer utbredt også i Norge i årene som kommer.

Følgende nøkkeltall er benyttet for beregning av teknisk potensiale for vindkraft i Telemark:

Tabell 5-2: Nøkkeltall for vindkraftberegninger

DEL 1 – NØKKELTALL PER KM² TILGJENGELIG AREAL

NØKKELTALL	6,5 m/s vind	7 m/s vind	Enhet
AREAL PER TURBIN	0,8	0,7	km ² /turbin
ANTALL TURBINER	1,25	1,50	stk/km ²
INSTALLERT EFFEKT	6,0	7,0	MW/km ²
BRUKSTIMER PER ÅR	2 500	3 000	timer/år
ÅRSPRODUKSJON	15,0	21,0	GWh/km ² /år
HUSSTANDER FORSYNT	750	1 050	husstander/km ²

Planområdet (det arealet som inngår i konsesjonsvedtaket og inkluderer veier, oppstillingsplasser og turbinenes plassering) brukes som fast referanse både formelt og i offentlig debatt, og gjør det mulig å sammenligne prosjekter på tvers av lokasjoner. Veier utgjør den klart største andelen av det direkte berørte arealet, med om lag 80 % av arealet. I tillegg kommer areal fra massetak, deponi og kraftledning til eksisterende nett, men disse er vanskeligere å estimere og holdes ofte utenfor standardberegningene. Arealbruken kan reduseres dersom man for eksempel kan gjenbruke eksisterende veier (som skogsveier). En viktig presisering når det gjelder landbasert vindkraft, er at det direkte berørte området er kun 3–5 % av det totale planområdet. Det vil si at det direkte inngrepet i naturen kun er en liten del av det totale arealet som trengs for å bygge vindparken. Utover dette kommer visuell belastning og støy-belastning, som avhenger av en lang rekke faktorer (som bl.a. plassering, vegetasjon, topografi, antall turbiner osv.). Les mer om inngrepene og virkningene av vindkraft på land hos NVE. NVE anslår at den mest typiske verdien for arealeffektivitet i norske vindkraftverk er 5,4 dekar/MW, og 4,0 dekar/MW etter tilbakeføring av masser, tildekking for revegetering ol.



6 Vedlegg: Kommunefordelt energisituasjon

Dette vedlegget gir et kommunevis perspektiv på energisituasjonen i Telemark, og skal leses som et supplement til – ikke en erstatning for – analysene i rapportens Del 1–4. Der hoveddelen av rapporten beskriver energisystemet, potensialet og fremtidsbildene for fylket som helhet, bryter dette vedlegget de samme størrelsene ned per kommune: dagens forbruk, produksjon og energibalanse, samt hvordan forbruket kan utvikle seg fram mot 2030, 2040 og 2050 i tråd med scenarioene som er lagt til grunn i Del 3.

Formålet er todelt. For det første skal kapitlene gjøre det enklere for den enkelte kommune å kjenne igjen sin egen situasjon i et fylkesomfattende kunnskapsgrunnlag – hvor stort energiunderskuddet eller -overskuddet er, hvem de store forbrukerne er, og hvilket teknisk potensial som finnes lokalt. For det andre skal kapitlene vise hvordan kommunens situasjon henger sammen med resten av fylket: mange av utfordringene og løsningene – nettkapasitet, kraftpris, industriutvikling – er regionale av natur og krever at kommunene ses i sammenheng, ikke isolert.

Målgruppen er først og fremst kommunene selv – planleggere, politikere og administrasjon som skal bruke kunnskapsgrunnlaget i egen areal- og energiplanlegging – men også fylkeskommunen, nettselskapene og andre regionale aktører som trenger et kommunevis utgangspunkt for prioriteringer og dialog. Informasjonen kan brukes som underlag for kommunale energi- og klimaplaner, som referanse i dialog med utbyggere og nettselskap, og som grunnlag for å vurdere hvor i fylket ulike energiløsninger har størst potensial.

Vi har lagt vekt på å tallfeste dagens situasjon så presist kildegrunnlaget tillater, synliggjøre de kommunespesifikke driverne for framtidig forbruksvekst – som store enkeltetableringer eller industriprosjekter – og peke på hvor det tekniske potensialet for ny produksjon og effektivisering er størst. Der usikkerheten er stor, som ved planlagte men ennå ikke besluttede utbygginger, har vi forsøkt å synliggjøre dette eksplisitt framfor å utelate det. Informasjonsgrunnlaget er bygget på en kombinasjon av offentlig tilgjengelige kilder i skrivende stund, samt utvalgte intervjuer, i en dynamisk kontekst.

At kommunekapitlene er lagt som vedlegg, er et bevisst valg: det holder hoveddelen av rapporten fokusert på de store linjene og de fylkesovergripende vurderingene som kunnskapsgrunnlaget primært skal understøtte, samtidig som detaljnivået den enkelte kommune trenger er tilgjengelig for dem som vil gå dypere. De to nivåene er ment å utfylle hverandre: kommunekapitlene gir lokal presisjon, men det er i fylkesbildet – med samordnet areal-, nett- og industriplanlegging på tvers av kommunegrensene – at Telemark har best forutsetning for å lykkes med en god og helhetlig energiomstilling.

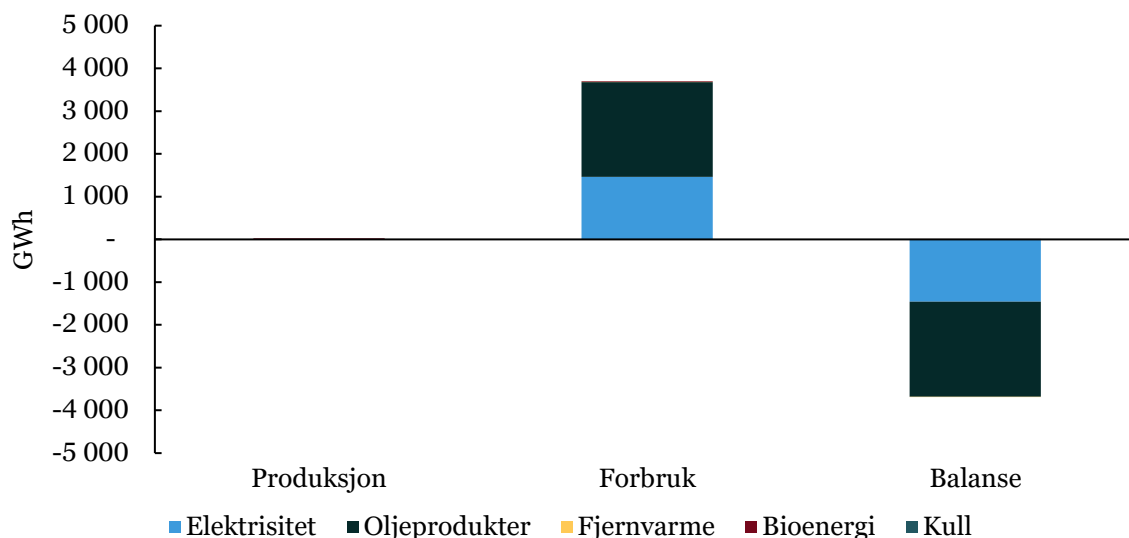


6.1 Bamble

Bamble har fylkets største energiunderskudd og høyest forbruk per innbygger

Bamble er en kraftintensiv industrikommune med et betydelig energiunderskudd. Det samlede energibruket i kommunen er 3 701 GWh, mens lokal produksjon kun utgjør 26 GWh, noe som betyr at kommunen dekker under én prosent av sitt eget energibehov gjennom lokal produksjon.

Energibalansen viser dermed et underskudd på 3 675 GWh, og kommunen er fullt ut avhengig av tilførsel utenfra. Fossil energi, i all hovedsak oljeprodukter, utgjør 60 prosent av det totale energiforbruket, og brukes i stor grad i industri (2 023 GWh) og transport (161 GWh).



Figur 6-1: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Bamble

Industrien dominerer også kraftforbruket fullstendig og står for hele 87 prosent av det samlede kraftforbruket på 1 461 GWh. Blant de største enkeltforbrukerne finner vi aktørene med tilstedeværelse på Rafnes industriområde nord i kommunen, med Inovyn (Rafnes) med 875 GWh, Ineos (Rafnes) med 236 GWh og Ineos (Bamble) med 152 GWh. Summen av disse tre utgjør 1 263 GWh, som tilsvarer 86 % av kommunens strømforbruk. Av kommunens kraftforbruk utgjør husholdninger 8 prosent, tjenesteyting 3 prosent og service 2 prosent. Kraftforbruket per innbygger er på 102 MWh, noe som gjør Bamble til den kommunen i fylket med høyest kraftforbruk per innbygger. Til sammenligning er Telemarks gjennomsnittlige kraftforbruk per innbygger på 34 MWh, som igjen ligger litt over det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh per innbygger.

Den lokale kraftproduksjonen er svært begrenset og består nesten utelukkende av solkraft (4 GWh), med et marginalt bidrag fra vannkraft. Den resterende energiproduksjonen på 22 GWh består i sin helhet av lokal vedproduksjon. Det er ingen vind- eller fjernvarmeproduksjon i kommunen.

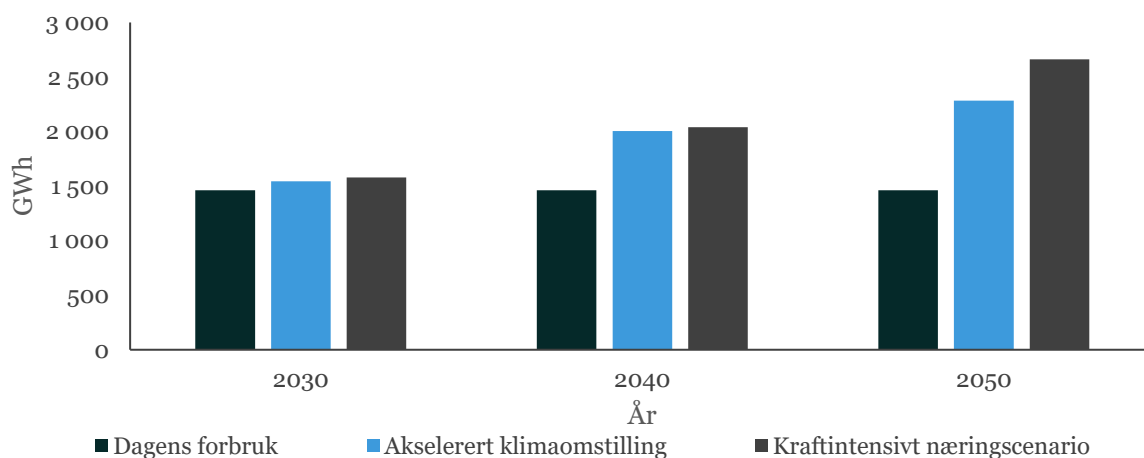
Forbruksveksten i Bamble avhenger av om Frier Vest realiseres

Hvor mye kraftforbruket i Bamble vokser fram mot 2040 og 2050, avhenger sterkt av om den planlagte utbyggingen på Frier Vest ved Rafnes realiseres. Uten Frier Vest handler veksten i hovedsak om elektrifisering av eksisterende industri. Med Frier Vest kan bildet bli langt større og mer sammensatt, med opptil 1,5 GW / 10 TWh økt elektrisk effekt/energibehov fra tre store næringer – deriblant datasenter.

Uten Frier Vest: vekst drevet av elektrifisering av dagens industri

Scenarioene for fremtidig energibruk i Bamble viser en mulig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert

klimaomstilling stiger forbruket fra 1 461 GWh i 2024 til 2 007 GWh i 2040, en økning på 37 prosent, i hovedsak drevet av elektrifisering av den eksisterende prosessindustrien i kommunen. Det kraftintensive næringsscenarioet ligger bare marginalt over klimascenarioet for Bamble. Det baserer seg på reservert nettkapasitet hos Statnett, som for Bamble omfatter en industrireservasjon fra Recuro AS (8 MW) og et batteri fra Stormvind AS (30 MW), begge med planlagt tilknytning rundt 2028–2029. I praksis er det bare industrireservasjonen som slår ut i energiforbruket, tilsvarende 35 GWh. Batteriet reserverer effekt, men bidrar lite til det årlige forbruket fordi det lades og utlades gjennom året. Samlet forbruk i næringsscenarioet når dermed 2 042 GWh i 2040 og 2 670 GWh i 2050. Figuren under viser forløpet i de to scenariene. I disse scenariene er det – til forskjell fra kommuner som Skien og Fyresdal, der nye datasentre dominerer – klimaomstillingen av eksisterende industri, og ikke ny kraftintensiv virksomhet, som driver det meste av den mulige forbruksveksten i Bamble. Dette bildet er imidlertid ikke fullstendig uten Frier Vest, se under.



Figur 6-2: Scenarier for fremtidig energibruk i Bamble

Med Frier Vest: potensielt en ny industriell dimensjon

Fremtidig utvikling av området Frier Vest ved Rafnes er den store usikkerheten i forbruksbildet for Bamble – og kan endre det vesentlig. Området er under regulering med om lag 3 000 dekar næringsareal, tenkt som en utvidelse av Grenlands industribase, og inndelt etter type virksomhet slik at de mest transportkrevende aktørene plasseres nærmest havna. Tre hovednæringer peker seg ut, hver med et anslått effektbehov på opp mot 500 MW: datasenter, hydrogen og flytende energibærere, og prosessindustri. Datasenter er dermed en av de tre hovednæringene på Frier Vest – blir den varslede utbyggingen realisert, kan Bamble derfor også få en forbruksvekst som ligner mer på den vi ser i Skien og Fyresdal, og ikke bare vekst fra elektrifisering av eksisterende industri. Totalen på anslagsvis 1,5 GW har en lang tidshorisont, mens i et nærmere tidsperspektiv anses ett datasenter med behov på 200–300 MW som realistisk innen 2030.

Strømpris, ikke nettkapasitet, er den viktigste barrieren for industriell utvikling

Et gjennomgående innspill fra aktørene i Bamble og Grenlandsregionen er at strømpris, ikke nettkapasitet, er den primære begrensningen for industriell utvikling. Prosessindustrien er langt mer prissensitiv enn for eksempel datasentre, ettersom billig kraft brukes til å konkurrere internasjonalt. Det er allerede eksempler på at usikkerhet rundt kraftpris og nettilgang har ført til at aktører trekker investeringer ut av regionen, og i noen tilfeller ut av landet.



Energipotensial i kommunen: størst mulighet i sol på bygg og ENØK på kort sikt

Tabell 6-1: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Bamble.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	2 774
Vindkraft	745
Sol på bygg	219
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	39
Enøk - GWh	22
Sol på grå arealer	18
Biogass - GWh	2
Vannkraft	0
Sum	3 819

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	20
Enøk - MW	13
Biogass - MW	0
Sum	33

Bamble har et stort teknisk potensial for både storskala solkraft og vindkraft. GIS-analysene har identifisert over 2 700 GWh for storskala sol og over 700 GWh for vind, i tillegg til over 200 GWh for sol på bygg, men dagens rammebetingelser begrenser realiseringen. Den mest lavhengende frukten er solceller på eksisterende og nye bygg, der Bambles industriprofil gjør løsningene særlig aktuelle: store tak på nærings- og industribygg har best prosjektøkonomi (jf. kap. 2.6.2 i hovedrapporten), produksjonen ligger tett på et svært stort lokalt forbruk og avlaster nettet, og kommunen har noe grå arealer. Her er det først og fremst lønnsomhet og rammebetingelser, ikke areal eller nett, som begrenser.

Den tekniske GIS-analysen for vindkraft viser at Bamble har størst sammenhengende arealer rundt Hørsfjell og Krokvatn, men realismen i dette er ikke vurdert. Kommunen skiller seg ut på grunn av beliggenheten: som kystnær industrikommune har den god nettilgang og tilgang til kai- og havneanlegg ved Rafnes, noe som er viktige faktorer for realisering av vindkraft på kort/mellomlang sikt. Realisering forutsetter at den største barrieren – lokal aksept og forankring – håndteres tidlig, og at egnet areal identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

Perspektiv: Forbruksvekst, kraftpris og behovet for samarbeid med fylket

Gjennom hele dette kapittelet peker forbruksveksten i Bamble i én retning: oppover, og vesentlig raskere enn den lokale produksjonen. Selv i scenarioet uten Frier Vest vokser forbruket med rundt 40 prosent fram mot 2040, mens dagens lokale produksjon på 26 GWh dekker under én prosent av behovet – og det tekniske potensialet som er mest realiserbart på kort sikt, sol på bygg og ENØK, monner lite mot et forbruk i GWh-klassen kommunen allerede har. Blir Frier Vest realisert, kan gapet mellom forbruk og lokal produksjon bli enda større, og komme raskere enn i dag antatt.

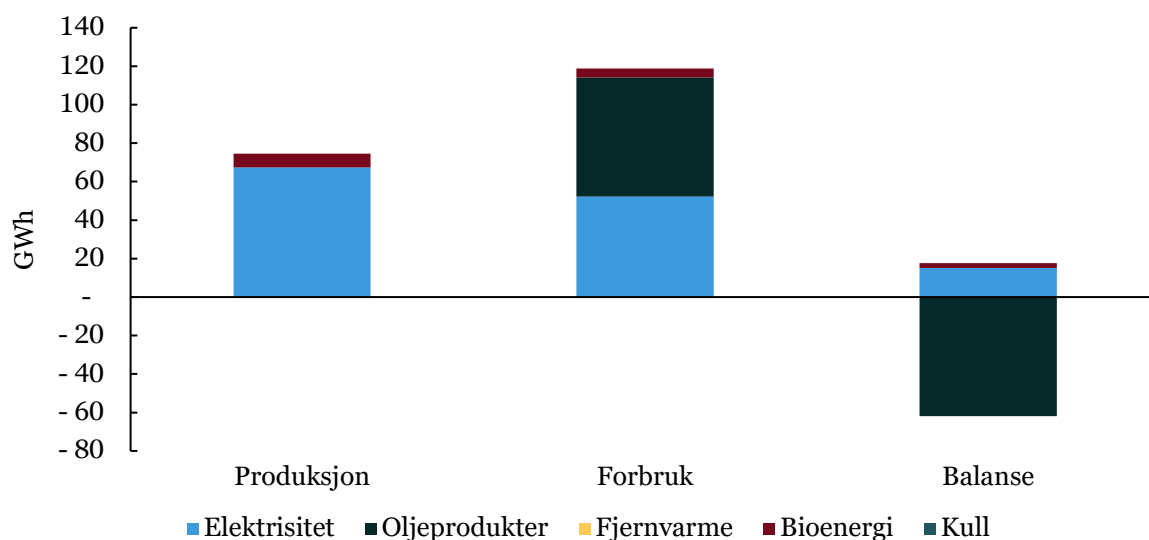
Denne ubalansen mellom forbruks- og produksjonsvekst har direkte betydning for strømprisen: jo mer Bamble og regionen rundt er avhengig av kraft utenfra, desto mer eksponert blir industrien for pris- og kapasitetssvingninger i markedet og nettet. Aktørene selv peker allerede på strømpris, ikke nettkapasitet, som den viktigste begrensningen for videre industriell utvikling, og at usikkerhet rundt



pris og tilgang har ført til at investeringer flyttes ut av regionen. Skal Bamble lykkes med å beholde og videreutvikle sin kraftintensive industri, samtidig som en eventuell Frier Vest-utbygging håndteres, er kommunen avhengig av at kraftproduksjon, nettkapasitet og industriutvikling planlegges i sammenheng med resten av Grenland og Telemark. Et tett og aktivt samarbeid med fylkeskommunen – om alt fra arealer og nettførsterkning til rekkefølgen på nye etableringer – vil derfor være avgjørende for en helhetlig og god utvikling, både for Bamble og for fylket som helhet.

6.2 Drangedal

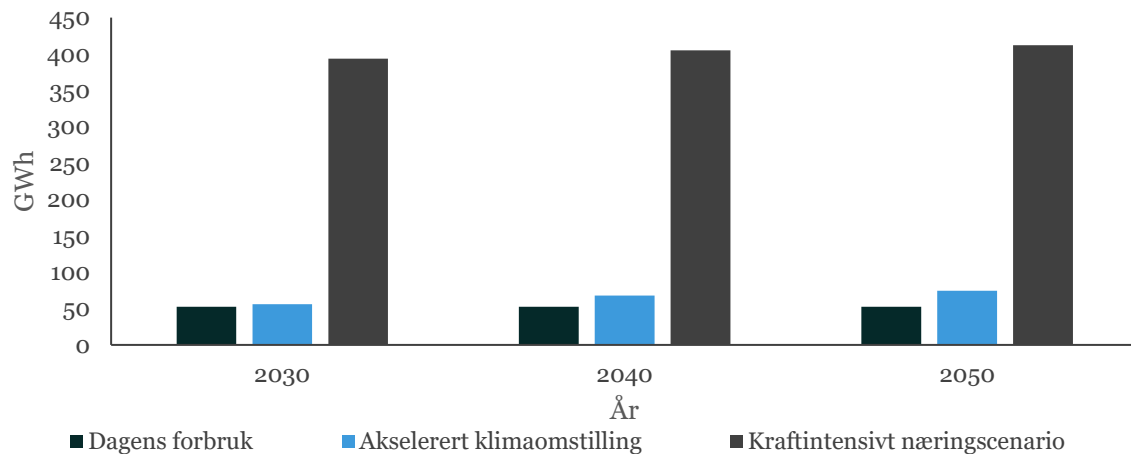
Drangedal er en kommune med moderat energibruk og et lite kraftoverskudd. Det samlede energibruket i kommunen er 119 GWh, mens lokal produksjon utgjør 75 GWh. Av dette er 67 GWh vannkraft og solkraft, mens de resterende 7 GWh er lokal vedproduksjon. Kommunen dekker dermed 63 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon.



Figur 6-3: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Drangedal

Energibalansen er likevel negativ, med et underskudd på 44 GWh. Det skyldes et relativt stort forbruk av oljeprodukter som kommunen ikke produserer selv og derfor er helt avhengig av å importere. Oljeprodukter utgjør 62 GWh, noe som er over halvparten av kommunens samlede energibruk. Transport er den største sektoren for fossil energibruk med 33 GWh, mens primærnæringene står for ytterligere 21 GWh.

Kraftforbruket er på 52 GWh og domineres av husholdninger, som alene står for 73 prosent. Tjenesteyting og service utgjør til sammen om lag 23 prosent, mens industrien er tilnærmet fraværende. Kraftproduksjonen på 67 GWh overstiger kraftforbruket, slik at Drangedal har et kraftoverskudd på 15 GWh. Produksjonen er nesten utelukkende vannkraft, med et marginalt bidrag fra solkraft. Kraftforbruket per innbygger er på 13 MWh, som er klart lavere enn Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh per innbygger.



Figur 6-4: Scenarioer for fremtidig energibruk i Drangedal

Scenarioene for fremtidig energibruk i Drangedal viser en mulig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 52 GWh i 2024 til 68 GWh i 2040, en økning på 30 prosent, drevet av elektrifisering av transport og det øvrige alminnelige forbruket. Næringsscenarioet skiller seg derimot klart ut. Datasenterutvikleren Klingstone AS har reservert 55 MW nettkapasitet med planlagt tilknytning rundt 2027, noe som alene tilsvarer et forbruk på 337 GWh. Samlet forbruk i næringsscenarioet når dermed 405 GWh i 2040 og 412 GWh i 2050, nær åtte ganger dagens nivå. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, og illustrerer at det er ett enkelt datasenterprosjekt, og ikke klimaomstillingen, som driver det aller meste av den mulige veksten i Drangedal.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-2: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Drangedal.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	21 200
Vindkraft	2 440
Sol på bygg	103
Vannkraft	27
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	10
Enøk - GWh	9
Sol på grå arealer	7
Biogass - GWh	1
Sum	23 797

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	5
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	5
Biogass - MW	0
Sum	10

Drangedal har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, særlig for storskala solkraft, men også for vindkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 21 200 GWh for storskala solkraft og om lag 2 400 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 100 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser.

Vindkraft peker seg ut i Drangedal da det er aktører som ser på arealer her som interessante både vindmessig og økonomisk. Dette viser at dersom Drangedal ønsker, er det realisme i vindkraft i kommunen på flere hundre GWh. GIS-analysen identifiserer flere sammenhengende områder, blant annet ved Brunane og rundt Røglefjell og Middagsknattane. Solenergi har store teoretiske muligheter,

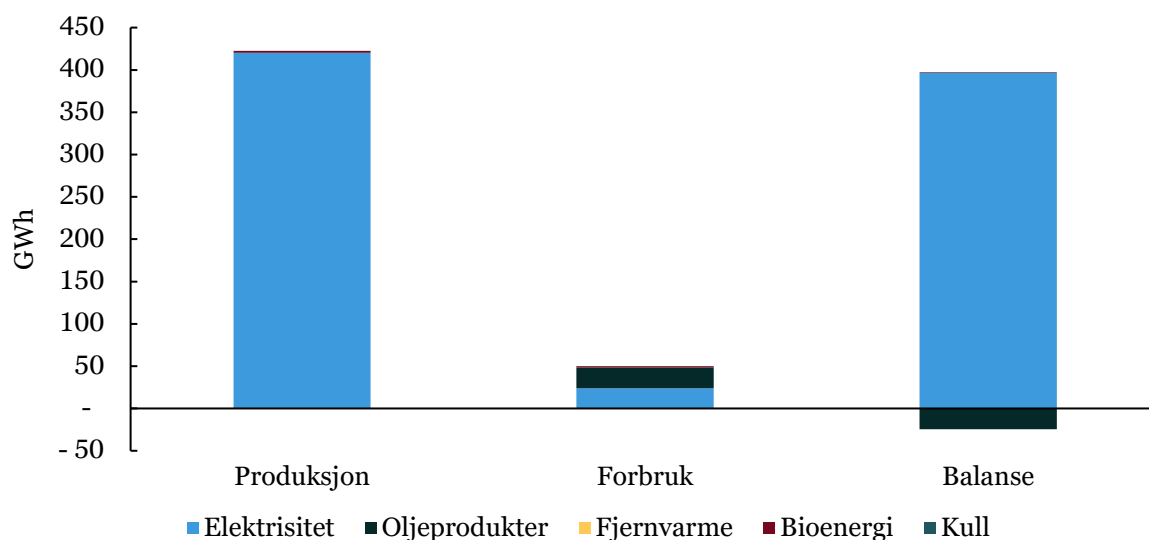


men marginal lønnsomhet i dagens marked setter høye krav til type areal og nettilknytning. Her er det først og fremst areal, nett og lokal forankring, ikke selve ressursgrunnlaget, som begrenser.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.3 Fyresdal

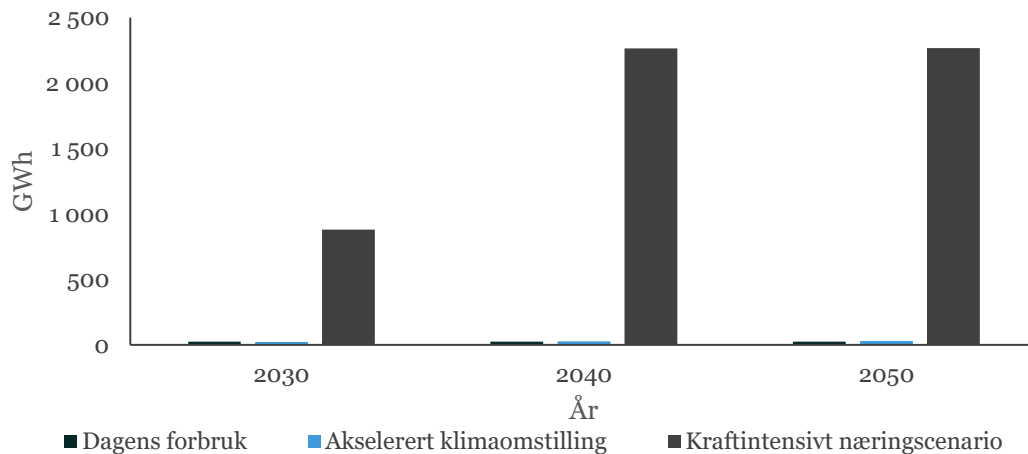
Fyresdal er en liten kraftkommune med et markant energioverskudd. Det samlede energiforbruket er bare 50 GWh, mens lokal produksjon utgjør 423 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen produserer langt mer enn den selv bruker, og 94 prosent av kraftproduksjonen eksporteres ut av kommunen. Med 13 vannkraftverk er Fyresdal den kommunen i Telemark med flest kraftverk. Disse spenner fra små elvekraftverk til det større Finndøla kraftverk, som med en midlere årsproduksjon på 297 GWh er blant de ti største i fylket. Til tross for at kommunen har flest kraftverk i fylket, er den samlede produksjonen på 420 GWh rangert som nummer ni i Telemark, noe som indikerer at de mange kraftverkene i hovedsak er små.



Figur 6-5: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Fyresdal

Den totale energibalansen trekkes noe ned av fossilt energibruk, men er likevel positiv på 373 GWh. Det er primærnæringer og transport som er de største forbruksgruppene innen fossil energi.

Kraftforbruket per innbygger er 19 MWh, som ligger under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og noe under det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh. Industrien i kommunen har et visst innslag i kraftforbruket, men er ikke av en slik størrelse at den løfter gjennomsnittet vesentlig.



Figur 6-6: Scenarioer for fremtidig energibruk i Fyresdal

Scenarioene for fremtidig energibruk i Fyresdal viser en mulig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 22 GWh i 2024 til 27 GWh i 2040, en økning på 21 prosent. Næringsscenarioet er fullstendig dominert av én aktør. Datasenterutvikleren EdgeConneX har reservert 140 MW, tilsvarende 858 GWh, med planlagt tilknytning rundt 2026, og ligger i tillegg inne med ytterligere 225 MW i Statnetts kapasitetskø mot 2028. Realiseres begge, løftes samlet forbruk til 2 265 GWh i 2040 og 2 268 GWh i 2050, i størrelsesorden hundre ganger dagens nivå. Et slikt utfall er svært usikkert og helt avhengig av at dette ene prosjektet faktisk bygges ut. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, der den store avstanden mellom klima- og næringsbanen understreker at all den potensielle storveksten i Fyresdal er knyttet til datasenteretableringen, ikke til klimaomstilling av eksisterende forbruk.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-3: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Fyresdal.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Vindkraft	9 355
Storskala solkraft	3 153
Sol på bygg	55
Vannkraft	37
Sol på grå arealer	10
Enøk - GWh	1
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	1
Biogass - GWh	0
Sum	12 612

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	1
Enøk - MW	0
Biogass - MW	0
Sum	1

Fyresdal sitt potensial for ny kraftproduksjon kommer først og fremst fra vindkraft og storskala solkraft. GIS-analysene har identifisert et *teknisk* potensial på om lag 9 TWh for vindkraft, og om lag 3 TWh for storskala solkraft (merk at dette ikke er realistisk å bygge ut i denne størrelsesorden). Sol på bygg og grå arealer gir marginale bidrag. Arealene identifisert for vindkraft er små og spredte, og begrenses i stor grad av store områder med reinbeite. Det anses derfor som lite aktuelt med vindkraft i Fyresdal. Som innlandskommune med store utmarksarealer har Fyresdal god tilgang på areal for sol, men avstand til nett og marked og hensynet til lokal forankring er sentrale faktorer for realisering på

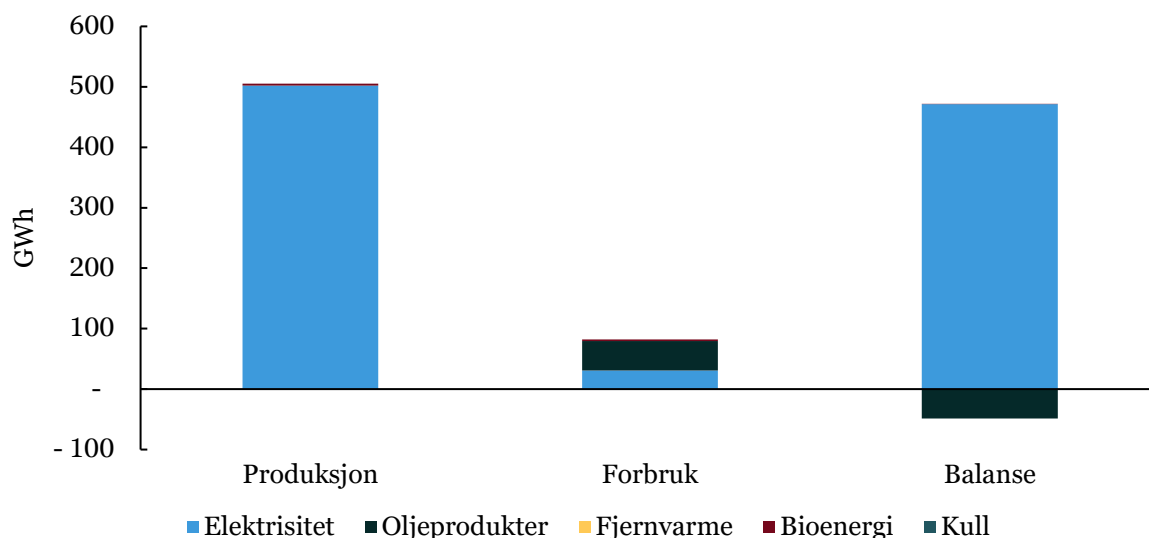


kort/mellomlang sikt. Egnet areal må identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.4 Hjartdal

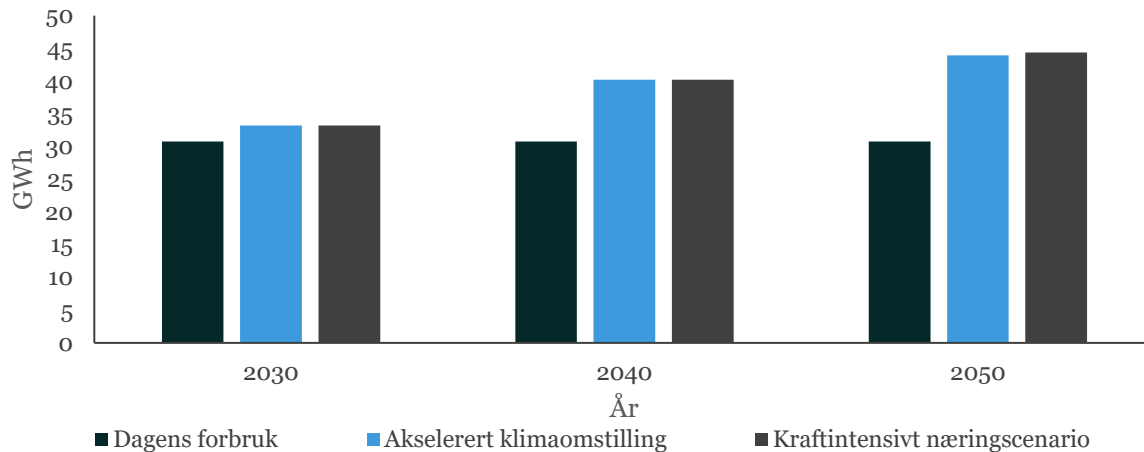
Hjartdal er en liten kraftkommune med et markant energioverskudd. Det samlede energiforbruket er bare 82 GWh, mens lokal produksjon utgjør 505 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen produserer langt mer enn den selv bruker, og 94 prosent av kraftproduksjonen eksporteres ut av kommunen. De syv kraftverkene i kommunen spenner fra små elvekraftverk til det større Hjartdøla kraftverk, som med en midlere årsproduksjon på 448 GWh er blant de ti største i fylket.



Figur 6-7: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Hjartdal

Den totale energibalansen trekkes noe ned av fossilt energibruk, men er likevel positiv på 423 GWh. Det er transport og primærnæringer som er de største forbruksgruppene innen fossil energi.

Kraftforbruket per innbygger er 19 MWh, som ligger under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og noe under det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-8: Scenarioer for fremtidig energibruk i Hjordal

Scenarioene for fremtidig energibruk i Hjordal viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 31 GWh i 2024 til 40 GWh i 2040, en økning på 31 prosent, og videre til 44 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter eller modne næringsplaner hos Statnett i Hjordal. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i praksis med klimascenarioet, med bare et marginalt tillegg fra generell industrivekst mot 2050. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, som ligger tilnærmet oppå hverandre.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-4: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Hjordal.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	13 287
Vindkraft	1 880
Vannkraft	242
Sol på bygg	85
Enøk - GWh	4
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	4
Sol på grå arealer	1
Biogass - GWh	1
Sum	15 504

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	2
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	2
Biogass - MW	0
Sum	4

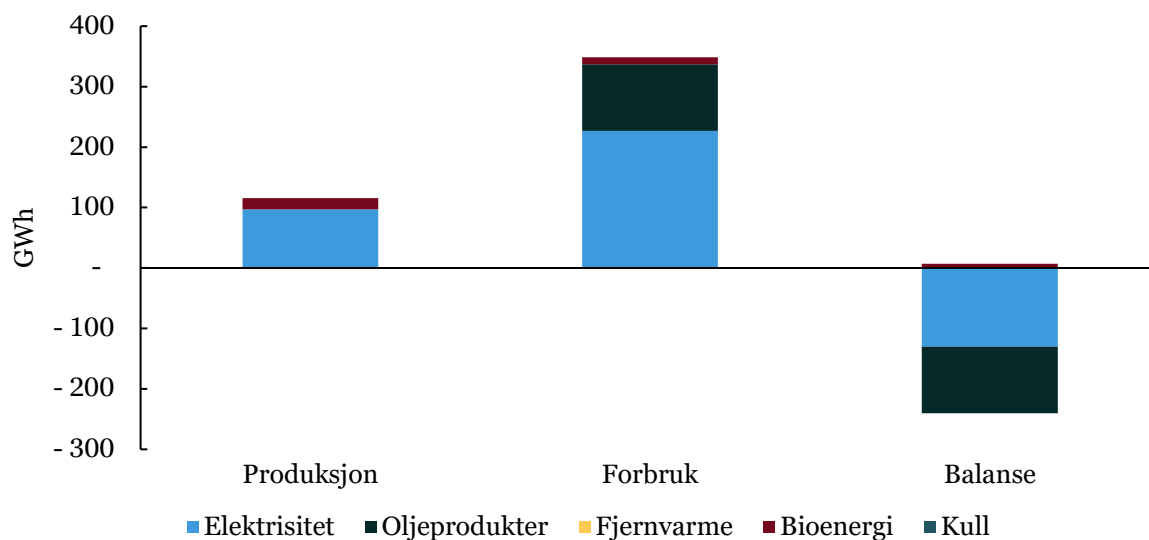
Hjordal har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, og det mest realistiske bidraget kommer fra vannkraft og Sauland kraftverk som har fått tillatelse (190 GWh av potensialet). For vindkraft er det tekniske potensialet rundt 1,9 TWh og GIS-analysen identifiserer sammenhengende områder rundt Blåtjønn-fjellet og vest for Sjøvatn. Realismen i områdene er ikke vurdert nærmere, da dette er et teknisk-teoretisk potensial. Generelt er innlandsområdene mindre attraktive for utbyggere på grunn av logistikk, nett og topografi, blant annet. For storskala solkraft er det identifisert over 13 TWh teknisk potensial, men lønnsomhet, nettilknytning, areal og rammebetingelser begrenser realismen. Sol på eksisterende og nye bygg har teknisk potensial på 85 GWh, hvorav store tak på nærings- og landbruksbygg har best prosjektøkonomi (jf. kap. 2.5.2). Som innlandskommune med store utmarksarealer har Hjordal god tilgang på areal, men avstand til nett og marked og hensynet til lokal forankring er sentrale faktorer for realisering på kort/mellomlang sikt.



Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.5 Kragerø

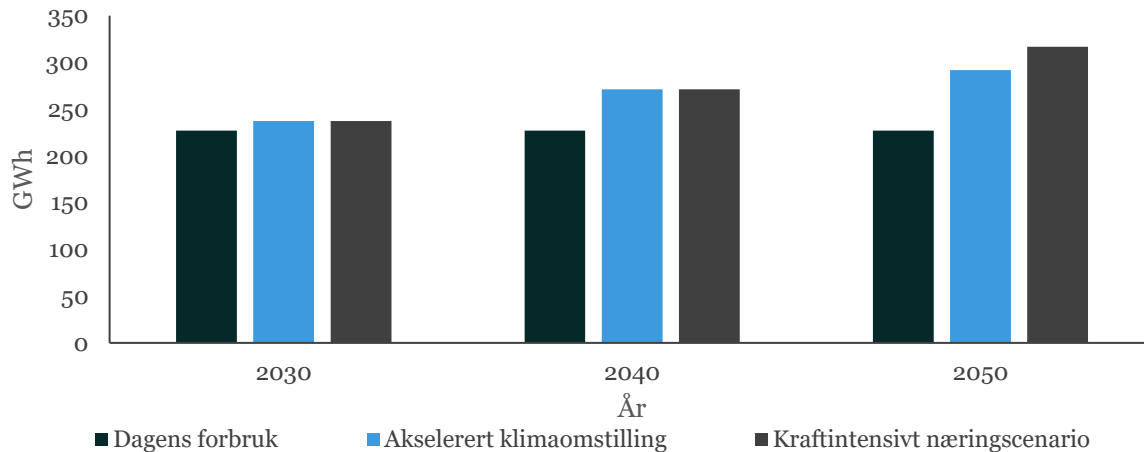
Kragerø er en kystkommune med et betydelig energiunderskudd. Det samlede energiforbruket er 348 GWh, mens lokal produksjon utgjør 115 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen dekker dermed 33 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon. Både kraftbalansen og den totale energibalansen i kommunen er negativ på henholdsvis 130 GWh og 233 GWh.



Figur 6-9: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Kragerø

Husholdninger er den største forbrukergruppen av kraft med 41 prosent (93 GWh), tett etterfulgt av industrien med 37 prosent (84 GWh). Vafos Pulp (61 GWh) og Vistin Pharma (14 GWh) er de største enkeltforbrukerne av kraft i industrien.

Kraftforbruket per innbygger er 22 MWh, noe under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og om lag på nivå med det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-10: Scenarioer for fremtidig energibruk i Kragerø

Scenarioene for fremtidig energibruk i Kragerø viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 227 GWh i 2024 til 271 GWh i 2040, en økning på 19 prosent, og videre til 292 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming og noe industri. Kragerø har et visst innslag av industri, men ingen reserveverte nettkapasiteter hos Statnett. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i hovedsak med klimascenarioet, men ligger noe høyere mot 2050, med 317 GWh, som følge av generell industrivekst. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-5: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Kragerø.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	6 271
Vindkraft	825
Sol på bygg	218
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	28
Enøk - GWh	21
Sol på grå arealer	3
Biogass - GWh	1
Vannkraft	0
Sum	7 367

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	14
Enøk - MW	12
Biogass - MW	0
Sum	26

Kragerø har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, først og fremst for storskala solkraft og vindkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 6 300 GWh for storskala solkraft og om lag 830 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 220 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. GIS-analysen for vindkraft har identifisert sammenhengende områder nord-øst for Nordre Slettefjell, og nærmere kysten, rundt Barlands-tjenna Sjømanns-heia. Realismen er ikke vurdert, men intervjuer med aktører bekrefter at Kragerø er en interessant vindkraft-kommune. Per nå er det lokal motstand og rammevilkår som først og fremst hindrer vindkraftutvikling.

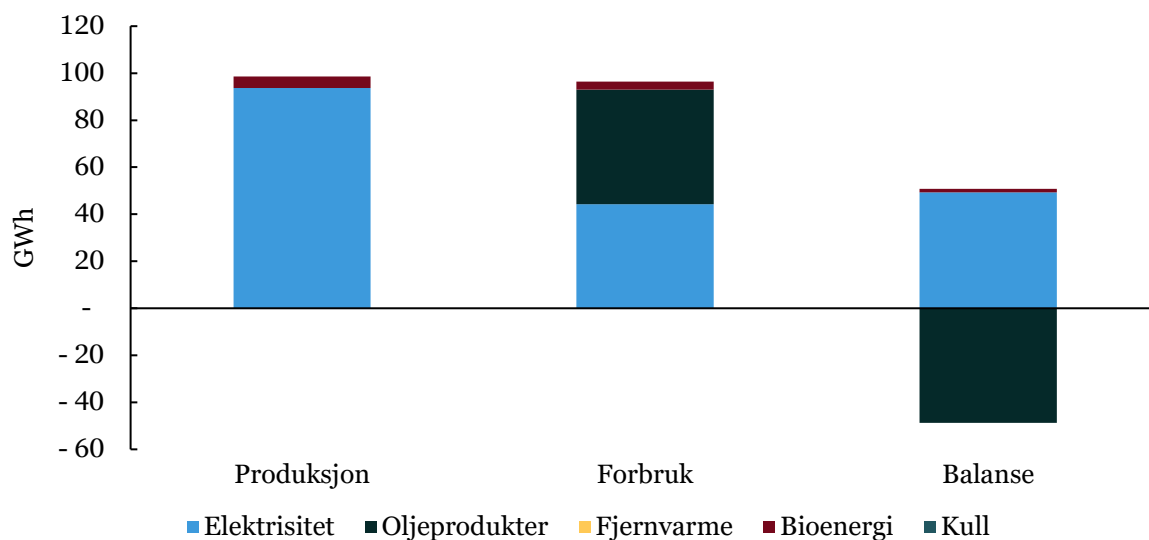
Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver



kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

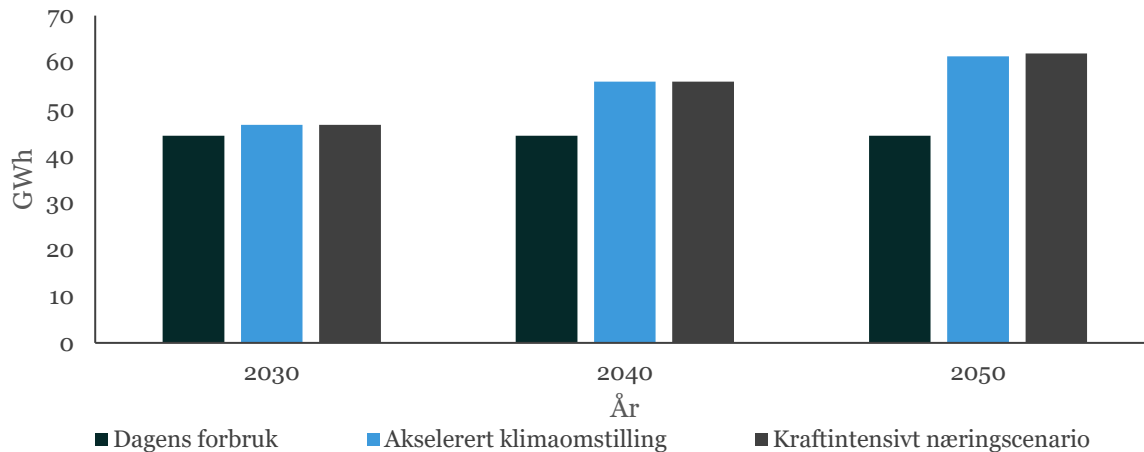
6.6 Kviteseid

Kviteseid har et tilnærmet nøytralt energiregnskap, med produksjon på 99 GWh og forbruk på 96 GWh. Produksjonssiden består nesten utelukkende av vannkraft, i tillegg til noe lokal produksjon av ved. Kommunen dekker dermed sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon, og 53 prosent av kraftproduksjonen eksporteres ut av kommunen. Den totale energibalansen er marginalt positiv, men trekkes ned av et betydelig forbruk av oljeprodukter. Fossil energi utgjør halvparten av det samlede energiforbruket (49 GWh). Transport er den største forbrukssektoren 25 GWh, etterfulgt av primærnæringene med 18 GWh.



Figur 6-11: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Kviteseid

Kraftforbruket på 44 GWh domineres av husholdninger, som alene står for 30 GWh (67 prosent). Tjenesteyting utgjør 10 GWh (22 prosent) og service 4 GWh (10 prosent), mens industrien er tilnærmet fraværende. Kraftforbruket per innbygger er 18 MWh, godt under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og under det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh. Fraværet av kraftintensiv industri gjenspeiles tydelig i det lave gjennomsnittet.



Figur 6-12: Scenarioer for fremtidig energibruk i Kviteseid

Scenarioene for fremtidig energibruk i Kviteseid viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 44 GWh i 2024 til 56 GWh i 2040, en økning på 28 prosent, og videre til 61 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Kviteseid. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i praksis med klimascenarioet, med bare et marginalt tillegg mot 2050. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, som ligger tett opptil hverandre.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-6: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Kviteseid.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	15 078
Vindkraft	1 300
Sol på bygg	82
Enøk - GWh	3
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	3
Vannkraft	2
Sol på grå arealer	2
Biogass - GWh	1
Sum	16 471

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	2
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	2
Biogass - MW	0
Sum	4

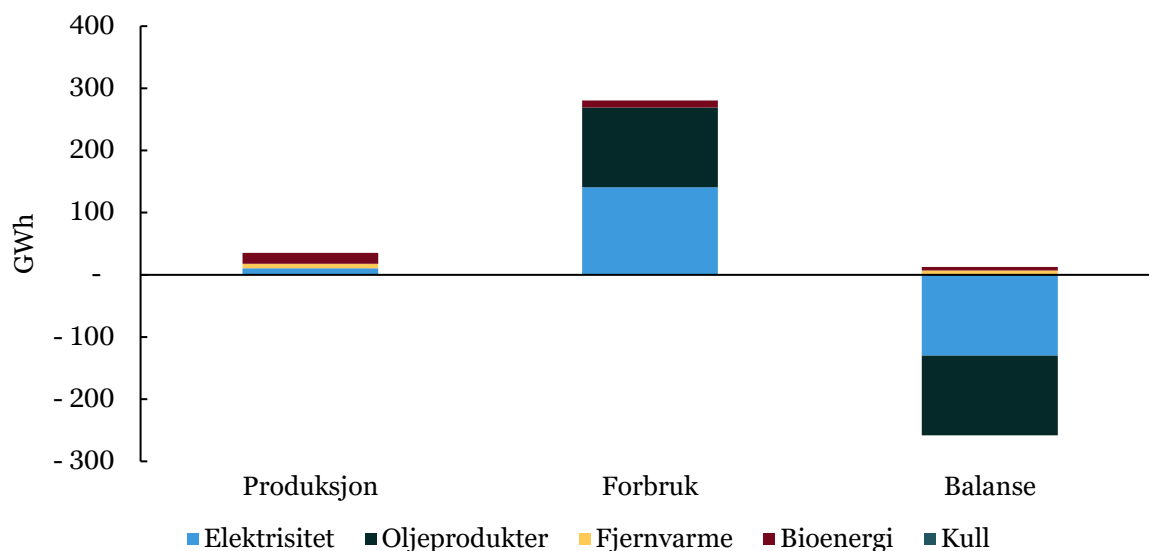
Kviteseid har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, først og fremst for storskala solkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 15 000 GWh for storskala solkraft og om lag 1 300 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 80 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. Den tekniske GIS-analysen for vindkraft identifiserer det største sammenhengende området rundt Hovund-fjellet, i tillegg til noen mindre spredte områder. Logistikk og nettilknytning, samt topografi begrenser potensialet, men det kan finnes muligheter her. Som innlandskommune med store utmarksarealer har Kviteseid god tilgang på areal, men avstand til nett og marked og hensynet til lokal forankring er sentrale faktorer for realisering på kort/mellomlang sikt. Realisering forutsetter at den største barrieren – lokal aksept og forankring – håndteres tidlig, og at egnet areal identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere.



Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.7 Midt-Telemark

Midt-Telemark har et betydelig energiunderskudd og svært begrenset lokal energiproduksjon. Det samlede energibruket er 281 GWh, mens lokal produksjon utgjør 35 GWh. Produksjonssiden består av sol- og vannkraft, fjernvarme og lokal produksjon av ved. Kommunen dekker dermed 12 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon.

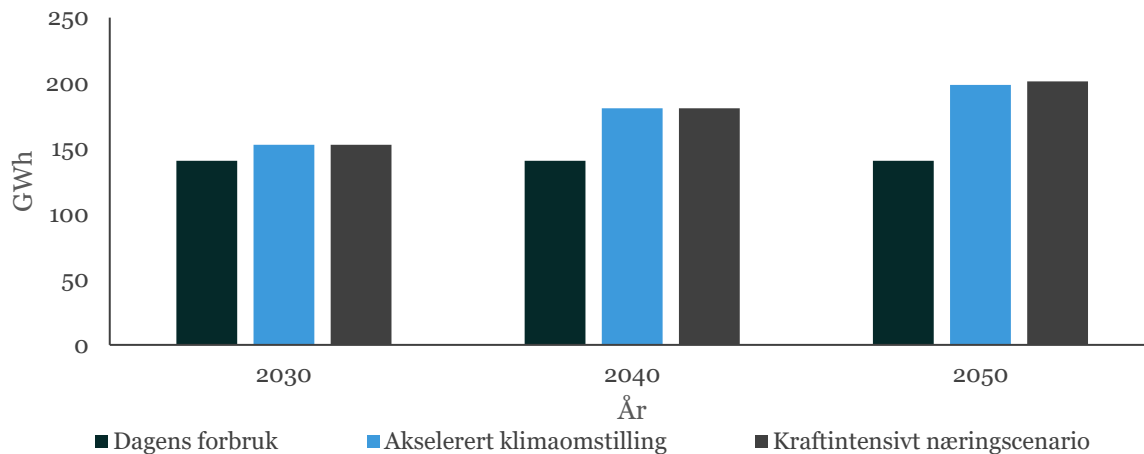


Figur 6-13: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Midt-Telemark

Energibalansen er negativ med et underskudd på 253 GWh. Fossil energi utgjør 128 GWh (46 prosent) av det samlede forbruket. Transport er den største forbruchssektøren med 56 GWh, etterfulgt av primærnæringene med ytterligere 49 GWh. Andre motorredskaper utgjør 17 GWh. Det er ingen industriell bruk av fossil energi av betydning.

Kraftforbruket på 141 GWh domineres av husholdninger, som alene står for 60 prosent. Tjenesteyting utgjør 21 prosent og service 11 prosent, mens industrien bidrar med 5 prosent. Kraftbalansen er negativ med et underskudd på 130 GWh, og kommunen er dermed helt avhengig av tilført kraft utenfra.

Kraftforbruket per innbygger er 13 MWh, klart lavere enn Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh. Det lave gjennomsnittet gjenspeiler fraværet av kraftintensiv industri i kommunen.



Figur 6-14: Scenarioer for fremtidig energibruk i Midt-Telemark

Scenarioene for fremtidig energibruk i Midt-Telemark viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 146 GWh i 2024 til 181 GWh i 2040, en økning på 24 prosent, og videre til 199 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Midt-Telemark. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i praksis med klimascenarioet, med bare et marginalt tillegg mot 2050. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-7: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Midt-Telemark.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	12 591
Vindkraft	1 107
Sol på bygg	214
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	31
Enøk - GWh	26
Vannkraft	22
Sol på grå arealer	6
Biogass - GWh	4
Sum	14 001

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	15
Enøk - MW	14
Biogass - MW	1
Sum	30

Midt-Telemark har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, først og fremst for storskala solkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 12 600 GWh for storskala solkraft og om lag 1 100 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 210 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. For sol på bygg vil store tak på nærings- og landbruksbygg har best prosjektøkonomi. For alle er det først og fremst tilgang på areal, nett og lokal forankring, ikke selve ressursgrunnlaget, som begrenser. Den tekniske GIS-analysen for vindkraft har identifisert størst sammenhengende områder sør for Lifjell, samt på høydedragene øst og vest for Nordagutu, men realismen er ikke vurdert. Som innlandskommune er realismen generelt lavere på grunn av logistikk, nett, marked og topografi. Potensialet for vannkraft er lite, og lite realistisk.

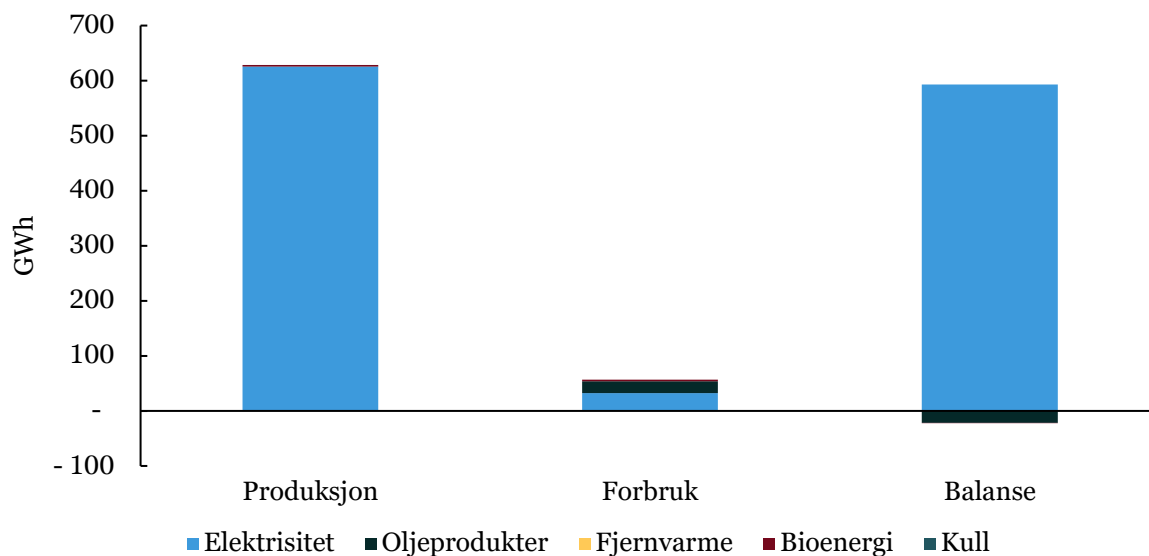
Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir



best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.8 Nissedal

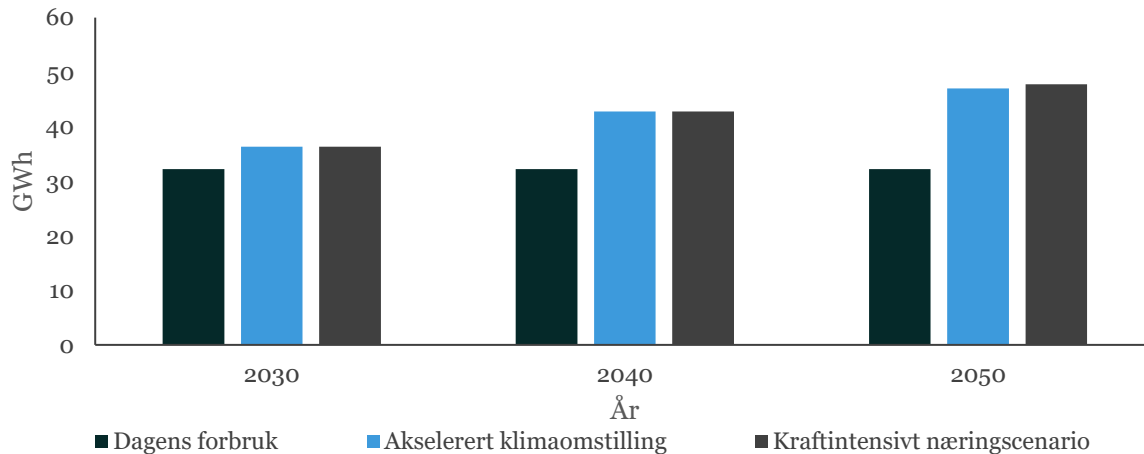
Nissedal er en liten kraftkommune med et markant energioverskudd. Den samlede energibruken er bare 57 GWh, mens lokal produksjon utgjør 628 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Med 12 vannkraftverk er Nissedal blant kommunene i Telemark med flest vannkraftverk. Likevel er ingen av dem blant de ti største i fylket, og produksjonen er med andre ord spredt på mange relativt små anlegg. Med en samlet produksjon på 625 GWh er Nissedal nummer fem av kommunene i Telemark når det kommer til kraftproduksjon. Kommunen produserer langt mer enn den selv bruker, og 95 prosent av kraftproduksjonen eksporteres ut av kommunen.



Figur 6-15: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Nissedal

Kraftforbruket på 32 GWh domineres av husholdninger (74 prosent), etterfulgt av tjenesteyting (14 prosent) og service (12 prosent). Det ikke-elektriske forbruket består av oljeprodukter (21 GWh) og bioenergi (3 GWh). Det er forbruk av oljeprodukter i transport som dominerer med 12 GWh, etterfulgt av primærnæringer (5 GWh).

Kraftforbruket per innbygger er 22 MWh, noe under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og om lag på nivå med det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-16: Scenarioer for fremtidig energibruk i Nissedal

Scenarioene for fremtidig energibruk i Nissedal viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 35 GWh i 2024 til 43 GWh i 2040, en økning på 23 prosent, og videre til 47 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserve nettkapasiteter hos Statnett i Nissedal. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i praksis med klimascenarioet, med bare et marginalt tillegg mot 2050. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, som ligger tett opptil hverandre.

Energiptensial i kommunen

Tabell 6-8: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Nissedal.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energidrag [GWh]
Storskala solkraft	25 394
Vindkraft	6 833
Sol på bygg	84
Vannkraft	47
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	5
Enøk - GWh	3
Sol på grå arealer	3
Biogass - GWh	0
Sum	32 369

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektdrag [MW]
Enøk - MW	2
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	2
Biogass - MW	0
Sum	4

Nissedal er en kommune med store energiresurser, og sitter på et stort teknisk potensial for både vind og sol i tillegg til sin eksisterende vannkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 25 400 GWh for storskala solkraft og 6 800 GWh for vindkraft, i tillegg til over 80 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. Nissedal skiller seg ut fra andre kommuner ved at det har et svært stort, sammenhengende teknisk egnet område, som ligger øst for Nisser, med Blikfjell i nord og Grønfjell i sør. Dette er også en interessant kommune for utbyggere, noe som betyr at dersom kommunen ønsker, kan det være mulig å realisere en andel av dette potensialet. Lokal motstand og rammevilkår er de største hindrene for utvikling. Egnede arealer for både sol og vind må identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir



best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.9 Nome

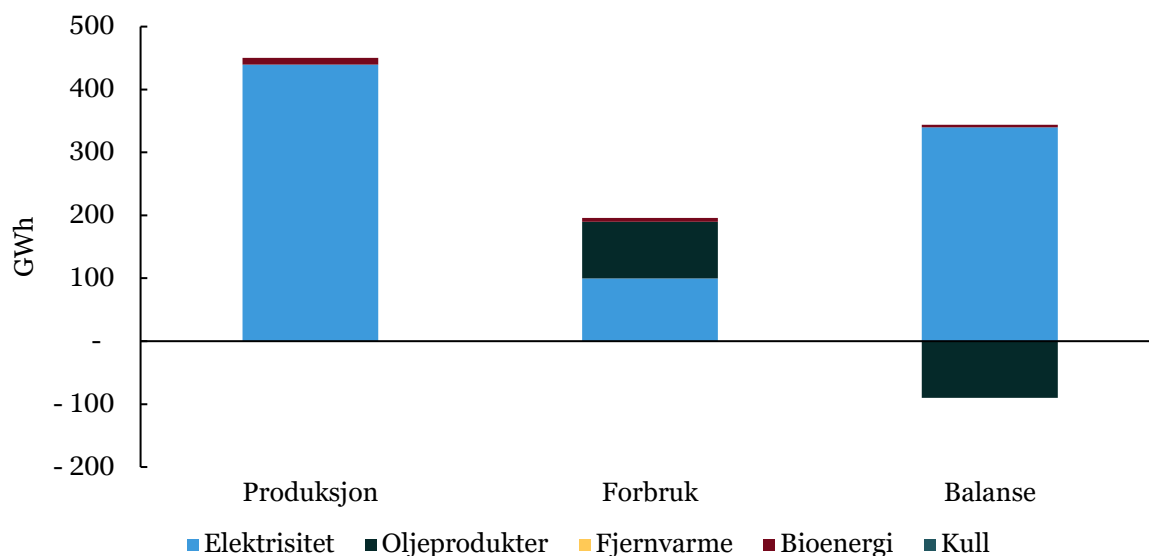
Nome har et stort kraftoverskudd, men Fensfeltet kan endre bildet vesentlig

Hvor stort kraftoverskuddet i Nome forblir fram mot 2040 og 2050, avhenger av om utvinning og bearbeiding av sjeldne jordarter på Fensfeltet ved Ulefoss realiseres. Uten Fensfeltet er Nome en stabil kraftkommune med solid overskudd. Med Fensfeltet kan bildet endre seg vesentlig, ettersom moderne mineralutvinning og -bearbeiding er kraftkrevende industri.

Uten Fensfeltet: en stabil kraftkommune med solid overskudd

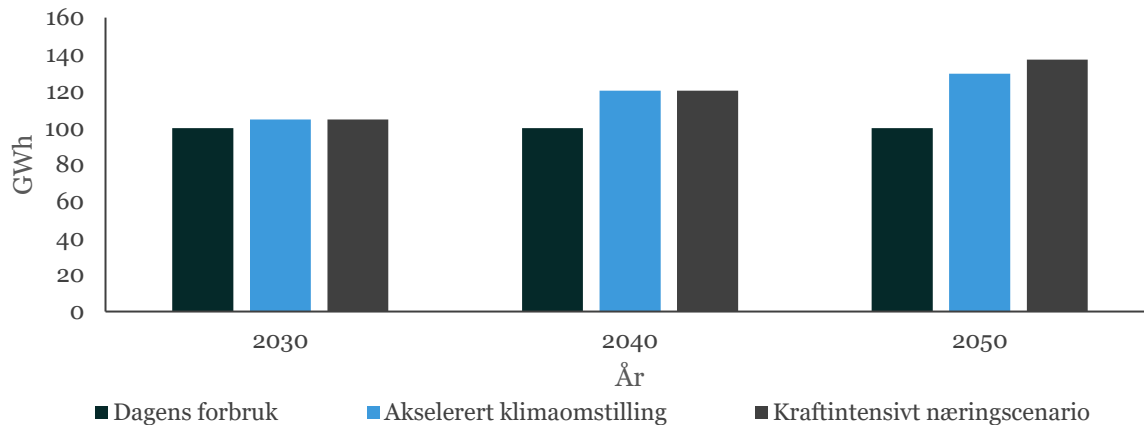
Nome er en kraftkommune med et betydelig energioverskudd. Det samlede energiforbruket er 196 GWh, mens lokal produksjon utgjør 450 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen eksporterer 77 prosent av kraftproduksjonen, og den totale energibalansen er positiv med 254 GWh.

Den totale energibalansen trekkes noe ned av fossilt energibruk. Oljeprodukter utgjør 90 GWh (46 prosent) av det samlede forbruket. Primærnæringene er den største sektoren med 41 GWh, etterfulgt av transport med 39 GWh.



Figur 6-17: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Nome

Kraftforbruket på 100 GWh drives av forbrukergruppene husholdninger (52 prosent), industri (25 prosent) og tjenesteyting (15 prosent). Den største enkeltforbrukeren er Ulefos Jernværk, som alene står for 22 GWh (22 prosent) av kommunens samlede kraftforbruk. Kraftforbruket per innbygger er 15 MWh, under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-18: Scenarioer for fremtidig energibruk i Nome

Scenarioene for fremtidig energibruk i Nome viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 100 GWh i 2024 til 120 GWh i 2040, en økning på 20 prosent, og videre til 130 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming og noe industri. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Nome. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i hovedsak med klimascenarioet, men ligger noe høyere mot 2050, med 137 GWh, som følge av generell industrivekst. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene. Disse scenariene omfatter ikke en eventuell utbygging på Fensfeltet, se under.

Med Fensfeltet: en mulig ny, kraftkrevende industri i kommunen

Fensfeltet ved Ulefoss regnes som Europas største kjente forekomst av sjeldne jordarter (REE), med Rare Earths Norway og Saga Minerals som rettighetshavere. Grove anslag for en eventuell gruvedrift ligger på 150–200 MW effektbehov og 1–2 TWh årlig kraftforbruk. Investeringsbeslutning ventes tidligst rundt 2032, med mulig produksjonsstart i 2035–2036.

Realiseres også videre bearbeiding i regionen – som hydrometallurgisk foredling, magnetproduksjon eller batterikjemi – kan ringvirkningene i kraft- og effektbehov bli vesentlig større enn selve gruvedriften alene, med grove anslag i størrelsesorden 300–500 MW samlet. Slike tall er foreløpig usikre og bør kvalitetssikres direkte mot aktørene før de legges til grunn i videre planlegging. Realiseringen av både gruvedrift og eventuell foredlingsindustri avhenger i stor grad av kraftpris og nettkapasitet, som i dag ikke er dimensjonert for et effektbehov i denne størrelsesordenen i Nome og Midt-Telemark.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-9: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Nome.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	8 868
Sol på bygg	129
Vindkraft	64
Enøk - GWh	16
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	16
Vannkraft	14
Sol på grå arealer	12
Biogass - GWh	2
Sum	9 121

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	9
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	8
Biogass - MW	1
Sum	18



Nome sitt tekniske potensial for ny kraftproduksjon kommer først og fremst fra storskala solkraft, mens vindpotensialet er svært begrenset. GIS-analysen identifiserer et lite område på grensen til Drangedal, og aktører i området er aktive i disse to kommunene, noe som setter Nome på kartet selv med et begrenset teknisk potensial (med begrensningene satt i denne analysen). Storskala solkraft har et teknisk potensial på 8 900 GWh og 130 GWh for sol på bygg, men realismen begrenses av areal- og rammebetingelser. Egnede arealer kan identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere.

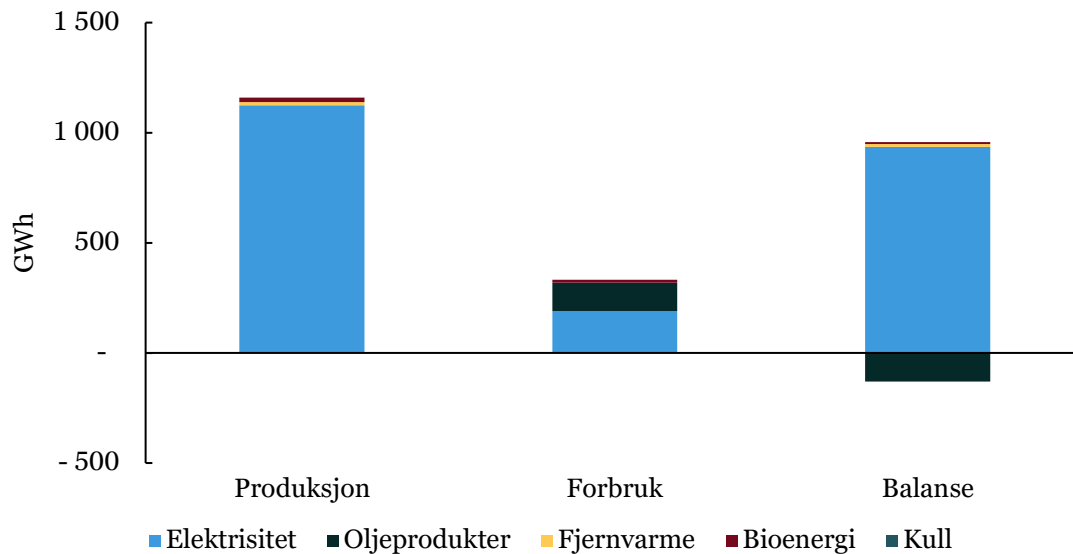
Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

Refleksjon: et solid utgangspunkt, men avhengig av at store veivalg tas i fellesskap med fylket

Nome er i dag en av fylkets tryggeste kraftkommuner: solid overskudd, lavt forbruk per innbygger og et betydelig teknisk potensial for videre produksjon, særlig i storskala solkraft. Dette gode utgangspunktet bør likevel ikke tolkes som at kommunen kan planlegge i isolasjon. Fensfeltet er et nasjonalt og europeisk strategisk mineralprosjekt, der både realisering, omfang og tempo i stor grad avgjøres av beslutninger på nasjonalt og EU-nivå – ikke bare lokalt i Nome. Nettopp fordi kraftbehovet til en eventuell utvinning og bearbeiding på Fensfeltet foreløpig kun er grovt anslått og ikke bekreftet av aktørene selv, er det viktig at Nome og fylkeskommunen følger utviklingen tett og planlegger nett- og produksjonskapasitet i god tid – slik at kommunen ikke havner i samme situasjon som mer industritunge kommuner, der forbruksveksten har kommet raskere enn nett og produksjon har klart å følge. Et tett samarbeid med fylkeskommunen om arealavklaringer, nettkapasitet og prioritering mellom nye etableringer vil være avgjørende for at Nome kan beholde sin gunstige kraftsituasjon samtidig som en eventuell ny mineralnæring får gode vilkår for å vokse fram.

6.10 Notodden

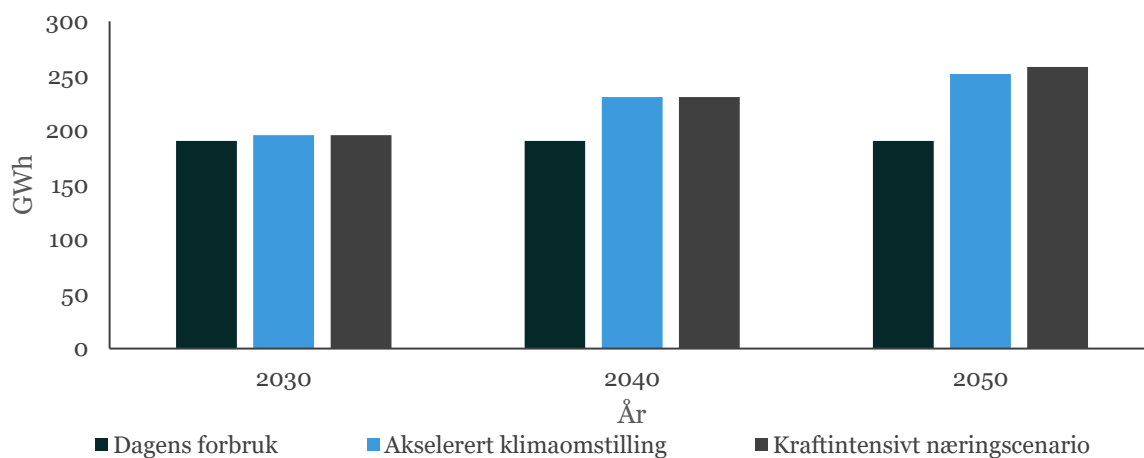
Notodden er en kraftkommune med et markant energioverskudd. Det samlede energiforbruket er 332 GWh, mens lokal produksjon utgjør 1 160 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Notodden har åtte vannkraftverk og er rangert som nummer fire i Telemark med en samlet kraftproduksjon på 1 125 GWh. Det er Svelgfoss kraftverk som dominerer med en midlere årsproduksjon på 564 GWh, og dermed står for mer enn halvparten av Notoddens samlede produksjon, og er det sjuende største kraftverket i Telemark. Tinfos I bidrar med ytterligere 220 GWh og Grønvollfoss med 173 GWh. Til sammen står disse tre kraftverkene for 85 prosent av produksjonen i kommunen. Kommunen eksporterer 83 prosent av kraftproduksjonen. Den totale energibalansen trekkes noe ned av fossilt energibruk, men er fortsatt positivt på 828 GWh.



Figur 6-19: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Notodden

Transport er den største forbrukersekstoren av oljeprodukter med 82 GWh, etterfulgt av primærnæringer (28 GWh) og andre motorredskaper (13 GWh).

Kraftforbruket på 190 GWh domineres av husholdninger med 55 prosent, etterfulgt av tjenesteyting (23 prosent), og service (12 prosent). Kraftforbruket per innbygger er 14 MWh, klart under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-20: Scenarioer for fremtidig energibruk i Notodden

Scenarioene for fremtidig energibruk i Notodden viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 186 GWh i 2024 til 230 GWh i 2040, en økning på 24 prosent, og videre til 252 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming og noe industri. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Notodden. Lokale planer om et «Notodden Energy Hub» med datasenter og hydrogenproduksjon ble nevnt i intervjuene, men er foreløpig ikke modne nok til å inngå i Statnetts kø, og er derfor ikke regnet med. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i hovedsak med klimascenarioet, men ligger noe høyere mot 2050, med 258 GWh, som følge av generell industrivekst. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene.



Energipotensial i kommunen

Tabell 6-10: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Notodden.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	29 477
Vindkraft	3 822
Sol på bygg	226
Vannkraft	99
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	49
Enøk - GWh	48
Sol på grå arealer	3
Biogass - GWh	3
Sum	33 727

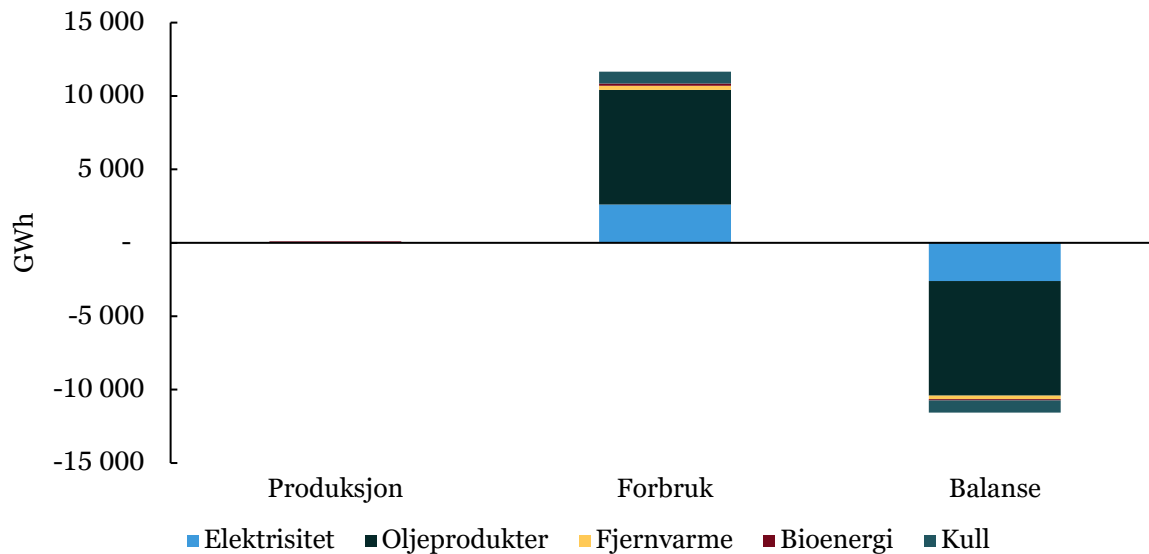
Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	26
Enøk - MW	25
Biogass - MW	1
Sum	52

Notodden har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, særlig for storskala solkraft, men også for vindkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 29 500 GWh for storskala solkraft og om lag 3 800 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 230 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. Den tekniske GIS-analysen for sol og vind viser at ressursgrunnlaget er stort, men lokalisering for realiserbare prosjekter av tilgang på areal, avstand til nett og marked og hensynet til lokal forankring. Områdene for vindkraft er noe spredt, og generelt er innlandskommunene mindre interessante for vindkraftutbyggere som er intervjuet.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.11 Porsgrunn

Porsgrunn er Telemarks klart mest energiintensive kommune, drevet av en tung konsentrasjon av prosessindustri på Herøya. Kommunens energibruk er 11 664 GWh, og dermed mer enn halvparten av hele fylkets samlede energibruk. Lokal energiproduksjon er marginal med kun 109 GWh, nesten utelukkende solkraft, og kommunen er dermed helt avhengig av tilført energi utenfra. Energibalansen er negativ med 11 555 GWh.



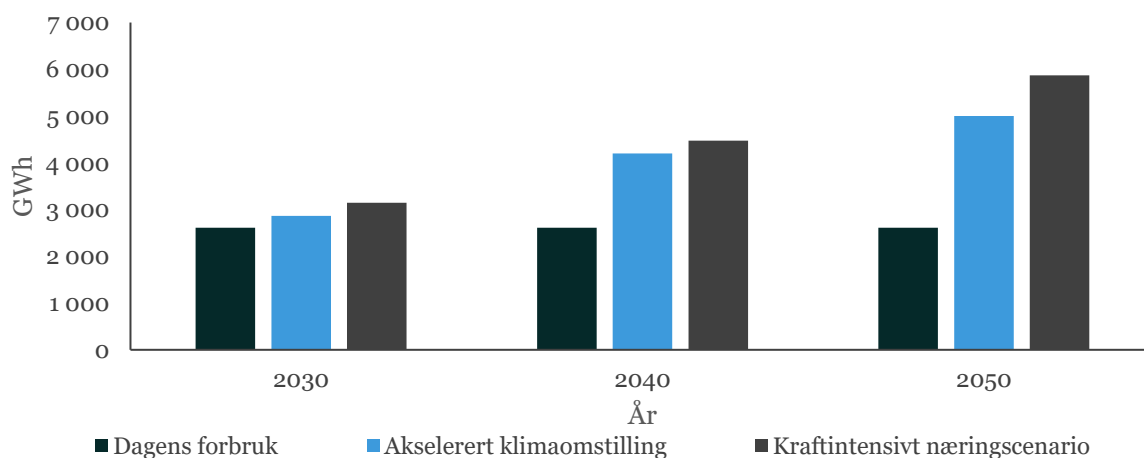
Figur 6-21: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Porsgrunn

Oljeprodukter utgjør 67 prosent av den samlede energibruken, og industrien dominerer forbrukssiden fullstendig, både innen kraft og fossil energi.

Av oljeprodukter går 94 prosent (7 366 GWh) til industrien. Transport følger med 359 GWh, mens andre motorredskaper (34 GWh) og næringsbygg (20 GWh) utgjør marginale andeler. Alt kullforbruk i kommunen på 812 GWh kommer fra industrien.

Kraftforbruket på 2 608 GWh er tilsvarende industridominert, med 78 prosent til industrisektoren. De tre største enkeltforbrukerne er Yara Porsgrunn med 713 GWh, Eramet Norway med 581 GWh og Inovyn med 34 GWh. Til sammen står disse tre industriaktørene for omtrent halvparten av kommunens totale kraftforbruk. Husholdningene står for omtrent 10 prosent av kraftforbruket, etterfulgt av primærnærings (5 prosent) og tjenesteyting (4 prosent).

Det betydelige industrielle kraftforbruket gir også utslag i kommunens kraftforbruk per innbygger. For Porsgrunn er denne på 70 MWh, noe som er nest høyest i fylket, etter Bamble. Dette er klart over Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-22: Scenarioer for fremtidig energibruk i Porsgrunn

Scenarioene for fremtidig energibruk i Porsgrunn viser en mulig kraftig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for



akselerert klimaomstilling stiger forbruket kraftig, fra 2 627 GWh i 2024 til 4 197 GWh i 2040, en økning på 60 prosent, og videre til 5 001 GWh i 2050. Denne veksten er i all hovedsak drevet av elektrifisering av den eksisterende prosessindustrien på Herøya og i Grenland. Næringsscenarioet ligger noe over klimascenarioet og bygger på reservert nettkapasitet hos Statnett, blant annet hydrogenproduksjon fra Nordic Electrofuel, industri fra LanzaTech og et mindre datasenter fra PolarDC, til sammen 276 GWh. Samlet forbruk i næringsscenarioet når dermed 4 473 GWh i 2040 og 5 872 GWh i 2050. I likhet med Bamble er det altså klimaomstillingen av eksisterende industri, og i mindre grad ny kraftintensiv virksomhet, som driver den mulige veksten i Porsgrunn. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene.

Energiptensial i kommunen

Tabell 6-11: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Porsgrunn

Energiløsning	Teknisk potensial - Energi bidrag [GWh]
Storskala solkraft	1 361
Sol på bygg	457
Vindkraft	389
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	97
Enøk - GWh	85
Sol på grå arealer	79
Biogass - GWh	5
Vannkraft	0
Sum	2 473

Energiløsning	Teknisk potensial - Effekt bidrag [MW]
Enøk - MW	48
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	46
Biogass - MW	1
Sum	95

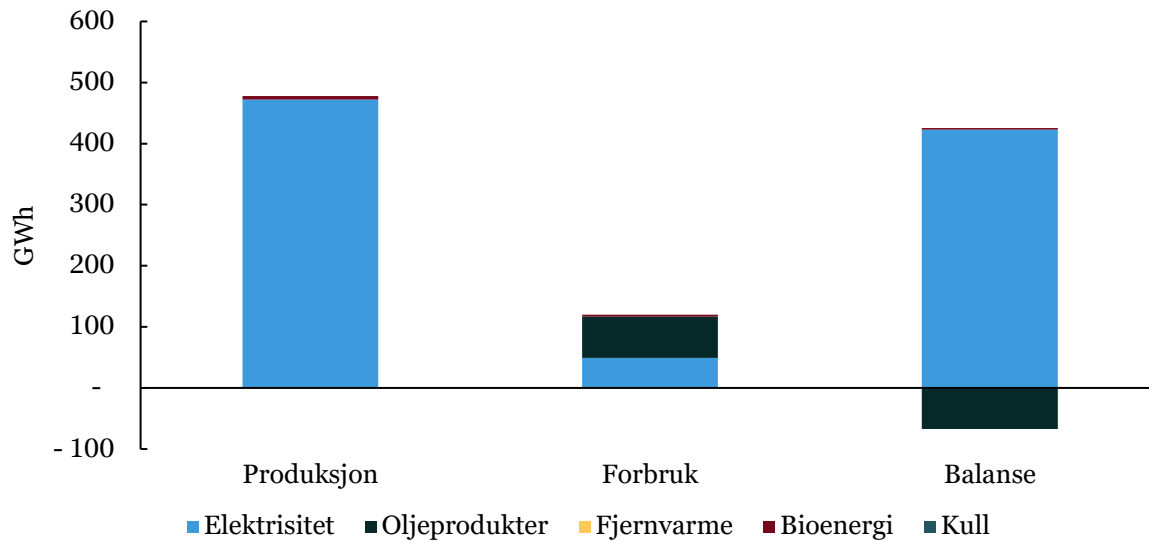
Porsgrunn har størst teknisk potensial for bakkemontert sol og sol på bygg. GIS-analysene har identifisert om lag 1 400 GWh for storskala sol og om lag 390 GWh for vind, i tillegg til om lag 460 GWh for sol på bygg, men dagens rammebetingelser begrenser realiseringen. Den mest lavhengende frukten er solceller på eksisterende og nye bygg, der Porsgrunns tunge industriprofil gjør løsningene særlig aktuelle: store tak på nærings- og industribygg har best prosjektøkonomi (jf. kap. 2.5.2), produksjonen ligger tett på et svært stort lokalt forbruk og avlastet nettet, og det er store grå arealer ved Grenlandsporten. For solenergi er det først og fremst lønnsomhet og rammebetingelser, ikke areal eller nett, som begrenser. Den tekniske GIS-analysen for vindkraft viser et potensial på om lag 390 GWh, men områdene er spredt (mindre anlegg kan være aktuelle), men kommunens prinsippvedtak mot vind hindrer utvikling. Som kystnær industrikommune har den god nettilgang og tilgang til kai- og havneanlegg på Herøya, noe som er positivt for vindkraftutvikling.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.12 Seljord

Seljord er en kraftkommune med et betydelig energioverskudd. Det samlede energiforbruket er 120 GWh, mens lokal produksjon utgjør 478 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen har elleve vannkraftverk, men produksjonen er hovedsakelig konsentrert om de to verkene Sundsbarm og Grunnåi. De to står for produksjon på henholdsvis 396 GWh og 60 GWh. Kommunen eksporterer 90 prosent av kraftproduksjonen, og med en samlet kraftproduksjon på 472 GWh er Seljord rangert som

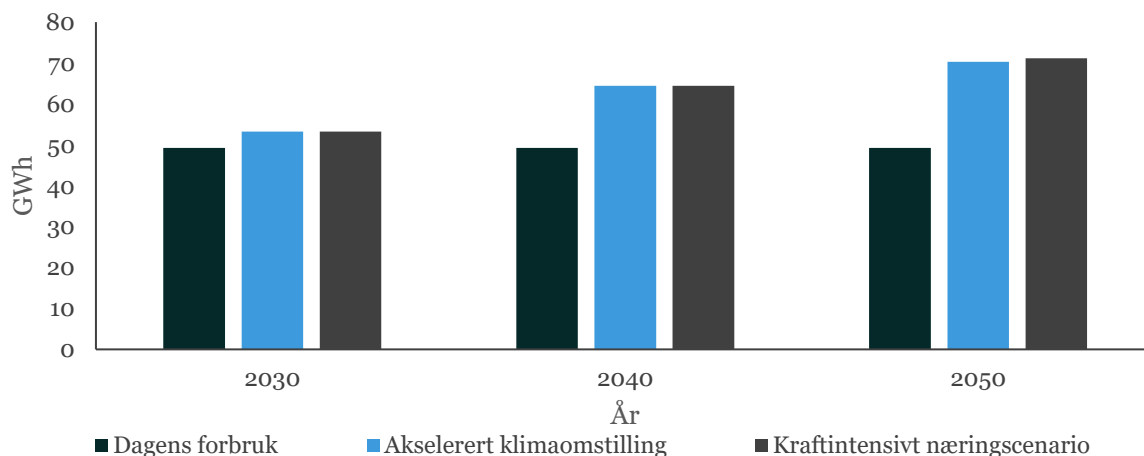
den syende største kraftprodusenten i Telemark. Den totale energibalansen trekkes ned av fossil energibruk, men er fortsatt positiv på 358 GWh.



Figur 6-23: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Seljord

Fossil energi utgjør 67 GWh, som tilsvarer 56 prosent av det samlede forbruket. Transport er den største forbrukssektoren av med 37 GWh, etterfulgt av primærnæringene 24 GWh.

Kraftforbruket på 49 GWh domineres av husholdninger med 55 prosent, etterfulgt av tjenesteyting (26 prosent) og service (17 prosent). Industrien er tilnærmet fraværende. Kraftforbruket per innbygger er 17 MWh, under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-24: Scenarier for fremtidig energibruk i Seljord

Scenariene for fremtidig energibruk i Seljord viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 49 GWh i 2024 til 64 GWh i 2040, en økning på 31 prosent, og videre til 70 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Seljord. Næringsscenarioet sammenfaller derfor i praksis med klimascenarioet, med bare et marginalt tillegg mot 2050. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, som ligger tett opptil hverandre.



Energipotensial i kommunen

Tabell 6-12: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Seljord.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	16 753
Vindkraft	2 487
Sol på bygg	94
Vannkraft	23
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	8
Enøk - GWh	6
Sol på grå arealer	4
Biogass - GWh	1
Sum	19 376

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	4
Enøk - MW	3
Biogass - MW	0
Sum	7

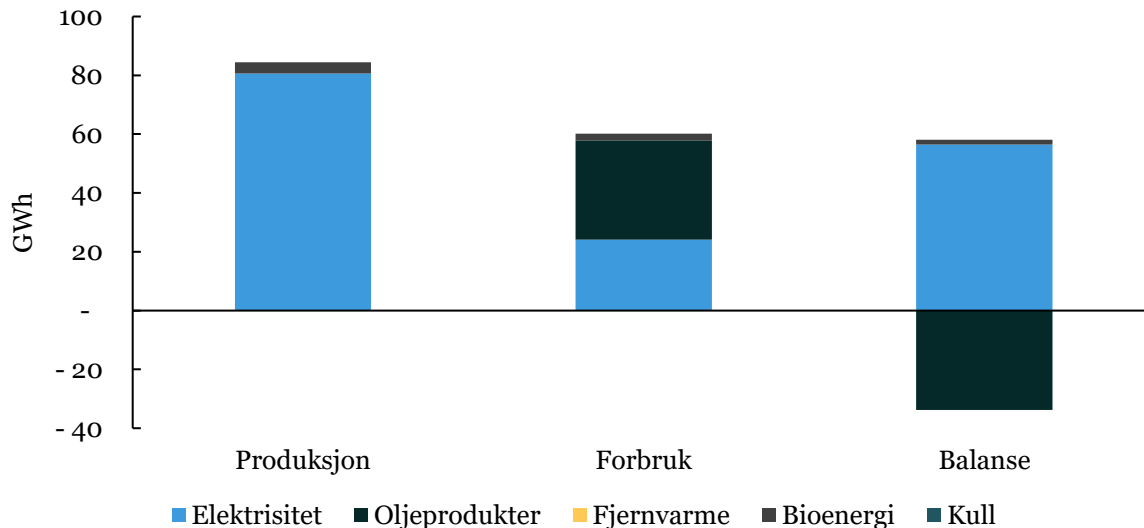
Seljord har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, først og fremst for storskala solkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 16 800 GWh for storskala solkraft og om lag 2 500 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 95 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. De største områdene identifisert for teknisk vindkraft-potensial ligger vest for Lifjell og nord-vest for Seljord (ved Sundsbarm-vatn). Realismen er ikke vurdert nærmere, men det er kort avstand til transformatorstasjoner. Kommunen har ingen kjent aktivitet i dag, men innlandskommunene har generelt lavere realisme enn de kystnære kommunene blant annet på grunn av logistikk og topografi.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.



6.13 Siljan

Siljan er en liten kommune i Grenland-regionen med et samlet energibruk på 60 GWh. Lokal energiproduksjon utgjør 84 GWh, noe som gir kommunen et energioverskudd på 24 GWh.

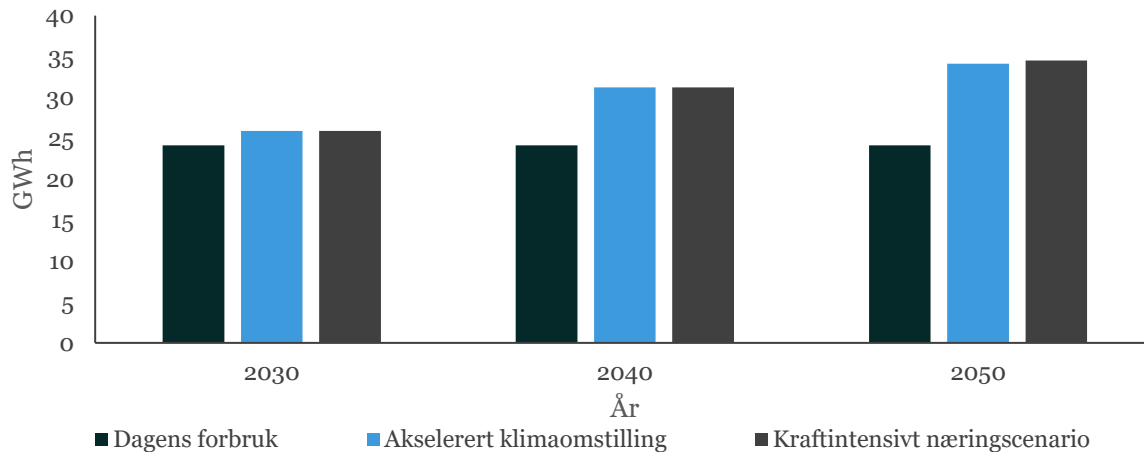


Figur 6-25: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Siljan

Kraftproduksjonen domineres av vannkraft (80 GWh) med et marginalt bidrag fra solkraft (0,3 GWh), og gir et samlet kraftoverskudd på 57 GWh. Den øvrige energiproduksjonen på 4 GWh består av vedproduksjon. Det er ingen vind-, biogass- eller fjernvarmeproduksjon i kommunen.

Fossil energi, i all hovedsak oljeprodukter, utgjør 56 prosent av det totale energiforbruket. Forbruket er fordelt på transport (16 GWh) og primærnæringene (14 GWh), med mindre bidrag fra næringsbygg, husholdninger og motorredskaper. Kraftforbruket er på 24 GWh, og husholdningene er den største forbrukeksektoren med 76 prosent av det samlede kraftforbruket. Tjenesteyting og service utgjør henholdsvis 12 og 7 prosent av kraftforbruket, mens industri og primærnæring til sammen utgjør om lag 5 prosent.

Kraftforbruket per innbygger er på 10 MWh, noe som gjør Siljan til kommunen med lavest kraftforbruk per innbygger i fylket. Både Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh per innbygger ligger betydelig over Siljans forbruk. Dette gjenspeiler at Siljan er en typisk bostedskommune uten tyngre industri.



Figur 6-26: Scenarioer for fremtidig energibruk i Siljan

Scenarioene for fremtidig energibruk i Siljan viser en moderat økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 24 GWh i 2024 til 31 GWh i 2040, en økning på 30 prosent, og videre til 34 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Det foreligger ingen reserverte nettkapasiteter hos Statnett i Siljan. Næringsscenarioet er dermed tilnærmet identisk med klimascenarioet. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, som ligger oppå hverandre.

Energiptensial i kommunen

Tabell 6-13: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Siljan.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energidrag [GWh]
Storskala solkraft	2 463
Vindkraft	1 505
Sol på bygg	38
Enøk - GWh	5
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	4
Sol på grå arealer	2
Vannkraft	1
Biogass - GWh	1
Sum	4 019

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	2
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	2
Biogass - MW	0
Sum	4

Siljan har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon, både for storskala solkraft og for vindkraft. GIS-analysene har identifisert om lag 2 500 GWh for storskala solkraft og om lag 1 500 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 40 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. Som liten kommune i Grenland-regionen har Siljan kort vei til et stort regionalt kraftforbruk og nett, men store utmarksarealer og lokal forankring er avgjørende for arealavklaringer. Realisering forutsetter at den største barrieren – lokal aksept og forankring – håndteres tidlig, og at egnet areal identifiseres gjennom mer inngående analyser og i samarbeid med grunneiere. GIS-analysen identifiserer et stort sammenhengende teknisk potensielt areal nord og vest for Vindfjell. Intervjuer peker på Siljan som en aktuell vindkraft-kommune.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver

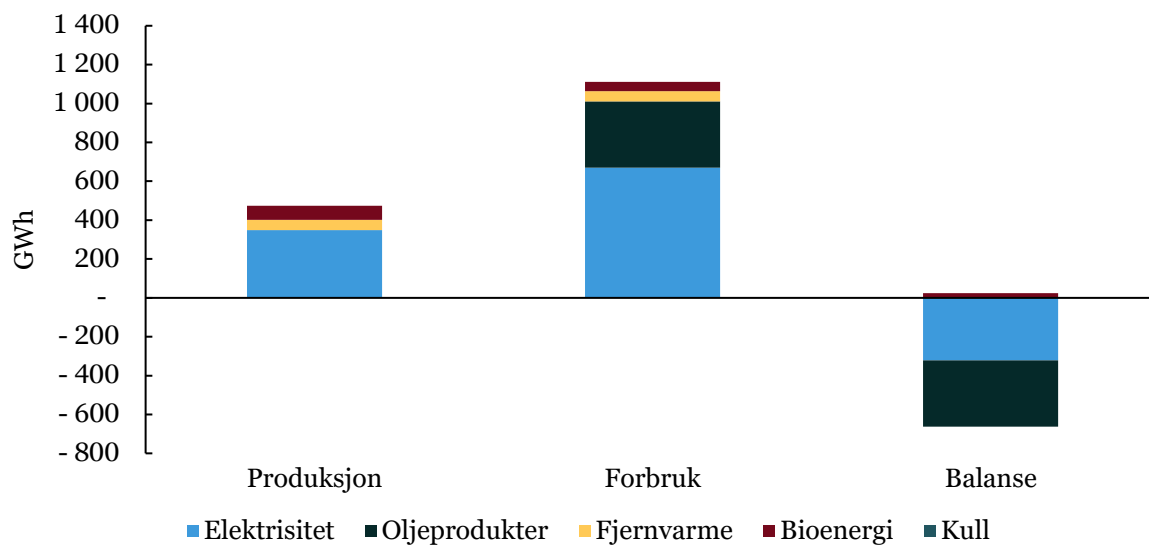


kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.14 Skien

Skien er Telemarks mest folkerike kommune, og har et betydelig energiunderskudd. Den samlede energibruken er på 1 112 GWh, mens lokal produksjon utgjør 472 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen dekker dermed 42 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon, og energibalansen er negativ med 639 GWh.

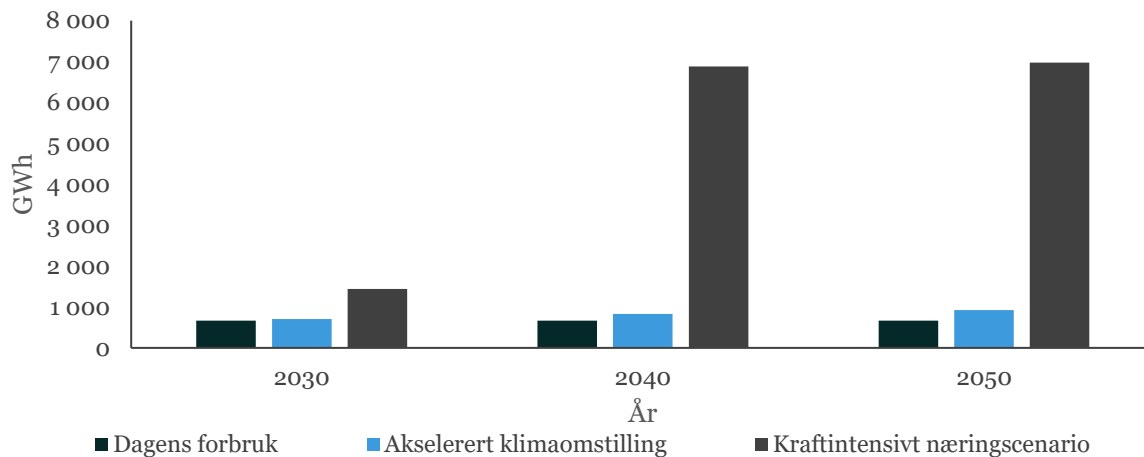
Skien har 13 vannkraftverk og en samlet kraftproduksjon på 348 GWh, hvorav 10 GWh er fra sol. Til tross for mange kraftverk er kommunen i kraftunderskudd på 322 GWh.



Figur 6-27: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Skien

Kraftforbruket på 670 GWh utgjør den største andelen av forbrukssiden, og de mange husholdningene står for mesteparten av dette (59 prosent), etterfulgt av tjenesteyting (23 prosent) og service (11 prosent). Av det ikke-elektriske forbruket er det oljeprodukter i transport som utgjør hoveddelen (186 GWh), etterfulgt av primærnæringer (79 GWh) og andre motorredskaper (49 GWh). Også forbruket av fjernvarme og bioenergi i næringsbygg står for betydelige omfang med henholdsvis 52 GWh og 48 GWh.

Kraftforbruket per innbygger er 12 MWh, noe som er det nest laveste i fylket. Det er langt under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh. Det lave gjennomsnittet gjenspeiler at Skien er en tjeneste- og bokommune uten betydelig omfang av kraftintensiv industri relativt til antall innbyggere.



Figur 6-28: Scenarioer for fremtidig energibruk i Skien

Scenarioene for fremtidig energibruk i Skien viser en mulig svært stor økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 675 GWh i 2024 til 833 GWh i 2040, en økning på 23 prosent, drevet av elektrifisering av transport og øvrig forbruk. Industrien i kommunen er liten, og klimaomstillingen gir derfor en moderat vekst. Næringsscenarioet skiller seg dramatisk ut og er dominert av datasenterplaner. WS Computing har reservert kapasitet og ligger i tillegg inne med et stort prosjekt i Statnetts kapasitetskø, og sammen med blant andre Løvenskiold-Fossum og Fossefall kan disse løfte samlet forbruk til 6 883 GWh i 2040 og 6 973 GWh i 2050, rundt ti ganger dagens nivå. Et utfall i denne størrelsesordenen er svært usikkert og forutsetter at flere store datasenteretableringer faktisk realiseres. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, der avstanden mellom banene illustrerer at hele den potensielle storveksten i Skien er knyttet til ny kraftintensiv virksomhet, ikke til klimaomstilling av eksisterende forbruk.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-14: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Skien.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	11 715
Vindkraft	1 886
Sol på bygg	653
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	163
Enøk - GWh	128
Sol på grå arealer	95
Vannkraft	55
Biogass - GWh	9
Sum	14 704

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	77
Enøk - MW	72
Biogass - MW	2
Sum	151

Skien har et betydelig teknisk potensial for ny kraftproduksjon fra både sol og vind. GIS-analysene har identifisert om lag 11 700 GWh for storskala solkraft og om lag 1 900 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 650 GWh for sol på bygg, men dette er et teknisk potensial som i stor grad begrenses av areal-, nett- og rammebetingelser. Store takflater i bynære nærings- og industriområder gir best prosjektøkonomi (jf. kap. 2.5.2), og produksjonen kan ligge tett på et stort lokalt forbruk. Den tekniske GIS-analysen for vindkraft identifiserer store sammenhengende arealer nord for Skien rundt Hortafjell og Blåfjell, og noe øst for Skien by. Intervjuer med aktører i fylket peker på Skien som interessant



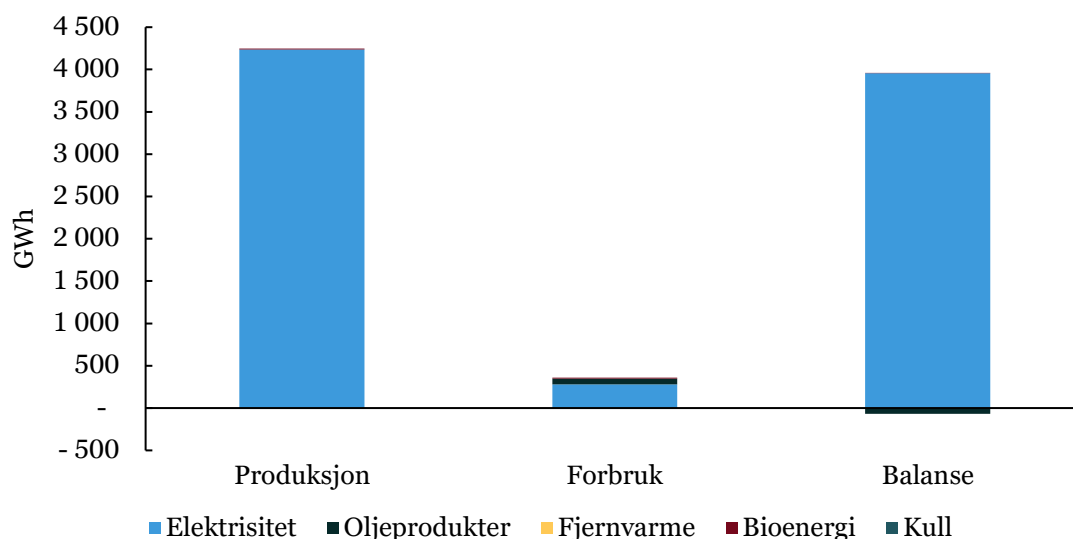
vindkraftkommune særlig på grunn av nærhet til forbruk, arealer og eierforholdene i de aktuelle områdene. Realisering forutsetter at den største barrieren – lokal aksept og forankring – håndteres tidlig.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.15 Tinn

Tinn er en av de kraftrike innlandskommunene i fylket, og er Telemarks største kraftprodusent. Den samlede energibruken er på 358 GWh, mens lokal energiproduksjon utgjør 4 246 GWh. Det gir et energioverskudd på 3 888 GWh, som er det høyeste blant kommunene i fylket.

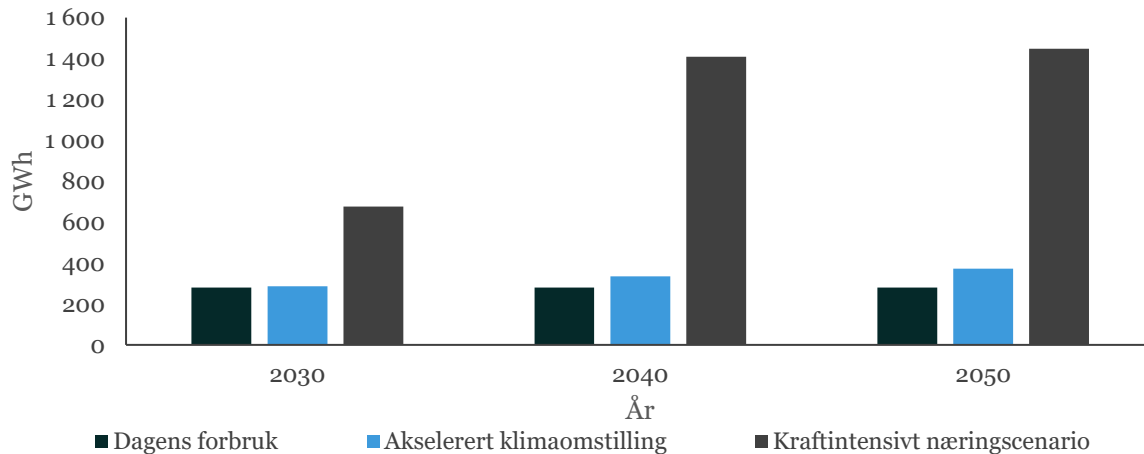
Kraftproduksjonen domineres fullstendig av vannkraft (4 235 GWh), med et marginalt bidrag fra solkraft (0,3 GWh). Den øvrige energiproduksjonen på 11 GWh består av vedproduksjon. Det er ingen vind-, biogass- eller fjernvarmeproduksjon i kommunen.



Figur 6-29: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Tinn

Kraft utgjør 78 prosent av det totale energiforbruket på 358 GWh. Fossil energi, i all hovedsak oljeprodukter, utgjør 19 prosent og brukes i transport (22 GWh), primærnæringer (23 GWh) og motorredskaper (19 GWh). Bioenergi utgjør de resterende 3 prosentene. Kraftforbruket på 280 GWh er fordelt mellom industri (37 prosent), husholdninger (29 prosent) og tjenesteyting (26 prosent). Innenfor tjenesteyting skiller kategorien informasjonstjenester seg ut med 35 GWh, noe som reflekterer tilstedeværelsen av Green Mountains datasenter på Rjukan. Primærnæringer, deriblant akvakultur, utgjør 3 prosent.

Kraftforbruket per innbygger er på 51 MWh, godt over Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh. Forbruket er likevel vesentlig lavere enn i de tyngre industrikommunene Bamble (102 MWh) og Porsgrunn (70 MWh), og gjenspeiler at kraftforbruket i Tinn i mindre grad er drevet av prosessindustri og mer av en kombinasjon av husholdninger, reiseliv og næringsliv.



Figur 6-30: Scenarioer for fremtidig energibruk i Tinn

Scenarioene for fremtidig energibruk i Tinn viser en mulig kraftig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 280 GWh i 2024 til 335 GWh i 2040, en økning på 20 prosent, og videre til 373 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Næringsscenarioet løftes av flere planlagte etableringer rundt Rjukan, blant annet et datasenter fra Green Mountain, hydrogenproduksjon fra Norsk Hydrogen og forbruk knyttet til Statkraft, i tillegg til store kapasitetsreservasjoner lenger fram i tid. Samlet kan dette bringe forbruket opp i 1 409 GWh i 2040 og 1 447 GWh i 2050, rundt fem ganger dagens nivå. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, der næringsbanen ligger klart over klimabanen fordi den store veksten er knyttet til ny virksomhet.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-15: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Tinn.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Vindkraft	21 147
Storskala solkraft	18 832
Vannkraft	201
Sol på bygg	161
Sol på grå arealer	31
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	10
Enøk - GWh	4
Biogass - GWh	1
Sum	40 387

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	5
Enøk - MW	2
Biogass - MW	0
Sum	7

Tinn er en innlandskommune med stor vannkraftproduksjon, og store arealer. De tekniske analysene peker på et stort potensial for både sol og vindkraft, men potensialet begrenses av arealtilgang, nett, lønnsomhet og rammebetingelser. GIS-analysene har identifisert om lag 18 800 GWh for storskala solkraft og om lag 21 100 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 160 GWh for sol på bygg. Arealene for vindkraft ligger tett på villreinområder og har derfor en lav realisme, i tillegg til at intervjuer peker på en lav interesse for innlandskommuner nettopp av denne grunn, i tillegg til logistikk, topografi og nett.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver

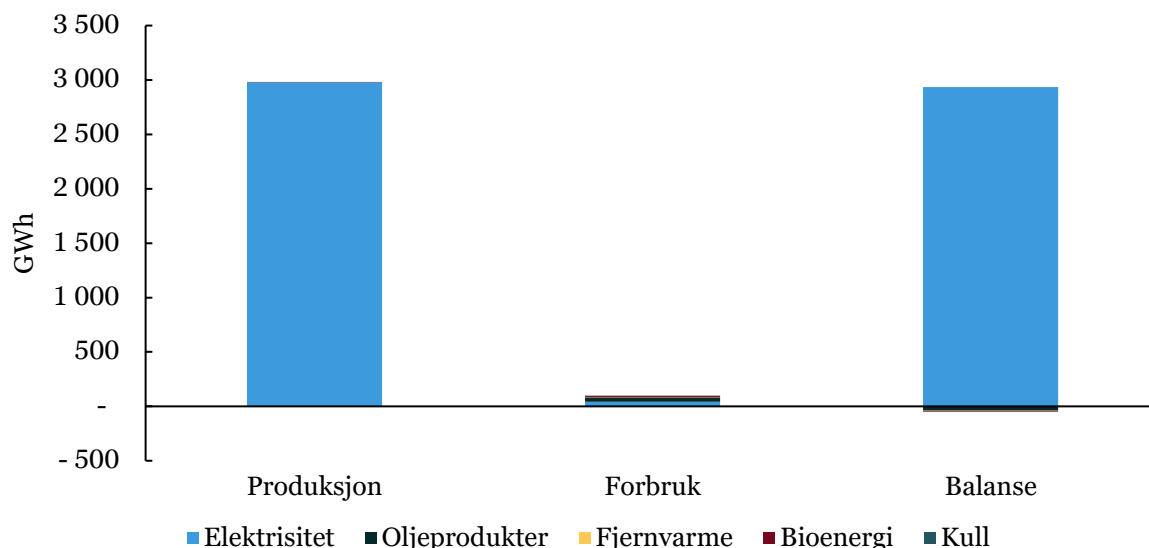


kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.16 Tokke

Tokke er Telemarks nest største kraftkommune. Det samlede energiforbruket er bare 98 GWh, mens lokal produksjon utgjør 2 983 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen eksporterer 99 prosent av kraftproduksjonen, og energibalansen er positiv med 2 886 GWh.

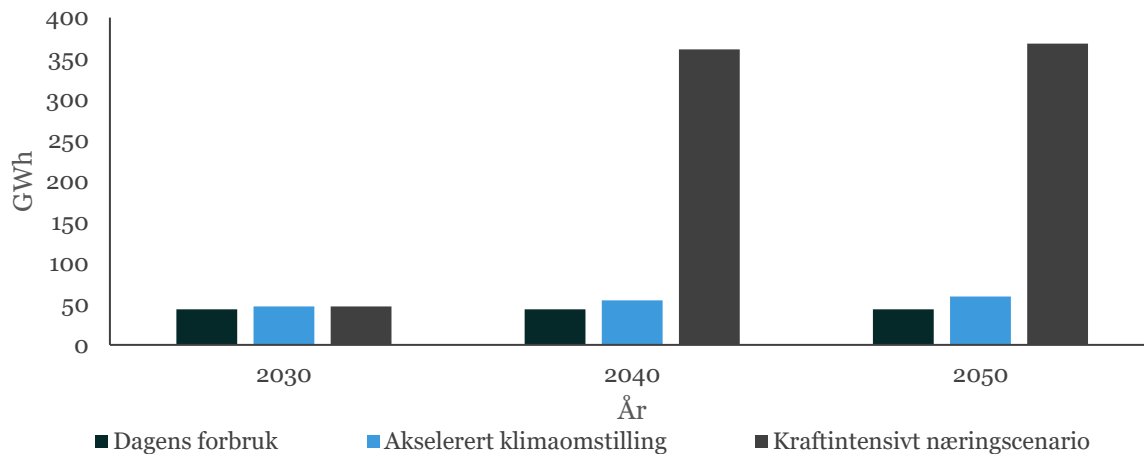
Med fem kraftverk og en samlet produksjon på 2 979 GWh er Tokke rangert som nummer to i Telemark. Tokke kraftverk er det største kraftverket i fylket med en midlere årsproduksjon på 2 396 GWh, og utgjør med det 80 prosent av kommunens samlede kraftproduksjon. Lio (266 GWh), Åmdal (151 GWh) og Byrte (121 GWh) bidrar med det meste av resten. Gausbu (44 GWh) er det minste av de fem kraftverkene.



Figur 6-31: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Tokke

Den totale energibalansen trekkes noe ned av fossilt energibruk, men er likevel klart positiv. Oljeprodukter utgjør 41 GWh (42 prosent) av det samlede forbruket. Primærnæringene og transport er de største enkeltsektorene med henholdsvis 19 og 18 GWh.

Kraftforbruket på 44 GWh domineres av husholdninger (57 prosent), etterfulgt av tjenesteyting (24 prosent) og service (17 prosent). Kraftforbruket per innbygger er 20 MWh, under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.



Figur 6-32: Scenarioer for fremtidig energibruk i Tokke

Scenarioene for fremtidig energibruk i Tokke viser en mulig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 45 GWh i 2024 til 55 GWh i 2040, en økning på 22 prosent, og videre til 59 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Næringsscenarioet følger klimascenarioet fram til 2030, men løftes deretter kraftig av ett enkelt prosjekt. Datasenteret DataEnergy ligger inne i Statnetts kapasitetskø med 50 MW, tilsvarende 307 GWh, med mulig tilknytning fra rundt 2040. Samlet forbruk i næringsscenarioet når dermed 361 GWh i 2040 og 368 GWh i 2050, i størrelsesorden åtte ganger dagens nivå. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, der spranget i næringsbanen mot 2040 gjenspeiler denne etableringen.

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-16: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Tokke.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Storskala solkraft	17 417
Vindkraft	6 653
Sol på bygg	71
Vannkraft	33
Sol på grå arealer	16
Enøk - GWh	2
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	2
Biogass - GWh	0
Sum	24 194

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	1
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	1
Biogass - MW	0
Sum	2

Tinn er en innlandskommune med stor vannkraftproduksjon, og store arealer. De tekniske analysene peker på et stort potensial for både sol og vindkraft, men potensialet begrenses av blant annet arealtilgang, nett, lønnsomhet og rammebetingelser. GIS-analysene har identifisert om lag 17 400 GWh for storskala solkraft og om lag 6 600 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 160 GWh for sol på bygg. Arealene for vindkraft ligger midt mellom store villreinområder og har derfor en lav realisme, i tillegg til at intervjuer peker på en lav interesse for innlandskommuner nettopp av denne grunn, i tillegg til logistikk, topografi og nett.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir

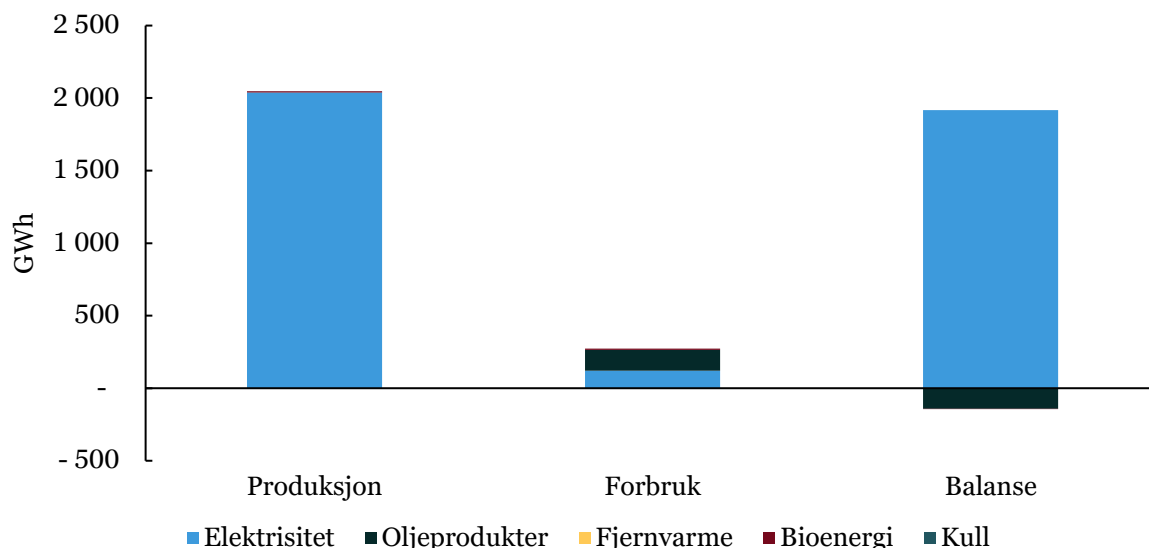


best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.

6.17 Vinje

Vinje er Telemarks tredje største kraftkommune. Den samlede energibruken er 273 GWh, mens lokal produksjon utgjør 2 047 GWh, nesten utelukkende fra vannkraft. Kommunen eksporterer 94 prosent av kraftproduksjonen, og energibalansen er positiv med 1 773 GWh.

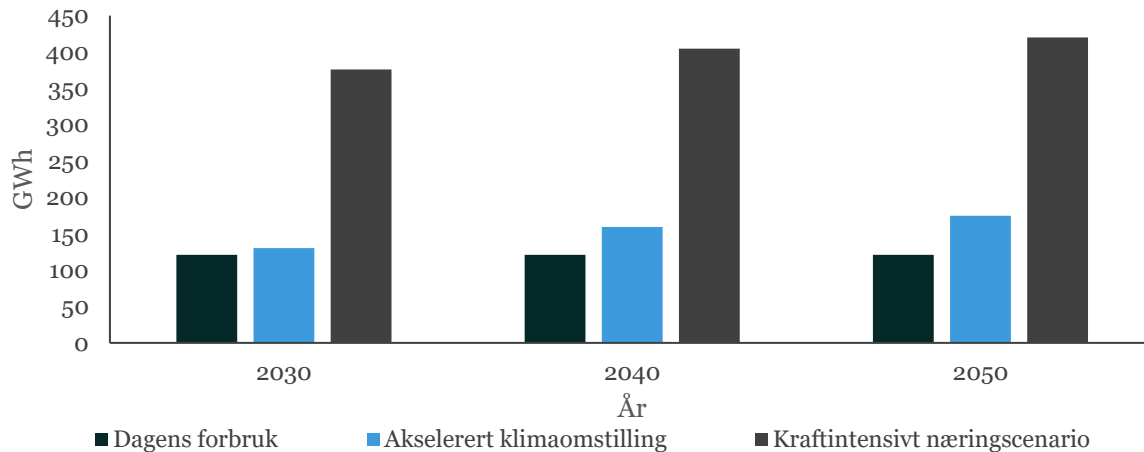
Med 11 kraftverk og en samlet produksjon på 2 039 GWh er Vinje rangert som nummer tre i Telemark. Produksjonen domineres av Vinje kraftverk (1 105 GWh), Songa (619 GWh) og Kjela (237 GWh) som er de tre største og utgjør til sammen 96 prosent av kommunens produksjon. De øvrige åtte kraftverkene er vesentlig mindre og bidrar til sammen med under 80 GWh.



Figur 6-33: Dagens balanse mellom energiproduksjon og energibruk i Vinje

Den totale energibalansen trekkes ned av et forbruket av oljeprodukter. Fossil energi utgjør 142 GWh (52 prosent) av det samlede forbruket. Transport er den klart største enkeltposten med 93 GWh mens primærnæringene står for ytterligere 30 GWh og andre motorredskaper 14 GWh. Kraftforbruket på 121 GWh domineres av husholdninger (66 prosent), etterfulgt av tjenesteyting (19 prosent) og service (12 prosent). Kraftforbruket per innbygger er 31 MWh, noe under Telemarks gjennomsnitt på 34 MWh og over det nasjonale gjennomsnittet på 24 MWh.

Scenarioene for fremtidig energibruk i Vinje viser en mulig kraftig økning fram mot 2030, 2040 og 2050, der størrelsen avhenger av ambisjonsnivået i klima- og næringspolitikken. I scenarioet for akselerert klimaomstilling stiger forbruket fra 120 GWh i 2024 til 159 GWh i 2040, en økning på 33 prosent, og videre til 175 GWh i 2050, drevet av elektrifisering av transport og oppvarming. Næringsscenarioet løftes av datasenteret Bifrost Edge, som har reservert 40 MW, tilsvarende 245 GWh, med planlagt tilknytning rundt 2026. Samlet forbruk i næringsscenarioet når dermed 405 GWh i 2040 og 420 GWh i 2050, drøyt tre ganger dagens nivå. Figuren over viser forløpet i de to scenarioene, der næringsbanen ligger klart over klimabanen som følge av datasenteretableringen.



Figur 6-34: Scenarioer for fremtidig energibruk i Vinje

Energipotensial i kommunen

Tabell 6-17: Teknisk potensial for ny kraftproduksjon i Vinje.

Energiløsning	Teknisk potensial - Energibidrag [GWh]
Vindkraft	27 394
Storskala solkraft	21 475
Sol på bygg	185
Vannkraft	104
Fjernvarme / termiske løsninger - GWh	8
Sol på grå arealer	8
Enøk - GWh	7
Biogass - GWh	1
Sum	49 182

Energiløsning	Teknisk potensial - Effektbidrag [MW]
Enøk - MW	4
Fjernvarme / termiske løsninger - MW	4
Biogass - MW	0
Sum	8

Tinn er en innlandskommune med stor vannkraftproduksjon, og store arealer. De tekniske analysene peker på et stort potensial for både sol og vindkraft, men potensialet begrenses av blant annet arealtilgang, nett, lønnsomhet og rammebetingelser. GIS-analysene har identifisert om lag 27 400 GWh for storskala solkraft og om lag 21 500 GWh for vindkraft, i tillegg til om lag 180 GWh for sol på bygg. Vinje kommune har vedtak for sol på bygg, som konkluderer med at sol på bygg er å foretrekke foran frittstående installasjoner – noe som reduserer realismen for storskala sol og vindkraft. Arealene for vindkraft ligger i tillegg midt mellom store villreinområder og har derfor en lav realisme, i tillegg til at intervjuer peker på en lav interesse for innlandskommuner nettopp av denne grunn, i tillegg til logistikk, topografi og nett.

Energieffektivisering (ENØK) er det mest konfliktfrie tiltaket: tiltak i eksisterende bygg – særlig eldre boliger og private næringsbygg – kan på fylkesnivå frigjøre i størrelsesorden 400 GWh elektrisitet, og gir best effekt når de utløses i forbindelse med ordinær oppgradering og vedlikehold. Her vil hver kommunes bidrag ha betydning for totalen. Fjernvarme og termiske løsninger frigjør strøm og nettkapasitet ved å erstatte elektrisk oppvarming; etablerte fjernvarmenett (Porsgrunn, Skien, Notodden og Bø) bygger på restvarme og bioenergi, men i kommuner med spredt bebyggelse er individuelle varmepumper og lokal bioenergi mer aktuelt enn utbygging av fjernvarmenett.