Menon Economics

Multiconsult

RAPPORT

Energisituasjonen i Nedre Romerike

Delrapport til Akershus fylkeskommune



Foto: Bingfoss Kraftverk/Akershus Energi

Menon-publikasjon Nr. 86

2026

Forord

På oppdrag for Akershus 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 kraftetterspørsel og lokal energiproduksjon.

Oppdraget omfatter til sammen seks rapporter: fem rapporter på kommuneregionnivå, én for hver av delregionene i Akershus, og en samlet rapport på fylkesnivå som ser regionene i sammenheng. Denne rapporten dekker Nedre Romerike.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje. Videre har Frida Aulie vært prosjektleder. Eivind Bang Støeng og Aria Khosravi har vært prosjektmedarbeidere. Håkon Person og Karina Fredly Sætre har ledet Multiconsult sitt arbeid. Piotr Spewanowski (Menon) og Mette-Kristine Kanestrøm (Multiconsult) har hatt rollen som kvalitetssikrere.

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

Juni 2026

Even Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsulentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt.

Les mer om vårt arbeid på menon.no.

Om Multiconsult

Multiconsult er et av landets største og ledende selskaper innen ingeniørrådgiving. Våre nærmere 3000 medarbeidere har en faglig lidenskap og et engasjement som kontinuerlig driver oss til å utvikle nye løsninger på morgendagens behov og utfordringer, også utenfor Norge.

Våre medarbeidere har lang erfaring og solid kompetanse innen multifaglig rådgiving, prosjektering, prosjektoppfølging, ledelse, verifikasjon og kontroll, og leverer en rekke tjenester fordelt på markedsområdene Bygg og eiendom, Mobilitet og samferdsel, Energi og industri, Vann og miljø og Grunnundersøkelser.

Les mer på multiconsult.no.

Om Akershus fylkeskommune

Akershus fylkeskommune ble gjenetablert 1. januar 2024 og er med over 700 000 innbyggere landets mest folkerike fylke. Fylket består av 21 kommuner og strekker seg rundt hovedstaden, fra kystkommunene i sør til skog- og jordbruksbygdene i nord.

Fylkeskommunen har ansvar for sentrale samfunnsoppgaver som videregående opplæring, fylkesveier og kollektivtransport, tannhelse, regional planlegging, klima og miljø, næringsutvikling, kultur og kulturminnevern. Som regional utviklingsaktør skal fylkeskommunen legge til rette for samordning og samarbeid mellom kommuner, statlige aktører og næringsliv. Akershus fylkeskommune styres etter en parlamentarisk modell, der fylkestinget er øverste politiske organ og fylkesrådet utgjør den utøvende ledelsen. Les mer på afk.no.

Innhold

Begrepsliste 4
Sentrale begreper 4
Scenarioer for fremtidig kraftforbruk 4

Sammendrag 5

1 Regionprofil og utviklingsretning 8

2 Status for energi- og kraftforsyningen 11
2.1 Samlet energibalanse 11
2.2 Forbruk 12
2.3 Energiproduksjon 15
2.4 Nettstatus og effektbehov 17
2.5 Oppsummering 20

3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel 21
3.1 Oppbygging av scenarioene 21
3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer 26
3.3 Oppsummering 27

4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet 30
4.1 Energieffektivisering 31
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning 33
4.3 Vannkraft 36
4.4 Vindkraft 38
4.5 Solkraft 42
4.6 Biogass 46
4.7 Kjernekraft 48
4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender 50
4.9 Forbrukerfleksibilitet 51

5 Veivalg og anbefalinger 54

6 Vedlegg: 59
6.1 Kraftproduksjon 59
6.2 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub 64

Begrepsliste

Sentrale begreper

Begrep	Forklaring
Byggrelatert kraftforbruk	Strømforbruk knyttet til bygg, det vil si private husholdninger, service og tjenesteyting. Begrepet brukes for å skille forbruket i bygningsmassen fra industri- og transportforbruk.
Energi (TWh/GWh)	Den totale mengden elektrisitet, fjernvarme, bio og fossile oljeprodukter som brukes eller produseres over en viss tid. Energi måles i watt-timer. 1 MWh (megawattime) er tusen kilowattimer, 1 GWh (gigawattime) er tusen MWh, og 1 TWh (terawattime) er tusen GWh, altså én milliard kilowattimer. For å sette tallene i perspektiv bruker en gjennomsnittlig norsk husholdning om lag 17 MWh (0,017 GWh) strøm i året. 1 GWh tilsvarer dermed årsforbruket til rundt 60 husholdninger, mens 1 TWh tilsvarer om lag 60 000 husholdninger.
Effekt	Den momentane mengden elektrisk kraft som brukes eller produseres, målt i watt, vanligvis megawatt (MW). Effekt sier hvor mye som trekkes i et gitt øyeblikk, mens energi (kilowattimer, kWh, eller gigawattimer, GWh) er effekt summert over tid. Strømnettet må dimensjoneres etter effekt, ikke etter samlet energibruk.
Topplast/effekttopp	Den høyeste samtidige effekten (MW) som etterspørres i løpet av en periode, typisk på en kald vinterdag. Topplasten er dimensjonerende for hvor mye kapasitet strømnettet må ha tilgjengelig.
Fleksibilitet	Evnen til å flytte eller redusere strømforbruk i tid, eller å justere produksjon, for eksempel ved å unngå forbruk i timene med høyest last. Fleksibilitet kan redusere topplasten, avlaste nettet og frigjøre kapasitet til nytt forbruk.
Statnetts kapasitetskø (tilknytningskø)	Statnetts oversikt over forbruks- og produksjonsprosjekter som har søkt om nettilknytning. Alle som søker om ny eller økt tilknytning må gjennom en modenhetsvurdering, og køen deles i to kategorier: Reservert kapasitet: prosjekter som er tilstrekkelig modne, og som Statnett har reservert kapasitet til fordi det enten finnes ledig kapasitet i nettet i dag eller foreligger modne planer om nettutbygging. Kunden kan knytte seg til når den er klar. Kapasitetskø (ikke reservert): modne planer som venter på ledig kapasitet, eller der det ennå ikke er avklart hvilke nettiltak som er mest rasjonelle. Disse har ikke fått tildelt tilknytningsdato og regnes som mer usikre. Statnett stiller gradvis høyere krav til modenhet og fremdrift, og prosjekter uten tilstrekkelig fremdrift mister reservasjonen.

Scenarioer for fremtidig kraftforbruk

Begrep	Forklaring
Referansescenario	Viderefører historiske trender for befolknings- og næringsutvikling samt vedtatt klimapolitikk.
Akselerert klimascenario	Legger til grunn Miljødirektoratets tiltaksbane for å nå de nasjonale klimamålene, 55 prosent utslippskutt innen 2030 og 90 til 95 prosent innen 2050 sammenlignet med 1990.
Kraftintensivt næringsscenario	Bygger på de øvrige scenarioene og legger i tillegg til grunn et volum tilsvarende den kapasiteten som har fått reservert kapasitet hos Statnett. Scenarioet illustrerer hvor stor effekt nærings- og arealpolitiske veivalg kan få for kraftbehovet, og er ingen prognose.

Sammendrag

Nedre Romerike har et betydelig kraft- og energiunderskudd. Lokal strømproduksjon dekker kun 8 prosent av regionens strømforbruk. På kort sikt er den største utfordringen begrenset nettkapasitet. Flere større etableringer står i dag i kø for nettilknytning, mens planlagte nettforsterkninger først ventes å være på plass mellom 2030 og 2035. På lengre sikt er hovedutfordringen at dagens utbygging av lokale energiløsninger går for sakte til å redusere regionens importavhengighet. Dersom barrierene for energieffektivisering, fjernvarme, solenergi, vindkraft og andre lokale løsninger ikke håndteres, vil regionen fortsatt være avhengig av importert energi. Energitilgang og nettkapasitet blir derfor viktige premisser for videre næringsutvikling, klimaomstilling, arealplanlegging og beredskap.

I denne rapporten presenteres Menon og Multiconsults analyser av energiforsyningen i kommuneregionen Nedre Romerike. Vi redegjør for dagens energi- og kraftsituasjon samt status for nettkapasitet og utbygging. Deretter presenterer vi en scenarioanalyse av fremtidig kraftforbruk. Vi vurderer også regionens tekniske potensial for lokale energiløsninger sett opp mot dagens investeringstrender, og hvilke barrierer som må løses for å redusere regionens importavhengighet. Avslutningsvis presenterer vi åtte konkrete anbefalinger for kommunenes videre arbeid på energifeltet.

En region med betydelig kraft- og energiunderskudd.

Nedre Romerikes samlede energibruk var i 2024 på 4,6 TWh. Lokal produksjon utgjorde 0,6 TWh, noe som innebærer at regionen bare dekker 14 prosent av eget energibehov. På kraftsiden er bildet enda tydeligere: med en lokal strømproduksjon på om lag 0,2 TWh og et strømforbruk på om lag 2,5 TWh er kraftunderskuddet om lag elleve ganger så stort som den lokale produksjonen. Regionen er dermed helt avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet, som allerede er presset på kapasitet. Per i dag står nesten 250 MW i kø for tilknytning, tilsvarende 50 prosent av kommuneregionens samlede effektbehov. Planlagte nettforsterkninger ventes tidligst å være på plass mellom 2030 og 2035.

Kraftforbruket kan øke med 45 prosent frem mot 2040, men veksttakten vil avhenge av klima- og næringspolitiske veivalg.

Rapporten vurderer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrasjoner av hvordan kraftbehovet kan utvikle seg under ulike veivalg på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og *vedtatte klimatiltak*, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet med om lag 0,2 TWh, eller 8 prosent. Den største økningen finner vi i scenarioet for kraftintensiv næring, hvor forbruket vokser med nesten 1 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på hele 45 prosent, tilsvarende et strømforbruk på 3,6 TWh.

Datasentre, som er svært kraftintensive, dominerer i dag forespørslene om ny nettkapasitet. Om og når disse blir realisert, vil derfor ha stor påvirkning på den langsiktige utviklingen i kraftforbruket. Økt vekst innen andre næringssegmenter kan imidlertid også spille en viktig rolle, til tross for et mer moderat kraftbehov. Eksempelvis vil en vekst på 20 prosent i eksisterende næringsliv, utover historisk trend, innebære en vekst i kraftforbruket tilsvarende 25 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet.

Store lokale energiressurser, men et betydelig gap mellom dagens investeringstrender og den regionale etterspørselen.

Vi har identifisert et samlet teknisk potensial på om lag 8 TWh innen lokale energiløsninger. Potensialet overstiger forbruket i alle scenarioer. De største og mest realistiske bidragene ligger innen energieffektivisering, fjernvarme, samt solenergi og vindkraft. Enøk og fjernvarme skiller seg ut ved at de frigjør kapasitet i strømnettet. Energieffektivisering reduserer forbruket direkte, mens fjernvarme og andre termiske løsninger kan erstatte elektrisk oppvarming. Solenergi og vindkraft har imidlertid det største tekniske potensialet.

Utfordringen i dag er at de fleste teknologiene møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Unntaket er vindkraft som kan bygges uten støtteordninger, men hvor lokal motstand og arealtilgang begrenser utbyggingstempoet. Disse barrierene vil begrense utviklingen fremover om de ikke adresseres. Dersom utbyggingen av lokale energiløsninger fortsetter i samme tempo som i dag, vil de bidra med om lag 0,2 TWh mot 2040, noe som kun dekker rundt 10 prosent av dagens kraftunderskudd. Uten målrettede energipolitiske tiltak vil regionen med andre ord forbli et betydelig underskuddsområde uavhengig av forbruksscenario.

Begrenset energitilgang tvinger frem reelle prioriteringer både på kommunalt, regionalt og fylkesnivå.

Energitilgang og nettkapasitet setter i praksis klare begrensninger for regionens utvikling, noe blant annet dagens situasjon tydelig illustrerer. Begrenset energitilgang innebærer at ikke all ønsket næringsutvikling kan realiseres samtidig. Kommunene står derfor overfor reelle veivalg, både når det gjelder hvor mye de vil satse på lokal energiproduksjon og hvilke næringsetableringer de ønsker å legge til rette for.

På kort sikt er handlingsrommet begrenset, ettersom nye, større nettilknytninger må stå i kø til planlagte kapasitetsøkninger er på plass. Det viktigste kommunene kan gjøre nå, er å etablere tett dialog med nettselskapet, både for å sikre en koordinert utvikling og for å identifisere eventuelle lokale tiltak som kan avlaste nettsituasjonen frem til kapasitetsøkningene er på plass.

På lengre sikt vil planlagte nettinvesteringer gi større kapasitet og bedre muligheter for å dekke regionens kraftbehov gjennom import fra omkringliggende områder. Samtidig vil regionen fortsatt være sårbar dersom den ikke lykkes med å redusere energibruk, utnytte mer varme og legge til rette for lokal energiproduksjon. Et vedvarende kraftunderskudd av denne størrelsen kan bli en samfunnsmessig sårbarhet, særlig dersom nettutbyggingen forsinkes eller ikke samordnes godt nok med veksten i regional etterspørsel. Dagens utbyggingstakt for lokale energiløsninger er langt lavere enn det som skal til for å redusere importavhengigheten og står i sterk kontrast til det samfunnsmessige behovet for å øke fornybar energiproduksjon, både i landsdelen og Norge som helhet.

Åtte anbefalinger til det videre arbeidet. På tvers av veivalgene kommunene står overfor, gir vi åtte anbefalinger som kan understøtte energiomstillingen i regionen. Disse er oppsummert under:

1. **Lage et felles målbilde for energiutviklingen i regionen.** Kommunene bør avklare hvilken rolle lokal energi skal spille med hensyn til klimaomstilling, næringsutvikling og beredskap frem mot 2040.
2. **Samordne planene for energi, nett og varme.** Kommunene bør ha tett dialog med nettselskap og fjernvarmeaktører, slik at ny utvikling av energirelatert infrastruktur (produksjon, fjernvarme og nett) koordineres med næringsutvikling, klimaomstilling og boligbygging.

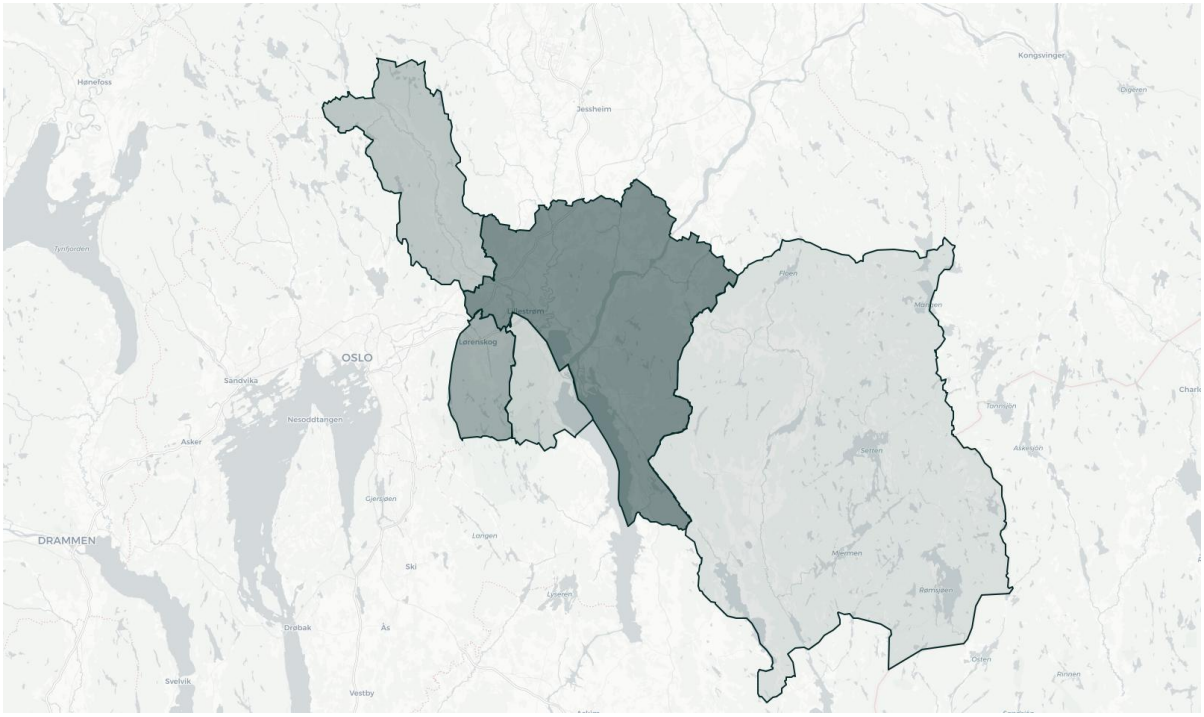
3. **Gjøre støtteordninger og lønnsomme tiltak lettere å ta i bruk.** Kommunene bør samarbeide om veiledning til husholdninger, næringsliv og gårdeiere, slik at flere gjennomfører energieffektivisering og lokale energitiltak.
4. **Vurdere lokale virkemidler for sol på tak, fjernvarme og energieffektivisering.** Økonomiske barrierer må håndteres for å øke utbyggingstempoet. Dette kan skje via nasjonale myndigheter, lokale støtteordninger, felles innkjøp, rådgivning, krav i planarbeid og samarbeid med næringslivet.
5. **Utrede potensialet for etablering av lokal vindkraft**. Vindkraft kan bidra med betydelig produksjonskapasitet uten offentlige støttesystemer, men krever lokal aksept, egnede arealer og tydelige politiske avklaringer. Kommunene bør kartlegge hvorvidt, og eventuelt hvor, det er mulig å sikre tilstrekkelig lokal forankring for en utbygging.
6. **Stille krav om bruk av spillvarme ved kraftintensive etableringer.** Ved etablering av datasentre og annen kraftintensiv virksomhet bør kommunene vurdere krav om at overskuddsvarme kobles til fjernvarme eller annen næringsaktivitet.
7. **Bruke planrollen til å finne gode energiknutepunkter.** Kommunene bør identifisere områder der nettkapasitet, areal, lokal produksjon, varmebehov og næringsutvikling kan ses i sammenheng.
8. **Gå foran ved å redusere energibruken i egne bygg.** Kommunene bør lage en langsiktig plan for energioppgradering av egne bygg og bruke erfaringene til å veilede andre aktører.

Samlet sett vil disse åtte anbefalingene styrke regionen og fylket i møte med en stadig mer kompleks energisituasjon hvor både økonomi-, areal-, klima-, nærings- og sikkerhetshensyn må veies opp mot hverandre.

1 Regionprofil og utviklingsretning

Nedre Romerike består av kommunene Aurskog-Høland, Lillestrøm, Lørenskog, Nittedal og Rælingen. Med om lag 214 000 innbyggere er delregionen den mest folkerike i Akershus, tilsvarende 29 prosent av befolkningen i fylket. Geografisk strekker området seg fra skog- og jordbrukslandskapet i Aurskog-Høland i øst, gjennom delregionens mer tettbygde, sentrale områder, til de boligdominerte forstadskommunene Lørenskog og Nittedal nærmest Oslo. Lillestrøm fungerer som regionalt senter.

Figur 1-1: Nedre Romerike.



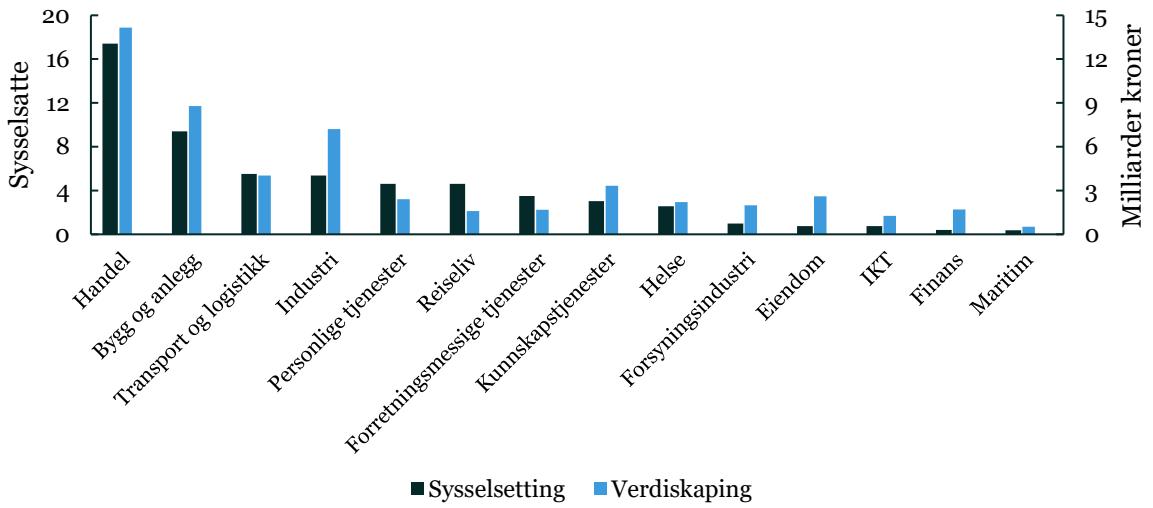
Nedre Romerike har siden 2000 vært blant de raskest voksende områdene i Norge. Befolkningen har økt med nesten 60 prosent i perioden, klart sterkere enn både landet for øvrig (26 prosent vekst) og Akershus samlet (48 prosent vekst). Veksten er ujevnt fordelt: Lørenskog har vokst med 75 prosent (over 40 prosent bare det siste tiåret), Lillestrøm har også vokst med over 60 prosent og er i dag delregionens største kommune med nærmere 97 000 innbyggere, mens Rælingen, Nittedal og Aurskog-Høland alle har hatt en vekst på 40–45 prosent. Nærheten til Oslo, god kollektivdekning langs jernbanen og E6 og omfattende boligutbygging er sentrale drivere.

Næringsutviklingen det siste tiåret har vært preget av moderat verdiskapingsvekst og sterk sysselsettingsvekst. Samlet verdiskaping økte fra om lag 53 til 62 milliarder kroner fra 2014 til 2024 (vekst på 16 prosent), med en foreløpig topp i 2021 på rundt 65 milliarder.[1] Nedre Romerike står for 19 prosent av verdiskapingen i Akershus. Sysselsettingen vokste raskere i samme periode, fra rundt 53 000 til 69 000 arbeidsplasser (30 prosent). Per 2024 står Nedre Romerike for 27 prosent av sysselsettingen i Akershus. At sysselsettingen har vokst raskere enn verdiskapingen gjenspeiler at mye av veksten har kommet i arbeidsintensive næringer. Produktiviteten har følgelig falt med om lag 11 prosent, fra vel 1 million til drøyt 900 000 kroner per sysselsatt. Fallet gjelder alle kommunene, men er størst i Nittedal (om lag 20 prosent). Utviklingen speiler en bredere trend i Akershus (hvor produktiviteten har falt med om lag 20 prosent), men står i kontrast til landet for øvrig, der

[1] Verdiskapingen er målt i faste 2024-priser.

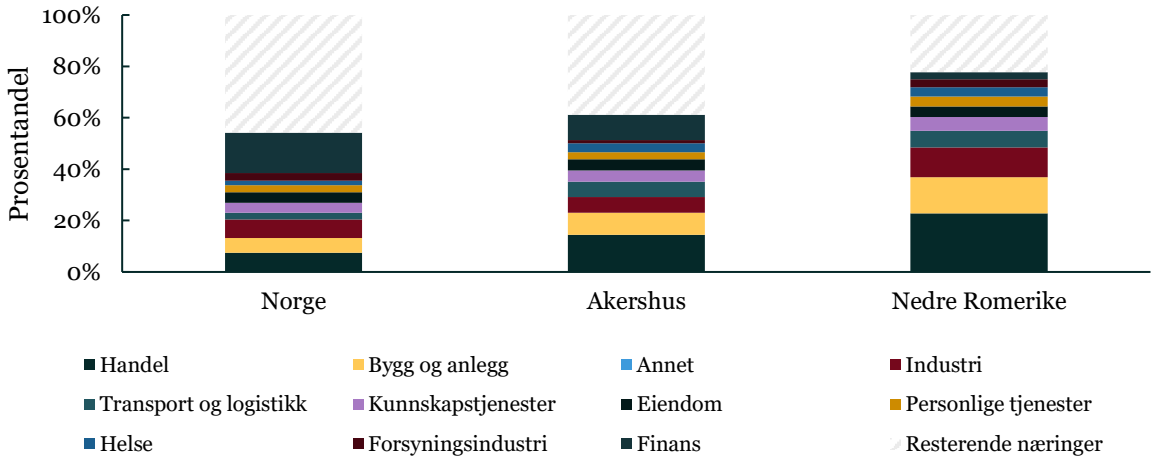
produktiviteten har økt med rundt 7 prosent det siste tiåret. Figuren under viser sysselsetting og verdiskaping fordelt på de største næringene i Nedre Romerike i 2024.

Figur 1-2: Verdiskaping og sysselsetting i Nedre Romerike i 2024 per næring. Kilde: Menon Economics



Varehandel er den største næringen målt i sysselsetting, med over 17 000 arbeidsplasser og om lag 14 milliarder kroner i verdiskaping. Bygg og anlegg følger med i underkant av 10 000 sysselsatte og drøyt 9 milliarder kroner. Til sammen utgjør disse to næringene om lag 40 prosent av arbeidsplassene. Transport og logistikk og industri sysselsetter i overkant av 5 000 personer hver. Industrien står for rundt 8 prosent av sysselsettingen, men nær 12 prosent av verdiskapingen, og fremstår som en av de mer produktive næringene i delregionen. Industrien består i hovedsak av produksjon av drikkevarer og kjemisk industri, metallvareindustri og næringsmiddelindustri. I vår scenarioanalyse som omtales i kapittel 3, inngår den historiske trenden i de ovennevnte sektorene som en del av referansescenarioet.

Figur 1-3: De ti største næringene i Nedre Romerike, målt ved andel av regional verdiskaping, samt deres andel i Akershus og Norge*. Kilde: Menon Economics



**Resterende næringer omfatter: Forretningsmessige tjenester, reiseliv, IKT, maritim, holding og hovedkontor, andre primærnæringer, petroleum, sjømat, teknologiindustri, annen industri, ferdigvarer og annet*

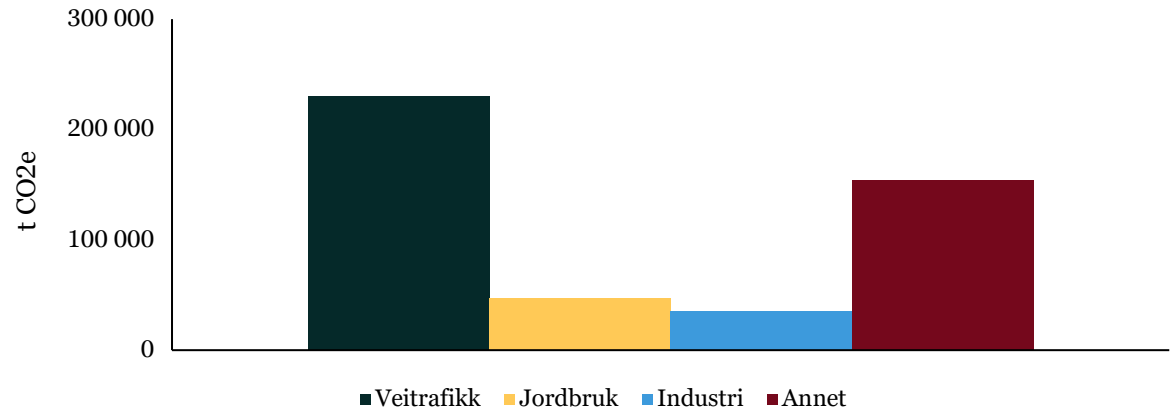
Næringsstrukturen i Nedre Romerike skiller seg fra resten av landet. Der norsk verdiskaping i stor grad er drevet av kapital- og kunnskapsintensive næringer som finans, IKT, petroleum og maritim næring,

hviler delregionens næringsbase i hovedsak på arbeidsintensive og stedbundne bransjer som betjener husholdninger og lokalt næringsliv. Fire næringer skiller seg særlig ut som overrepresenterte sammenlignet med landsgjennomsnittet: handel (23 mot 7 prosent), bygg og anlegg (14 mot 6 prosent), industri (12 mot 7 prosent) og transport og logistikk (6 mot 3 prosent). Samtidig er delregionen klart underrepresentert i de mest verdiskapende nasjonale næringene: finans utgjør kun 3 prosent av verdiskapingen i Nedre Romerike, mot nær 16 prosent i Norge og 10 prosent i Akershus. Også IKT, petroleum og maritim næring veier vesentlig mindre enn nasjonalt.

Næringsstrukturen i Nedre Romerike er samlet sett lite energiintensiv per krone verdiskaping. Varehandel, bygg og anlegg, og transport og logistikk er arbeidsintensive og stedbundne næringer med moderat effektbehov knyttet til faste installasjoner, og det er denne sammensetningen som er bestemmende for dagens forbruksprofil i regionen. Bildet *kan* imidlertid endre seg: flere planlagte datasenteretableringer og store logistikkbygg er allerede i Statnetts tilknytningskø for forbruk, og disse blir den sentrale driveren for etterspørselsveksten fremover[2]. Sammen med videre vekst i bygg og anlegg og transport og logistikk vil dette kreve økt tilgang til energi og nettkapasitet i regionen.

Regionens klimagassutslipp henger også tett sammen med næringsstrukturen i regionen, der mesteparten av klimagassutslippene knyttes til veitrafikk. I figuren under viser vi klimagassutslippene i Nedre Romerike, fordelt på kategori.

Figur 1-4: Klimagassutslipp per kilde i Nedre Romerike. Kilde: Miljødirektoratet



Klimagassutslippene i Nedre Romerike var om lag 466 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024, tilsvarende rundt 2,2 tonn per innbygger. Det er noe lavere enn snittet for Akershus fylke på 2,6 tonn og betydelig under landsgjennomsnittet[3] på 6,0 tonn per innbygger. Sammensetningen av utslippene avviker også fra det nasjonale bildet, der veitrafikk dominerer i Nedre Romerike og står alene for nær halvparten (49 prosent) av regionens utslipp, mot om lag 17 prosent nasjonalt. Industri (inkludert olje og gass) bidrar med 8 prosent av utslippene i regionen, klart lavere enn den nasjonale andelen. Det resterende faller inn under kategorien "annet", og omfatter annen mobil forbrenning, i hovedsak anleggsmaskiner og motorredskaper, som alene står for 18 prosent og speiler den store bygg- og anleggsvirksomheten i regionen, samt jordbruk, fluorholdige gasser, avfall og avløp og oppvarming. Energiforsyning og sjø- og luftfart utgjør til sammen mindre enn én prosent.

[2] Statistikk om tilknytningssaker
[3] Justert for olje- og gassutvinning på sokkelen, som alene står for om lag 25 prosent av de nasjonale utslippene.

2 Status for energi- og kraftforsyningen

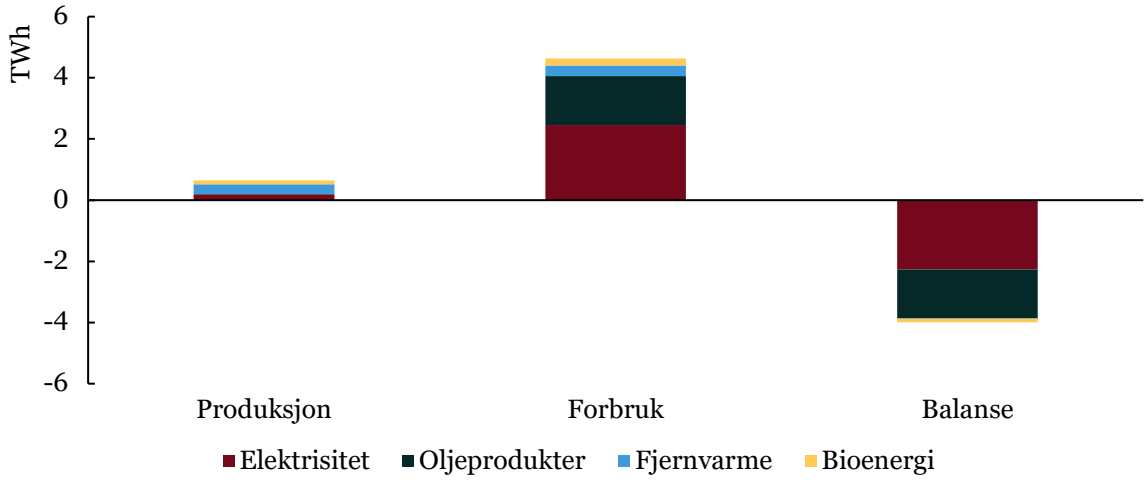
Nedre Romerike har et betydelig energiunderskudd og dekker under 14 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon. Tilsvarende dekker strømproduksjonen kun 8 prosent av regionens strømforbruk. Strømforbruket domineres av husholdninger og tjenesteytende næringer, mens transport står for brorparten av det fossile energiforbruket. Fjernvarme er den største produksjonsteknologien etterfulgt av vannkraft og bioenergi, men produksjonen er som nevnt begrenset i omfang. Som følge av underskuddet er regionen fullt ut avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet. Nettkapasiteten er imidlertid allerede presset, med forespørsler som vil mer enn doble det regionale effektbehovet. Planlagte nettforsterkninger ventes tidligst på plass mellom 2030 og 2035. Kombinasjonen av begrenset lokal energiproduksjon og presset nettkapasitet kan begrense mulighetsrommet for klimaomstilling og næringsutvikling, særlig dersom nettutbygging forsinkes eller kraftetterspørselen øker raskere enn forventet. Et vedvarende underskudd av denne størrelsesorden innebærer også at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder.

I dette kapittelet kartlegger vi energi- og kraftsituasjonen på Nedre Romerike. Først presenterer vi den samlede energibalansen, som viser at regionen forbruker langt mer energi enn den produserer lokalt. Deretter går vi inn på forbruk av henholdsvis kraft og øvrig energi, før vi beskriver hva som inngår i den lokale energiproduksjonen. Avslutningsvis ser vi på nettstatus og effektbehov.

2.1 Samlet energibalanse

Nedre Romerike er en betydelig nettoimportør av energi, med et lokalt energiforbruk som er over sju ganger høyere enn den lokale produksjonen. Figuren under viser energibalansen i regionen for 2024, fordelt på type energibærere.

Figur 2-1: Samlet energibalanse i Nedre Romerike, fordelt på energibærere (2024). Kilde: NVE, Energidashbordet, SSB, Miljødirektoratet, Norsk Fjernvarme, Biogass Norge og Menon Economics



Den samlede lokale energiproduksjonen ligger på om lag 640 GWh, mens det totale energiforbruket er 4,6 TWh. Dette gir et energiunderskudd på om lag 4 TWh. Elektrisitet utgjør om lag 30 prosent av den totale energiproduksjonen i regionen, fjernvarme utgjorde om lag halvparten mens en femtedel er bioenergi, hovedsakelig i form av ved. Regionens strømproduksjon utgjorde i underkant av 0,2 TWh, mens strømforbruket tilsvarer om lag 2,5 TWh. Dette betyr at strømproduksjonen dekker under 8 prosent av regionens strømforbruk, noe som gjør Nedre Romerike helt avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet for å dekke sitt kraftbehov. I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på forbruk og produksjon innenfor de ulike energibærerne.

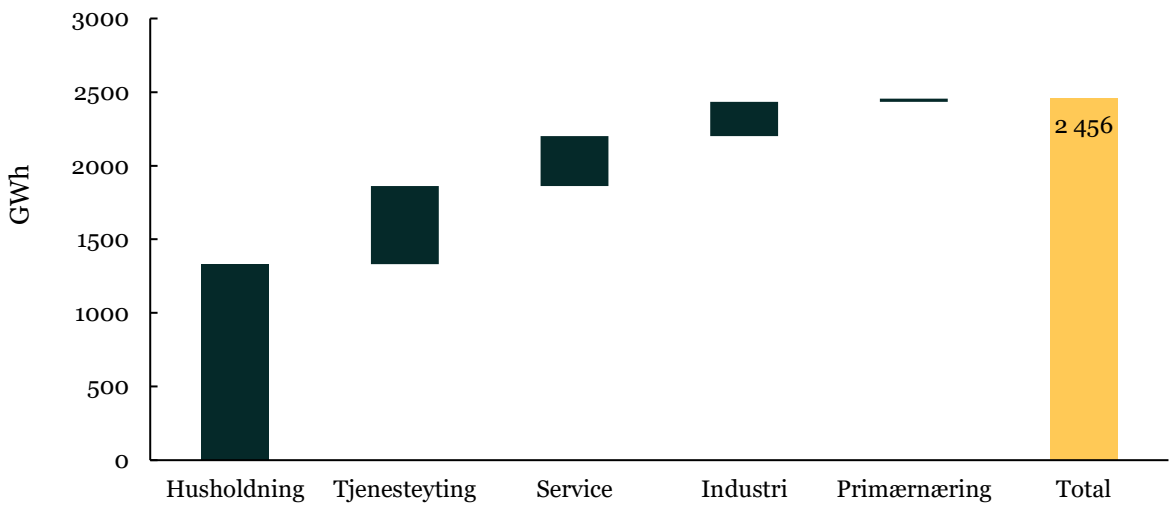
2.2 Forbruk

Elektrisitet er den dominerende kilden til energibruk i Nedre Romerike og utgjør litt over halvparten av det samlede forbruket i regionen. Deretter følger oljeprodukter på 34 prosent, etterfulgt av fjernvarme (7 prosent) og bioenergi (5 prosent). I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på kraftforbruket spesifikt, før vi går inn på øvrige energibærere.

2.2.1 Kraftforbruk

Det samlede strømforbruket i Nedre Romerike var på 2 456 GWh i 2024. Figuren under viser hvordan strømforbruket fordelte seg på ulike forbruksgrupper i 2024. Husholdning dekker private boliger og hytter, mens primærnæring omfatter jordbruk, skogbruk, fiske og bergverksdrift. Industri inkluderer vareproduserende virksomheter, service dekker bygg og anlegg, transport og varehandel, og tjenesteyting omfatter næringer som helse, undervisning og offentlig forvaltning.

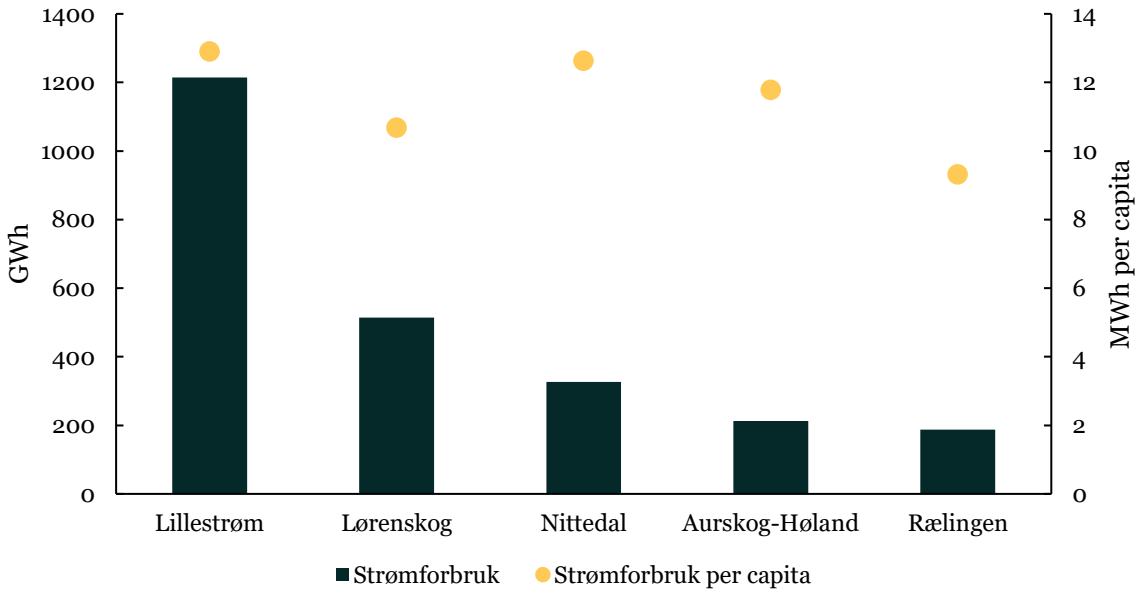
Figur 2-2: Strømforbruk per forbrukergruppe (2024). Kilde: NVE



Husholdninger sto for den største andelen med 1 331 GWh, tilsvarende 54 prosent av regionens samlede strømforbruk. Blant næringene hadde tjenesteyting det høyeste forbruket med 529 GWh (22 prosent), etterfulgt av service med 340 GWh (14 prosent) og industri med 234 GWh (10 prosent). Det høye tjenesteytingsforbruket gjenspeiler at regionen er tett befolket med et bredt tjenestetilbud. Service-forbruket henger sammen med at handel utgjør over 20 prosent av verdiskapingen i regionen, mot 14 prosent i Akershus og 7 prosent nasjonalt. Industrien domineres av drikkevare-, kjemikalie- og metallvareproduksjon med moderat strømintensitet, ettersom mye av energibehovet dekkes av prosessvarme fra øvrig energi snarere enn elektrisitet.

Sammenlignet med de øvrige kommuneregionene i Akershus er husholdningsandelen i Nedre Romerike den laveste, noe som gjenspeiler et relativt høyt innslag av næringsvirksomhet i regionen. Til sammenligning utgjorde husholdninger 65 prosent av strømforbruket på Hadeland og 60 prosent i Asker og Bærum. For Akershus samlet lå andelen på 58 prosent, mens landsgjennomsnittet var 32 prosent i 2024. Figuren under viser strømforbruket fordelt på alle fem kommuner i regionen, både samlet og per innbygger.

Figur 2-3: Strømforbruk per kommune. Totalt og per capita (2024). Kilde: NVE, SSB.



Lillestrøm er den klart største strømbrukeren i regionen med 1 215 GWh, tilsvarende nesten halvparten av regionens samlede forbruk. Hovedårsaken til dette er befolkningsstørrelse og et betydelig innslag av nærings- og servicevirksomhet i kommunen. Lørenskog er nest størst med 514 GWh, mens Rælingen er minst med 187 GWh. Per innbygger er forskjellene moderate, der forbruket varierer mellom 9,3 MWh i Rælingen og 12,9 MWh i Lillestrøm. Dette illustrerer at det ikke er vesentlige forskjeller i forbruksintensiteten av strøm mellom kommunene.

2.2.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

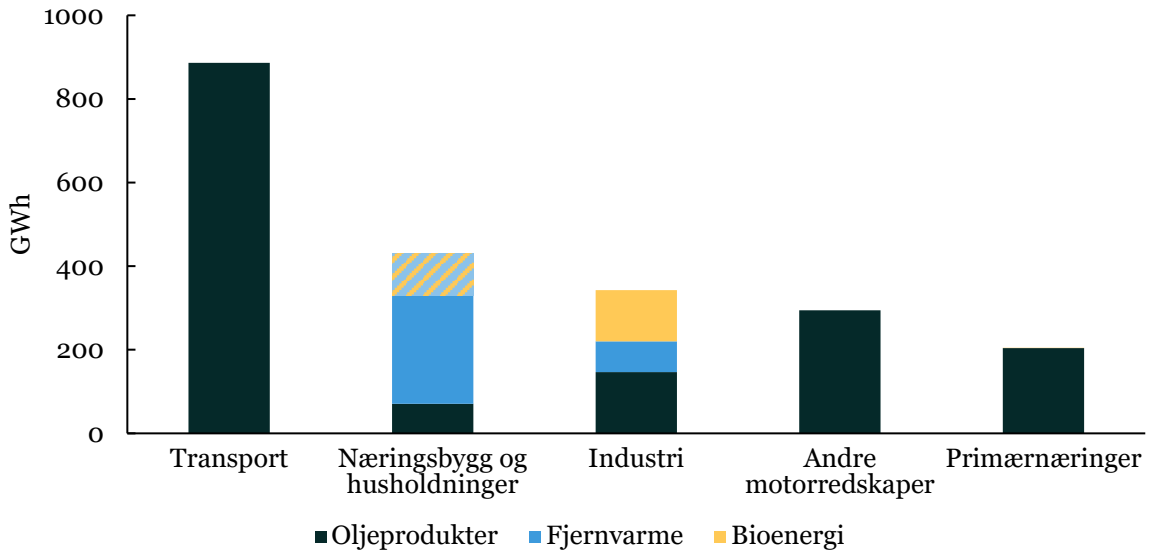
Ikke-elektrisk energi utgjør 47 prosent av det samlede energiforbruket i Nedre Romerike, tilsvarende om lag 2,2 TWh. Dette forbruket dekkes av oljeprodukter, bioenergi og fjernvarme, og brukes primært til transport, oppvarming og enkelte industrielle prosesser. Transport er den klart største enkeltsektoren med en energibruk tilsvarende 886 GWh, nesten utelukkende basert på oljeprodukter. Dette kan forklares med at veitransporten fortsatt er tungt fossilavhengig.[4]

Forbruket av ikke-elektrisk energi i næringsbygg og husholdninger utgjør om lag 430 GWh. Brorparten av forbruket består av fjernvarme til oppvarming, som tilsvarer 60 prosent av forbruket. Videre utgjør bioenergi 23 prosent og oljeprodukter 16 prosent. Bortsett fra ved er i praksis all bioenergi som forbrukes av bygg fjernvarme, hvilket gjør at andelen fjernvarme ligger enda høyere. Bioenergi i form av ved brukes særlig i oppvarming i husholdninger og er mest utbredt i mindre tettbygde kommuner

[4] Her holdes private elbiler utenfor, som dekkes av strømforbruk i bygg.

som Aurskog-Høland og Nittedal. Figuren under viser forbruket av ikke-elektrisk energi i Nedre Romerike fordelt på sektor.

Figur 2-4: Forbruk av øvrige energikilder (2024)[5]. Kilde: Energidashbordet, Miljødirektoratet, Norsk fjernvarme, Biogass Norge, SSB, Menon Economics.



Industrien sto for totalt 340 GWh ikke-elektrisk energi, tilsvarende 16 prosent av regionens ikke-elektriske energiforbruk. Av dette står oljeprodukter for 43 prosent, bioenergi for 36 prosent og fjernvarme for 21 prosent. Industrien i Nedre Romerike domineres av næringer med behov for betydelig prosessvarme, herunder drikkevare-, næringsmiddel- og kjemikalieproduksjon samt metallvarer (unntatt maskiner og utstyr). Denne energibruken er derfor i all hovedsak knyttet til prosessvarme, noe som forklarer det relativt høye ikke-elektriske energiforbruket i industrien. Disse næringene står for 67 prosent av verdiskapingen i industrien, som totalt utgjør 10 prosent av den totale verdiskapingen i regionen.

Det øvrige forbruket av ikke-elektrisk energi i Nedre Romerike inngår i kategoriene andre motorredskaper, primærnæringer, samt hytter og fritidshus. Til sammen ligger forbruket på om lag 500 GWh, som består av hovedsakelig oljeprodukter med et mindre innslag av bioenergi. Bioenergi benyttes til oppvarming i form av ved i hytter og fritidshus, som utgjør en svært liten andel av forbruket av ikke-elektrisk energi i regionen.

[5] Tall for øvrig energi er estimerte 2024-tall. Tallene tar utgangspunkt i Energidashbordet, som viser 2023-tall.
Forbruk av oljeprodukter er justert basert på samlede CO_2-utslipp hentet fra Miljødirektoratet. Kategoriene hos Miljødirektoratet og i Energidashbordet er ikke identiske. Transport og industri er derfor justert med egen faktor, mens øvrige kategorier er justert med samme faktor basert på samlet endring i utslipp for disse kategoriene.
Forbruk av fjernvarme er også hentet fra Energidashbordet og justert til 2024-nivå basert på endringen i fjernvarmeproduksjon fra Norsk Fjernvarme.
Bioenergi er justerte tall fra Energidashbordet, også basert på produksjonsendring. Vi har benyttet den prosentvise endringen i vedproduksjon og biogassproduksjon fra 2023 til 2024 til å skalere tallene.

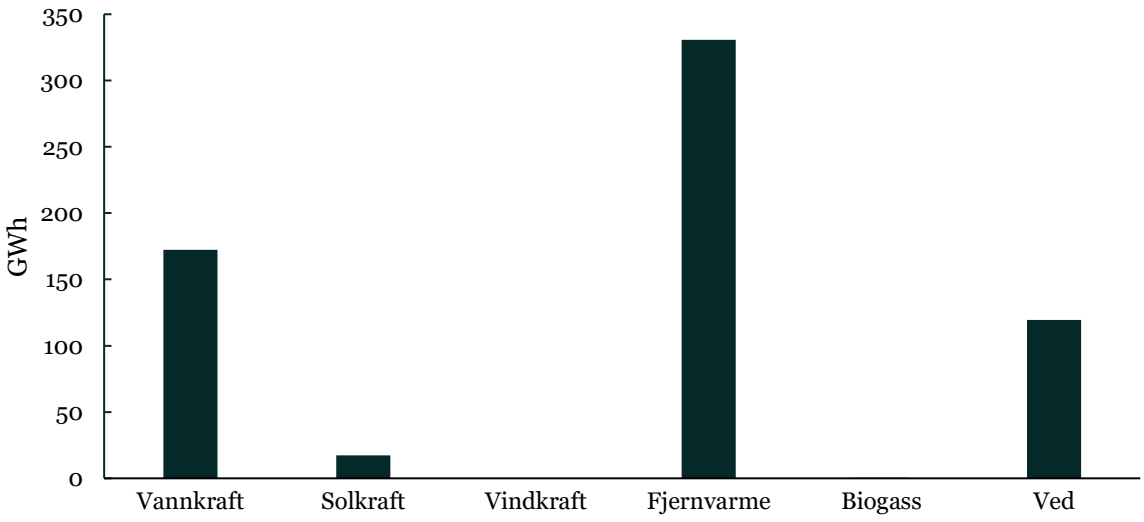
Tekstboks 2-1: Kommunalt energiforbruk på Nedre Romerike 2025. Kilde: SSB.

Kommunene på Nedre Romerike brukte til sammen 115 GWh energi i egen bygningsmasse i 2025, der strøm utgjorde 87 GWh og fjernvarme/fjernkjøling 22 GWh. Kommunene har allerede faset ut fossil oppvarming og det brukes ikke lenger fyringsolje. Lillestrøm er den klart største forbrukeren med 51 GWh totalt, mens Rælingen er minst med 11 GWh. Av bygningstyper er skolebygg den største enkeltposten for energibruk med 46,5 GWh og institusjonslokaler med 25 GWh.

2.3 Energiproduksjon

Den lokale energiproduksjonen på Nedre Romerike er lav sett opp mot regionens energibehov. Den samlede produksjonen av strøm (vann-, vind-, og solkraft), fjernvarme og bioenergi (biogass og ved) ligger på om lag 640 GWh. Fjernvarme utgjør den største andelen med 50 prosent, etterfulgt av elektrisitet med 31 prosent og bioenergi med 19 prosent. Bioenergiproduksjonen består hovedsakelig av estimert vedproduksjon. Den lokale kraftproduksjonen på om lag 190 GWh dekker under 8 prosent av regionens strømforbruk. I det påfølgende ser vi nærmere på de enkelte produksjonskildene, samt hva som ligger bak produksjonstallene i figuren under.

Figur 2-5: Energiproduksjonen i Nedre Romerike. Kilde: NVE, SSB, Biogasstatistikk, Norsk Fjernvarme, Menon Economics.



Vannkraft dominerer den lokale kraftproduksjonen på Nedre Romerike. Av den lokale kraftproduksjonen på 194 GWh, står vannkraft for 89 prosent, tilsvarende 27 prosent av regionens samlede energiproduksjon. Dette tilsvarer en midlere årsproduksjon på 172 GWh. Nedre Romerike har den nest største vannkraftproduksjonen i Akershus fylke, hvor Gardermoregionen er størst som har en årlig produksjon på over 800 GWh.

Produksjonen av vannkraft fordeler seg på seks kraftverk, som alle befinner seg i kommunene Lillestrøm, Aurskog-Høland og Nittedal. Majoriteten av produksjonen foregår ved Bingsfoss kraftverk i Lillestrøm, som har en midlere årsproduksjon på 165 GWh og maksimal ytelse på 32,5 MW. Den resterende produksjonen i regionen kommer av mindre kraftverk med en årsproduksjon fra 0,19–3,54 GWh. Vannkraftverkene på Nedre Romerike er listet opp i tabellen under.

Tabell 2-1: Vannkraftverk på Nedre Romerike. Kilde: NVE.

Kraftverk	Kommune	Midlere årsproduksjon (GWh)	Effekt (MW)
Bingsfoss	Lillestrøm	165,06	32,50
Lundsfoss	Aurskog-Høland	3,54	0,70
Nordre Mangen	Aurskog-Høland	0,19	0,14
Rotnes Bruk	Nittedal	1,00	0,30
Sagfossen	Nittedal	1,18	0,35
Verksfossen	Nittedal	1,45	0,40

Solkraft utgjør en mindre andel av den lokale energiproduksjonen. Estimert normalårsproduksjon fra solkraft ligger på omtrent 17 GWh, fordelt på 837 anlegg i 2024. Dette utgjør omtrent 9 prosent av den totale lokale kraftproduksjonen i regionen. Anleggene inkluderer blant annet det bakkemonterte solcelleanlegget hos Romerike Avfallsforedling (ROAF) på Berger i Lillestrøm som sto ferdig i 2022.[6] Anlegget ble i 2021 omtalt som Norges største bakkemonterte solcellepark[7].

Fjernvarme utgjør i overkant av 40 prosent av den samlede energiproduksjonen på Nedre Romerike, og over halvparten av fjernvarmeproduksjonen i hele Akershus fylke. I 2024 lå produksjonen av fjernvarme i regionen på 330 GWh, sett opp mot om lag 800 GWh i fylket som helhet, basert på tall rapportert inn til Norsk Fjernvarme. Produksjonen baserer seg hovedsakelig på bioenergi, som står for om lag 216 GWh produksjon hvilket utgjør 65 prosent. Omgivelsesvarme står for om lag 25 prosent, mens de resterende 10 prosentene kommer av utnyttelse av fleksibel elektrisitet. Produksjonen fordeler seg på anlegg i Lillestrøm, Skedsmokorset og Sørumsand samt Lørenskog, som alle er drevet av Akershus Energi. De to største anleggene er Lillestrøm og Lørenskog. Til sammen leverte disse anleggene 245 GWh fjernvarme og 8 GWh fjernkjøling, med en fornybarandel på 99,57 prosent.[8] Disse tallene inkluderer også anlegget på Årnes, som tilhører Gardermoregionen.

Gitt en forutsetning om at én GWh energi fra fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet og en andel av 10 prosent fleksibel elektrisitet som energikilde, har fjernvarmeproduksjonen på Nedre Romerike frigjort om lag 298 GWh med elektrisk kraft.[9] Biogass utgjør en svært begrenset andel av den totale energiproduksjonen på Nedre Romerike. I 2024 ble det produsert 0,35 GWh i regionen. Dette består utelukkende av gårdsdrevet biogassproduksjon på Holum Gård i Lillestrøm.

Vedproduksjon registreres ikke i offisiell statistikk på kommunalt eller regionalt nivå, ettersom ved i all hovedsak produseres og forbrukes lokalt uten å omsettes i organiserte markeder. Produksjonen er derfor estimert med utgangspunkt i at lokal produksjon tilsvarer lokalt forbruk, og at Nedre Romerikes andel av fylkets vedforbruk er proporsjonal med regionens andel av eneboliger, rekkehus og

[6] https://www.rb.no/bygget-moderne-solcellepark-ble-ikke-skrudd-pa/s/5-43-2488800
[7] https://norskbyggebransje.no/nyheter/norges-storste-bakkemonterte-solcellepark
[8] https://live.euronext.com/nb/products/equities/company-news/2025-04-30-akershus-energi-arsrapport-2024
[9] Frigjort elektrisk kraft beregnes som total fjernvarmeproduksjon fratrukket den delen av produksjonen der det benyttes elektrisitet (10 prosent), under forutsetningen av at én GWh fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet.

tomannsboliger i Akershus. Basert på denne metoden er estimert vedproduksjon på om lag 120 GWh. Ved brukes primært til oppvarming i husholdninger og er mest utbredt i de mindre tettbygde delene av regionen.

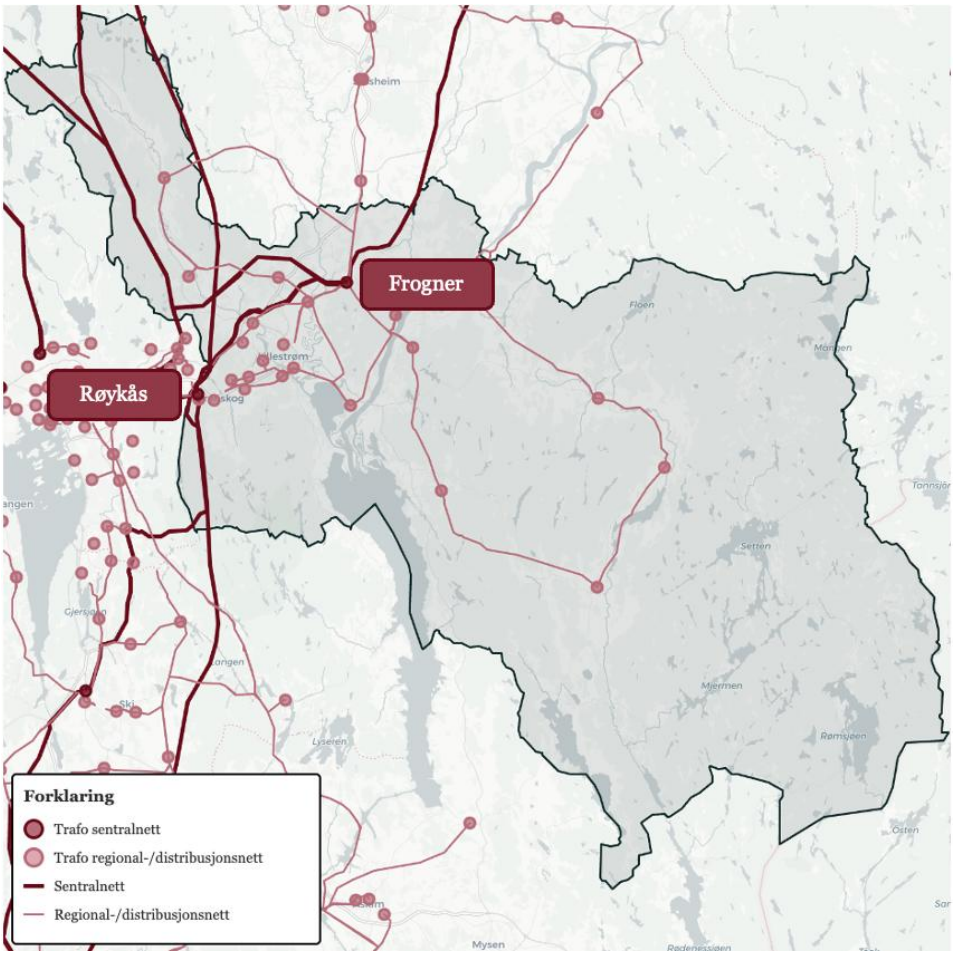
2.4 Nettstatus og effektbehov

Oslo og Akershus er et område med høyt kraftforbruk sammenliknet med lokal produksjon, noe som gjør regionen avhengig av kraftimport fra nærliggende områder og et godt utnyttet transmisjonsnett. Dette gjelder spesielt for Nedre Romerike jamfør redegjørelse over. I dag er kapasiteten i både transmisjons- og regionalnettet presset, og muligheten for å tilknytte nytt, større forbruk er begrenset uten ytterligere nettforsterkninger.

2.4.1 Mange koblinger mot omliggende områder, men to sentrale knutepunkt

Nedre Romerike forsynes primært fra Statnetts transmisjonsnett via transformatorstasjonene Frogner og Røykås, med ytterligere bidrag fra Minne stasjon lenger nord. Samtidig er disse stasjonene også viktige for forsyningen av andre regioner. Frogner stasjon forsyner, sammen med Minne, blant annet regionalnettet mellom Jessheim og Dal i Gardermoregionen. I figuren under viser vi nettsystemet i Nedre Romerike og tilgrensende områder, med de to transformatorstasjonene i transmisjonsnettet som forsyner Nedre Romerike, Frogner og Røykås, markert i kartet.

Figur 2-6: Transmisjonsnett og regionalnett i Nedre Romerike (markert i grått). Kilde: Menon Economics

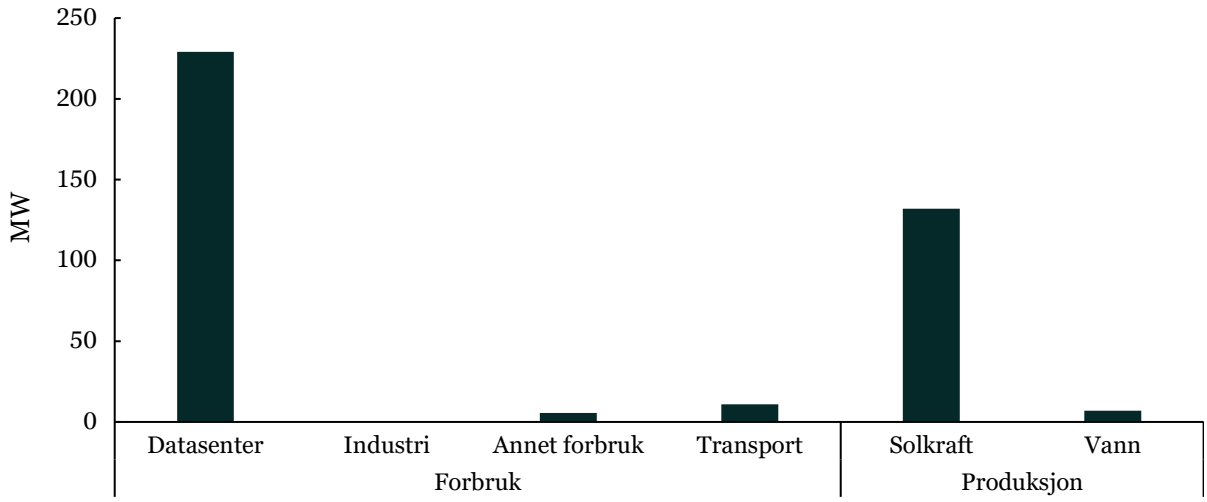


Transformatorstasjonene sørger for at kraften som overføres gjennom transmisjonsnettet, fordeles videre ut i regional- og distribusjonsnettet. De har derfor stor betydning for hvor mye effekt som kan tas inn i området. Deler av regionalnettet er også direkte koblet til Oslo-området, noe som innebærer at deler av kraftforsyningen ikke er avhengig av de nevnte transformatorstasjonene. Dette gir en viss fleksibilitet, men innebærer også at deler av forsyningen kan påvirkes av den samlede kraftflyten og etterspørselen etter nettkapasitet i Stor-Oslo, utover Nedre Romerike. Dette kan igjen begrense tilgangen på nettkapasitet i Nedre Romerike.

2.4.2 Betydelige flaskehalser i dagens nett

Ettersom krafttilgangen i Nedre Romerike er begrenset, står store volumer ved Frogner trafostasjon i kapasitetskø, spesielt etterspørsel fra datasentre og solkraft. I figuren under viser vi reservert kapasitet og kapasitet i kø ved Frogner transformatorstasjon, fordelt på hvilken type forbruk eller produksjon som ønsker å få tilknytning til stasjonen. Samlet sett er det registrert om lag 230 MW forespurt effekt fra datasentre og over 130 MW effekt fra solkraft som venter på nettilknytning, i tillegg til noe øvrig forbruk.[10] Dette utgjør om lag to tredjedeler av det samlede kraftforbruket i Nedre Romerike i dag. Dette illustrerer et tydelig press på kapasiteten i området og en ubalanse mellom etterspørsel etter og tilgjengelighet av nettkapasitet. Ved Røykås er volumene foreløpig mindre (6 MW reservert til transport), men stasjonen er viktig for forsyningen i området og vil få en sentral rolle i videre nettutvikling.

Figur 2-7: Reservert kapasitet og kapasitet i kø hos Statnett ved Frogner transformatorstasjon. Kilde: Statnett.



2.4.3 Store nettinvesteringer vil sikre videre vekst i regionen

Det planlegges betydelige nettinvesteringer for å håndtere etterspørselen og legge til rette for videre vekst i Stor-Oslo-området, som Nedre Romerike er en del av. Ifølge Statnett sin områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold[11] skal Frogner stasjon fornyes og få økt transformeringskapasitet. I tillegg planlegges det en ny 420 kV-stasjon på Røykås i perioden 2030–2035. Disse tiltakene inngår i en større oppgradering til 420 kV-nett i Stor-Oslo. Samlet sett vil dette gi en betydelig økning i nettets kapasitet, bedre forsyningssikkerhet og redusere interne flaskehalser. Frem til dette er på plass, må nye

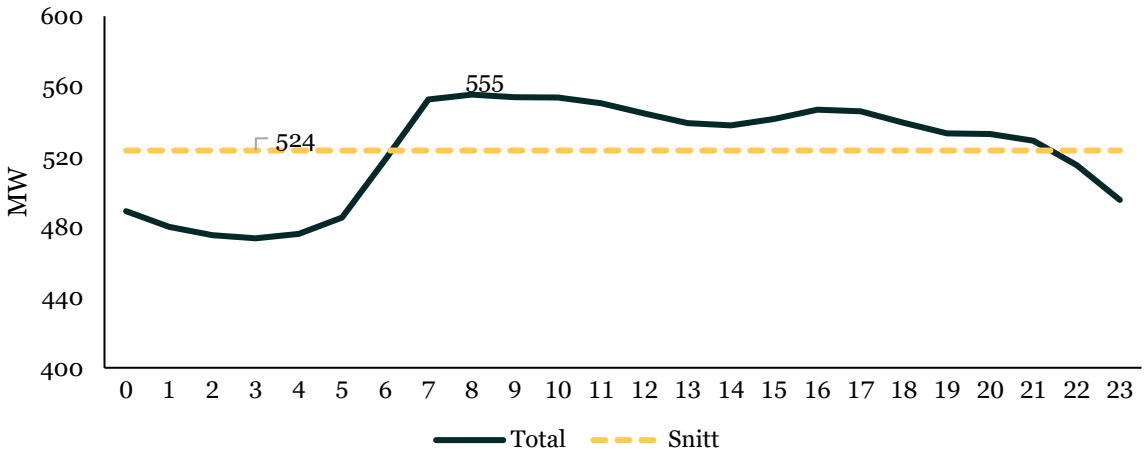
[10] Uttrekk fra Statnett sin oversikt over reservert kapasitet og kapasitet i kø fra februar 2026.
[11] Statnett (2024), Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold. Tilgjengelig her.

tilknytninger imidlertid i stor grad håndteres med begrensninger eller særskilte vilkår. Det er usikkert hvorvidt tiltakene er tilstrekkelige til å håndtere vekst utover allerede reservert kapasitet.

2.4.4 Effektbehov

Effektbehovet bestemmes av timene med høyest samtidig forbruk, og det er denne toppen som avgjør hvor mye nettkapasitet som maksimalt må være tilgjengelig i regionen. Strømnettet må med andre ord alltid være dimensjonert for å håndtere det høyeste forbruket som kan forekomme, ikke kun et gjennomsnittsforbruk.[12] Figuren under viser lastprofilen[13] for døgnet med det høyeste effektuttaket i perioden 2022 til 2024, og illustrerer topplasten i strømnettet i Nedre Romerike.[14]

Figur 2-8: Døgnet med det høyeste enkelttimeforbruket av kraft i Nedre Romerike i perioden 2022–2024. 8. januar 2024. Kilde: Elhub, NVE.



Topplasten dette døgnet ble registrert med et effektuttak på 555 MW i enkelttimen, mot et gjennomsnitt på 524 MW. Lastprofilen viser et typisk forløp for en region som Nedre Romerike med et kraftforbruk som drives av husholdninger og næringsbygg, med to forbrukstopper: én om morgenen når arbeids- og næringslivet starter opp, og én etter arbeidstid når husholdningenes forbruk øker. 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 nettet. Dette betyr også at differansen mellom topplasten og gjennomsnittsforbruket kan ses på som et potensial for å øke tilgjengelig kapasitet gjennom fleksibelt forbruk. Dette er fordi fleksibelt forbruk kan flytte noe av etterspørselen etter kraft bort fra topptimene, og dermed redusere den maksimale belastningen strømnettet må være dimensjonert for. Fleksibelt forbruk gjør at man kan få mest mulig ut av det strømnettet man har, slik at behov for oppgraderinger eller utbygging blir mindre. På forbrukssiden kan dette inkludere for eksempel smart elbillading: Plugges laderen inn i topptimene på ettermiddagen vil det føre til et enda mer belastet strømnett. Dersom laderen selv skrur seg på i de timene der lasten er lav, eksempelvis om natten, vil det bidra til mer balansert effektuttak i strømnettet.

[12] Dette er et generelt prinsipp for drift av strømnettet. Dersom effektuttaket overstiger nettets kapasitet kan det oppstå overbelastning, som i verste fall kan føre til strømbrudd.
[13] «Last» er et faguttrykk for det øyeblikkelige strømforbruket, her målt i megawatt (MW). En lastprofil viser hvordan forbruket varierer over tid, typisk et døgn, og brukes til å identifisere når på døgnet behovet for nettkapasitet er høyest.
[14] En reell profil ville trolig vært spissere enn profilen vi viser i figuren, ettersom lastprofilen i figuren er estimert med utgangspunkt i aggregerte data.

2.5 Oppsummering

Nedre Romerike er Akershus' mest folkerike delregion med om lag 214 000 innbyggere, og har siden 2000 hatt en befolkningsvekst på nær 60 prosent, klart høyere enn både fylket og Norge samlet. Samtidig er næringsstrukturen relativt lite energiintensiv, dominert av varehandel, bygg og anlegg, transport og logistikk samt tjenesteyting. Dagens strømproduksjon dekker under 8 prosent av regionens kraftforbruk på 2,5 TWh. Kraftunderskuddet er med andre ord elleve ganger så stort som den lokale produksjonen.

Kombinasjonen av begrenset lokal energiproduksjon og presset nettkapasitet kan begrense mulighetsrommet for klimaomstilling og næringsutvikling, særlig dersom nettutbygging forsinkes eller kraftetterspørselen øker raskere enn forventet.

På lengre sikt vil de planlagte investeringene styrke energitilgangen betydelig. Et vedvarende kraftunderskudd av denne størrelsen kan bli en samfunnsmessig sårbarhet, særlig dersom nettutbyggingen forsinkes eller ikke samordnes godt nok med veksten i regional etterspørsel. Videre er Statnett tydelig på at det trengs mer produksjon, både i Norge som helhet og på Østlandet for å sikre en bærekraftig utvikling av strømnettet.[15] Den underliggende trenden knyttet til realisering av lokale energiløsninger i Nedre Romerike står også i sterk kontrast til dette.

For kommunene og regionen peker dette mot fire sentrale prioriteringer fremover: (1) tidligere og tettere dialog med nettselskapene om kapasitetsbehov, (2) sterkere regional samordning av hvordan begrenset nettkapasitet skal brukes for å understøtte ønsket samfunns- og næringsutvikling, (3) identifisere teknologier og løsninger som kan styrke den regionale kraftbalansen og frigjøre kapasitet i nettet og (4) styrke koordinering mellom areal-, nærings- og energiplanlegging for å sikre en effektiv utnyttelse av det regionale ressursgrunnlaget. I de påfølgende kapitlene går vi nærmere inn på hvordan kraftforsyningen kan utvikle seg frem mot 2040 og hvordan lokale energiløsninger kan bidra til å styrke den regionale kraftbalansen.

[15] Se blant annet: Store industri- og forbruksplaner i Oslo, Akershus og Østfold og Langsiktig markedsanalyse

3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel

Rapporten vurderer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrasjoner av hvordan kraftbehovet kan utvikle seg under ulike veivalg på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og *vedtatte klimatiltak*, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet med om lag 0,2 TWh, eller 8 prosent. Den største økningen finner vi i scenarioet for kraftintensiv næring, hvor forbruket vokser med nesten 1 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på hele 45 prosent. Datasentre, som er svært kraftintensive, dominerer i dag forespørslene om ny nettkapasitet. Om og når disse blir realisert, vil derfor ha stor påvirkning på den langsiktige utviklingen i kraftforbruket. Økt vekst innen andre næringssegmenter kan imidlertid også spille en viktig rolle, til tross for et mer moderat kraftbehov. Eksempelvis vil en vekst på 20 prosent i eksisterende næringsliv, utover historisk trend, innebære en vekst i kraftforbruket tilsvarende 25 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet.

Vi har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i kraftforbruket i Nedre Romerike frem mot 2030 og 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men utviklingsbaner som gjør det mulig å belyse konsekvensene av ulike valg og utviklingstrekk i regionen. Alle scenarioene tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, som er basert på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse[16] og energibruksrapport[17], og Miljødirektoratets utslippsbaner mot 2050.[18] Forskjellene mellom scenarioene drives utelukkende av utviklingen i kraftforbruket i kommuneregionen. Nedenfor beskriver vi de viktigste forutsetningene i hvert scenario, før vi viser hvordan kraftforbruket utvikler seg.

3.1 Oppbygging av scenarioene

Under går vi gjennom hvordan de tre scenarioene er bygget opp, og hvilke antakelser de bygger på.

Referansescenarioet tar utgangspunkt i dagens strømforbruk i Nedre Romerike, og legger til grunn historisk trend for befolkningsvekst og næringsutvikling mot 2040. I likhet med utviklingen de siste 10 årene fortsetter vedtatt klimapolitikk, som energieffektivisering, å dempe fremtidig kraftforbruk for husholdninger og næringsaktivitet fremover. For transportsektoren har vi benyttet Miljødirektoratets referansebane for vedtatte klimatiltak samt regionspesifikke utviklingstrekk. Analysen fokuserer særlig på tre sektorer, herunder følgende:

- **Byggrelatert forbruk:** Kategorien inkluderer strømbruk til private husholdninger, service- og tjenesteyting samt jordbruk.
- **Industri:** Kraftforbruk i regionens industri hvor energibehovet drives av oppvarmingsbehov og industrielle prosesser.

[16] NVE (2025). Langsiktig kraftsmarkedsanalyse. Tilgjengelig her.
[17] NVE (2025). Energibruksrapport 2025. Tilgjengelig her.
[18] Miljødirektoratet (2026). *Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050*. Tilgjengelig her.

- **Transport:** Kategorien inkluderer strømbruk til landtransport, herunder personbiler og kollektiv og tungtransport (også lufttransport og maritim i andre regioner).

På nasjonalt nivå har det kun vært en svak vekst på om lag fire prosent i **byggrelatert kraftforbruk** for husholdninger, tjenesteyting og servicenæringen i løpet av de siste 10 årene[19]. En viktig årsak til dette er rehabilitering av eksisterende boligmasse, nybygg og andre energisparende tiltak i denne perioden. Samtidig har nasjonal befolkning økt med om lag åtte prosent, noe som illustrerer effekten av denne typen tiltak i boliger og næringsbygg. For Nedre Romerike har befolkningsveksten vært større enn i Norge samlet, på 22 prosent. Tilsvarende har verdiskapingen i service og tjenesteytende næring økt med 20 prosent. Byggrelatert kraftforbruk har imidlertid fulgt den nasjonale utviklingstrenden[20]. Dette synliggjør at effektene av energisparende tiltak, boligbygging og rehabilitering i mer sentrale strøk er enda sterkere enn landssnittet. Frem mot 2040 legger vi til grunn en videreføring av den historiske trenden i byggrelatert kraftforbruk, og antar at vedtatte energisparings- og klimatiltak i bygg *reduserer* kraftbruken mot 2040 og motsvarer økningen i kraftforbruket som følge av videre befolkningsvekst. Dette er i tråd med utviklingen som legges til grunn i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse mot 2040. Vedtatt klimapolitikk i denne sektoren inkluderer forbud mot fossil oljefyring i bygg, skjerpede energikrav i teknisk forskrift (TEK17), og statlig støtte til energieffektivisering gjennom Enova. I vårt referansescenario reduseres byggrelatert kraftforbruk for Nedre Romerike med fem prosent, det vil si om lag 100 GWh fra dagens nivå.

Også **industrien** har hatt svak vekst i kraftforbruket på nasjonalt nivå det siste tiåret, i underkant av to prosent samlet[21]. Innenfor kraftkrevende industri har forbruket økt i produksjon av ikke-jernholdig metall, men falt i produksjon av papirmasse, kjemiske råvarer og metallprodukter. I ikke-kraftkrevende industri har forbruket gått ned til tross for vekst i næringsmiddelindustrien. Den overordnede trenden for industriutvikling for Nedre Romerike følger i stor grad nasjonale utviklingstrekk, og tilsvarende utvikling legges derfor til grunn i vårt referansescenario. Samtidig er det viktig å understreke at utviklingen regionalt kan avvike betydelig fra nasjonale trender, ettersom enkeltetableringer kan få stor betydning for det samlede kraftforbruket. Potensielle effekter av nye industri- og næringsetableringer håndteres i scenarioet for kraftintensiv næring, hvor vi analyserer hvordan større enkeltprosjekter kan påvirke kraftbehovet i regionen frem mot 2040.

Kraftforbruket i **transportsektoren,** i hovedsak som følge av elektrifisering av personbiler, har økt betydelig i løpet av de siste årene. I referansescenarioet antar vi at vedtatt klimapolitikk innenfor transportsektoren driver utviklingen videre, som blant annet inkluderer statlige avgiftsfritak og støtteordninger. Vi tar utgangspunkt i referansebanen til Miljødirektoratet mot 2040 for vekst i kraftforbruk til transport, korrigert for andelen Nedre Romerike utgjør av de samlede nasjonale utslippene fra transport. Dette gir en økning på om lag 90 GWh mot 2040.

Kommunene i Nedre Romerike har etablerte næringsplaner- og strategier for utviklingen av næringslivet i årene fremover. Disse viser at næringsutvikling på Nedre Romerike er knyttet til et bredt spekter av aktiviteter innen industri, logistikk, handel, service, teknologi og innovasjon, helse, bioøkonomi, landbruk og kunnskapsintensive virksomheter. I tekstboksen redegjør vi for dette i mer detalj.

[19] NVEs energibrukrapport. Tilgjengelig her
[20] SSB tabell 10314 (2014–2023) og 14490 (2024)
[21] Kraftforbruket fra utvinning av olje og gass er ekskludert.

Tekstboks 3-1: Nærmere om kommunenes næringsplaner- og strategier

Kommunene på Nedre Romerike har flere tydelige fellesprioriteringer innenfor sine strategier for næringsutvikling. På tvers av kommunene vektlegges bærekraftig vekst, tilrettelegging for innovasjon og entreprenørskap, samarbeid mellom offentlig sektor, næringsliv og kompetansemiljøer, samt utvikling av attraktive næringsarealer og arbeidsplasser. Flere av kommunene fremhever også betydningen av regionale samarbeidsarenaer og innovasjonsmiljøer, blant annet knyttet til Lillestrøm–Kjeller-området og NODE60, for å styrke konkurransekraft og grønn omstilling. Samtidig er det et gjennomgående fokus på å være en «næringsvennlig kommune» gjennom effektiv saksbehandling, dialog med næringslivet og etablering av møteplasser og nettverk.

Det finnes samtidig enkelte tydelige forskjeller i hva kommunene ønsker å profilere seg på. I sin *Strategi for bærekraftig næringsutvikling 2022–2030* og *Handlingsplan for næringsstrategien 2025–2027* legger Lillestrøm kommune særlig vekt på kunnskapsintensive og fremtidsrettede næringer innen energi, klima, miljø og helse, samt rollen som regionalt knutepunkt for møte-, konferanse-, kultur- og opplevelsesnæringer. I Lørenskog kommunes *Næringsstrategi 2025-2037* fremheves utviklingen av innovasjonsdistriktet rundt Ahus og sterke koblinger mellom helse, forskning og næringsutvikling, samt videre utvikling av Lørenskog som kollektivknutepunkt og hotellvirksomhet. I sin *Strategi for næringsutvikling 2030* fokuserer Aurskog-Høland på å utvikle et industrirettet og ressursbasert næringsliv, med prioriteringer knyttet til bioøkonomi, skog- og landbruksbaserte verdikjeder og tilgang på riktige næringsarealer. Nittedal kommune fokuserer i sin *Strategiske Næringsplan 2023-2028* på gründerskap og innovasjon, lokal næringsvekst og rollen som en forutsigbar og løsningsorientert kommune, mens Rælingen kommune fremhever konkrete samarbeids- og mobiliseringstiltak gjennom innkjøpssamarbeid med Lillestrøm kommune, bedriftsnettverk, innovasjonssamarbeid og partnerskap i innovasjonsdistriktet NODE60 og gründerstøtte til pilotering av nye løsninger i sin *Strategi for næring* fra 2025.

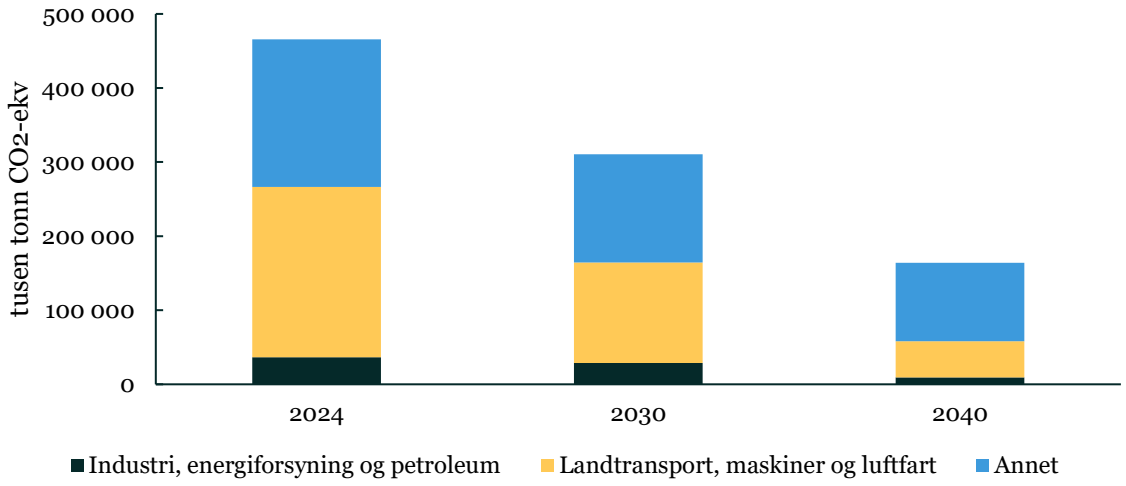
Scenario for akselerert klimaomstilling viderefører utviklingstrekkene i referansescenarioet, både med hensyn til befolknings- og næringsutvikling (historisk trend). Forskjellen ligger i at der referansescenarioet baserte seg på vedtatt politikk, legger vi her til grunn en akselerert klimaomstilling i tråd med langsiktige nasjonale utslippsmål. Vi tar utgangspunkt i Miljødirektoratets tiltaksbane for utslippsreduksjon, som beskriver hvilke utslippskutt som er nødvendige innenfor hver sektor for å nå målet om 55 prosent reduksjon innen 2030 og 90–95 prosent reduksjon innen 2050, sammenlignet med 1990.[22] Vi ser separat på fire sektorer: industri, energiforsyning og petroleum; landtransport, maskiner og luftfart; sjøfart, fiske og havbruk; og øvrige utslipp. For hver sektor estimerer Miljødirektoratet hvor mye økt elektrisk kraftbehov utslippsreduksjonene vil utløse. Energiintensiteten i utslippsreduksjonene, det vil si hvor mange kWh som kreves per tonn CO_2 som kuttes, varierer betydelig mellom sektorene og mellom tiltak innenfor samme sektor. Elektrifisering av landtransport krever for eksempel mer kraft per kuttet tonn enn tilsvarende utslippsreduksjoner i jordbruket, der mange tiltak har lavt eller ikke noe kraftbehov. Samtidig innebærer ikke økt kraftbehov nødvendigvis økt samlet energibehov. Elektrifisering av transport gir for eksempel høyere strømforbruk, men kan redusere det samlede energiforbruket fordi elektriske motorer er mer energieffektive enn forbrenningsmotorer.

For Nedre Romerike beregner vi det fremtidige kraftbehovet ut fra delregionens andel av nasjonale utslipp. Konkret legger vi til grunn at Nedre Romerike følger den nasjonale tiltaksbanen per sektor og at sammenhengen mellom utslippsreduksjon og kraftbehov er den samme som Miljødirektoratet har

[22] Regjeringen (2022). *Nytt norsk klimamål på minst 55 prosent*. Tilgjengelig her.

estimert for Norge. Siden næringsstrukturen i Nedre Romerike skiller seg fra landsgjennomsnittet, vil den samlede utslippsreduksjonen og det tilhørende kraftbehovet i delregionen følge en annen profil enn for Norge under ett. Tilnærmingen sikrer likevel at Nedre Romerike bidrar forholdsmessig til den nasjonale klimaomstillingen innenfor hver enkelt sektor.

Figur 3-1: Utvikling i klimagassutslipp i Nedre Romerike fordelt på sektor, klimascenarioet. Kilde Menon og Miljødirektoratet



Figur 3-1 viser utslippsbanen for Nedre Romerike som følger av disse forutsetningene. Frem mot 2040 legger vi til grunn at delregionens samlede klimagassutslipp reduseres med om lag 65 prosent fra dagens nivå. Landtransport, maskiner og luftfart står for både det største absolutte og det største relative bidraget til reduksjonen: utslippene faller fra om lag 230 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024 til om lag 49 000 tonn i 2040, en nedgang på nærmere 80 prosent. Det er først og fremst elektrifisering av kjøretøyparken som driver mesteparten av det økte kraftbehovet i klimascenarioet. Industri, energiforsyning og petroleum følger en tilsvarende bratt kurve, fra om lag 36 000 til 9 000 tonn, men utgjør et betydelig mindre volum. Øvrige utslipp, i hovedsak jordbruk og avfall, reduseres mer gradvis, fra om lag 199 000 til 106 000 tonn, og bidrar derfor mindre til kraftbehovet enn de to andre sektorene. Utslippsbanen vi legger til grunn øker det regionale kraftforbruket med åtte prosent mot 2040, sammenlignet med dagens nivå.

Scenarioet for **kraftintensiv næring** bygger på de øvrige scenarioene, men legger til grunn et betydelig taktskifte i nærings- og industriveksten i regionen. Referansescenarioet bygger på de historiske veksttrendene i den regionale næringsutviklingen i Nedre Romerike, men fanger ikke dagens etterspørsel etter nettkapasitet fra kraftintensive næringer. For å illustrere dette har vi tatt utgangspunkt i volumet som per i dag har fått reservert kapasitet i Statnetts reservasjonskø, knyttet til trafostasjonene som ligger i Nedre Romerike. Det er viktig å påpeke at dette scenarioet ikke er en prognose. Scenarioet er utarbeidet for å gi en indikasjon på hvor stor effekt ulike næringspolitiske veivalg kan få i fremtiden. Det er per i dag stor usikkerhet om hvilke prosjekter som faktisk blir realisert og når. Datasentre representerer per i dag det største volumet av ønsket nettkapasitet, men Statnetts reservasjonskø inkluderer også prosjekter innen transport og lagring. Videre kan nye sektorer/bedrifter komme til når vi ser frem mot 2040. Kraftbehovet fra de øvrige næringene vil typisk være i en mindre størrelsesorden enn det som følger av datasentre og annen kraftintensiv industri, men vil fortsatt kunne ha betydelig påvirkning på fremtidig kraftbehov. Eksempelvis vil en vekst på 20 prosent i eksisterende næringsliv, utover historisk trend, innebære en vekst i kraftforbruket tilsvarende 25 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet. Fremtidig utbygging av ladeinfrastruktur og logistikkhubber vil trolig gi en noe større økning per prosjekt. For eksempel kan to storskala

logistikkhubber gi et økt kraftbehov på 150 GWh (se vedlegg)[23]. Samlet sett peker scenarioet på en økning på opp mot 900 GWh. Gitt dagens utviklingstrekk vil realiseringen av et slikt scenario forutsette at det legges til rette for og investeres i datasentre i regionen. Scenarioet illustrerer derfor tydelig hvordan areal-, nærings- og energipolitiske valg påvirker omfanget av fremtidig kraftetterspørsel.

I tekstboksen under beskriver vi hvilke typer prosjekter som ligger i Statnetts kø, og hvordan køsystemet fungerer, i nærmere detalj.

Tekstboks 3-2: Statnetts reservasjons- og kapasitetskø og hvilke prosjekter som står i kø

Alle prosjekter over 5 MW som har behov for kraft må søke Statnett om nettilknytning, og Statnett plasserer prosjektet i én av to kategorier basert på modenhet og tilgjengelig nettkapasitet. Prosjekter med reservert kapasitet har fått tildelt nettilknytning med en planlagt tilknytningsdato, fordi det enten finnes ledig kapasitet i dag eller foreligger modne planer om nettutbygging som vil frigjøre kapasitet. Disse er de mest modne prosjektene. Prosjekter i kapasitetskø mangler både tilgjengelig kapasitet og konkrete utbyggingsplaner, og har derfor ikke fått tildelt tilknytningsdato. Disse prosjektene anser vi som samlet sett mindre modne og mer usikre.

Reservert nettkapasitet for Nedre Romerike utgjør samlet 147 MW fordelt på seks prosjekter, som alene tilsvarer om lag 30 prosent av dagens topplast i regionen. Datasenterutbygging er den klart største driveren, der fem datasenterprosjekter står for til sammen 141 MW av den reserverte kapasiteten. Det største enkeltprosjektet er AtNorth AS, som har reservert 50 MW med tilknytning via Frogner trafostasjon og planlagt oppstart i 2028. Stack Infrastructure har tre prosjekter på til sammen 79 MW, alle med tilknytning via Frogner og planlagt oppstart frem mot 2033, og Bulk Infrastructure Group AS har et prosjekt på 12 MW med oppstart i 2029. I tillegg har Ruter AS reservert 6 MW til ladestasjon, også her med tilknytning via Frogner og planlagt oppstart i 2028.

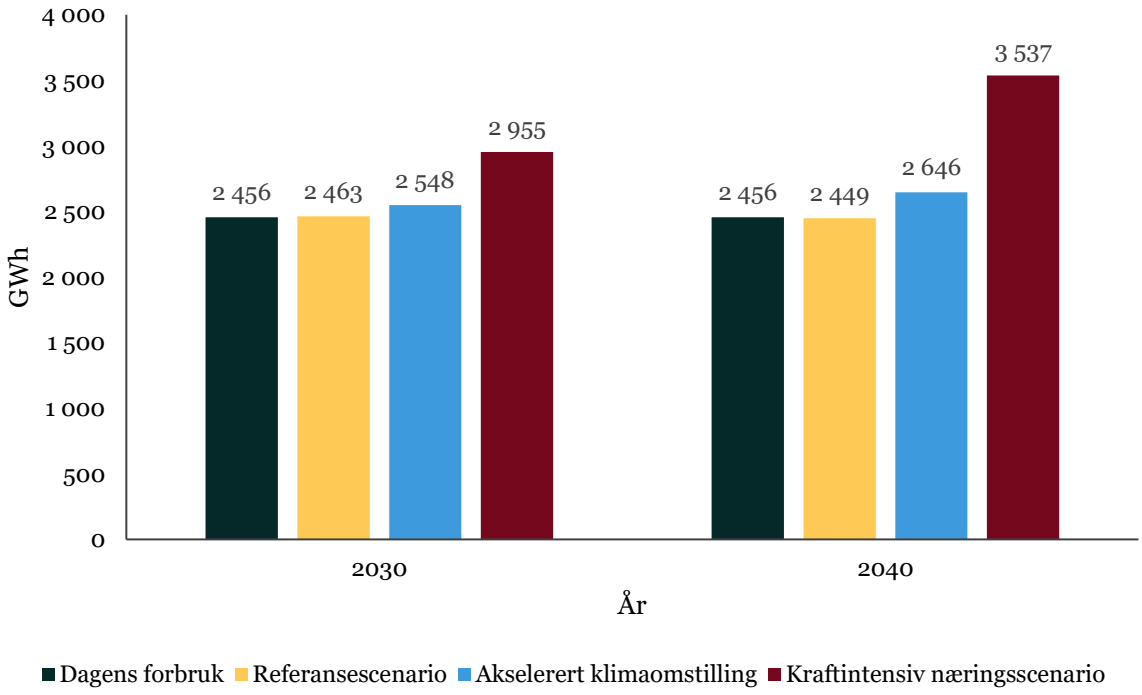
Kapasitetskøen omfatter ytterligere fem prosjekter med samlet effektbehov på om lag 105 MW, tilsvarende 22 prosent av dagens topplast. Også her er datasenter den dominerende kategorien. Bulk Infrastructure Group AS har et prosjekt på 88 MW i kø. De øvrige fire prosjektene gjelder transportrelatert lading (Ruter AS med 6 MW tilknyttet via Røykås, og Coop Norge SA med 5 MW tilknyttet via Frogner), kjølelogistikk (Ferskvarehuset AS med 4 MW) og et mindre prosjekt. Samlet utgjør disse prosjektene et samlet kraftbehov på om lag 600 GWh innen 2040. Som gjennomgangen over viser er etterspørselen per i dag større enn volumet vi legger til grunn i vårt scenario. Kraftintensivt næringsscenario må derfor ikke tolkes som et «maks»-scenario, men et robust høyscenario for industrielt og næringsrelatert forbruk frem mot 2040 i Nedre Romerike.

[23] Transport- og logistikkprosjekter som per i dag ligger i Statnetts reservasjonskø har imidlertid søkt om en betydelig lavere kapasitet.

3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer

Dagens kraftforbruk i Nedre Romerike er om lag 2 500 GWh. Figur 3-2 viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene frem mot 2030 og 2040.

Figur 3-2: Fremtidige forbruksscenarioer i Nedre Romerike. Kilde: Menon Economics



I **Referansescenarioet** øker kraftforbruket moderat med 7 GWh mot 2030, for så å falle noe mot 2040. Samlet gir dette en reduksjon i kraftforbruket mot 2040 på 7 GWh, tilsvarende i underkant av en halv prosent. Vekst i transportsektoren motsvares av en reduksjon i byggrelatert forbruk i dette scenarioet. Samlet gir Referansescenarioet et samlet kraftforbruk på 2 463 GWh i 2030 og over 2 449 GWh i 2040 i Nedre Romerike.

Klimascenarioet legger som nevnt til grunn en utslippsbane i tråd med de langsiktige nasjonale klimamålene. For Nedre Romerike innebærer dette en omfattende elektrifisering av transportsektoren, bygg og anlegg og deler av industrisektoren. Den isolerte klimaeffekten av denne omleggingen, målt som økt kraftbehov utover referansebanen, utgjør om lag 85 GWh i 2030 og om lag 200 GWh i 2040, og effekten øker dermed gradvis utover i perioden ettersom omstillingen får fotfeste. Samlet kraftforbruk i kommuneregionen blir om lag 2 548 GWh i 2030 og om lag 2 646 GWh i 2040. Klimascenarioet øker dermed forbruket med rundt 3 prosent sammenlignet med referansebanen i 2030, og om lag 8 prosent i 2040.

I **kraftintensivt næringsscenario** øker kraftforbruket i Nedre Romerike med ytterligere 400 GWh i 2030 og nær 900 GWh i 2040. Samlet kraftforbruk i kommuneregionen ender da på nesten 3 000 GWh i 2030 og over 3 500 GWh i 2040, tilsvarende en vekst på henholdsvis 20 og 45 prosent fra dagens nivå og 15 og 30 prosent sammenlignet med klimascenarioet. Som nevnt er det stor usikkerhet knyttet til dette scenarioet, og etterspørselen kan komme fra flere kilder, selv om datasentre i dag dominerer køen. Økt vekst innen andre næringssegmenter kan imidlertid også spille en viktig rolle, til tross for et mer moderat kraftbehov. Eksempelvis tilsvarer en vekst på 20 prosent i eksisterende næringsliv, utover historisk trend, om lag 25 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet.

3.3 Oppsummering

Våre tre scenarioer belyser konsekvensene av ulike veivalg frem mot 2040. Scenarioene illustrerer at det er et betydelig utfallsrom for den videre utviklingen av kraftforbruket i regionen, men reflekterer en tydelig underliggende trend: klimaomstilling og næringsvekst vil forsterke presset på det regionale kraftsystemet uten tiltak på produksjonssiden og/eller andre avlastende energiløsninger.

Kraftkrevende virksomhet øker lokal verdiskaping, noe vi redegjør for på de neste sidene. Produktiviteten er særlig høy innen nye næringer som datasenter, ammoniakk og hydrogenproduksjon. Samtidig vil nye etableringer øke presset på nettkapasiteten og svekke den regionale kraftbalansen, noe som øker behovet for å styrke tilgangen på energi, enten via nett eller lokal produksjon. Annen mindre næringsaktivitet, som for eksempel handel, service og logistikknutepunkter, øker også utfordringene knyttet til den regionale energibalansen, men ikke i tilsvarende grad.

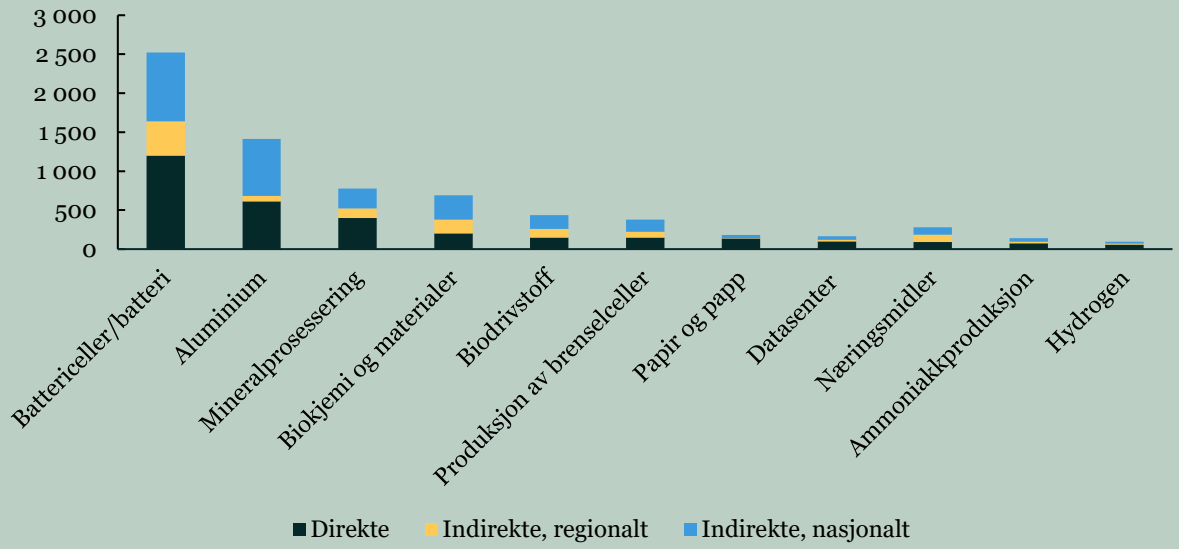
I neste kapittel gjør vi en nærmere vurdering av potensialet for ulike energi- og varmeproduksjonskilder i Nedre Romerike og hvordan dette kan bidra til å avlaste avhengighet av sentralisert infrastruktur og eventuelt frigjøre nett- og energiproduksjon til nye formål.

Lokale virkninger av nytt kraftintensivt næringsliv

Ulike kraftintensive næringer har ulike økonomiske fotavtrykk og kraftbehov. Etableringer av nytt næringsliv kan gi gevinster både for næringslivet og vertsregionen. Vi diskuterer her de potensielle samfunnsøkonomiske gevinstene som nye, grønne og kraftintensive industrietableringer kan gi, dersom de realiseres.

For å belyse de lokale virkningene anslår vi sysselsetting og verdiskaping fra nye etableringer. Vi skiller mellom direkte effekter i selve virksomheten og indirekte effekter i leverandørkjeden, herunder regionale ringvirkninger. For regionale beslutningstakere er de indirekte effektene i egen region særlig viktige. Hvor stor andel av ringvirkningene som faktisk blir igjen regionalt, avhenger av de konkrete forholdene i regionen, og av hvor godt det eksisterende næringslivet kan levere varer og tjenester til etableringen. Direkte effekter estimeres der det finnes erfaringsdata fra sammenlignbare anlegg og relevant litteratur. Indirekte effekter beregnes med en økonomisk ringvirkningsmodell som fanger opp etterspørsel etter varer og tjenester fra leverandører.

Figur 3-3: Sysselsettingseffekter per industri, for et globalt konkurransedyktig anlegg. Kilde: Menon Economics



Hovedfokuset er på mulige regionale gevinster, men det er også nødvendig å se gevinstpotensialet i lys av ressursbruken som slike etableringer krever. Grønne, kraftintensive industriprosjekter legger beslag på flere knappe ressurser, deriblant særlig energi og nettkapasitet, men også arbeidskraft, areal og kapital. Disse ressursene representerer begrensninger i alle regioner i Europa, men hvor bindende de er varierer betydelig. Ressurstilgang og alternativkostnader er derfor sentrale for å vurdere hvilke industrityper som gir høyest netto nytte i en gitt region. Figuren over illustrerer de direkte og indirekte sysselsettingseffektene for de ulike næringene, basert på et globalt konkurransedyktig anlegg.[24] De indirekte effektene er fordelt mellom indirekte sysselsetting innad i regionen, og øvrige nasjonale virkninger. Jamfør figuren er det betydelig spredning i hvor store sysselsettingseffekter man kan forvente på tvers av de utvalgte næringene. Til venstre i figuren finner vi de mest arbeidsintensive næringene, som trenger stor skala for å kunne konkurrere globalt. Dette gjelder blant annet

[24] *Et konkurransedyktig anlegg er et anlegg dimensjonert til en skala som er nødvendig for å konkurrere internasjonalt, gitt dagens teknologi, kostnadsstruktur og marked. Antakelsene om størrelse, sysselsetting og verdiskaping er basert på teknisk-økonomisk litteratur samt eksisterende eller planlagte industrielle etableringer, og ikke på hypotetiske minimumsanlegg. Tallene for direkte sysselsetting og verdiskaping i analysen gjelder dermed ett enkelt anlegg på full, konkurransedyktig skala, ikke en næring aggregert.*

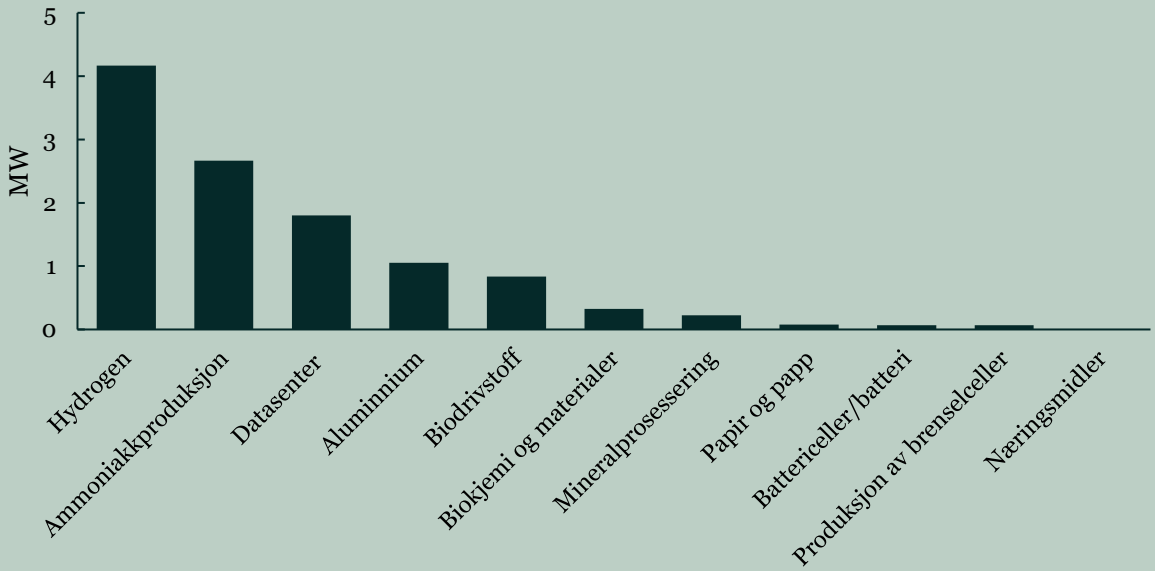
battericelleproduksjon og aluminium, som begge typisk krever mellom 500 til 1 000 ansatte for å være konkurransedyktig internasjonalt. I den andre enden av skalaen finner vi næringer som er kraft- og kapitalintensive, som datasentre, hydrogen og ammoniakkproduksjon. Disse næringene trenger færre ansatte.

Videre ser vi at forholdet mellom direkte og indirekte sysselsettingseffekter varierer betydelig mellom næringene. Dette reflekterer forskjeller i næringenes arbeidskraftsintensitet, leverandørstruktur og størrelse på anleggene. For eksempel har biobaserte næringer ofte relativt høye indirekte sysselsettingseffekter per direkte arbeidsplass, blant annet fordi de trekker på omfattende leveranser av råvarer og innsatsfaktorer. Samtidig kan næringer med lavere indirekte effekter per ansatt likevel gi høy samlet sysselsetting dersom anleggene er store, slik tilfellet ofte er for eksempel for battericelleproduksjon.

Det følger videre av figuren at nesten alle næringene gir større indirekte effekter i resten av landet enn i regionen der etableringen skjer. I snitt blir om lag en tredjedel av de indirekte effektene igjen innenfor regionens grenser. Dette viser et viktig poeng: Industrietableringer i én region kan gi betydelige ringvirkninger i resten av landet. Hvor ringvirkningene geografisk slår ut, avhenger av hvor i verdikjeden leverandører og underleverandører befinner seg. Kommuner bør derfor følge med på industriutviklingen i nærliggende områder, fordi det kan gi lokale muligheter for å få oppdrag som direkte eller indirekte leverandør til nye etableringer.

De fleste utvalgte næringene er i denne analysen kraftintensive i den forstand at et konkurransedyktig anlegg typisk krever høy elektrisk effekt og nettkapasitet, men kraftintensiteten varierer betydelig mellom næringene. For å sette kraftbehovet i sammenheng med sysselsetting viser vi kraftintensitet per ansatt, målt som MW per ansatt. Dette er et uttrykk for hvor mye effektbehov som typisk bindes per arbeidsplass, ikke et mål på produktivitet. Indikatoren bør tolkes sammen med anleggets totale effektbehov (MW), fordi næringer kan ha lik MW per ansatt, men svært ulike totale MW-behov ved et globalt konkurransedyktig anlegg.

Figur 3-4: Beslaglagt effekt per ansatt, per industri, for et globalt konkurransedyktig anlegg.



4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet

Våre analyser viser at det foreligger et betydelig potensial for lokale energiløsninger i Nedre Romerike. De største og mest realistiske bidragene ligger innen energieffektivisering (ENØK), fjernvarme og annen termisk varmeforsyning, samt solenergi og vindkraft. Enøk og fjernvarme skiller seg ut fra de andre løsningene ved at de både bidrar med lokal produksjon og frigjør kapasitet i strømnettet. Utfordringen i dag er at de fleste teknologiene møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Unntaket er vindkraft som kan bygges ut uten støtteordninger, men hvor lokal motstand og arealtilgang begrenser utbyggingstempoet. Samlet sett estimerer vi at de mest lovende teknologiene har et teknisk potensial på om lag 8 TWh frem mot 2040. For å lykkes med å realisere dette er man imidlertid avhengig av å håndtere de økonomiske og kunnskapsmessige barrierene. Tar vi utgangspunkt i dagens investeringstrend, vil lokale løsninger sannsynligvis kun bidra med en økning på om lag 0,2 TWh, noe som kun vil dekke 10 prosent av dagens kraftunderskudd. Dette innebærer at regionen, uavhengig av forbruksscenario, fortsatt vil være avhengig av import langt utover 2040 uten målrettede energipolitiske tiltak.

I dette kapitlet redegjør vi for kartleggingen av handlingsrommet for lokale energiløsninger i Nedre Romerike, med fokus på energieffektivisering og lokal energiproduksjon. 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 strømnettet. De enkelte energiteknologiene presenteres i egne delkapitler. Hvert delkapittel besvarer følgende hovedpunkter:

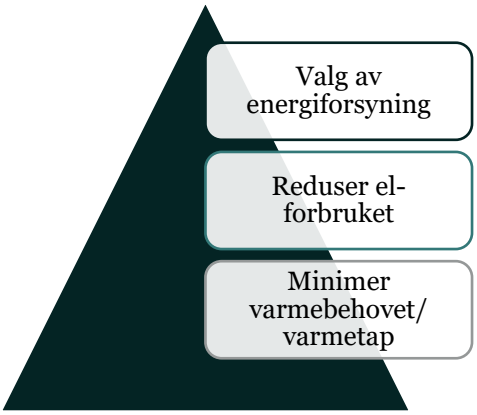
- **Teknologiens relevans for kommuneregionen:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og fremtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk potensial som gjenstår.
- **Barrierer for å realisere potensialet:** Kort drøfting av lønnsomhet, kostnadsnivå, realiseringstid, nøkkelinnsatsfaktorer og sentrale barrierer.

Hver energiløsning er vurdert langs fem teknisk-økonomiske parametere og plassert på en firedelt skala fra mørk grønn til rød. Skalaen gir grunnlag for tydelige anbefalinger om prioritering i det videre arbeidet på kommunalt, regionalt og fylkeskommunalt nivå. Mørk grønn indikerer løsninger med stort bidrag til kraft- og effektbalanse og relativt lave gjennomføringsbarrierer, 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. En nærmere beskrivelse av vurderingsparametere og samlet skåring av teknologiene er gitt i vedlegg til denne rapporten.

4.1 Energieffektivisering

4.1.1 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.



Figur 4-1: Kyotopyramiden forenklet

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. 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, energibrukstatistikk, ekspertvurderinger og et utvalg rapporter om potensial og barrierer innen energieffektivisering i Norge. Tallene viser omfang og potensial for regionen, som et utgangspunkt for tiltak og prioriteringer.

4.1.2 Status og potensial i Nedre Romerike

I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for energieffektivisering i bygg i Nedre Romerike.

Tabell 4-1: Status og potensial for energieffektiviseringstiltak i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	340 GWh/år ~130 MW[25]	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle

I hovedsak har energieffektiviseringstiltak potensial til å redusere energibruken i bygg for å frigjøre elektrisitet til andre formål. Tabellen over oppsummerer potensialet innen energieffektivisering for å

[25] 240 GWh/110 MW av enøk-potensialet overlapper med frigjort strøm fra alternativ termisk forsyning (neste kapittel). Dette ettersom kapasitet i nettet kan frigjøres enten ved å redusere behovet (enøk) eller gjennom å dekke behovet fra andre kilder.

frigjøre elektrisitet i strømnettet i Nedre Romerike. Hovedandelen av energibruken i regionen er relatert til energibruk i bygg. 60 prosent av bygningsmassen i regionen er boliger (småhus eller boligblokk), og nesten 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 for drøyt 5 prosent 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. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til om lag 340 GWh for Nedre Romerike.

- **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 **160 GWh**. 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 **150 GWh**. 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 **30 GWh**. 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.

4.1.3 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 energitiltak 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, der energitiltak 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 energitiltak for både bolig- og næringsbygg, men for mange er dette ukjent territorium. En lavthengende 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 energikartleggingsforskriften krav til energikartlegging.

Aktuelle tiltak og virkemidler for å adressere barrierer for økt ENØK.

Kommunale bygg:

- Porteføljestyring 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, leverandørlister etc)
- Kommunale støtte- og låneordninger (et tillegg til Enova-støtte),
- Styrke nasjonale insentiver

Private næringsbygg:

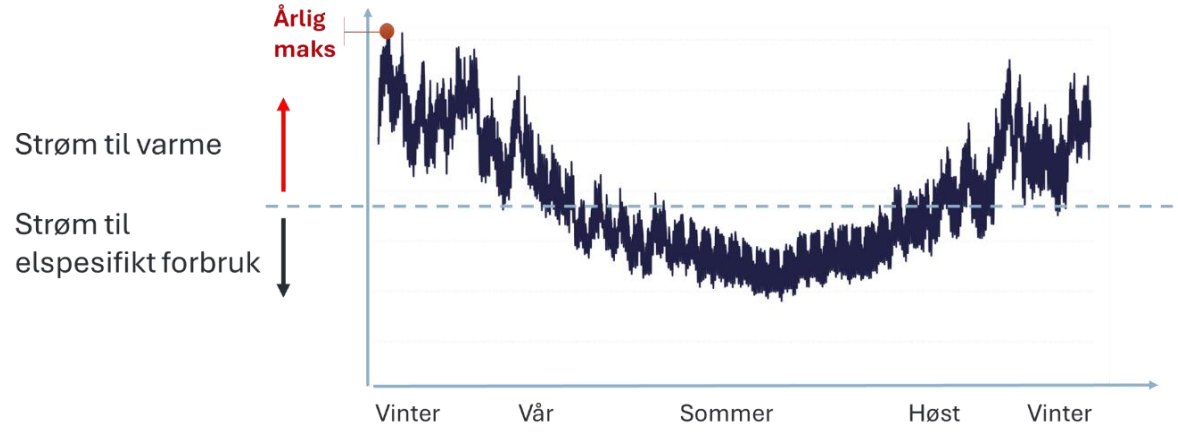
- Skape samarbeidsarenaer med gårdeiere og næringsliv
- Innføre virkemidler som styrker lønnsomhet og/eller krav om energiklasse

4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning

4.2.1 Energiløsningens relevans og rolle

Hvordan vi varmer opp byggene har sterk påvirkning på energibalansen, der oppvarming av bygninger er den klart største enkeltårsaken til høye effekttopper i strømnettet. I Nedre Romerike går rundt 60 prosent av strømforbruket i husholdninger, næringsbygg og offentlige bygg til varmeformål. Når kulden kommer, slår tusenvis av panelovner, varmepumper og elkjeler inn samtidig, og belastningen på strømnettet skyter i været. Dette betyr også at oppvarming er stedet der det finnes størst potensial for endring. Ved å ta i bruk termiske energiløsninger som leverer varme uten, eller med langt mindre, bruk av elektrisitet i makstimene, kan energibalansen forbedres betydelig uten å bygge én eneste ny kraftlinje. Når varme leveres uten bruk av el-kjeler eller panelovner, frigjøres kapasitet til næringsutvikling, elektrifisering og nye etableringer. Prinsippskissen under viser at omtrent 50 prosent av nettkapasiteten på Østlandet benyttes til varmeformål, basert på tall fra 2025, jamfør figuren under. Den utbredte bruken av elektrisitet til oppvarming er unik for Norge. I Danmark, Sverige og Finland dekkes over halvparten av varmebehovet av fjernvarme, i motsetning til 10–15 prosent i Norge. Potensialet er størst i tettbygde strøk, noe som gjør at potensialet er spesielt stort i Akershus fylke.

Figur 4-2: Strømforbruk per time over året 2025 i prisområde NO1 (Østlandet)



Tekstboks 4-1: Termiske energikilder som er vurdert som særlig relevante og aktuelle i Akershus

Lokale bioløsninger
Bioenergi basert på ved i husholdninger og flis/pellets i større bygg og byggklynger

Lokale varmepumper
Varmepumper basert på grunnvarme (geoenergi), luft spillvarme og vann

Spillvarme
Utnyttelse av overskuddsvarme fra eksempelvis datasentre, næringsbygg og industrielle prosesser

Fjernvarme
Varmeforsyning basert på de samme energikildene, men distribuert i store, vannbårne nett

4.2.2 Status og potensial i Nedre Romerike

I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for fjernvarme i Nedre Romerike.

Tabell 4-2: Status og potensial for fjernvarme i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial[26]	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	560 GWh/år 240 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst

Energibruken i Nedre Romerike består i all hovedsak av vanlig energibruk i husholdninger og næringsbygg, for disse typer bygg utgjør varme normalt en majoritet av energibehovet. Analysen viser at det samlede potensialet for å frigjøre strøm i Nedre Romerike er i størrelsesorden **560 GWh** per år, tilsvarende rundt 20 prosent av dagens samlede strømforbruk, og at det kan frigjøres om lag **240 MW** effektkapasitet, tilsvarende om lag 40 prosent av dagens høyeste effekttopp i strømnettet. Dette potensialet forløses imidlertid ikke gjennom én universalløsning, men gjennom ulike termiske løsninger tilpasset ulike deler av bygningsmassen.

- **Husholdningene –** mange små bidrag som gir stor samlet effekt: Det største enkeltpotensialet ligger i husholdningene. Her kan rundt **250 GWh** frigjøres gjennom overgang fra panelovner til varmepumper, supplert med vedfyring som spisslast i de kaldeste periodene. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet gir det stor systemeffekt. Det tilhørende effektpotensialet er anslått til **110 MW**.
- **Næringsbyggene –** fra individuell belastning til felles løsning: I næringsbyggene, inkludert store boligbygg, ligger potensialet i størrelsesorden **270 GWh,** og forutsetter at eksisterende bygg i større grad går over fra elektrisk oppvarming til **fjernvarme eller lokale bioløsninger**. Dette tilsvarer en tilgjengelig effektreduksjon på **110 MW**. I et tett utbygd område som Nedre Romerike er systemgevinstene av fjernvarme særlig store, ettersom mange bygg kan betjenes fra felles infrastruktur.
- **Offentlige bygg og nybygg – unngå å bygge seg inn i fremtidige problemer:** Offentlige bygg har stabile varmebehov og kan fungere som ankerkunder for sentrale løsninger som fjernvarme, med et frigjøringspotensial på **40 GWh** og **20 MW effekt**. Nybygg representerer et viktig, langsiktig bidrag: når varmebehovet i nye bygg dekkes av fjernvarme, reduseres presset på strømnettet ytterligere i tiår fremover.

Satt i et større perspektiv tilsvarer 560 GWh frigjort elektrisitet årsproduksjonen fra et mellomstort vannkraftverk eller en større landbasert vindpark i Norge i dag. Potensialet tilsvarer i størrelsesorden 10–15 prosent av dagens samlede energiunderskudd i Nedre Romerike. Eksempelvis er dette i størrelsesorden med fylkets største vannkraftverk (Rånåsfoss, 560 GWh) og Odal vindkraftverk (530

[26] For å beregne potensialet for fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning har vi tatt utgangspunkt i offentlig tilgjengelig kunnskapsgrunnlag (Elhub, fjernkontrollen.no, matrikkelen, NVEs energibruksstatistikk og bransjenormer for energibruk på ulike typer bygg). Dette informasjonsunderlaget er deretter beriket gjennom intervjuer med utvalgte nøkkelaktører i bransjen som opererer i Akershus fylke.

GWh). Forskjellen er at dette «kraftverket» ikke bygges i naturen, men i eksisterende bygninger – gjennom smartere valg av oppvarmingsløsninger. Et bidrag på 240 MW effektreduksjon vil alene kunne frigjøre effektkapasitet til den samlede reserverte effektkapasiteten fra datasentre på 141 MW.

Nedre Romerike har eksempler på potensielle/ikke-utnyttede spillvarmepunkter i NVE sitt varmekart fra 2021 som ligger innenfor eksisterende konsesjonsområder for fjernvarme, nemlig Dynea (kjemisk industri, høytemperatur) og OSL5 (Datasenter, lavtemperatur). Disse to kildene kan grovt estimert bidra med rundt 150 GWh årlig spillvarme, dersom disse kildene utnyttes.

4.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Analysene viser at fjernvarme og andre termiske energiløsninger kan gi et vesentlig bidrag til å styrke energibalansen i Nedre Romerike, i en region preget av kraftunderskudd og et høyt belastet strømnett. Samtidig er det tydelig at dette potensialet ikke realiseres automatisk. Hvor raskt og i hvilket omfang løsningene kan tas i bruk, avhenger i stor grad av hvordan markedet fungerer i dag, og hvor det er behov for offentlig planlegging, styring og målrettede virkemidler for å utløse løsninger med høy samfunnsnytte.

I dag fungerer markedet for ulike løsninger for varmeforsyning godt for følgende:

- **Husholdninger – varmepumper/vedfyring som moden løsning:** I husholdningene fungerer markedet for varmepumper og vedfyring i stor grad godt. Teknologien er moden, investeringsbeslutningen kan tas av den enkelte, og gevinstene i form av lavere energibruk og lavere strømregning er tydelige. Dette er også det tiltaket som kan realiseres raskest. Med riktige virkemidler kan store deler av potensialet utløses i løpet av få år, fordi det ikke krever koordinering mellom mange aktører eller omfattende infrastrukturutbygging. Effekten kommer gradvis, men tidlig.
- **Nybygg – lave merkostnader og høy gjennomførbarhet:** I nybygg og fortettingsprosjekter er fjernvarme og andre termiske løsninger ofte økonomisk gjennomførbare når de planlegges fra start. Når vannbårne systemer etableres tidlig, er merkostnaden sammenlignet med helelektriske løsninger begrenset, og risikoen for både utbygger og energileverandør er lav. Potensialet i nybygg realiseres i takt med utbyggingen og gir dermed et mer gradvis bidrag enn husholdningstiltakene, men er samtidig svært kostnadseffektivt fordi det hindrer at nytt effektbehov bygges inn i strømnettet.

Tekstboks 4-2: 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**, og ordningen utløste stor etterspørsel.

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 strømnettet og samtidig 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.

Hvor markedet ikke forløser potensialet uten betydelig drahjelp og nytenking

Her er det et tydelig gap mellom samfunnsøkonomisk nytte og privatøkonomisk lønnsomhet, som gjør at potensialet ikke realiseres uten mer styrt utvikling.

Eksisterende næringsbygg – høy gevinst, høy terskel

I eksisterende næringsbygg, inkludert større boligbygg, ligger et betydelig potensial for å frigjøre elektrisitet. Realisering forutsetter overgang fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger, og innebærer investeringer i vannbårne systemer og midlertidige driftsforstyrrelser. Kostnadene bæres i hovedsak av bygningseier, mens nytten i stor grad tilfaller kraftsystemet. Dette er et potensial som realiseres over tid, typisk i forbindelse med rehabilitering, eierskifte eller større ombygginger. Uten styrt utvikling vil realiseringstakten være lav, men med målrettede virkemidler kan betydelige deler av potensialet utløses innenfor en 5–15 års horisont. Realisering innebærer samtidig mer enn en dobling av dagens fjernvarmeleveranser i området.

Fjernvarme – behov for rammebetingelser som muliggjør investeringer og systemnytte

For at fjernvarme skal kunne bidra effektivt til å styrke energibalansen og avlaste strømnettet, er det ifølge aktørene selv avgjørende at fjernvarmeaktørene har forutsigbare og tilstrekkelige økonomiske rammebetingelser. Fjernvarme er kapitalintensiv infrastruktur med lang levetid, der lønnsomheten i dag i stor grad er knyttet til levert energimengde. Verdien av redusert effektuttak, utsatte nettinvesteringer og økt forsyningssikkerhet reflekteres i liten grad økonomisk, noe som svekker insentivene til investeringer i tiltak med høy systemnytte, som termisk lagring, fleksibel drift og nettutvidelser mot eksisterende bygg.

Videre utvikling av fjernvarme er også tett knyttet til spillvarmeutnyttelse og lavtemperatursystemer. Spillvarmeprosjekter krever betydelige oppstartsinvesteringer og langsiktige avtaler, og uten forutsigbarhet i regulering og volumetterspørsel vil tilgjengelige ressurser forbli uutnyttet. Når bygg og fjernvarmenett utformes som lavtemperatursystemer (35–60 °C), blir det enklere å utnytte spillvarme direkte, med høyere virkningsgrad og redusert behov for elektrisk oppgradering.

Fjernkjøling er samtidig en forutsetning for effektgevinst i næringsområder. Uten fjernkjøling løses kjølebehovet i dag med individuelle kjølemaskiner, som brukes som varmepumper på vinteren og dermed gir høyt elektrisk effektuttak både sommer og vinter. Fjernkjøling gjør det mulig å dekke kjølebehovet uten lokale anlegg, samtidig som overskuddsvarmen kan utnyttes i fjernvarmesystemet. Erfaringer viser at fjernvarme uten fjernkjøling har begrenset gjennomslag i denne delen av markedet. Slike løsninger krever planlegging og investering, men kan gi betydelig effektavlastning innenfor en mellomlang tidshorisont (5–10 år).

For at fjernvarmens systemnytte faktisk skal realiseres, må også produksjonsmiks og drift innrettes mot å avlaste strømnettet i kritiske timer. Dette innebærer at el-baserte produksjonsenheter ikke dominerer i makstimene, at spisslast i størst mulig grad dekkes av ikke-elektriske kilder eller lagret varme, og at drift og laststyring skjer i samspill med nettselskapet. Dette kan i stor grad gjøres relativt raskt, gjennom endret drift, styring og samspill med nettselskapene, forutsatt tydelige rammer og forventninger.

Kommuner og fylkeskommune kan styrke gjennomførbarheten gjennom tydelige signaler i planverk, bruk av offentlige bygg som ankerkunder, støtte til tidligfaseutredninger og dialog med nettselskaper og statlige myndigheter om rammer som belønner reell effektavlastning. Dette handler ikke om å subsidiere varmeproduksjon, men om å skape rammevilkår som gjør det mulig å investere i løsninger som reduserer belastningen på strømnettet og styrker energibalansen.

4.3 Vannkraft

Potensialet for vannkraft er vurdert med bakgrunn i opprustning og utvidelse av større, eksisterende vannkraftverk. I Akershus er de store vannkraftressursene allerede utnyttet i eksisterende anlegg, og

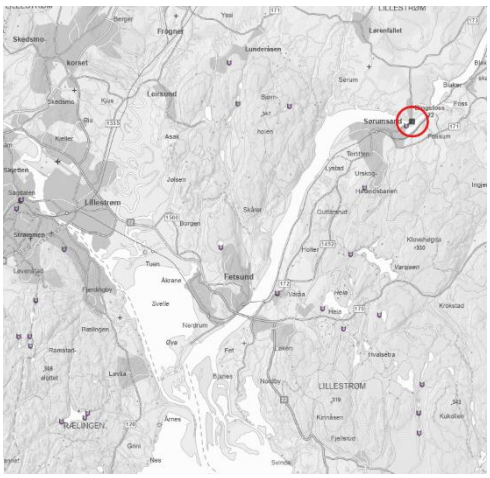
det er derfor oppgradering av disse som utgjør det betydelige potensialet. En stor andel av Norges vannkraftverk nærmer seg teknisk levealder, og i Akershus vil det bli aktuelt med en oppgradering i løpet av neste tiår for flere anlegg. Les mer om dette i kapittel om metode i Vedlegg 2.

4.3.1 Status og potensial i Nedre Romerike

Tabell 4-3: Status og potensial for vannkraft i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Vannkraft	Strøm-produksjon	10 GWh/år	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	Om lag 10 år	Begrenset ressurs-grunnlag	Ikke sentral for å redusere kraft-underskuddet

Nedre Romerike har i dag seks registrerte vannkraftverk i NVEs database. Fem av disse har en installert effekt på mellom 0,3 og 0,7 MW og er for små til å være relevante for opprusting i denne sammenhengen. Det sjette og eneste betydelige kraftverket i regionen er Bingsfoss kraftverk i Lillestrøm kommune, ett av tre kraftverk i Glomma driftet av Glomma Kraftproduksjon AS (Akershus Energi). Bingsfoss er det eneste realistiske objektet for økt vannkraftproduksjon i Nedre Romerike. Se metode-kapittel for mer informasjon.



Figur 4-3: Bingsfoss kraftverk

Kraftverket ble satt i drift i 1977 og har tre rørturbiner med samlet installert effekt på 33 MW og en midlere årsproduksjon på 165 GWh. Ingen opprusting er foreløpig meldt inn, men med tanke på kraftverkets alder vil en oppgradering trolig bli aktuell innen de neste 10 årene. Basert på erfaringstall fra tilsvarende oppgraderinger av elvekraftverk fra samme periode – blant annet den planlagte oppgraderingen av Funnefoss kraftverk like nord for Nes – er et realistisk produksjonspotensial i størrelsesorden 10 GWh/år, tilsvarende strømforbruket til rundt 500 husstander. Sett opp imot de øvrige energiløsningene gir dette et relativt beskjedent bidrag til den regionale kraftbalansen.

4.3.2 Økonomi og gjennomførbarhet

En opprusting av Bingsfoss vil naturlig følge kraftverkets tekniske levealder og er ikke avhengig av særskilte økonomiske insentiver for å bli gjennomført. Reinvesteringen vil komme av seg selv når komponenter nærmer seg slutten av sin levetid. Tiltaket er teknisk gjennomførbart og er godt dokumentert gjennom tilsvarende prosjekter i norsk vannkraft. Bidraget til regionens samlede energiproduksjon vil likevel være begrenset.

4.4 Vindkraft

4.4.1 Energiløsningens relevans og rolle

NVE utarbeidet i 2019 en nasjonal ramme for vindkraft, hvor de 13 best egnede områdene i Norge ble kartlagt.[27] Akershus ble ikke med i denne listen, sammen med Oslo, Oppland og Troms. Dette betyr likevel ikke at det ikke er mulig å bygge ut vindkraft i fylket. Det kan være vanskeligere å få konsesjon her enn i de utpekte områdene, da Akershus mangler de beste vindressursene, har tett befolkning og store frilufts- og naturverdier, og en nettkapasitet som allerede er hardt presset. Men på grunn av situasjonen med et betydelig kraftunderskudd og behov for mer kraft og næringsutvikling, kan det argumenteres for lokale vindkraftprosjekter i Akershus, selv om ressursgrunnlaget ikke er på kystnivå. Siden vindkraft produserer når det blåser, og ikke nødvendigvis når det trengs mest strøm, er bidraget til kraftbalansen begrenset til «strøm-produksjon» (se «Type bidrag» i tabellen under). Vindkraft produserer imidlertid mest i vinterhalvåret, og er veldig komplementær til elvekraft som har mest tilsig og dermed produksjon i sommerhalvåret.

Med dagens teknologi åpner det seg nye muligheter innenfor landbasert vindkraft selv der hvor det er lavere vindressurser enn i kystnære områder. Akershus har vindressurser i det laveste sjiktet av hva som anses som aktuelt for utbygging – typisk 6–7 m/s vindhastighet i 120 meters høyde. Det finnes allerede vindkraftverk i Norge med tilsvarende vindforhold (> 7 m/s) som er lønnsomme med dagens turbinteknologi. Høyere turbiner enn det som er vanlig i dag, gir betydelig bedre utnyttelse av vindressursene. Man ser allerede på turbiner med effekter på 6 MW per turbin, og i et 10–15 års perspektiv kan turbiner opptil 10 MW være kommersielt tilgjengelige (dette tilsvarer turbiner med over 150 m navhøyde). Dette gjør vindkraft i Akershus mer aktuelt enn tidligere – men realisering forutsetter at kommunene er en positiv drivkraft og at konsesjon innvilges.

4.4.2 Status og potensial i Nedre Romerike

Tabell 4-4: Status og potensial for vindkraft i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strøm-produksjon	6 200 GWh/år	Store plan-arealer	7–15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensial om barrierene blir løst

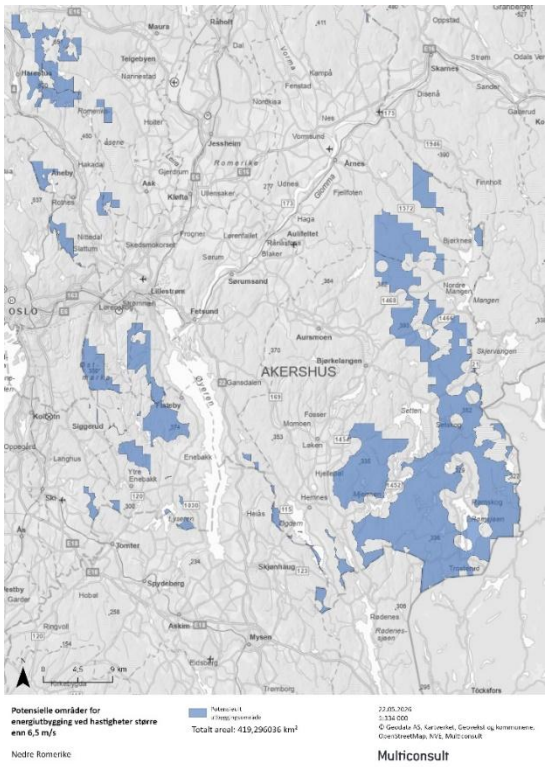
Nedre Romerike har store områder med vindressurser > 6,5 m/s, men på grunn av begrensningene som er satt av GIS-analysen (se metode), er aktuelt areal beregnet til 419 km².

Hvis alle områdene blir utbygd (lite realistisk), er det tekniske potensialet i størrelsesorden 6 200 GWh/år. Dette tilsvarer over 500 turbiner med en navhøyde på 150–180 m. Utbygging av hele det tekniske potensialet er et lite realistisk scenario, så spørsmålet blir derfor hvor det er hensiktsmessig å plassere turbiner, og hvor store parker som kan være aktuelle i de ulike områdene. Dette vil kreve mer inngående analyser, da dette er en grov, teoretisk analyse.

[27] https://www.nve.no/media/19307/nasjonalramme-for-vindkraft.pdf

De største og mest sammenhengende arealene ligger øst i regionen. Dette understøttes av intervjuer med aktører i bransjen. Merk at kartet baserer seg på en grov teoretisk analyse, som blant annet ikke har med avstand til hytter (se mer i Metode). Områdene grenser mot Innlandet hvor det finnes vindkraft i drift i dag, noe som viser realismen teknisk sett i de aktuelle områdene. En fordel for Nedre Romerike geografisk, er nærheten til Sverige. Dette vil forenkle frakt av store turbindeler, som typisk må fraktes gjennom Sverige på grunn av for lave broer og tunneler i Norge.

Nedre Romerike er den mest aktive regionen for konkrete prosjekter per nå. Krogstad vindkraftverk har vært planlagt siden 2024, og ble i mars 2026 stanset for videre utredninger. Mer om dette prosjektet i infoboksen under.



Figur 4-4: Teknisk vindkraftpotensiale i Nedre Romerike

4.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

I Nedre Romerike er det flere aktuelle områder med vindressurser som gir lønnsomme vindkraftprosjekter (kartet viser en grov sortering, se metodekapittel). Vindkraftutbygging er imidlertid et svært omdiskutert og betent tema i Norge i dag. 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. En av grunnene til dette er at kommunen må vedta en områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan behandle en konsesjonssøknad – et krav som ble innført i 2023.

Prosessene fra planlegging til byggefase tar gjerne minst syv år, noe som innebærer stor risiko for at politisk eller lokal forankring endrer seg underveis. Tidlig involvering av kommunen og berørte innbyggere er derfor viktig. Verdien av vindkraftverkene må også måles opp mot effektene på natur og samfunn (se mer under metode). Disse effektene må vurderes i detalj 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. Det som er verdt å merke seg, er mulighetene ved flerbruk av natur (se Odal vindkraftverk), gjenbruk av veier, og at direkte inngrep i naturen er i størrelsesorden 3–5 prosent av totalt planareal.

Tekstboks 4-3: Krogstad vindkraftverk – prosjektet som ble stanset

Akershus Energi Vind og Hafslund Eidsiva Vind sendte i oktober 2024 inn et arealinnspill til Lillestrøm kommunes kommuneplan om å avsette et område ved Krogstad Miljøpark til vindkraftformål. Planene omfattet fem turbiner med en forventet årsproduksjon på rundt 78 GWh, tilsvarende strømforbruket til omtrent 4 000 husstander. Prosjektet ble stanset 18. mars 2026, da formannskapet i Lillestrøm stemte nei til å sende arealinnspillet på høring – mot kommunedirektørens egen anbefaling. Flertallet mot prosjektet skyldtes en betydelig medlemsvekst i det lokale Arbeiderpartiet. Avgjørelsen kom før noen formell utredning av konsekvenser, muligheter eller avbøtende tiltak var gjennomført. Dette viser hvorfor lokal politisk vilje er en absolutt forutsetning – og at terskelen for dette kan være høy.

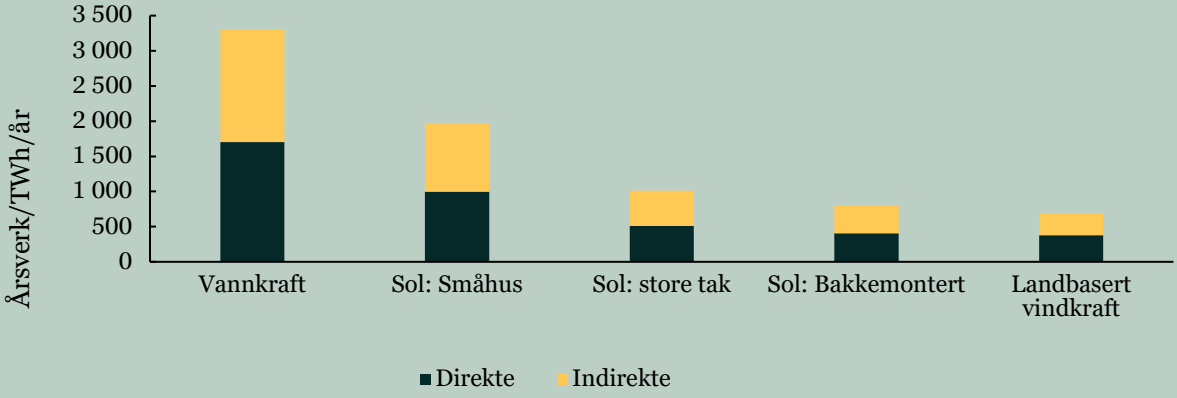
Lokale ringvirkninger av kraftproduksjon

Både utbygging og drift av kraftproduksjon utløser ringvirkninger på sysselsetting og verdiskaping. Effektene varierer mellom teknologier og mellom utbyggings- og driftsfasen. Investeringer og drift etterspør varer og tjenester fra leverandører som igjen kjøper fra sine underleverandører – samlet kalt ringvirkningseffekter, der forholdet mellom direkte og indirekte effekter typisk ligger rundt 1:1.

Utbyggingsfasen: vannkraft har størst ringvirkninger

Vannkraft gir de største utbyggingseffektene: 1 TWh ny årlig produksjonskapasitet understøtter om lag 3 300 årsverk i Norge, drevet av høye investeringer og en stor andel norske, spesialiserte leverandører. Solkraft ligger i mellomsjiktet, men med betydelig importandel via solcellemoduler. Vindkraft har de laveste utbyggingseffektene (rundt 700 årsverk per TWh), fordi turbiner, tårn og nettinfrastruktur står for om lag 70 prosent av investeringskostnaden og i hovedsak importeres.

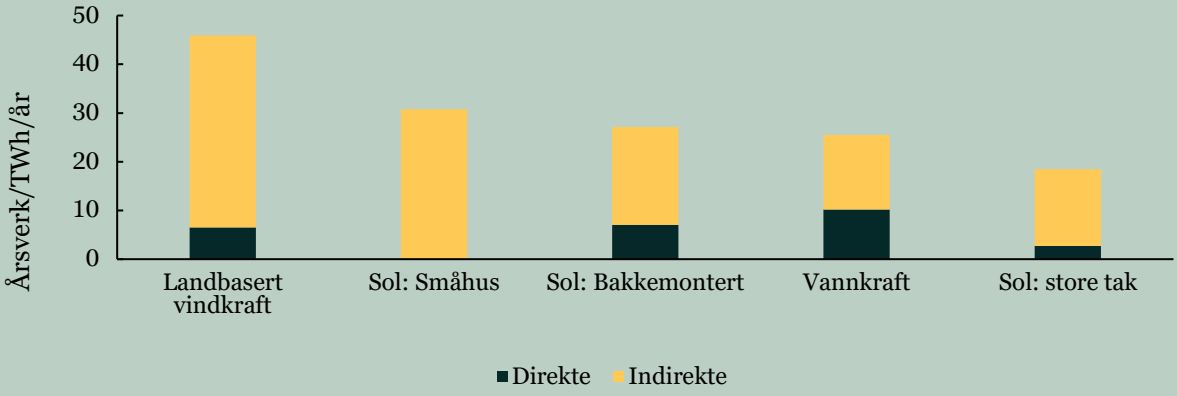
Figur 4-5: Nasjonale ringvirkninger av utbyggingen av ulike teknologier. Kilde: Menon Economics



Driftsfasen: vindkraft gir størst varige effekter

I driftsfasen avtar de store investeringseffektene, men effektene er til gjengjeld varige. Vindkraft gir nå de største effektene med rundt 45 årsverk per TWh, drevet av relativt høye vedlikeholdskostnader. De øvrige teknologiene ligger mellom 15 (sol på store tak) og 30 (sol på småhus) årsverk per TWh. For vannkraft dominerer fast bemanning, mens leverandørkjeden bidrar mindre.

Figur 4-6: Nasjonale ringvirkninger ved drift av ulike teknologier (årsverk per TWh årlig produksjon). Kilde: Menon Economics



Referanseprosjekt: Odal vindkraftverk

Odal vindkraftverk ligger i Nord-Odal kommune på grensen mellom Innlandet og Akershus fylke.[28] Anlegget eies av Akershus Energi Vind (33,4 prosent), Cloudberry (33,4 prosent) og KLP (33,2 prosent).[29] Konsesjon ble gitt av NVE i 2014 og idriftsatt september 2022.[30]

Anlegget består av **34 turbiner** med en totalhøyde på 217 meter (opp til bladet) og en effekt på 4,8 MW per turbin. **Samlet installert effekt er 160 MW, og anlegget produserer om lag 530 GWh årlig** – nok til å forsyne 33 000 husstander med fornybar strøm.[31]



Figur 4-7: Odal vindkraftverk. Kilde: energiwatch.no

Det er totalt **34 kilometer med vei** i vindkraftverket, hvorav 23 kilometer er oppgraderte eksisterende skogsbilveier og 11 kilometer er nye veier.[32] **Området brukes til skogsdrift og friluftsliv**. Ifølge NVE er et typisk planområde for vindkraft på rundt 100 dekar per MW, og rundt 95–97 prosent av planområdet blir ikke direkte berørt av fysiske inngrep.[33]

Hensyn til gammelskog, skogsfugl og rovfugl var sentralt under utviklingen. Program for for- og etterundersøkelser ble utarbeidet i samråd med og godkjent av NVE og Fylkesmannen i Hedmark. Anlegget har en tredjepartsverifisert EPD som dokumenterer klima- og miljøprestasjonene gjennom hele livsløpet.

Utbyggingen understøttet 447 årsverk i Norge, hvorav 71 lokalt og 132 regionalt. Driftsfasen sikrer vertskommunen om lag 30 millioner kroner årlig i eiendomsskatt, produksjonsavgift og grunnleie, samlet rundt 250 millioner kroner over anleggets levetid. I tillegg sysselsetter anlegget nærmere 10 personer lokalt.

Odal viser at landbasert vindkraft i skogsterreng på Østlandet er gjennomførbart – teknisk, finansielt og regulatorisk. Prosjektet er geografisk og topografisk sammenlignbart med aktuelle områder i Akershus, og eies allerede delvis av et Akershus-selskap. Kombinasjonen av skogsdrift og vindkraftproduksjon på samme areal er dokumentert mulig.

---

[28] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[29] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[30] https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=228&type=A-1
[31] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[32] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[33] https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/?ch=2

4.5 Solkraft

4.5.1 Energiløsningens relevans og rolle

Solkraft er en moden og raskt utbyggbar teknologi som kan bidra til økt lokal kraftproduksjon i Akershus. Teknologien kan realiseres i flere former: storskala solkraftverk, solkraft på grå arealer og solkraft på tak, med ulike arealmessige, tekniske og økonomiske forutsetninger. Produksjonen er sesongavhengig og konsentrert til vår, sommer og høst, og er ikke regulerbar uten bruk av lagringsløsninger som batterier. Felles for løsningene er at de kan bidra til økt energitilgang med relativt korte ledetider sammenlignet med andre former for fornybar kraftproduksjon.

Storskala solkraftverk etableres på bakken og kan gi betydelige produksjonsvolumer, men er ofte forbundet med arealkonflikter, særlig der de berører jordbruksarealer eller naturpregede områder. Slike anlegg er derfor avhengige av gode arealavklaringer, lokal aksept og gunstige nettilknytningsforhold for å være realiserbare i Akershus.

Solkraft på grå arealer er bakkemonterte solkraftverk plassert på allerede nedbygde og teknisk påvirkede flater som parkeringsarealer, arealer langs vei og jernbane, tidligere masseuttak, industriområder, lufthavnområder og deponi. Disse vil typisk være av en mindre skala enn andre «bakkemonterte solkraftverk». Ved å utnytte slike arealer til solkraftproduksjon unngår man ytterligere nedbygging av natur, noe som gjør dem attraktive i et areal- og konfliktperspektiv. Realisering er likevel ofte krevende i praksis: mange grå arealer er små og fragmenterte, ikke reelt tilgjengelige på grunn av grunneierforhold eller planstatus, eller har høy alternativ bruksverdi. Arealer langs vei og jernbane er underlagt strenge sikkerhetskrav som begrenser tilgjengelig areal og utforming, og avstanden til nettilknytningspunkter er gjerne lang – noe som gir høye tilknytningskostnader og svekket lønnsomhet. Aktører i bransjen peker på at flate, bearbeidede arealer er å foretrekke, og at gode grå arealer som gir god prosjektøkonomi er vanskelige å finne, og at takflater derfor i mange tilfeller er de best egnede arealene.

Solkraft på tak utnytter eksisterende bygningsmasse, og har dermed minimalt med konfliktpotensialer og ingen naturpåvirkning.

Tekstboks 4-4: Datagrunnlag og grenseflate mot Hafslunds utredning

Det tekniske potensialet for **storskala (bakkemontert) solkraft** er svært stort i Akershus. Alle ubebygde, flate arealer kan i teorien utnyttes til solenergi, men de fleste har en høy alternativverdi og en betydelig kostnad for å bearbeides til bakkemontert solkraft. Det ville derfor kreve en mer inngående analyse av tilgjengelige arealer for å tallfeste dette potensialet og realismen i disse. Storskala solkraft har også en lang tidshorisont for realisering. For å tallfeste et realistisk potensial, er det tatt utgangspunkt i prosjekter som er i nett-tilknytnings-kø hos Statnett. Denne listen gir et bilde av hvor disse kan være og hvilke anlegg som kan realiseres i løpet av de neste 5-10 årene. Men det tekniske potensialet er i praksis langt større.

Tallgrunnlaget for potensialet for **solkraft på grå arealer og tak** i Akershus er hentet fra **Hafslund Rådgivnings regionale solscreening for Akershus** og Vestfold. Denne analysen bygger på geografiske analyser, tekniske forutsetninger og forenklede kostnads- og lønnsomhetsvurderinger. Potensialtallene representerer et teknisk og teoretisk utgangspunkt, og gir ikke nødvendigvis uttrykk for hvor mye solkraft som er realiserbart på kort sikt. Videre vurdering av solkraft i Akershus må derfor ta hensyn til lokale forhold, nettkapasitet, planstatus og samspill med øvrige areal- og energitiltak.

I det påfølgende redegjør vi for hver av de tre kategoriene. Både potensial og barrierer varierer på tvers av teknologiene. Dette er viktig å hensynta når man skal utarbeide eventuelle energipolitiske tiltak på kommunalt, fylkeskommunalt og/eller nasjonalt nivå.

4.5.2 Storskala solkraft i Nedre Romerike

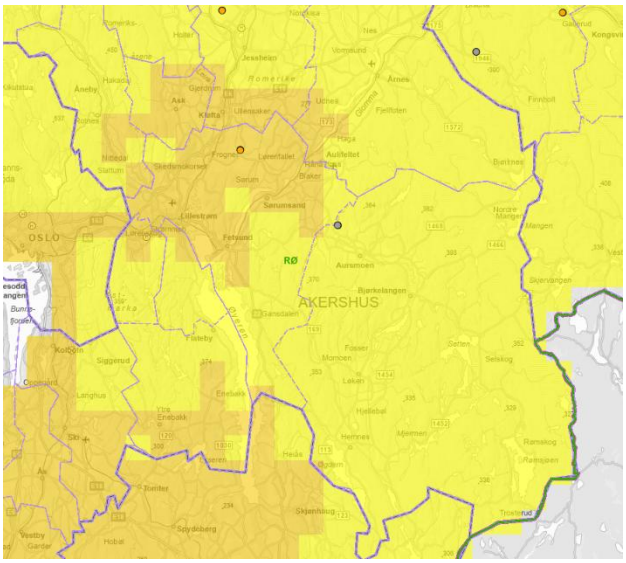
Tabell 4-5: Status og potensial for solkraft i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial*	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Stort teknisk potensial / Kun 135 GWh/år i kø.	Store arealer kreves.	5–10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Betydelig potensial som kan forløses om barrierene blir løst

*for storskala solkraft er det tekniske potensialet langt større enn det prosjekter i kø tilsier. Dette er ikke beregnet, derfor oppgis prosjekter i kø for en mer realistisk produksjonsstørrelse.

Dagens status og uforløst potensial

Figur 4-8: Kartet viser solinnstråling og omsøkte solkraftanlegg hos NVE (Kilde: NVE).



Nedre Romerike er en tett befolket og infrastrukturrik region, med store skogarealer i Aurskog-Høland og Nittedal og mer tettbygd i Lørenskog, Rælingen og Lillestrøm. Solressursene er gode etter norsk målestokk; Akershus mottar typisk 1 000–1 100 kWh per installert kWp per år, noe som er sammenlignbart med nordlige deler av Mellom-Europa.

Det er per i dag ingen kjente ferdigstilte storskalaprosjekter for bakkemontert sol i regionen, men det er 7 prosjekter som har reservert kapasitet i nettet med installert effekt fra 7–38 MW. Totalt utgjør disse 130 MW eller om lag 135 GWh per år, alle er i Lillestrøm. Ønsket tilknytning er fra desember 2026 til 2030. Et anlegg på 20 MW tilsvarer areal på rundt 220 dekar.

Økonomi og gjennomførbarhet

Realisering av solkraftpotensialet i Nedre Romerike avhenger i stor grad av lønnsomhet, arealtilgang, lokal aksept og kommunal tilrettelegging. I de tettbygde kommunene Lillestrøm, Lørenskog og Rælingen er mulighetene for bakkemontert solkraft begrenset av arealknapphet og potensielle konflikter med bebyggelse og friluftsliv. Nittedal har større sammenhengende arealer og et relativt større potensial for bakkemontert solkraft, forutsatt at prosjektene lokaliseres og utformes på en måte som begrenser naturinngrep. Kostnadene for bakkemontert solkraft har falt de siste årene som følge av prisreduksjon, forbedret teknologi og økt erfaring med slike anlegg. I dag blir det bygd flere prosjekter under 10 MW i Norge som viser lønnsomhet, men disse har som regel en mer marginal lønnsomhet

enn det man ser i større solkraftanlegg og ellers i Europa. Dette skyldes blant annet manglende stordriftsfordeler og lavere strømpriser i markedet. Investeringsviljen begrenses videre av usikkerhet knyttet til fremskriving av spotpris og lavere forventet avkastning sammenlignet med andre prosjekter utbyggerne har i porteføljen. En tydelig konsekvens av dette er at selv om flere anlegg har fått konsesjon de siste årene, er det få som gjennomføres og velger å ta en investeringsbeslutning. Lønnsomhet er derfor en sentral faktor for gjennomførbarheten til solkraftverk i Norge i dagens marked.

Løsninger som kombinerer solkraft og landbruk kan redusere arealkonflikter, men er foreløpig mer kostnadskrevende enn konvensjonelle anlegg.

For å utløse potensialet må kommunene i Nedre Romerike gi tydelige føringer i arealplanene og bidra til forutsigbarhet for utbyggere.

4.5.3 Sol på grå arealer i Nedre Romerike

Tabell 4-6: Status og potensial for sol på grå arealer i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	140 GWh/år	Lite naturinngrep	5–10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensial med god lønnsomhet

Dagens status og uforløste potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings solscreening er det tekniske potensialet for sol på grå arealer i Nedre Romerike anslått til om lag 149 MWp som tilsvarer 0,14 TWh per år. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. 54 prosent av potensialet befinner seg i Lillestrøm hovedsakelig i form av parkeringsplasser og arealer langs vei- og bane. For en nærmere redegjørelse av dette potensialet viser vi til Hafslunds utredning.

Økonomi og gjennomførbarhet

Selv om Akershus har et betydelig teknisk potensial for solkraft på grå arealer, er det i praksis krevende å finne prosjekter med god prosjektøkonomi i dagens marked. Mange av arealene med lavt konfliktnivå er fragmenterte, små eller teknisk krevende å bygge ut, noe som gir høye investeringskostnader per produsert kWh. Dette bidrar til at store deler av det teoretiske potensialet ikke realiseres. Hafslunds screening estimerer at 35 prosent av potensialet på grå areal har en LCOE[34] under 1 NOK/kWh. Dette er i seg selv ikke tilstrekkelig for å sikre lønnsom utbygging. Med andre ord, vil i praksis kun en mindre del av dette være aktuelt for realisering uten supplerende støtteordninger.

Parkeringsplasser utgjør et betydelig teoretisk potensial, men er blant de dyreste arealtypene å bygge ut. Carport-løsninger krever omfattende fundamentering og konstruksjoner, noe som gir klart høyere kostnader per produsert kWh enn solkraft på større, sammenhengende flater. Tilsvarende gjelder arealer langs vei og bane, hvor tekniske krav, sikkerhetshensyn og komplisert nettilknytning ofte

[34] Levelized Cost of Energy viser hva kostnaden for å produsere 1 KWh strøm koster over hele levetiden til anlegget (inkl. investering, drift og vedlikehold) og kan derfor sammenlignes med strømprisen man ellers ville betalt som sluttbruker.

svekker lønnsomheten.[35] Samlet innebærer dette at solkraft på grå arealer har et høyt teoretisk potensial, men lav praktisk gjennomførbarhet, og at realisering ofte forutsetter offentlig tilrettelegging eller særskilte virkemidler.

4.5.4 Sol på tak i Nedre Romerike

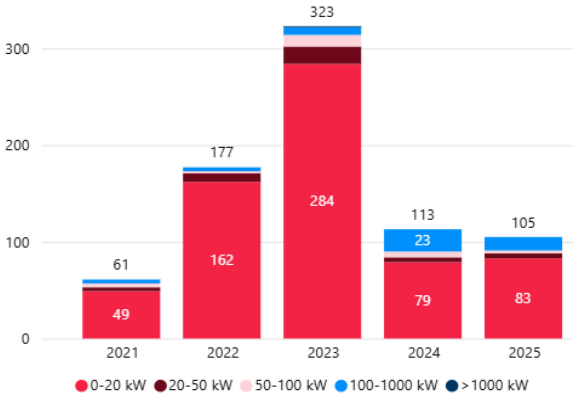
Tabell 4-7: Status og potensial for sol på tak i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/ natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på tak	Strøm-produksjon	1 090 GWh/år	Nei	1–15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensial som kan forløses

Dagens status og uforløste potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings screening er det tekniske potensialet for takmontert sol i Nedre Romerike anslått til om lag 1,3 GWp som tilsvarer 1,1 TWh per år. Om lag 50 prosent av potensialet er i Lillestrøm kommune. Rundt 25 prosent av det samlede potensialet for tak (i hele Akershus samlet) vurderes å ha en LCOE på under 1 kr/kWh ifølge Hafslund Rådgivnings analyse, og kan dermed være aktuelt for utbygging på relativt kort sikt, særlig på industri, næring og offentlige bygg. Men med dagens rammebetingelser kan det teknisk økonomiske potensialet være enda lavere.

Figur 4-9: Antall nye anlegg per effektgruppering i Nedre Romerike



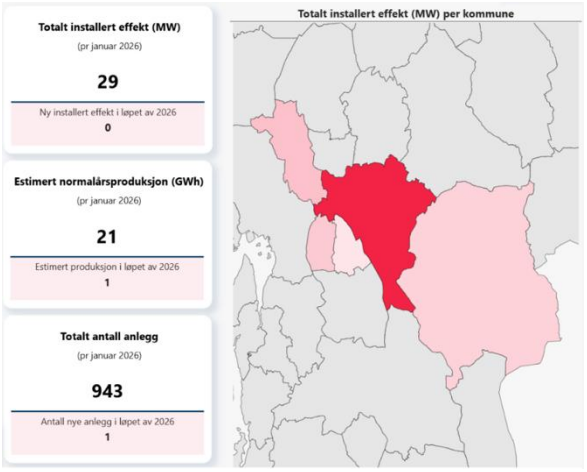
Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Det vil si at mange av de gode flate takene allerede kan være utbygd. Basert på NVE sin statistikk er det bygd ut 29 MW i Nedre Romerike, altså rundt 2 prosent av det tekniske potensialet som Hafslund anslår[36].

[35] Solkraftpotensial på nedbygd arela i Norge – tilgjengelig her
[36] https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/

Økonomi og gjennomførbarhet

Det er per i dag lite som tilsier at det tekniske potensialet skal realiseres gitt dagens politikk. Markedet preges av høy rente og betydelig regulatorisk usikkerhet. Prisen på solcellemoduler har de siste årene falt betydelig, men endringer i Enova-ordninger, usikkerhet knyttet til fremtidige støtte- og prisregimer (blant annet Norgespris), samt uklare regler for deling av strøm i bygg og borettslag, gjør at både husholdninger og næringsaktører utsetter eller avstår fra investeringer.

Figur 4-10: Utbygd solkraft i Nedre Romerike. Kilde: NVE



Ny installert solcellekapasitet ble nær halvert i 2024 sammenlignet med 2023, og i 2025 ble det installert 25 prosent mindre enn i 2024 på landsbasis[37]. Installasjonstakten er derfor dalende (unntaket er Akershus som hadde høyere installert effekt i 2025 sammenlignet med 2024, men det er fortsatt lavere enn i 2023).

For næringsbygg forsterkes dette av forventninger om politiske endringer og opplevelsen av at nettselskapenes praksis og rammevilkår hemmer investeringer. Samlet innebærer dette at selv prosjekter som er teknisk gode, ofte ikke fremstår som tilstrekkelig lønnsomme eller forutsigbare til å bli realisert i dagens marked, selv om prisen på et solcelleanlegg aldri har vært lavere.

4.6 Biogass

4.6.1 Energiløsningens relevans og rolle

Biogass kan spille en viktig rolle i utviklingen av et mer bærekraftig og robust energisystem i Akershus. Som energibærer kan biogass særlig bidra til avkarbonisering av transportsektoren, spesielt der elektrifisering er teknisk krevende eller gir betydelige belastninger på kraftnettet, som innen tungtransport og spesialkjøretøy. Ved å utnytte lokale bioressurser som matavfall, husdyrgjødsel og avløpsslam bidrar biogass til reduserte klimagassutslipp, sirkulær ressursbruk og lokal verdiskaping. Biogass kan avlaste strømnettet ved å tilby et fornybart drivstoffalternativ for tungtransport og spesialkjøretøy der elektrifisering enten er teknisk krevende eller vil kreve kostbar nettutbygging. Dette kapitlet er utformet likt for alle kommuneregionene i Akershus, ettersom de tekno-økonomisk hensiktsmessige løsningene for biogass i stor grad går på tvers av kommune- og regionsgrenser

[37] https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraftanlegg-i-norge/

4.6.2 Dagens status og uforløste potensial

Tabell 4-8: Status og potensial for biogass i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster strømnettet	54 GWh (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff

Basert på analyser fra Biogass Oslofjord er det teoretiske biogasspotensialet i Akershus anslått til om lag 380 GWh per år. Når det tas hensyn til realistisk utnyttelsesgrad, logistikk og markedsforhold, er et realistisk produksjonsnivå for fylket som helhet beregnet til rundt 200 GWh. Det realistiske biogasspotensialet på rundt 200 GWh er begrenset sammenlignet med dagens fossile oljeforbruk i transportsektoren i fylket, som er anslått til om lag 4 600 GWh. På fylkesnivå tilsvarer dette et dekningspotensial på rundt 5 prosent. For Nedre Romerike er det realistiske potensialet beregnet til om lag 54 GWh, som utgjør rundt 6 prosent av transportsektorens oljeforbruk i regionen.

De viktigste råstoffene er husdyrgjødsel og halm, som følger landbruksaktivitet, samt matavfall og avløpsslam, som følger befolkningstetthet. I beregningen av realistisk potensial er det blant annet lagt til grunn at rundt 70 prosent av matavfall fra næring kan samles inn, 30 prosent av halmressursene kan utnyttes, 40 prosent av potensialet i husdyrgjødsel kan realiseres, og at avløpsslam utnyttes fullt ut. Teknologier som biometanering og termokjemisk gassifisering kan på sikt øke produksjonen betydelig, men er ikke kommersielt tilgjengelige i Norge i dag og er derfor ikke inkludert i estimatene. Det kan også være aktuelt å supplere det regionale råstoffgrunnlaget med organisk materiale fra andre deler av landet på lengre sikt.

Tabell 4-9: Teoretisk vs realistisk anslag for biogassproduksjon i Akershus fylke

Potensial (GWh)	Husdyr-gjødsel	Mat-avfall	Halm	Avløps-slam	Sum teoretisk	Sum realistisk	Olje-forbruk transport	Realistisk potensial
Asker og Bærum	3	40	7	13	62	44	871	5 %
Follo	6	26	30	9	71	38	870	4 %
Gardermo-regionen	21	21	62	7	110	48	1700	3 %
Hadeland	18	5	13	2	38	17	262	6 %
Nedre Romerike	11	35	44	12	102	54	886	6 %
Sum	58	127	156	43	384	202	4589	4 %

4.6.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Utviklingen av biogass i Akershus er i stor grad avhengig av offentlige rammebetingelser og politiske prioriteringer. Selv med godt råstoffgrunnlag er få prosjekter kommersielt lønnsomme uten offentlig involvering. De mest robuste prosjektene har til nå vært knyttet til sikre inntekter fra mottak av matavfall og avløpsslam, ofte med offentlige eiere eller kontrakter.

Etablering av nye biogassanlegg er komplekst og tar ofte 8–10 år fra idé til drift, blant annet på grunn av behov for samarbeid på tvers av kommuner og avklaringer knyttet til lokalisering, logistikk og biorest. Dagens virkemidler reduserer i hovedsak investerings- og produksjonsrisiko, men støtter i liten grad tidligfase prosjektutvikling og verdikjeden for biogjødsel. Husdyrgjødsel representerer et betydelig potensial, men mangler økonomiske insentiver for leverandørene.

Etterspørselen etter biogass er i dag konsentrert til kollektivtransport, avfallslogistikk og deler av tungtransporten, og er sterkt påvirket av offentlige anskaffelser og klimakrav. Samtidig kan endrede strategier hos sentrale aktører, som ønske om færre drivlinjer i kollektivtrafikken, redusere etterspørselen i viktige markeder.

Videre utvikling av biogass i Akershus forutsetter derfor aktiv offentlig involvering. Fylkeskommunen kan bidra som koordinator og tilrettelegger, mens kommunene har en sentral rolle som eiere av avfallsressurser. Tydelige strategiske valg om offentlige roller, virkemidler og prioriterte bruksområder vil være avgjørende for å realisere biogassens potensial i regionen.

4.7 Kjernekraft

4.7.1 Energiløsningens 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 energiutredningen vurderes kjernekraft på samme måte som øvrige energiteknologier, med utgangspunkt i realistisk potensial for realisering under dagens rammebetingelser frem mot 2040.

4.7.2 Dagens status og uforløste potensial

Tabell 4-10: Status og potensial for kjernekraft i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tidshorisont	Barrierer	Samlet vurdering
Kjernekraft	Stor strøm-produksjon	350 GWh–2000 GWh/år per SMR	Lite direkte inngrep Behandling av avfall må løses	2040–2050	Modenhet og lønnsomhet	Vurdert som 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 modne, 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 og er i alle kjente tilfeller i Vest-Europa subsidiert eller risikoavlastet med statlig støtte.

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 regulatoriske 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.

4.7.3 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 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 fremtidig kjernekraft kan virke investeringsdempende på annen kraftutbygging, og dermed bidra til økt usikkerhet i kraftmarkedet i mellomperioden.

Som nevnt over mener Amentum og Multiconsult at 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 regulatoriske rammer og bruk av erfaring og lisensiering fra andre land. Det tar 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.

4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender

Dette kapitlet har vurdert hvilke energiteknologier som samlet sett er mest relevante for Nedre Romerike, og hvilke barrierer som i dag begrenser faktisk realisering. Tabellen under oppsummerer nøkkelresultater for de mest aktuelle løsningene, herunder type bidrag, teknisk potensial, inngrep i areal og natur, forventet tidshorisont for realisering og sentrale barrierer. For teknologier vurdert som grønne og gule er det samlede tekniske potensialet anslått til om lag 8 TWh. Som vist innledningsvis i rapporten overstiger dette med god margin både dagens kraftbalanse og det fremskrevne kraftbehovet i 2040.

Resultatene viser at energieffektivisering og fjernvarme/termiske løsninger har et betydelig potensial for å avlaste strømnettet både i energi og effekt, uten inngrep i natur eller arealer. Samtidig preges realiseringen av svake insentiver, manglende verdsetting av systemnytte og utfordringer knyttet til lønnsomhet. Solenergi fremstår som den viktigste kilden til ny lokal kraftproduksjon, med stort teknisk potensial, særlig på eksisterende bygg, men utviklingen er sårbar for endringer i kraftpris, nettkapasitet og støtteregimer. Vindkraft har det største tekniske potensialet og flere egnede områder, men møter sterk lokal og kommunal motstand og har lang ledetid, noe som gir lav realisme på kort og mellomlang sikt. Dersom disse barrierene blir løst, kan vindkraft bli en betydelig bidragsyter for ny kraftproduksjon, uten behov for støtteordninger. Biogass kan gi et begrenset, men målrettet bidrag til å redusere elektrisitetsbehov knyttet til tungtransport, men realisering forutsetter tydelige regionale strategier og stabile rammebetingelser.

Tabell 4-11: Oppsummering av nøkkelresultater fra de mest aktuelle energiløsningene

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	340 GWh/år 130 MW	Nei	1–25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	560 GWh/år 240 MW	Nei	1–15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensial om barrierene blir løst

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strøm-produksjon	6 200 GWh/år	Store plan-arealer	7–15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensial om barrierene blir løst
Solenergi	Strømproduksjon	1 400 GWh/år	Storskala har store inngrep	1–15 år	Lønnsomhet, arealtilgang og nettsituasjon	Betydelig potensial
Biogass	Avlaster strømnettet	54 GWh (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff

Det er med andre ord et betydelig gap mellom det identifiserte potensialet og dagens utviklingstrend. Dersom utviklingen fortsetter som før og ingen nye virkemidler trer i kraft, vil lokale energiløsninger trolig ikke bidra med mer enn om lag 0,2 TWh frem mot 2040, noe som kun dekker 10 prosent av dagens underskudd. Med de rette tiltakene kan dette bli betydelig høyere, men et sentralt poeng i våre analyser er at potensialet ikke realiseres av seg selv. Selv for de mest modne og samfunnsøkonomisk attraktive løsningene kreves det målrettet og koordinert innsats for å redusere barrierer og øke gjennomføringstakten. Lykkes man derimot med å adressere de kommersielle barrierene, er potensialet betydelig. Dersom ytterligere 20 prosent av det tekniske potensialet innen energieffektivisering, solenergi, fjernvarme og vindkraft realiseres, kan dette gi en betydelig reduksjon i regionens kraftunderskudd.

4.9 Forbrukerfleksibilitet

Tabell 4-12: Status og potensial for fleksibilitet i Nedre Romerike

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Forbruks-fleksibilitet	Avlaster strømnettet	Inntil 7 % av topplast	Nei	Innen 2040	Umodne markeder og uavklarte forretnings-modeller	Begrenset bidrag på kort sikt, mer relevant mot slutten av perioden

4.9.1 Energiløsningens relevans og rolle

Forbruksfleksibilitet handler om å flytte strømforbruk fra timer der nettet er tungt belastet til timer der lasten eller strømprisen er lavere, uten at det går ut over komforten eller verdiskapingen hos brukeren. I praksis dreier det seg om å utnytte fleksibilitet som allerede ligger i for eksempel varme- og kjølesystemer, varmtvannsberedere, ventilasjon og elbillading, samt i enkelte industriprosesser med termisk treghet eller lagringsmuligheter. Til forskjell fra ny kraftproduksjon eller energieffektivisering reduserer ikke forbruksfleksibilitet det totale energibehovet, men jevner ut når på døgnet kraften

brukes. Det gir bedre utnyttelse av eksisterende nett, kan utløse tidligere tilknytning av ny næringsvirksomhet og redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer.

Tekstboks 4.9: Batterier og andre lagringsløsninger

I kapitelet ser vi nærmere på potensialet til forbrukerfleksibilitet som kilde til avlastning av kraftnettet i Nedre Romerike. Batterier og andre energilagringsløsninger er en annen relevant type fleksibilitet som kan avlaste kraftnettet, og interessen for dette har økt i bransjen i løpet av de siste årene. Per i dag benyttes batterier i hovedsak i balansemarkedene eller for å tilrettelegge for tilkobling av kraftproduksjon, for eksempel i kombinasjon med vindkraftverk. Batterier er per i dag lite brukt av nettselskaper til å avlaste nettet i kortvarige forbrukstopper («peak shaving»). Vi vurderer derfor at batterier og andre lagringsløsninger foreløpig har begrenset relevans for den regionale energiforsyningen i Nedre Romerike. Det tekniske potensialet er enormt, men effekten på nettilgang avhenger i all hovedsak av kostnadsoptimalisering og tilknytningsvilkår hos nettselskapene. På bakgrunn av dette avgrenses dette delkapittelet til å vurdere potensialet fra forbrukerfleksibilitet.

Forbruksfleksibilitet har positive virkninger for flere aktører i kraftsystemet. For sluttbrukerne kommer den viktigste gevinsten i form av lavere strømregning, ved at forbruket flyttes til timer med lavere spotpriser og at effekttariffen fra nettselskapet reduseres. På sikt, etter hvert som lokale fleksibilitetsmarkeder utvides og nasjonale balansemarkeder åpnes for mindre laster, vil sluttbrukerne også kunne hente ekstra inntekter ved å selge fleksibilitet inn i Statnetts balansemarkeder (FFR, FCR-D, mFRR). For kraftsystemet for øvrig ligger gevinsten i bedre utnyttelse av eksisterende nett, raskere tilknytning av ny næringsvirksomhet og reduserte eller utsatte nettinvesteringer.

For at potensialet skal realiseres må flere forutsetninger være på plass. Sluttbrukerne må investere i smart styring av laster som varmepumper, varmtvannsberedere, ventilasjonsanlegg og elbilladere. For å hente ut full verdi, særlig gjennom deltakelse i balansemarkedene, må brukerne også være villige til å overlate styringen av disse lastene til en ekstern aktør, typisk en aggregator eller energileverandør. Det forutsetter i tillegg kunnskap om hvordan markedene fungerer, noe som typisk ligger utenfor sluttbrukernes kjernekompetanse. Like viktig er at det finnes markeder som faktisk verdsetter og betaler for fleksibiliteten som tilbys. I dag er denne markedssiden bare delvis utviklet, særlig for mindre sluttbrukere.

4.9.2 Dagens status og uforløste potensial

Selv om teknologien i stor grad er tilgjengelig, er bruken av forbruksfleksibilitet hos sluttbrukere fortsatt svært begrenset i Nedre Romerike, slik tilfellet er ellers i Norge. Markedene for fleksibilitet fra større industrikunder er relativt modne, men for mindre kunder er løsningene foreløpig i en utviklings- og testfase. De siste årenes demonstrasjonsprosjekter, inkludert det pågående Euroflex 2-prosjektet, har dokumentert reelle lastreduksjoner og energiflytting i både bygg og industri. Det finnes likevel ikke et fullt utviklet marked for fleksibilitet fra mindre laster, blant annet fordi dagens regulering i begrenset grad åpner for at de som har nytte av fleksibiliteten, og særlig nettselskapene, kan eller har insentiver til å betale for den. Resultatet er at en betydelig andel av den fleksible kapasiteten som finnes i regionens bygningsmasse og næringsvirksomhet, i dag står ubenyttet.

Som omtalt i kapitlet om nettstatus og effektbehov utgjør differansen mellom topplast og gjennomsnittsforbruk en øvre teknisk ramme for hva forbruksfleksibilitet i prinsippet kan bidra med. I praksis vil ikke alt forbruk kunne flyttes uten å påvirke komfort eller drift, og det realistiske potensialet er derfor lavere enn det teoretiske. For Nedre Romerike er fleksibilitetspotensialet anslått til opp mot

7 prosent av topplasten, jf. omtale i kapittel om effektbehov.[38] Realiseres dette potensialet, vil det i praksis kunne dekke veksten i klimascenarioet frem mot om lag 2035 uten tilsvarende økning i nettkapasitet, og dermed gi et meningsfullt bidrag til kraft- og effektbalansen i regionen.

4.9.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Den viktigste barrieren for å realisere fleksibilitetspotensialet er ikke teknologi, men umodne markeder og uavklarte forretningsmodeller. For at sluttbrukere skal investere i styringssystemer og inngå avtaler med aggregatorer eller nettselskap, må verdien av fleksibilitet være tydelig og forutsigbar for sluttbrukere. I dag er det i hovedsak større industrielle aktører som har full tilgang til alle relevante markeder, mens gevinstene for de fleste sluttbrukere er begrenset til spotmarkedet og effekttariffer. Dette er imidlertid i endring. Statnett reduserer gradvis kravet til minste budstørrelse i reservemarkedene og åpner i økende grad for aggregering av mindre laster. Lokale fleksibilitetsmarkeder er også under utvikling, men full utrulling forutsetter regulatoriske avklaringer og endrede insentivstrukturer hos nettselskapene. I tillegg er kunnskapsnivået hos sluttbrukerne en barriere, ettersom fleksibilitet typisk ligger utenfor virksomhetenes kjernekompetanse.

På denne bakgrunnen vurderer vi forbruksfleksibilitet som mest aktuelt mot slutten av perioden frem mot 2040, etter hvert som markedene modnes, forretningsmodellene avklares og kompetansen i verdikjeden bygges opp. På kort sikt er bidraget fra fleksibilitet derfor begrenset, mens det lengre frem kan bli et viktig supplement til energieffektivisering, lokal produksjon og nettforsterkninger. For kommunene i regionen vil rollen primært være å støtte opp om utviklingen, blant annet gjennom å jobbe for at lokale nettselskap tar en aktiv rolle inn i nasjonale piloter, samt ved å selv gå inn på kundesiden for fleksibilitetsleveranser i egne bygg.

[38] Individuelle laster kan reduseres med inntil 70 prosent i enkelte timer, men på aggregert nivå er potensialet lavere. Anslaget bygger på forskjellen mellom makslast og gjennomsnittslast i dagene med høyest forbruk i regionen.

5 Veivalg og anbefalinger

Nedre Romerike står overfor flere utfordringer knyttet til den lokale energisituasjonen. Regionen har et betydelig kraftunderskudd, og forbruket kan øke vesentlig frem mot 2040. Selv om det finnes et potensial for lokal energiproduksjon som overstiger fremtidig kraftbehov i alle de tre scenarioene vi har analysert, tilsier den underliggende utviklingstrenden at vekst i lokale energiløsninger kun vil dekke inn 10 prosent av *dagens* underskudd. Et vedvarende regionalt underskudd av denne størrelsesorden innebærer at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder. Den regionale utviklingen står også i sterk kontrast til det samfunnsmessige behovet for å øke fornybar energiproduksjon både i landsdelen og Norge som helhet. Med bakgrunn i dette står kommunene i Nedre Romerike overfor to sentrale veivalg: 1) hvor ambisiøs skal satsingen på lokal energiproduksjon være, og 2) hvilke næringsetableringer ønsker kommunene å tiltrekke seg og på hvilke vilkår. Førstnevnte handler om å avklare om Nedre Romerike skal forbli en importavhengig region, eller om kommunene aktivt skal legge til rette for økt lokal selvforsyning gjennom arealplanlegging, informasjonstiltak og eventuelt egne støtteordninger. Sistnevnte handler om kommunenes aktive valg av hvilken næringsaktivitet de skal tilrettelegge for.

I dette kapittelet oppsummerer vi de viktigste utviklingstrekkene vi har identifisert og diskuterer hvilke veivalg kommunene i Nedre Romerike står overfor med utgangspunkt i de foregående analysene. Til sist presenterer vi åtte konkrete anbefalinger til hvordan kommunene kan arbeide videre på energiområdet.

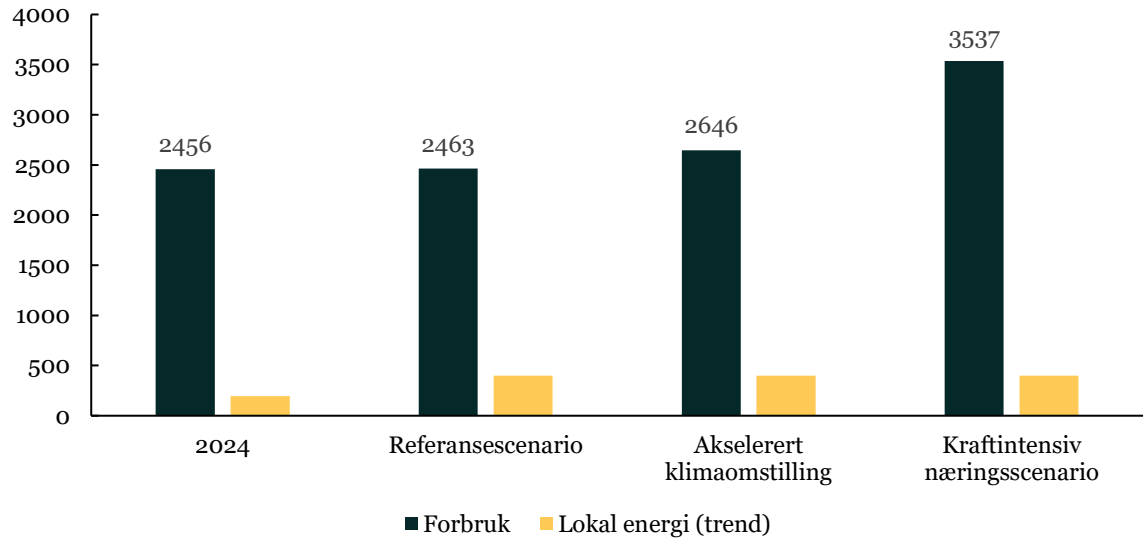
5.1.1 Utgangspunktet – en region med et vedvarende kraftunderskudd uten nye tiltak

Nedre Romerike har et betydelig kraftunderskudd. Lokal produksjon dekker under 8 prosent av regionens kraftforbruk og om lag 13 prosent av samlet energiforbruk. Et kraftunderskudd av denne størrelsen er ikke uvanlig for tett befolkede områder i Norge, men innebærer at forsyningssikkerheten til regionen er direkte avhengig av overføringskapasitet fra omkringliggende nett. Nettkapasiteten i transmisjons- og regionalnettet er allerede presset, og over 250 MW står i kø for nettilknytning for nytt forbruk. Knapphet på tilgjengelig nettkapasitet begrenser handlingsrommet både for ny industri og for gjennomføring av kraftkrevende klimatiltak.

Statnett planlegger betydelige nettforsterkninger i Stor-Oslo, herunder fornyelse av Frogner stasjon og en ny 420 kV-stasjon på Røykås i perioden 2030 til 2035. Disse tiltakene vil etter hvert lette presset og åpne for ny tilknytning. Den videre forbruksveksten avhenger imidlertid sterkt av hvilke valg som tas på næringssiden. I et referansescenario med kun vedtatt politikk er forbruksveksten nær null mot 2040. I et scenario med akselerert klimaomstilling og utslippsreduksjoner i tråd med nasjonale klimamål, øker kraftbehovet med om lag 8 prosent, drevet i hovedsak av elektrifisering av landtransport. Realiseres i tillegg dagens reservasjonskø hos Statnett, vil samlet kraftbehov i 2040 ligge på om lag 3 500 GWh, tilsvarende en vekst på 45 prosent fra dagens nivå og om lag 34 prosent over klimascenarioet alene. Reservasjonskøen domineres av datasenterprosjekter, som står for 141 av de 147 reserverte MW. Realiseres også prosjektene i kapasitetskøen, kan kraftforbruket i regionen nær dobles frem mot 2040.

Kartleggingen av lokale energiløsninger viser et samlet teknisk potensial på om lag 8 TWh, fordelt på energieffektivisering, fjernvarme og termiske løsninger, solkraft, vindkraft og biogass. Potensialet overstiger forbruket i alle våre scenarioer. Som dokumentert i forrige kapittel er det imidlertid et betydelig gap mellom teknisk potensial og dagens utviklingstrend. Med dagens rammebetingelser anslår vi at lokale energiløsninger samlet kan bidra med om lag 0,2 TWh frem mot 2040. Regionen vil derfor forbli et betydelig underskuddsområde uten nye energipolitiske tiltak. Dette er illustrert i figuren under.

Figur 5-1 Scenariobasert forbruksutvikling for strøm frem mot 2040, sett opp imot dagens utviklingstrend knyttet til investeringer i lokale energiløsninger[39].



Et vedvarende kraftunderskudd av denne størrelsen kan bli en samfunnsmessig sårbarhet, særlig dersom nettutbyggingen forsinkes eller ikke samordnes godt nok med veksten i regional etterspørsel. Videre er Statnett tydelig på at det trengs mer produksjon, både i Norge som helhet og på Østlandet for å sikre en bærekraftig utvikling av strømnettet.[40] Den underliggende trenden knyttet til realisering av lokale energiløsninger i Nedre Romerike står også i sterk kontrast til dette.

5.1.2 To veivalg peker seg ut for kommunene i Nedre Romerike

Beskrivelsen over peker mot to sentrale veivalg som kommunene står overfor, ett knyttet til produksjon og ett knyttet til kraftbehov.

Tilrettelegging for lokal produksjon: Det første veivalget knytter seg til hvilken rolle lokal energiproduksjon skal ha i regionen. Spørsmålet er relevant uavhengig av forbruksutviklingen, ettersom regionen allerede har et betydelig kraftunderskudd i dag. Skal Nedre Romerike forbli en importavhengig region, eller bør kommunene legge til rette for økt lokal selvforsyning? Det er fullt mulig å leve med et vedvarende kraftunderskudd, slik regionen har gjort over lang tid. Det innebærer imidlertid avhengighet av eksterne aktører og sentralisert infrastruktur for energiforsyning. En slik situasjon begrenser regionens eierskap til den energien som kreves for å møte klimamål og for å tilrettelegge for mer næringsliv. Et vedvarende kraftunderskudd kombinert med full avhengighet av

[39] Tall for 2024 inkluderer kun kraftproduksjon og kraftforbruk, mens trend omfatter alle teknologier som kan bidra med å styrke kraftbalansen, enten gjennom produksjon eller redusert forbruk (utover referansebanen).
[40] Se blant annet: Store industri- og forbruksplaner i Oslo, Akershus og Østfold og Langsiktig markedsanalyse

kraftoverføring gjør også regionen mer sårbar for feil, knapphet eller forsyningskriser oppstrøms i kraftnettet eller produksjonsanlegg.

Velges en mer offensiv linje, må kommunene ta stilling til hvor langt man er villig til å gå. Det finnes en rekke lavthengende frukter, særlig knyttet til informasjonstilgang om energieffektivisering og til arealplanlegging for fjernvarme i tettbygde strøk og sol på tak. For de fleste løsninger kreves det likevel sterkere økonomiske insentiver enn det dagens nasjonale virkemidler gir. Enkelte kommuner har valgt å supplere nasjonale ordninger med egne støttetiltak, men dette er kostbart og begrenser handlingsrommet på andre tjenesteområder. Påvirkning av nasjonale myndigheter er et alternativ, men denne typen tiltak har gjennomgående en lengre tidshorisont. Uavhengig av valgt tilnærming bør ambisjonsnivået være tydelig kommunisert og forankret hos kommunene. Bakkemontert sol møter færre økonomiske barrierer, men har også større utfordringer knyttet til arealtilgang. Vindkraft er i dag bedriftsøkonomisk lønnsomt uten støtte og kan gi gode skatteinntekter til vertskommunen, men er avhengig av lokal forankring for å sikre realisering.

Utvikling av fremtidig kraftbehov: Det andre veivalget knytter seg til valg om hvordan kraftbehovet skal utvikle seg fremover. Det er per i dag stor etterspørsel etter nettkapasitet i området, og flere datasenteraktører har fått reservert kapasitet i transmisjonsnettet. Spørsmålet er hva slags næringsetableringer kommunene ønsker å tiltrekke seg, og på hvilke vilkår. Kraftintensive etableringer bidrar med betydelig lokal verdiskaping, men vil også legge beslag på infrastruktur og areal. Kraftbalansen vil også svekkes ytterligere, noe som forsterker «oppgaven» knyttet til det første veivalget. Et særlig viktig spørsmål gjelder vilkårene som settes i forbindelse med etablering av ny næringsaktivitet. Her må for eksempel kommunene ta stilling til hvorvidt tilgjengeliggjøring av spillvarme knyttet til etablering av datasentre skal være et krav, og hvordan kommunene kan sikre at spillvarmen faktisk utnyttes til varmeforsyning eller annen næringsaktivitet. Andre typer vilkår er for eksempel krav om at næringsaktivitet skal etableres nær lokal kraftproduksjon, at næringsaktørene selv bidrar til at det skaffes lokale forsyningsløsninger, og/eller at det skal etableres delingsordninger for strøm inne i et næringsområde.

5.1.3 Anbefalinger for det videre arbeidet

De to politiske veivalgene vil i stor grad være førende for det videre arbeidet i kommunene med energiforsyningen. På tvers av veivalgene har vi imidlertid identifisert åtte konkrete anbefalinger for det videre arbeidet med energiomstillingen på Nedre Romerike. Anbefalingene er basert på kartlegging, intervjuer og analysearbeidet som er gjennomført i prosjektet.

Etabler et tydelig målbilde for energiforsyningen. Energi er ikke et mål i seg selv, men et virkemiddel som skal understøtte overordnede samfunnsmål som klimaomstilling, næringsutvikling, samt sikkerhet og beredskap. Hvordan energiforsyningen understøtter disse målene avhenger av de to veivalgene som er beskrevet over, både ambisjonsnivået for lokal produksjon og innretningen av strategien for næringsutvikling og -vilkår. Veivalgene bør operasjonaliseres gjennom et tydelig og forankret målbilde for energiforsyningen, integrert i kommunens øvrige strategiske planverk og operasjonalisert på tvers av sektorer som påvirker eller påvirkes av kraftbalansen, blant annet samferdsel, næring, klima og bygg og eiendom. Et felles målbilde gir også et bedre grunnlag for prioritering når ulike hensyn står mot hverandre. Som vi peker på i fylkesrapporten, er det naturlig at fylkeskommunen har en sentral rolle i dette arbeidet, både i lys av sin koordineringsrolle, men også fordi de kan legge føringer for energiproduksjon gjennom regionale planer.

Sikre at infrastrukturutviklingen følger målbildet og hensyntar langsiktig usikkerhet. Utvikling av kraft- og varmeinfrastruktur har lange ledetider, krever store investeringer, og beslutninger som tas i dag legger føringer langt frem i tid. Samtidig er usikkerheten om fremtidig

forbruk og produksjon stor, særlig knyttet til datasenter- og industriutvikling. Denne usikkerheten må håndteres i planleggingen med jevnlig oppdatering av forutsetningene som ligger til grunn for fremtidige investeringer. Kommunene bør sikre tett koordinering med nettselskap, fjernvarmeaktører og andre relevante energiaktører slik at infrastrukturutviklingen understøtter målbildet for energiforsyningen og kommunens øvrige planer for klima og næring. Dette omfatter å stille tydelige forventninger om at nettselskapene forankrer og involverer kommunale myndigheter i sine planprosesser, noe de også er lovpålagt å gjøre.

Spre informasjon om eksisterende virkemidler. Manglende kunnskap om støtteordninger fra Enova og om praktiske muligheter for energieffektivisering og lokal produksjon er en lavthengende frukt for kommunene. Etablerte støtteordninger finnes for både bolig- og næringsbygg, men terskelen for å sette seg inn i kriterier og søknadsprosesser er høy, og lønnsomme tiltak blir derfor ikke gjennomført. Innsatsen bør differensieres etter målgruppe. For husholdninger handler det særlig om uavhengige energiråd, leverandørlister og målrettede kampanjer mot eldre boligmasse. For små næringsaktører og gårdeiere er faste samarbeidsarenaer ofte mer effektivt enn generell informasjon. Kommunene i regionen bør samordne veiledningen seg imellom for å unngå dobbeltarbeid og bygge spesialisert kompetanse.

Utred konkrete støttemekanismer for sol, fjernvarme og energieffektivisering. Eksisterende virkemidler er ikke tilstrekkelige til å utløse det tekniske potensialet som foreligger innen solkraft på tak, fjernvarme og energieffektivisering i private bygg og næringsbygg. Kommunene bør derfor utrede hvilke konkrete støttemekanismer som kan styrke realiseringen, både gjennom påvirkning av nasjonale myndigheter og Enova og gjennom egne lokale ordninger. Utredningen bør særlig vurdere synergier mellom virkemidler, slik at lokale ordninger utformes som supplement til de nasjonale og rettes mot de barrierene som er minst dekket i dag. Eksempler er kommunale lånegarantier eller toppfinansiering ved Enova-støttet enøk i borettslag, samordnede prosesser for solanlegg på tak i kombinasjon med rehabilitering, og felles innkjøpsordninger som kan redusere transaksjonskostnadene for små aktører. Et koordinert utredningsarbeid på tvers av kommunene i regionen vil gi et bedre beslutningsgrunnlag enn separate prosesser i hver kommune.

Utred potensialet for etablering av storskala og småskala vindkraft. Vindkraft skiller seg fra de øvrige lokale energiløsningene ved å være den eneste teknologien med et stort produksjonspotensial som i dag kan bygges ut bedriftsøkonomisk lønnsomt uten offentlig støtte. Med et teknisk potensial på om lag 6 200 GWh, og flere arealmessig og vindmessig interessante områder øst i regionen, kan vindkraft i prinsippet dekke en vesentlig del av regionens kraftunderskudd på egen hånd. Realisering avhenger imidlertid av to forhold som ligger utenfor det rent økonomiske: tilgang på egnede arealer og lokal forankring. Krogstad-saken viser at lokal politisk motstand kan stanse et prosjekt før konsekvenser, muligheter og avbøtende tiltak er utredet, og at terskelen for forankring kan være høy. Vi anbefaler derfor at kommunene utreder potensialet nærmere, med særlig vekt på å kartlegge dagens oppfatning på kommunalt og lokalt nivå, og på å avklare hvorvidt, og eventuelt hvor, det er mulig å sikre tilstrekkelig lokal forankring for en utbygging.

Sett krav om spillvarme ved nyetablering. Datasentre og annen energiintensiv industri har et betydelig spillvarmepotensial som i dag i liten grad utnyttes. Kommunene bør sette krav om at nyetableringer tilrettelegger for utnyttelse av spillvarme, og selv bidra til at varmen faktisk kobles til fjernvarmenett eller annen næringsaktivitet. Denne typen samarbeid er allerede etablert flere steder i landet, inkludert lokalt i Akershus. Slike krav forutsetter koordinering med fjernvarmeaktørene allerede i tidlige faser av planprosessen og at det tilrettelegges for kommersiell utnyttelse av energien som tilgjengeliggjøres. For sistnevnte kan det være hensiktsmessig at man tenker strategisk om plassering, slik at energien tilgjengeliggjøres i områder som allerede har potensial for lokal utnyttelse.

Bruk rollen som planmyndighet aktivt og identifiser energiknutepunkt. Kommunene har som planmyndighet et viktig virkemiddel for å adressere arealrelaterte barrierer for fjernvarmeutbygging, solkraft og vindkraft. Et systematisk grep er å identifisere energiknutepunkt, det vil si områder der ledig nettkapasitet, egnede arealer og muligheter for lokal energiproduksjon, lagring og industrielle synergier ligger til rette samtidig. En slik tilnærming gir et felles kunnskapsgrunnlag for å vurdere hvor ny næringsaktivitet kan lokaliseres og hvor lokale samspillseffekter, herunder spillvarmeutnyttelse, kan realiseres. Tilnærmingen er ikke avgrenset til en vurdering av nettkapasitet, men ser kraftsystem, arealbruk og næringsutvikling i sammenheng. Arbeidet bør koordineres med kommuneplanenes arealdel og med tilgrensende planer for energi, næring og klima.

Energioppgradering i egen bygningsmasse. Den kommunale bygningsmassen er liten sammenlignet med den private, men kommunene kan likevel gå foran som et godt eksempel ved systematisk energieffektivisering i egne bygg. Vi anbefaler at arbeidet bygges opp rundt en kartlegging av energibruk og energipotensial i hele byggporteføljen, etterfulgt av en langsiktig investeringsplan som prioriterer bygg der tiltakene gir størst effekt. Investeringsplanen bør integreres i ordinær vedlikeholds- og rehabiliteringsplanlegging og kombineres med porteføljestyring og energioppfølging i drift. Erfaringene fra eget arbeid bør deles aktivt med andre kommuner, kommunale foretak og relevante private aktører, slik at læringseffektene styrker omstillingen utenfor egen virksomhet.

6 Vedlegg:

6.1 Kraftproduksjon

6.1.1 Sammenstilling av potensialer for ny kraftproduksjon

Tabell 6-1: Forklaring av fargekoder for potensialvurderinger.

Fargekode	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Mørk grønn	Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft	Svært stort potensial som monner i energiundersku ddet	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	Stort potensial, men i mindre grad påvirker energiundersku ddet	Begrensede inngrep, kan tilpasses skånsomt	Kan realiseres på mellomlang sikt (5–10 år)	Noen barrierer, men håndterba re	Bør jobbes videre med, barrierer kan løses på regionalt nivå
Gul	Lite bidrag med nettavlastni ng eller kraftproduks jon	Begrenset teknisk potensial	Moderate inngrep i areal/natur	Lengre tidshorisont før realisering (10–15 år)	Vesentlige barrierer (lønnsomh et, regelverk e.l.)	Krever nøkkelavklaringer/ve ivalg, barrierer krever nasjonale tiltak
Rød	Ingen bidrag	Lite eller ingen reelt potensial	Store/omfatte nde inngrep i areal/natur	Svært lang tidshorisont – ikke aktuelt på kort/melloml ang sikt (15+ år)	Store barrierer som hindrer realisering	Ikke aktuell/sentral for videre regional energiplan

Tabell 6-2: Samlet potensial for ny kraftproduksjon

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	370 GWh/år 150 MW	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	560 GWh/år 240 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Vannkraft	Strømproduksjon	10 GWh/år	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	Ca 10 år	Begrenset ressurs-grunnlag	Ikke sentral for å redusere kraftunderskuddet
Vindkraft	Strøm-produksjon	6200 GWh/år	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Stort teknisk potensial. 135 GWh/år i kø	Store arealer kreves	5-10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses om barrierene blir løst
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	140 GWh/år	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensiale med god lønnsomhet
Sol på tak	Strømproduksjon	1 090 GWh/år	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses
Biogass	Avlaster strømnettet	54 GWh (drivstoff)	Nei	Innen 2040	Lønnsomhet	Avhenger av regional strategi for utfasing av fossilt drivstoff
Kjernekraft	Stor strøm-produksjon	350 GWh-2 000 GWh/år	Lite direkte inngrep. Behandling av avfall må løses	2040- 2050	Modenhet og lønnsomhet	Vurdert som lite realistisk frem mot 2040

Det samlede tekniske potensialet tar utgangspunkt i at 25 % av Enøk potensialet realiseres, for å unngå dobbelt-telling med fjernvarmepotensialet.

6.1.2 Metode for beregning av potensial for kraftproduksjon

Vannkraft

Potensialet for vannkraft er vurdert med bakgrunn i opprustning og utvidelse av større, eksisterende vannkraftverk. NVE gjorde i 2004 en digital kartlegging av småkraftpotensialet i Norge, hvor det ikke er identifisert noe potensial i Akershus i størrelsesorden over 50 kW. Det kan likevel finnes små potensialer (rundt 50–100 kW), men dette vil kreve en mer inngående analyse, og er ikke ansett som relevant i denne rapporten på grunn av størrelsen og det lave bidraget i energimiksen.

Det er registrert 26 vannkraftverk i hele Akershus i NVEs database, hvorav 18 av disse har en maks ytelse på under 1 MW og midlere årsproduksjon på opptil 5 GWh. De største kraftverkene har til sammenligning en årsproduksjon på 56–570 GWh, og består av kraftverkene i Glomma (innenfor Akershus' grense) og kraftverkene i Randselva på Hadeland. For hver region er det vurdert potensial for oppgradering av disse kraftverkene.

Tabell 6-3: Oversikt over vannkraftverkene i Akershus fylke. Kilde: NVE

Region	Kraftverk	Kommune	Maks ytelse [MW]	Midl. årsprod. [GWh]	Byggeår	Alder per 2026
Follo	Ingen	—	—	—		
Nedre Romerike	Bingsfoss	Lillestrøm	32,5	165,1	1977	49
Gardermoregionen	Funnefoss	Nes	40,0	199,9	1975	51
Gardermoregionen	Rånåsfoss	Nes	128,4	572,1	1983	43
Hadeland	Bergerfoss*	Jevnaker	3,3	15,1	1938	88
Hadeland	Kistefoss I*	Jevnaker	1,4	7,5	1942	84
Hadeland	Kistefoss II*	Jevnaker	4,2	33,5	1955	71
Asker og Bærum	Ingen	—	—	—		

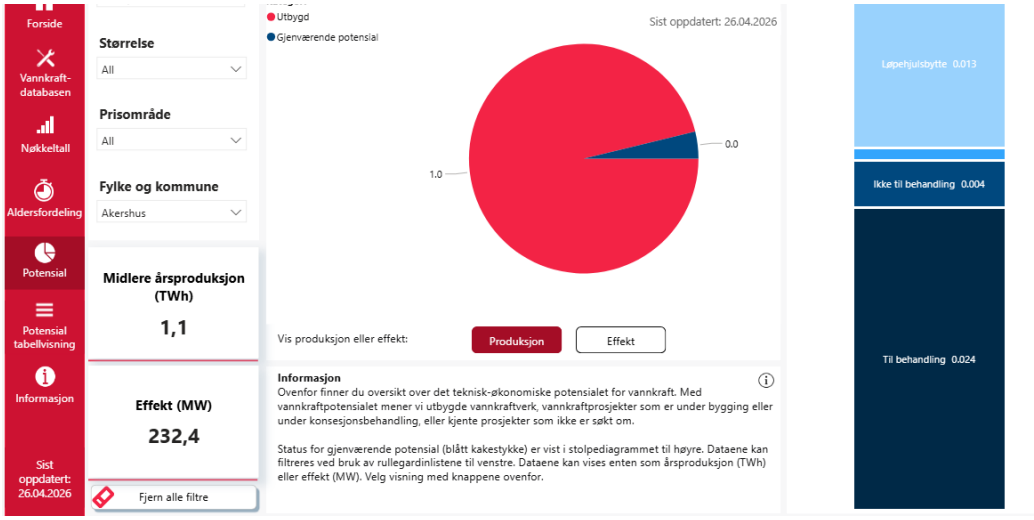
*Kraftverkene i Jevnaker inngår i det planlagte Randselva kraftverk

Potensialet for ny vannkraft ligger i oppgradering av de eksisterende anleggene. Glomma er fullt utnyttet i dag, og flere kraftverk i Glomma er ikke aktuelt siden produksjonskapasiteten begrenses av fallhøyde og tilgjengelig vannmengde. En oppgradering vil derimot kunne øke slukeevnen til anleggene (mer vann gjennom turbinene), og øke virkningsgraden til anlegget. Ifølge Akershus Energi er ikke en slik oppgradering lønnsom i seg selv, og vil bli gjort først når anlegget når sin levetid (rundt 50 år). En

plan for oppgradering er under utarbeidelse og flere av anleggene er allerede i prosess. Utover det som er under planlegging, kan det forventes at de eldste kraftverkene vil bli oppgradert først.

NVEs oversikt over teknisk-økonomisk vannkraftpotensial viser også at potensialet for ny vannkraft i Akershus i all hovedsak kommer fra opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk.

Figur 6-1: Oversikt over det teknisk-økonomiske potensialet for norsk vannkraft. Kilde: NVE



Vindkraft

Beregning av teknisk potensial – metode

I denne analysen er det gjort en grov vurdering av det tekniske potensialet for landbasert vind i Akershus, 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. Alle vernede områder ekskluderes
3. Minimum 800 m avstand fra bebyggelse (inkluderer ikke hytter)

Faktor 1–3 gir et helt overordnet bilde av hvilke vindressurser man har i et gitt område, og ekskluderer det som vil være definitive nei i en vindkraftprosess. 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 av 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 av de vindressursene som er tilgjengelige i Akershus. 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 fraktlogistikken 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 Akershus

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 Akershus er imidlertid vindressursene i det laveste sjiktet av hva som anses som aktuelt for utbygging (6–7 m/s ved 120 m høyde). Det må derfor benyttes høye turbiner, antagelig høyere enn det vi typisk ser i Norge i dag, som er rundt 100 m navhøyde. I et 10–15 års perspektiv kan vi forvente at turbiner opp mot 150 m høyde er kommersielt tilgjengelige. Disse kan produsere effekt på 6–10 MW per turbin, og krever rundt 500 m² per turbin avhengig av hvordan vinden blåser i det gitte området.

Følgende nøkkeltall er benyttet for beregning av teknisk potensial for vindkraft i Akershus, og gir et omtrentlig estimat på hvilken produksjon man kan forvente ved de ulike vindhastighetene. (Dette er dermed vesentlig lavere enn NVEs estimat basert på eksisterende anlegg i Norge i dag.)

Tabell 6-4: Nøkkeltall som er benyttet for beregning av teknisk potensial for vindkraft i Akershus.

Nøkkeltall	6,5 m/s vind	7 m/s vind	Enhet
Areal per turbin	0,8	0,7	km²/turbin
Antall turbiner	1,25	1,50	stk/km²
Installert effekt	6,0	7,0	MW/km²
Brukstimer per år	2 500	3 000	timer/år

Nøkkeltall	6,5 m/s vind	7 m/s vind	Enhet
Årsproduksjon	15,0	21,0	GWh/km²/år

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 prosent 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 prosent 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 støybelastning, som avhenger av en lang rekke faktorer (som blant annet 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 o.l.

6.2 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub

6.2.1 Formål

For å illustrere hvilket effekt- og energibehov en fullskala hub for elektriske lastebiler kan utløse regionalt, har vi etablert et eksempelcase for fremtidige store logistikkhubber. Caset er ikke en prognose, men et regneeksempel basert på offentlig dokumenterte anlegg og standarder for ladeinfrastruktur. Det illustrerer hvordan elektrifisering av tungtransporten kan slå ut i krav til nett og kraftforsyning i regioner med gunstig beliggenhet langs hovedtransportkorridorene, og er relevant for flere delregioner i Akershus.

6.2.2 Caseforutsetninger

ASKO Vestby er Norges første kommersielle MCS-anlegg, levert av Kempower i 2025. Anlegget driftet om lag 100 elektriske lastebiler daglig på åpningstidspunktet, og er del av ASKOs plan om at 200 av flåtens 700 lastebiler skal være elektriske innen utgangen av 2025[1]. Andre referansepunkter på Østlandet inkluderer Oslobuss' tungbil-ladepark på Haugenstua (16 hurtigladere à 350–400 kW), åpnet i 2024 og omtalt som den største offentlige tungbilladestasjonen i Oslo[2].

Som regneeksempel legger vi til grunn et fullt utbygd anlegg som håndterer 200 biler per dag i en region med nærhet til hovedtransportkorridorene. Dette tilsvarer om lag en dobling av dagens største anlegg i Norge, og er valgt for å illustrere størrelsesordenen på effekt- og energibehovet gitt en betydelig økning i elektrifisering innen transportsektoren[41]. Det er imidlertid viktig å påpeke at det per i dag ikke er tatt

[41] Se eks. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse -2025, miljødirektoratets fremskrivinger (2025) samt NVEs siste energibruksanalyse.

investeringsbeslutning på tilsvarende anlegg. Av de 200 bilene antas 60 prosent (120 biler) å være depotbiler i regional distribusjon, og 40 prosent (80 biler) å være gjennomgangsbiler på langtransport.

6.2.3 Ladeinfrastruktur og effektforutsetninger

Ladeeffekten per kjøretøy avhenger av lademønsteret. Vi skiller mellom to driftsregimer, der valg av ladeteknologi er styrt av sjåførens hviletid og bilens returmønster.

Depotlading (CCS2, opptil 350 kW) – om natten

Biler som returnerer til huben lader over natten, med god tid til å fordele lasten over flere timer. Volvo Trucks oppgir at hovedtyngden av tungtransporten forventes ladet ved hjemmebase utenfor kjøretid, og at CCS2 HPC-ladere på opptil 350 kW gir 20–80 prosent lading på om lag 65 minutter[3]. Vi legger 350 kW per ladepunkt til grunn for depotbiler, med samtidighetsfaktor 0,6 over et 7–8 timers ladevindu.

Gjennomgangslading (MCS, 1,0–1,2 MW) – på dagtid

Biler på langtransport kan kun lade i de lovpålagte 45-minutters hvilepausene som EU-forordning 561/2006 krever etter 4,5 timer kjøring[4]. Det utelukker depotlading og gjør Megawatt Charging System (MCS) påkrevd. Standarden ble formalisert i IEC TS 63379 (februar 2026) og leverer inntil 1,2 MW ved 1500 A per ladepunkt[5]. ASKO Vestby benytter Kempower 1,2 MW MCS-enheter, og dette er forutsetningen for gjennomgangsbilene i basisscenarioet[1].

6.2.4 Dimensjonerende effektbehov

Den dimensjonerende effekttoppen oppstår på dagtid og er drevet av hvor mange gjennomgangsbiler som lader samtidig på MCS i den mest belastede totimers-perioden. I tillegg kommer 5 MW fra lager-, kjøl-/frys- og kontordrift som overlapper med MCS-toppen. Depotladingen på om lag 25 MW skjer derimot om natten og overlapper i liten grad med dagtoppen, og inngår derfor ikke i dimensjoneringen mot nettet.

Tabell 6-5: Scenarioer for dimensjonerende effektbehov på dagtid (200 biler/dag totalt)

Scenario	Gjennomgangsbiler i topp	MCS-effekt	Bygg	Dimensjonerende effekt
Lavt	20 biler à 1,0 MW	20 MW	5 MW	om lag 25 MW
Basis	40 biler à 1,2 MW	48 MW	5 MW	om lag 53 MW
Høyt	50 biler à 1,2 MW	60 MW	5 MW	om lag 65 MW

6.2.5 Årlig energibehov

Det årlige energibehovet er styrt av flåtens totale kjørelengde og spesifikt energiforbruk per km. Volvos egen test av FH Electric (40 tonn) på Green Truck Route i Tyskland viste et forbruk på 1,1 kWh/km[6]. Scanias 40R-trekkvogn med semitilhenger (38 tonn) brukte 1,15 kWh/km i snitt over en 4 500 km lang reise fra Sverige til Tyrkia[7]. Vi legger 1,3 kWh/km til grunn for depotbiler (kortere ruter, mer stopp-og-start) og 1,4 kWh/km for gjennomgangsbiler (full last, motorvei, norsk vinter), med 300 driftsdager per år. Bygg, kjøl/frys og kontor antas å ha et snittforbruk på 3 MW, om lag 26 GWh årlig.

Tabell 6-6: Scenarioer for årlig energibehov (200 biler/dag i basisscenarioet)

Scenario	Ladeenergi biler	Bygg og kjøl/frys	Sum årlig energi
Lavt (kortere ruter, lavere utnyttelse)	om lag 25 GWh	om lag 20 GWh	om lag 45 GWh

Scenario	Ladeenergi biler	Bygg og kjøl/frys	Sum årlig energi
Basis (200 biler/dag som beskrevet)	om lag 34 GWh	om lag 26 GWh	om lag 60 GWh
Høyt (lengre ruter, høyere utnyttelse)	om lag 45 GWh	om lag 30 GWh	om lag 75 GWh

I basisscenarioet utgjør anlegget alene om lag 0,5 prosent av samlet strømforbruk i Akershus, og tilsvarer årsforbruket til om lag 3 000 norske eneboliger. Forskjellen mellom scenarioene er først og fremst drevet av spesifikt forbruk per km, som ifølge produsentenes egne tester kan variere fra 1,1 til over 1,5 kWh/km avhengig av last, topografi og temperatur.

6.2.6 Kilder

Tabellen under viser hvilke konkrete påstander hver kilde dokumenterer. Det opphøyde tallet i teksten over peker direkte til radene under, slik at hver påstand kan spores til sin kilde.

Tabell 6-7: Kildeoversikt med direkte kobling til påstander i vedlegget

Nr.	Påstand i teksten	Kilde og URL
1	ASKO Vestby driftet om lag 100 elektriske biler daglig på åpningstidspunktet; 2 × 1,2 MW MCS og 4 × 560 kW CCS2 (totalt 2,4 MW); ASKO har 700 lastebiler totalt og målsetning om 200 elektriske innen utgangen av 2025.	Kempower (16. oktober 2025): "Kempower delivers distributed megawatt charging solution to Norway's largest grocery retailer ASKO's depot in Vestby". https://kempower.com/news/kempower-delivers-distributed-megawatt-charging-solution-to-norways-largest-grocery-retailer-askos-depot-in-vestby/
2	Oslobuss' tungbil-ladepark på Haugenstua har 16 hurtigladere à 350–400 kW og er omtalt som den største offentlige tungbilladestasjonen i Oslo (åpnet november 2024).	Norges Lastebileier-Forbund / Lastebil.no (22. november 2024): "Ny ladepark for tungbiler i Oslo – den største i sitt slag". https://lastebil.no/aktuelt/nyheter/2024/ny-ladepark-for-tungbiler-i-oslo-den-stoerste-i-sitt-slag
3	CCS2 HPC-lader på 350 kW gir om lag 65 minutter for 20–80 prosent ladning; hovedtyngden av tungtransporten ventes ladet ved hjemmebase utenfor kjøretid.	Volvo Trucks Norge: "Vanlige spørsmål om batterier og lading". https://www.volvotrucks.no/no-no/trucks/electric/faq/faq-batteries-charging.html
4	Krav om minimum 45 minutters pause etter 4,5 timer kjøring følger av EU-forordning 561/2006, gjennomført i norsk rett ved FOR-2007-07-02-877.	Lovdata: "Forskrift om kjøre- og hviletid for vegtransport i EØS" (FOR-2007-07-02-877), § 1 med henvisning til forordning (EF) nr. 561/2006. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2007-07-02-877
5	Megawatt Charging System (MCS) leverer inntil 1,2 MW ved 1500 A per ladepunkt; standarden ble publisert som IEC TS 63379 i februar 2026.	CharIN: "Megawatt Charging System (MCS)" – inkludert pressemelding om IEC TS 63379 (februar 2026). https://www.charin.global/technology/mcs/
6	Volvo FH Electric (40 tonn) brukte 1,1 kWh/km på den uavhengige Green Truck Route-testen i Tyskland (343 km, snittfart 80 km/t).	Volvo Trucks (januar 2022): "Volvo's heavy-duty electric truck is put to the test: excels in both range and energy efficiency". https://www.volvotrucks.com/en-en/news-stories/press-releases/2022/jan/volvos-heavy-duty-electric-truck-is-put-to-the-test-excels-in-both-range-and-energy-efficiency.html
7	Scania 40R-trekkvogn (38 tonn brutto) brukte 1,15 kWh/km i snitt over 4 500 km	Scania Group: "Sweden to Turkey: top insights from a 4,500 km BEV road trip". https://www.scania.com/group/en/home/electrification/e-

Nr.	Påstand i teksten	Kilde og URL
	Sverige–Tyrkia (Queen of the Road-turen, 2024).	mobility-hub/sweden-to-turkey-top-insights-from-a-4500-km-bev-road-trip.html
8	Elvias pågående regionalnettsprosjekter (Koksa/Fornebu, Liåsen sør-Oslo, Gjestad–Hovinmoen) har fleråriige planhorisonter. PlanNett (NVE) gir offentlig oversikt over status i regionalnettet.	Elvia: "Utbygginger og prosjekter". https://www.elvia.no/drift-og-vedlikehold/utbygginger-og-prosjekter/

Menon Economics

Multiconsult

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no