Menon Economics

Multiconsult

RAPPORT

Energisituasjonen i Gardermoregionen

Delrapport til Akershus fylkeskommune

Foto: Bingfoss Kraftverk/Akershus Energi

Menon-publikasjon Nr. [Nummer]Menon-

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 Gardermoregionen.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje, mens Frida Aulie har vært prosjektleder. Eivind Bang Støeng og Aria Khosrav har vært prosjektmedarbeidere. Håkon Person og Karina Fredly Sætre har ledet Multiconsults 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 i Gardermoregionen 12
2.1 Samlet energibalanse 12
2.2 Forbruk 13
2.3 Energiproduksjon 15
2.4 Nettstatus og effektbehov 17
2.5 Oppsummering 20
3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel 22
3.1 Oppbygging av scenarioene 22
3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer 27
3.3 Oppsummering 28
4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet 31
4.1 Energieffektivisering 32
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning 33
4.3 Vannkraft 38
4.4 Vindkraft 39
4.5 Solkraft 44
4.6 Biogass 48
4.7 Kjernekraft 50
4.8 Oppsummering: Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender 52
4.9 Forbrukerfleksibilitet 53
5 Veivalg og anbefalinger 56
6 Vedlegg: 61
6.1 Kraftproduksjon 61
6.2 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub 66

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

Gardermoregionen har et betydelig energiunderskudd, men skiller seg fra de øvrige delregionene ved at lokal vannkraft dekker over halvparten av strømforbruket. Regionen bruker likevel langt mer energi enn den produserer lokalt. På kort sikt er den største utfordringen begrenset nettkapasitet. Flere større etableringer, i hovedsak datasentre, står i dag i kø for nettilknytning, mens planlagte nettforsterkninger først ventes å være på plass i perioden 2030 til 2040. På lengre sikt er hovedutfordringen at dagens utbygging av lokale energiløsninger går for sakte til å holde tritt med et voksende kraftbehov. Dersom barrierene for solenergi, vindkraft, fjernvarme og energieffektivisering 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 presenterer Menon og Multiconsults analyser av energiforsyningen i Gardermoregionen. 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 importavhengigheten. Avslutningsvis presenterer vi åtte konkrete anbefalinger for kommunenes videre arbeid på energifeltet.

En region med betydelig energiunderskudd, men høyest lokal strømdekning i fylket.

Gardermoregionens samlede energiforbruk var i 2024 om lag 4,1 TWh, mens lokal produksjon utgjorde om lag 1,1 TWh. Energibruken er dermed nesten fire ganger så stor som den lokale produksjonen, og regionen dekker om lag 27 prosent av eget energibehov. På kraftsiden skiller regionen seg ut: den lokale strømproduksjonen, i hovedsak vannkraft fra Rånåsfoss, dekker om lag 54 prosent av strømforbruket på 1,5 TWh, klart høyest blant delregionene i Akershus. Regionen er likevel avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet, som allerede er presset på kapasitet. Per i dag er om lag 96 MW reservert, og ytterligere om lag 215 MW står i kø på forbrukssiden, i hovedsak datasentre knyttet til Minne transformatorstasjon. Planlagte nettforsterkninger gjennom Statnetts områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold ventes tidligst på plass i perioden 2030 til 2040.

Kraftforbruket kan øke med om lag 65 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 videreføre historiske utviklingstrender og vedtatte klimatiltak, gir en svak økning på om lag 0,1 TWh frem mot 2040. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet til om lag 1,9 TWh i 2040, en vekst på om lag 26 prosent fra dagens nivå. Den største økningen finner vi i scenarioet for kraftintensiv næring, hvor forbruket vokser med ytterligere 0,6 TWh, noe som gir en samlet vekst på 65 prosent.

Det er per i dag datasentre, som er svært kraftintensive, som dominerer forespørslene om ny nettkapasitet. Om og når disse prosjektene blir realisert, vil dette 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 sprik mellom dagens investeringstrender og den regionale etterspørselen.

Vi har identifisert et samlet teknisk potensial på om lag 7 TWh innen lokale energiløsninger. Potensialet overstiger forbruket i alle scenarioer. De største bidragene ligger innen solkraft og vindkraft, fjernvarme og energieffektivisering. 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 ut uten støtteordninger, men hvor lokal motstand og arealtilgang begrenser utbyggingstempoet. Disse barrierene vil begrense utviklingen fremover om de ikke håndteres. Dersom utbyggingen av lokale energiløsninger fortsetter i samme tempo som i dag, vil de bidra med om lag 0,3 TWh mot 2040, noe som dekker 40 prosent av dagens kraftunderskudd. Selv om Gardermoregionen allerede har den høyeste lokale dekningsgraden i fylket, er dette langt mindre enn det voksende kraftbehovet i scenarioene krever. Uten målrettede energipolitiske tiltak vil regionen med andre ord forbli avhengig av import 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:

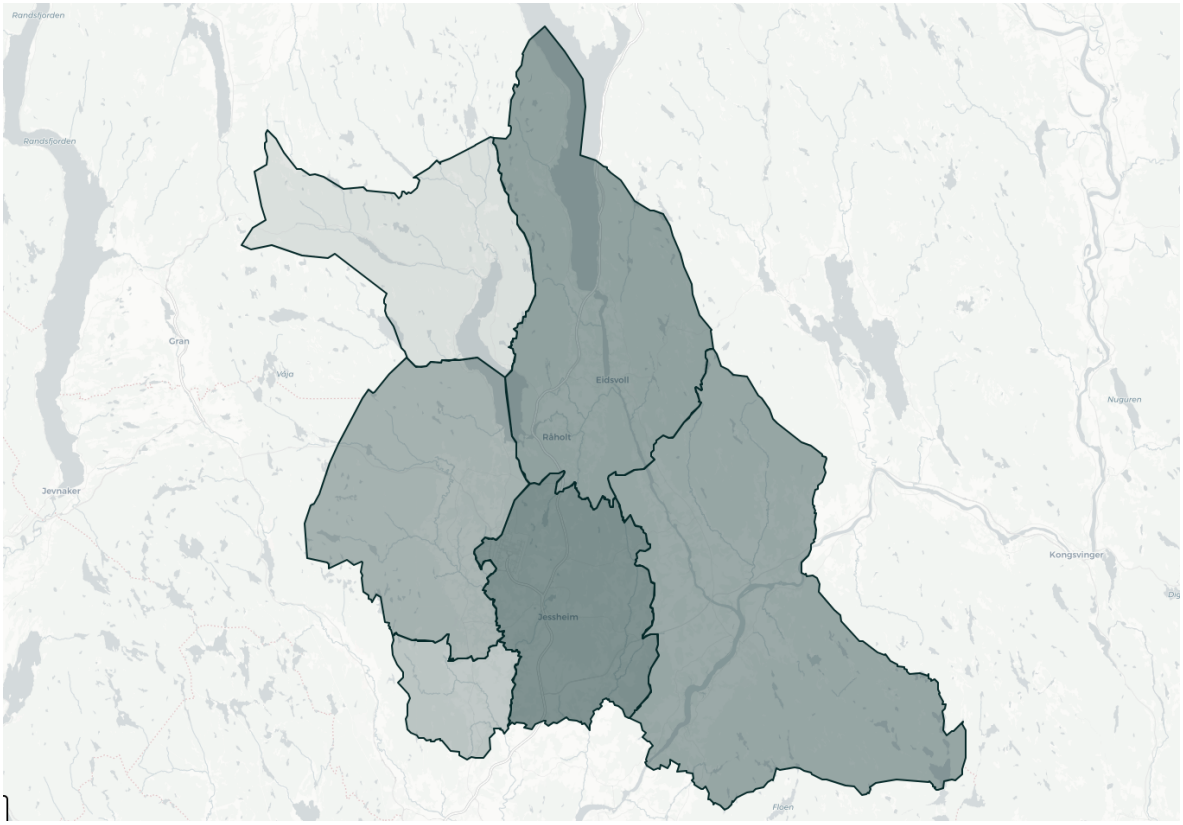
1. **Lage et felles målbilde for energiutviklingen i regionen.** Kommunene bør avklare hvilken rolle lokal energi skal spille med hensyn til klimaomstilling, næringsutvikling og beredskap frem mot 2040.
2. **Samordne planene for energi, nett og varme.** Kommunene bør ha tett dialog med nettselskap og 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 stor- og småskala 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, der økonomiske, areal-, klima-, nærings- og sikkerhetshensyn må veies opp mot hverandre.

1 Regionprofil og utviklingsretning

Gardermoregionen består av kommunene Ullensaker, Eidsvoll, Nes, Nannestad, Gjerdrum og Hurdal. Med om lag 127 000 innbyggere er delregionen den fjerde største i Akershus, tilsvarende 17 prosent av befolkningen i fylket. Geografisk strekker området seg fra Mjøsa og Hurdalssjøen i nord, gjennom jordbruks- og skoglandskapet i Nes og Nannestad, til de mer tettbygde områdene rundt Oslo lufthavn Gardermoen i Ullensaker. Ullensaker fungerer som regionalt senter, med lufthavnen som et viktig utgangspunkt for befolknings- og næringsutvikling.

Figur 1-1 Gardermoregionen



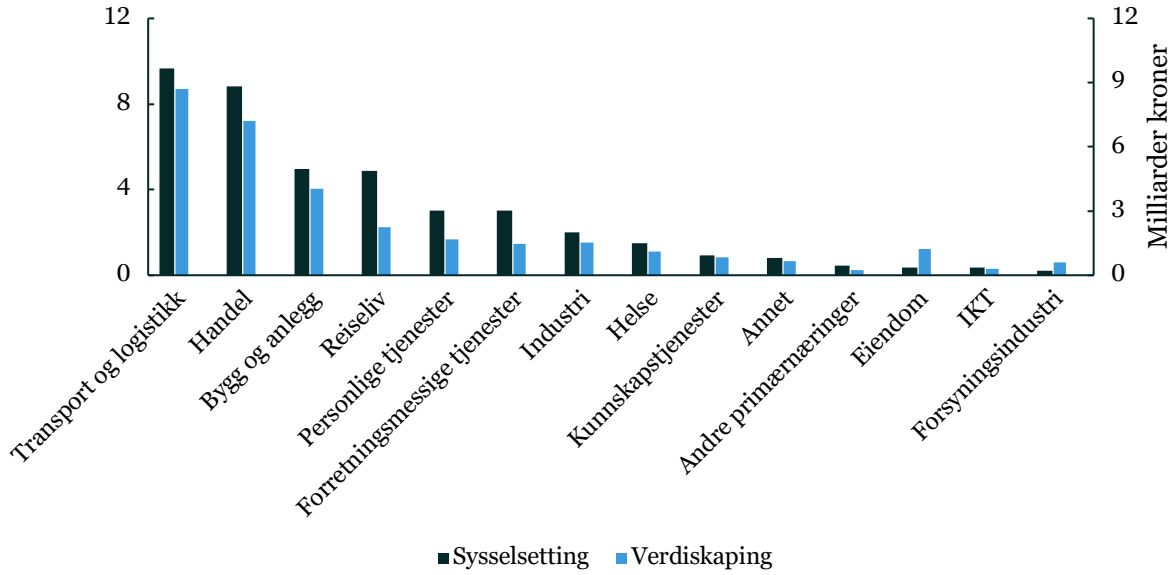
Gardermoregionen har siden 2000 vært blant de raskest voksende områdene i Norge. Befolkningen har økt med 81 prosent i perioden, klart sterkere enn både landet for øvrig (26 prosent) og Akershus samlet (48 prosent). Veksten er ujevnt fordelt: Ullensaker har vokst med 128 prosent (nesten 35 prosent bare det siste tiåret) og er i dag delregionens største kommune med om lag 46 000 innbyggere, mens Nannestad har vokst med 86 prosent og Eidsvoll og Gjerdrum med rundt 64 prosent hver. Hurdal har hatt en moderat vekst på 16 prosent. Etableringen av Oslo lufthavn Gardermoen og påfølgende næringsutvikling, god kollektivforbindelse langs Gardermobanen og E6 og omfattende boligutbygging i Jessheim, Kløfta og Råholt er sentrale drivere.

Næringsutviklingen det siste tiåret har vært preget av god vekst i både verdiskaping og sysselsetting, med en betydelig topp i 2019 og påfølgende dropp under pandemien. Samlet verdiskaping økte fra om lag 31,3 til 34,1 milliarder kroner fra 2014 til 2024 (vekst på 9 prosent), med en foreløpig topp i 2019 på rundt 46,8 milliarder.[1] Gardermoregionen står for om lag 10 prosent av verdiskapingen i Akershus.

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

Sysselsettingen vokste også betydelig i samme periode, fra rundt 31 100 til 41 400 arbeidsplasser (33 prosent). Per 2024 utgjør Gardermoregionen 16 prosent av sysselsettingen i Akershus. At sysselsettingen har vokst raskere enn verdiskapingen reflekterer et fall i produktiviteten det siste tiåret, fra om lag 1 000 000 til vel 820 000 kroner per sysselsatt, en nedgang på om lag 18 prosent. Utviklingen ligner på Akershus samlet, hvor produktiviteten også har falt med om lag 20 prosent det siste tiåret, og skiller seg fra landet for øvrig, der produktiviteten har økt med rundt 7 prosent. Figuren under viser sysselsetting og verdiskaping fordelt på de største næringene i Gardermoregionen i 2024.

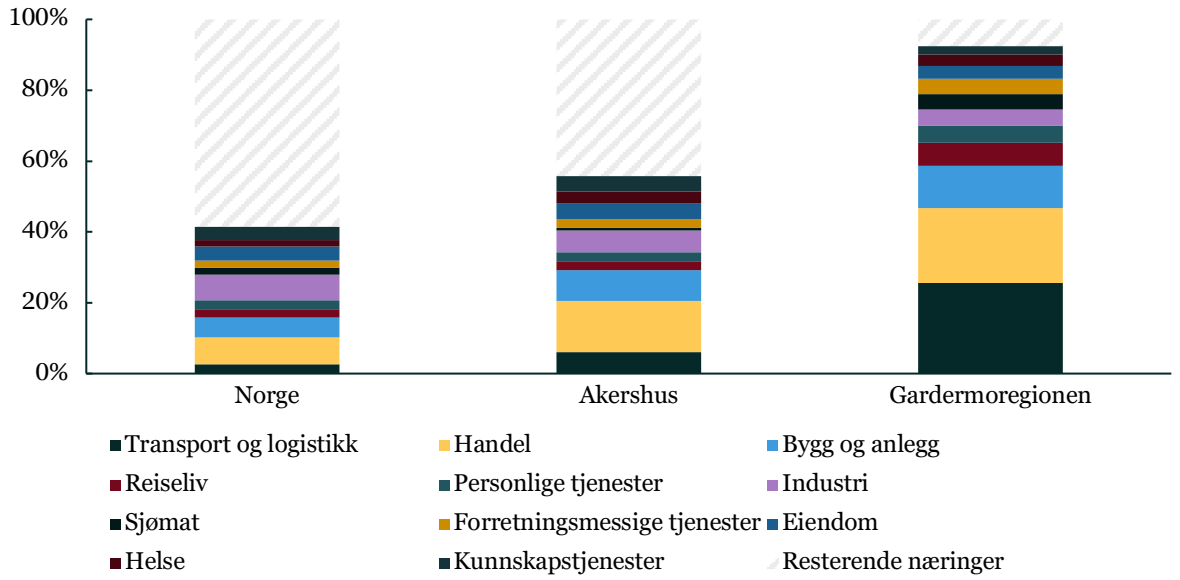
Figur 1-2: Verdiskaping og sysselsetting i Gardermoregionen i 2024 per næring. ***Kilde: Menon Economics***



Transport og logistikk er den klart største næringen i Gardermoregionen både målt i sysselsetting og verdiskaping, med om lag 9 700 arbeidsplasser og 8,7 milliarder kroner i verdiskaping (26 prosent av samlet verdiskaping). Næringen er nært knyttet til Oslo lufthavn Gardermoen og tilhørende logistikkvirksomhet. Handel følger med 8 800 sysselsatte og rundt 7,2 milliarder kroner. Til sammen utgjør disse to næringene om lag 45 prosent av arbeidsplassene. Bygg og anlegg og reiseliv sysselsetter mellom 4 800 og 5 000 personer hver. Industrien står for om lag 5 prosent av sysselsettingen og 4 prosent av verdiskapingen, og består i hovedsak av metallvareindustri (blant annet Saferoad Traffic), næringsmiddelindustri (Furuseth) og installasjons- og reparasjonstjenester (Norwegian Air). I vår scenarioanalyse, som omtales i kapittel 3, inngår den historiske trenden i de ovennevnte sektorene som en del av referansescenarioet.

Næringsstrukturen i Gardermoregionen 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 transport- og logistikknæringen tilknyttet lufthavnen, kombinert med arbeidsintensive og stedbundne bransjer som betjener husholdninger og lokalt næringsliv. Fire næringer skiller seg særlig ut som overrepresenterte sammenlignet med landsgjennomsnittet: transport og logistikk (26 mot 3 prosent), handel (21 mot 7 prosent), bygg og anlegg (12 mot 6 prosent) og reiseliv (7 mot 2 prosent). Samtidig er delregionen klart underrepresentert i de mest verdiskapende nasjonale næringene: finans utgjør kun 1 prosent av verdiskapingen i Gardermoregionen, mot nær 16 prosent i Norge og 10 prosent i Akershus. Også IKT, petroleum og maritim næring veier vesentlig mindre enn nasjonalt.

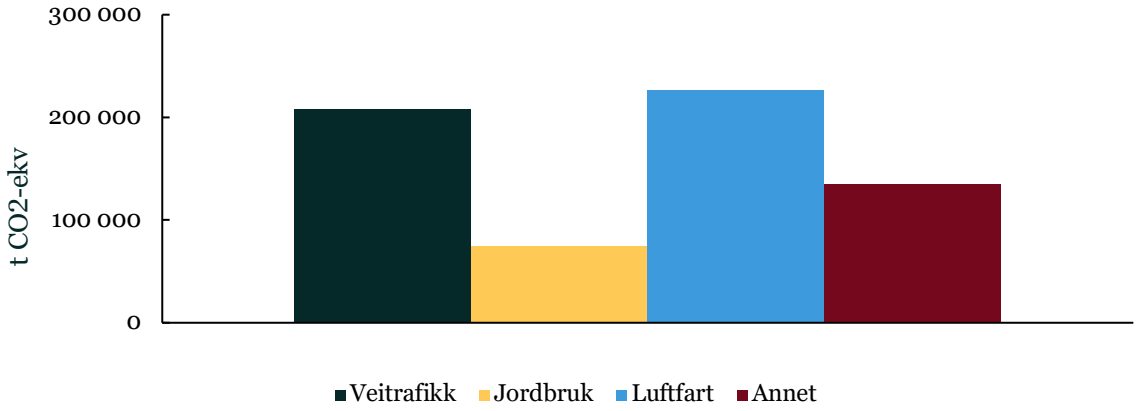
Figur 1-3: De ti største næringene i Gardermoregionen, målt ved andel av regional verdiskaping, samt deres andel i Akershus og Norge*. *Kilde: Menon Economics*



**Resterende næringer omfatter: Forsyningsindustri, finans, IKT, andre primærnæringer, maritim, petroleum og holding og hovedkontor*

Næringsstrukturen i Gardermoregionen er samlet sett moderat energiintensiv per krone verdiskaping. Transport og logistikk, handel og bygg og anlegg er arbeidsintensive og stedbundne næringer med moderat effektbehov knyttet til faste installasjoner og lufthavnsdrift, og det er denne sammensetningen som er bestemmende for dagens forbruksprofil i regionen. Bildet kan imidlertid endre seg: Gardermoregionen har om lag 310 MW reservert eller i kø ved Statnetts transmisjonsstasjoner, i hovedsak knyttet til planlagte datasenteretableringer ved Minne trafostasjon i Eidsvoll (blant annet atNorth, Arcem SK-DC1 og Bonum Prosjekt).[2] Sammen med videre vekst i transport, logistikk og luftfart vil dette kreve økt tilgang til energi og nettkapasitet i regionen. Regionens klimagassutslipp henger også tett sammen med næringsstrukturen i regionen. I figuren under viser vi klimagassutslippene i Gardermoregionen, fordelt på kategori.

Figur 1-4: Klimagassutslipp per kilde i Gardermoregionen. *Kilde: Miljødirektoratet*



[2] Statistikk om tilknytningssaker

Klimagassutslippene i Gardermoregionen var om lag 644 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024, tilsvarende rundt 5,2 tonn per innbygger. Det er klart høyere enn snittet for Akershus fylke på 2,6 tonn, og om lag på nivå med landsgjennomsnittet[3] på 6,0 tonn per innbygger. Sammensetningen av utslippene avviker også fra det nasjonale bildet. Luftfart er den største utslippskilden og bidrar alene med 35 prosent av regionens utslipp, knyttet til virksomheten ved Oslo lufthavn Gardermoen. Veitrafikk står for 32 prosent, mot om lag 17 prosent nasjonalt. Jordbruk bidrar med 12 prosent, en andel som er vesentlig høyere enn både Akershus og landet for øvrig, og som speiler det betydelige innslaget av jordbruks- og kulturlandskap i delregionen. Industri (inkludert olje og gass) bidrar med under én 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 (10 prosent), avfall og avløp (6 prosent), fluorholdige gasser (3 prosent) og oppvarming (2 prosent).

[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 i Gardermoregionen

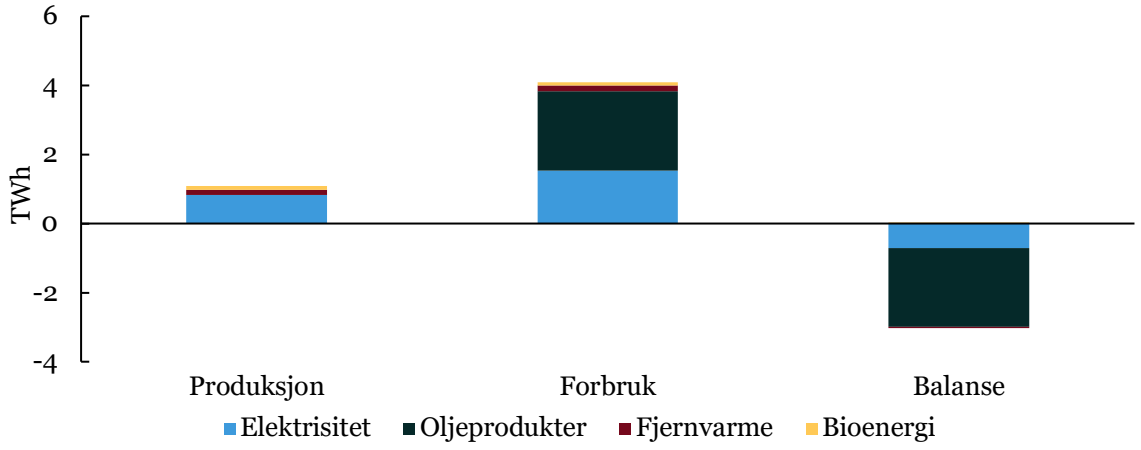
Gardermoregionen har det laveste energiunderskuddet relativt til forbruket blant delregionene i Akershus, og dekker om lag 27 prosent av sitt samlede energibehov gjennom lokal produksjon. Det totale energiforbruket ligger på om lag 4,1 TWh, mens den lokale produksjonen utgjør om lag 1,1 TWh. Strømproduksjonen om lag 54 prosent av regionens strømforbruk, klart høyest blant delregionene i Akershus. Strømforbruket domineres av husholdninger, servicenæringen og tjenesteyting, mens transport står for brorparten av det fossile energiforbruket. Vannkraft er den største produksjonskilden, supplert med bioenergi og fjernvarme. Til tross for en betydelig lokal produksjon er regionen avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet. Nettkapasiteten er allerede presset, med forespørsler tilsvarende om lag 87 prosent av dagens effektbehov. Kombinasjonen av begrenset lokal energiproduksjon og presset nettkapasitet kan begrense mulighetsrommet for klimaomstilling og næringsutvikling, 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 i Gardermoregionen. 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

Gardermoregionen er en betydelig nettoimportør av energi. Figuren under viser energibalansen i regionen for 2024, fordelt på type energibærere.

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



Den samlede lokale energiproduksjonen ligger på om lag 1 096 GWh, mens det totale energiforbruket er på 4,1 TWh. Dette gir et energiunderskudd på om lag 3,0 TWh. Strømforbruket i regionen tilsvarer om lag 1 530 GWh, mens lokal strømproduksjon er på om lag 825 GWh. Strømproduksjonen dekker dermed om lag 54 prosent av regionens strømforbruk. Til tross for å ha den største lokale strømproduksjonen i Akershus, er regionen 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 utgjør om lag 37 prosent av det samlede energiforbruket i Gardermoregionen, oljeprodukter 56 prosent, fjernvarme 4 prosent og bioenergi 2 prosent. I de påfølgende delkapitlene ser vi nærmere på kraftforbruket spesifikt, før vi går inn på øvrige energibærere.

2.2.1 Kraftforbruk

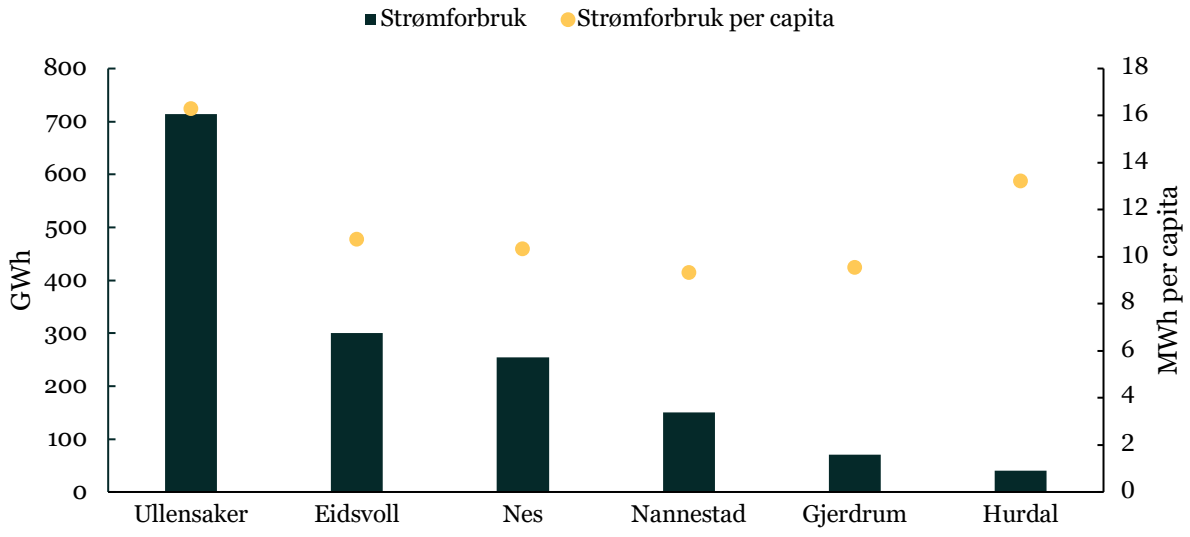
Det samlede strømforbruket i Gardermoregionen var på 1 530 GWh i 2024. Figuren under viser hvordan strømforbruket fordelte seg på ulike forbruksgrupper i 2024. Husholdning dekker private boliger og hytter, mens primærnæring omfatter jordbruk, skogbruk, fiske og bergverksdrift. Industri inkluderer vareproduserende 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 871 GWh, tilsvarende 57 prosent av regionens samlede strømforbruk. Blant næringene hadde service forbruk på 307 GWh (20 prosent), tjenesteyting forbruk på 270 GWh (18 prosent), og industri 70 GWh (5 prosent).

Sammenlignet med de øvrige kommuneregionene i Akershus utgjorde husholdninger 65 prosent av strømforbruket på Hadeland, 60 prosent i Asker og Bærum, 59 prosent i Follo, 57 prosent i Gardermoregionen og 54 prosent i Nedre Romerike. For Akershus samlet lå andelen på 58 prosent, mens landsgjennomsnittet var 32 prosent i 2024. Figuren under viser strømforbruket fordelt på alle seks kommuner i regionen, både samlet og per innbygger.

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



Ullensaker er den klart største strømbrukeren i regionen med 714 GWh, tilsvarende nesten halvparten av regionens samlede forbruk. Hurdal har lavest forbruk med 40 GWh. Per innbygger varierer forbruket mellom om lag 9,3 MWh i Nannestad og 16,3 MWh i Ullensaker. Forskjellene drives først og fremst av befolkningsstørrelse og innslag av næringsvirksomhet i hver kommune.

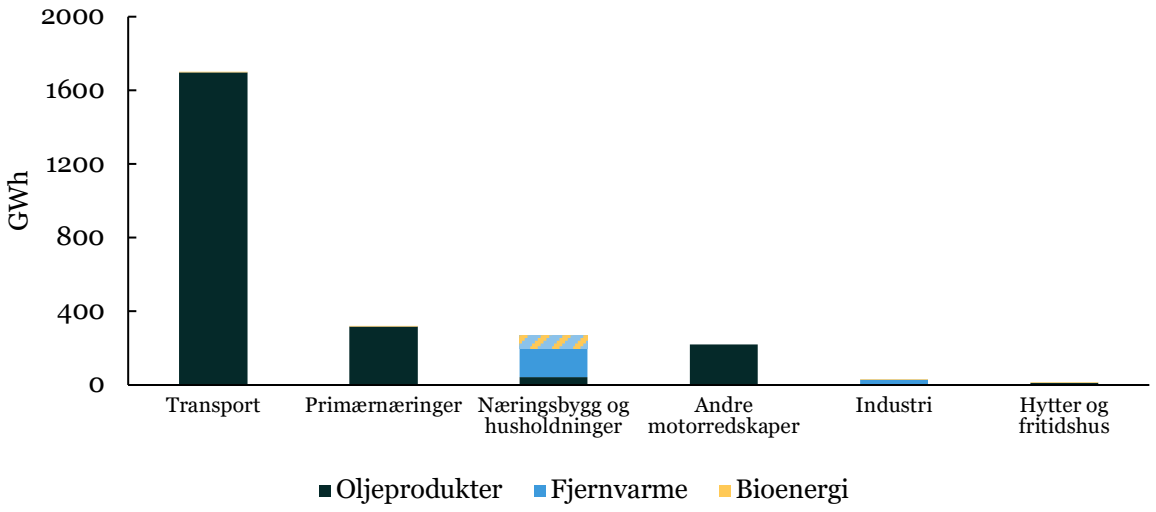
2.2.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

Ikke-elektrisk energi utgjør om lag 63 prosent av det samlede energiforbruket i Gardermoregionen. 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 om lag 1 702 GWh, nesten utelukkende basert på oljeprodukter. Dette kan forklares med et betydelig forbruk tilknyttet Gardermoen flyplass og at veitransporten fortsatt er tungt fossilavhengig.[4]

Forbruket av ikke-elektrisk energi i næringsbygg og husholdninger utgjør om lag 268 GWh. Fjernvarme utgjør om lag 58 prosent, bioenergi 27 prosent og oljeprodukter 15 prosent av forbruket. Bioenergi i form av ved brukes særlig til oppvarming i husholdninger. Bortsett fra ved er i praksis all bioenergi som forbrukes av bygg fjernvarme, slik at den samlede andelen av øvrig energiforbruk som er fjernvarme for næringsbygg og husholdninger ligger noe høyere enn 58 prosent. Eidsiva Bioenergi har eksempelvis et bioenergibasert fjernvarmeanlegg på Eidsvoll, der 95 prosent av produksjonen baseres på bioenergi. Figuren under viser forbruket av ikke-elektrisk energi i Gardermoregionen fordelt på sektor.

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

Figur 2-4: Forbruk av øvrige energikilder (2024). ***Kilde: Energidashbordet, Miljødirektoratet, Norsk Fjernvarme, Biogass Norge, SSB, Menon Economics.***



Industrien i Gardermoregionen sto for et ikke-elektrisk energiforbruk på om lag 31 GWh i 2024. Dette gjenspeiler at den største industriaktiviteten i regionen i form av antall sysselsatte består av metallvareindustri (blant annet Saferoad Traffic), næringsmiddelindustri (Furuseth), vedlikehold av og installasjon av maskiner og utstyr, samt produksjon av trelast, som samlet sett har et moderat behov for prosessvarme sammenlignet med mer energiintensiv industri. Disse kategoriene står for i overkant av 80 prosent av antall sysselsatte i industrien i Gardermoregionen, som utgjør i underkant av 4 prosent av den totale sysselsettingen. Til sammenligning har industrien i Nedre Romerike et betydelig ikke-elektrisk forbruk knyttet til kjemikalie- og næringsmiddelindustri.

Det øvrige forbruket av ikke-elektrisk energi i Gardermoregionen inngår i kategoriene andre motorredskaper, primærnæringer, samt hytter og fritidshus. Til sammen ligger forbruket på om lag 552 GWh, som i hovedsak består av oljeprodukter brukt i jordbruks- og anleggsmaskiner.

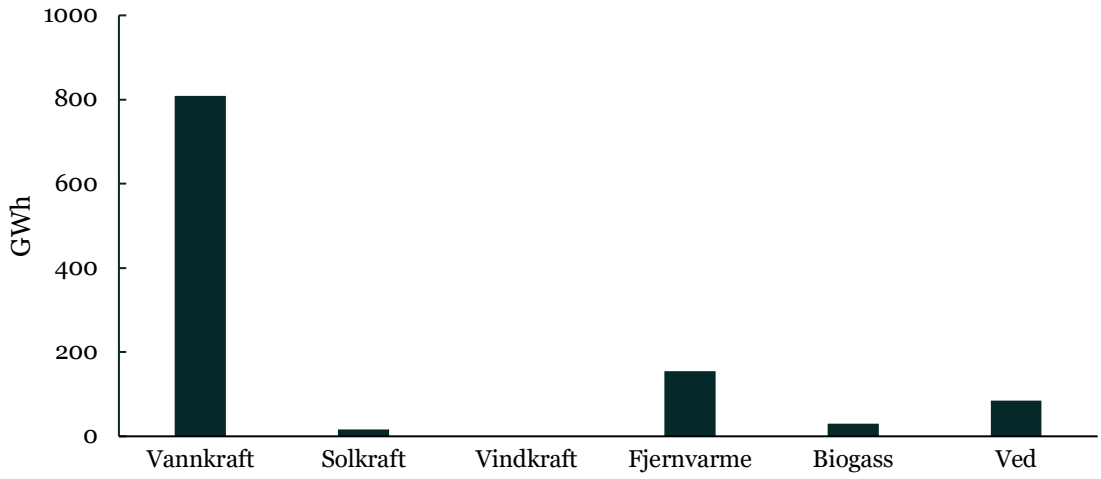
Tekstboks 2-5: Kommunalt energiforbruk i Gardermoregionen 2025

Kommunene i Gardermoregionen brukte til sammen om lag 71 GWh energi i egen bygningsmasse i 2025, der strøm utgjorde 52 GWh og fjernvarme/fjernkjøling 12 GWh. Bioenergibasert fjernvarme utgjør om lag ytterligere 6 GWh, hovedsakelig i Eidsvoll, mens fyringsolje fortsatt utgjør om lag 1 GWh, særlig i Gjerdrum (0,8 GWh). Ullensaker er den klart største forbrukeren med 29 GWh totalt, mens Hurdal er minst med 3 GWh. Av bygningstyper er skolelokaler den største enkeltposten for energibruk med 32 GWh og institusjonslokaler med 14 GWh.

2.3 Energiproduksjon

Den lokale energiproduksjonen i Gardermoregionen utgjør om lag 1 096 GWh, fordelt på strøm (vann- og solkraft), fjernvarme og bioenergi (biogass og ved). Den lokale kraftproduksjonen på 825 GWh dekker om lag 54 prosent av regionens strømforbruk.

Figur 2-6: Energiproduksjonen i Gardermoregionen. ***Kilde: NVE, SSB, Biogasstatistikk, Norsk Fjernvarme, Menon Economics.***



Vannkraft bidrar med 809 GWh i Gardermoregionen, tilsvarende om lag 98 prosent av den lokale kraftproduksjonen og 74 prosent av den samlede energiproduksjonen. Hovedtyngden av produksjonen kommer fra Rånåsfoss kraftverk på Glomma i Nes kommune, som er det største vannkraftverket i Akershus. Resten av vannkraftverkene i Gardermoregionen er oppsummert i tabellen under.

Tabell 2-1: Vannkraftverk i Gardermoregionen. ***Kilde: NVE.***

Kraftverk / anlegg	Kommune	Midlere årsproduksjon (GWh)	Effekt (MW)
Rånåsfoss	Nes	572,1	128,4
Funnefoss	Nes	199,91	40
Bøhnsdalen	Eidsvoll	13,52	3
Mago D	Eidsvoll	6,18	1,6
Mago C	Eidsvoll	5,01	0,78
Mago B	Eidsvoll	4,74	0,86
Mago A	Eidsvoll	4,62	0,77
Kvernstufossen	Gjerdrum	1,41	0,5
Horka	Gjerdrum	0,84	0,2
Fosstun	Eidsvoll	0,27	0,09
Tisjøen	Eidsvoll	0,25	0,08
Mobæk Mølle	Nes	0,08	0,03
Flaen Mølle	Hurdal	0,02	0,02
Sum		**809**	**176**

Solkraft bidrar med en estimert normalårsproduksjon på om lag 16 GWh. Dette utgjør om lag 2 prosent av den lokale kraftproduksjonen.

Fjernvarme utgjør om lag 14 prosent av den samlede energiproduksjonen i Gardermoregionen. I 2024 lå produksjonen av fjernvarme i regionen på om lag 155 GWh, sett opp mot om lag 810 GWh i fylket som helhet. Produksjonen baserer seg hovedsakelig på bioenergi (82 prosent), i tillegg til omgivelsesvarme (9 prosent), fossil olje (5 prosent) og fleksibel elektrisitet (3,4 prosent). Gitt en forutsetning om at én GWh energi fra fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet og en andel av 3,4 prosent fleksibel elektrisitet som energikilde, bidrar fjernvarmeproduksjonen i Gardermoregionen til å frigjøre om lag 150 GWh elektrisk kraft.[5]

Biogassproduksjonen i 2024 var om lag 30 GWh i Gardermoregionen, fordelt på tre anlegg i hhv. Ullensaker, Nes og Eidsvoll kommune. 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 regionens andel av fylkets vedforbruk er proporsjonal med andelen eneboliger, rekkehus og tomannsboliger. Basert på denne metoden er estimert vedproduksjon om lag 85 GWh. Ved brukes i hovedsak til oppvarming av eneboliger og fritidsboliger.

2.4 Nettstatus og effektbehov

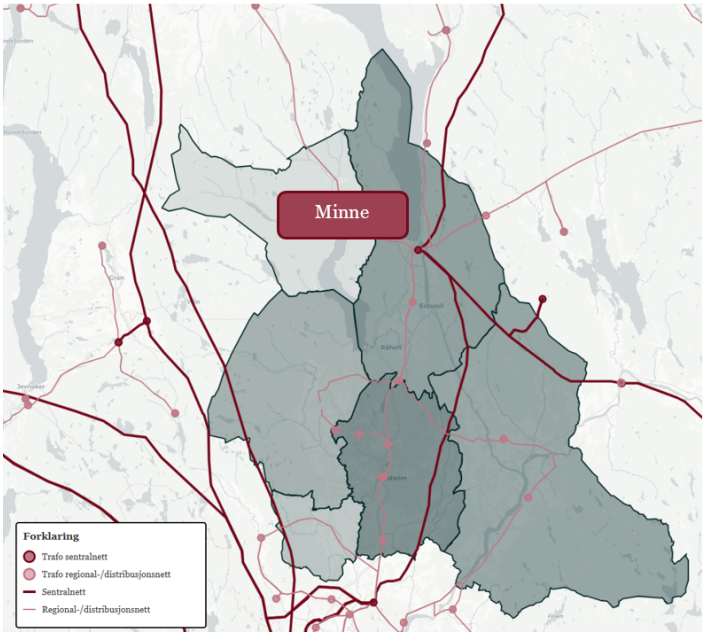
Oslo og Akershus er et område med høyt kraftforbruk sammenlignet med lokal produksjon, noe som gjør regionen avhengig av kraftimport fra nærliggende områder og et godt utnyttet transmisjonsnett. I dag er kapasiteten i både transmisjons- og regionalnettet presset, og muligheten for å tilknytte nytt, større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

2.4.1 Gardermoregionen forsynes fra Minne transformatorstasjon

Gardermoregionen forsynes primært fra Statnetts transmisjonsnett via Minne transformatorstasjon i Eidsvoll kommune, med ytterligere bidrag fra Frogner stasjon i sør. 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. I figuren under viser vi nettsystemet i Gardermoregionen og tilgrensende områder.

[5] Frigjort elektrisk kraft beregnes som total fjernvarmeproduksjon fratrukket den delen av produksjonen der det benyttes elektrisitet (3,4 prosent), under forutsetningen av at én GWh fjernvarme tilsvarer én GWh elektrisitet.

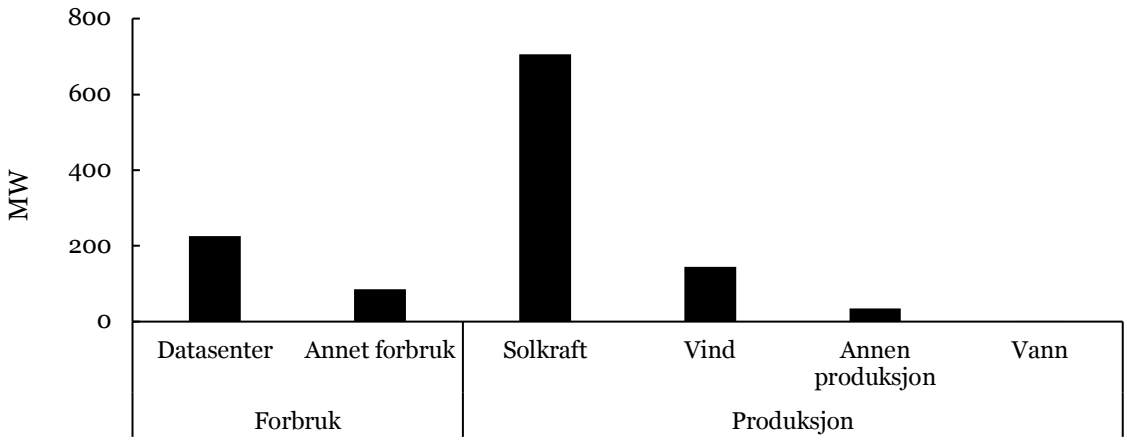
Figur 2-7: Transmisjonsnett og regionalnett i Gardermoregionen (markert i grått). *Kilde: Menon Economics*



2.4.2 Betydelige flaskehalser i dagens nett

Gardermoregionen forsynes fra transmisjonsnettet gjennom flere innmatingspunkter. Hoveddelen av tilførselen via regionalnettet, særlig i Ullensaker, Jessheim, Nannestad og Nes, tilføres via Frogner stasjon i Lillestrøm gjennom Elvias 132 kV-nett.[6] Minne transmisjonsnettstasjon i Eidsvoll forsyner i hovedsak Eidsvoll, Hurdal og videre nordover mot Mjøs-området, og er samtidig knutepunkt mot Kongsvinger-regionen.[7] I figuren under viser vi reservert kapasitet og kapasitet i kø ved Minne transformatorstasjon, fordelt på hvilken type forbruk eller produksjon som ønsker å få tilknytning til stasjonen.

Figur 2-8: Reservert kapasitet og kapasitet i kø hos Statnett ved Minne transformatorstasjon. *Kilde: Statnett.*



[6] Statnett (2024), Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold. Tilgjengelig her.
[7] Statnett (2025). Områdeplan Innlandet. Tilgjengelig her.

De største planlagte etableringene av nytt forbruk og lokal kraftproduksjon i Gardermoregionen står i tilknytningskø ved Minne stasjon, da disse prosjektene er lokalisert i Eidsvoll og i nærliggende kommuner. Samlet sett er det registrert om lag 220 MW forespurt effekt fra datasentre, 80 MW fra annet forbruk og om lag 880 MW i produksjonskøen, hvorav solkraft alene utgjør nær 700 MW, vindkraft 140 MW og annen produksjon resten.[8] Forbrukssøknadene tilsvarer en effekt på linje med dagens topplast i regionen, og vil ved kontinuerlig drift mer enn doble dagens årlige kraftforbruk i Gardermoregionen.[9] Produksjonssøknadene viser samtidig et stort potensial for ny lokal kraftproduksjon dersom tilstrekkelig nettkapasitet realiseres. Statnett har varslet betydelige nettinvesteringer i Stor-Oslo-området i sin områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold og i Innlandet, som vil styrke kapasiteten på sikt.

2.4.3 Store nettinvesteringer vil sikre videre vekst i regionen

Statnett planlegger omfattende nettforsterkninger i tre trinn som vil gi økt nettkapasitet for Gardermoregionen. I trinn 1 med planlagt ferdigstillelse i løpet av 2030 er Skyberg stasjon under bygging og forventes idriftsatt i 2027 som erstatning for dagens Vardal. Det gjennomføres også temperaturoppgradering og oppisolering til 420 kV for ledningen Balberskaret–Vang–Minne–Frogner, som vil fjerne ledningsbegrensninger øst for Mjøsa for tilknytning av mer produksjon i Mjøs-området, etter at tiltak i trinn 2 er gjennomført, men med drift på 300 kV. I trinn 2 som utarbeides frem mot 2035, skal Vang og Minne stasjoner oppgraderes til 420 kV med økt transformatorkapasitet, og det skal bygges en ny 420 kV-ledning mellom Lillehammer og Oslo. Den nye forbindelsen vil fjerne dagens flaskehals vest for Mjøsa, og sammen med fullført spenningsheving i hele området, som inngår i trinn tre og ferdigstilles innen 2040, blir det kapasitet til over 800 MW nytt forbruk vest og øst for Mjøsa utover det som står i dagens reservasjonskø hos Statnett. Elvias områdestudie for Romerike viser i tillegg at det pågår en rekke regionalnettstiltak i Gardermoregionen.[10] Samlet vil disse tiltakene gi en betydelig økning i nettets kapasitet, bedre forsyningssikkerhet og redusere flaskehalser. Frem til tiltakene er på plass må nye, større tilknytninger i stor grad håndteres med begrensninger eller særskilte vilkår.

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.[11] Figuren under viser lastprofilen[12] for døgnet med det høyeste effektuttaket i perioden 2022 til 2024, og illustrerer topplasten i strømnettet i Gardermoregionen.[13]

---

[8] Uttrekk fra Statnett sin oversikt over reservert kapasitet og kapasitet i kø fra februar 2026.
[9] Legger til grunn brukstid på 8 760 timer.
[10] Elvia i PlanNett (2025). Områdestudie – Romerike. Tilgjengelig her.
[11] 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.
[12] «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.
[13] En reell profil ville trolig vært spissere enn profilen vi viser i figuren, ettersom lastprofilen i figuren er estimert med utgangspunkt i aggregerte data.

Figur 2-9: Døgnet med det høyeste enkelttimeforbruket av kraft i Gardermoregionen i perioden 2022–2024. 8. januar 2024. *Kilde: Elhub, NVE.*

Topplasten dette døgnet ble registrert med et effektuttak på 359 MW i enkelttimen klokken 8 om morgenen, mot et gjennomsnitt på om lag 338 MW gjennom døgnet. Lastprofilen viser et typisk forløp for en region med høy andel av forbruket som går til alminnelig forsyning som i Gardermoregionen, med en hovedtopp på morgenen eller ettermiddagen når næringslivet er aktivt og husholdningenes forbruk øker. Det er topplasten som i praksis setter grensen for hvor mye effektuttak nettet maksimalt kan håndtere.

2.5 Oppsummering

Gardermoregionen er Akershus' fjerde største delregion med om lag 127 000 innbyggere, tilsvarende 17 prosent av fylket, og har siden 2000 vært blant de raskest voksende områdene i Norge, med en befolkningsvekst på 81 prosent, klart sterkere enn både landet for øvrig og Akershus samlet. Næringsstrukturen er relativt lite energiintensiv, dominert av transport og logistikk knyttet til Oslo lufthavn Gardermoen, handel og bygg og anlegg. Lokal strømproduksjon, i all hovedsak vannkraft fra Rånåsfoss, dekker om lag 54 prosent av regionens kraftforbruk på om lag 1,5 TWh, klart høyest blant delregionene. Nettkapasiteten er likevel presset, med en tilknytningskø ved Minne transformatorstasjon som domineres av datasentre.

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. [14] Den underliggende trenden knyttet til realisering av lokale energiløsninger i Gardermoregionen 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 og Statnett om kapasitetsbehov, (2) sterkere regional samordning av

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

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 utvikling. 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.

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 svak økning på om lag 0,1 TWh frem mot 2040. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet til om lag 1,9 TWh i 2040, en vekst på om lag 26 prosent fra dagens nivå. Den største økningen finner vi i scenarioet for kraftintensiv næring, hvor forbruket vokser med ytterligere 0,6 TWh, noe som gir en samlet vekst på 65 prosent. Det er per i dag datasentre, som er svært kraftintensive, som dominerer forespørslene om ny nettkapasitet. Om og når disse prosjektene blir realisert, vil dette 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 Gardermoregionen 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 kraftsmarkedsanalyse[15] og energibruksrapport,[16] og Miljødirektoratets utslippsbaner mot 2050.[17] Forskjellene mellom scenarioene drives utelukkende av utviklingen i kraftforbruket i kommuneregionen. Under beskriver vi nærmere de viktigste forutsetningene i hvert scenario, for så å beskrive hvordan kraftforbruket utvikler seg i hvert scenario.

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 Gardermoregionen, 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.

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

- **Industri:** Kraftforbruk i regionens industri hvor energibehovet drives av oppvarmingsbehov og industrielle prosesser.
- **Transport:** Kategorien inkluderer strømbruk til landtransport, herunder personbiler og kollektiv- og tungtransport, samt lufttransport (maritim transport 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. 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 Gardermoregionen har befolkningsveksten det siste tiåret vært større enn i Norge samlet, på om lag 27 prosent. Videre har verdiskapingen i service og tjenesteytende næring økt med 13 prosent. Byggrelatert kraftforbruk har vokst noe mer i Gardermoregionen enn landsgjennomsnittet. Veksten er også sterkere enn eksempelvis Nedre Romerike, som ligger på landssnittet, til tross for at sistnevnte har relativt lik utvikling i befolkning og tjenesteytende næring. Effekten av den pågående energieffektiviseringen har med andre ord vært sterkere i Nedre Romerike enn i Gardermoregionen. Frem mot 2040 legger vi til grunn at utviklingen i Gardermoregionen konvergerer mot nasjonale utviklingstrekk slik at vedtatt energisparings- og klimapolitikk rettet mot bygg motvirker økningen i kraftforbruket som følge av videre befolkningsvekst. Dette er i tråd med utviklingen som legges til grunn i NVEs langsiktige kraftsmarkedsanalyse 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 Gardermoregionen med fem prosent mot 2040, det vil si om lag 70 GWh fra dagens nivå.

Samlet har kraftforbruket tilknyttet **industrisektoren** på nasjonalt nivå hatt en svak vekst de siste 10 årene.[18] Det samlede kraftforbruket fra kraftkrevende industri har hatt en svak vekst, med en økning i forbruket fra produksjon av ikke-jernholdig metall og en reduksjon i forbruket fra produksjon av papirmasse, kjemiske råvarer og metallprodukter. Kraftforbruket fra ikke-kraftkrevende industri har falt, der veksten i næringsmiddelindustrien motsvares av et fall i kraftforbruket fra lettere kjemisk industri, byggevare, elektronikk og verkstedindustri. Samlet har dermed industrisektoren hatt en moderat utvikling de siste 10 årene, med en vekst på under to prosent. Industrisektoren i Gardermoregionen er relativt begrenset målt i energibruk. Regionspesifikke data vil derfor være veldig sensitive for enkeltetableringer og eventuelle nedleggelser. Vi har derfor valgt å legge til grunn en vekst tilsvarende nasjonale utviklingstrekk i vårt referansescenario. Etablering av eventuelle kraftintensive virksomheter håndteres i et eget scenario.

Kommunene i Gardermoregionen har gjennom Strategisk næringsplan for Gardermoregionen (2021) og egne kommunale plandokumenter etablert felles og individuelle strategier for næringsutvikling. Disse viser at næringsutviklingen i regionen i stor grad er knyttet til logistikk, transport, handel, hotell og konferanse, og annen næringsaktivitet som drar nytte av nærheten til Oslo lufthavn Gardermoen og de store transportkorridorene gjennom regionen. På tvers av kommunene vektlegges bærekraftig vekst, attraktive næringsarealer, regional samhandling, næringsvennlig forvaltning og tilrettelegging for videre vekst langs Gardermobanen og E6-korridoren. Samtidig viser scenarioanalysen at Gardermoregionen er blant delregionene i Akershus med størst forventet vekst i kraftforbruk, særlig som følge av planlagte datasenteretableringer og annen kraftintensiv virksomhet med behov for nettilknytning. I tekstboksen under skriver vi nærmere om disse planene.

[18] Kraftforbruket fra utvinning av olje og gass er ekskludert.

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

Kommunene i Gardermoregionen har gjennom Strategisk næringsplan for Gardermoregionen (april 2021) etablert en felles regional plattform for næringsutvikling. Planen er vedtatt av alle seks kommunene i fellesskap gjennom GRIP, og peker ut syv hovedsatsingsområder: teknologiutvikling, kunnskap og kompetanse, reiseliv og opplevelse, grønn næring og landbruk, logistikk, helse og innovative offentlige anskaffelser.

På tvers av kommunene vektlegges Oslo lufthavn Gardermoen som et sentralt fortrinn, som et nasjonalt og internasjonalt knutepunkt som gir særlige muligheter innen logistikk, reiseliv, hotell og konferanse og flyplassrelatert næringsutvikling. Kommunene har en uttalt ambisjon om å utvikle et mer variert arbeidsmarked med flere kunnskapsintensive arbeidsplasser, og å fremstå som næringsvennlige kommuner gjennom gode næringsarealer, rask saksbehandling og forutsigbarhet i planleggingen.

Det finnes samtidig tydelige forskjeller i næringsprofil mellom kommunene i regionen. Ullensaker er regionens tyngste næringskommune, med en næringsstruktur dominert av flyplassrelatert virksomhet, transport og logistikk, handel og service. Eidsvoll kommune har nærhet til Gardermoen og gode kommunikasjonsforbindelser som sentrale fortrinn for næringsetableringer, og er samtidig den kommunen i regionen hvor flere planlagte datasenterprosjekter er knyttet til Statnetts kapasitetskø ved Minne trafostasjon. Nes kommune fremhever i kommuneplanens samfunnsdel 2024–2036 grønn næring, sirkulærøkonomi, landbruksbaserte næringer og GreenLab Nes som sentrale satsingsområder. Hurdal kommune vektlegger i sitt planverk utvikling av lokalt forankret grønt næringsliv og lokal matproduksjon som sentrale satsingsområder. Gjerdrum kommune vektlegger i kommuneplanens samfunnsdel 2026–2038 primært rollen som bokommune, og peker på lokal næringsutvikling og fortetting av eksisterende næringsområder som overordnede mål, uten at næring er en av kommunens fem hovedprioriteringer.

Gardermoregionen skiller seg samtidig ut ved at flere av de største fremtidige kraftbehovene i Akershus er knyttet til regionen. Scenarioanalysen viser at det er betydelig etterspørsel etter nettkapasitet ved Minne trafostasjon, særlig fra planlagte datasenteretableringer. Selv om kommunenes egne strategier i begrenset grad omtaler datasentre eksplisitt, peker kombinasjonen av store arealer, nærhet til transmisjonsnettet, logistikkfortrinn og regional næringsvekst mot at kraftintensiv virksomhet potensielt kan få betydning for den fremtidige energi- og nettsituasjonen i regionen.

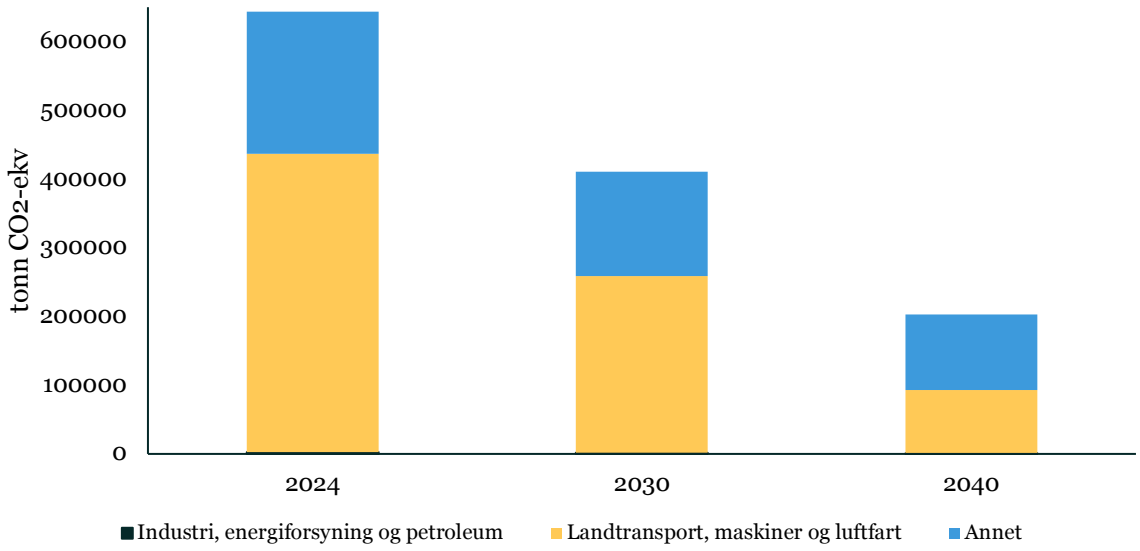
Kraftforbruket i **transportsektoren** har, i hovedsak som følge av elektrifisering av personbiler, økt betydelig i løpet av de siste årene. I referansescenarioet antar vi at vedtatt klimapolitikk innenfor transportsektoren driver utviklingen videre, som blant annet inkluderer statlige avgiftsfritak og støtteordninger. Vi tar utgangspunkt i referansebanen til Miljødirektoratet mot 2040 for vekst i kraftforbruk til transport, korrigert for andelen Gardermoregionen utgjør av de samlede nasjonale utslippene fra transport. Dette gir en økning på om lag 160 GWh mot 2040.

Scenario for **akselerert klimaomstilling** videreføre 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.[19] 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.

For Gardermoregionen beregner vi det sektorvise kraftbehovet ut fra delregionens andel av nasjonale utslipp innen hver sektor. Konkret legger vi til grunn at Gardermoregionen følger den nasjonale tiltaksbanen per sektor og at sammenhengen mellom utslippsreduksjon og kraftbehov er den samme som Miljødirektoratet har estimert for Norge. Siden næringsstrukturen i Gardermoregionen 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 Gardermoregionen bidrar forholdsmessig til den nasjonale klimaomstillingen innenfor hver enkelt sektor. I figuren under viser vi utslippsbanen for Gardermoregionen som følger av disse forutsetningene.

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



Frem mot 2040 legger vi til grunn at delregionens samlede klimagassutslipp reduseres med om lag 70 prosent fra dagens nivå. Landtransport står for det største bidraget til reduksjonen, med en nedgang fra om lag 434 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2024 til om lag 92 000 tonn i 2040. Utslippsbanen vi legger til grunn øker det regionale kraftforbruket med om lag 300 GWh i 2040.

Scenarioet for **kraftintensiv næringsutvikling** 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 Gardermoregionen, 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 knyttet til Minne transformatorstasjon i Eidsvoll kommune. 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. Det største volumet av ønsket nettkapasitet i Gardermoregionen kommer fra datasentrene til

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

atNorth. Selv om datasentre per i dag representerer det største volumet av ønsket nettkapasitet, 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)[20]. Samlet sett peker scenarioet på en økning på opp mot 600 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 Gardermoregionen utgjør samlet 96 MW fordelt på to prosjekter, som alene tilsvarer om lag 27 prosent av dagens topplast i regionen. Begge prosjekter er datasentre. Det største enkeltprosjektet er atNorth AS som har reservert 50 MW med tilknytning via Minne trafostasjon og planlagt oppstart i 2033 og ytterligere 46 MW med oppstart i 2035.

Kapasitetskøen for forbruk omfatter ytterligere syv prosjekter med samlet effektbehov på om lag 215 MW, tilsvarende 60 prosent av dagens topplast. Datasenter er den dominerende kategorien med Arcem SK-DC1 AS (75 MW, oppstart 2026), Bonum Prosjekt 36 AS (50 MW, oppstart 2031) og NGB Datasenter fase 2 (4 MW). Pyur Energy AS har flere prosjekter på til sammen 66 MW annet forbruk, mens STORMVIND AS står for 20 MW annet forbruk. På produksjonssiden er det reservert kun 10 MW (Differ Energy AS, solkraft), mens kapasitetskøen for produksjon utgjør hele 876 MW, dominert av solkraft (om lag 700 MW på 17 anlegg, blant annet Hafslund Magnora Sol, Landinfra Energy, ENDRA og Pyur Energy) og vindkraft (Eidsiva Hafslund Vind med 144 MW).

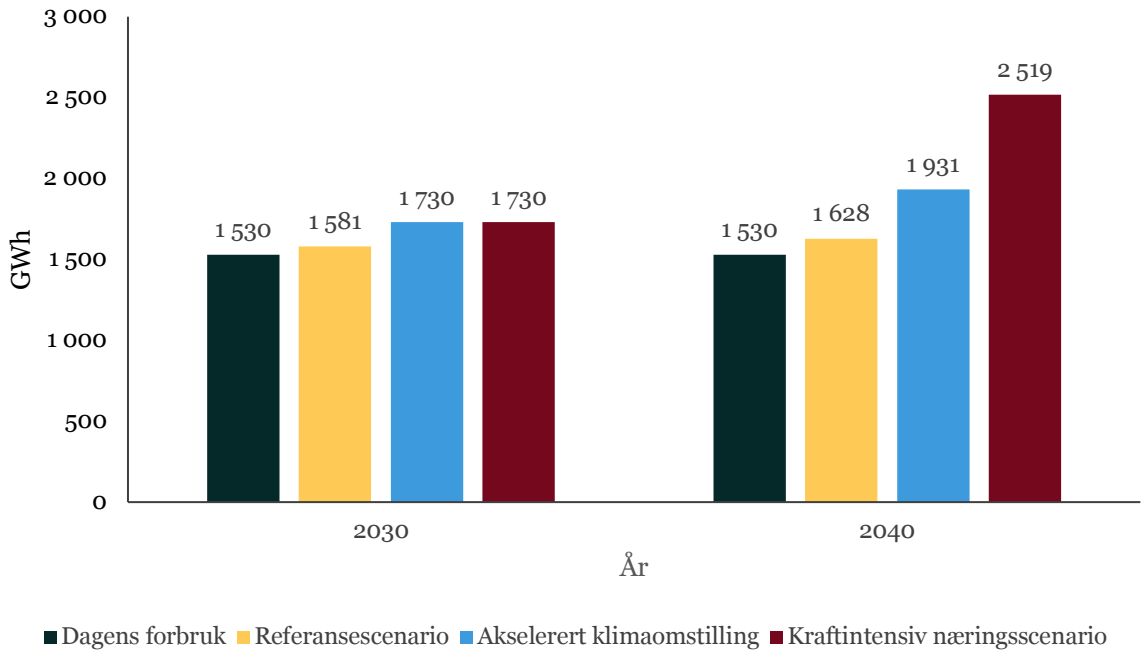
Samlet utgjør de modne forbruksprosjektene i Statnetts reservasjonskø et samlet kraftbehov på om lag 600 GWh innen 2040, mens alle forespørsler i reservasjons- og kapasitetskøen til sammen kan øke kraftbehovet med 1 170 GWh innen 2040. Som gjennomgangen viser er etterspørselen per i dag større enn volumet vi legger til grunn i vårt scenario, samtidig som regionen har et stort potensial for ny lokal produksjon dersom nettkapasitet realiseres. Kraftintensivt næringsscenario må derfor ikke tolkes som et «maks»-scenario, men et robust høyscenario for industrielt og næringsrelatert forbruk frem mot 2040 i Gardermoregionen.

[20] 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 Gardermoregionen er om lag 1 530 GWh. Figuren under viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene frem mot 2030 og 2040.

Figur 3-2: Fremtidig forbruksscenarier i Gardermoregionen. *Kilde: Menon Economics*



I **referansescenarioet** endres kraftforbruket marginalt frem mot 2040. Samlet vekst i 2040 er om lag 100 GWh sammenlignet med dagens nivå, hovedsakelig drevet av elektrifisering av transport som motvirkes av energieffektivisering i bygg.

Klimascenarioet legger som nevnt til grunn en utslippsbane i tråd med de langsiktige nasjonale klimamålene. For Gardermoregionen innebærer dette en omfattende elektrifisering av veitransport. Selv om Oslo lufthavn gjør regionen til et tyngdepunkt for norsk luftfart, er det ikke luftfarten som driver det økte kraftbehovet siden elektrifisering av luftfart ligger i hovedsak utenfor scenarioets tidshorisont, og økningen skyldes elektrifisering av veitransport. Den isolerte klimaeffekten av denne omleggingen, målt som økt kraftbehov utover referansebanen, utgjør om lag 150 GWh i 2030 og om lag 300 GWh i 2040. Samlet kraftforbruk i kommuneregionen blir om lag 1 730 GWh i 2030 og 1 930 GWh i 2040, om lag 13 prosent over dagens nivå i 2030 og 25 prosent over i 2040.

I et **kraftintensivt næringsscenario** øker kraftforbruket i Gardermoregionen med ytterligere 590 GWh utover klimascenarioet i 2040 dersom reservert kapasitet i Statnetts reservasjonskø realiseres. Inkluderes også prosjekter som ligger i kapasitetskøen, øker forbruket med opp mot 1 170 GWh i 2040. Samlet kraftforbruk i Gardermoregionen ender da på om lag 1 730 GWh i 2030 og 2 520 GWh i 2040 i scenarioet med reservert kapasitet, og om lag 3 690 GWh i 2040 dersom også umodne prosjekter realiseres. Dette tilsvarer en vekst på om lag 65 prosent fra dagens nivå i scenarioet med reservert kapasitet og om lag 140 prosent inkludert umodne prosjekter. Som nevnt er det stor usikkerhet knyttet til dette scenarioet, og etterspørselen kan komme fra flere kilder, selv om datasentre i dag dominerer køen. Som nevnt over 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.

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. Hvor høy veksten blir avhenger av klima- og næringspolitiske veivalg.

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.

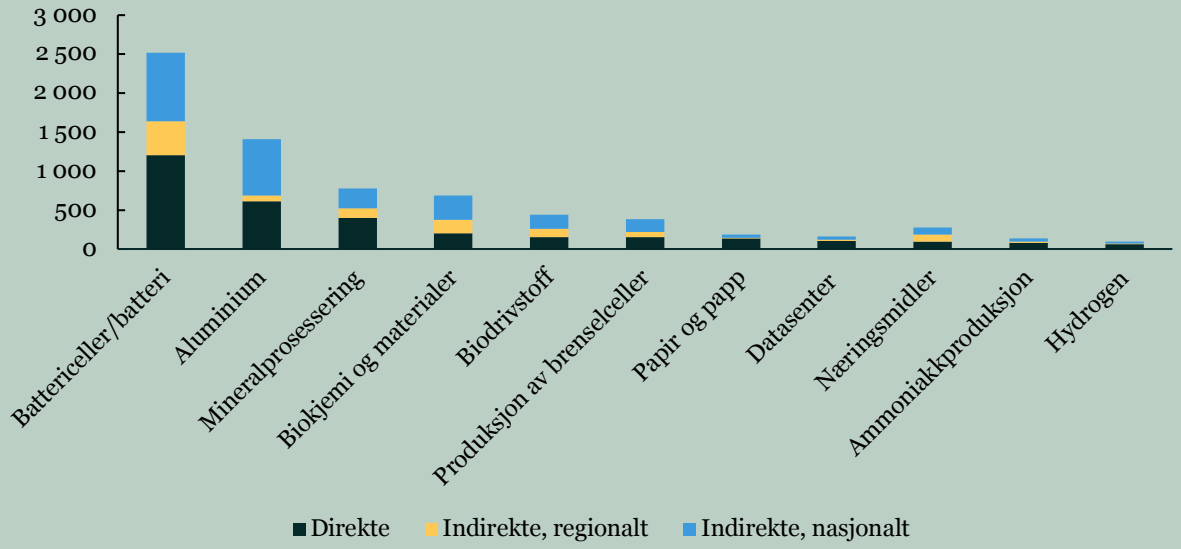
I neste kapittel gjør vi en nærmere vurdering av potensialet for ulike energi- og varmeproduksjonskilder i Gardermoregionen og hvordan dette kan bidra til å avlaste avhengighet av sentralisert infrastruktur og eventuelt frigjøre nett- og energiproduksjon til nye formål.

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.[21] 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

[21] *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.*

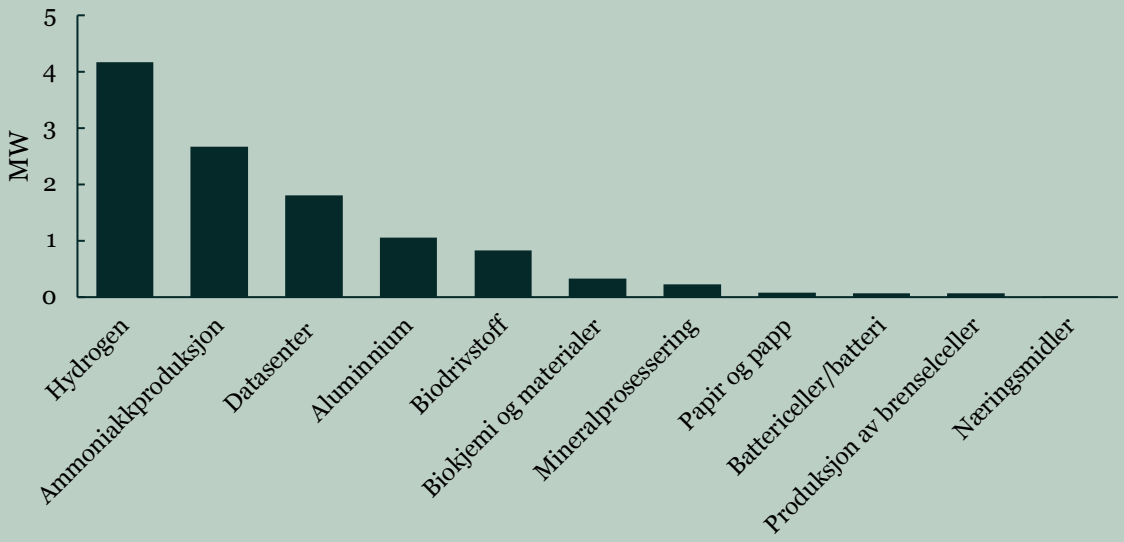
næringene, som trenger stor skala for å kunne konkurrere globalt. Dette gjelder blant annet battericelleproduksjon og aluminium, som begge typisk krever mellom 500 til 1 000 ansatte for å være konkurransedyktig internasjonalt. I den andre enden av skalaen finner vi næringer som er kraft- og kapitalintensive, 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 tredel 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 Gardermoregionen. 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 7,3 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 0,3 TWh, noe som vil dekke 40 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 Gardermoregionen, 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:

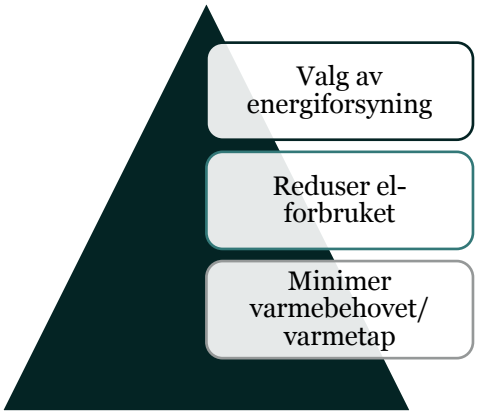
- **Teknologiens relevans for kommuneregionen:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og fremtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk 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

Figur 4-1: Kyotopyramiden forenklet



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

Når energiplaner og energiløsninger skal utarbeides bør man først se på potensialet for å redusere behovet for energi, før en vurderer energiforsyning og behovet for ny energiproduksjon. Dette følger prinsippet i «Kyotopyramiden» (se figur), som beskriver en metodisk riktig rekkefølgetilnærming til energiløsninger, og har mye til felles med den mer kjente UFF-pyramiden. Energieffektivisering er derfor en hjørnestein i alle energiplaner. Energieffektivisering (Enøk) er et av de mest strategisk viktige virkemidlene for fylkeskommunen. Enøk reduserer energibehovet og styrker forsyningssikkerhet og beredskap. Tiltakene kan gjennomføres lokalt, gir bred nytte for både husholdninger og næringsliv, og bidrar til å sikre folks deltakelse i energiomstillingen. Samtidig er Enøk i stor grad konfliktfritt sammenlignet med ny energiproduksjon, noe som gjør det til et sentralt og robust grep i regional energiplanlegging.

I dette kapittelet ser vi på potensial for å redusere behovet for energi i bygg. 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 potensiale i Gardermoregionen

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

Tabell 4-1: Status og potensiale for energieffektiviseringstiltak i Gardermoregionen

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	140 GWh/år ~70 MW[22]	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle

I hovedsak har energieffektiviseringstiltak potensiale til å redusere energibruken i bygg for å frigjøre elektrisitet til andre formål. Tabellen over oppsummerer potensialet innen energieffektivisering i Gardermoregionen. Bygningsmassen er dominert av boliger, der om lag 60 prosent av arealet er boligbygg (småhus og boligblokker), og en betydelig andel av disse er eldre enn 1990. Eldre bygg har

[22] 90 GWh/50 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.

gjennomgående størst potensial for energieffektivisering. Det største tekniske potensialet for enøk og frigjort elektrisitet ligger hos husholdninger (57 prosent av strømforbruket) og service-næringen (20 prosent), der det høye service-forbruket gjenspeiler den omfangsrike næringsaktiviteten rundt Oslo lufthavn Gardermoen. Potensialet er også betydelig i private næringsbygg. Offentlige bygg utgjør en mindre andel av bygningsmassen og har et mer begrenset potensial. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til om lag 135 GWh i Gardermoregionen.

- **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 60 GWh. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet fjerner det effektivt «toppen» på strømforbruket i pressede perioder.
- **Private næringsbygg, betydelig potensial for å redusere behov for både varme og strøm:** I private næringsbygg ligger potensialet for frigjort elektrisitet i størrelsesorden 70 GWh. Det utløses av små og store tiltak 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 10 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 kommunene 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

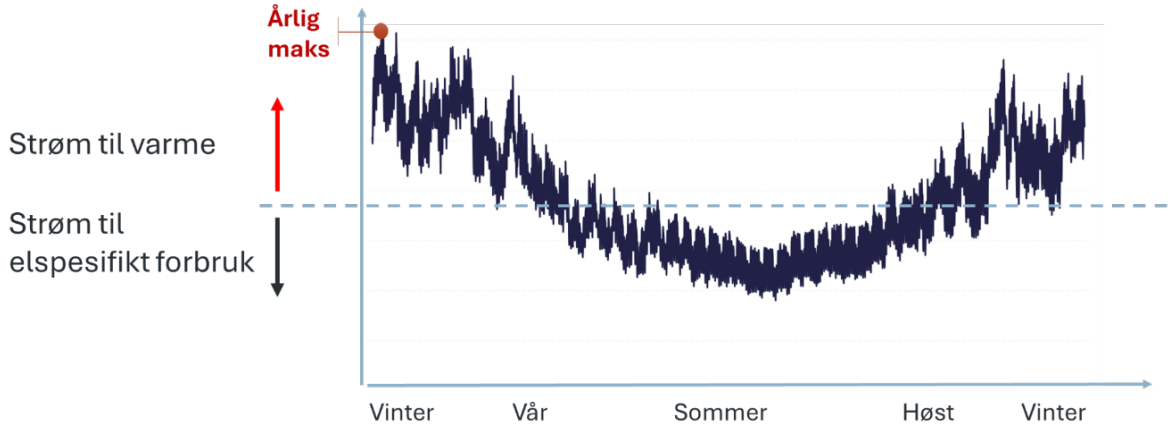
For å beregne potensialet for fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning har vi tatt utgangspunkt i offentlig tilgjengelig kunnskapsgrunnlag (Elhub, fjernkontrollen.no, matrikkelen,

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.

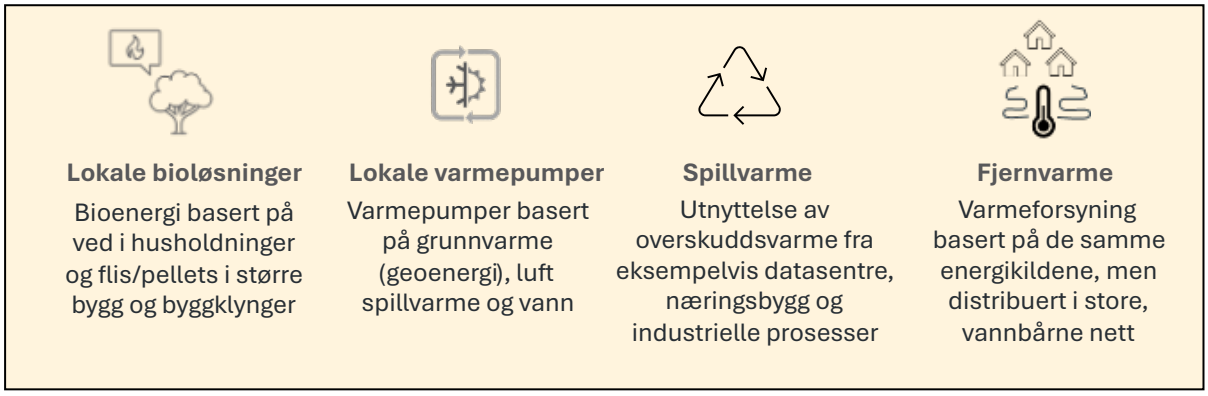
4.2.1 Energiløsningens relevans og rolle

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 Gardermoregionen 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 elkjeler 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 Gardermoregionen



4.2.2 Status og potensiale i Gardermoregionen

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

Tabell 4-2: Status og potensiale for fjernvarme i Gardermoregionen4

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	310 GWh/år 135 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst

Energibruken i Gardermoregionen består i all hovedsak av vanlig energibruk i husholdninger og næringsbygg. For disse bygningstypene utgjør varme normalt en majoritet av energibehovet. Analysen viser at det samlede potensialet for å frigjøre strøm i Gardermoregionen er i størrelsesorden 309 GWh per år, tilsvarende rundt 20 prosent av dagens samlede strømforbruk. Videre kan om lag 135 MW effektkapasitet frigjøres, tilsvarende 38 prosent av dagens høyeste effekttopp i strømnettet på 359 MW. 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 150 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 65 MW.

- **Næringsbyggene – fra individuell belastning til felles løsning:** I næringsbyggene, inkludert store boligbygg, ligger potensialet i størrelsesorden 145 GWh og forutsetter at eksisterende bygg i større grad går over fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger. Det tilhørende effektpotensialet er 60 MW.

- **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 15 GWh og 10 MW effekt. Nybygg representerer et viktig, langsiktig bidrag: når varmebehovet i nye bygg dekkes av fjernvarme, reduseres presset på strømnettet ytterligere i tiår fremover.

Gardermoen har allerede etablert fjernvarmeinfrastruktur med leveranser på 155 GWh per år. Å realisere det tekniske potensialet for større bygg vil innebære mer enn en dobling fra dagens nivå knyttet til transformasjon, i tillegg til vekst innen nybygg. Dette er ambisiøst, men gjennomførbart over en mellomlang tidshorisont dersom rammebetingelsene legges til rette.

4.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Analysen viser at fjernvarme og andre termiske energiløsninger kan gi et vesentlig bidrag til å styrke energibalansen i Gardermoregionen. 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. 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.
- **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.

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 – anslått til rundt 330 GWh. 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 potensiale i Gardermoregionen

Tabell 4-3: Status og potensiale for vannkraft i Gardermoregionen

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vannkraft	Strømproduksjon	50 GWh	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	5-15 år	Begrenset ressurs-grunnlag	Lite, men realistisk bidrag

Gardermoregionen har i dag to registrerte vannkraftverk av betydning i NVEs database, begge lokalisert i Nes kommune: Funnefoss kraftverk og Rånåsfoss kraftverk. Begge er elvekraftverk i Glommavassdraget og eies av Akershus Energi. Det er oppgradering av disse to kraftverkene som utgjør det samlede potensialet for økt vannkraftproduksjon i regionen. Det er flere småkraftverk i regionen, men disse er ikke tatt med på grunn av størrelsen.

- Funnefoss kraftverk ble satt i drift i 1975 og har to rørturbiner med samlet installert effekt på 40 MW og en midlere årsproduksjon på 200 GWh. Rånåsfoss kraftverk ble satt i drift i 1983 og har en installert effekt på 128 MW og en midlere årsproduksjon på 572 GWh. Siden Funnefoss er det eldste kraftverket i Glomma, kan det forventes at dette oppgraderes først. Hos NVE er det allerede registrert en konsesjonssak knyttet til økt slukeevne, noe som betyr at oppgradering allerede er under planlegging (økt produksjon på 23 GWh). Det er i tillegg registrert en konsesjonssak i Nes for løpehjulsbytte tilsvarende 10 GWh økt produksjonsevne, men det er ikke tilknyttet et spesifikt kraftverk. Det antas at dette er knyttet til oppgradering av Funnefoss, men det er ikke med i forventet økt energiproduksjon.
- Rånåsfoss består av Rånåsfoss 1 (damanlegg), Rånåsfoss 2 (kraftverk fra 1983) og Rånåsfoss 3 (kraftverk fra 2016). Til sammen produserer Rånåsfoss 2 og 3 572 GWh/år. Det antas at Rånåsfoss 2 vil oppgraderes på grunn av teknisk levealder i løpet av de neste 10–15 årene, og at økt produksjon vil være i størrelsesorden 20–30 GWh (basert på anslått midlere årsproduksjon på om lag 30–40 prosent av totalen og en 12 prosent økt produksjonsevne etter oppgradering).

Et realistisk samlet produksjonspotensial fra oppgradering av de to kraftverkene er anslått til 50 GWh/år, tilsvarende strømforbruket til rundt 3000 husstander.

Figur 4-3: Rånåsfoss kraftverk. ***Kilde: Akershus Energi***

4.3.2 Økonomi og gjennomførbarhet

En opprusting av Funnefoss og Rånåsfoss vil naturlig følge kraftverkenes 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. Tiltakene er teknisk godt dokumentert gjennom tilsvarende prosjekter i norske elvekraftverk, og det faktum at konsesjonsprosesser allerede er innledet styrker gjennomførbarheten. Bidraget til regionens samlede energiproduksjon vil likevel være i størrelsesorden 50 GWh/år og dermed begrenset i regional sammenheng.

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.23. 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 er også avhengig av nettilknytning for å kunne realiseres.

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

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

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.

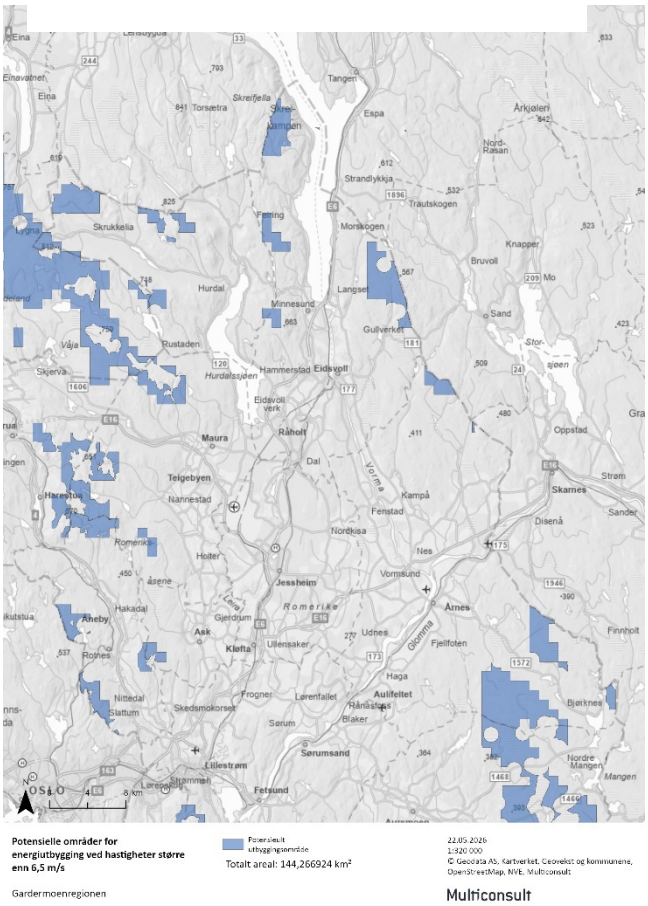
4.4.2 Status og potensiale i Gardermoregionen 4

Tabell 4-4: Status og potensiale for vindkraft i Gardermoregionen

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Vindkraft	Strøm-produksjon	2200 GWh	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensiale om barrierene blir løst

GIS-analysene identifiserer et aktuelt areal på 144 km² med vindhastigheter over 6,5 m/s i Gardermoregionen, hvorav om lag 8 km² har vindhastigheter over 7 m/s. Det tekniske potensialet er beregnet til 2 200 GWh/år ved full utbygging av disse arealene. Dette tilsvarer 182 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. (Merk at dette er en grov analyse og at blant annet hytteområder ikke er inkludert i kartgrunnlaget, se metode).

Figur 4-4: Områder med teknisk potensial for vindkraft (vindhastighet> 6,5 m/s)



Områder som utpeker seg er området vest for Mangen og vest for Hurdalssjøen, som er vindmessig interessante. Gardermoregionen ligger også i nærheten av Innlandet, hvor det allerede finnes vindkraft i drift, noe som underbygger realismen i de aktuelle områdene. En praktisk fordel er også at regionen ligger relativt nær Sverige, noe som forenkler frakt av store turbindeler – som typisk må transporteres gjennom Sverige på grunn av for lave bruer og tunneler i Norge.

Det er per nå ikke kjente konkrete prosjekter under planlegging i regionen, men det står 140 MW i nett-kø ved Minne trafo, som sannsynligvis er knyttet til en mulig utvidelse av Odal kraftverk i Innlandet (dette er ikke bekreftet).

4.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Vindressursene i Gardermoregionen, særlig i de 8 km² med vindhastigheter over 7 m/s, gir et grunnlag for lønnsomme vindkraftprosjekter teoretisk sett. Dette området ligger helt vest i bildet og er ved Lygna, hvor det både er hytte- og turområder, som reduserer gjennomførbarheten betraktelig. Vindkraftutbygging er også et svært omdiskutert tema i Norge i dag, og 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 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. 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, 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.

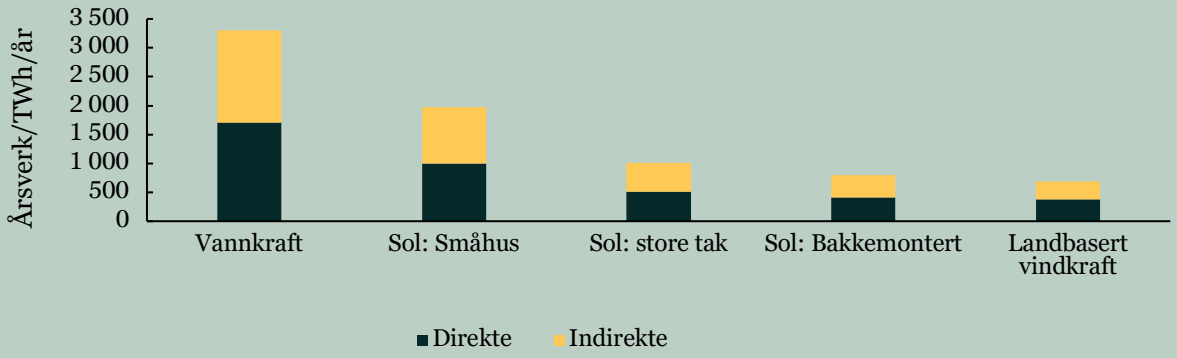
Lokale ringvirkninger av kraftproduksjon

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.

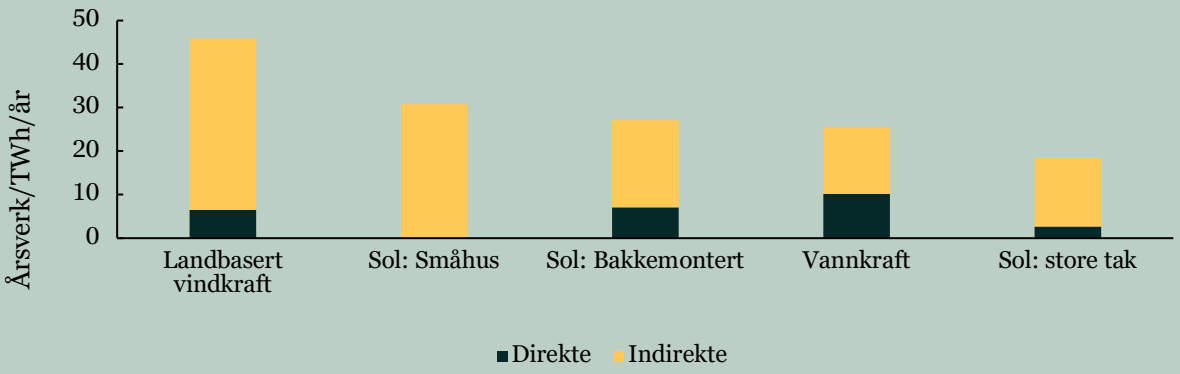
Figur 4-5: Nasjonale ringvirkninger av utbygging av kraftproduksjon. *Kilde: Menon Economics*



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.[24] Anlegget eies av Akershus Energi Vind (33,4 %), Cloudberry (33,4 %) og KLP (33,2 %)[25]. Konsesjon ble gitt av NVE i 2014 og idriftsatt september 2022.[26]

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.[27]

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.[28] **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.[29]

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.

---

[24] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[25] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[26] https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=228&type=A-1
[27] https://odalvind.no/om-odal-vindkraftverk/
[28] https://odalvind.no/fakta-om-vindkraftverket/
[29] 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 vanskelig 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 Gardermoregionen

Tabell 4-5: Status og potensiale for solkraft i Gardermoregionen.

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial*	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Stort teknisk potensial. 35 GWh i konsesjonsprosess. Om lag 700 GWh i kø	Store arealer kreves	5-10 år	Lokal og kommunal motstand, nettsituasjon, lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses om barrierene blir løst

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

Dagens status og uforløst potensiale

Gardermoregionen er preget av store åpne jordbruksarealer, flyplassinfrastruktur og betydelig næringsvirksomhet knyttet til Oslo lufthavn. 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 mange prosjekter står i nettkø. Det er totalt 700 MW i nett-kø (tilsvarer 600–700 GWh/år), og det foreligger ett konsesjonssøkt anlegg i Ullensaker kommune på 35 GWh og 420 dekar. Aktiviteten er dermed høy i Gardermoregionen.

Økonomi og gjennomførbarhet

Realisering av solkraftpotensialet i Gardermoregionen avhenger i stor grad av lønnsomhet, arealtilgang, lokal aksept og kommunal tilrettelegging. Ullensaker har store sammenhengende arealer, særlig knyttet til landbruksmark i tilknytning til flyplasskorridoren, noe som i utgangspunktet gir et betydelig potensial for bakkemontert solkraft. Samtidig medfører nærhet til Oslo lufthavn særskilte begrensninger knyttet til flysikkerhet, refleksjon og høydebegrensninger, som må avklares tidlig i planprosessen.

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.

Antall prosjekter i kø tilsier en stor interesse i disse områdene, men realiseringen avhenger av faktorene nevnt over. For å utløse et betydelig potensial, må kommunene i Gardermoregionen gi tydelige føringer i arealplanene og bidra til forutsigbarhet for utbyggere, mens de største barrierene rundt lønnsomhet må løses på nasjonalt nivå.

4.5.3 Sol på grå arealer i Gardermoregionen

Dagens status og uforløste potensial

Tabell 4-6: Status og potensiale for sol på grå arealer i Gardermoregionen.4

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Tids-horisont	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på grå arealer	Strømproduksjon	270 GWh	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensiale med god lønnsomhet

Basert på Hafslund Rådgivnings solscreening er det tekniske potensialet for sol på grå arealer i Gardermoregionen anslått til om lag 286 MWp, som tilsvarer rundt 0,27 TWh per år. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Ullensaker og Eidsvoll står for en stor andel av potensialet, blant annet knyttet til næringsarealer, masseuttak og transportinfrastruktur.

Økonomi og gjennomførbarhet

Selv om Gardermoregionen har relativt store sammenhengende grå arealer, er det fortsatt betydelige barrierer knyttet til lønnsomhet og risiko. Mange arealer er knyttet til transportinfrastruktur, hovedsakelig på flyplass, og næringsområder, som innebærer tekniske krav, sikkerhetssoner og utfordringer knyttet til nettilknytning.

Det estimeres at rundt 35 prosent av potensialet har en LCOE under 1 NOK/kWh, men dette representerer ikke et direkte utbyggbart volum. I praksis vil kun en begrenset del av dette være økonomisk attraktivt i dagens marked. Realisering forutsetter derfor gode lokaliteter, nettilgang og i mange tilfeller aktiv tilrettelegging.

4.5.4 Sol på tak i Gardermoregionen

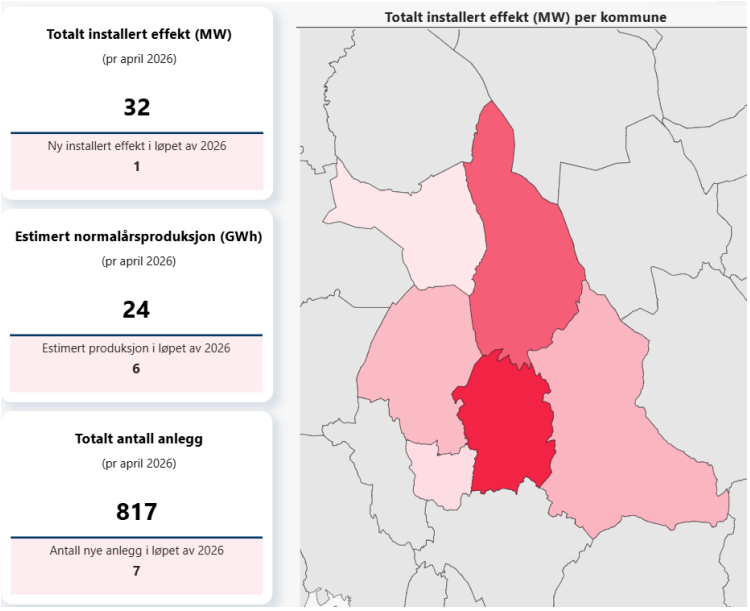
Dagens status og uforløste potensial

Tabell 44-7: Status og potensiale for sol på tak i Gardermoregionen.

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/ natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Sol på tak	Strømproduksjon	3700 GWh	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses

Basert på Hafslund Rådgivnings screening av solkraft på gråareal og tak er det tekniske potensialet for takmontert sol i Gardermoregionen anslått til om lag 4,4 GWp, som tilsvarer rundt 3,7 TWh per år. En betydelig andel av potensialet er knyttet til Ullensaker og Eidsvoll, særlig innen nærings- og logistikkbygg.

Figur 4-8: Antall nye anlegg per effektgruppering på Gardermoregionen4

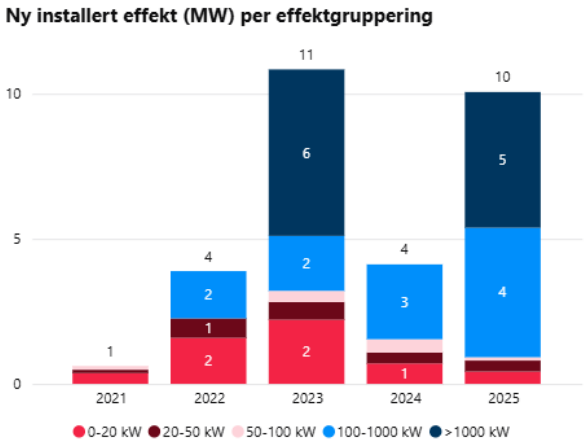


Rundt 60 prosent av det samlede potensialet for tak vurderes å ha en LCOE på under 1 kr/kWh ifølge Hafslund Rådgivnings analyse, og kan dermed være aktuelt for utbygging på relativt kort sikt, særlig på nærings- og offentlige bygg. Men med dagens rammebetingelser kan det teknisk økonomiske potensialet være enda lavere enn 60 prosent. 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.

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

Figur 4-9: Utbygd solkraft på Gardermoregionen. Kilde: NVE Kilde: NVEØkonomi og gjennomførbarhet4



utsetter eller avstår fra investeringer. Ny installert solcellekapasitet ble nær halvert i 2024 sammenlignet med 2023, og i 2025 ble det installert 25 prosent mindre enn i 2024 på landsbasis30. 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.

4.6.2 Dagens status og uforløste potensiale

Tabell 4-8: Status og potensiale for biogass i Gardermoregionen

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Biogass	Avlaster strømnettet	48 GWh/år (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 Gardermoregionen er det realistiske potensialet beregnet til om lag 48 GWh, som utgjør rundt 3 prosent av transportsektorens oljeforbruk i regionen på 1700 GWh.

Råstoffgrunnlaget i Gardermoregionen er dominert av landbruksbaserte ressurser – halm utgjør alene 62 GWh av det teoretiske potensialet, noe som gjenspeiler det store jordbruksarealet i Nes, Nannestad og Eidsvoll. Husdyrgjødsel bidrar med ytterligere 21 GWh. Det totale teoretiske potensialet er 110 GWh.

---

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

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.

Det store halmpotensialet knytter seg til regionens omfangsrike kornproduksjon og gjør Gardermoregionen til en av de regionene i Akershus med størst landbruksbasert biogassgrunnlag. Realisering forutsetter innsamlingslogistikk og samarbeid med bønder om innlevering av halm og gjødsel.

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	1 700	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	4 589	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 Gardermoregionen.

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 potensiale

Tabell 4-10: Status og potensiale for kjernekraft i Gardermoregionen

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 tilgjengelige teknologier 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. Utredningen NOU 2026:4 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 Gardermoregionen, 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 7 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 svært stort teknisk potensial, særlig på eksisterende bygg, og gjennom den høye aktiviteten på bakkemontert, men utviklingen er sårbar for endringer i kraftpris, nettkapasitet og støtteregimer. Vindkraft har et betydelig teknisk potensial 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 i Gardermoregionen

Teknologi	Type bidrag	Teknisk potensial	Inngrep i areal/natur	Når kan potensialet realiseres?	Barrierer	Samlet vurdering
Enøk	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	140 GWh/år 70 MW	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	310 GWh/år 140 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Vannkraft	Strømproduksjon	50 GWh	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	5-15 år	Begrenset ressurs-grunnlag	Lite, men realistisk bidrag
Vindkraft	Strøm-produksjon	2200 GWh	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Solenergi	Strømproduksjon	4700 GWh/år	Storskala har store inngrep	1-15 år	Lønnsomhet, arealtilgang og nettsituasjon	Betydelig potensiale
Biogass	Avlaster strømnettet	48 GWh/år (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 0,3 TWh frem mot 2040. 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. **Feil! Fant ikke referansekilden.**

4.9 Forbrukerfleksibilitet

Tabell 4-12: Status og potensiale for fleksibilitet i Gardermoregionen

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 Gardermoenregionen. 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 Gardermoenregionen. Det tekniske potensialet for er enorm, 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 potensiale

Selv om teknologien i stor grad er tilgjengelig, er bruken av forbruksfleksibilitet hos sluttbrukere fortsatt svært begrenset i Gardermoregionen, 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 Gardermoregionen er fleksibilitetspotensialet anslått til opp mot 7 prosent av topplasten, jf. omtale i kapittel om effektbehov.[31] Realiseres dette potensialet, vil det i praksis kunne dekke veksten i alminnelig forbruk 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

[31] 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.

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.

5 Veivalg og anbefalinger

Gardermoregionen har den sterkeste lokale kraftbalansen i Akershus, men er fortsatt avhengig av import. Videre kan forbruket 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. Med bakgrunn i dette står kommunene i Gardermoregionen overfor to sentrale veivalg: 1) hvor ambisiøs satsingen på lokal energiproduksjon skal være, og 2) hvilke næringsetableringer kommunene ønsker å tiltrekke seg, og på hvilke vilkår. Det første handler om å avklare om regionen skal nøye seg med dagens produksjonsnivå, eller om kommunene aktivt skal legge til rette for økt lokal produksjon gjennom arealplanlegging, informasjonstiltak og eventuelt egne støtteordninger. Det andre handler om kommunenes aktive valg av hvilken næringsaktivitet de skal tilrettelegge for. Jo mer kraftintensivt forbruk det legges til rette for, desto strammere blir kraftbalansen og nettkapasiteten, og desto større blir behovet for å sikre utvikling av lokale energiløsninger.

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

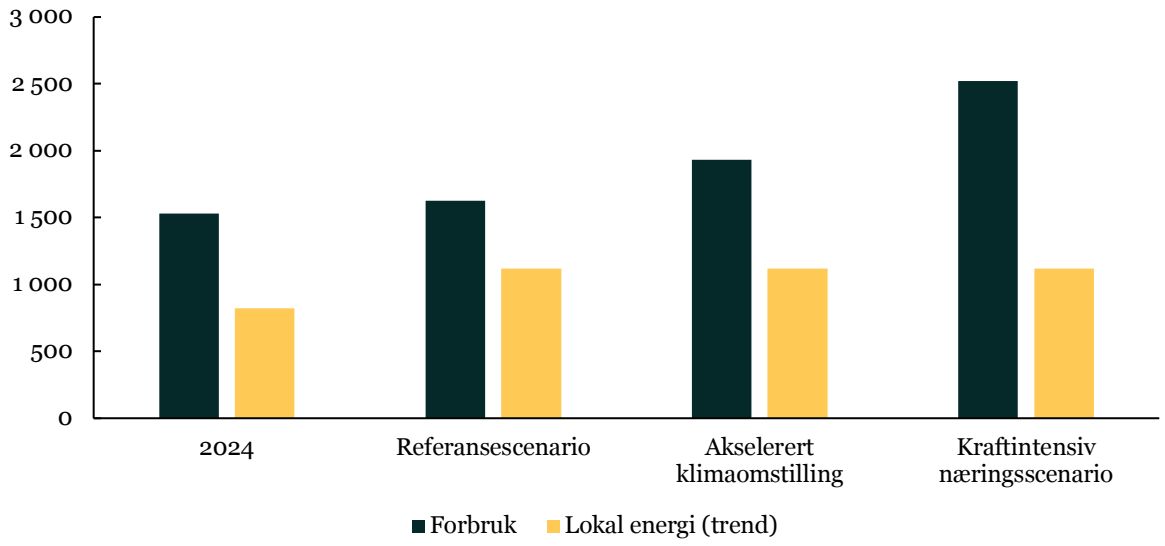
5.1.1 Utgangspunktet – en region med et vedvarende kraftunderskudd uten nye tiltak

Gardermoregionen har den sterkeste lokale kraftbalansen blant delregionene i Akershus. Lokal produksjon dekker om lag 54 prosent av regionens strømforbruk, i all hovedsak gjennom vannkraft fra Rånåsfoss. Regionen er likevel en betydelig nettoimportør av energi, med et samlet energiunderskudd på om lag 3,0 TWh, drevet av et høyt fossilt energibruk i transportsektoren. Kraftunderskuddet er på 0,7 TWh. Nettkapasiteten i transmisjons- og regionalnettet er allerede presset. Forbrukssøknadene domineres av planlagte datasentre, mens produksjonskøen i hovedsak består av solkraft. Knapphet på tilgjengelig nettkapasitet begrenser handlingsrommet både for ny industri, for tilknytning av ny lokal produksjon og for gjennomføring av kraftkrevende klimatiltak. Et vedvarende underskudd av denne størrelsesorden innebærer også at regionens langsiktige energisikkerhet vil avhenge av import fra omliggende områder.

Statnett planlegger betydelige nettforsterkninger i området gjennom sin områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold, i flere trinn frem mot 2040. Blant tiltakene er ny Skyberg stasjon, som er under bygging og ventes idriftsatt i 2027. Disse tiltakene vil etter hvert lette presset og åpne for ny tilknytning av både forbruk og produksjon. Den videre forbruksveksten avhenger imidlertid sterkt av hvilke valg som tas på næringssiden. I et referansescenario med kun vedtatt politikk øker forbruket bare marginalt mot 2040, med om lag 100 GWh. I et scenario med akselerert klimaomstilling i tråd med nasjonale klimamål øker kraftbehovet med om lag 300 GWh, eller 25 prosent, drevet i hovedsak av elektrifisering av transport. Realiseres i tillegg den reserverte kapasiteten hos Statnett, vil samlet kraftbehov i 2040 ligge på om lag 2 520 GWh, tilsvarende en vekst på om lag 65 prosent fra dagens nivå. Reservasjons- og kapasitetskøen domineres av datasenterprosjekter ved Minne. Realiseres også prosjektene i kapasitetskøen, kan kraftforbruket i regionen øke med om lag 140 prosent frem mot 2040.

Kartleggingen av lokale energiløsninger viser et betydelig samlet teknisk potensial tilsvarende om lag 7 TWh, fordelt på energieffektivisering, fjernvarme og termiske løsninger, solkraft, vindkraft, vannkraft og biogass. Potensialet overstiger forbruket i alle våre scenarioer, og er særlig stort innen solkraft på tak og vindkraft. Som dokumentert i forrige kapittel er det imidlertid et betydelig gap mellom teknisk potensial og dagens utviklingstrend. Med dagens rammebetingelser vil bare en mindre del av potensialet realiseres (om lag 0,3 TWh) frem mot 2040, og regionen vil derfor fortsatt være avhengig av kraftimport uten nye energipolitiske tiltak fra både kommunene og fra nasjonalt hold. 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.[32]



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.[33] Den underliggende trenden knyttet til realisering av lokale energiløsninger i Gardermoregionen står i sterk kontrast til dette.

5.1.2 To veivalg peker seg ut for kommunene i Gardermoregionen

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 Gardermoregionen 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

[32] 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).
[33] 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 tett bygde 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, men møter betydelig lokal motstand.

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 i nærheten av lokal produksjon, 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 i tillegg identifisert åtte konkrete anbefalinger for det videre arbeidet med energiomstillingen i Gardermoregionen. 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 energiundersuddet	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 energiundersuddet	Begrensede inngrep, kan tilpasses skånsomt	Kan realiseres på mellomlang sikt (5-10 år)	Noen barrierer, men håndterbare	Bør jobbes videre med, barrierer kan løses på regionalt nivå
Gul	Lite bidrag med nettavlastning eller kraftproduksjon	Begrenset teknisk potensial	Moderate inngrep i areal/natur	Lengre tidshorisont før realisering (10-15 år)	Vesentlige barrierer (lønnsomhet, regelverk e.l.)	Krever nøkkelavklaringer/veivalg, barrierer krever nasjonale tiltak
Rød	Ingen bidrag	Lite eller ingen reelt potensial	Store/omfattende inngrep i areal/natur	Svært lang tidshorisont – ikke aktuelt på kort/mellomlang sikt (15+ år)	Store barrierer som hindrer realisering	Ikke aktuell/sentral for videre regional energiplan

Tabell 6-2: Samlet potensiale 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	140 GWh/år 70 MW	Nei	1-25 år	Mange mindre barrierer, men stor påvirkning	Sentral rolle
Fjernvarme / termiske løsninger	Avlaster strømnettet og styrker energi-balansen	310 GWh/år 140 MW	Nei	1-15 år	Lønnsomhet og ramme-betingelser	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Vannkraft	Strømproduksjon	50 GWh	Oppgradering gjøres på eksisterende areal	5-15 år	Begrenset ressurs-grunnlag	Lite, men realistisk bidrag
Vindkraft	Strøm-produksjon	2200 GWh	Store plan-arealer	7-15 år	Lokal og kommunal motstand	Betydelig potensiale om barrierene blir løst
Storskala solkraft	Strømproduksjon	Stort teknisk potensial. 35 GWh i konsesjonsprosess ca 700 GWh 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	270 GWh	Lite naturinngrep	5-10 år	Lønnsomhet	Begrenset potensiale med god lønnsomhet
Sol på tak	Strømproduksjon	3700 GWh	Nei	1-15 år	Lønnsomhet	Betydelig potensiale som kan forløses
Biogass	Avlaster strømnettet	48 GWh/år (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

6.1.2 Metode for beregning av potensiale 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 småkraft-potensialet 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 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 vindkraft-prosess. Det er dette nivået vi har benyttet i denne analysen, hvor det omtales et «teknisk potensial».

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

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

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

7. Er grunneier positiv

8. Er kommunen positiv og forventes lokal motstand

Listen er ikke uttømmende, men gir kun et overordnet bilde over faktorene som må tas med i vurderingen av et aktuelt areal for vindkraft. Ved å inkludere punkt 1–3 får man et teknisk og overordnet bilde over de vindressursene som er tilgjengelige i 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 frakt-logistikken er en begrensende faktor for gjennomførbarhet. Norges standard mål på broer og tunneler er for lave for den størrelsen på turbiner man ser for seg om 10–15 år. I mange tilfeller vil det derfor være nødvendig å frakte de største delene gjennom Sverige.

Arealbruk og energiberegning for landbasert vindkraft i 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 potensiale 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 potensiale 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
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 kun er 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 støy-belastning, 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[34]. Det er imidlertid viktig å påpeke at det per i dag ikke er tatt 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.

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

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 á 1,0 MW	20 MW	5 MW	om lag 25 MW
Basis	40 biler á 1,2 MW	48 MW	5 MW	om lag 53 MW
Høyt	50 biler á 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
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 Sverige–Tyrkia (Queen of the Road-turen, 2024).	Scania Group: "Sweden to Turkey: top insights from a 4,500 km BEV road trip". https://www.scania.com/group/en/home/electrification/e-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 flerårige 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

Menon Economics

Multiconsult

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no