Menon Economics

Multiconsult

RAPPORT

# Energisituasjonen i Akershus

## Rapport for Akershus fylkeskommune



Foto: Bingfoss Kraftverk/Akershus Energi

Menon-publikasjon Nr. 85

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 ser de fem kommuneregionene i sammenheng og beskriver energi- og kraftsituasjonen i Akershus samlet.

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 Śpiewanowski (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.**

# 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 Akershus** 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** 21
3.1 Oppbygging av scenarioene 21
3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer 25
3.3 Oppsummering 26

**4 Potensial for lokal produksjon, energifrigjøring og fleksibilitet** 29
4.1 Energieffektivisering 30
4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning 33
4.3 Vannkraft 37
4.4 Vindkraft 38
4.6 Solkraft 42
4.7 Biogass 46
4.8 Kjernekraft 47
4.9 Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender 49
4.10 Forbrukerfleksibilitet 51

**5 Oppsummering og anbefalinger** 53
5.1 Utgangspunktet 53
5.2 Sentrale veivalg 55
5.3 Anbefalinger for det videre arbeidet 55

**6 Vedlegg:** 58
6.1 Sammenstilling av potensialer for ny kraftproduksjon 58
6.2 Metode for beregning av potensiale for kraftproduksjon 59
6.3 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub 63

# 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:<br>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.<br>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

**Akershus har et betydelig kraft- og energiunderskudd. Fylket bruker langt mer energi enn det produserer lokalt, og lokal strømproduksjon dekker bare om lag 13 prosent av strømforbruket. På kort sikt er den største utfordringen begrenset nettkapasitet. Flere større etableringer står i dag i kø for nettilknytning, særlig i Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen, mens planlagte nettforsterkninger først ventes å være på plass fra rundt 2030. På lengre sikt er hovedutfordringen at dagens utbygging av lokale energiløsninger går for sakte til å redusere fylkets importavhengighet vesentlig. Om man derimot lykkes med å redusere barrierene for energieffektivisering, fjernvarme, solenergi, vindkraft og andre lokale løsninger, kan Akershus' energibalanse styrkes betydelig. Energitilgang og nettkapasitet er viktige premisser for videre næringsutvikling, klimaomstilling, arealplanlegging og beredskap.**

I denne rapporten presenterer Menon og Multiconsult sine analyser av energiforsyningen i Akershus fylke. Vi redegjør for dagens energi- og kraftsituasjon samt status for nettkapasitet og utbygging. Deretter presenterer vi en scenarioanalyse av fremtidig kraftforbruk med utgangspunkt i ulike forutsetninger for klimaomstilling og næringsutvikling. Vi vurderer også fylkets tekniske potensial for lokale energiløsninger sett opp mot dagens investeringstrender, og hvilke barrierer som må løses for å redusere importavhengigheten. Avslutningsvis presenterer vi seks konkrete anbefalinger rettet mot fylkeskommunens videre arbeid på energifeltet.

**Et fylke med betydelig kraft- og energiunderskudd og begrenset nettkapasitet.**

Akershus er landets mest folkerike fylke, med om lag 763 000 innbyggere fordelt på 21 kommuner og fem kommuneregioner. Næringslivet er sammensatt, fra kunnskaps- og kapitalintensive næringer i Asker og Bærum, til transport og logistikk i Gardermoregionen og industri og handel i Nedre Romerike, men felles for alle er et begrenset innslag av kraftintensiv virksomhet i dag. Den samlede energibruken var i 2024 om lag 17,2 TWh, mens lokal produksjon utgjorde om lag 2,6 TWh. Fylket dekker med andre ord bare 15 prosent av eget energibehov. På kraftsiden er bildet enda tydeligere: Kraftunderskuddet er om lag åtte ganger større enn den lokale produksjonen. Fylket er dermed helt avhengig av tilførsel gjennom transmisjons- og regionalnettet, som per i dag er en flaskehals i begge retninger: Det begrenser både hvor mye nytt forbruk som kan kobles til og, i enkelte områder, hvor raskt ny lokal produksjon kan realiseres. På forbrukssiden venter om lag 1 630 MW på nettilknytning, hvorav om lag 462 MW har fått reservert kapasitet hos Statnett. Til sammenligning er dagens effekttopp på om lag 2 100 MW. Det er effekttoppen, ikke det samlede energiforbruket, som avgjør hvor mye kapasitet nettet må dimensjoneres for.

Presset er sterkt konsentrert til Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen, mens Asker og Bærum har en mindre kø knyttet til ett industriprosjekt, og Hadeland har ingen kø. Også den lokale dekningsgraden varierer mye: Gardermoregionen dekker over halvparten av eget strømforbruk gjennom vannkraft, mens de øvrige regionene dekker fra om lag en femtedel ned til noen få prosent. Planlagte nettforsterkninger gjennom Statnetts områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold ventes ferdigstilt i perioden mellom 2030 og 2040.

**Kraftforbruket kan øke med nærmere 50 prosent frem mot 2040, men veksttakten vil avhenge av klima- og næringspolitiske veivalg.**

Rapporten vurderer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket frem mot 2040. Scenarioene er ikke prognoser, men illustrasjoner av hvordan kraftbehovet kan utvikle seg under ulike veivalg på nasjonalt,

regionalt og lokalt nivå. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og vedtatte klimatiltak, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet med nesten 1 TWh, eller om lag 10 prosent. En stor del av dagens energibruk er fortsatt fossil, særlig innen transportsektoren. Når dette gradvis elektrifiseres, øker belastningen på strømnettet. Den største økningen finner vi imidlertid i scenarioet for kraftintensiv næring, der forbruket øker med ytterligere 3,4 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på om lag 48 prosent, tilsvarende om lag 13,4 TWh i 2040.

Det er per i dag datasentre, som er svært kraftintensive, som dominerer forespørslene om ny nettkapasitet, og presset er konsentrert til Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen. Om og når disse prosjektene blir realisert, vil derfor ha stor påvirkning på den langsiktige utviklingen i kraftforbruket. Økt vekst innen andre næringssegmenter, som logistikk, handel, teknologi, helse og bioøkonomi, 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 på om lag 0,8 TWh eller 22 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet.

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

Vi har identifisert et samlet teknisk potensial på om lag 21 TWh innen lokale energiløsninger, nesten tre ganger mer enn dagens kraftunderskudd og større enn forbruksveksten i alle fremtidsscenarioer. På kort og mellomlang sikt fremstår energieffektivisering, fjernvarme og andre termiske løsninger som særlig viktige fordi de både styrker kraftbalansen og avlaster nettet. Energieffektivisering reduserer kraftforbruket direkte, mens fjernvarme og andre termiske løsninger kan erstatte elektrisk oppvarming i bygg. Vindkraft har det største tekniske potensialet etterfulgt av solkraft, og disse vil være essensielle om man skal lykkes med å redusere fylkets langsiktige importavhengighet.

Utfordringen i dag er at de fleste teknologiene møter økonomiske og kunnskapsmessige barrierer. Unntaket er vindkraft som kan bygges uten støtteordninger, men hvor lokal motstand og arealtilgang begrenser utbyggingstempoet. Disse barrierene vil begrense utviklingen fremover om de ikke håndteres. Selv om det tekniske potensialet er anslått til om lag 21 TWh, tilsier dagens rammebetingelser og utbyggingstakt at lokale energiløsninger bare vil bidra med om lag 0,9 TWh frem mot 2040. Det dekker kun 11 prosent av dagens kraftunderskudd. Uten målrettede energipolitiske tiltak vil fylket med andre ord forbli et betydelig underskuddsområde uavhengig av forbruksscenario.

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

Energitilgang og nettkapasitet setter i praksis klare begrensninger for fylkets utvikling, noe dagens situasjon tydelig illustrerer. Begrenset energitilgang innebærer at ikke all ønsket næringsutvikling kan realiseres samtidig. Kommunene og fylkeskommunen står derfor overfor reelle veivalg, både når det gjelder hvilken rolle lokal energiproduksjon skal ha, og hvilke næringsetableringer de ønsker å legge til rette for og på hvilke vilkår. Prioriteringsbehovet varierer imidlertid mellom regionene: presset er som nevnt størst i Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen. Asker og Bærum og Hadeland har større handlingsrom når det gjelder nye tilknytningssaker i dag, men også disse regionene er avhengige av krafttilførsel fra andre områder.

På kort sikt er det energipolitiske handlingsrommet begrenset, ettersom nye, *større* nettilknytninger vil være avhengige av at de planlagte kapasitetsøkningene kommer på plass. Det viktigste kommunene og fylkeskommunen kan gjøre nå, er å etablere tett dialog med nettselskapene, både for å sikre en

koordinert utvikling og for å identifisere lokale tiltak som kan avlaste nettsituasjonen frem til kapasitetsøkningene er på plass.

På lengre sikt vil planlagte nettinvesteringer gi større kapasitet og gode muligheter for å dekke Akershus' kraftbehov gjennom import fra omkringliggende områder. Energiforsyningen i fylket vil imidlertid fortsatt være sårbar om man ikke lykkes med å redusere energibruk, utnytte mer varme og/eller 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 i Norge som helhet.

**Seks anbefalinger til fylkeskommunens videre arbeid.**

Veivalgene tas av kommunene, men fylkeskommunen har som regional planmyndighet en sentral rolle i å koordinere og støtte opp under energiomstillingen. På tvers av veivalgene gir vi seks anbefalinger for fylkeskommunen som kan understøtte arbeidet, uavhengig av hvilke veivalg kommunene gjør:

1. **Ta en koordinerende rolle og etabler et felles målbilde.** Fylkeskommunen bør samle kommunene om et felles mål for energiutviklingen i Akershus. Målet bør tydeliggjøre hvordan energi skal støtte klimaomstilling, næringsutvikling, arealbruk og beredskap frem mot 2040.

2. **Samordne infrastrukturutviklingen gjennom et regionalt energiforum.** Utvikling av kraft- og varmeinfrastruktur tar lang tid og krever store investeringer. For å sikre en utvikling som understøtter øvrige samfunnsmål, anbefaler vi at fylkeskommunen etablerer et regionalt samarbeidsforum som kobler energi- og nettselskap, fjernvarmeaktører og myndighetsaktører sammen for strategisk dialog om planprosesser, prioriteringer og målkonflikter.

3. **Etabler et felles mål for lokal produksjon.** Fylkeskommunen bør jobbe for å etablere et felles mål for realisering av lokal energi. Målene må følges opp med konkrete planer knyttet til økonomiske insentiver (sol, fjernvarme og energieffektivisering) enten på regionalt eller nasjonalt nivå. For vindkraft bør fylkeskommunen bidra til å avklare om og hvor lokal forankring, arealhensyn og nettkapasitet gjør videre utredning realistisk.

4. **Gjøre det enklere for kommuner og utbyggere å ta i bruk lønnsomme energitiltak.** Fylkeskommunen bør jobbe for å samle og synliggjøre relevante støtteordninger og virkemidler på ett sted. Ved å tilby enhetlig og koordinert veiledning på tvers av kommunene reduseres barrierer knyttet til informasjon, kompetanse og søknadsprosesser.

5. **Bruk regional planlegging til å redusere målkonflikter.** Legg til rette for effektiv lokalisering av ny virksomhet ved å identifisere regionale energiknutepunkt på tvers av kommunegrensene.

6. **Gå foran i egen bygningsmasse.** Følg opp energibruk og lokal energiproduksjon i fylkeskommunens egen infrastruktur gjennom en langsiktig investeringsplan, og del erfaringene med kommuner og næringsliv.

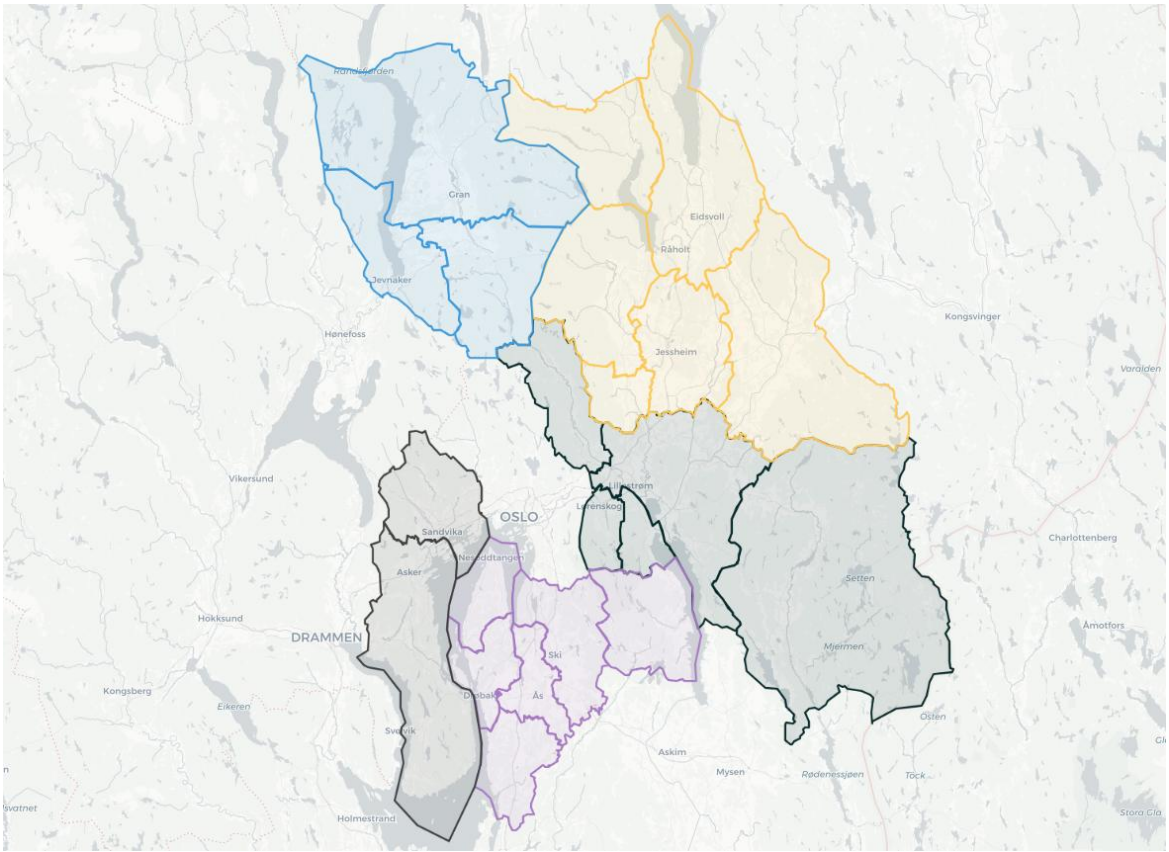
Samlet sett vil disse seks anbefalingene styrke fylket og kommunene i møte med en stadig mer kompleks energisituasjon, der økonomiske, areal-, klima-, nærings- og sikkerhetshensyn må veies opp mot hverandre.

# 1 Regionprofil og utviklingsretning

Akershus er landets mest folkerike fylke, med 763 000 innbyggere fordelt på 21 kommuner.[1] I denne rapporten ser vi fylket gjennom de fem kommuneregionene Asker og Bærum, Follo, Nedre Romerike, Gardermoregionen og Hadeland.[2] Regionene er ulike i størrelse, geografi, næringsstruktur og energibruk, og det er summen av disse forskjellene som former energi- og kraftsituasjonen i fylket. Asker og Bærum er den største regionen med om lag 235 000 innbyggere, tilsvarende 31 prosent av fylket. Nedre Romerike følger med om lag 214 000 (28 prosent) og Follo med om lag 157 000 (21 prosent). Gardermoregionen har om lag 127 000 innbyggere (17 prosent), mens Hadeland er den minste med om lag 30 000 (4 prosent). Til sammen bor det altså nesten åtte av ti akershusinnbyggere i de tre regionene nærmest Oslo.

Befolkningsveksten har vært sterk, men også ujevnt fordelt internt. Siden 2000 har folketallet i fylket økt med over 45 prosent, betydelig raskere enn landet for øvrig. Gardermoregionen har vært blant de raskest voksende områdene i hele landet, med en vekst på over 80 prosent. Nedre Romerike har vokst med over 55 prosent og Follo med om lag 40 prosent. Deretter følger Asker og Bærum med vekst på 34 prosent. Hadeland skiller seg klart ut med lav vekst på om lag 11 prosent. Forskjellene i veksttakt påvirker både forbruksutviklingen og presset på arealer og infrastruktur i den enkelte regionen.

**Figur 1-1: Akershus fylke med de fem kommuneregionene. Kilde: Menon Economics.**

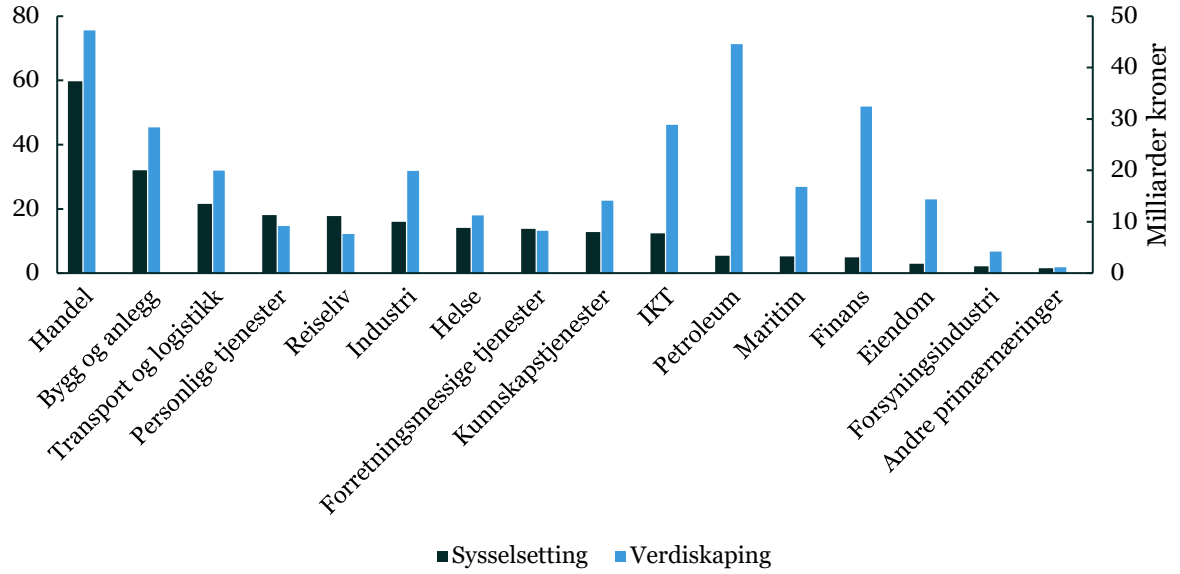



Akershus hadde en samlet verdiskaping på om lag 328 milliarder kroner i 2024, og rundt 259 000 sysselsatte. Næringslivet er konsentrert: Asker og Bærum står alene for om lag 57 prosent av fylkets

[1] Befolkningstall fra SSB (2026). Verdiskaping og sysselsetting fra Menon Economics, basert på regnskapsdata for 2024.
[2] Kommuneregionen Hadeland omfatter Gran, Lunner og Jevnaker. Gran og Lunner ligger administrativt i Innlandet fylke, men inngår i kommuneregionen og i tallene for Akershus samlet i denne rapporten.

verdiskaping, og er med det den største økonomiske regionen. De største næringene i fylket målt i verdiskaping er handel (over 47 milliarder kroner, 14,5 prosent), petroleum (nesten 45 milliarder, 13,5 prosent), finans (om lag 32 milliarder, 10 prosent), IKT (om lag 29 milliarder, 9 prosent) og bygg og anlegg (om lag 28 milliarder, 9 prosent). Målt i sysselsetting er handel størst med nesten 60 000 arbeidsplasser, fulgt av bygg og anlegg og transport og logistikk.

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




Næringsprofilen varierer mellom regionene, og dette er også en viktig forklaring på forskjellene i energibruk. Asker og Bærum har en kunnskaps- og kapitalintensiv struktur, med petroleum (om lag 44 milliarder kroner i verdiskaping), finans (om lag 30 milliarder) og IKT (om lag 26 milliarder), næringer med høy verdiskaping og lavt energibehov per krone. Gardermoregionen er preget av transport og logistikk, som er regionens største næring med om lag 8,7 milliarder kroner i verdiskaping og nesten 10 000 sysselsatte, dominert av aktivitet knyttet til Oslo lufthavn Gardermoen. Follo og Nedre Romerike har en mer arbeidsintensiv og stedbunden profil der handel er størst, supplert med bygg og anlegg og transport og logistikk. Nedre Romerike har i tillegg et innslag av industri. Hadeland har en klar landbruksprofil kombinert med industri, bygg og handel, men en liten samlet økonomi på om lag 5,7 milliarder kroner.

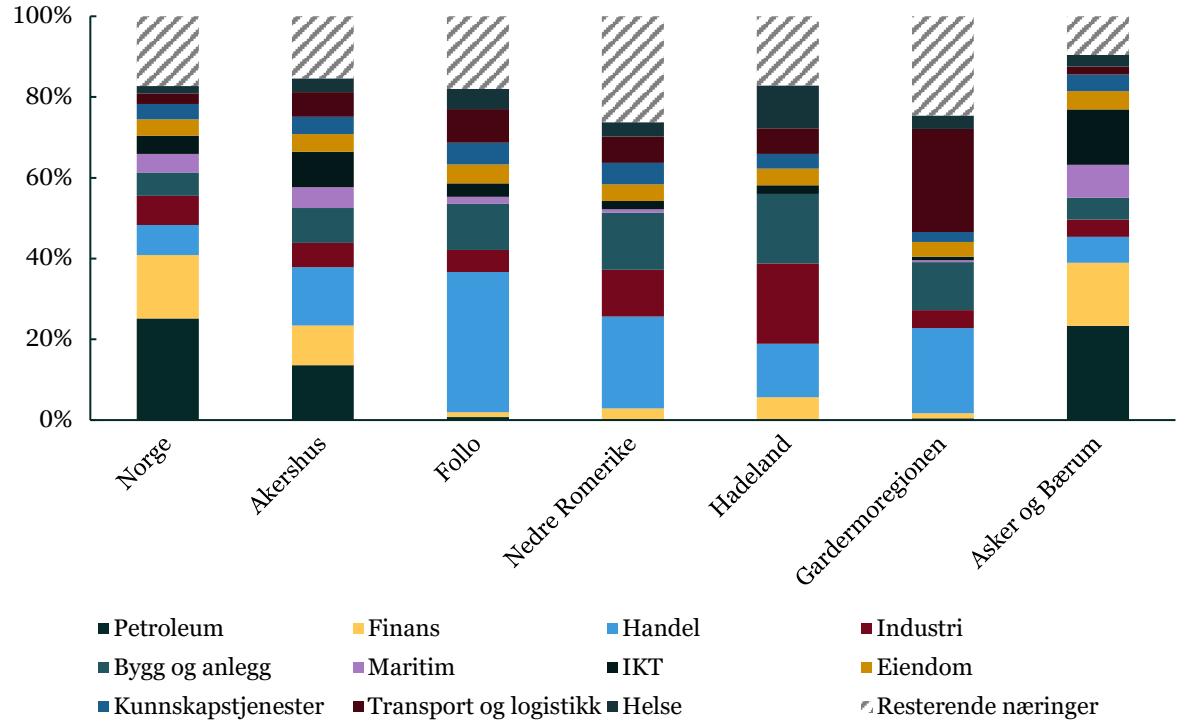
Sysselsettingen følger samme mønster som verdiskapingen, men er jevnere fordelt fordi de arbeidsintensive næringene veier tyngre i antall ansatte. Asker og Bærum har om lag 96 000 arbeidsplasser, fulgt av Nedre Romerike med om lag 69 000, Follo med om lag 45 000 og Gardermoregionen med om lag 41 000, mens Hadeland har om lag 7 000. At Asker og Bærum har høyere verdiskaping per sysselsatt enn de øvrige regionene, gjenspeiler innslaget av næringer som petroleum og finans, som kjennetegnes av høy arbeidsproduktivitet.

Geografisk strekker fylket seg fra de tette byområdene rundt Oslo og ut mot jordbruks- og skogbygdene i nord og øst. Bosettingen er konsentrert i de sentrale delene av Asker og Bærum, Nedre Romerike og Follo, mens Gardermoregionen og Hadeland har et mer spredt bosettingsmønster. De største enkeltkommunene er Bærum og Asker i vest, Lillestrøm og Lørenskog på Nedre Romerike, Nordre Follo i Follo og Ullensaker i Gardermoregionen. Bosettingsmønsteret påvirker energibruken: Tette områder egner seg for felles infrastruktur som fjernvarme og har høyere energieffektivitet. Fordi fylket per i dag har lite kraftintensiv virksomhet, er det også disse områdene som har det høyeste effektbehovet.

Samlet tegner dette et bilde av fem regioner med ulike roller i fylket. Asker og Bærum er den største økonomiske regionen, med høy verdiskaping og lavt energibehov per krone. Gardermoregionen er fylkets logistikk- og transportknutepunkt, med sterk befolkningsvekst og et høyt fossilt energiforbruk knyttet til lufthavnen. Nedre Romerike er folkerik og allsidig, med et innslag av industri og logistikk i tillegg til handel. Follo er en bolig- og handelsdominert region tett på Oslo, mens Hadeland er en liten, landbruks- og industripreget region i utkanten av fylket. Figuren under illustrerer disse kjennetegnene samt hvordan de ulike regionene skiller seg fra den norske økonomien.

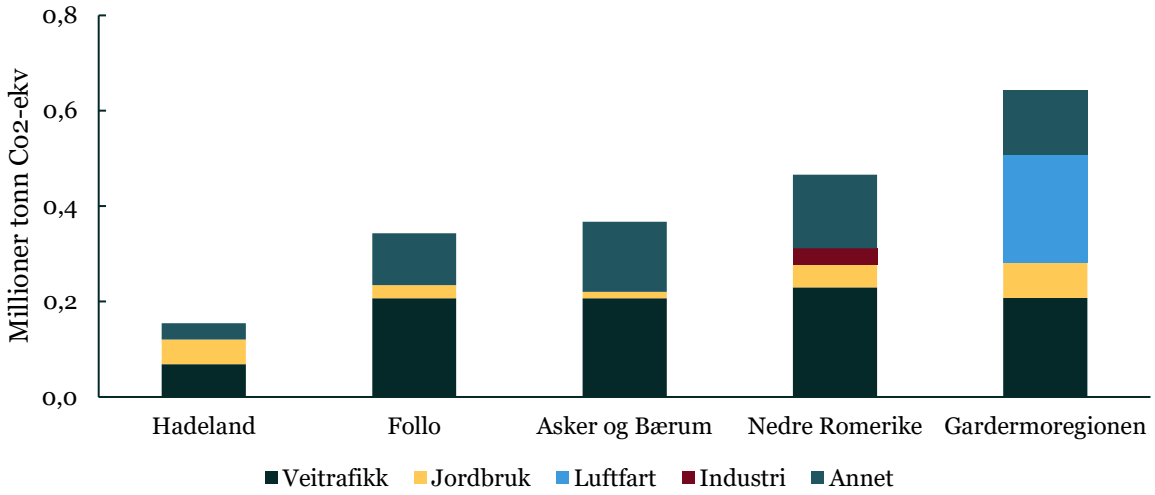
Fylket som helhet er overrepresentert i handel (om lag 7 prosentpoeng over landssnittet), IKT (om lag 4 prosentpoeng), transport og logistikk (om lag 3 prosentpoeng), bygg og anlegg (om lag 3 prosentpoeng) og helse. Det er samtidig underrepresentert i petroleum (om lag 12 prosentpoeng under landssnittet) og finans (om lag 6 prosentpoeng), til tross for at disse næringene veier tungt i Asker og Bærum.

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




Regionenes klimagassutslipp henger tett sammen med næringsstruktur og transportmønster. Samlet hadde Akershus klimagassutslipp tilsvarende 2,0 millioner tonn CO2-ekvivalenter i 2024, eller om lag 2,6 tonn per innbygger. Det er lavere enn landsgjennomsnittet på om lag 6 tonn, og gjenspeiler at fylket har lite tungindustri og en stor tjenestesektor. Utslippene er ujevnt fordelt mellom regionene. Gardermoregionen står for om lag en tredjedel av fylkets utslipp og har de høyeste utslippene per innbygger (om lag 5,1 tonn), i hovedsak drevet av luftfart og veitrafikk. Hadeland har like høye utslipp per innbygger, men her er det jordbruk og veitrafikk kombinert som dominerer. Nedre Romerike og Follo ligger nær fylkessnittet med om lag 2,2 tonn per innbygger, mens Asker og Bærum ligger om lag 30 prosent lavere.

**Figur 1-4: Klimagassutslipp i Akershus per kommuneregion (tonn CO2-ekvivalenter, 2024). Kilde: Miljødirektoratet.**




Figuren over viser klimagassutslippene per kommuneregion. Veitrafikk dominerer i alle regionene. I Gardermoregionen kommer et betydelig utslipp fra luftfarten i tillegg, mens jordbruket veier tyngst på Hadeland. Kategorien «annet» omfatter blant annet anleggsmaskiner og motorredskaper, avfall og avløp og fossil oppvarming. Det viktigste for energi- og kraftsituasjonen er at en stor del av utslippene kommer fra transport og mobil forbrenning. Dette er sektorer der elektrifisering gradvis vil flytte energibruk fra fossile kilder over på strømnettet, og dermed øke kraftforbruket i årene som kommer.

# 2 Status for energi- og kraftforsyningen i Akershus

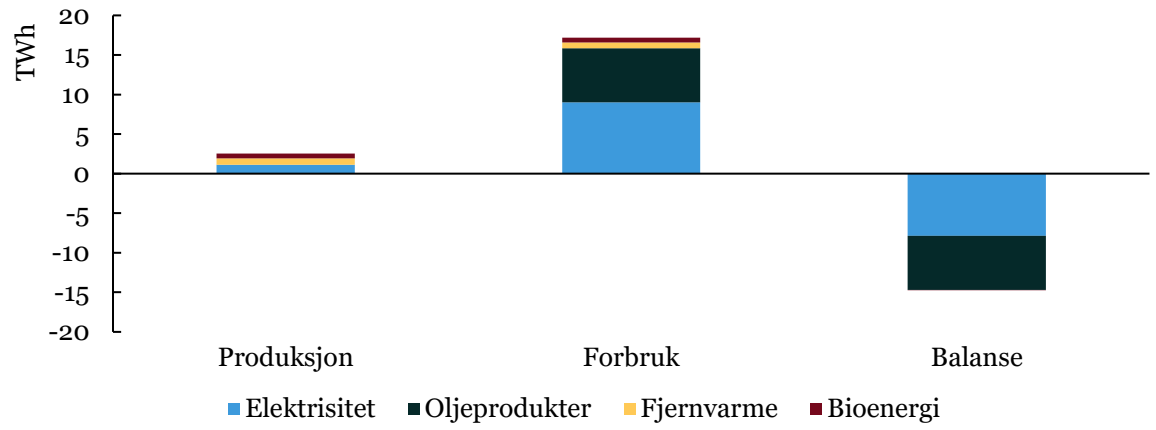
**Akershus har et betydelig energiunderskudd. Det samlede energiforbruket er på 17,2 TWh, mens lokal produksjon utgjør om lag 2,6 TWh. Fylket dekker med andre ord rundt 15 prosent av sitt energibehov. Strømforbruket er om lag 9 TWh, noe som gir et kraftunderskudd som er åtte ganger så stort som den lokale strømproduksjonen. Kombinasjonen av høy importavhengighet og et presset nett gjør at mange i dag må vente på tilknytning, noe som kan begrense både næringsutvikling og klimaomstilling. Bak fylkestallene ligger imidlertid betydelige forskjeller mellom kommuneregionene, både i energibalanse og etterspørsel etter nettkapasitet. Follo skiller seg ut ved å ha både svakest energibalanse og størst press i nettet, mens Asker og Bærum, til tross for et stort underskudd, har et lavere press fra ny tilknytning, knyttet til ett industriprosjekt. Gardermoregionen og Nedre Romerike har mindre kraftunderskudd, men preges av stor etterspørsel etter nettkapasitet. De planlagte nettinvesteringene vil legge til rette for økt forbruk over de neste ti årene. Et vedvarende regionalt underskudd av denne størrelsesorden innebærer imidlertid at regionens langsiktige energitilgang vil avhenge av import fra omliggende områder, noe som kan innebære en samfunnsmessig sårbarhet i møte med en ny geopolitisk hverdag.**

I dette kapittelet presenterer vi vår kartlegging av energi- og kraftsituasjonen i Akershus. Vi starter med å presentere fylkets samlede energibalanse. Deretter redegjør vi for produksjon og energibruk på tvers av fylkets energibærere, samt dagens nettsituasjon. Gjennomgående legger vi vekt på å vise både helheten for fylket og variasjonen mellom regionene. Kapittelet gir et bilde av nåsituasjonen i fylket og danner grunnlaget for de påfølgende analysene av fremtidig kraftbehov og potensial for lokal produksjon.

## 2.1 Samlet energibalanse

Akershus er en betydelig nettoimportør av energi, med energiforbruk som er nær syv ganger høyere enn den lokale produksjonen. Figuren under viser energibalansen i fylket for 2024, per energibærer.

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




Den samlede lokale energiproduksjonen var om lag 2,6 TWh i 2024, mens det totale energiforbruket var om lag 17,2 TWh. Det gir et energiunderskudd på om lag 14,7 TWh og en samlet dekningsgrad på om lag 15 prosent. Fylkets strømproduksjon lå på om lag 1 TWh, mens strømforbruket tilsvarte om lag 9 TWh. Kraftunderskuddet er med andre ord åtte ganger så stort som den lokale produksjonen, med en dekningsgrad på kun 13 prosent. Størrelsen på kraft- og energiunderskuddet varierer mellom kommuneregionene. Gardermoregionen dekker litt over 50 prosent av strømforbruket takket være lokal vannkraft, mens Follo og Asker og Bærum har en lokalandel på henholdsvis om lag 2 og under 1 prosent. Felles for alle kommuneregionene er at energiforsyningen er fullt avhengig av tilførsel gjennom strømnettet, som per i dag er betydelig presset. Mangel på nettkapasitet kan påvirke både næringsutvikling og klimaomstilling på kort sikt, frem til nye investeringer er på plass. I de påfølgende delkapitlene redegjør vi for fylkets energiforsyning i mer detalj, samt kapasitetsutfordringene i eksisterende strømnett.

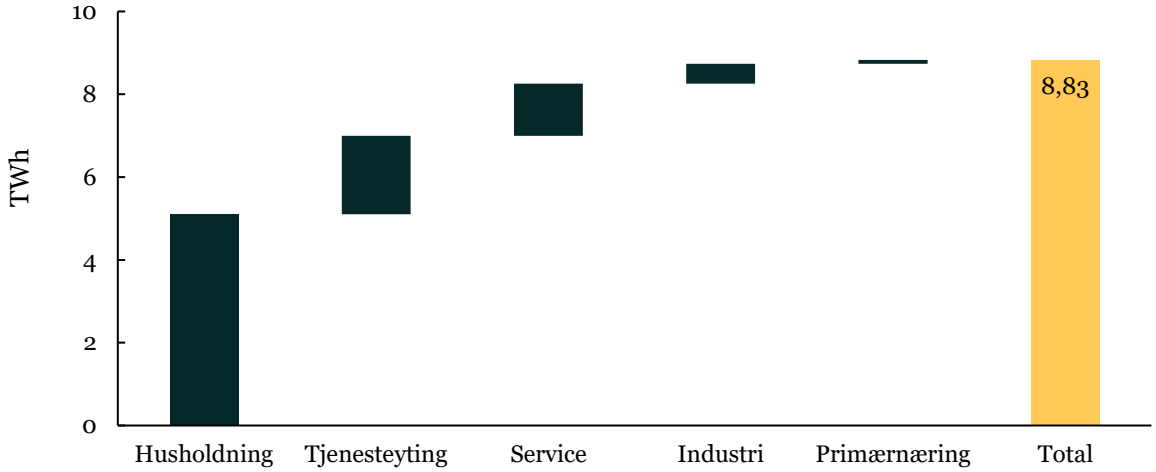
## 2.2 Forbruk

### 2.2.1 Kraftforbruk

Det samlede strømforbruket i Akershus var om lag 9,0 TWh i 2024. Asker og Bærum er den klart største forbruksregionen med om lag 2,7 TWh, fulgt av Nedre Romerike og Follo. Gardermoregionen bruker om lag 1,5 TWh, mens Hadeland ligger på kun 0,4 TWh. Rangeringen følger befolkningsstørrelsen tett, men avvikene forteller noe om næringsstrukturen: Nedre Romerike ligger høyere enn folketallet alene skulle tilsi, blant annet på grunn av et større industrielt forbruk enn i de øvrige kommuneregionene.

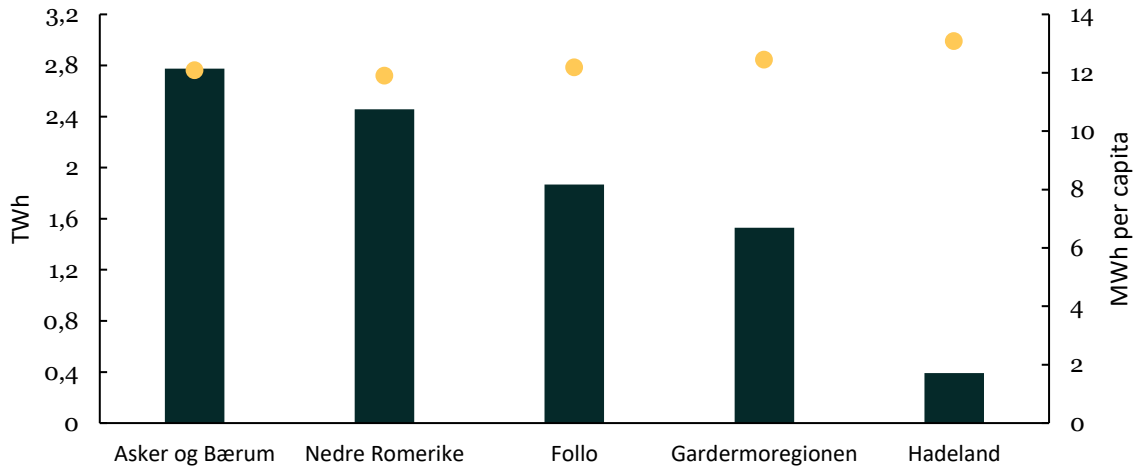
Husholdningene er den dominerende forbruksgruppen og står for om lag 58 prosent av strømforbruket. Deretter følger tjenesteyting og servicenæringen (bygg og anlegg, transportsektor og varehandel) med om lag 14 prosent. Industri og primærnæring står for henholdsvis 6 og 1 prosent, og er som nevnt svært konsentrert i enkelte kommuner. Nedre Romerike står for om lag halvparten av fylkets industrielle strømforbruk, drevet blant annet av nærings- og kjemisk industri.

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




Figuren under viser strømforbruket per kommuneregion, totalt og per innbygger. I de fleste regionene ligger forbruket per innbygger i området 11 til 13 MWh. Til sammenligning er snittet på nasjonalt nivå 25 MWh per innbygger. Det relativt lave nivået sammenlignet med resten av landet reflekterer næringsstrukturen vi redegjorde for i kapittel 1. Kraftintensiv industri står for om lag 40 prosent av det totale kraftforbruket i Norge, men er svært begrenset i omfang i Akershus.[3] Variasjonen mellom regioner og kommuner drives derfor i første rekke av befolkningsstørrelse.

**Figur 2-3: Strømforbruk per kommuneregion, totalt og per innbygger (2024). Kilde: NVE, SSB.**



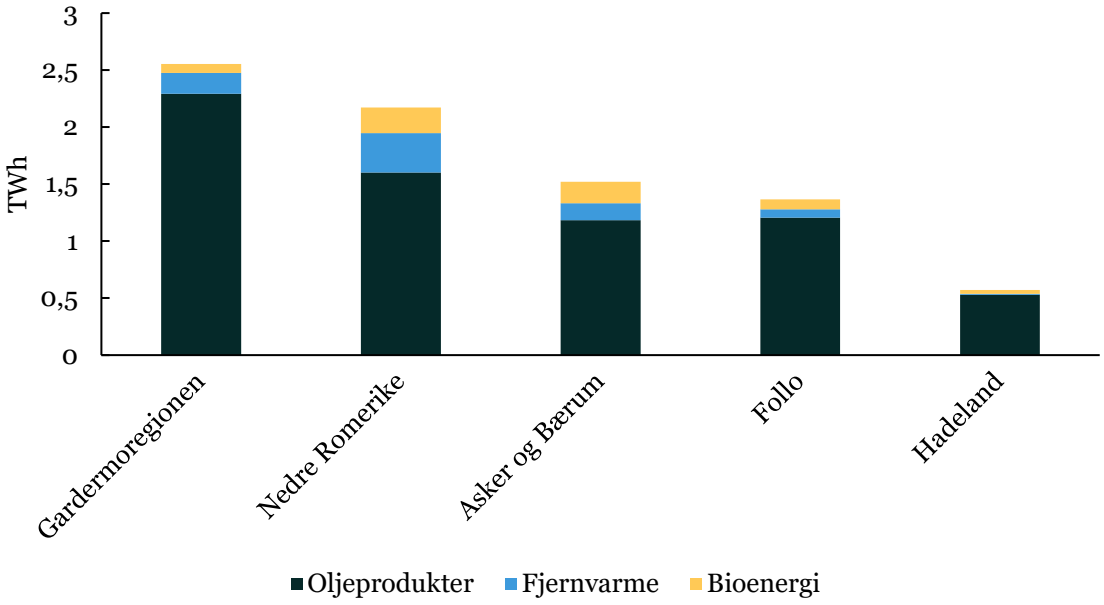

### 2.2.2 Bruk av ikke-elektrisk energi

Ikke-elektrisk energi utgjør om lag 8,2 TWh, eller knapt halvparten av det samlede energiforbruket i fylket. Dette dekkes i hovedsak av oljeprodukter, som står for om lag 83 prosent av den ikke-elektriske energibruken, supplert med fjernvarme og bioenergi. Transport er den klart største enkeltsektoren og forklarer mesteparten av det fossile forbruket, i form av drivstoff til veitrafikk, anleggsmaskiner og, i Gardermoregionen, luftfart. Andelen ikke-elektrisk energibruk er derfor høyest der transport og landbruk veier tyngst.

[3] https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/

Gardermoregionen har den høyeste ikke-elektriske energibruken, både i absolutte tall og som andel av total energibruk. Dette skyldes i stor grad energibruk knyttet til Oslo lufthavn. Hadeland har også en høy andel, drevet av energibruk i landbruk og veitransport, men har samtidig et begrenset befolkningsgrunnlag. Asker og Bærum har den laveste andelen ikke-elektrisk energi og den høyeste elektrisitetsandelen, i tråd med den tjeneste- og kunnskapsdominerte næringsstrukturen. Det fossile forbruket representerer et betydelig elektrifiseringspotensial: Dersom transport og maskiner gradvis går over til strøm, vil energibruk flyttes fra oljeprodukter over på strømnettet, noe som er en hoveddriver i klimascenarioet i kapittel 3.

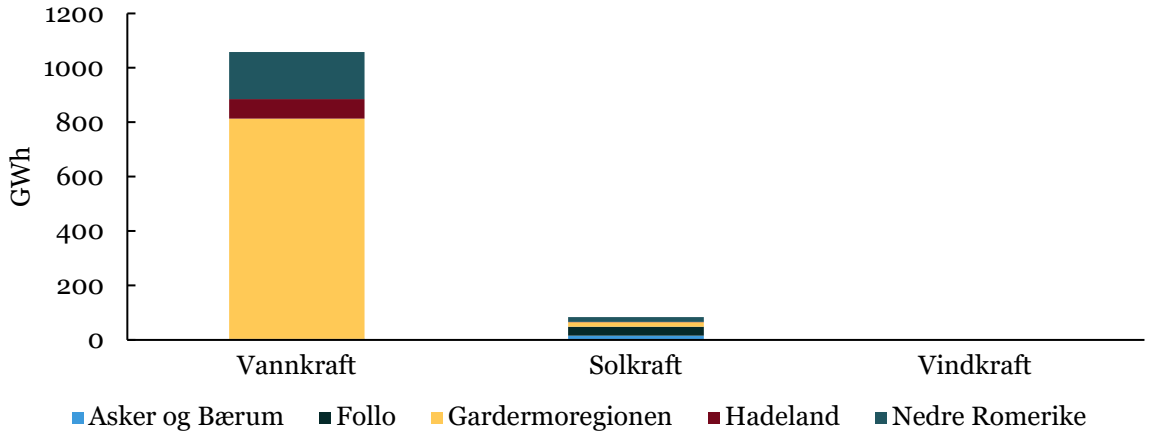
**Figur 2-4: Forbruk av øvrige energikilder i Akershus (2024). Kilde: Menon Economics basert på Energidashbordet, Miljødirektoratet, Norsk Fjernvarme, Biogass Norge, SSB.**




## 2.3 Energiproduksjon

Den lokale energiproduksjonen i Akershus utgjorde om lag 2,6 TWh i 2024. Vannkraft er den største kilden med om lag 1 TWh, fulgt av fjernvarme og ved. Biogass og solkraft bidrar også, men i begrenset omfang, tilsvarende om lag 0,1 TWh hver. Den lokale strømproduksjonen, det vil si vannkraft og solkraft, utgjør til sammen om lag 1,1 TWh og dekker dermed bare om lag 13 prosent av fylkets strømforbruk. Kraftunderskuddet er med andre ord åtte ganger større enn den samlede kraftproduksjonen, noe som gjør fylket avhengig av import via strømnettet.

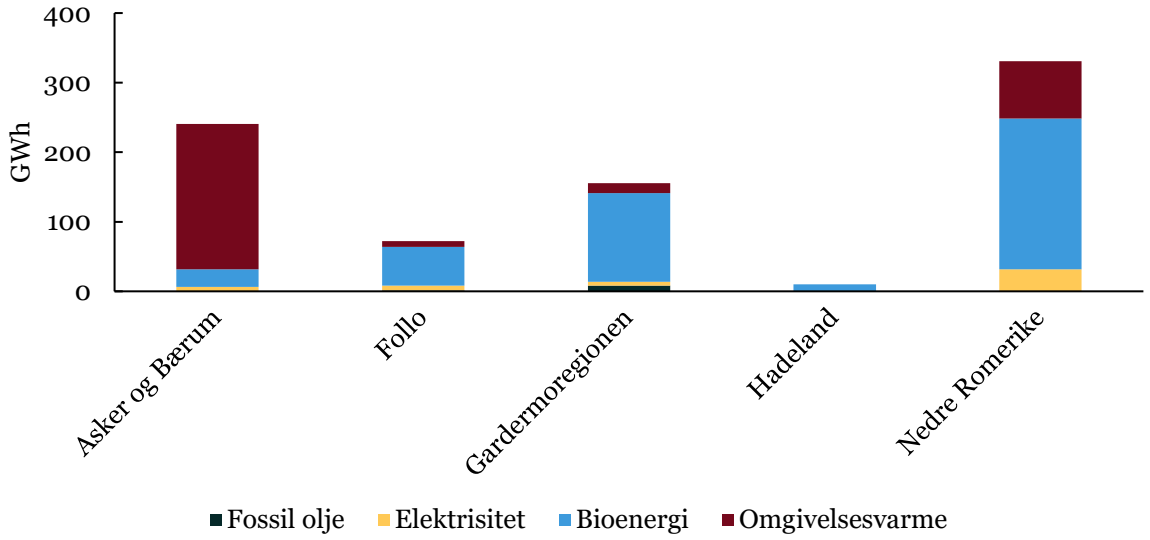
**Figur 2-5: Kraftproduksjon per kommuneregion og kilde i Akershus (2024). Kilde: NVE.**




Produksjonen er svært skjevt fordelt mellom regionene. Gardermoregionen står for storparten av vannkraften, i hovedsak gjennom Rånåsfoss kraftverk i Nes, som er det største vannkraftverket i Akershus. Hadeland og Nedre Romerike har også noe lokal vannkraft, men fortsatt i svært begrenset omfang relativt til regionenes strømforbruk, noe vi redegjorde for innledningsvis.

Solkraft er foreløpig beskjeden i alle regioner, men er den dominerende kilden til lokal strømproduksjon i de regionene som mangler vannkraft. Det meste er takmonterte anlegg på boliger og næringsbygg, og de største volumene finnes i Follo og de folkerike regionene. Samlet viser produksjonsbildet at regionene har svært ulike roller på tilbudssiden. Felles for alle kommuneregionene er imidlertid at egenproduksjonen er svært begrenset sett opp mot forbruket.

**Figur 2-6: Fjernvarmeproduksjon i Akershus fordelt på kommuneregion og energikilde (2024). Kilde: Norsk Fjernvarme.**




Fjernvarme er en viktig del av energiproduksjonen og utgjorde om lag 809 GWh i fylket i 2024, basert i hovedsak på bioenergi og omgivelsesvarme. Produksjonen er konsentrert til de tettbygde regionene. Nedre Romerike har det største fjernvarmevolumet, fulgt av Asker og Bærum og Gardermoregionen. Follo har et begrenset volum sett opp mot befolkningsstørrelsen, mens Hadeland nesten ikke har fjernvarme (om lag 10 GWh). Fjernvarme gir oppvarmingsenergi med tilnærmet null utslipp (noe fossil energi brukes i perioder med svært høyt behov). Fjernvarme avlaster strømnettet ved at varme leveres

uten bruk av elektrisitet i de timene forbruket er høyest, og er derfor særlig verdifull i de tette regionene med høyt effektbehov.

Bioenergi i form av ved og biogass bidrar i tillegg til energiproduksjonen. Ved utgjør det største volumet og brukes i hovedsak til oppvarming i husholdninger og fritidsboliger. Biogassproduksjonen er på om lag 117 GWh og er konsentrert til Asker og Bærum, Gardermoregionen og Hadeland. Per innbygger er imidlertid produksjonen betydelig større på Hadeland enn i de øvrige regionene. Biogass produseres i hovedsak fra avløpsslam og matavfall og kan på sikt erstatte fossilt drivstoff i tungtransport.

**Figur 2-7: Produksjon av bioenergi i Akershus (2024). Kilde: Biogass Norge, SSB.**




## 2.4 Nettstatus og effektbehov

Oslo og Akershus er et område med høyt kraftforbruk sammenlignet med lokal produksjon og er avhengig av kraftimport gjennom et godt utnyttet transmisjonsnett. Kapasiteten i både transmisjons- og regionalnettet er presset, og muligheten til å knytte til nytt, større forbruk er begrenset uten ytterligere nettforsterkninger. Regionene forsynes fra ulike transformatorstasjoner: Hamang og Bærum stasjon forsyner Asker og Bærum, Tegneby i Vestby og Follo stasjon i Ås forsyner Follo, Frogner og Røykås forsyner Nedre Romerike, Minne og Frogner forsyner Gardermoregionen, og Hadeland transformatorstasjon og Roa forsyner Hadeland. Tilstanden i nettet, og dermed handlingsrommet for ny tilknytning, varierer betydelig mellom disse forsyningsområdene.

Effektbehovet, målt som høyeste samtidige forbruk, var for Akershus samlet om lag 2 100 MW i den mest belastede timen i perioden 2022 til 2024. Topplasten er størst i Asker og Bærum (om lag 647 MW) og Nedre Romerike (om lag 555 MW), fulgt av Follo (om lag 445 MW) og Gardermoregionen (om lag 359 MW), mens Hadeland har den klart laveste topplasten (om lag 93 MW). Det er denne effekttoppen, ikke det samlede energiforbruket, som avgjør hvor mye kapasitet nettet må dimensjoneres for.

Nettsituasjonen er forskjellig fra region til region. Asker og Bærum og de sentrale delene av Nedre Romerike og Follo ligger i det tett sammenkoblede nettet rundt Oslo, der kapasiteten er hardt presset, men der også de største forsterkningstiltakene settes inn. Gardermoregionen forsynes fra Minne og Frogner og har de siste årene fått ny stasjonskapasitet, men venter på ytterligere forsterkning for å håndtere fremtidig vekst. Hadeland ligger i utkanten av fylket og forsynes dels fra Hadeland transformatorstasjon samt overliggende Roa stasjon og dels mot Innlandet, med et lavt effektnivå, men med begrensninger i dagens nett som kan bli bindende ved større ny tilknytning. Felles for hele fylket er at handlingsrommet for nytt, stort forbruk er begrenset frem til de planlagte forsterkningene er på plass.

Presset fra ny tilknytning er svært ulikt fordelt mellom regionene, og dette er kanskje den mest slående forskjellen i fylket. Follo har den klart største køen, med om lag 195 MW reservert kapasitet og 748 MW i kapasitetskø ved Tegneby i Vestby, nær sagt utelukkende knyttet til planlagte datasentre. Et enkelt

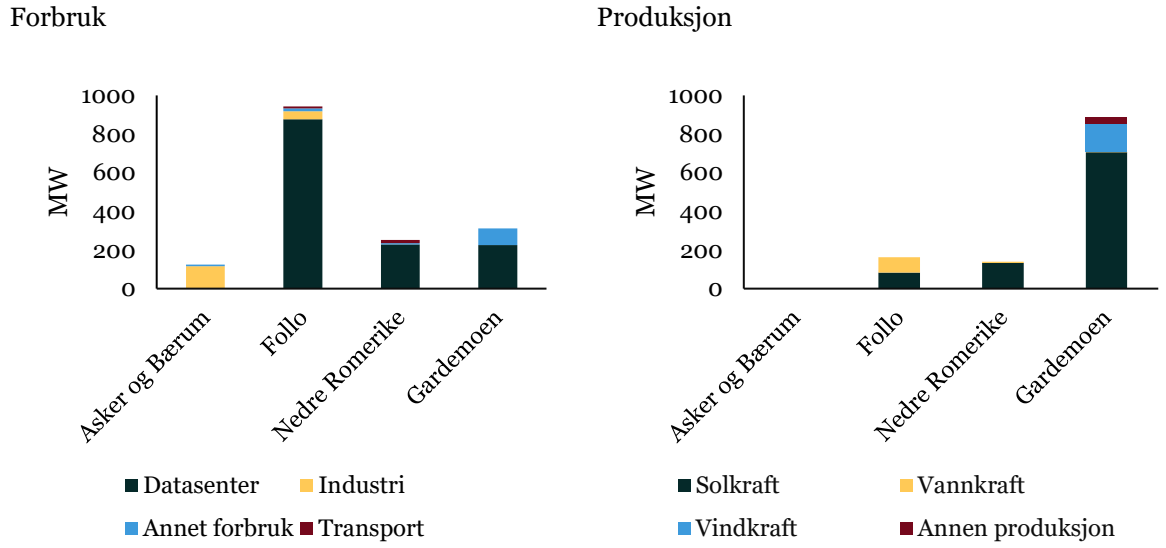
datasenterprosjekt av Google (representert via Googles datterselskap WS Computing) utgjør alene om lag 480 MW av køen. Nedre Romerike har om lag 147 MW reservert og om lag 105 MW i kø, i hovedsak datasentre ved Frogner, mens Gardermoregionen har om lag 96 MW reservert og om lag 215 MW i kø ved Minne. Asker og Bærum har på sin side kun 24 MW reservert kapasitet, knyttet til ett fjernvarmeprosjekt og til Chemring Nobels eksisterende fabrikk i Asker,[4] og om lag 100 MW i kø. Køen gjelder i sin helhet Chemring Nobels planer om en ny fabrikk i samme område, og skiller seg dermed fra de øvrige regionene, der datasentre dominerer. Hadeland har ingen registrerte tilknytningsforespørsler, verken på forbruks- eller produksjonssiden. Samlet utgjør de reserverte volumene om lag 462 MW og køen om lag 1 170 MW på forbrukssiden.

Nettkapasiteten påvirker også produksjonssiden. I Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen ligger det flere hundre megawatt solkraft og noe vannkraft i kø. Dette er prosjekter som kunne styrket den lokale forsyningen, men som ikke kan tilknyttes før nettet er forsterket. Strømnettet er med andre ord i dag en flaskehals i begge retninger: det begrenser både hvor mye nytt forbruk som kan kobles til og, i enkelte områder, hvor mye ny produksjon som kan mate inn. For fylket innebærer dette at nettutbygging både handler om å forsyne nytt forbruk og om å utløse det lokale produksjonspotensialet som foreligger. Den geografiske konsentrasjonen av kø, der Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen dominerer, betyr videre at utfordringene og mulighetene for avlastning er svært ulikt fordelt i fylket.

Statnetts områdeplan og nettselskapenes egne planer beskriver en rekke konkrete tiltak som vil bedre situasjonen i de ulike delene av fylket. I vest er ny Hamang stasjon satt i drift, og det planlegges ytterligere kapasitet inn mot Asker. På Nedre Romerike og i Follo står fornyelse av Frogner stasjon og nye Røykås og Tegneby sentralt, sammen med nye stasjoner som skal avlaste de mest pressede punktene. I Gardermoregionen er det bygget ny stasjonskapasitet ved Minne, og i Hadelandsområdet planlegges nye transmisjonsnettstasjoner. Mange av tiltakene er trinnvise og strekker seg helt frem mot 2040, og frem til de er på plass må større nye tilknytninger i stor grad håndteres med begrensninger eller særskilte vilkår. Tempoet i nettutbyggingen blir dermed en avgjørende rammebetingelse for både næringsutvikling og klimaomstilling i fylket.

[4] Av de 16 MW som er reservert til Chemring Nobel, er 10 MW allerede tildelt den eksisterende fabrikken på Sætre, men ikke tatt i bruk. De øvrige 6 MW er omsøkt og til behandling. Selskapets planer om en ny fabrikk på 100 MW ligger i kapasitetskøen.

**Figur 2-8: Reservert kapasitet og kapasitet i kø hos Statnett i Akershus, per kommuneregion (forbruk og produksjon). Kilde: Statnett.**

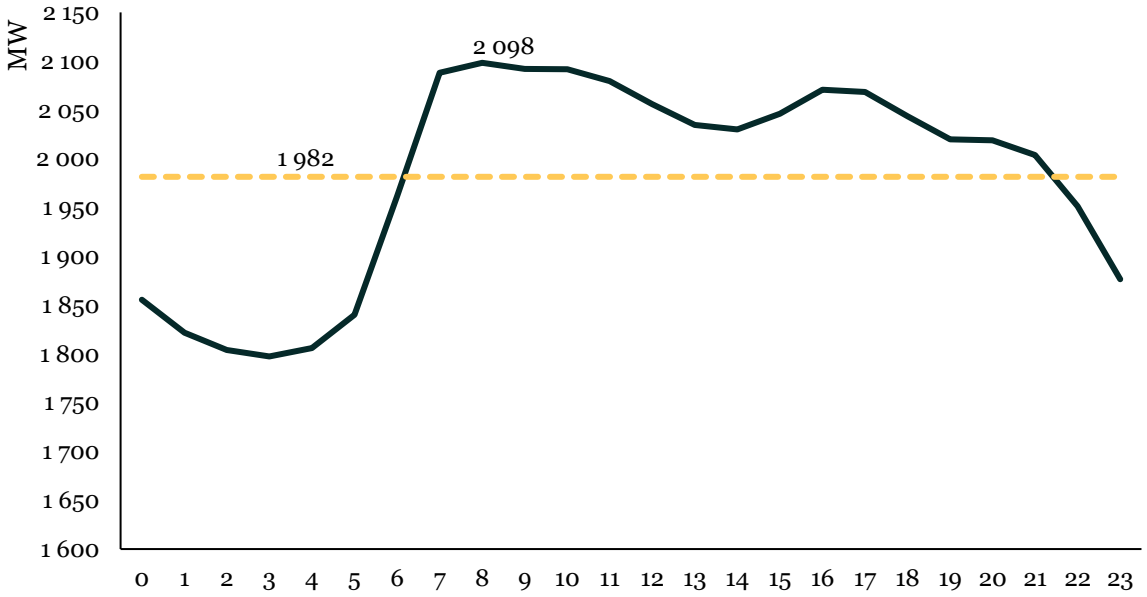



Statnett planlegger betydelige nettforsterkninger i Stor-Oslo-området ifølge områdeplanen for Oslo, Akershus og Østfold.[5] Arbeidet innebærer en trinnvis opptrapping mot 420 kV, der trinn 1 ventes ferdig innen 2030, trinn 2 i perioden 2030 til 2035 med en videre spenningsheving mot 2040. Tiltakene omfatter blant annet nye og oppgraderte stasjoner som Frogner, Liåsen, Nye Røykås og Nye Tegneby, samt nye stasjoner i Gardermo- og Hadelandsområdet. Nye Hamang stasjon ble satt i drift allerede i 2024 og styrker forsyningen til Asker og Bærum. Store deler av kapasiteten kommer imidlertid først på plass mot slutten av tiåret, og tidsforløpet er avgjørende for hvor raskt ny næringsaktivitet og elektrifisering kan realiseres.

Konsentrasjonen av tilknytningssaker gir regionene svært ulike utgangspunkt. Follo fremstår som fylkets tyngdepunkt for datasentre, med et reservert og køstilt volum ved Tegneby som alene er flere ganger større enn regionens nåværende topplast. Nedre Romerike og Gardermoregionen har også betydelige volumer, men i en mindre skala. Køen i Asker og Bærum i sin helhet gjelder ett industriprosjekt i Asker, mens Hadeland har ingen.

[5] Kilde: Statnett, områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold (2024), samt NVE og nettselskapenes områdestudier (2025).

**Figur 2-9: Døgnet med det høyeste enkelttimeforbruket av kraft i Akershus i perioden 2022 til 2024. 08.01.2024. Kilde: Elhub, NVE.**




## 2.5 Oppsummering

Akershus har samlet sett et betydelig energiunderskudd og dekker kun 15 prosent av sitt energibehov gjennom lokal produksjon. Kraftunderskuddet er åtte ganger større enn den samlede produksjonen. Her finner vi imidlertid også betydelig variasjon. Gardermoregionen dekker om lag halvparten av kraftbehovet via den lokale vannkraften, mens Asker og Bærum og Follo er nær fullt importavhengige. Forbruket er størst i de folkerike regionene Asker og Bærum og Nedre Romerike, mens Gardermoregionen og Hadeland har den høyeste andelen fossil energi og dermed det største elektrifiseringspotensialet.

Kombinasjonen av høy importavhengighet og et presset nett gjør at mange i dag må vente på tilknytning. Presset på nettet fra ny tilknytning er sterkt konsentrert til Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen, der planlagte datasentre dominerer køen, mens etterspørselen i Asker og Bærum gjelder ett industriprosjekt, og Hadeland per i dag ikke har tilknytningssaker.

De planlagte investeringene i strømnettet frem mot 2040 styrker 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.6 I de påfølgende kapitlene ser vi nærmere på scenarioer for langsiktig forbruksutvikling. Deretter retter vi oppmerksomheten mot lokale energiløsninger for å kartlegge mulighetsrommet som foreligger med hensyn til å styrke den regionale kraft- og effektbalansen.

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

# 3 Scenarioer for fremtidig kraftetterspørsel

**Gjennom tre scenarioer for forbruksvekst belyser vi konsekvensene av ulike veivalg og utviklingstrekk frem mot 2040. Analysen illustrerer at dagens kraftbalanse vil bli ytterligere presset, men at veksttakten vil avhenge av nærings- og klimapolitiske prioriteringer. Referansescenarioet, som viderefører historiske utviklingstrender og vedtatte klimatiltak, gir en tilnærmet flat utvikling. Om vi legger til grunn en utslippsreduksjon i tråd med langsiktige nasjonale klimamål, øker kraftbehovet med nesten 1 TWh, eller om lag 10 prosent. Den største økningen finner vi i scenarioet for kraftintensiv næring, som øker forbruket med ytterligere 3,4 TWh. Kombinert med en akselerert klimaomstilling gir dette en samlet vekst på om lag 48 prosent, tilsvarende om lag 13,4 TWh i 2040. Det er per i dag datasentre, som er svært kraftintensive, som dominerer forespørslene om ny nettkapasitet, og presset er konsentrert til Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen. Om og når disse prosjektene blir realisert, vil derfor ha stor påvirkning på den langsiktige utviklingen. 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 om lag 0,8 TWh eller 22 prosent av økningen vi har lagt til grunn i høyscenarioet.**

Vi har utarbeidet tre scenarioer for utviklingen i kraftforbruket i Akershus frem mot 2030 og 2040. Alle utviklingsbanene er basert på en bottom-up-analyse fra de respektive kommuneregionene. Scenarioene er ikke prognoser, men utviklingsbaner som gjør det mulig å belyse konsekvensene av ulike valg og utviklingstrekk i regionen. Alle scenarioene tar utgangspunkt i en felles referansebane for utviklingen i kraftsystemet i Norge og Norden, som er basert på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse og energibruksrapport, og Miljødirektoratets utslippsbaner mot 2050. Forskjellene mellom scenarioene drives utelukkende av utviklingen i kraftforbruket i kommuneregionene. 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 hver kommuneregion, og legger til grunn historisk trend for befolkningsvekst og næringsutvikling mot 2040. I likhet med utviklingen de siste ti årene fortsetter vedtatt klimapolitikk, som energieffektivisering, å dempe kraftforbruket for husholdninger og næringsaktivitet. For transportsektoren benytter vi Miljødirektoratets referansebane for vedtatte klimatiltak, korrigert for hver regions andel av de nasjonale transportutslippene. Referansescenarioet dekker tre sektorer:

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

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

På nasjonalt nivå har **byggrelatert kraftforbruk** for husholdninger, tjenesteyting og servicenæringen vokst med kun om lag fire prosent det siste tiåret, mens befolkningen har økt med om lag åtte prosent.[7] Hovedårsaken er rehabilitering av eksisterende boligmasse, nybygg og andre energisparende tiltak. Akershus har hatt langt sterkere befolkningsvekst enn landet, om lag 17 prosent siden 2014, men forskjellene mellom regionene er store: Gardermoregionen og Nedre Romerike har vokst klart raskere enn Asker og Bærum og Hadeland. Byggrelatert kraftforbruk har likevel i hovedsak fulgt den nasjonale trenden. Frem mot 2040 legger vi til grunn at vedtatte energisparings- og klimatiltak i bygg om lag oppveier økningen i kraftforbruket som følger av videre befolkningsvekst, i tråd med NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse.

**industrien** har hatt svak vekst i kraftforbruket på nasjonalt nivå det siste tiåret, i underkant av to prosent samlet[8]. Innenfor kraftkrevende industri har forbruket økt i produksjon av ikke-jernholdig metall, men falt i produksjon av papirmasse, kjemiske råvarer og metallprodukter. I ikke-kraftkrevende industri har forbruket gått ned til tross for vekst i næringsmiddelindustrien. Industriutviklingen i Akershus følger i stor grad de nasjonale trekkene, og vi legger derfor tilsvarende utvikling til grunn i referansescenarioet. Utviklingen regionalt kan likevel avvike betydelig fra nasjonale trender, ettersom enkeltetableringer kan få stor betydning for det samlede kraftforbruket. Potensielle effekter av nye industri- og næringsetableringer håndteres i scenarioet for kraftintensiv næring.

**Tekstboks 3.1: Hovedtrekk i kommunenes næringsplaner og -strategier**

Kommunene i Akershus har egne næringsplaner og -strategier for årene fremover. På tvers av de fem kommuneregionene går flere fellestrekk igjen. Kommunene vektlegger bærekraftig vekst, innovasjon og gründerskap, attraktive næringsarealer og tett regionalt samarbeid mellom næringsliv, forskning og offentlige aktører. Samtidig er det tydelige profilforskjeller i hva regionene satser på.

Nedre Romerike fremhever kunnskapsintensive og fremtidsrettede næringer rundt Lillestrøm og Kjeller, særlig innen energi, klima, miljø og helse, samt helse- og innovasjonsmiljøet rundt Ahus. I tillegg står logistikk, handel, bioøkonomi og skog- og landbruksbaserte verdikjeder sentralt. Follo peker på kunnskapsintensive næringer, teknologi og innovasjon, logistikk og transport, handel og service, samt landbruks- og forskningsbaserte virksomheter knyttet til NMBU-miljøet i Ås. Gardermoregionen bygger næringsutviklingen på Oslo lufthavn og har samlet satsingen i syv områder: teknologiutvikling, kunnskap og kompetanse, reiseliv og opplevelse, grønn næring og landbruk, logistikk, helse, og innovative offentlige anskaffelser. Asker og Bærum profilerer seg på kunnskaps- og kapitalintensive tjenester som finans, IKT og teknologi, med vekt på innovasjon, gründerskap, grønn omstilling og internasjonal konkurransekraft. Hadeland fremhever landbruks- og ressursbasert næring, og preges av næringsaktivitet med et relativt moderat kraftbehov.

Felles for planene er at hoveddelen av forventet vekst kommer i ikke-kraftintensive næringer. Disse vil typisk ha et vesentlig mindre kraftbehov enn datasentre og annen kraftintensiv industri, men kan likevel gi en betydelig samlet økning sammenlignet med dagens nivå. For en nærmere gjennomgang av næringsplanene i den enkelte regionen viser vi til de respektive delrapportene.

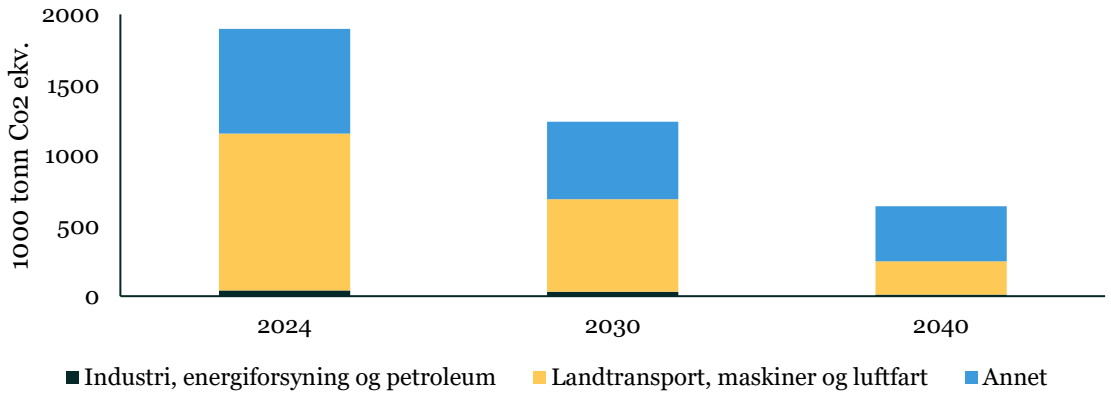
[7] NVE (2025). Energibruksrapport 2025. På nasjonalt nivå har byggrelatert kraftforbruk for husholdninger, tjenesteyting og servicenæringen vokst om lag fire prosent det siste tiåret, mens befolkningen har økt om lag åtte prosent.
[8] Kraftforbruket fra utvinning av olje og gass er ekskludert.

Kraftforbruket i **transportsektoren** har økt betydelig i løpet av de siste årene, i hovedsak som følge av elektrifisering av personbiler. I referansescenarioet antar vi at vedtatt klimapolitikk innenfor transportsektoren driver utviklingen videre, som blant annet inkluderer statlige avgiftsfritak og støtteordninger. Fremskrivingen baserer seg på referansebanen til Miljødirektoratet frem mot 2040 for vekst i transportrelatert kraftforbruk. Denne er deretter korrigert for Akershus' andel av de samlede nasjonale utslippene i sektoren. Dette gir en økning på om lag 450 GWh mot 2040.

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

For hver kommuneregion beregner vi det fremtidige kraftbehovet ut fra regionens andel av nasjonale utslipp, og legger til grunn at regionen følger den nasjonale tiltaksbanen per sektor. Fordi næringsstrukturen varierer mellom regionene, følger utslippsreduksjonen og det tilhørende kraftbehovet ulike profiler. Tilnærmingen sikrer likevel at hver region bidrar forholdsmessig til den nasjonale klimaomstillingen innenfor hver sektor.

**Figur 3-1: Utvikling i klimagassutslipp (1000 tonn CO2 ekv.) i Akershus fordelt på sektor, klimascenarioet. Kilde: Menon Economics og Miljødirektoratet**




Figuren viser utslippsbanen for Akershus som følger av disse forutsetningene. Samlede klimagassutslipp i fylket var om lag 1,9 millioner tonn $CO_2$-ekvivalenter i 2024. Landtransport, maskiner og luftfart sto for godt over halvparten, om lag 1,1 millioner tonn, mens øvrige sektorer utenom industri, energiforsyning og petroleum sto for om lag 0,7 millioner tonn. Industri, energiforsyning og petroleum bidro lite, om lag 40 000 tonn. Frem mot 2040 legger vi til grunn at de samlede utslippene reduseres med om lag to tredjedeler fra dagens nivå. Transport gir det største

bidraget til utslippskuttet, om lag 70 prosent, drevet av elektrifisering av kjøretøyparken, og er også den viktigste driveren for det økte kraftbehovet. En slik utslippsbane øker kraftforbruket i Akershus med om lag 840 GWh utover referansebanen mot 2040, tilsvarende i underkant av ti prosent over dagens nivå.

**Scenarioet for kraftintensiv næring** bygger på de øvrige scenarioene, men legger til grunn et betydelig taktskifte med hensyn til nærings- og industrivekst. Referansescenarioet viderefører de historiske veksttrendene i næringsutviklingen i Akershus, men fanger ikke opp dagens etterspørsel etter nettkapasitet fra kraftintensive etableringer. For å illustrere størrelsesordenen på denne etterspørselen tar vi i det kraftintensive scenarioet utgangspunkt i volumet som i dag har fått reservert kapasitet i Statnetts reservasjonskø (se tekstboks under for mer detaljer). For Asker og Bærum inkluderer vi i tillegg de 100 MW som Chemring Nobel har søkt om til en mulig ny fabrikk i Asker, selv om de foreløpig står i kapasitetskøen. Basert på informasjon om prosjektets realisme som er innhentet gjennom arbeidet med kartleggingen, legger vi til grunn at planene realiseres frem mot 2040. Køvolumene i de øvrige regionene, som i hovedsak gjelder datasentre, holdes utenfor. Scenarioet er ingen prognose, men en illustrasjon av hvor stor effekt næringspolitiske veivalg kan gi.

**Tekstboks 3-2: Statnetts reservasjons- og kapasitetskø og hvilke prosjekter som står i kø[9]**

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. Disse er de mest modne prosjektene. Prosjekter i kapasitetskø mangler både tilgjengelig kapasitet og konkrete utbyggingsplaner, og anses som mindre modne og mer usikre.

Samlet reservert kapasitet på forbrukssiden i Akershus utgjør om lag 462 MW. Follo har mest med om lag 195 MW, i hovedsak datasentre ved Tegneby og Green Mountain i Enebakk, fulgt av Nedre Romerike med 147 MW (AtNorth og Stack via Frogner), Gardermoregionen med 96 MW (atNorth via Minne) og Asker og Bærum med 24 MW (Oslofjord Varme via Hamang med 8 MW og Chemring Nobel i Asker med 16 MW, hvorav 10 MW allerede er tildelt den eksisterende fabrikken, men ikke tatt i bruk). Hadeland har ingen reservert kapasitet. Reservert kapasitet tilsvarer en årlig energi på om lag 2 810 GWh.

Kapasitetskøen er enda større og mer usikker, samlet i størrelsesorden 1 170 MW, og tilsvarer en årlig energi på rundt 6 940 GWh. Follo dominerer kraftig med om lag 748 MW, der enkeltsaker som WS Computing, om lag 480 MW via Tegneby, og Microsoft utgjør mesteparten. Gardermoregionen har om lag 215 MW i kø og Nedre Romerike om lag 105 MW, begge dominert av datasentre. Asker og Bærum har om lag 100 MW i kø, som i sin helhet gjelder Chemring Nobels planer om en ny fabrikk i Asker. Hadeland har ingen prosjekter i kø. Som gjennomgangen over viser er etterspørselen per i dag større enn volumet vi legger til grunn i vårt scenario. Kraftintensivt næringsscenario må derfor ikke tolkes som et «maks»-scenario, men et robust høyscenario for industrielt og næringsrelatert forbruk frem mot 2040 i Akershus.

Samlet gir scenarioet en økning i kraftforbruket på om lag 3 440 GWh eller 38 prosent sammenlignet med dagens nivå. Usikkerheten er imidlertid stor, både om hvilke prosjekter som faktisk realiseres og når. Forbruksutviklingen vi her legger til grunn, avhenger i stor grad av etablering av datasentre i fylket, som per i dag står for om lag 80 prosent av prosjektene som venter på nettilknytning. Andre sektorer

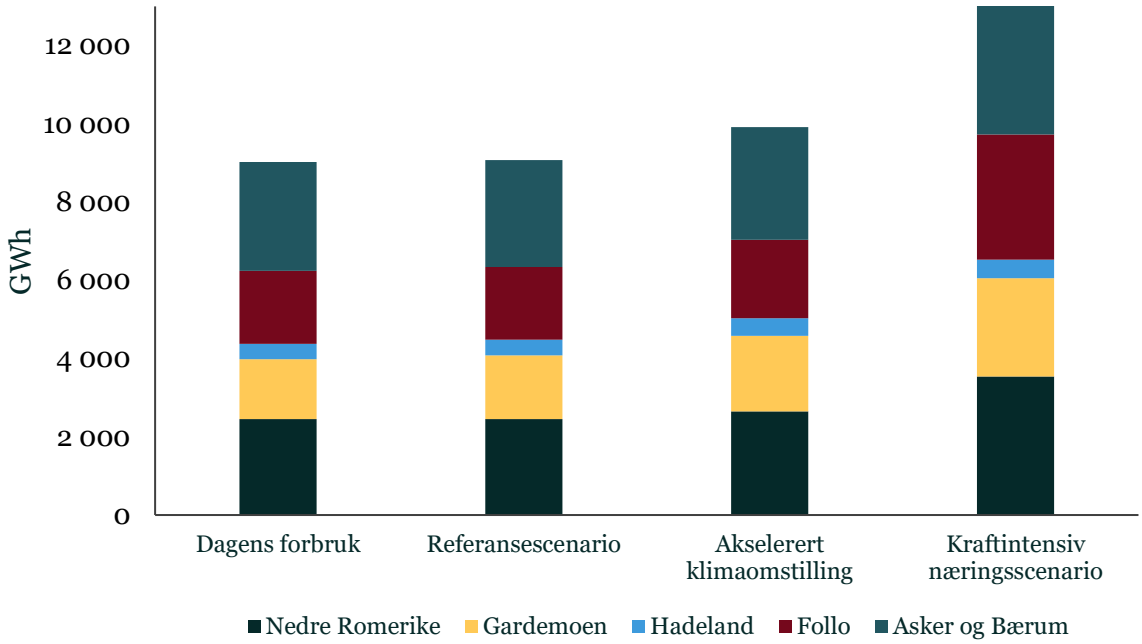
[9] Chemring Nobel venter på tilknytning til trafostasjon utenfor fylket.

kan også bidra, men kjennetegnes av en lavere kraftintensitet. Eksempelvis vil en vekst på 20 prosent utover dagens trend innen tjenesteyting og industri «dekke inn» 22 prosent (750 GWh) av veksten vi legger til grunn. Fremtidig utbygging av ladeinfrastruktur og logistikkhubber gir en noe større økning per prosjekt: Én storskala logistikkhub kan alene gi om lag 75 GWh (se vedlegg), men det er begrenset hvor mange slike det er plass til. Om man ikke legger til rette for investeringer i datasentre i regionene, vil med andre ord forbruksutviklingen bli mer moderat, selv med mer ekspansiv vekst i eksisterende og transportrelatert næringsliv. Scenarioet illustrerer dermed tydelig hvordan areal-, nærings- og energipolitiske valg påvirker omfanget av fremtidig kraftetterspørsel.

## 3.2 Fremtidig kraftforbruk under ulike scenarioer

Dagens kraftforbruk i Akershus er om lag 9,0 TWh. Figuren under viser hvordan forbruket utvikler seg i de tre scenarioene frem mot 2040, både samlet for fylket og fordelt på de fem kommuneregionene.

**Figur 3-2: Fremtidig kraftbehov i Akershus i 2040, fordelt på kommuneregioner og forbruksscenario. Kilde: Menon Economics**




**Klimascenarioet**, som mange vil se som det mest sannsynlige på lengre sikt gitt de nasjonale klimamålene, løfter forbruket med om lag 840 GWh utover referansebanen, til om lag 10 TWh i 2040 for Akershus samlet. Den prosentvise veksten relativt til referansescenarioet er størst i Gardermoregionen og på Hadeland. I absolutte termer er økningen størst i Gardermoregionen, etterfulgt av Nedre Romerike, Asker og Bærum og Follo.

I det **kraftintensive næringsscenarioet** finner vi den største variasjonen mellom regionene. For Akershus samlet kan forbruket nå om lag 13,4 TWh i 2040, en vekst på om lag 48 prosent fra dagens nivå. Veksten er størst i Follo, med om lag 72 prosent, etterfulgt av Gardermoregionen med om lag 65 prosent, Nedre Romerike med om lag 44 prosent og Asker og Bærum med om lag 31 prosent. Til sammenligning ville en vekst på 20 prosent utover referansebanen innen tjenesteyting og industri i regionen gitt om lag 250 GWh, altså rundt en tredel av bidraget fra dette ene prosjektet. Hadeland har ingen etterspørsel fra kraftintensive etableringer, og her har vi basert scenarioet på en skjønnsmessig justering av de historiske vekstratene, tilsvarende en vekst på om lag 17 prosent utover referansebanen.

Forskjellene mellom regionene viser at hvilke næringer som faktisk etableres, og hvor, blir avgjørende for hvor mye kraft fylket vil etterspørre frem mot 2040.

## 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 eller andre avlastende energiløsninger.

Presset er sterkt konsentrert til de regionene som allerede har de største tilknytningskøene, særlig Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen, som dermed også har det største vekstpotensialet.

Kraftintensiv 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 næringsaktivitet, som handel, service og logistikknutepunkter, øker også utfordringene knyttet til den regionale energibalansen, men ikke i tilsvarende grad.

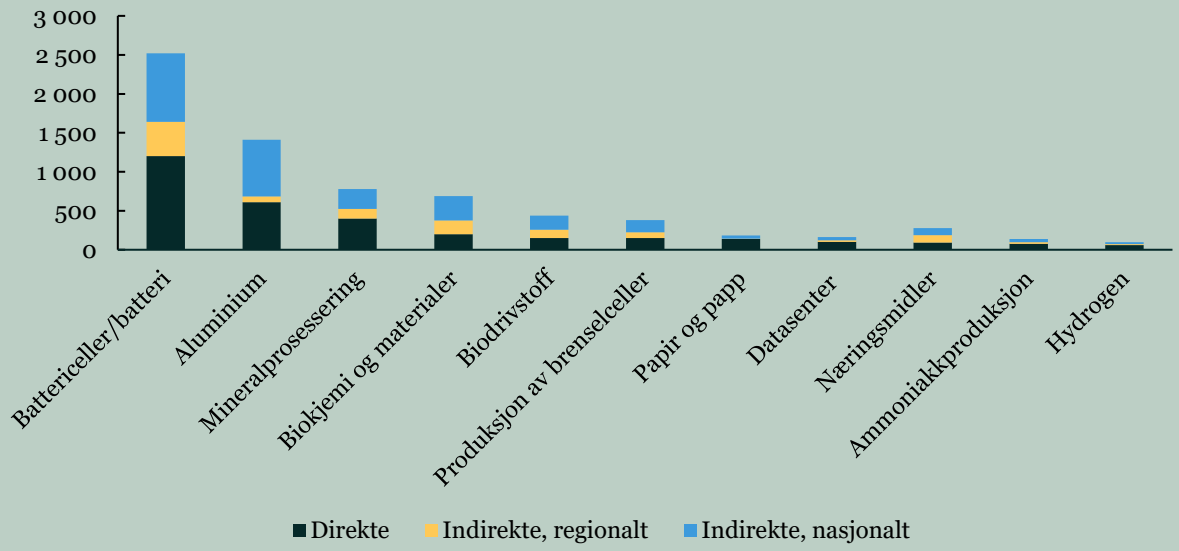
I neste kapittel vurderer vi potensialet for lokal energi- og varmeproduksjon, energieffektivisering og fleksibilitet, og hvordan dette kan avlaste nettet og frigjøre kapasitet til nye formål.

# 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. Figuren under viser sysselsettingseffekter for utvalgte industrier (årsverk) basert på studier gjennomført av Menon.

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




Hovedvekten ligger 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.[10] De indirekte effektene er fordelt mellom indirekte sysselsetting innad i regionen, og øvrige nasjonale virkninger. Figuren viser betydelig spredning i hvor store sysselsettingseffekter man kan forvente på tvers av de utvalgte næringene. Til venstre i figuren finner vi de mest arbeidsintensive næringene, som

[10] *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.*

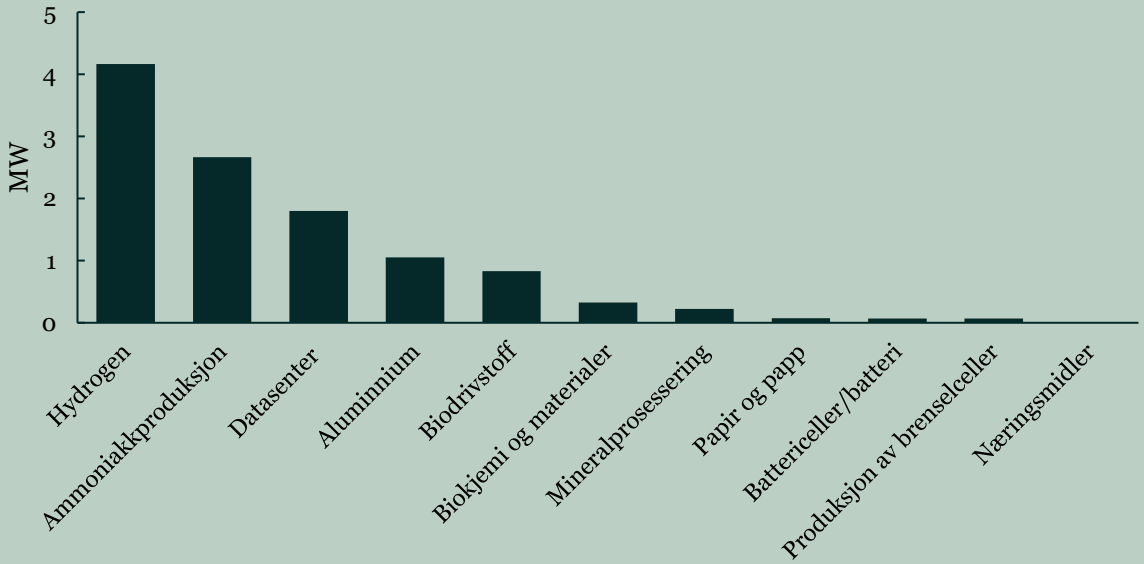
trenger stor skala for å kunne konkurrere globalt. Dette gjelder blant annet battericelleproduksjon og aluminium, som begge typisk krever mellom 500 og 1 000 ansatte for å være konkurransedyktig internasjonalt. I den andre enden av skalaen finner vi næringer som er kraft- og kapitalintensive, som datasentre, 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. Industrietableringer i én region kan dermed 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 Akershus. 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 å styrke energibalansen 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 disse teknologiene har et teknisk potensial på om lag 21 TWh. For å lykkes med å realisere en betydelig andel av dette innen 2040 er man imidlertid avhengig av å adressere de økonomiske, regulatoriske og kunnskapsmessige barrierene. Tar vi utgangspunkt i dagens investeringstrend, vil lokale løsninger sannsynligvis kun bidra med en økning på om lag 0,9 TWh, noe som kun vil dekke 11 prosent av dagens kraftunderskudd. Dette innebærer at fylket, 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 hele Akershus fylke, 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 fylket:** Kort beskrivelse av energiteknologien og hvordan den kan bidra til å frigjøre energi og nettkapasitet til annet forbruk.
- **Dagens status og framtidig potensial:** Overordnet gjennomgang av eksisterende utbredelse og omfang, samt hvilket teknisk og realistisk potensial som gjenstår.
- **Barrierer for å realisere potensialet:** Kort drøfting av lønnsomhet, kostnadsnivå, realiseringstid, nøkkelinnsatsfaktorer og sentrale barrierer.

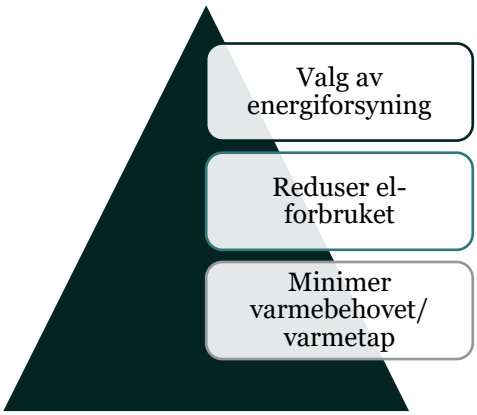
Hver energiløsning er vurdert langs fem teknisk-økonomiske parametere og plassert på en firedelt skala fra mørk grønn til rød. Skalaen gir grunnlag for tydelige anbefalinger om prioritering i det videre arbeidet på kommunalt, regionalt og fylkeskommunalt nivå[11]. Mørk grønn indikerer løsninger med stort bidrag til kraft- og effektbalanse hvor det fremstår naturlig å jobbe systematisk videre med energiløsningen for å forløse et betydelig potensial. 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.

[11] Se vedlegg for mer detaljer

## 4.1 Energieffektivisering

### 4.1.1 Energiløsningens relevans og rolle

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




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

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

### 4.1.2 Status og potensial i Akershus

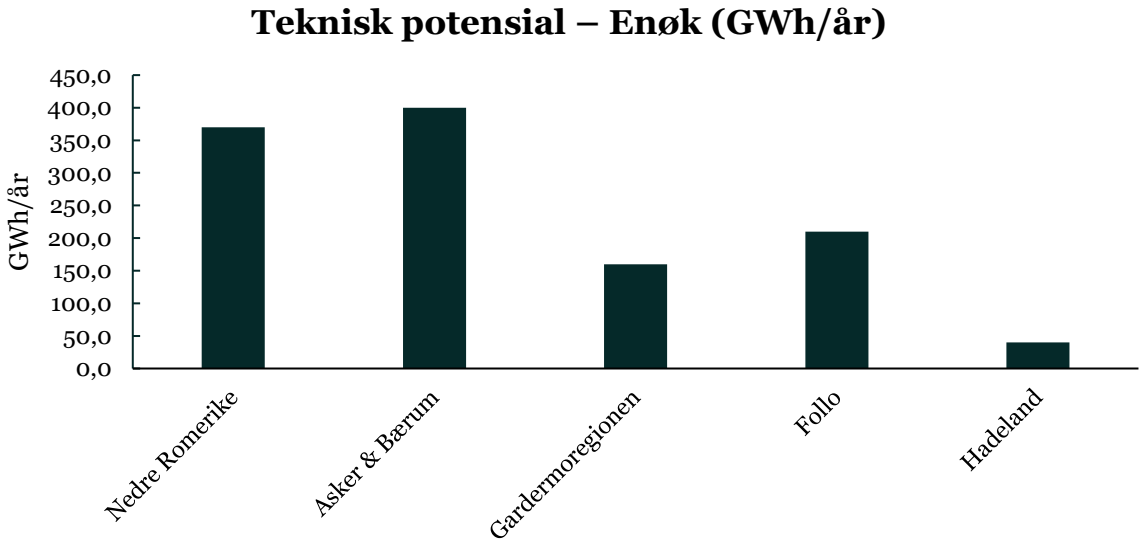
I tabellen under gir vi en samlet vurdering av potensial, inngrep, tidshorisont og barrierer for energieffektivisering i bygg i Akershus.

**Tabell 4-1: Status og potensial for energieffektiviseringstiltak i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Enøk | Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft | 1200[12] (730 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-25 år | Mange mindre barrierer, men stor påvirkning | Sentral rolle |

[12] 70-75 % 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.

I hovedsak har energieffektiviseringstiltak potensiale til å redusere energibruken i bygg for å frigjøre elektrisitet til andre formål. Potensialet fordeler seg mellom regionene som vist i figuren under, og er tett knyttet til antall bygg per region.




**Figur 4-1: Teknisk potensial for energieffektivisering fordelt på kommuneregionene i Akershus.**

Hovedandelen av energibruken i regionen er relatert til energibruk i bygg. 60 % av bygningsmassen i regionen er boliger (småhus eller boligblokk), og nesten halvparten av disse er fra før 1990. Gamle bygg har størst potensial for energieffektivisering. Det største tekniske potensialet for enøk og frigjort elektrisitet er derfor i boliger. Potensialet er også betydelig i private næringsbygg. Offentlige bygg står for drøyt 5 % av bygningsmassen og har begrenset potensial. Energieffektivisering i industribygg dreier seg først og fremst om utnyttelse av spillvarme og er ikke inkludert i enøk-vurderingene, som fokuserer på potensialet i vanlige husholdninger og næringsbygg. Totalt teknisk potensial for frigjort elektrisitet som følge av energieffektivisering er beregnet til ca. **1200 GWh** for Akershus.

- **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 **600 GWh**. Hvert enkelt tiltak er beskjedent, men samlet fjerner det effektivt «toppen» på strømforbruket i de timene nettet er mest presset.

- **Private næringsbygg, betydelig potensial for å redusere behov for både varme og strøm:** I private næringsbygg ligger potensialet for frigjort elektrisitet i størrelsesorden **490 GWh**. Det utløses av små og store tiltak både knyttet til å redusere oppvarmingsbehov og elforbruk til tekniske installasjoner og utstyr.

- **Offentlige bygg, begrenset potensial, men viktig å gå foran:** Potensialet for frigjort elektrisitet er på **90 GWh**. Dette er betydelig mindre enn for husholdninger og næringsbygg, på grunn av mindre samlet bygningsmasse. Like fullt er det viktig at enøk også prioriteres i offentlige bygg, både fordi det er der barrierene er minst og fordi det er viktig at kommunen går foran og viser vei.

### 4.1.3 Økonomi og gjennomførbarhet

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

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

Kommunale bygg:

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

Private boliger:

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

Private næringsbygg:

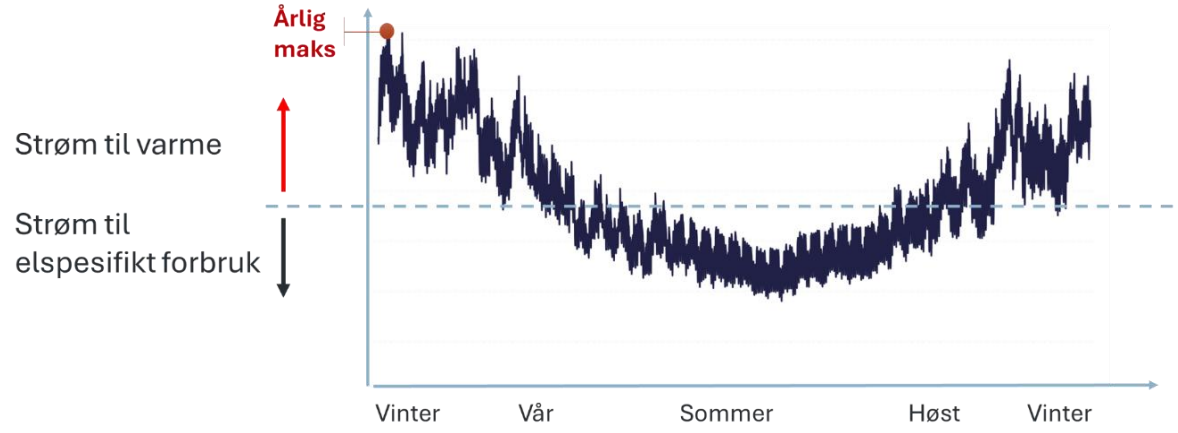
- Skape samarbeidsarenaer med gårdeiere og næringsliv
- Innføre virkemidler som styrker lønnsomhet og/eller krav om energiklasse

## 4.2 Fjernvarme og andre løsninger for varmeforsyning

### 4.2.1 Energiløsningens relevans og rolle

Hvordan vi varmer opp byggene har sterk påvirkning på energibalansen, der oppvarming av bygninger er den klart største enkeltårsaken til høye effekttopper i strømnettet. I Akershus går rundt 40 til 50 % av strømforbruket i husholdninger, næringsbygg og offentlige bygg til varmeformål. Når kulden kommer, slår tusenvis av panelovner, varmepumper og elkjeler inn samtidig, og belastningen på strømnettet skyter i været. Dette betyr også at oppvarming er stedet der det finnes størst potensial for endring. Ved å ta i bruk termiske energiløsninger som leverer varme uten, eller med langt mindre, bruk av elektrisitet i makstimene, kan energibalansen forbedres betydelig uten å bygge én eneste ny kraftlinje. Når varme leveres uten bruk av el-kjeler eller panelovner, frigjøres kapasitet til næringsutvikling, elektrifisering og nye etableringer. Prinsippskissen under viser at omtrent 50 % 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, . Potensialet er størst i tettbygde strøk, noe som gjør at potensialet er spesielt stort i Akershus fylke.i motsetning til 10 til 15 prosent i Norge

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




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

**Lokale bioløsninger**

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

**Lokale varmepumper**

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

**Spillvarme**

Utnyttelse av overskuddsvarme fra eksempelvis datasentre, næringsbygg og industrielle prosesser

**Fjernvarme**

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

### 4.2.2 Status og potensial i Akershus

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

**Tabell 4-2: Status og potensial for fjernvarme i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Fjernvarme / termiske løsninger | Avlaster nettet og frigir kraft | 1940 (850 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet og rammebetingelser | Betydelig potensial om barrierene løses |

Energibruken i Akershus består i all hovedsak av vanlig energibruk i husholdninger og næringsbygg, for disse typer bygg utgjør varme normalt en majoritet av energibehovet. Analysen viser at det samlede potensialet for å frigjøre strøm i Akershus er i størrelsesorden **1940 GWh** per år, tilsvarende rundt 20 % av dagens samlede strømforbruk i fylket som helhet, og at det kan frigjøres om lag **850 MW** effektkapasitet på lokalt nivå, tilsvarende om lag 40 prosent av dagens høyeste effekttopp i strømnettet. Ettersom det vil være noe samtidighet mellom bygg, vil frigjort effekt på høyere nettnivåer være lavere enn 850 MW, men det antas at samtidigheten er betydelig ettersom dette er varmeforsyning i en begrenset geografisk region. 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 **870 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 **370 MW**.
- **Næringsbyggene -** Fra individuell belastning til felles løsning: I næringsbyggene, inkludert store boligbygg, ligger potensialet i størrelsesorden **960 GWh,** og forutsetter at eksisterende bygg i større grad går over fra elektrisk oppvarming til **fjernvarme eller lokale bioløsninger**. Dette tilsvarer en tilgjengelig effektreduksjon på **410 MW**. I et tett utbygd område som Akershus er systemgevinstene av fjernvarme særlig store, ettersom mange bygg kan betjenes fra felles infrastruktur.
- **Offentlige bygg og nybygg,** unngå å bygge seg inn i fremtidige problemer**:** Offentlige bygg har stabile varmebehov og kan fungere som ankerkunder for sentrale løsninger som fjernvarme, med et frigjøringspotensial på **120 GWh** og **60 MW effekt**. Nybygg representerer et viktig, langsiktig bidrag: når varmebehovet i nye bygg dekkes av fjernvarme, reduseres presset på strømnettet ytterligere i tiår fremover.

Satt i et større perspektiv tilsvarer 1940 GWh frigjort elektrisitet årsproduksjonen fra flere mellomstore vannkraftverk eller større landbaserte vindparker i Norge i dag. Eksempelvis er dette i størrelsesorden med 3 stk av fylkets største vannkraftverk (Rånåsfoss, 560 GWh) og Odal vindkraftverk (530 GWh). Forskjellen er at disse «kraftverkene» ikke bygges i naturen, men i eksisterende bygninger, gjennom smartere valg av oppvarmingsløsninger. Potensialet tilsvarer i størrelsesorden 10 til 15 prosent av dagens samlede energiunderskudd i Akershus. Et bidrag på opp mot 850 MW effektreduksjon vil alene kunne frigjøre effektkapasitet til den samlede reserverte effektkapasiteten fra datasentre på 141 MW.

### 4.2.3 Økonomi og gjennomførbarhet

Analysene viser at fjernvarme og andre termiske energiløsninger kan gi et vesentlig bidrag til å styrke energibalansen i Akershus, i en region preget av kraftunderskudd og et høyt belastet strømnett.

Samtidig er det tydelig at dette potensialet ikke realiseres automatisk. Hvor raskt og i hvilket omfang løsningene kan tas i bruk, avhenger i stor grad av hvordan markedet fungerer i dag, og hvor det er behov for offentlig planlegging, styring og målrettede virkemidler for å utløse løsninger med høy samfunnsnytte.

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

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

**Tekstboks 4-2: Eksempel: Stavanger kommunes støtte til varmepumper i husholdninger**

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

Kommunen mottok flere tusen søknader, og om lag **3 000 husholdninger** fikk støtte til installasjon av varmepumpe. Tiltaket ble begrunnet med behovet for å redusere elektrisitet brukt til oppvarming, dempe effekttopper i strømnettet og samtidig bedre husholdningenes energikostnader. Samlet bidro ordningen til betydelig reduksjon i strømforbruk til oppvarming i boligsektoren, og viste at kommunal støtte til enkle, desentrale tiltak kan gi rask og skalerbar effekt både energimessig og økonomisk.

**Hvor markedet ikke forløser potensialet uten betydelig drahjelp og nytenking**

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

**Eksisterende næringsbygg: høy gevinst, høy terskel**

I eksisterende næringsbygg, inkludert større boligbygg, ligger et betydelig potensial for å frigjøre elektrisitet. Realisering forutsetter overgang fra elektrisk oppvarming til fjernvarme eller lokale bioløsninger, og innebærer investeringer i vannbårne systemer og midlertidige driftsforstyrrelser. Kostnadene bæres i hovedsak av bygningseier, mens nytten i stor grad tilfaller kraftsystemet. Dette er et potensial som realiseres over tid, typisk i forbindelse med rehabilitering, eierskifte eller større ombygginger. Uten styrt utvikling vil realiseringstakten være lav, men med målrettede virkemidler kan betydelige deler av potensialet utløses innenfor en 5 til 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 til 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 til 10 år).

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

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

## 4.3 Vannkraft

Potensialet for vannkraft er vurdert med bakgrunn i opprustning og utvidelse av større, eksisterende vannkraftverk. I Akershus er de store vannkraftressursene allerede utnyttet i eksisterende anlegg, og det er derfor oppgradering av disse som utgjør det betydelige potensialet. En stor andel av Norges vannkraftverk nærmer seg teknisk levealder, og i Akershus vil det bli aktuelt med en oppgradering i løpet av neste tiår for flere anlegg. Les mer om dette i kapittel om metode i Vedlegg 2.

### 4.3.1 Status og potensial i Akershus

**Tabell 4-3: Status og potensial for vannkraft i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vannkraft | Strømproduksjon | 165,0* | Oppgradering på eksisterende anlegg | 5-15 år | Begrenset ressursgrunnlag | Begrenset rolle på fylkesnivå |

**100 GWh av disse gjelder Randselva kraftverk i Buskerud/Akershus.*

Vannkraftpotensialet i Akershus ligger i opprustning og utvidelse av eksisterende, større vannkraftverk, ikke i utbygging av nye vassdrag. De store ressursene er allerede utnyttet, og flere av anleggene nærmer seg teknisk levealder. Økt produksjon vil derfor i hovedsak komme som en naturlig følge av reinvesteringer i aldrende anlegg de neste 10 til 15 årene, etter hvert som komponenter må skiftes ut. I Akershus gjelder dette kraftverkene i Glomma og Randselva, se kapittel om Metode for detaljer rundt de ulike kraftverkene, og de aktuelle regionsrapporter for mer spesifikk info om disse. Ifølge Akershus Energi vil de eldste kraftverkene prioriteres først for oppgraderinger, og hos NVE er allerede Funnefoss kraftverk registrert for økt slukeevne. De resterende kan også forventes å søke lignende tiltak samt løpehjulsbytte. Siden alt av tilgjengelig fall er utnyttet i Glomma, er det slike oppgraderinger som er aktuelt i fylket.

I Jevnaker i Hadeland ligger Randselva kraftverk som har en planlagt opprustning med økt effekt og energi. Det antas her at 100 GWh realiseres, basert på offentlig tilgjengelig informasjon.

Samlet anslås et realistisk teknisk potensial i størrelsesorden 165 GWh/år. Det utgjør et reelt, men beskjedent bidrag til fylkets kraftbalanse sammenlignet med de øvrige energiløsningene, og vannkraft vil derfor ha en begrenset rolle på fylkesnivå.

### 4.3.2 Økonomi og gjennomførbarhet

Oppgradering av eksisterende vannkraftverk følger anleggenes tekniske levealder og er i liten grad avhengig av særskilte økonomiske insentiver for å bli gjennomført. Reinvesteringene kommer i stor grad av seg selv når komponenter nærmer seg slutten av sin levetid. Tiltakene er teknisk godt dokumentert gjennom tilsvarende prosjekter i norsk elvekraft, og at konsesjonsprosesser allerede er innledet for flere av anleggene, styrker gjennomførbarheten.

Den viktigste usikkerheten er knyttet til konsesjonsbehandling og miljøvilkår, herunder manøvreringsreglement for de berørte vassdragene, som legger rammer for driften. Samlet vil vannkraft gi et realistisk, men begrenset bidrag til fylkets energiproduksjon, og potensialet kan i hovedsak realiseres innenfor en tidshorisont på 5 til 15 år.

## 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. Akershus ble ikke med i denne listen, sammen med Oslo, Oppland og Troms. Dette betyr allikevel 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 til 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 til 15 års perspektiv kan turbiner opptil 10 MW være kommersielt tilgjengelige (dette tilsvarer turbiner med over 150m navhøyde). Dette gjør vindkraft i Akershus mer aktuelt enn tidligere, men realisering forutsetter at kommunene er en positiv drivkraft og at konsesjon innvilges.

### 4.4.2 Status og potensial i Akershus

**Tabell 4-4: Status og potensial for vindkraft i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vindkraft | Strømproduksjon | 12 300 | Store planarealer | 7-15 år | Lokal og kommunal motstand | Betydelig potensial om barrierene løses |

Akershus har store områder med vindressurser > 6,5 m/s, men på grunn av begrensningene som er satt av GIS-analysen (se metode), er aktuelt areal beregnet til 780 km$^2$.

Hvis alle områdene blir utbygd (lite realistisk), er det tekniske potensialet i størrelsesorden 12 300 GWh/år. Dette tilsvarer over 800 turbiner med en navhøyde på 150 til 180 m. Utbygging av hele det tekniske potensialet er et lite realistisk scenario, så spørsmålet blir derfor hvilke regioner og kommuner som ønsker å satse på vindkraft, og deretter se på hvor det er hensiktsmessig å plassere turbiner og hvor store parker som kan være aktuelle i de ulike områdene. Dette vil kreve mer inngående analyser, da dette er en grov, teoretisk analyse.

De største og mest sammenhengende arealene ligger i Nedre Romerike og Gardermoregionen. Områdene som grenser mot Innlandet i øst, er nær eksisterende vindkraftverk, noe som viser realismen teknisk sett i de identifiserte områdene. En fordel i de østliggende områdene er også nærheten til Sverige. Dette vil forenkle frakt av store turbin-deler, som typisk må fraktes gjennom Sverige pga. for lave bruer og tunneler i Norge. Områder er også identifisert i mer høytliggende terreng (som i

Hadeland) hvor vindhastighetene er noe høyere, men merk at analysen baserer seg på en grov teoretisk metode, som blant annet ikke har med avstand til hytter (se mer i vedlegg om Metode).

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

### 4.4.3 Økonomi og gjennomførbarhet

I Akershus er det flere aktuelle områder med vindressurser som gir lønnsomme vindkraftprosjekter (kartet viser en grov sortering, se metodekapittel). Vindkraftutbygging er imidlertid et svært omdiskutert og betent tema i Norge i dag. Den største og mest avgjørende faktoren for gjennomførbarhet er lokal aksept og forankring. Uten dette er det ikke mulig å etablere vindkraftprosjekter, selv om man gjennom andre sentrale vurderingskriterier (se kapittel om metode) vurderer det som et godt prosjekt. En av grunnene til dette er at kommunen må vedta en områderegulering etter plan- og bygningsloven før NVE kan behandle en konsesjonssøknad, et krav som ble innført i 2023.

Prosessene fra planlegging til byggefase tar gjerne minst syv år, noe som innebærer stor risiko for at politisk eller lokal forankring endrer seg underveis. Tidlig involvering av kommunen og berørte innbyggere er derfor viktig. Verdien av vindkraftverkene må også måles opp mot effektene på natur og samfunn (se mer under metode). Disse effektene må vurderes i detalj gjennom en konsekvensutredning for å sikre at den samlede samfunnsøkonomiske gevinsten overstiger de samlede samfunnsmessige kostnadene. En betydelig faktor er de store arealene som kreves for en vindpark. Det som er verdt å merke seg, er mulighetene ved flerbruk av natur (se Odal vindkraftverk), gjenbruk av veier, og at direkte inngrep i naturen er i størrelsesorden 3 til 5 % av totalt plan-areal.

**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.

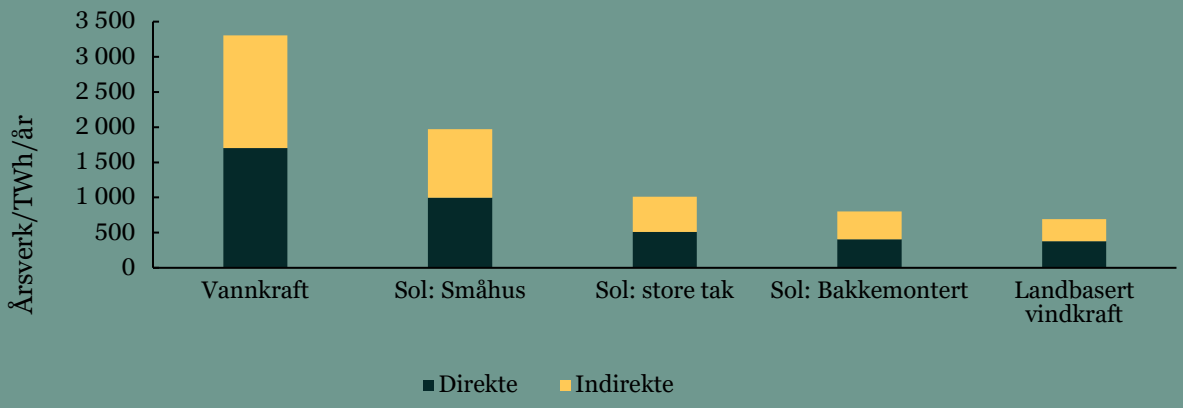
# Lokale ringvirkninger av kraftproduksjon

Både utbygging og drift av kraftproduksjon utløser ringvirkninger knyttet til 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 – som samlet utgjør kraftverkenes ringvirkningseffekter.

## 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.

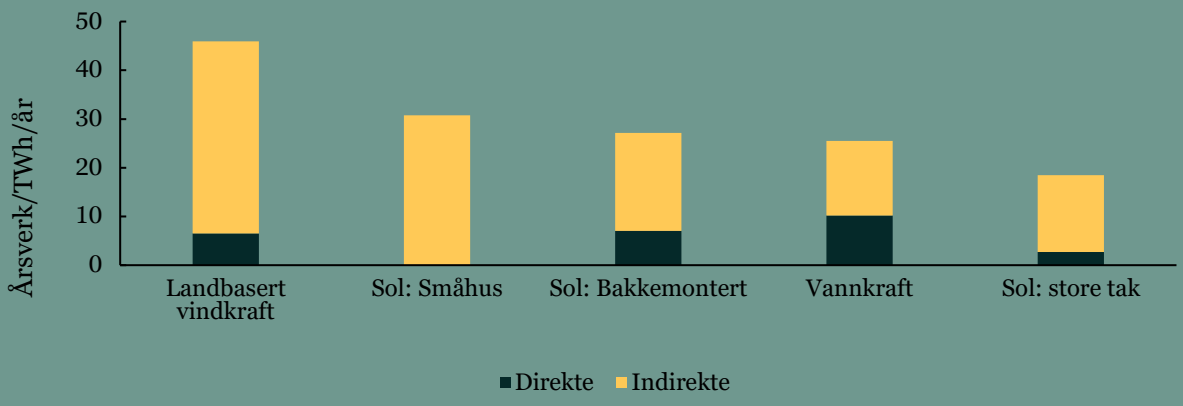
**Figur 4-3: Nasjonale ringvirkninger av utbyggingen av ulike teknologier. Kilde: Menon Economics**




## Driftsfasen: vindkraft gir størst varige effekter

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

**Figur 4-4: 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. Anlegget eies av Akershus Energi Vind (33,4 %), Cloudberry (33,4 %) og KLP (33,2 %). Konsesjon ble gitt av NVE i 2014 og idriftsatt september 2022.

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.

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

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.

## 4.6 Solkraft

### 4.6.1 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.

### 4.6.2 Storskala solkraft i Akershus

**Tabell 4-5: Status og potensial for solkraft i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Storskala solkraft | Strømproduksjon | 947 (i kø) | Store arealer kreves | 5-10 år | Motstand, nett, lønnsomhet | Stort potensial om barrierene løses |

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

#### Dagens status og uforløst potensiale

Akershus har store områder med ubebygde arealer, særlig i Nedre Romerike og Follo. Solressursene er gode etter norsk målestokk; Akershus mottar typisk 1 000 til 1 100 kWh per installert kWp per år, noe som er sammenlignbart med nordlige deler av Mellom-Europa.

Det er per i dag et storskalaprosjekt på 0,539 MW for bakkemontert sol i fylket. Dette driftes av ROAF og er plassert på det gamle Ullereng-jordet på Berger i Lillestrøm. Det er også flere prosjekter i nett-tilknytnings-kø eller konsesjonsprosess, som her utgjør «potensialet». Det betyr at de 947 GWh kan realiseres dersom rammevilkår legger til rette for det, og det er lønnsomhet i prosjektene, mens det faktisk tekniske potensialet er langt større. Dette er ikke tallfestet i denne rapporten.

#### Økonomi og gjennomførbarhet

Realisering av solkraftpotensialet i Akershus avhenger i stor grad av lønnsomhet, arealtilgang, lokal aksept og kommunal tilrettelegging. I de tettbygde kommunene er mulighetene for bakkemontert solkraft begrenset av arealknapphet og potensielle konflikter med bebyggelse og friluftsliv. Store, sammenhengende og flate arealer har teknisk sett et potensiale for å utnyttes til bakkemontert solkraft, men anleggene må lokaliseres og utformes på en måte som begrenser naturinngrep. Kostnadene for bakkemontert solkraft har falt de siste årene som følge av prisreduksjon, forbedret teknologi og økt erfaring med slike anlegg. I dag blir det bygd flere prosjekter under 10 MW i Norge som viser lønnsomhet, men disse har som regel en mer marginal lønnsomhet enn det man ser i større solkraftanlegg og ellers i Europa. Dette skyldes blant annet manglende stordriftsfordeler og lavere strømpriser i markedet. Investeringsviljen begrenses videre av usikkerhet knyttet til fremskriving av spotpris og lavere forventet avkastning sammenlignet med andre prosjekter utbyggerne har i porteføljen. Løsninger som kombinerer solkraft og landbruk kan redusere arealkonflikter, men er foreløpig mer kostnadskrevende enn konvensjonelle anlegg.

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

### 4.6.3 Sol på grå arealer i Akershus

**Tabell 4-6: Status og potensial for sol på grå arealer i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Sol på grå arealer | Strømproduksjon | 690 | Lite naturinngrep | 5-10 år | Lønnsomhet | Begrenset potensial med god lønnsomhet |

#### Dagens status og uforløste potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings solscreening er det tekniske potensialet for sol på grå arealer i Akershus anslått til om lag 730 MWp, som tilsvarer 0,69 TWh per år. Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Potensialet befinner seg hovedsakelig i form av parkeringsplasser og arealer langs vei- og bane. For en nærmere redegjørelse av dette potensialet viser vi til Hafslunds utredning.

#### Økonomi og gjennomførbarhet

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

Parkeringsplasser utgjør et betydelig teoretisk potensial, men er blant de dyreste arealtypene å bygge ut. Carport-løsninger krever omfattende fundamentering og konstruksjoner, noe som gir klart høyere kostnader per produsert kWh enn solkraft på større, sammenhengende flater. Tilsvarende gjelder arealer langs vei og bane, hvor tekniske krav, sikkerhetshensyn og komplisert nettilknytning ofte svekker lønnsomheten.[13] Samlet innebærer dette at solkraft på grå arealer har et høyt teoretisk potensial, men lav praktisk gjennomførbarhet, og at realisering ofte forutsetter offentlig tilrettelegging eller særskilte virkemidler.

### 4.6.4 Sol på tak i Akershus

**Tabell 4-7: Status og potensial for sol på tak i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Sol på tak | Strømproduksjon | 4 000 | Ingen inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet | Betydelig potensial som kan forløses |

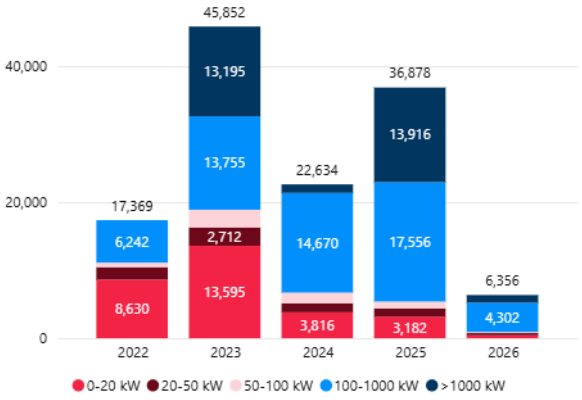
[13] Solkraftpotensial på nedbygd arela i Norge – tilgjengelig her

### Dagens status og uforløste potensial

Basert på Hafslund Rådgivnings screening er det tekniske potensialet for takmontert sol i Akershus anslått til om lag 4 TWh per år. Rundt 25 % (tilsvarer 1 TWh) 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 industri, næring og offentlige bygg. Men med dagens rammebetingelser kan det teknisk økonomiske potensialet være enda lavere.

Potensialet er et brutto teknisk potensial og er ikke korrigert for eksisterende utbygging eller lokale planmessige begrensninger. Det vil si at mange av de gode flate takene allerede kan være utbygd. Basert på NVE sin statistikk er det bygd ut totalt 155 MW i Akershus.

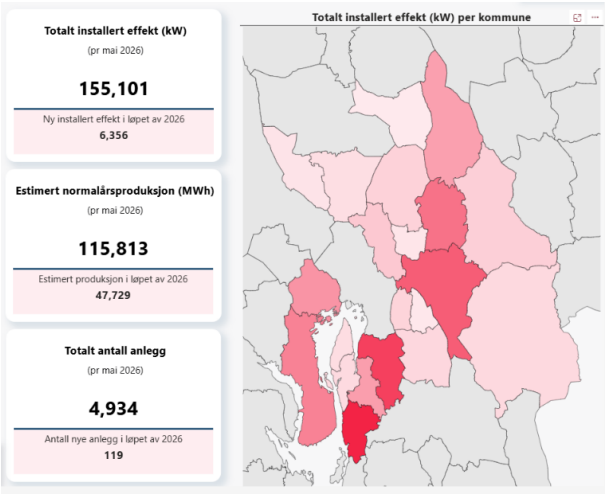
**Figur 4-5: Antall nye anlegg per effektgruppering i Akershus fylke**




### Økonomi og gjennomførbarhet

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

**Figur 4-6: Utbygd solkraft i Akershus fylke. Kilde: NVE**




Ny installert solcellekapasitet ble nær halvert i 2024 sammenlignet med 2023, og i 2025 ble det installert 25 % mindre enn i 2024 på landsbasis[14]. 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.

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

## 4.7 Biogass

### 4.7.1 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. Samtidig kan biogass fungere som et supplement til elektrifisering og bidra til å avlaste strømnettet.

### 4.7.2 Dagens status og uforløste potensiale

**Tabell 4-8: Status og potensial for biogass i Akershus**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Biogass | Avlaster nettet | 201 | Ingen inngrep | Innen 2040 | Lønnsomhet | Avhenger av regional drivstoff-strategi |

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 %.

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

### 4.7.3 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 til 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.

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

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

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

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

## 4.8 Kjernekraft

### 4.8.1 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.

### 4.8.2 Dagens status og uforløste potensiale

**Tabell 4-10: Status og potensial for kjernekraft i Akershus**

| 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 moden, kommersielt tilgjengelig teknologi og ryggraden i global kjernekraftproduksjon. Ett slikt kraftverk produserer om lag 7 TWh per år. Utfordringen er at disse er svært kostbare.

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

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

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

### 4.8.3 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 at kraftprisene må bli vesentlig høyere enn forventet markedsnivå over flere tiår, eller at investeringskostnadene må reduseres med om lag 70 til 80 prosent sammenlignet med dagens nivå. I tillegg forutsetter kjernekraft betydelig statlig involvering, blant annet knyttet til risikoavlastning og finansiering, atomsikkerhet og beredskap samt dekommisjonering og langtidslagring av radioaktivt avfall

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

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.

## 4.9 Teknisk potensial kontra dagens investeringstrender

Dette kapitlet har vurdert hvilke energiteknologier som samlet sett er mest relevante for Akershus, 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 21 TWh. Som vist innledningsvis i rapporten overstiger dette både dagens kraftforbruk og det fremskrevne kraftbehovet i 2040, men en stor del av potensialet er knyttet til vindkraft.

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. Vindkraft har det klart største tekniske potensialet og flere egnede områder, men møter sterk lokal og kommunal motstand og har lang ledetid, noe som gir lav realisme på kort og mellomlang sikt. Dersom disse barrierene blir løst, kan vindkraft bli en betydelig bidragsyter for ny kraftproduksjon, uten behov for støtteordninger. Solenergi har et betydelig potensial, særlig på eksisterende bygg (sol på tak), men utviklingen er sårbar for endringer i kraftpris, nettkapasitet og støtteregimer. Biogass kan gi et begrenset, men målrettet bidrag til å redusere elektrisitetsbehov knyttet til tungtransport, men realisering forutsetter tydelige regionale strategier og stabile rammebetingelser.

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 0,9 TWh frem mot 2040, noe som kun dekker 11 prosent av

dagens kraftunderskudd. 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.

Tabellen under illustrerer de mest aktuelle energiløsningene samlet sett for Akershus. Merk at dette varierer mellom kommuneregionene, men den samlede vurderingen viser hvor potensialet er størst for fylket som helhet. Vi henviser til regionsrapportene for å se nyansene mellom regionene, da spesielt på vind- og vannkraftpotensial.

**Tabell 4-11: Oppsummering av nøkkelresultater for alle energiløsningene**

| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Enøk | Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft | 1200* (730 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-25 år | Mange mindre barrierer, men stor påvirkning | Sentral rolle |
| Fjernvarme / termiske løsninger | Avlaster nettet og frigir kraft | 1940* (850 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet og rammebetingelser | Betydelig potensial om barrierene løses |
| Vannkraft | Strømproduksjon | 165,0 | Oppgradering på eksisterende anlegg | 5-15 år | Begrenset ressursgrunnlag | Begrenset rolle på fylkesnivå |
| Vindkraft | Strømproduksjon | 12 300 | Store planarealer | 7-15 år | Lokal og kommunal motstand | Betydelig potensial om barrierene løses |
| Storskala solkraft | Strømproduksjon | 947 (i kø) | Store arealer kreves | 5-10 år | Motstand, nett, lønnsomhet | Stort potensial om barrierene løses |
| Sol på grå arealer | Strømproduksjon | 690 | Lite naturinngrep | 5-10 år | Lønnsomhet | Begrenset potensial med god lønnsomhet |
| Sol på tak | Strømproduksjon | 4 000 | Ingen inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet | Betydelig potensial som kan forløses |
| Biogass | Avlaster nettet | 201 | Ingen inngrep | Innen 2040 | Lønnsomhet | Avhenger av regional drivstoff-strategi |
| Kjernekraft | Stor strømproduksjon | 350 – 2 000 | Lite direkte inngrep, avfall må løses | 2040–2050 | Modenhet og lønnsomhet | Lite realistisk frem mot 2040 |

## 4.10 Forbrukerfleksibilitet

**Tabell 4-12: Status og potensial for fleksibilitet i Akershus**

| 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 |

### 4.10.1 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 4.5: Batterier og andre lagringsløsninger**

I kapitelet ser vi nærmere på potensialet til forbrukerfleksibilitet som kilde til avlastning av kraftnettet i Akershus. 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 Akserhus. Det tekniske potensialet batteriløsninger er enormt, men effekten på nettilgang avhenger i all hovedsak av kostnadsoptimalisering og tilknytningsvilkår hos nettselskapene. På bakgrunn av dette avgrenses 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. 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.

### 4.10.2 Dagens status og uforløste potensiale

Selv om teknologien i stor grad er tilgjengelig, er bruken av forbruksfleksibilitet hos sluttbrukere fortsatt svært begrenset i Akershus, 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 Akershus er fleksibilitetspotensialet anslått til opp mot 7 prosent av topplasten, jf. omtale i kapittel om effektbehov. Realiseres dette potensialet, vil det i praksis kunne dekke veksten i klimascenarioet frem mot om lag 2035 uten tilsvarende økning i nettkapasitet, og dermed gi et meningsfullt bidrag til kraft- og effektbalansen i regionen.

### 4.10.3 Økonomi og gjennomførbarhet

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

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

# 5 Oppsummering og anbefalinger

**Akershus står overfor flere utfordringer knyttet til den lokale energisituasjonen. Fylket har et betydelig kraftunderskudd, og forbruket kan øke vesentlig frem mot 2040. Selv om det finnes et potensial for lokal energiproduksjon som overstiger fremtidig kraftbehov i alle de tre scenarioene vi har analysert, tilsier dagens utviklingstrend at lokale energiløsninger bare vil bidra med om lag 0,9 TWh frem mot 2040. Dette tilsvarer 11 prosent av dagens kraftunderskudd. 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. Den regionale utviklingen står også i sterk kontrast til det samfunnsmessige behovet for å øke fornybar energiproduksjon både i landsdelen og i Norge som helhet. Med bakgrunn i dette har vi utarbeidet seks anbefalinger for fylkeskommunens videre arbeid.**

I dette kapittelet oppsummerer vi de viktigste utviklingstrekkene vi har identifisert og diskuterer hvilke veivalg kommunene i Akershus står overfor. Til sist presenterer vi seks konkrete anbefalinger til fylkeskommunen for å sikre et koordinert og målrettet arbeid på energiområdet.

## 5.1 Utgangspunktet

**Akershus har et betydelig energi- og kraftunderskudd, og strømnettet begrenser tilknytning for både produksjon og forbruk.**

Det samlede energiforbruket er om lag 17,2 TWh, mens lokal produksjon utgjør om lag 2,6 TWh. Fylket dekker dermed rundt 15 prosent av sitt energibehov selv, og bare om lag 13 prosent av strømforbruket på om lag 9 TWh. Et underskudd innebærer at forsyningssikkerheten er direkte avhengig av overføringskapasitet fra kraftsystemet utenfor fylket. Nettkapasiteten er allerede presset i store deler av fylket: om lag 462 MW forbruk står som reservert kapasitet og ytterligere om lag 1 170 MW i kapasitetskø på forbrukssiden, i hovedsak knyttet til planlagte datasentre. Videre står flere hundre megawatt produksjonskapasitet i kø. Etterspørselen er imidlertid svært ujevnt fordelt. Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen har de store køene, mens køen i Asker og Bærum i sin helhet gjelder ett industriprosjekt i Asker, og Hadeland har ingen. Bak fylkestallet ligger med andre ord fem regioner med svært ulik energibalanse og ulikt press på nettet.

**Nettforsterkninger åpner opp for betydelig forbruksvekst på lengre sikt.**

Statnett planlegger betydelige nettforsterkninger i Stor-Oslo-området ifølge områdeplanen for Oslo, Akershus og Østfold.[15] Arbeidet innebærer en trinnvis opptrapping mot 420 kV, der trinn 1 ventes ferdig innen 2030, trinn 2 i perioden 2030 til 2035 og en videre spenningsheving mot 2040. Tiltakene omfatter blant annet nye og oppgraderte stasjoner som Frogner, Liåsen, Nye Røykås og Nye Tegneby, samt nye stasjoner i Gardermo- og Hadelandsområdet. Nye Hamang stasjon ble satt i drift allerede i 2024 og styrker forsyningen til Asker og Bærum. Store deler av kapasiteten kommer imidlertid først på plass mot slutten av tiåret, og tidsforløpet er avgjørende for hvor raskt ny næringsaktivitet og elektrifisering kan realiseres. Hvor *mye* forbruket faktisk vokser, avhenger i all hovedsak av nærings-

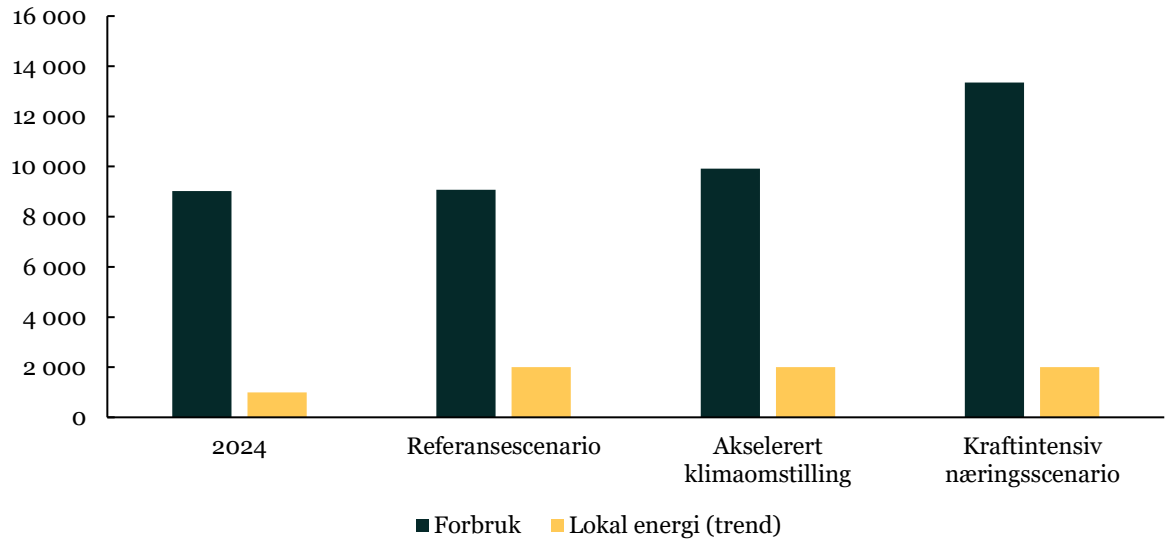
[15] Kilde: Statnett, områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold (2024), samt NVE og nettselskapenes områdestudier (2025).

og klimapolitiske veivalg. I et referansescenario med kun vedtatt politikk er forbruksveksten tilnærmet flat mot 2040, fordi elektrifisering av transport motvirkes av energieffektivisering og rehabilitering i bygg. I et klimascenario i tråd med nasjonale utslippsmål øker kraftbehovet med om lag 840 GWh, tilsvarende rundt 10 prosent over dagens nivå. Realiseres i tillegg den reserverte kapasiteten hos Statnett og Chemring Nobels omsøkte kapasitet, kan kraftforbruket nå om lag 13,4 TWh i 2040, en vekst på om lag 48 prosent fra dagens nivå. Også her er bildet ujevnt: veksten i det kraftintensive scenarioet er sterkt konsentrert til Follo, Gardermoregionen og Nedre Romerike.

**Potensialet for lokale energiløsninger er nesten tre ganger større enn dagens kraftunderskudd, men veksttakten er ikke tilstrekkelig til å styrke energibalansen.**

Kartleggingen av lokale energiløsninger viser et samlet teknisk potensial på om lag 21 TWh, fordelt på energieffektivisering, fjernvarme og termiske løsninger, biogass, solkraft og vindkraft, hvorav sistnevnte står for 60 prosent. Potensialet overstiger fylkets kraftbehov i alle de tre scenarioene. Som dokumentert i forrige kapittel er det likevel et betydelig gap mellom teknisk potensial og dagens utviklingstrend. Med dagens rammebetingelser anslår vi at lokale energiløsninger samlet vil bidra med om lag 0,9 TWh frem mot 2040, noe som tilsvarer om lag 11 prosent av dagens kraftunderskudd. Akershus vil derfor forbli et betydelig underskuddsområde langt utover 2040 uten målrettede energipolitiske tiltak. Dette er illustrert i figuren under.

**Figur 5-1 Scenariobasert forbruksutvikling for strøm frem mot 2040, sett opp imot dagens utviklingstrend knyttet til investeringer i lokale energiløsninger[16].**




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.[17]

[16] 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).
[17] Se blant annet: Store industri- og forbruksplaner i Oslo, Akershus og Østfold og Langsiktig markedsanalyse

## 5.2 Sentrale veivalg

I delrapportene for de fem kommuneregionene har vi identifisert to gjennomgående veivalg som kommunene står overfor, ett knyttet til produksjon og ett knyttet til kraftbehov. Veivalgene er relevante uavhengig av forbruksutviklingen, ettersom alle regionene allerede importerer brorparten av energien sin i dag.

**Tilrettelegging for lokale energiløsninger.** Det første veivalget knytter seg til hvilken rolle lokal energiproduksjon skal ha. Skal kommunene forbli importavhengige, eller skal de aktivt legge til rette for økt lokal selvforsyning gjennom arealplanlegging, informasjonstiltak og eventuelt egne støtteordninger? Det er fullt mulig å leve med et vedvarende underskudd, slik regionen har gjort over lang tid, men det innebærer avhengighet av eksterne aktører og sentralisert infrastruktur, og det begrenser eierskapet til energien som kreves for å nå klimamål og legge til rette for ny næringsvirksomhet. Et vedvarende underskudd kan også innebære økt risiko for samfunnssikkerheten i regionen. Velges en mer offensiv linje, må kommunene ta stilling til hvor langt de er villige til å gå. Her er det ulike løsninger som peker seg ut i ulike regioner: energieffektivisering, sol på tak og fjernvarme er relevante i alle regioner, mens potensialet for vindkraft varierer. For de kortsiktige utfordringene peker særlig fjernvarme og energieffektivisering seg ut. Lokale fleksibilitetsløsninger kan også gi viktige bidrag, men noe lengre frem i tid ettersom den kommersielle modenheten er under utvikling.

**Utvikling av fremtidig kraftbehov.** Det andre veivalget knytter seg til hvilke næringsetableringer kommunene ønsker å tiltrekke seg, og på hvilke vilkår. Etterspørselen etter nettkapasitet er allerede stor i deler av fylket. Kraftintensive etableringer bidrar med betydelig lokal verdiskaping, men vil også legge beslag på infrastruktur og areal. Kraftbalansen vil også svekkes ytterligere, noe som forsterker utfordringen knyttet til det første veivalget. Et særlig viktig spørsmål gjelder vilkårene ved nyetablering, blant annet om tilgjengeliggjøring av spillvarme fra datasentre skal være et krav, og hvordan kommunene kan sikre at varmen faktisk utnyttes. Også dette veivalget faller ulikt ut mellom regionene: presset er størst i Follo, Nedre Romerike og Gardermoregionen, mens Hadeland i praksis står friere. I Asker og Bærum er spørsmålet i all hovedsak knyttet til ett enkelt industriprosjekt.

## 5.3 Anbefalinger for det videre arbeidet

For fylket som helhet tas disse veivalgene i praksis av kommunene hver for seg, men summen av dem former energi- og kraftsituasjonen i hele Akershus. Det er nettopp i dette samspillet, der regionenes ulike roller og handlingsrom kan utnyttes på tvers, at fylkeskommunen kan spille en viktig rolle som regional planmyndighet. På bakgrunn av analysene gir vi seks anbefalinger til det videre arbeidet.

**Ta en koordinerende rolle og etabler et felles målbilde for energiforsyningen på tvers av kommuneregionene.** Energi er ikke et mål i seg selv, men et virkemiddel som skal understøtte klimaomstilling, næringsutvikling og beredskap. Når veivalgene tas på kommunenivå, er det en risiko for at summen blir fragmentert og lite forutsigbar. Fylkeskommunen bør derfor bruke regional planlegging til å etablere et tydelig og forankret målbilde for energiforsyningen som går på tvers av de fem kommuneregionene, integrert i regional planstrategi og regionale planer for klima, areal og næring. Et felles målbilde gir kommunene en retning å spille mot, og et bedre grunnlag for prioritering når ulike hensyn står mot hverandre.

**Samordne infrastrukturutviklingen mellom aktørene, og etabler et regionalt energiforum.** Utvikling av kraft- og varmeinfrastruktur har lange ledetider, krever store investeringer og preges av stor usikkerhet om fremtidig forbruk og produksjon, særlig knyttet til

datasentre. Fylkeskommunen bør i kraft av rollen som regional planmyndighet sikre at infrastrukturutviklingen understøtter målbildet, at planforutsetningene oppdateres jevnlig, og at den regionale planleggingen spiller sammen med eksempelvis Statnetts områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold. Fylkeskommunens viktigste bidrag ligger ofte i å koble aktørene sammen tidlig, ettersom den formelle beslutningsmyndigheten ligger hos kommunene, nettselskapene og staten. Vi anbefaler derfor at fylkeskommunen etablerer et regionalt energiforum som en strategisk arena for dialog om prioriteringer, målkonflikter og utviklingsretning i kraftsystemet, med deltakelse fra politisk ledelse, kommunene, nettselskapene, Statnett, NVE og Statsforvalteren. Flere fylker har allerede gode erfaringer med slike arenaer, blant annet Rogaland og Nordland med sine regionale kraftforum og Innlandet med et regionalt energiforum, der tidlig dialog har bidratt til raskere avklaringer mellom arealplanlegging og kraftsystemutvikling.

**Etabler et felles mål for lokal produksjon.** Fylkeskommunen bør arbeide for å etablere et felles mål for realisering av ny lokal energiproduksjon på tvers av kommuneregionene. Et slikt mål vil bidra til at fylket samlet får et tydelig ambisjonsnivå å arbeide mot, og til mer effektiv ressursbruk på tvers av energiteknologier og regioner. Det bør utredes hvilke konkrete støttemekanismer som kan styrke realiseringen av solkraft, fjernvarme og energieffektivisering, som alle møter økonomiske barrierer. Insentivene kan ligge på både regionalt og nasjonalt nivå, og samordning med nasjonale myndigheter og Enova er derfor viktig. 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. Realisering avhenger imidlertid av tilgang på egnede arealer og lokal forankring. Vi anbefaler derfor at man 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.

**Gjøre det enklere for kommuner og utbyggere å ta i bruk lønnsomme energitiltak. Å spre kunnskap om** støtteordninger fra Enova og om praktiske muligheter for energieffektivisering og lokal produksjon er et enkelt tiltak 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 effektive enn generell informasjon. Mange av kommunene i Akershus er små og har begrenset kapasitet til å følge opp dette hver for seg. Fylkeskommunen bør samordne veiledningen på tvers av kommunene for å sikre kvalitet og effektivitet.

**Bruk regional planlegging og samordning til å redusere målkonflikter og legge til rette for effektiv lokalisering, og identifiser energiknutepunkt.** Nettkapasitet blir en stadig viktigere rammebetingelse for både ny næringsvirksomhet og kraftkrevende klimatiltak. Fylkeskommunen bør bruke rollen som regional planmyndighet til å vurdere lokalisering av ny virksomhet opp mot tilgjengelig nettkapasitet, egnede arealer og muligheter for lokal produksjon. Et systematisk grep er å identifisere regionale energiknutepunkt på tvers av kommunegrensene, det vil si områder der ledig nettkapasitet, areal, lokal produksjon og industrielle synergier som spillvarme ligger til rette samtidig. Dette gir et felles kunnskapsgrunnlag for mer forutsigbare planprosesser og reduserer målkonflikter mellom energi, areal, natur og næring. Tilnærmingen gir også fylkeskommunen mulighet til å utnytte forskjellene mellom regionene, slik at regioner med ledig kapasitet og egnede arealer kan avlaste de mest pressede områdene.

**Følg opp energibruk og lokal produksjon i egen bygningsmasse.** Fylkeskommunen er selv en betydelig byggeier, blant annet gjennom de videregående skolene, og kan bruke eierrollen aktivt på energiområdet. Vi anbefaler at fylkeskommunen kartlegger energibruk og energipotensial i hele

byggporteføljen, og følger opp med en langsiktig investeringsplan for energieffektivisering og lokal produksjon, særlig sol på tak. Investeringsplanen bør integreres i ordinær vedlikeholds- og rehabiliteringsplanlegging og kombineres med energioppfølging i drift. Tiltakene gir en konkret reduksjon i fylkeskommunens eget energibehov og avlaster lokalt og regionalt nett, men vel så viktig er læringseffekten: erfaringene fra egen virksomhet styrker grunnlaget for å veilede kommuner og næringsliv, slik at fylkeskommunen kan gå foran som et godt eksempel.

# 6 Vedlegg:

## 6.1 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 energiundersk uddet | 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 energiundersk uddet | 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, regelverke.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**

| Akershus – samlet vurdering på fylkesnivå | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teknologi | Type bidrag | Teknisk potensial (GWh/år) | Inngrep i areal/natur | Når kan potensialet realiseres? | Barrierer | Samlet vurdering |
| Enøk | Avlaster nettet og gir/frigir mer kraft | 1200* (730 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-25 år | Mange mindre barrierer, men stor påvirkning | Sentral rolle |
| Fjernvarme / termiske løsninger | Avlaster nettet og frigir kraft | 1940* (850 MW) | Ingen eller små inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet og rammebetingelser | Betydelig potensial om barrierene løses |
| Vannkraft | Strømproduksjon | 165,0 | Oppgradering på eksisterende anlegg | 5-15 år | Begrenset ressursgrunnlag | Begrenset rolle på fylkesnivå |
| Vindkraft | Strømproduksjon | 12 300 | Store planarealer | 7-15 år | Lokal og kommunal motstand | Betydelig potensial om barrierene løses |
| Storskala solkraft | Strømproduksjon | 947 (i kø) | Store arealer kreves | 5-10 år | Motstand, nett, lønnsomhet | Stort potensial om barrierene løses |
| Sol på grå arealer | Strømproduksjon | 680 | Lite naturinngrep | 5-10 år | Lønnsomhet | Begrenset potensial med god lønnsomhet |
| Sol på tak | Strømproduksjon | 4 000 | Ingen inngrep | 1-15 år | Lønnsomhet | Betydelig potensial som kan forløses |
| Biogass | Avlaster nettet | 201 | Ingen inngrep | Innen 2040 | Lønnsomhet | Avhenger av regional drivstoff-strategi |
| Kjernekraft | Stor strømproduksjon | 350 – 2 000 | Lite direkte inngrep, avfall må løses | 2040–2050 | Modenhet og lønnsomhet | Lite realistisk frem mot 2040 |

## 6.2 Metode for beregning av potensiale for kraftproduksjon

### 6.2.1 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 allikevel 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 NVE's 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 kan forventes at de eldste kraftverkene vil bli oppgradert først.

NVE's 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**




### 6.2.2 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 ubygd, 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 til 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 120m høyde). Det må derfor benyttes høye turbiner, antagelig høyere enn det vi typisk ser i Norge i dag, som er rundt 100m nav-høyde. I et 10-15 års perspektiv kan vi forvente at turbiner opp mot 150m 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 NVE's 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 % av arealet. I tillegg kommer areal fra massetak, deponi og kraftledning til eksisterende nett, men disse er vanskeligere å estimere og holdes ofte utenfor standardberegningene.

Arealbruken kan reduseres dersom man for eksempel kan gjenbruke eksisterende veier (som skogsveier). En viktig presisering når det gjelder landbasert vindkraft, er at det direkte berørte området er kun er 3-5 % av det totale planområdet. Det vil si at det direkte inngrepet i naturen kun er en liten del av det totale arealet som trengs for å bygge vindparken. Utover dette kommer visuell belastning og støy-belastning, som avhenger av en lang rekke faktorer (som bl.a. plassering, vegetasjon, topogafi, 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 revegeteriring ol.

## 6.3 Effektbehov og energibruk i en stor logistikkhub

### 6.3.1 Formål

For å illustrere hvilket effekt- og energibehov en fullskala hub for elektriske lastebiler kan utløse regional 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.

### 6.3.2 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 á 350 til 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 elektrifsering innen transportsektoren[18]. 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.

### 6.3.3 Ladeinfrastruktur og effektforutsetninger

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

#### Depotlading (CCS2, opptil 350 kW), om natten

Biler som returnerer til huben lader over natten, med god tid til å fordele lasten over flere timer. Volvo Trucks oppgir at hovedtyngden av tungtransporten forventes ladet ved hjemmebase utenfor kjøretid, og at CCS2 HPC-ladere på opptil 350 kW gir 20 til 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 til 8 timers ladevindu.

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

**Gjennomgangslading (MCS, 1,0 til 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].

### 6.3.4 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 |

### 6.3.5 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.

### 6.3.6 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 ca. 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 á 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/ |