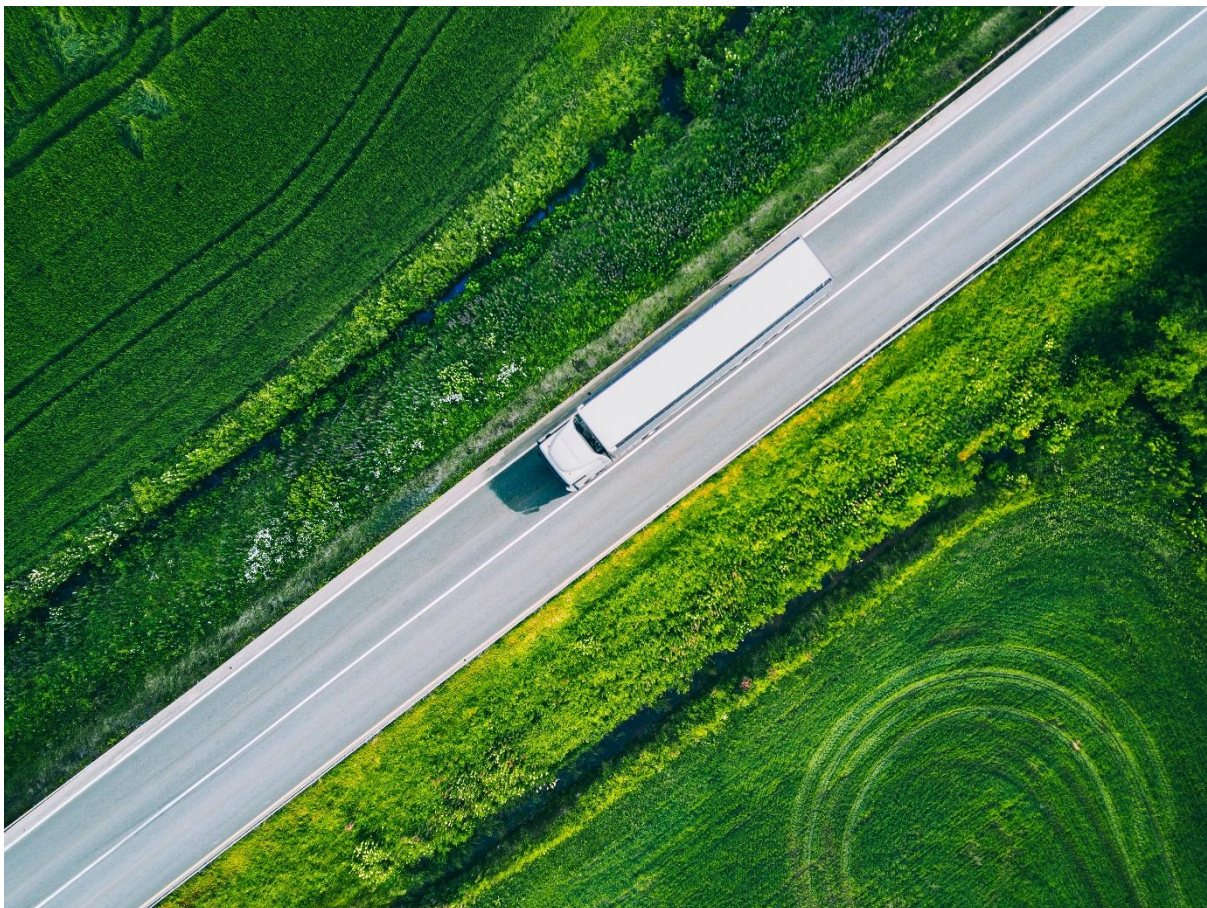




Biogassens rolle i et stadig mer elektrifisert samfunn

Rapporten er skrevet av
Tord Peder Rafael Luna Araldsen
og

Are Innes Gairdner Tuft,
Biogass Oslofjord.

Med støtte fra Miljødirektoratet gjennom Klimasats.

31/10/2025

(Versjon 2, oppdatert 23/12/2025)



Miljø-
direktoratet



BIOGASS
OSLOFJORD

Innhold

Bakgrunn.....	1
Biogass i Norge – Planer, strategier og status.....	2
Nasjonal tverrsektoriell biogasstrategi (2014)	2
Klimakur 2030 (2020).....	3
Klimaplan for 2021-2030 (2021)	4
Omstilling til lavutslipp - Veivalg for klimapolitikken mot 2050	4
Regjeringens klimastatus og -plan (Grønn bok, 2024)	5
Status for politiske virkemidler og modenhet i markedet.....	7
Påvirkningen av politiske virkemidler for markedet for biogass	8
Forbud mot bruk av fossile brensler til indirekte fyring i ikke-kvotepliktig industri fra 2030.....	9
FuelEU Maritime	9
Kort om el og biogass til busser	9
Vurdering av fysiske egenskaper for elektrisitet og biogass	12
Energikvalitet, energieffektivitet, ressurseffektivitet, energitetthet og spesifikk energi	12
Tilgjengelighet og etterspørsel	16
Klimanytte.....	17
Klimanytte for elektrisitet og biogass ved beregning av nasjonale utslipp	18
Klimanytte for elektrisitet og biogass ved beregning av selskapsbaserte utslipp	18
Kort om luftforurensning	20
Mest mulig ressurseffektiv utnyttelse av el og biogass.....	20
Scenarier for å optimalisere synergieffektene mellom biogass og el.....	21
Biogass til sektorer som ikke kan elektrifiseres.....	21
Biogass til tungtransport.....	21
Biogass til bygg og anlegg	24
Biogass til industri	24
Biogass benyttes på en mest mulig energieffektiv måte	25
Biogass til el og varme (CHP).....	25
Biogass til el (CCGT)	26
Biogass som fleksibelt energilager for strøm og hydrogen (brenselcelle)	27
Markedspotensialet for el-produksjon med biogass.....	27
Biogass i symbiose med hydrogenproduksjon og CCS	30
Konklusjon og anbefalinger.....	31
Referanser	32

Bakgrunn

Den norske satsingen på biogassverdikjeden er godt forankret i handlingsplaner, klimaplaner og strategier. Samtidig forteller aktører fra biogassbransjen om usikkerhet knyttet til at en stadig økende markedsandel elektrifiseres. Dette kommer blant annet av at batteriteknologien har utviklet seg raskt, men også på grunn av favorisering av batteriteknologi i offentlige anskaffelser og nye reguleringer eller lovforslag som ekskluderer bruk av biogass.

Samtidig er elektrifisering et av Norges viktigste virkemidler for å oppnå gjeldende klimamål. «Det som kan elektrifiseres, skal elektrifiseres» og «fremtiden er elektrisk» er slagord eller mantraer som har blitt gjentatt av politikere, miljøorganisasjoner og kraftbransjen selv. I denne rapporten skal vi se på hvordan biogassaktørene kan ta en rolle i en slik fremtidsvisjon. Vi vil også vurdere om det kan være hensiktsmessig å endre dagens politiske føringer, som er utviklet med utgangspunkt i at biogass skal brukes i markeder som tidligere ikke kunne elektrifiseres.

Biogass i Norge – Planer, strategier og status

Det er utarbeidet en rekke offentlige dokumenter som viser hvordan norsk satsing på biogass har utviklet seg over tid. Under følger en oppsummering for biogassrelaterte utviklingsmål og virkemidler fra et utvalg offentlige dokumenter.

Nasjonal tverrsektoriell biogasstrategi (2014)

I Klimaforliket fra 2012 uttalte Stortinget at det er behov for en nasjonal, tverrsektoriell biogasstrategi. Dette ble fulgt opp av Regjeringen i 2014.

Oppsummering: Formålet med Regjeringens biogasstrategi er å legge bedre til rette for produksjon og bruk av biogass i Norge (Klima og Miljødepartementet 2014). Reduserte klimagassutslipp ved bruk av biogass til å erstatte fossile drivstoff og bruk av biogjødsel til å erstatte kunstgjødsel, samt resirkulere fosfor trekkes frem som spesielt viktige effekter. Potensialet for klimagassreduksjon i jordbruk- og transportsektoren fremheves.

Biogass er et klimatiltak som kan bidra til nasjonale utslippsreduksjoner mot 2020 og til målet om at Norge skal omstille seg til et lavutslippssamfunn i 2050. Biogass har en rekke andre fordeler, utover klimagassreduksjoner. Biogass kan også redusere andre miljøproblemer som lokal luftforurensning og støy. Produksjon av biogass fører heller ikke til de samme negative virkninger på naturmiljøet som de fleste andre typer ny utbygging av energiproduksjon. Det er et betydelig teknisk potensial for produksjon og bruk av biogass i Norge. Utfordringen er at kostnadene er relativt høye. En satsing på biogass må derfor veies opp mot eventuelle andre klimatiltak som kan gi større utslippsreduksjoner per krone. For å kunne legge til rette for økt satsing på biogass i årene fremover er regjeringen opptatt av å stimulere til teknologiutvikling og reduserte kostnader.

Følgende virkemidler fremmes i strategien:

- Forskning/utvikling og pilotanlegg
 - o Etablering av et pilotanlegg gjennom utlysning av en konkurranse gjennom Innovasjon Norges miljøteknologiordning.
- Virkemidler for økt produksjon og bruk av biogass
 - o Investeringsstøtte til industrielle biogassanlegg gjennom Enova og gårdsbiogassanlegg gjennom Innovasjon Norge.
 - o Vurdere å endre veibruksavgiftene for drivstoff til fordel for miljøvennlige alternativer.
 - o Utarbeide krav til at offentlige kjøretøy skal være lav- eller nullutslippsteknologi. Her omtales biogass som en nullutslippsteknologi.
- Virkemidler for å øke tilgangen på råstoff
 - o Vurderes kostnadseffektive virkemidler for å fremme utsortering av våtorganisk avfall.
 - o Stille strengere krav til miljø- og klimateffektiv lagring og spredning av husdyrgjødsel i forbindelse med revisjonen av gjødselvereforskriften
 - o Etablere støtteordning for leveranse av husdyrgjødsel til biogassanlegg.
- Virkemidler for å sikre informasjonsutveksling
 - o Klima- og miljødepartementet setter ned et nasjonalt kontaktforum for biogassinteresser ledet av Miljødirektoratet.

Klimakur 2030 (2020)

Mandatet til Klimakur 2030 var å foreslå hvordan Norge kan oppnå minst 50 prosent reduksjon i ikke-kvotepliktige utslipp i 2030 sammenlignet med 2005. Rapporten ble publisert av Miljødirektoratet i 2020.

Oppsummering: Biogass fremheves som et klimatiltak med potensial for å redusere utslipp i landbruk, transport og avfallssektoren, særlig gjennom utnyttelse av husdyrgjødsel og organisk avfall (Miljødirektoratet 2020). Biogass kan brukes til transport, varme og kraft, og gir størst gevinst i sektorer som er vanskelig å elektrifisere, som tungtransport. Rapporten anbefaler økonomiske støtteordninger, bedre råstofftilgang og teknologisk utvikling for å realisere potensialet, og peker på biogass som et klimatiltak med betydelig miljøgevinst.

Vi har også utredet bruk av biogass i trekkvogner som et supplement til elektrifisering av kjøretøyene. For å utløse tiltaket kreves det en betydelig utbygging av biogassproduksjon. Mulige virkemidler inkluderer støtte til kjøp av kjøretøy og bruk av biogass og etterspørsel etter fossilfri transport i offentlig anskaffelser

Følgende mål med tilhørende mulige virkemidler fremmes:

- 10 % av nye trekkvogner går på biogass i 2030 (300 GWh/år).
 - o Offentlige anskaffelser som favoriserer biogass der elektriske løsninger ikke er tilgjengelige.
 - o Reduserte bompengesatser for biogass-lastebiler, om mulig avgrenset til regional langtransport for å redusere den direkte konkurransen mellom elektriske lastebiler og biogasslastebiler.
 - o Støtte til utbygging av nettverk av fyllestasjoner.
 - o Økt CO₂-avgift på diesel og/eller økt kjøpsavgift på diesel-lastebiler.
- Bruk av avansert biodrivstoff til skipsfart (900 GWh/år).
 - o Omsetningskrav i skipsfart med innfasing til 15 prosent i 2030. Dobbelttelling for LBG og/eller større bonusfaktor for LBG, og/eller reduksjon i CO₂-avgift på LNG.
 - o Økte avgifter på fossilt drivstoff.
 - o Skattekompensasjonsordning ved bruk av biodrivstoff.
 - o Offentlige anskaffelser.
 - o Utslippskrav i konsesjoner til skip som leverer tjenester til offshore- virksomhet.
- Bruk av husdyrgjødsel til biogassproduksjon (25% av all husdyrgjødsel).
 - o En gruppe ledet av Landbruksdirektoratet skal foreslå virkemidler for økt bruk av husdyrgjødsel til biogass før neste jordbruksoppgjør.
 - o Videreføre støtte for leveranse av husdyrgjødsel til biogassproduksjon.

Klimaplan for 2021-2030 (2021)

Som en del av Regjeringens Klimaplan for 2021-2030 ble det utarbeidet en egen handlingsplan for biogass.

Oppsummering: Regjeringen ser biogass som et viktig klimatiltak, særlig innen tungtransportsektoren, og ønsker å legge til rette for økt produksjon og bruk (Klima og Miljødepartementet, 2021). Biogass kan bidra til å redusere klimagassutslipp, samtidig som den gir bedre utnyttelse av avfall og husdyrgjødsel, og dermed støtter opp under sirkulær økonomi og grønn verdiskaping.

Bruken av biogass er aukande, spelar ein viktig rolle i dag og vil spele ein enda viktigare rolle på vegen mot lågutsleppssamfunnet og den sirkulære økonomien.

Klimaplanen oppsummerer virkemidlene som allerede er iverksatt for å fremme biogassverdikjeden i 2021 i tillegg til å foreslå nye:

- Opptrapping av CO₂-avgiften til 2.000 kr/tonn mot 2030 (ligger på 1.425 kr/tonn i 2025).
- Regjeringa vil ta sikte på å innføre et omsetningskrav for biodrivstoff i skipsfart fra 2022 (innført i 2025, men gass er ikke omfattet)(Miljødirektoratet, 2025).
- Øke tilskuddet for leveranse av husdyrgjødsel til biogassanlegg.
- Opptrapping av veibruksavgift for naturgass og fortsatt fritak for biogass.
- Videreføring av biogassrelaterte støtteordninger:
 - o Enovastøtte til fyllestasjoner (avviklet i 2022), kjøretøy (avviklet i 2023) og biogassproduksjon (Enova SF 2023a, 2023b).
 - o Støtte fra Innovasjon Norge til gårdsbiogassanlegg.
 - o Støtte til kommuner gjennom Klimasats.
 - o Støtte til forskning gjennom Forskningsrådet.

Omstilling til lavutslipp - Veivalg for klimapolitikken mot 2050

Klimautvalget 2050 hadde som mandat å utrede hvilke vegvalg Norge står overfor for å nå målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050. Utvalget leverte sin NOU-rapport 27.oktober 2023 (Klima og Miljødepartementet 2023).

En målrettet omstilling til et lavutslippssamfunn må starte nå. Planlegging, beslutninger og mål må endres nå slik at de er i tråd med hvor det norske samfunnet skal være i 2050. Det er 27 år til 2050, og jo flere feil beslutninger som tas og investeringer som gjøres i feil retning, desto tyngre og bråere blir omstillingen.

Overgangen til et lavutslippssamfunn krever politisk lederskap. Mange tiltak vil kreve endring og omstilling. Det kan skape motstand fra grupper som har interesse av å unngå enkelte endringer. Politisk lederskap kreves for å avveie kryssende hensyn og interesser og for å sørge for inkluderende prosesser som gir legitimitet til beslutningene, samtidig som tempoet i omstillingen økes.

Rapporten påpeker at tiltaksrammeverket **unngå, flytte og forbedre** (UFF) står sentralt i utviklingen av politikk i omstillingen til et lavutslippssamfunn. Rammeverket bygger på at man så langt det er mulig skal **unngå** aktiviteten eller handlingen som gir utslipp. Dette kan for eksempel være å reise mindre med fly eller ikke bygge ned natur. Hvis dette ikke er mulig, skal man **flytte** aktiviteten, det vil si endre måten den blir gjennomført på. Et eksempel på dette kan være å ta tog i stedet for fly. Dersom det hverken er mulig å unngå eller flytte, skal man **forbedre**. Dette dreier seg ofte om teknologiforbedringer eller mer effektiv ressursbruk, og kan være å bruke elbil i stedet for en bil som går på fossilt drivstoff.

Det er ikke entydig hvor biogass passer best inn i UFF-rammeverket, og rapporten går ikke inn på dette. Det kanskje mest åpenbare er å kategorisere biogass under *forbedre*, sammen med elbiler som kan erstatte fossildrevne biler. Samtidig gir produksjon av biogass reduksjon av naturlige klimagassutslipp, som utslipp knyttet til gjødsling og håndtering av husdyrgjødsel, og kan dermed passe inn i *flytt* fordi du endrer praksis til noe som har en redusert klima- og miljøbelastning. Kategorien *unngå* er også relevant i sammenheng med biogassproduksjon: unngå produksjon av organisk avfall, spesielt matsvinn.

Figur 1. Illustrerer hvordan biogass passer inn i UFF-rammeverket.



Regjeringens klimastatus og -plan (Grønn bok, 2024)

Målet med *grønn bok* er å vise hva regjeringen har gjort til nå for å kutte utslipp og hvilken klimapolitikk som er en del av planen i årene fremover for å nå klimamålene (Klima og Miljødepartementet 2024).

Oppsummering:

Norge har som mål å redusere klimagassutslippene med minst 55 % innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå, og å bygge et lavutslippssamfunn med 90–95 % utslippsreduksjon innen 2050. Planen analyserer utslippsutviklingen i ulike sektorer, identifiserer gap i forhold til målene, og foreslår konkrete tiltak innen transport, industri, energi, jordbruk, skog og arealbruk.

Omstilling til elektriske og biogassdrevne lastebiler kan alene redusere utslippene i 2035 med 1,5 millioner tonn. For elektrifiseringstiltakene er utbygging av ladeinfrastruktur, et forutsigbart avgiftssystem som favoriserer nullutslipp, lav- og nullutslippskrav og høyere prioritering av klima i offentlige anskaffelser og statlig eierstyring virkemidler som vil kunne bidra. I sjøfarten gir elektrifiseringstiltak og overgang til biogass mest utslippsreduksjoner før 2030, mens omstilling til skip med hydrogenbaserte drivstoff gir størst reduksjoner i 2035. Virkemidler som bidrar til å utløse tiltakene er blant annet lav- og nullutslippskrav og investeringsstøtte til skip og drivstoffinfrastruktur.

Videre beskriver grønn bok følgende tre målrettede satsinger innenfor transport:

1. En virkemiddelpakke for å innfri måltallene for salg av nullutslippskjøretøy fra Nasjonal transportplan 2018–2029, inkludert det langsiktige målet til stortingsflertallet om at nye tunge kjøretøy skal være nullutslipp eller bruke biogass i 2030, jf. Innst. 9 S (2023–2024), og:
 - a. foreslår en styrking av Enova innenfor innsatsfordelingen på 1,7 milliarder kroner, inkludert 1,2 milliarder kroner rettet mot tungtransporten, hvor Enova støtter både nullutslippskjøretøy og ladeinfrastruktur
 - b. arbeider ikke videre med engangsavgift for tunge kjøretøy nå, men forsterkede virkemidler vil eventuelt vurderes dersom innfasingen av elektriske lastebiler går tregere enn ventet
 - c. åpner ikke for bompengebetaling for tunge nullutslippskjøretøy i en periode frem til 2030, jf. Nasjonal transportplan 2025–2036
 - d. forserer utbedringen av eksisterende og etablering av nye raste- og døgnhvileplasser for å tilrettelegge for lading, jf. Nasjonal transportplan 2025–2036

I tillegg arbeides det med å vurdere:

- e. eventuell plikt for offentlige myndigheter til å stille nullutslippskrav ved kjøp av tjenester med langdistansebusser (klasse 3), som del av arbeidet med nullutslippskrav til all løyvepliktig transportvirksomhet, jf. Nasjonal transportplan 2025–2036
 - f. reduserte takster for store nullutslippskjøretøy på ferjer, jf. Nasjonal transportplan 2025–2036
 - g. krav til nullutslipp ved offentlige anskaffelser av lastebiler
 - h. virkemidler for effektivisering av vare- og lastebiltransporten gjennom økt logistikkoptimalisering
2. En virkemiddelpakke for å redusere utslippene fra skipsfart, som innebærer å:
 - a. innføre krav til nullutslipp i nye offentlige anskaffelser av ferjer og ferjetjenester for anbud som lyses ut fra 1. januar 2025
 - b. styrke Hurtigbåtprogrammet i Miljødirektoratet med 200 millioner kroner i form av økt tilsagnsfullmakt i 2025, for å realisere lav- og nullutslippsstrekninger etter søknad og konkurranse. Midlene skal bidra til raskere innfasing av lav- og nullutslippsløsninger på utvalgte fylkeskommunale hurtigbåtsamband
 - c. innføre krav til lav- og nullutslippsfartøy i havbruksnæringen fra 2025
 - d. innføre krav om lavutslipp fra offshorefartøy med sikte på innføring fra 2025 og nullutslipp fra 2029, eller tilsvarende krav som gir samme utslippseffekt for offshorefartøy
 - e. videreføre satsingen på utvikling av nullutslippsløsninger for store fartøy under Forskningsrådet
3. En virkemiddelpakke for å redusere utslipp fra bygge- og anleggsplasser, og planlegger for:
 - a. å utrede et forbud mot salg av nye anleggsmaskiner med forbrenningsmotor fra 2035
 - b. å vurdere forslag om å gi kommunene mulighet til å stille klimakrav til bygge- og anleggsplasser etter forurensingsloven
 - c. krav i offentlige anskaffelser om at 5–10 prosent av energiforbruket skal være utslippsfritt i 2026, med en opptrapping mot 30–40 prosent i 2030

Av virkemiddelpakkene kommer det tydelig frem at Regjeringen ikke likestiller el og biogass, spesielt knyttet til nye krav og virkemidler for bruk av utslippsfrie eller nullutslippsløsninger, hvor det menes kun el og hydrogen. Biogass faller inn under lavutslippsteknolog, som ikke er definert, men lavutslippssamfunn er definert som et samfunn hvor klimagassutslippene er redusert for å motvirke skadelige virkninger av global oppvarming.

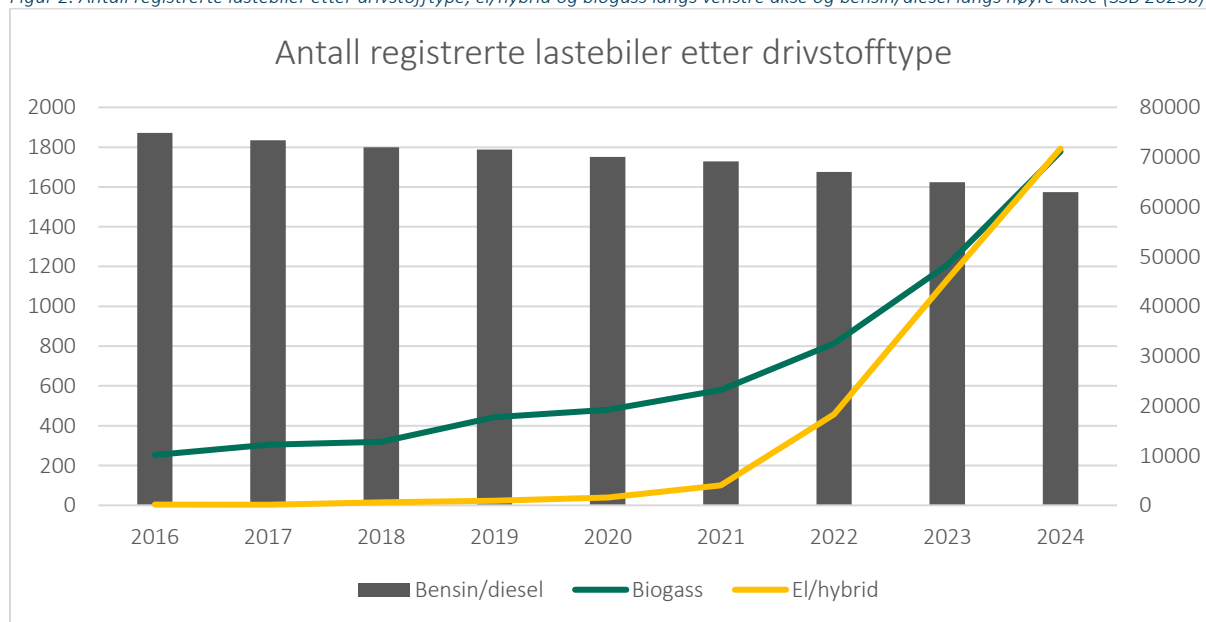
Status for politiske virkemidler og modenhet i markedet

Siden lanseringen av den nasjonale, tverrsektorielle biogasstrategien i 2014 har virkemidler for biogass kommet og gått. For eksempel ble Enova sine ordninger for støtte til biogassfyllestasjoner og biogasslastebiler avsluttet i 2022 og 2023 med forklaringen om at markedet anses som modent (Enova SF 2023a). Det samme gjaldt for elektriske varebiler, men støtten til tunge nullutslippskjøretøy og ladestasjoner for lastebil og buss fortsetter.

Støtteordningene for fyll- og ladeinfrastruktur har vært attraktiv og bidratt til at det i dag finnes 26 etablerte fyllestasjoner for komprimert biogass (CBG) og 16 for flytende biogass (LBG, med eller uten mulighet for fylling av CBG) i tillegg til at det er planlagt ytterlige 15 nye fyllestasjoner (Biogass Oslofjord 2023). Til sammen utgjør dette 57 fyllestasjoner for biogasskjøretøy. Til sammenligning er det etablert 12 ladestasjoner for tunge elektriske kjøretøy og planlagt 48 nye med støtte fra Enova for en sum på 60 ladestasjoner (Enova SF 2025).

Kjøretøyparken er også under utvikling. I 2022 gikk antall registrerte fossildrevne *varebiler* (diesel/bensin) ned for første gang samtidig som antall registrerte elektriske *varebiler* skjøt fart (SSB 2025a). I 2024 var det 474.253 registrerte bensin og dieselvarebiler, 391 biogassvarebiler og 37.727 el-varebiler (inkl. hybridbiler). For *lastebiler* overgikk antall registrerte tunge elektriske kjøretøy (inkl. ladbare hybrider) biogasskjøretøy for første gang i 2024 med 1.793 elektriske lastebiler (inkl. hybrider) sammenlignet med 1.778 biogassdrevne lastebiler. Til sammen utgjorde el og biogass ca. 5% av registrerte lastebiler. For førstegangsregistrerte kjøretøy (nybilsalg inkl. bruktimport) i 2024 utgjorde andelen fossilfritt 40% for busser, 30% for varebiler og 23% for lastebiler. For nyregistrerte busser og varebiler var det nesten kun elektriske kjøretøy som bidro til andelen fossilfritt, mens for lastebiler var det fordelt ca. likt mellom biogasskjøretøy og elektriske kjøretøy (SSB 2025b).

Figur 2. Antall registrerte lastebiler etter drivstofftype, el/hybrid og biogass langs venstre akse og bensin/diesel langs høyre akse (SSB 2025b).



Til tross for den raske utviklingen de siste åra i kjøreparken er 2030-målene utenfor rekkevidde i tungtransportsektoren. To årsaker trekkes spesielt frem av Grønt Landtransportprogram (GLP 2024):

- 1) 2030-målene tar utgangspunkt i 1990-utslipp. For busser, lastebiler og varebiler har utslippene nær doblet seg. Å kutte 55 prosent relativt til 1990 i 2030 tilsvarer det en utslippsreduksjon på 75 prosent på seks år.
- 2) Utskiftingstakten av den fossile kjøretøyparken går for tregt. For å nå målene må 100 prosent av nysalget de neste fem årene være utslippsfrie. Selv da vil vi ikke nå målene før i 2031.

Utover utviklingen av transportsektoren, fortsetter Enova å være helt avgjørende for den videre utviklingen av norsk biogassnæring. I 2024 ble det gitt over 550 mill. kr. i investeringsstøtte til nye biogassanlegg. Dette er estimert å gi en økt norsk biogassproduksjon på 1,1 TWh, hvilket kan gi mer enn en dobling av dagens samlede produksjon på 0,8 TWh (Biogass Oslofjord 2025a). Andre gjeldende virkemidler som bidrar til biogassverdikjeden inkluderer fritak for CO₂-avgift, fritak for veibruksavgift og støtte for leveranse av husdyrgjødsel til biogassanlegg.

Påvirkningen av politiske virkemidler for markedet for biogass

På oppdrag fra Biogass Oslofjord og Grønt Landtransportprogram, og som en del av Klimasatsprosjektet *Mer biogass til tungtransport og synergi med el* (Miljødirektoratet 2023c), har Stakeholder utarbeidet en betalingsvillighetsanalyse for biogass i markedssegmentene industri, shipping og tungtransport. Rapporten med tittel *Betalingsvillighet for biogass frem mot 2030* ble publisert på Biogass Oslofjord sine nettsider i 2024 (Biogass Oslofjord 2024).

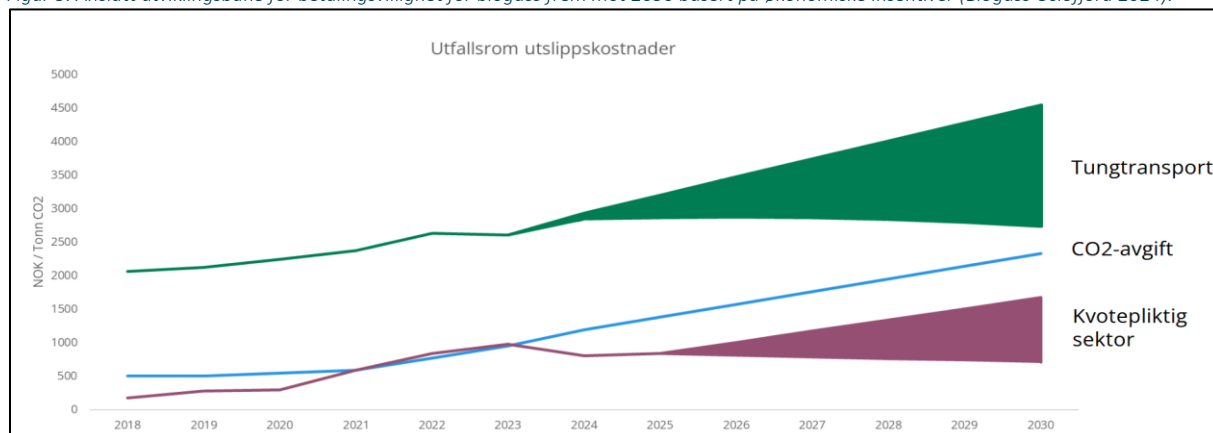
Analysen forutsetter at betalingsvilligheten bestemmes av prisen på en alternativ fossil energibærer, samt kostnader forbundet med å bruke den fossile energibæreren. Betalingsvillighet i de ulike markedssegmentene innebærer følgende:

Tungtransportmarkedet avhenger av dieselpriis, CO₂-avgift, vegavgift og omsetningsordning for biodiesel.

Kvotepliktig industri og shipping avhenger av pris for naturgass (antar at aktøren skal omlegges fra fossil gass til biogass) og kvoteprisen for CO₂.

Ikke-kvotepliktig industri og shipping avhenger av pris for naturgass (antar at aktøren skal omlegges fra fossil gass til biogass) og CO₂-avgift.

Figur 3. Anslått utviklingsbane for betalingsvillighet for biogass frem mot 2030 basert på økonomiske incentiver (Biogass Oslofjord 2024).



Resultatene fra analysen viser at biogass er styrt inn i tungtransportmarkedet av politiske føringer og incentiver, og dette vil trolig fortsette frem mot 2030. Det er imidlertid to store usikkerhetsmomenter

knyttet til nye varslede reguleringer som trekkes fram: mulig forbud mot bruk av fossile brensler i ikke-kvotepliktig industri og FuelEU Maritime.

Forbud mot bruk av fossile brensler til indirekte fyring i ikke-kvotepliktig industri fra 2030.

Miljødirektoratet la forslaget på høring i slutten av 2024 (Miljødirektoratet 2025b). Forslaget innebærer at det blir ulovlig å bruke fossile brensler i industri som ikke er omfattet av klimakvoteforskriften §1-3, hvilket blant annet inkluderer forbrenning av brensler med en nominell termisk effekt som overstiger 20 MW. Forslaget innebærer også at NVE og forurensningsmyndigheten kan gi unntak til forbudet i geografisk avgrensede områder i særlige tilfeller, f.eks. av hensyn til forsyningssikkerheten i kraftsystemet. I konsekvensutredningen anslås det at lovforslaget vil føre til et økt behov på 1,3 TWh fornybar energi til ikke-kvotepliktig industri. I beregningene antas det at elektrisitet, faste biobrensler og flytende biobrensler (ikke biogass) vil dekke mesteparten av det økte energibehovet.

I høringsinnspillet fra Biogass Norge påpekes det at biogass egnest spesielt godt til å erstatte fossil gass med biogass i nisjemarkeder med prosesser som krever høye temperaturer, der elektrisitet og andre fornybare energikilder ikke kan anvendes. De fremhever også behovet for å opptrappe satsingen på norskprodusert biogass frem mot 2030 dersom industriaktører skal kunne vurdere denne energiløsningen. Energigass Norge påpeker på sin side at et eventuelt forbud vil slå negativt ut på små og mellomstore industribedrifter som i dag ikke har mulighet til å omstille til en ny energibærer.

Et eventuelt forbud kan bidra til å øke etterspørselen etter biogass i 2030, og kan gi svært høy betalingsvillighet, spesielt i industri som ikke kan elektrifiseres og allerede går på naturgass. Det forutsetter imidlertid god langsiktig planlegging dersom man plutselig skal fase inn store mengder biogass til industrien. For biogassaktørene er det også en risiko for at NVE gir unntakelser i de geografiske områdene der det er lite nettkapasitet og som hadde vært mest egnet for biogass. For å stimulere til økt norsk biogassproduksjon kunne det vært hensiktsmessig å ha et gradvis strengere forbud med en kontrollert opptrapping av biogass, slik det har blitt gjort for innblandingskravet for biodiesel i transportsektoren og som gjøres i FuelEU Maritime.

FuelEU Maritime

EU-forordningen skal gi utslippsreduksjon frem mot 2050 i maritim sektor ved å sette gradvis strengere krav til klimagassutslipp for skip over 5.000 bruttotonn. Biogass er blant de mest aktuelle alternativene siden det kan utnyttes i eksisterende infrastruktur for naturgass (lagring, distribusjon og skip) og kan fases gradvis inn etter hvert som klimakravene blir strengere. Det har blitt anslått at FuelEU Maritime vil føre til en økt etterspørsel på 120 TWh biogass til maritim sektor innen 2050, hvilket vil kreve over halvparten av Europas prosjekterte produksjon (Filippenko 2025).

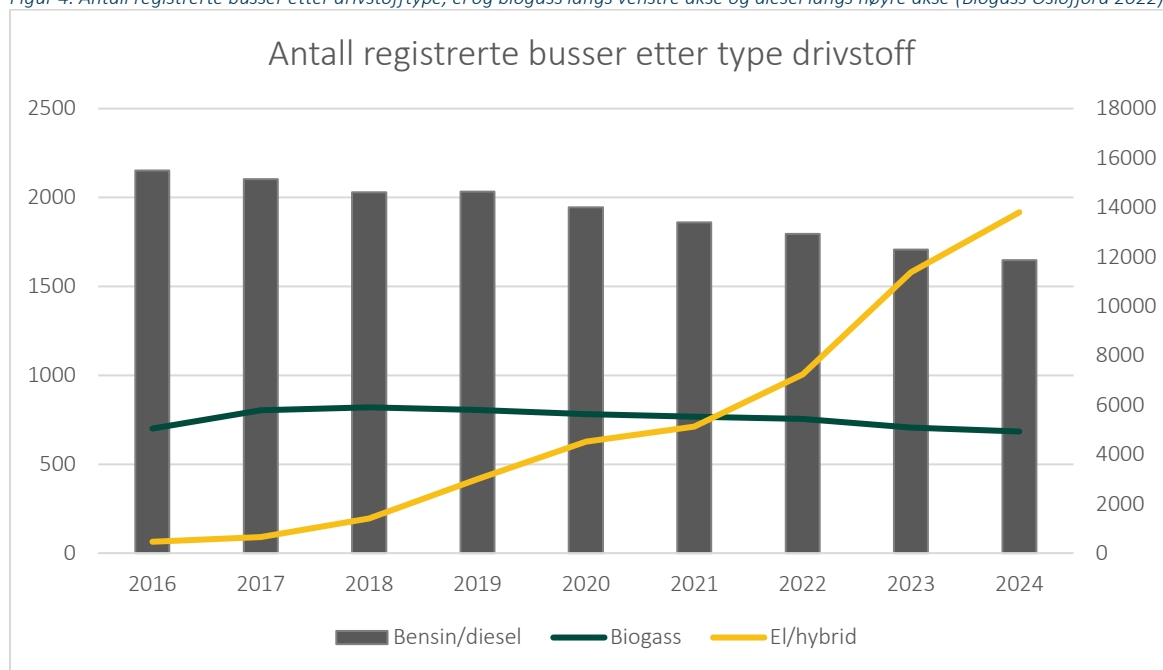
Det er vanskelig å si noe om FuelEU Maritime sin påvirkning på biogassmarkedet fordi LNG-skip vil være godkjent frem til rundt 2035. Det er imidlertid en økning i produksjon av LNG skip, og disse vil ha en levetid på minst 25 år, men kan også selges ut fra Europa. LNG-skipene vil måtte fase inn biogass etter hvert som regelverket blir strengere, men de kan også velge å bytte over til andre, nye løsninger som kan komme på markedet.

Kort om el og biogass til busser

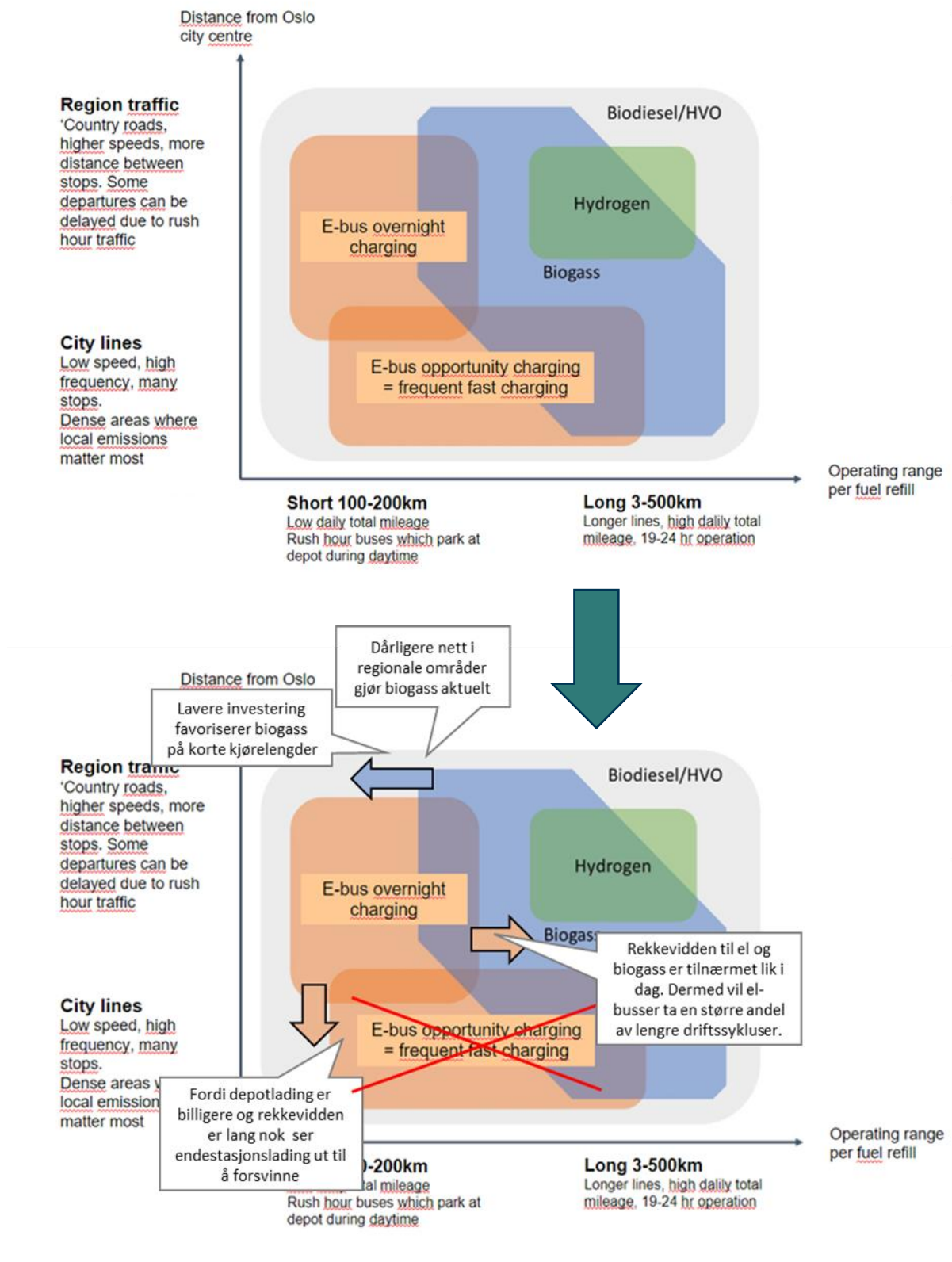
På bestilling fra Biogass Oslofjord i 2022 gjennomførte Thema Consulting Group en økonomisk analyse av batterielektrisk og biogass til bussmarkedet (Biogass Oslofjord 2022). Resultatene viste at det var relativt liten forskjell i driftskostnadene mellom de to teknologiene. El-busser hadde høyere investeringskostnader, spesielt knyttet til ladeinfrastruktur, mens biogassbusser hadde høyere kostnader knyttet til drivstoff. Dette fører noe overraskende til at el-busser egner seg best til

langdistansetransport og kjøreruter med høy produksjon. Biogassbusser egner seg til kjøreruter med lav produksjon der bussene står mye stille. Med utgangspunkt i vinneren av kontrakten for busstjenester i Nedre Glomma, som var det eneste kollektivtransportanbudet vi identifiserte som likestilte el og biogass i tildelingskriteriene, og der en betydelig andel av bussparken elektrifiseres, kan det se ut som at analysen stemmer. Av statistikken for registrerte busser ser vi at antall elbusser tok igjen antall biogassbusser i 2022 og allerede i 2024 var det over dobbelt så mange elbusser enn biogassbusser med 2.000 elbusser mot 700 biogassbusser. Antallet biogassbusser har sakte gått ned siden 2019.

Figur 4. Antall registrerte busser etter drivstofftype, el og biogass langs venstre akse og diesel langs høyre akse (Biogass Oslofjord 2022).



Figur 5. Endringer i trender for ulike drivlinjer for bussmarkedet basert på Ruter (fra 2019) og markedsanalyse fra Thema Consulting for Biogass Oslofjord (Biogass Oslofjord 2022). Elektrisk buss er mer økonomisk i ruter som skal kjøre mye pga. lave drivstoffkostnader. Biogassbuss er mer økonomisk i ruter som står mye still pga. lavere investeringskostnader.



Vurdering av fysiske egenskaper for elektrisitet og biogass

Elektrisitet og biogass er egnet til ulike formål av naturgitte årsaker. Her går vi gjennom hvordan de fysiske egenskapene til dagens batteriteknologi og biogass påvirker hvilke markedssegmenter som er best egnet for deres bruk, i tillegg til klimaberegninger og tilgjengelighet.

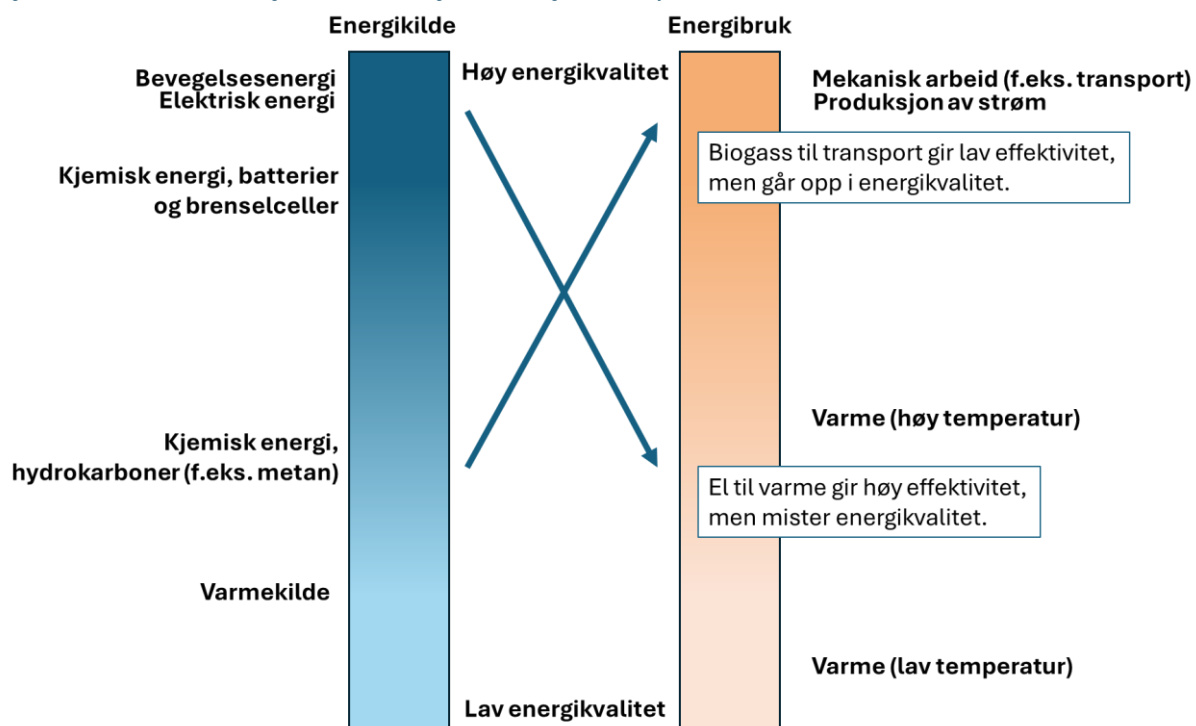
Energikvalitet, energieffektivitet, ressurseffektivitet, energitetthet og spesifikk energi

Elektrisitet og biogass er begge energibærere, men skiller seg fra hverandre på flere måter. Den kanskje viktigste forskjellen ligger i hvordan energien lagres og utnyttes.

Strøm er i seg selv vanskelig å lagre. Derfor benytter man ofte et kjemisk lager i form av batteri, som gir energieffektiv utnyttelse ved bruk og kan reverseres (lades). Energi som skal bli til strøm lagres også i gass (som metan i en gassgenerator eller hydrogen i en brenselcelle), fast form (kull til et kullforbrenningsanlegg) eller flytende form (diesel og bensin til en generator). I Norge er vannmagasinene det største og viktigste lagret vi har for strømforsyning, men denne lagringsformen er ikke egnet for mobil bruk.

Biogass er enklere å lagre enn strøm, men er av en lavere **energikvalitet**. Det betyr at konvertering av biogass til behov som krever høyverdig energikvalitet, gir lavere virkningsgrad. Dette inkluderer transport gjennom en forbrenningsmotor og strømproduksjon gjennom en generator. Derimot vil behov som kun krever lavverdig energi gi tilnærmet like stor virkningsgrad uavhengig av hvilken energibærer man bruker. Dette inkluderer behov for oppvarming, som står for 75 % av energibehovet i norske husholdninger.

Figur 6. Viser hvordan ulike energikilder av ulik energikvalitet er egnet til ulike formål.



Med **energieffektivitet** (eller virkningsgrad) mener vi den andelen av energien som faktisk benyttes til et ønsket formål. Det er i utgangspunktet lite hensiktsmessig å sammenligne energieffektiviteten mellom elektrisitet og biogass isolert sett fordi det ikke tar hensyn til andre faktorer som energikvalitet og tilgjengelighet. Vi gjennomfører allikevel øvelsen her fordi dette er et tema som stadig dukker opp i dialog med aktører som må velge mellom disse to energibærerne. Virkningsgraden kan også ha

innvirkning på klimanytten. Tabell 1 oppsummerer faktorene vi har brukt for beregningene. TABELL 2 oppsummerer resultatene fra beregningene.

Tabell 1. Forutsetninger for beregninger av systemeffektivitet.

Faktor	η min	η maks	η forutsatt
Elektrisitet			
Generering av strøm	35 %	100 %	
Generering EU restmiks			48 %
Generering fornybar			100 %
Strømovertøring	92 %	98 %	98 %
Ladeeffektivitet	85 %	95 %	95 %
Utladningseffektivitet	90 %	95 %	95 %
Motoreffektivitet	90 %	95 %	90 %
Regenerering*	100 %	140 %	100 %
Biogass			
Produksjon av biogass	70 %	1.000 %	100 %
Rensing til biometan	95 %	99 %	97 %
Komprimering og distribusjon	85 %	95 %	93 %
Flytendegjøring og distribusjon	82 %	95 %	82 %
Gassmotor	30 %	45 %	45 %
Transmisjonstap			95 %
Akseltap			96 %
CHP el	30 %	45 %	40 %
CHP varme	35 %	50 %	50 %
CHP samlet	60 %	90 %	80 %

* Regenerering innebærer at kjøretøyet lader ved bremsing. Det kan ha stor innvirkning på kø-kjøring, men har nærmest ingen innvirkning på langtkjørende tungtransport.

Kilder: (Combined-cycle gas turbines 2022; European Residual Mix | AIB 2025; Joint Research Centre (JRC) 2022; Perugu mfl. 2023; PRUSSI mfl. 2020; Real Engineering 2018; Röck, Martin, og Hausberger 2020; US EPA 2015). For full beskrivelse, se vedlegg om beregninger.

Tabell 2. Resultat av beregninger for systemeffektivitet.

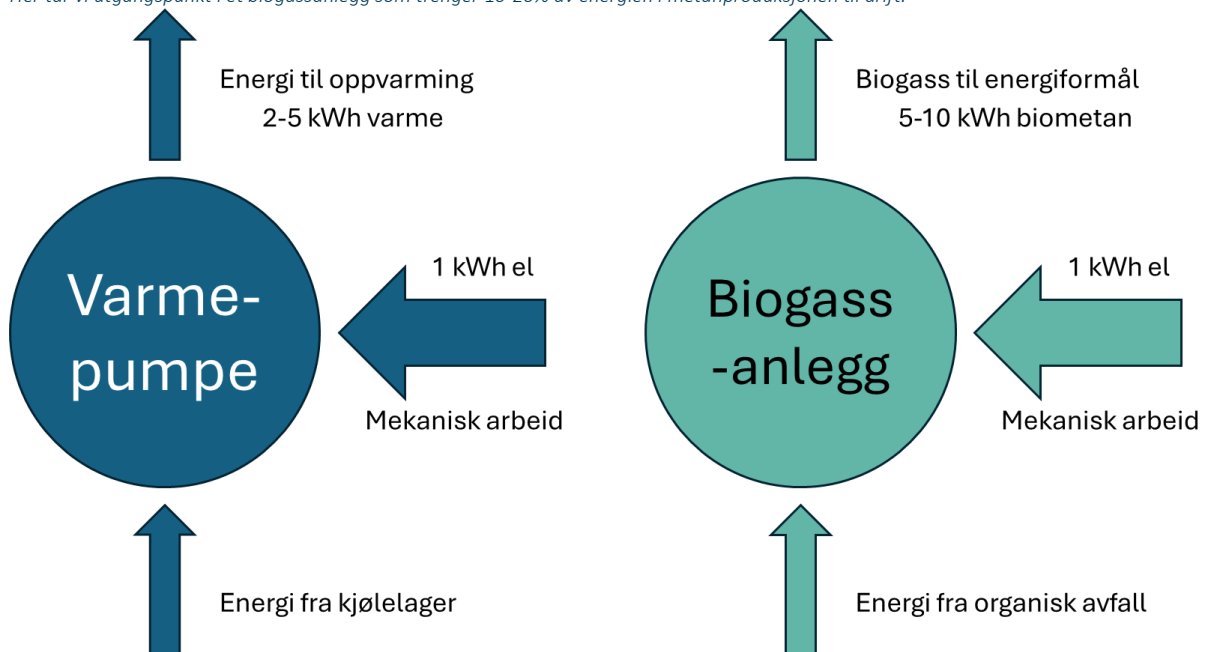
Scenarioer	Formål	Resultat
El til transport fornybar	$\eta = 1 \times 0,98 \times 0,95 \times 0,95 \times 0,90 \times 1,15$	92 %
El til transport EU-restmiks	$\eta = 0,48 \times 0,98 \times 0,95 \times 0,95 \times 0,90 \times 1,15$	44 %
Biogass til transport CBG	$\eta = 1 \times 0,97 \times 0,93 \times 0,45 \times 0,95 \times 0,96$	37 %
Biogass til transport LBG	$\eta = 1 \times 0,97 \times 0,93 \times 0,45 \times 0,95 \times 0,96$	33 %
Biogass til CHP	$\eta = 1 \times 0,97 \times 0,82 \times 0,45 \times 0,95 \times 0,96$	78 %

Av beregningene ser vi at strøm er betydelig mer effektiv i bruk, uansett bruksområde. For transport har biogass en virkningsgrad på rundt 35 % sammenlignet med batterielektrisk på eller 90 % forutsatt at det benyttes fornybar energi. Dette viser i praksis at det koster å øke energikvalitet fra lavverdig kjemisk lagret termisk energi (biogass i forbrenningsmotor) til høyverdig kinetisk energi (kjøretøy i bevegelse).

Det samme kan sies om varmeproduksjon. Med varmepumper er det mulig å oppnå en varmfaktor (COP på engelsk, coefficient of performance) på opptil 5. Det betyr at du får 5 ganger mer varme ut av prosessen enn energien du investerer med strøm. Vær oppmerksom på at dette ikke er det samme som energieffektivitet fordi man ikke medberegner energien som tas ut fra omgivelsene (kjølelager). Det finnes også varmepumper for biogass (metan), som kan oppnå en COP på rundt 2. Ulempen med

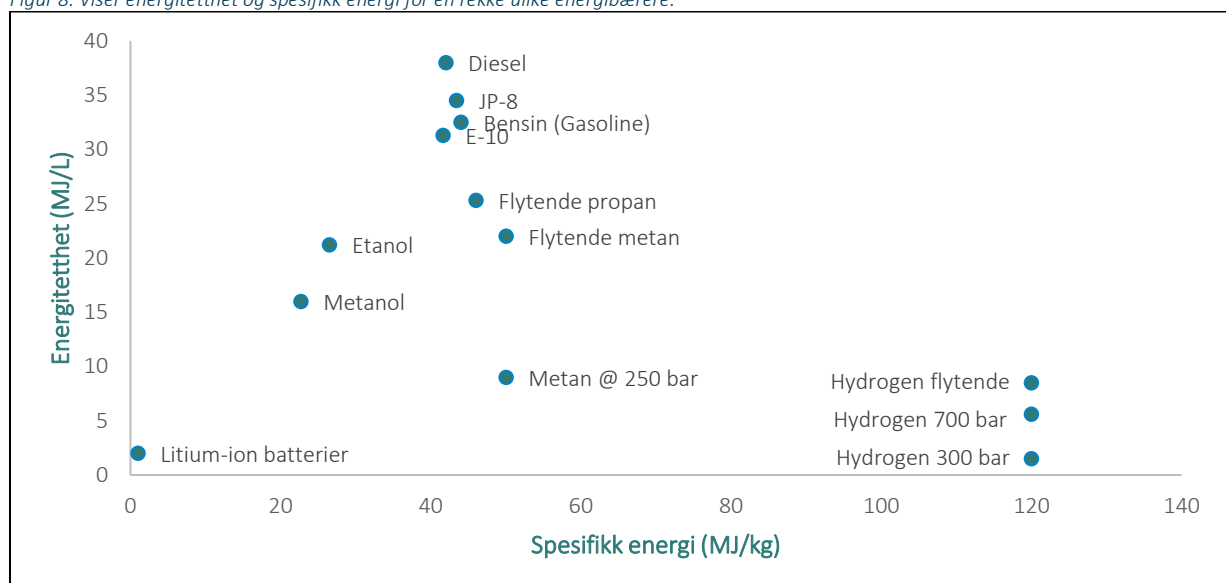
bruk av varmepumper er at de krever høyverdig energi (mekanisk arbeid) og produserer lavverdig energi (varme). Et tilsvarende prinsipp som COP kan i utgangspunktet passe for industrielle biogassanlegg, der du investerer strøm til drift av anlegget for å få ut mer energi i form av biogass. Dette er illustrert i Figur 7. Denne måten å analysere virkningen av biogassanlegg på ville gitt resultater på hhv. 185 %, 163 % og 388 % for scenariene CBG, LBG og CHP. Biogassanlegg kan dermed være mer **ressurseffektivt** enn strøm, selv om energieffektiviteten er lavere, fordi vi antar at organisk avfall har tilgjengelig energi som ikke utnyttes ellers.

Figur 7. Illustrasjon som viser hvordan biogassanlegg kan sammenlignes med varmepumper når det gjelder prinsippet om varmfaktor (COP). Her tar vi utgangspunkt i et biogassanlegg som trenger 10-20% av energien i metanproduksjonen til drift.



Energitetthet (energi per volum) og **spesifikk energi** (energi per masse) er også nyttig å analysere når man skal vurdere bruken av ulike type energibærere. Figur 8 oppsummerer begge parameterne for en rekke kjente energibærere. For lagring av elektrisitet tas det utgangspunkt i litiumionbatteri, som er mest kommersielt brukt i elbiler i dag.

Figur 8. Viser energitetthet og spesifikk energi for en rekke ulike energibærere.



Vi har også laget en tabell som viser energitetthet og spesifikk energi for litiumionbatterier og biogass sammenlignet med diesel.

Tabell 3. Sammenligning av energitetthet og spesifikk energi for elektriske og kjemiske energibærere.

	Energitetthet [kWh/m ³]	Forhold til Li- batteri	Spesifikk energi [kWh/kg]	Forhold til Li- batteri
Li-ion batteri	693	1	0,27	1
CBG	2 500	4	14,9	55,19
LBG	6 111	9	14,9	55,19
Diesel	10 044	14	12,0	44,44

Av tabellen kommer ulempene med å velge batterielektriske kjøretøy frem. Litiumionebatterier krever 4, 9 og 14 ganger mer plass sammenlignet med hhv. CBG, LBG og diesel. Det veier også 55 ganger mer enn biogass og 44 ganger mer enn diesel. De fysiske egenskapene til dagens batterier gjør at design av tilpassede elektriske kjøretøy er helt avgjørende for tungtransportaktører med tanke på kompromisser som må gjøres mellom rekkevidde og nyttelast. Eventuelt redusert produksjon som følge av mer tid til lading og redusert nyttelast kan også sees i sammenheng med effektiviteten.

For å gjøre opp for disse egenskapene må elektrisk tungtransport finne et kompromiss mellom kortere rekningsvidde (mindre energi lagret på kjøretøyet) og redusert last (batteri tar en del av plassen og tillat vekt). Dette kan illustreres med utgangspunkt i to eksempler fra Scania (epostkommunikasjon):

- Distribusjon i byer med 10-12 tonn nyttelast har kanskje ikke behov for en batteripakke på mer enn 2,3 tonn.
- Langdistansedistribusjon med nyttelast på 24 tonn trenger kanskje en batteripakke som veier nærmere 3-4 tonn.

Større batteripakker og større gasstanker gir mer rekkevidde, men redusert nyttelast. Mindre batteripakker og gasstanker gir mer nyttelast, men mer tid, logistikk og hyppighet på lading/fylling. Som et tiltak for å redusere konsekvensene for fossilfri tungtransport kan elektriske lastebiler godskrive 2 tonn og biogasslastebiler 1 tonn ekstra vekt (Samferdselsdepartementet 2023). I tillegg sparer elektriske kjøretøy en del vekt på å fjerne drivlinjen til forbrenningsmotoren og tanker. Dette gjør at det blir lite tap i nyttevekta for lastebiler. For vogntog er det imidlertid ikke en tilsvarende ordning for ekstra vekt for fossilfrie løsninger per i dag. Kombinert med at vogntog også trenger større energilagring gjør dette at tap i nyttelast blir større. Under følger en oversikt vi har fått fra Scania. Vær oppmerksom på at tallene vil variere med konfigurasjonen av bilen, og at dette er maksimale tap:

- Ingen tap av nyttelast med gassdreven lastebil
- Inntil 500 kg tap av nyttelast av elektrisk lastebil (gjelder kun største batteripakke)
- Inntil 1000 kg redusert nyttelast med gassdrevet vogntog
- Inntil 2500 kg redusert nyttelast med elektrisk vogntog

Kombinert med ladetid og lite tilgjengelighet på ladestasjoner kan noen typer tunge elektriske kjøretøy operere 15-25% mindre effektivt enn tilsvarende tunge dieselskjøretøy. Dette kan imidlertid forbedre seg i fremtiden, ettersom Statens Vegvesen sendte i 2024 et forslag på høring som bl.a. innebærer å øke tillatt totalvekt for nullutslippsløsninger med 2 tonn (Statens vegvesen 2024).

Selv om vi antar et høyt produksjonstap på 25% knyttet til redusert nyttelast ser vi at energieffektiviteten ved bruk av elektrisk tungtransport nesten dobbelt så høy som med LBG på hhv. 60 % og 33 %. En satsing på batteridreven tungtransport kan imidlertid gi mer kjø i form av økt antall lastebiler og mer slitasje på veier.

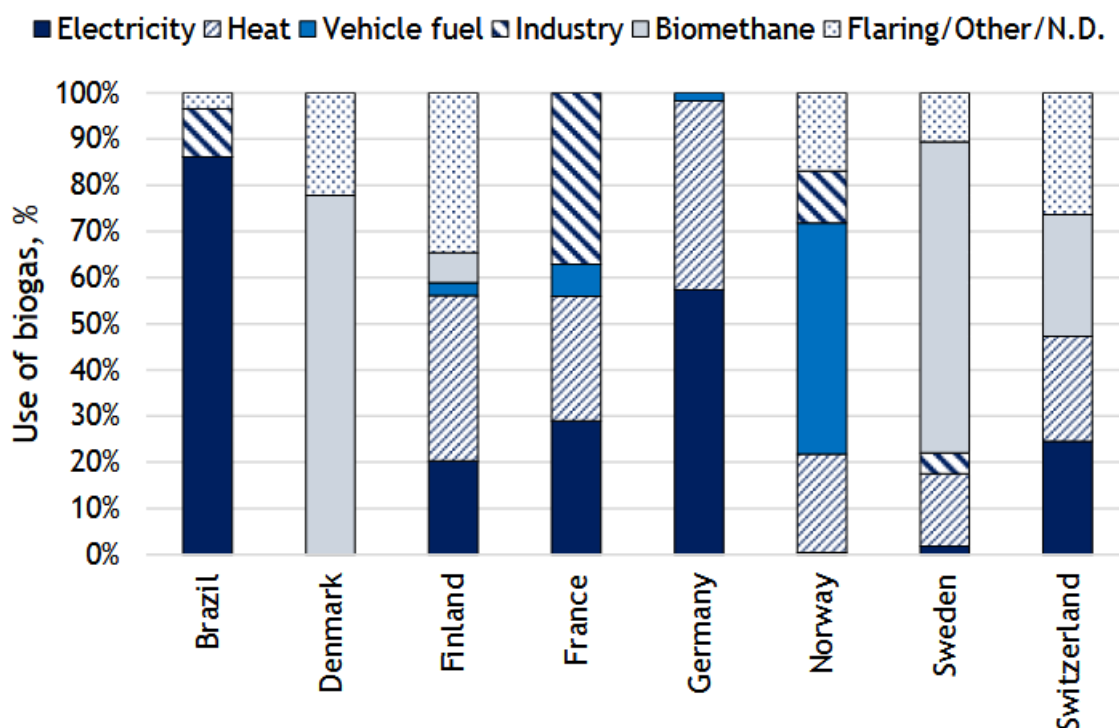
Tilgjengelighet og etterspørsel

Biogass Oslofjord publiserer biogasstatistikk hvert år i samarbeid med Biogass Norge (Biogass Oslofjord 2025b). Basert på de tilgjengelige dataene kan vi se at biogassmarkedet er i endring. Noen høydepunkter inkluderer:

- En økning i biogassproduksjonen med 14% sammenlignet med 2023 til 828 GWh.
- Nesten en dobling i produksjonen av LBG sammenlignet med 2023 til 332 GWh.
- En reduksjon i produksjonen av CBG sammenlignet med 2023 til 201 GWh.

Det at 40 % av dagens biogass blir flytendegjort viser at de politiske tiltakene som er iverksatt i Norge fungerer for å kanalisere biogass inn i transportsektoren. Dette skiller seg ut fra de fleste andre land i Europa, som vist i Figur 9. Andre årsaker til dette er knyttet til at Norge ikke har utviklet en gassinfrastruktur, og at behovet for å fremme ny fornybar elproduksjon ikke har vært like stort fordi det ikke ville bidratt til å redusere geografiske klimagassutslipp.

Figur 9. Bruk av biogass i utvalgte land som deltar i IEA Task 37 (IEA Bioenergy 2024a).



I 2024 lanserte Grønt Landtransportprogram (GLP) rapporten *Klimaanalyse av norsk landtransport* (GLP 2024). Rapporten gir en oversikt over status for ulike typer drivstoff og belyser viktige barrierer for den videre utviklingen. For biogass fremmes mangel på produksjon som den viktigste barrieren, og det fremskrives at den økte etterspørselen i tungtransportmarkedet alene tvinger frem import av biogass allerede fra 2024. GLP estimerer et behov på 1.089 GWh biogass til tungtransportsektoren i 2027, og vi antar at en vesentlig del av dette vil være LBG, hvilket innebærer en tredobling på tre år om behovet skal dekkes av norskprodusert biogass. Basert på tildelingene fra Enova i 2024 på over 550 mill. kr. i investeringsstøtte til nye biogassanlegg (tilsvarende en produksjon på 1.100 GWh) kan målet anses som mulig, men usikkert. Biogassbransjen.no har meldt om at flere av prosjektene står i fare for å miste tilsagnet med mindre de kan vise til fremdrift (Biogassbransjen.no 2025).

I rapporten til GLP fremmes også en rekke utfordringer for den videre utviklingen av markedet for tunge elektriske kjøretøy. Dette inkluderer tilgang på nett, manglende areal til ladestasjoner, høye anleggsbidrag og uheldig beregning av effektledet. I sammenheng med synergier mellom biogass og elektrifisering er det manglende nettilgang vi anser som mest interessant. Det skjer imidlertid en rask utvikling, og antallet ladestasjoner for tunge kjøretøy er forventet å øke kraftig fremover med tildelinger fra Enova.

Klimanytte

Både elektrisitet og biogass har betydelige klimafordeler sammenlignet med bruk av fossile energibærere. I et klimaperspektiv er det derfor ikke av stor betydning om man velger elektrisitet eller biogass så lenge man erstatter noe fossilt. Til tross for dette har klima blitt brukt som et av flere argumenter for å favorisere nullutslipp i offentlige anskaffelser og reguleringer. Dette inkluderer blant annet:

- Drivstoffmatrisen til DFØ, hvor elektrisitet får 10 poeng, hydrogen får 9,5 poeng og biogass får 6,5-8,5 poeng (DFØ 2025).
- Krav til nullutslipp i offentlige anskaffelser av ferjer og ferjetjenester, der biogass kun kan brukes unntaksvis (Samferdselsdepartementet 2024a).
- Kollektivtransportselskaper favoriserer elektrisitet og hydrogen i anskaffelser (Biogass Oslofjord 2022).
- Statens vegvesen anbefaler at kun elektriske og hydrogendrevne tunge kjøretøy får tilgang til kollektivfeltet (GLP 2025).
- Innføring av fritak i bomringen for biogassdrevne kjøretøy på lik linje med nullutslippskjøretøy har vært en lang og tidkrevende prosess for bransjen, og som fremdeles ikke er i mål.

I forklaringen til DFØ om hvorfor elektrisitet får en høyere poengsum listes høyere energieffektivitet i elmotorer sammenlignet med forbrenningsmotorer og mulig innblanding av naturgass i biogass som viktige begrunnelser. Disse er imidlertid bare en liten del av den samlede klimapåvirkningen. Videre følger eksempler på hvordan klimanytten for elektrisitet og biogass kan beregnes med ulike



Figur 10: Lokasjoner for ladestasjoner for tungtransport i Norge. Kilde: (GLP 2024a).

metodikker: beregning av nasjonale utslipp (FN-rapportering), selskapsbaserte utslipp (EU-rapportering) og livssyklusanalyse (LCA).

Klimanytte for elektrisitet og biogass ved beregning av nasjonale utslipp

Beregningen av nasjonale utslipp tar utgangspunkt i FN sitt klimapanel sine retningslinjer, hvilket innebærer bruk av standardiserte faktorer for å anslå klimagassutslipp fra spesifiserte sektorer. Eksempelvis regnes utslipp fra diesel fra mengder diesel brukt ganget med utslippsfaktoren for diesel, 0,26 kg CO₂ per kWh energivare (Miljødirektoratet 2025c). Videre brukes det ulike faktorer for ulike typer klimagasser, f.eks. tilsvarer 1 tonn metan 28 tonn CO₂, dvs. at metan som slippes ut til atmosfæren anses å ha en oppvarmingseffekt som er 28 ganger sterkere enn CO₂ (SSB 2023).

En annen avgjørende egenskap for de nasjonale utslippsberegningene er at de føres der utslippet skjer. Det vil si at utslipp knyttet til en fossil energivare som skal eksporteres, f.eks. fossil gass, ikke registreres i det nasjonale utslippsregnskapet. Det samme gjelder utslipp knyttet til varer og tjenester som er importert. I sammenheng med denne rapporten inkluderer dette eksempelvis klimagassutslipp knyttet til produksjon av importerte kjøretøy som skal gå på biogass eller elektrisitet. Et annet eksempel er strøm, som er en vare som det er vanskelig å definere opphavet av fordi det overføres gjennom infrastruktur som går på tvers av landegrenser. Siden bruk av strøm ikke gir noen utslipp, føres alle utslipp relatert til strømproduksjon hos landet der strømmen produseres.

For bioenergi føres CO₂-utslipp knyttet til forbrenning lik 0 fordi disse energivarene tilhører det korte karbonkretsløpet og det antas at det bindes opp like mye CO₂ som det slippes ut. Det samme gjøres ikke for metan med biologisk opphav, som biogass. Dette gjør at produksjon og bruk av biogass gir noe utslipp i klimaregnskapet fordi det antas at det skjer noe lekkasje.

Klimanytte for elektrisitet og biogass ved beregning av selskapsbaserte utslipp

Foretak som er underlagt bærekraftsrapportering i tråd med Corporate Sustainability Reporting Directive, Direktivet om bærekraftsrapportering, skal bruke Greenhouse Gas Protocol (GHG-protokollen) som utgangspunkt for klimagassregnskap (Miljødirektoratet 2025d). GHG-protokollen har standarder, veiledning og verktøy for at selskaper kan identifisere vesentlige utslippskilder og rapportere sitt klimafotavtrykk på en konsistent og sammenlignbar måte.

I et klimagassregnskap for et selskap deles klimagassutslipp opp i tre ulike kategorier ("Scopes"):

Scope 1. Omfatter direkte utslipp, der selskapet selv eier eller kontrollerer utstyret som gir utslipp. Dette gjelder f.eks. utslipp fra forbrenning av drivstoff i bedriftens kjøretøy, eller forbrenning av fossilbasert gass for oppvarming av bygg.

Scope 2. Indirekte utslipp fra kjøpt energi. Utslippene kommer fra fire kategorier: elektrisitet, fjernvarme, fjernkjøling og damp.

Scope 3. Alle indirekte utslipp (utslipp som ikke er med i Scope 1 eller 2) og som tar sikte på å synliggjøre den fulle påvirkningen av et selskap både oppstrøms og nedstrøms i verdikjeden – ikke begrenset til utstyr eller fasiliteter selskapet eier eller drifter.

I sammenligningen mellom biogass og strøm er det spesielt scope 2 som er interessant. Klimapåvirkningen i Scope 2 skal alltid beregnes etter to metoder: lokasjonsbasert og markedsbasert.

I **lokasjonsbasert metode** beregnes utslippsfaktoren basert på gjennomsnittlig utslippsintensitet for nettet der strømmen som brukes kommer fra, f.eks. kan NVE sin klimadeklarasjon for fysisk levert strøm benyttes for beregning av utslipp fra elektrisitetsforbruk i Norge (NVE 2025). Dette gir en

utslippsfaktor for strøm på 11,85 g CO₂-ekv/kWh. For fysisk levert biogass brukes en utslippsfaktor på 0.

Markedsbasert metode tar utgangspunkt i energimiksen i kraftmarkedet man kjøper kraft fra og korrigerer for eventuelle kjøp av opprinnelsesgarantier eller tilsvarende sertifikater. Ved bruk av den markedsbaserte metoden for scope 2 kan kjøp av opprinnelsesgarantert strøm og biogass gi den samme utslippsfaktoren på 0, men dette avhenger av opphavet til energivaren. Eksempelvis for biogass kan typiske faktorer reduksjon av utslipp variere fra 17% med bruk av energivekster til 206% med bruk av husdyrgjødsel (European Parliament & Council of the European Union 2018). Utslippsreduksjon på over 100% er mulig fordi biogass bidrar til å redusere utslipp fra flere sektorer samtidig, og hele klimagevinsten tildeles biogassen. Videre kan bruk av livssyklusanalyser bidra til å gjøre enda mer nøyaktige beregninger, som for eksempel klimaanalysen av biogass fra Den Magiske Fabrikken i Tønsberg (Figur 11) som viser en negativ utslippsreduksjon på -30,9 g CO₂/MJ sammenlignet med fossil diesel. Denne klimagevinsten kan i teorien økes ytterligere ved å fange og lagre CO₂ fra biogassproduksjonen, fange og lagre CO₂ fra forbrenningen av biogass, og ved å sørge for at biogjødsel benyttes på arealer der det bidrar til å øke karboninnhold i jorda.

Figur 11. Beregning av klimanytte for biogass fra Den Magiske Fabrikken etter LCA (Biogass Oslofjord 2025c)

	KLIMAFOTAVTRYKK	TONN CO ₂ EKV/ÅR	g CO ₂ EKV/MJ
Scope 1 Direkte utslipp	Metantap i produksjon	7 273,4	18,51
	Fakling av biogass	3,1	0,01
	Bruk av egenprodusert gass i produksjon	0,9	0,00
	Interntransport	12,5	0,03
Scope 2 Indirekte utslipp fra energi	Strømforbruk i produksjon	112,8	0,29
	Naturgassforbruk i produksjon	113,8	0,29
Scope 3 Andre indirekte utslipp	Utslipp fra bruk av biogass	68,8	0,18
	Distribusjon av biogass	1 347,8	3,43
	Råstoff transport	694,3	1,77
	Transport av rejekt	33,7	0,09
	Forbrenning av rejekt	27 578,6	70,17
	Kjemikalier/Innsatsvarer	102,6	0,26
Scope 4 Sparte utslipp	Husdyrgjødsel til biogassproduksjon	-3 968,3	-10,10
	CO ₂ til veksthus	-0,02	0,00
	Biogjødsel til landbruket	-8 581,6	-21,83
	Spart diesel	-36 944,8	-94,00
	Sum	-12 152,5	-30,9

Klimaeffekten for bruk av strøm uten opprinnelsesgarantier skal, med markedsbasert metode, anslås med utslippsfaktoren for europeisk restmiks på 535 g CO₂-ekv/kWh og 0,57 mg RW/kWh.

Kort om luftforurensning

Miljødirektoratet gjennomførte i 2023 en konsekvensutredning for klimagassutslipp og luftkvalitet ved fritak for bompenger for gassdrevne kjøretøy (Miljødirektoratet 2023a). I utredningen refereres det til en vurdering av Rambøll som sier at det ikke er mulig å konkludere om gassdrevne kjøretøy gir høyere eller lavere luftforurensning sammenlignet med dieselskjøretøy. Dessverre inkluderer ikke utredningen en vurdering av hvordan bruk av elektriske kjøretøy påvirker luftforurensning. Dette er imidlertid tema i rapporten *Study on non-exhaust emissions in road transport* bestilt av EIT Urban Mobility med støtte fra EU (EIT Urban Mobility 2025). Rapporten konkluderer med at kjøretøyvekt er en avgjørende faktor for utslipp som ikke kommer fra eksos (slitasje på bremses, dekk og vei), men regenereringssystemet til elektriske kjøretøy bidrar til betydelig reduksjon i partikkelutslipp på grunn av redusert belastning på bremsene. En annen utredning av Virginia Tech Transportation Institute har anslått at elektriske kjøretøy kan gi reduserte ikke-eksosrelaterte partikkelutslipp sammenlignet med dieselskjøretøy under riktige forhold, på tross av økt vekt (Phoon 2025). Analysen tar ikke hensyn til eventuelt økt antall kjøretøy som følge av redusert nyttelast eller til bruk av piggdekk.

Mest mulig ressurseffektiv utnyttelse av el og biogass

Vurderinger knyttet til mest mulig ressurseffektiv utnyttelse av el og biogass er komplekst og avhenger av mål og hvilke fysiske faktorer som det tas utgangspunkt i. Eksempelvis gir det ikke mening å benytte biogass i tungtransportsektoren om en kun tar utgangspunkt i energieffektiviteten. Samtidig gir biogass til tungtransport svært gode resultater når målet er å redusere geografiske klimagassutslipp og en antar at det ikke er mulig å elektrifisere for en vesentlig del av tungtransportmarkedet. Vurderingene kompliseres ytterligere av at vi ikke vet hvordan teknologiene vil utvikle seg fremover seg eller hvordan lovverk vil endres.

Basert på dialog som Biogass Oslofjord har hatt med offentlige aktører opplever vi et stort fokus på energieffektivitet og geografisk klimanytte. Samtidig er biogassaktørene mest opptatt av andre faktorer som markedsbasert klimanytte (etter LCA) og sirkulær økonomi. Vi opplever derfor et betydelig skille i forståelsen av hvordan biogass best benyttes i samspill med elektrifisering.

Kommende mål og regelverk tilsier at diskusjon rundt hvordan biogassen best benyttes vil fortsette. Dette forsterkes av EU sine mål om 70% fornybar strømprduksjon innen 2030 og 80% innen 2050 (EEA 2025), som gjør at biogass vil fortsatt være en mulig attraktiv løsning i strøm-miksen. Gjennombrudd av nye teknologier for å produsere mer høyverdige produkter i biogassanlegg, f.eks. alger, insekter, proteiner eller aminosyrer, kan gjøre at biogassproduksjon blir redusert, men det vil sannsynligvis alltid være en fraksjon av produksjonen som ikke kan utnyttes til annet enn energi.

Basert på vurderingene presentert i dette kapittelet kan det vurderes at målet om å finne en optimal løsning for biogass er en barriere i seg selv, såkalt analyseparalyse. Med 800 GWh norskprodusert biogass og stor etterspørsel på markedet i Europa er det usannsynlig at biogass vil fortrenge videre elektrifisering i Norge i noen særlig grad. Det viktigste i et ressursperspektiv er at biogassen, og de andre produktene fra håndteringen av organisk avfall, utnyttes på en måte som er nyttig for samfunnet.

Scenarier for å optimalisere synergieffektene mellom biogass og el

Vi har vurdert en rekke ulike scenarier knyttet til hvordan elektrisitet og biogass kan utfylle hverandre. Dette inkluderer I) biogass til tungtransport, II) biogass til bygg og anlegg, III) biogass til el og varme (CHP), IV) biogass til el (CCGT) og VI) biogass som fleksibelt energilager for strøm og hydrogen (metanbrenselcelle). Scenariene vi har laget tar utgangspunkt i følgende antakelser:

1. Bruk av biogass får prioritet over el som følge av at biogass er et restprodukt fra håndtering av avfall som uansett produseres av samfunnet.
2. Biogass er mangelvare og vil aldri kunne dekke behovet for fornybar energi alene.

I tillegg tar vi utgangspunkt i to ulike prinsipper for hvor biogass best benyttes:

- a) Biogass benyttes i sektorer som ikke kan elektrifiseres (heretter kalt elektrifiseringsprinsippet).
 - I. Biogass til tungtransport
 - II. Biogass til bygg og anlegg
 - III. Biogass til industri
- b) Biogass benyttes på mest mulig energieffektiv måte (heretter kalt effektiviseringsprinsippet).
 - III. Biogass til el og varme (CHP)
 - IV. Biogass til el (CCGT)
 - V. Biogass som fleksibelt energilager for strøm og hydrogen (brenselcelle)

Biogass til sektorer som ikke kan elektrifiseres

Prinsippet om at biogass skal brukes i sektorer som ikke kan elektrifiseres gir mening fordi det gir best klimanytte for de nasjonale utslippsberegningene omtalt i kapittelet om klimagassutslipp. Samtidig byr det på utfordringer for aktørene som er med på å utvikle norsk biogassbransje. Én konsekvens er at biogass nødvendigvis må være dyrere enn elektrisitet for at markedsaktørene skal innrette seg prinsippet. Dette ser vi eksempelvis i vurderingene til Miljødirektoratet og Statens Vegvesen om biogass bør få fritak fra å betale bompenger, hvor det vurderes som en negativ påvirkning om biogass blir billigere enn el (Miljødirektoratet 2023b). Et annet eksempel er at Enova fortsetter å støtte tunge elektriske kjøretøy, men har avsluttet støttet for biogasskjøretøy, og på denne måten kan påvirke den samlede kostnaden for elektriske kjøretøy til å bli lavere enn biogasskjøretøy. Samtidig må ikke biogass bli så dyrt at det ikke blir økonomisk bærekraftig for bedriftene å anskaffe. Balansegangen mellom kostnadene for elektrisitet, biogass og fossile energibærere i ulike markedssegmenter og i ulike regioner vil kreve nøye oppfølging av myndighetene for å sikre at prinsippet står fast. For norske biogassprodusenter kan det anses som gunstig at biogassen blir dyrere, men det vil kreve at det stilles ambisiøse klimakrav, også i markeder der elektrifiseringsteknologien ikke er moden og i områder der det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet.

En annen ulempe med elektrifiseringsprinsippet er at biogassaktørene stadig tvinges inn i nye markeder etter hvert som løsninger for elektrifisering utvikles. Dette fører til høy risiko og aktørene må revurdere sine investeringer etter hvert som ny teknologi og eventuelle nye reguleringer eller mål som favoriserer elektrifisering innføres.

Biogass til tungtransport

Mye tyder på at norske myndigheter har innrettet seg elektrifiseringsprinsippet, og at biogass helst skal brukes til tungtransport. Dette reflekteres blant annet i at Enova kun støtter prosjekter som oppgraderer biogassen til drivstoffkvalitet samt at det har blitt iverksatt målrettede ordninger for etablering av fyllinfrastruktur (Enova, Oslo kommune, Klimasats, m.fl.) og støtte til innkjøp og bruk av tunge biogasskjøretøy (Enova og fritak i bom for gasslastebiler). Prinsippet kommer antakeligvis av at

dette gir best klimaeffekt når man benytter beregningsmåten for nasjonale utslipp omtalt i kapittelet om klimagassutslipp.

Bussmarkedet er kanskje den sektoren der vi har sett elektrifiseringsprinsippet tydeligst. Biogass ble opprinnelig utbredt som en kommunal satsing på sirkulær håndtering av organisk avfall, men biogassen fases ut av bussmarkedet etter hvert som tilbudet på elektriske busser har blitt bedre. Det samme risikerer biogassbransjen at kan skje i tungtransportmarkedet.

Rapporten *Review and Analysis of Current and Future Battery Technologies for Heavy Duty Electric Vehicles* fra University of Southern California i 2025 konkluderer med at batteriteknologi viser en lovende utvikling for kjøring med tunge kjøretøy på kort- og mellomdistanse (Hu, og Ioannou 2025). Videre foreslås det at hydrogen bør supplere batteriteknologi for lengre distanser. Det er også igangsatt en rekke initiativer for å fremme utviklingen av ladeinfrastruktur for tungtransport i Norden, blant annet gjennom ChargeNordic – Heavy-Duty eTransport Alliance delfinansiert gjennom Nordisk Ministerråd (Nordic Co-operation u.å.). Ikke minst er det satt av 3,7 milliarder til utbygging og drift av døgnhvile- og rasteplasser gjennom NTP 2025-2036 med mål om å elektrifisere tungbilparken (Samferdselsdepartementet 2024b) og det ble satt av 1,2 milliarder til Enova i statsbudsjettet for 2025 for å nå målene om utskifting av tunge kjøretøy, med støtte til både nullutslippskjøretøy og ladeinfrastruktur (Klima og Miljødepartementet 2024). Til sammenligning ble det tildelt 550 mill. kr. i investeringsstøtte til nye produksjonsanlegg for biogass i 2024. Med en så disproporsjonal satsning på de ulike energiløsningene er det grunn til å tro at elektrifisering vil overta mesteparten av tungtransportmarkedet relativt raskt, utenom visse nisjer som er vanskelig å elektrifisere pga. fysiske egenskaper med batteriteknologien. Miljødirektoratet har også omtalt biogass som en «overgangsteknologi» i rapporten *Elektriske lastebiler – teknologiutvikling, kostnader og barrierer* fra 2023 (Miljødirektoratet, Statens Vegvesen 2023).

Det er allikevel gode grunner til å tro at biogass vil ha en vesentlig rolle i tungtransportmarkedet de neste årene. Et scenario som ble presentert av Volvo for 2030 på Biogas Profitability Boost forum i 2022 viser at de anslår at tungtransport som skal kjøre langt vil gå på gass, diesel eller hydrogen. Dette scenariet minner imidlertid om prosjekteringene for busser som Ruter utarbeidet i 2019, og som senere har blitt snudd på hodet som følge av utviklingen av elektriske busser (Biogass Oslofjord 2022). Busser som skal kjøre mye favoriserer elektrisitet fordi drivstoffkostnadene er lavere, mens busser som skal stå mye stille favoriserer biogass pga. lavere investeringskostnader. Videre kan nye teknologier som for eksempel batteribytte gjøre at det mye mer attraktivt for tungtransportaktører å investere i elektriske kjøretøy (Nåbo mfl. 2024). Det kinesiske elbilselskapet NIO har allerede etablert 20 batteribyttestasjoner i Norge, men disse er markedsført mot brukere av deres personbiler (NIO Norge 2025).

Figur 12. Scenario for tungtransport i 2030 ifg. Volvo fra 2022.

V O L V O

A scenario for 2030



Environment and Innovation | Decarbonizing freight transport | Open

Uansett hva man tenker om fremtiden er det helt klart at både elektrisitet og biogass bidrar til grønn omstilling i tungtransportsektoren i dag, og det kan hentes erfaringer fra disse aktørene. Gunnar Knutsen AS er en totalleverandør av tjenester innen massetransport som har vunnet flere anbudsrunder på Østlandet grunnet deres satsing på fornybare energibærere, hovedsakelig biogass. Dette inkluderer Norges største massetransport tilknyttet det nye vannforsyningsanlegget til Oslo kommune med en kontraktsverdi på 423 mill. kr (Gunnar Knutsen AS 2025). Etter ønske fra Oslo kommune har Gunnar Knutsen AS forsøkt å kjøre deres aktivitet med elektriske kjøretøy og målt hvordan det påvirker drifta. Resultatene viser en reduksjon i produksjonen på 30% med elektriske kjøretøy. Dette kommer av behov for lading og redusert nyttelast pga. vektøkning i kjøretøyet fra batteriene. Det anslås også at kostnadene for bruk av elbiler er over 30% enn for biogass for dette spesifikke tilfellet.

I løpet av to virkedager i påsken 2025 gjennomførte Gunnar Knutsen AS praktiske tester med tre lastebiler med ulike drivstoff: elektrisitet, HVO og biogass. Alle kjørte samme strekning mellom Stubberud i Oslo og Drammen havn. Formålet var å sammenligne tidsbruk, drivstofforbruk, total tonnasje fraktet og kostnad per bil.

Resultatene viste følgende:

- Bilene drevet av fossilt og biogass rakk 5 lass/turer per dag. Den elektriske bilen rakk kun 4. Årsaken til dette er behov for lading. Dette innebar 20 % reduksjon i antall lass per dag.
- Videre frakter elbilene i tillegg 16 % mindre tonnasje på grunn av økt taravekt, da det ikke er noen kompensasjon for totalvekt på elbiler med hengere.
- Foruten lavere effektivitet på elbilene, påvirkes også lønnsomheten til oppdragsgiver og entreprenør som følge av innkjøpskostnadene på elbiler.
- Drivstoffkostnader per tonn for elbiler ligger noe under de øvrige drivstoffkildene. Leasingkostnadene er derimot betydelig høyere. Vi har beregnet at kostnadene knyttet til elbiler er over 30 % høyere enn for biogass.

Tabell 4. Resultater fra 2 testdager mellom biogass og el-kjøretøy til massetransport hos Gunnar Knutsen AS.

Dato	Drivstoff	Timer utstrekk dag	Timer lading/fylling	Timer pause	Km totalt	Antall lass per døgn	Tonn totalt (tonn)
14.04.2025	EL	10,55	2,22	2,30	448	4	104,10
14.04.2025	HVO	11,38	0,18	1,58	558	5	147,45
14.04.2025	Biogass	11,38	0,25	2,37	555	5	146,25
15.04.2025	EL	10,52	2,18	2,28	450	4	103,90
15.04.2025	HVO	11,38	0,40	1,62	555	5	148,45
15.04.2025	Biogass	11,43	0,40	1,57	557	5	147,25

Biogass til bygg og anlegg

Nettkapasitet er også en begrensende faktor for elektrifisering. I 2022 publiserte Oslo kommune rapporten *Forsert elektrifisering av tungtransport og bygg og anlegg* (Klimaetaten i Oslo kommune, Elvia, og Hafslund Ny Energi 2022). Den er skrevet i samarbeid mellom Klimaetaten i Oslo kommune, Elvia og Hafslund med mål om å vurdere muligheter og barrierer for elektrifisering av tungtransporten og bygg- og anleggssektoren. Rapporten påpeker at det estimerte energibehovet på ca. 100 GWh/år fra bygg og anlegg 200 GWh/år for tungtransport kun utgjør 3 % av Oslos elektrisitetsforbruk og er dermed en relativt liten økning over perioden 2022-2030. Derimot omtales effektbehovene som en "urovekkende endring fra dagens situasjon" med tre mulige scenarier på "optimert" på 120 MW, "middels" på 750 MW og "referanse" på 1.600 MW. Til sammenligning målte Elvia 2 200 MW som høyeste målte verdi i perioden 2011-2019. Dette inkluderer bidrag fra alle elektriske laster koblet til distribusjonsnettet i byen. Scenariet med lavest effektbehov forutsetter at fjernvarme, biodrivstoff og eventuelt hydrogenløsninger benyttes for kraftkrevende arbeid og prosesser. Videre står det i rapporten at anslagene det opereres med i de to øvre scenariene representerer ekstremt høye effektnivåer og vil måtte unngås dersom sektoren skal elektrifiseres.

Oslo kommune har foreslått å stille krav til at store bygge- og anleggsplasser må ta i bruk utslippsfrie eller biogassdrevne anleggsmaskiner (Byrådsavdeling for miljø og samferdsel 2025). I høringen, som har frist 15. november 2025, foreslås det at minst 30 prosent av energibruken på byggeplassen skal være utslippsfri eller basert på biogass fra 1. januar 2027, og at kravet skjerpes til 90 prosent fra 2030. Ordningen åpner for unntak i de tilfellene der kravene blir uforholdsmessige kostbare eller ikke er teknisk mulig å gjennomføre. Det at biogass er inkludert som en løsning kan tyde på at Oslo kommune anser utfordringene med nettkapasitet som så store at elektrifisering alene ikke vil være tilstrekkelig for å oppnå gjeldende klimamål. Med utgangspunkt i beregningen for geografiske klimagassutslipp kan det menes å benytte biogass til bygg og anlegg over tungtransport dersom varmen benyttes og det erstatter fossil energi.

Biogass til industri

I sammenheng med analysen for betalingsvillighet for biogass (Biogass Oslofjord 2024) intervjuet vi to industribedrifter om muligheten for å gå over til biogass som energikilde: Glava Askim AS (kvotepliktig) og BASF Sandefjord (ikke kvotepliktig). Resultatet for begge tilfellene var at pris, tilgjengelighet og mangel på betalingsvilje hos kunder er betydelige barrierer. Basert på resultatene i analysen fremstår det som mest realistisk at ikke-kvotepliktig sektor vil ha størst betalingsvilje. CO₂ avgiften og den russiske invasjonen av Ukraina gjorde at biogass faktisk var billigere enn fossil gass for ikke-kvotepliktig industri i 2022, men dette har ikke vedvart. Tilgjengelighet på biogass er også en utfordring. Til sammen ville disse to aktørene alene slukt omtrent halvparten av all norskprodusert biogass.

En eventuell utfasing av fossile brenslar til ikke-kvotepliktig industri kan føre til at biogass vil spille en vesentlig rolle for industriaktører som ikke har tilgjengelig nettkapasitet, men dette forutsetter betalingsvillige kunder. Det forutsetter også at forurensningsmyndighetene ikke gir fritak fra kravet for industribedrifter som ikke kan elektrifiseres så lenge biogass er en mulig løsning.

Det kanskje sterkeste argumentet for at biogass bør fases inn i industrien er at det på sikt kan gi den største klimagevinsten på grunn av høy energiutnyttelse når biogass brukes til varme kombinert med at teknologien for karbonfangst og lagring gir dobbel effekt med CO₂ fra biologiske kilder. Med utgangspunkt i en utslippsfaktor på 0,20 kg CO₂-ekv./kWh for biogass, vil 1 TWh biogass kombinert med karbonfangst ved forbrenning kunne gi en utslippsreduksjon på 400 tusen tonn CO₂-ekv. sammenlignet med fortsatt bruk av fossil gass. 10 TWh biogass til industri med karbonfangst gir 4 millioner tonn CO₂-ekv. i utslippsreduksjon, nesten 40% av industrisektorens utslipp i 2023, og bortimot 10% av Norges samlede utslipp. Til sammenligning ville 10 TWh biogass til transportsektoren gi en utslippsreduksjon på 2,6 millioner tonn CO₂-ekv. forutsatt at det erstatter diesel.

Biogass benyttes på en mest mulig energieffektiv måte

Prinsippet om at biogass bør brukes på en mest mulig energieffektiv måte (effektiviseringsprinsippet) gir mening med utgangspunkt i at det gir best klimanytte med den markedsbaserte beregningen omtalt i kapittelet om klimagassutslipp. Dette kommer av at biogass i teorien kan erstatte strøm og oppvarming som skjer med fossile energikilder i Europa. Det gir også mening dersom man antar at alle bruksområder for biogass kan elektrifiseres.

Biogass til el og varme (CHP)

På grunn av den lave energieffektiviteten i forbrenningsmotorer gir det ikke mening å bruke biogass til tungtransport eller shipping etter effektivitetsprinsippet. Den mest energieffektive måten å utnytte biogass på er gjennom en kraftvarme generator (CHP, combined heat and power) med en effektivitet på opptil 90%, hvorav omtrent 40% blir til strøm og 50% blir til varme. Dette er den vanligste måten å utnytte biogass på i land der fossil energi står for en vesentlig del av elproduksjonen, som i Tyskland, fordi dette også gir gode resultater for det nasjonale utslippsregnskapet.

Tyskland er Europas største produsent av biogass, med om lag 9.900 anlegg i drift og en samlet årlig produksjon på omtrent 92.000 GWh (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2025). Av dette gikk 28.600 GWh til strømproduksjon med en installert effekt på 6,6 GW (Bundesverband Bioenergie 2024). Basert på disse tallene kan en anslå at gassgeneratorene i Tyskland går i snitt i 12 timer per dag, men nyere anlegg kan være dimensjonert for å produsere strøm i to runder på tre timer hver ifg. Det Tyske Forskningscenteret for Biomasse (DBFZ 2019). Av den samlede produksjonen gikk rundt 10.500 GWh til å produsere biogass av drivstoffkvalitet (også kalt biometan i Europa).

Produksjon av kraft fra biogass skjer primært i Combined Heat and Power-anlegg (CHP), som produserer både elektrisitet og varme fra samme energikilde. Etter Renewable Energy Sources Act (EEG) fra 2017 ble støttesystemet endret fra faste innmatingstariffer til markedsbasert fleksdrift, der biogassanlegg får utbetalt et fleksibilitetspremium for å levere strøm i timer med høy etterspørsel og høy pris. Mange anlegg ble derfor oppgradert med overdimensjonerte generatorer og gasslagre, slik at den kontinuerlige metanproduksjonen fra råtning kan lagres og brukes strategisk når systemet trenger ekstra kraft (IEA Bioenergy 2024b). I praksis kobles anleggene til balansemarkedene gjennom aggregatorer, som samler flere hundre enheter i virtuelle kraftverk. Der deltar biogassanlegg i aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) og mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) for å kompensere ubalanser mellom produksjon og forbruk.

Selv om biogass utgjør en liten del av Tysklands totale kraftproduksjon, har den systemisk verdi som en styrbar fornybar ressurs i et kraftsystem dominert av variabel vind- og solkraft. Verdien ligger i fleksibiliteten: biogassanlegg kan øke produksjonen i knapphetstimer, redusere ubalansekostnader og dempe pristopper. I funksjonell forstand fungerer de som “bio-batterier”, energi lagres i gassform og frigjøres som strøm når nettet trenger stabilisering.

Flere studier dokumenterer denne effekten. *Economic assessment of flexible power generation from biogas plants in Germany* viser at fleksibel drift av biogassanlegg reduserer systemkostnader ved å flytte produksjon til høyprisperioder (Lauer, Leprich, og Thrän 2020). DBFZ-rapporten *Economic assessment of biogas plants as a flexibility option* poengterer at fleksibel biogass reduserer behovet for reservekapasitet og balansekostnader (Lauer 2020). I *Influence of flexibility options on the German transmission system* fremgår det at fleksibel produksjon, som med biogass, demper prisvolatilitet og CO₂-utslipp ved å stabilisere nettet i perioder med lav fornybar produksjon (Büttner mfl. 2024).

I motsetning til Tyskland skyldes prisvolatilitet i Norge ikke uforutsigbar fornybar produksjon, men flaskehalser i transmisjonsnettet mellom prisområdene (NO1–NO5) samt eksport- og importkoblinger mot kontinentet (Statnett 2025a). Alle prisområder har utenlandskabler, men NO2 (Sørlandet/Sørvestlandet) og NO5 (Vestlandet) er mest eksponert på grunn direkte eksportforbindelser til Europa og begrenset overføringskapasitet fra nord til sør. Dette gjenspeiles i Statnetts reservemarkedsdata, der nettopp NO2 og NO5 hyppigst må reservere og aktivere regulerkraft (mFRR) for å stabilisere nettet (Statnett 2025b). Dermed er det disse regionene som i størst grad kan dra nytte av styrbar, fornybar produksjon som biogass-CHP, ikke for å erstatte vannkraftens fleksibilitet, men for å avlaste nettet og dempe pristrykk lokalt i knapphetstimer.

Bruk av CHP ved biogassanlegg har imidlertid en praktisk ulempe knyttet til utnyttelse av varmen, som utgjør mesteparten av energiproduksjonen. Anleggene er lite attraktive naboer som følge av de er relatert til dårlig lukt. I tillegg må biogassanleggene planlegges med hensyn til håndtering av biorest, hvilket innebærer at anleggene som regel plasseres i nærheten av landbruksarealer. I sum betyr dette at det i mange tilfeller ikke finnes noen nærliggende avtaker av varmen for et eventuelt CHP-anlegg, og spesielt ikke for en stor industriell aktør som skal produsere strøm av biogass. Dersom en skal operere etter den tyske modellen med store variasjoner i varmeproduksjonen over døgnet, vil det i sannsynligvis også måtte gjøres investeringer i buffertanker eller andre systemer for å regulere varmen etter avtakeren sine behov.

Biogass til el (CCGT)

Dersom det anses som lite realistisk at biogassanlegg vil kunne tilrettelegg for bruk av overskuddsvarmen fra tradisjonell CHP, kan et kombikraftverk (CCGT, Combined-cycle gas turbines) være et alternativ. Disse er mer optimalisert for strømproduksjon med effektivitet på rundt 60% og vil dermed fortsatt være langt mer effektive enn forbrenningsmotorene. En ulempe med CCGT er at de krever en viss størrelsesorden for å være økonomisk bærekraftig, typisk opp mot 400 MW ifg. SNL (Hofstad 2024). I tillegg er de ikke like fleksible og krever lengre tid til å starte opp sammenlignet med en CHP. Med utgangspunkt i et anlegg på 400 MW og en årlig kapasitetsutnyttelse på 20% til 90% tilsvarer dette et årlig behov på henholdsvis 700 til 3.000 GWh biogass for ett enkelt anlegg. Til sammenligning ble det produsert 828 GWh biogass i Norge 2024. Vi anser derfor løsningen med CCGT som lite realistisk med mindre det gjøres som et nasjonalt initiativ, men selv da kan det være mer realistisk at norskprodusert biogass blir eksportert til Europa med eksisterende infrastruktur for fossil gass.

Biogass som fleksibelt energilager for strøm og hydrogen (brenselcelle)

Et tredje alternativ for å optimalisere for energieffektivitet er å bruke biogass i metanbrenselceller. Denne teknologien bygger på et *reversible solid oxide fuel cell (r-SOFC)*-system, der samme celle kan produsere strøm og i revers metan. I drift fungerer den som en elektrokjemisk motor: når den mates med metan, omdanner den drivstoffet direkte til elektrisitet, hydrogen, CO₂ og varme uten forbrenning, med opptil 80 % elektrisk virkningsgrad, betydelig høyere enn den elektriske produksjonen fra en CHP-gassmotor på 40 % (EISMEA 2024). Når markedsforhold viser lav lønnsomhet for elektriskproduksjon kan prosessen snus: da bruker anlegget strøm, hydrogen og CO₂ for å lage ny metan (også kalt syntetisk bio-metan). Det at anlegget kan reverseres gjør at biometanen kan fungere som et bio-batteri som både produserer og lagrer energi i gassform. Vi har kun identifisert en aktør, Reverion, som kan levere denne type teknologi med så høy effektivitet og med mulighet for å reversere prosessen (Reverion u.å.). Teknologien leveres i modulære enheter på 100–500 kW som kan kobles sammen for å danne større anlegg, noe som gir fleksibel skalering. Dagens hovedutfordringer for storskala implementering er lav teknologisk modenhet sammenlignet med velutprøvd CHP-anlegg, høye investeringskostnader per kilowatt, samt krav til høy gassrenhet og stabil varmeutnyttelse for optimal drift. Denne type brenselcelle krever også kontinuerlig drift og kan ikke enkelt slås av og på.

Når anlegget kjører i revers og produserer syntetisk bio-metan, kan gass utnyttes på samme måte som biogass f.eks. som drivstoff for tungtransport. I praksis er det energimarkedet som styrer hvilken innstilling som brenselcellen vil kjøre på. Anlegg kan brukes som korttidslager for strømsstabilisering (frem–tilbake-drift i samme enhet) eller som produksjonsenhet for salg av syntetisk bio-metan. Begge bruksmønstre er mulige, forskjellen ligger i om bio-metanen beholdes lokalt for energibalansens skyld eller distribueres videre som handelsvare.

Figur 13: Reverion containerløsning 100 kW – 500 kW (venstre) og brenselcellemodul innvendig (høyre) (Reverion u.å.-a)

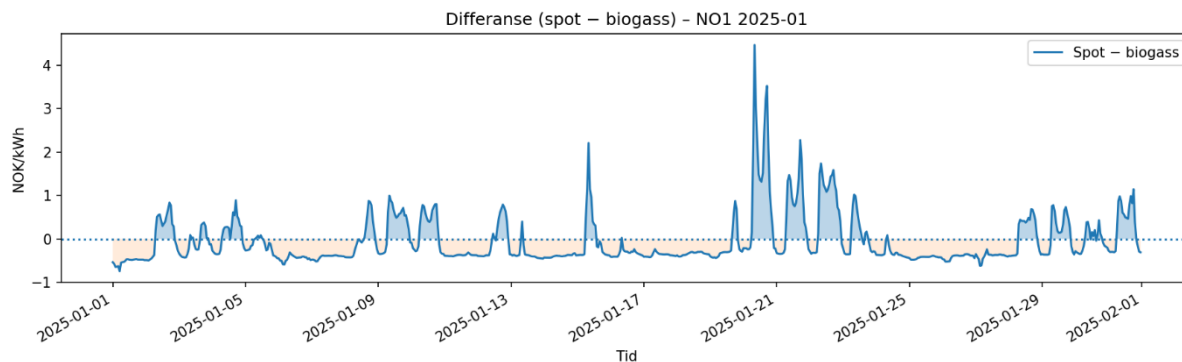


Markedspotensialet for el-produksjon med biogass.

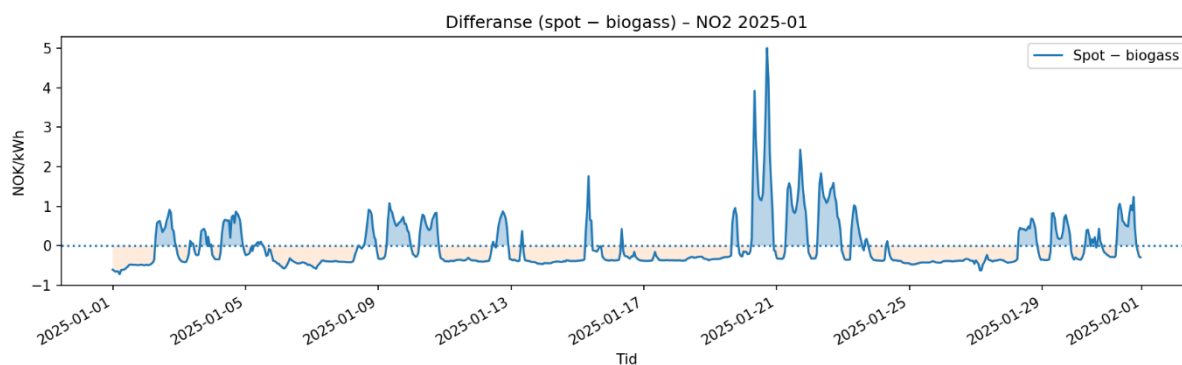
Med utgangspunkt i Tysklands integrering av biogass i kraftmarkedet som et fleksibelt bio-batteri vurderes her overføringsverdien til norske forhold. To teoretiske applikasjoner er aktuelle: kraftvarmeanlegg (CHP) og brenselceller (r-SOFC). Analysen tar utgangspunkt i prisområdene NO1 (Øst-Norge) og NO2 (Sørlandet), med forutsetning om at kraftproduksjon kun skjer i de 3 timene med høyest spotpris daglig, noe tilsvarende praksis i Tyskland. Biogass prises til 0,80 NOK/kWh ekskl. mva., og spotprisene behandles tilsvarende uten mva. Beregningene er forenklete og ser bort fra oppstartskostnader, tekniske begrensninger, nettleie og avgifter. Videre antas det i analysen at all energien fra CHP-anlegget kan selges som enten strøm eller varme. Analysen må derfor anses som et optimistisk overslag.

Figur 14 og Figur 15 viser differansen mellom spotpris og antatt biogasskostnad for januar 2025. Positive områder (blått felt) markerer lønnsom produksjon, mens negative (gult felt) viser timer der kraft fra biogass ikke lønner seg. Beregningene tar utgangspunkt i et hypotetisk 1000 kW-anlegg som produserer strøm i lønnsomme timer.

Figur 14: Differanse mellom spotpris og biogasskostnad i prisområde NO1 for januar 2025.

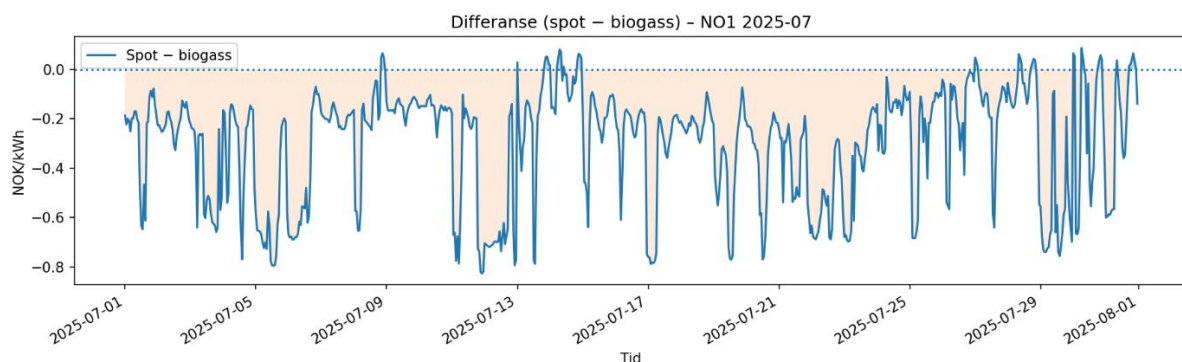


Figur 15: Differanse mellom spotpris og biogasskostnad i prisområde NO2 for januar 2025.

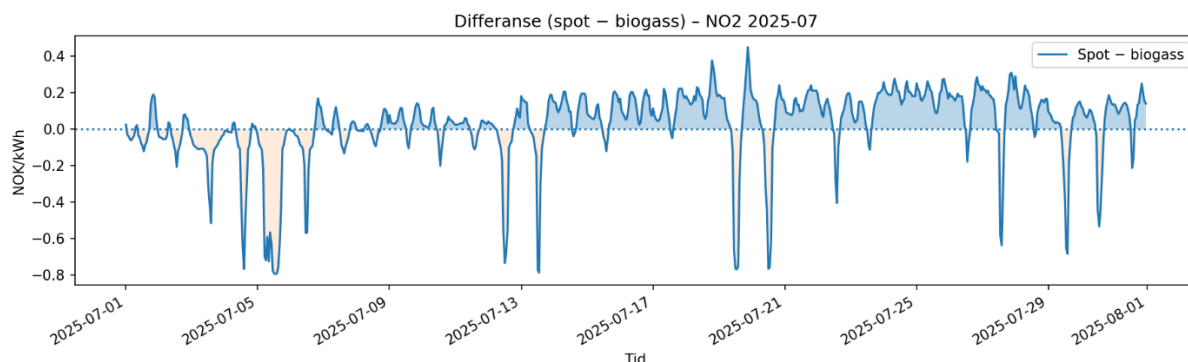


I begge prisområder oppstår perioder der spotprisen overstiger produksjonskostnaden. I NO1 er 57 av 93 timer lønnsomme, med gjennomsnittlig margin 0,98 kr/kWh og estimert gevinst 55 609 kr. For NO2 er 59 av 93 timer lønnsomme, med margin 1,02 kr/kWh og gevinst 59 487 kr.

Figur 16: Differanse mellom spotpris og biogasskostnad i prisområde NO1 for juli 2025.

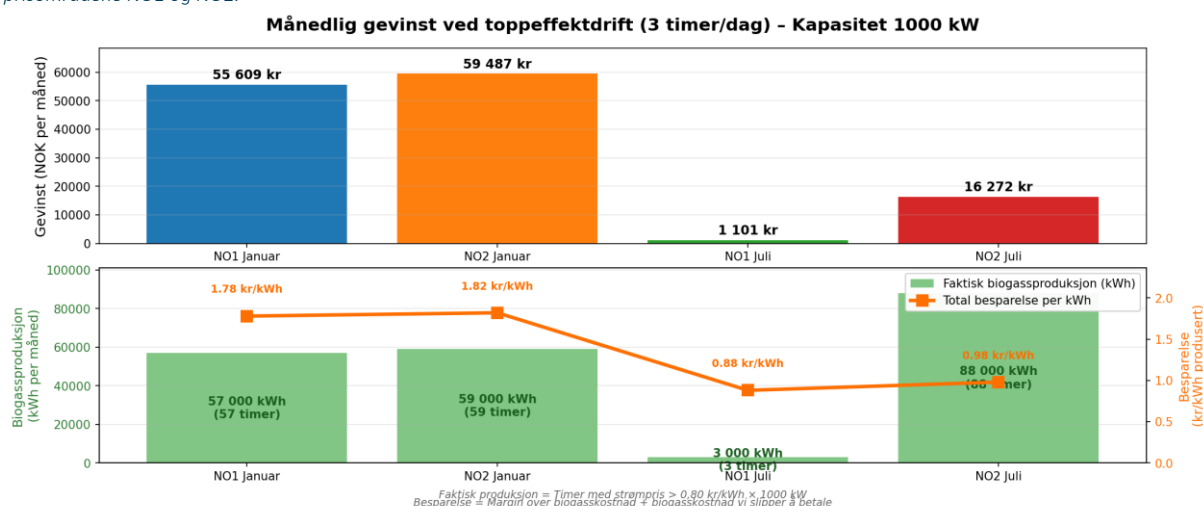


Figur 17: Differanse mellom spotpris og biogasskostnad i prisområde NO2 for juli 2025.



Figur 16 og Figur 17 viser tilsvarende for juli 2025. Sommerprisene gir svakere resultater: I NO1 er kun 21 av 93 timer lønnsomme, med margin 0,05 kr/kWh og gevinst 1 101 kr. I NO2 er 88 av 93 timer lønnsomme, men marginene lave (0,18 kr/kWh) og gevinsten 16 272 kr. Dette illustrerer tydelig sesongvariasjonen i lønnsomheten. Sommeren gir få pristopper i NO1, mens NO2 fortsatt viser positiv differanse grunnet eksporttrykk og prisvolatilitet. Resultatene indikerer at integrering av biogass i kraftsystemet kan være lønnsomt i områder med store prisutslag og begrenset nettkapasitet.

Figur 18: Månedlig gevinst og biogassproduksjon ved toppeffekt drift (3 timer per dag) for et anlegg med kapasitet på 1.000 kW i prisområdene NO1 og NO2.



Figur 18 oppsummerer månedlige resultater for det samme 1000 kW-anlegget. Gevinstpotensialet er 55–59 000 kr per måned i vinterhalvåret, men kun 1–16 000 kr i juli. Den oransje linjen viser gjennomsnittlig besparelse per produsert kWh – rundt 1,8 kr/kWh om vinteren og under 1 kr/kWh om sommeren, noe som illustrerer at biogassens fleksible verdi avhenger av sesong og område.

For et reelt CHP-anlegg må det tas hensyn til at kun 40 % av energien i gassen omdannes til strøm, mens 50 % går til varme. Dersom varmen kan utnyttes lokalt, for eksempel til byggvarme eller fjernvarme, forbedres totaløkonomien. Uten varmeavtak øker derimot den reelle produksjonskostnaden til om lag 2,0 kr/kWh strøm.

Brenselceller (r-SOFC) kan på sin side oppnå opptil 70–80 % elektrisk virkningsgrad og i tillegg reverseres for å produsere metan når strømprisene er lave. Det gjør teknologien spesielt interessant i områder med store sesongforskjeller, der anlegg kan produsere strøm i vinterhalvåret og regenerere biometan i sommerhalvåret. Som nevnt, i strømproduksjonsmodus frigjøres hydrogen, CO₂ og varme, mens revers drift bruker strøm og disse komponentene til å danne metan. Dette åpner for nye sekundærmarkeder for biproduktene: metan kan brukes i tungtransport, mens hydrogen og CO₂ kan

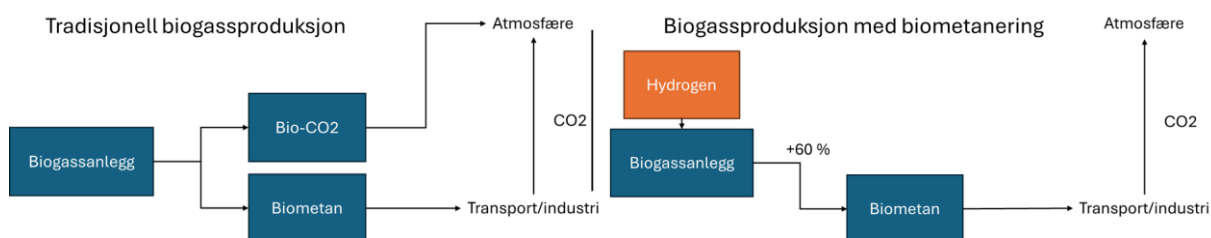
inngå i industrielle prosesser. Samtidig kan energigassene lagres og inngå i et lukket energikretsløp, noe som øker fleksibiliteten og systemnyten av slike anlegg.

Samlet viser analysen at fleksibel kraftproduksjon fra biogass krever timesbaserte prisvariasjoner eller sesongbasert prisvariasjoner. Teknologien for metanbrenselceller gjør at man kan bruke biogass som et fornybart og styrbart supplement til vannkraft, redusere effektpris i høypristimer og bidra til økt forsyningssikkerhet, særlig dersom varme eller metanproduksjon integreres som del av energisystemet. Med andre ord kan biogass brukes slik hydrogen er tenkt. Fordelen med biogass er at markedet allerede er etablert. Ulempen er at man risikerer metanlekkasjer, som kan gi høye utslipp i det geografiske utslippsregnskapet.

Biogass i symbiose med hydrogenproduksjon og CCS

I sammenheng med optimalisering av klimanytte for biogass er det to andre teknologier det kan være interessant å se nærmere på: biometanering og oksygenforbrenning.

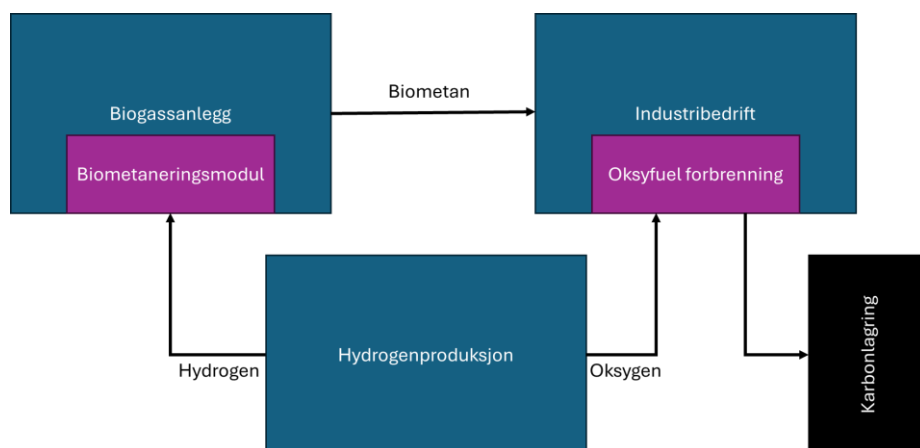
Biometanering er en teknologi der CO_2 konverteres til CH_4 ved å tilføre hydrogen. Dette kan gjøres gjennom en termisk prosess på høye temperaturer som gjøres for eksempel av selskapet Cairns Energy, eller ved bruk av biokatalysatorer, som gjøres for eksempel av Q Power. Biometanering gir omtrent 60 % økt produksjon av biometan dersom man antar en biogassammensetning med 62 % biometan og 38 % CO_2 .



Figur 19. Skisse av forskjell mellom biogassanlegg med og uten biometanering.

Oksygenforbrenning innebærer at forbrenning skjer i en atmosfære med 100 % oksygen. Fordelen med dette er at eksosgassen hovedsakelig består av CO_2 . Denne teknologien er spesielt effektiv med metan sammenlignet med forbrenning av trevirke eller avfall fordi metanen inneholder mye mindre urenheter og krever dermed mindre etterbehandling av eksosgassen dersom den skal fanges og lagres.

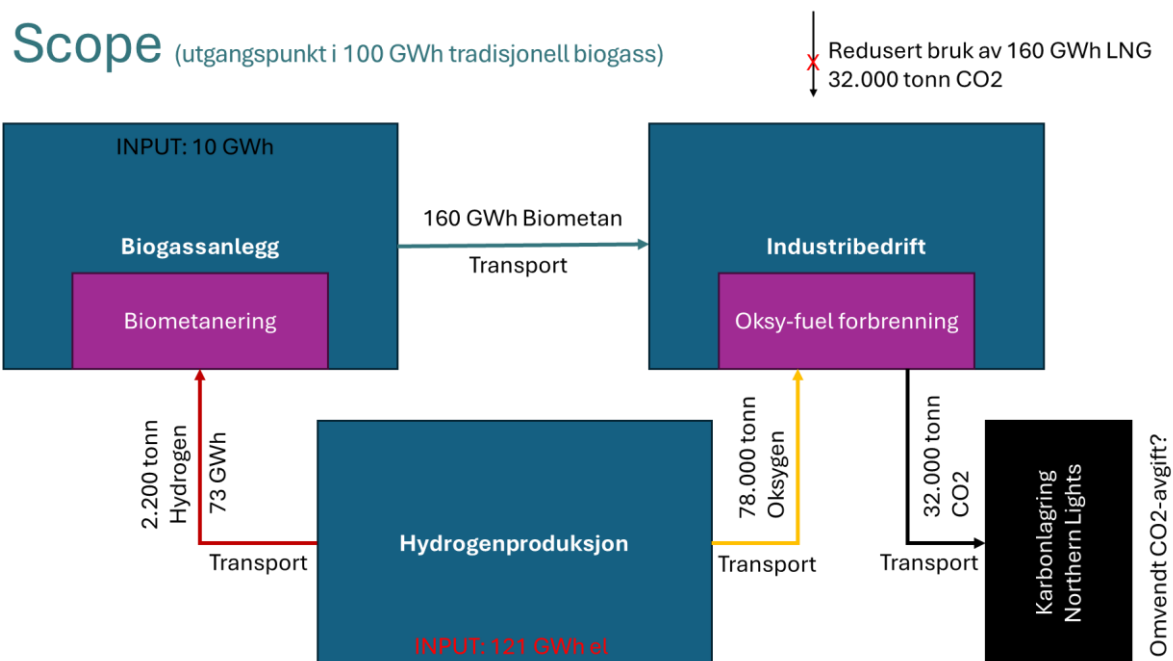
Biometanering og oksygenforbrenning passer perfekt i kombinasjon med utviklingen av norsk hydrogenindustri siden prosessene krever relativt store mengder hydrogen og oksygen, som er et restprodukt av elektrolyse. Samtidig vil biometanering åpne biogassmarkedet for hydrogenprodusentene, hvilket kan bidra til å løse «høna og egget-problematikken» for hydrogen mellom produksjon og etterspørsel. Kombinasjonen hydrogen-



Figur 20. Systemskisse av hydrogen, biogass, oksygenforbrenning og karbonfangst i kombinasjon.

biometanering-oksygenforbrenning (HBO) egner seg kanskje best til industriaktører som tar i bruk naturgass i dag, og ikke har mulighet til å elektrifisere.

Også i klimasammenheng gir HBO betydelige gevinster. For det første øker biogassproduksjonen med 60 %, hvilket også betyr at mer fossil energi kan erstattes. For det andre fanges karbonet ved forbrenning. Forutsatt at biogassen erstatter naturgass på et stasjonært anlegg og det brukes fornybar energi til å produsere hydrogen, gir dette en samlet klimanytte på 0,65 kg CO₂-ekv. per kWh tradisjonell biogassproduksjon. Til sammenligning gir biogass som erstatter diesel i tungtransporten en klimanytte på 0,26 kg CO₂-ekv per kWh, altså en forbedring av klimanytten på 250 %. HBO er kanskje den mest effektive måten å fange opp CO₂ fra atmosfæren uten at man mister energipotensialet i råvaren. Eksempelvis til sammenligning ved produksjon av biokull, må man la være å utnytte energipotensialet i biokullet for å ivareta karbonlagringseffekten. Ulempen med HBO er at det krever etablering av en verdikjede for hydrogen i Norge, og at produksjonskostnadene er veldig avhengig av prisen på hydrogen og oksygen. Det mangler også insentiver for karbonlagring i Norge, eksempelvis en omvendt CO₂-avgift som belønner aktører for å fange CO₂ av biologisk opprinnelse. Under følger en systemskisse for HBO inklusive røffe estimater for energibehov og massestrømmer for et teoretisk anlegg på 100 GWh tradisjonell biogassproduksjon.



Figur 21. Systemskisse for hydrogen-biometanering-oksygenforbrenning (HBO) inklusive estimater for energibehov og massestrømmer for et teoretisk anlegg på 100 GWh tradisjonell biogassproduksjon.

Konklusjon og anbefalinger

Elektrisitet og biogass har ulike egenskaper som gjør dem egnet i ulike brukersnitt. Samtidig er det vanskelig å optimalisere bruken av biogass i klimasammenheng på grunn av resultatet avhenger av forutsetningene som legges til grunn for beregningene. Dersom man vil optimalisere for å kutte i geografiske utslipp i Norge, gir det mening å kanalisere biogassen inn i tungtransportbransjen, slik det har blitt gjort. Samtidig kan det bli hensiktsmessig å bruke biogass i andre sektorer etter hvert som ny teknologi og strengere klimakrav stilles. Nye løsninger for batteridreven tungtransport, kan gjøre at biogassen enten styres mot nisjemarkeder i transportsektoren som ikke kan elektrifiseres eller mot

andre sektorer der det potensielt kan gi større klimagassreduksjoner, f.eks. til industrien i kombinasjon med teknologi for karbonfangst fra forbrenning.

Siden prinsippet om at biogass skal brukes der det gir størst geografisk utslippskutt, risikerer norske biogassaktører å miste tungtransportmarkedet etter hvert som tilbudet på gode batterilastebiler blir etablert, tilgangen på ladeinfrastruktur blir utviklet og det blir innført nytt regelverk og nye insentiver som favoriserer elektrifisering. Dette skaper usikkerhet og kan bidra til at Norge blir mindre attraktivt å investere i for ny biogassproduksjon. Samtidig er biogass helt avgjørende for å nå gjeldende nasjonale klimamål i 2030, og bruk av biogass i markeder som ikke kan elektrifiseres kan gi bedre betalingsvillighet og lønnsomhet for biogassaktørene. For å motvirke usikkerheten kan det være hensiktsmessig å lage en langsiktig offentlig biogasstrategi som staker ut en retning for biogassmarkedet, også etter 2030. En slik strategi bør blant annet:

Tydeliggjøre hvorvidt myndighetene skal følge prinsippet om at biogass skal brukes i sektorer som ikke kan elektrifiseres, herunder lage eksempler på utviklingsbaner for opptapping og avvikling av biogass i utvalgte markedssegmenter som buss, tungtransport, shipping og industri. Prinsippet krever at det stilles strenge klimakrav også i sektorer som ikke kan elektrifiseres, helst med gradvis opptapping for å tilrettelegge for gradvis innfasing av biogass. Utviklingsbanene bør underbygges med gjeldende og kommende insentiver.

Tydeliggjøre hvorvidt prinsippet om teknologinøytralitet skal gjelde, herunder vurdere om biogass skal likestilles med el og hydrogen i relevante mål og reguleringer. Dersom prinsippet om teknologinøytralitet ikke skal gjelde, bør det være forklart hvorfor, og det bør vurderes hvilke konsekvenser og muligheter dette vil skape for norske biogassaktører.

Videre mener vi at det bør jobbes mer med å vurdere hvilken rolle biogass kan ha i et stadig mer elektrifisert samfunn. Dette gjelder spesielt en evaluering av hvordan nye teknologier kan brukes for å gi fleksible energiløsninger med bruk av biogass som bio-batteri for å produsere biometan, hydrogen, bio-CO₂ og strøm. Slike løsninger vil ha betydelige synergieffekter med nasjonale og internasjonale satsinger på elektrifisering, ny fornybar el-produksjon (sol og vind), utvikling av hydrogenløsninger og utvikling av markeder for karbonfangst og -lagring.

Vi anser biogass til industri som et umodent marked det spesielt bør ses nærmere på pga. det store potensialet for økt klimanytte. Biogass kan i kombinasjon med nye teknologier som hydrogen, biometanerig, oksygenforbrenning og karbonfangst, oppnå en klimagevinst som langt overgår dagens bruk av biogass. Dette krever imidlertid en etablering av et hydrogenmarked i Norge og at det iverksettes insentiver som stimulerer til karbonfangst av biologisk CO₂, eksempelvis gjennom en omvendt CO₂-avgift.

Referanser

Biogass Oslofjord. 2022. *Biogass til kollektivtransport*. Thema Consulting Group AS. <https://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2025/09/Biogass-til-busser-Resultater.pdf>.

Biogass Oslofjord. 2023. «Kart over biogassfyllestasjoner i Norge». <https://biogassoslofjord.no/dokument/kart-over-biogassfyllestasjoner-i-norge/>.

Biogass Oslofjord. 2024. *Betalingsvillighet biogass*. Stakeholders AS. <https://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2024/03/BETALI1.pdf>.

Biogass Oslofjord. 2025a. «Biogasstatistikken 2024». <https://biogassoslofjord.no/biogasstatistikken-2024/>.

- Biogass Oslofjord. 2025b. «Biogasstatistikken 2024». <https://biogassoslofjord.no/biogasstatistikken-2024/>.
- Biogass Oslofjord. 2025c. «Åpen møteplass: biogass i tungtransporten». <https://biogassoslofjord.no/apen-moteplass-biogass-i-tungtransporten/>.
- Biogassbransjen.no. 2025. «Biogassprosjekter kan miste Enova-støtte». *Biogassbransjen.no*, oktober 20.
- Bundesverband Bioenergie. <https://www.bioenergie.de/themen/strom>.
- Byrådsavdeling for miljø og samferdsel. 2025. «Byrådet vil stille krav til utslippsfrie byggeplasser». <https://aktuelt.oslo.kommune.no/byradet-vil-stille-krav-til-utslippsfrie-byggeplasser>.
- Büttner, Clara, Katharina Esterl, Ilka Cußmann, Carlos Andrés Epia Realpe, Jonathan Amme, og Amélia Nadal. 2024. «Influence of flexibility options on the German transmission grid — A sector-coupled mid-term scenario». *Renewable and Sustainable Energy Transition* 5:100082. doi:10.1016/j.rset.2024.100082.
- Combined-cycle gas turbines. 2022. <https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-compendium/combined-cycle-gas-turbines-2022>.
- DBFZ. 2019. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex) – Abschlussbericht*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf.
- DFØ. 2025. «Drivstoffmatrise for tunge kjøretøy til vegtrafikk | Anskaffelser.no». <https://www.anskaffelser.no/nn/verktoy/veiledere/drivstoffmatrise-tunge-koyretoy-til-vegtrafikk>.
- EEA. 2025. «Greenhouse Gas Emission Intensity of Electricity Generation in Europe». <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>.
- EISMEA. 2024. «Reverion Secures USD 62 Million in Series A Financing». <https://ec.europa.eu/newsroom/eisma/items/847962/en>.
- EIT Urban Mobility. 2025. *Study on Non-Exhaust Emissions in Road Transport*. <https://www.eiturbanmobility.eu/wp-content/uploads/2025/05/41-EIT-Emissions-Report-5a-Digital-1.pdf>.
- Enova SF. 2023a. «Vårt bidrag for landtransport i 2023». <https://2023.enova.no/markedsutvikling-med-enova/landtransport/landtransport-bidrag-2022>.
- Enova SF. 2023b. «Årsrapport 2022». <https://2022.enova.no/artikkel/markedet-for-biogass-er-etablert>.
- Enova SF. 2025. «Underveislading for tunge kjøretøy». <https://www.enova.no/nb/bedrift/landtransport/stottetilbud-innen-landtransport/underveislading-for-tunge-kjoretoy#to>.
- European Parliament & Council of the European Union. 2018. *Directive - 2018/2001 - EN - EUR-Lex*.

- European Residual Mix | AIB. 2025. <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2025. «Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe · Band 41 · Clusterung von Biogasanlagen». *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.*
- Filippenko, Kateryna. 2025. «FuelEU Maritime: A Catalyst for Bio-LNG Market Growth and Decarbonisation». <https://www.energyconnects.com/opinion/features/2025/september/fueleu-maritime-a-catalyst-for-bio-lng-market-growth-and-decarbonisation/>.
- GLP. 2024. *Klimaanalyse av norsk landtransport*. https://www.nho.no/contentassets/d0d3935074a845c49e821b9f09e4b6fd/klimaanalyse_av_norsk_landtransport.pdf.
- GLP. 2025. «Overrasket over at biogasslastebiler ikke får benytte kollektivfeltet». <https://www.nho.no/samarbeid/gront-landtransportprogram/artikler/overrasket-over-at-biogasslastebiler-ikke-far-benytt-kollektivfeltet/>.
- Gunnar Knutsen AS. 2025. «Hva gjør vi». <https://gunnarknutsen.no/hva-gjor-vi/>.
- Hofstad, Knut. 2024. «Kombikraftverk». *Store norske leksikon*.
- Hu, Bingtao, og Petros Ioannou. 2025. *Review and Analysis of Current and Future Battery Technologies for Heavy Duty Electric Vehicles*. https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/86175/dot_86175_DS1.pdf.
- IEA Bioenergy. 2024a. *A Perspective on the State of the Biogas Industry in 12 Member Countries of IEA Bioenergy Task 37*. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/10/IEA_Bioenergy_T37_CountryReportSummary_2024.pdf.
- IEA Bioenergy. 2024b. *Implementation of Bioenergy in Germany – 2024 Update*. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Germany_final.pdf.
- Joint Research Centre (JRC). 2022. *BIOENERGY IN THE EUROPEAN UNION*.
- Klima og Miljødepartementet. 2014. *Najsonal tverrsektoriell biogasstrategi*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/255fa489d18d46feb3f8237bc5c096f0/t-1545.pdf>.
- Klima og Miljødepartementet. 2021. *Meld. St. 13*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/a78ecf5ad2344fa5ae4a394412ef8975/nn-no/pdfs/stm202020210013000dddpdfs.pdf>.
- Klima og Miljødepartementet. 2023. *Omstilling til lavutslipp: Veivalg for klimapolitikken mot 2050*. <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/479/2023/10/Klimautvalget-2050.pdf>.
- Klima og Miljødepartementet. 2024. «Regjeringens klimastatus og -plan». <https://www.regjeringen.no/contentassets/1b2fd715fe494bd886a4756a49737670/no/pdfs/regjeringens-klimastatus-og-plan.pdf>.
- Klimaetaten i Oslo kommune, Elvia, og Hafslund Ny Energi. 2022. *Forsert elektrifisering av tungtransport og bygg og anlegg*. Klimaetaten i Oslo kommune.

https://www.klimaoslo.no/rapport/forsert-elektrifisering-av-tungtransport-og-bygg-og-anlegg/?_gl=1*1fb18wh*_up*MQ..*_ga*MzUyODg0MTEwLjE3NjEwMzc2Mzc.*_ga_QW7THJQPVL*czE3NjEwMzc2MzckbzEkZzAkdDE3NjEwMzc2MzckajYwJGwwJGgw.

Lauer, Markus. 2020. *DBFZ Report Nr. 37: Economic Assessment of Biogas Plants as a Flexibility Option in Future Electricity Systems*. Nr. 37. DBFZ Report. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

Lauer, Markus, Uwe Leprich, og Daniela Thrän. 2020. «Economic assessment of flexible power generation from biogas plants in Germany's future electricity system». *Renewable Energy* 146:1471–85. doi:10.1016/j.renene.2019.06.163.

Miljødirektoratet. 2020. «Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030». <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf>.

Miljødirektoratet. 2023a. *Gasslastebiler i bomringen*. M-2432. <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/september-2023/gasslastebiler-i-bomringen/>.

Miljødirektoratet. 2023b. *Gasslastebiler i bomringen*. M-2432.

Miljødirektoratet. 2023c. «Mer biogass til tungtransport og synergi med el». <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klimasats/2023/mer-biogass-til-tungtransport-og-synergi-med-el/>.

Miljødirektoratet. 2025a. «6 Omsetningskravet til sjøfart - miljødirektoratet.no». <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/omsetningskrav-for-biodrivstoff/omsetningskravet-til-sjofart/>.

Miljødirektoratet. 2025b. «Høring av forslag til forskrift om forbud mot bruk av fossile brensler til indirekte fyring i industrien fra 2030». <https://www.miljodirektoratet.no/hoeringer/2024/oktober-2024/horing-av-forslag-til-forskrift-om-forbud-mot-bruk-av-fossile-brensler-til-indirekte-fyring-i-industrien-fra-2030/>.

Miljødirektoratet. 2025c. «Utslippsfaktorer i klimagassregnskap for Norge». <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/utslippsfaktorer-klimagassregnskap/>.

Miljødirektoratet. 2025d. «Veileder: Bærekraftsrapportering for næringslivet - Klimaendringer (ESRS E1)». <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/internasjonalt/barekraft/barekraftsrapportering-for-naringslivet/klimaendringer-esrs-e1/>.

Miljødirektoratet, Statens Vegvesen. 2023. *Elektriske lastebiler – teknologiutvikling, kostnader og barrierer*. M-2550. <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/juni-2023/elektriske-lastebiler--teknologiutvikling-kostnader-og-barrierer/>.

NIO Norge. 2025. «NIO tar opp kampen i rentekappløpet | NIO Norge». <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18579840/nio-tar-opp-kampen-i-rentekappløpet?publisherId=17849178&lang=no>.

- Nordic Co-operation. u.å. «ChargeNordic – Heavy-Duty eTransport Alliance | Nordic Cooperation». Hentet 30. oktober 2025. <https://www.norden.org/en/information/chargenordic-heavy-duty-ettransport-alliance>.
- NVE. 2025. «Strømdeklarasjoner». <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/stroemdeklarasjoner/>.
- Nåbo, Arne, Mats Abrahamsson, Harrison John Bhatti, Maria Björklund, David Daniels, Mike Danilovic, Per Haugland, Petter Hudden, Jens Hylander, Svetla Kack, Per Lindahl, Jasmine Liu, og Uni Sallnas. 2024. *Battery-Swapping for Heavy Duty Vehicles. A Feasibility Study on Up-Scaling in Sweden • Swedish Electromobility Centre*. VTI rapport 1199A. <https://vti.diva-portal.org/smash/get/diva2:1826965/FULLTEXT02.pdf>.
- Perugu, Harikishan, Sonya Collier, Yi Tan, Seungju Yoon, og Jorn Herner. 2023. «Characterization of Battery Electric Transit Bus Energy Consumption by Temporal and Speed Variation». *Energy* 263:125914. doi:10.1016/j.energy.2022.125914.
- Phoon, Michael. 2025. «Study Reveals EVs Produce Less Brake And Tire Pollution With Fewer Non-Exhaust Emissions | EV.Com». <https://ev.com/news/study-reveals-evs-produce-less-brake-and-tire-pollution-with-fewer-non-exhaust-emissions>.
- PRUSSI, M., M. YUGO, L. DE PRADA, M. PADELLA, R. EDWARDS, og L. LONZA. 2020. «jec well-to-tank report v5-KJNA30269ENN».
- Real Engineering, regi. 2018. *The Truth about Hydrogen*.
- Reverion. «Reverion Reversible Power Plants | Up to 80% Efficiency». Hentet 30. oktober 2025. <https://reverion.com/en/>.
- Röck, M., Rexeis Martin, og Stefan Hausberger. 2020. *JEC Tank-to-Wheels Report v5: Heavy Duty Vehicles*. doi:10.2760/541016.
- Samferdselsdepartementet. 2023. «Statens vegvesen_». <https://www.regjeringen.no/contentassets/9280e2181cd2495e940c7fdab4293d6f/felles/felles-tilleggsoppdrag-om-innfasing-av-nullutslippkjoretoyer-og-fossilfrie-anleggsplasser.pdf>.
- Samferdselsdepartementet. 2024a. «Fra 1. januar blir det nullutslippskrav i offentlige anskaffelser av ferjer og ferjetjenester». [regjeringen.no. https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/fra-1.-januar-blir-det-nullutslippskrav-i-offentlige-anskaffelser-av-ferjer-og-ferjetjenester/id3080242/](https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/fra-1.-januar-blir-det-nullutslippskrav-i-offentlige-anskaffelser-av-ferjer-og-ferjetjenester/id3080242/).
- Samferdselsdepartementet. 2024b. «NTP 2025-2036: Regjeringen vil ha flere elektriske tungebiler – legger til rette for utbygging av ladeinfrastruktur». [regjeringen.no. https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ntp-2025-2036-regjeringen-vil-ha-flere-elektriske-tungbiler-legger-til-rette-for-utbygging-av-ladeinfrastruktur/id3031368/](https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ntp-2025-2036-regjeringen-vil-ha-flere-elektriske-tungbiler-legger-til-rette-for-utbygging-av-ladeinfrastruktur/id3031368/).
- SSB. 2023. «Endring av GWP-verdier». <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft/artikler/endring-av-gwp-verdier>.

- Statens vegvesen. 2024. «Åpner for å øke tillatt totalvekt på utvalgte veier». <https://www.vegvesen.no/om-oss/presse/aktuelt/2024/08/apner-for-a-oke-tillatt-totalvekt-pa-utvalgte-veier/>.
- Statnett. 2025a. «Derfor har vi prisområder for strøm i Norge». <https://www.statnett.no/om-statnett/forsta-strom-og-kraftsituasjonen/fakta-om-prisomrader/>.
- Statnett. 2025b. «Priser, volum og markedsresultater». <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/priser-volum-og-markedsresultater/>.
- US EPA, OAR. 2015. «CHP Benefits». <https://www.epa.gov/chp/chp-benefits>.