



MAI 2022

UTREDNING AV ENERGIFORBRUK OG FORNYBAR ENERGI

Klimanettverk Jæren

PROJECT NO.

A236459

DOCUMENT NO.

VERSION

1.0

DATE OF ISSUE

Mai - 2022

DESCRIPTION

PREPARED

OHAB, NRRU, JOST,
RDIS, HESY, LB

CHECKED

IGKL

APPROVED

EGWA

INNHold

1	INTRODUKSJON	6
1.1	Bakgrunn	6
1.2	Formål	6
1.3	Metode	6
1.4	Begrepsliste	7
2	OVERSIKT OVER DAGENS ENERGISYSTEMER, FORBRUK AV ENERGI OG TILHØRENDE KLIMAGASSUTSLIPP	9
2.1	Overordnet oversikt av energibruk i utredningsområdet	9
2.2	Elektrisitet	10
2.2.1	Transmisjonsnettet	10
2.2.2	Regionalnettet	10
2.2.3	Distribusjonsnettet	11
2.2.4	Produksjon av elektrisk kraft i utredningsområdet	11
2.3	Fossile energibærere	12
2.3.1	Naturgass	13
2.3.2	Flytende drivstoff	13
2.4	Fjernvarme og nærvarme	14
2.5	Klimagassutslipp for de ulike energisystemene	15
2.5.1	Klimagassutslipp knyttet til strøm	18
2.5.2	Klimaavtrykk av fjernvarme og nærvarme	19
2.5.3	Klimagassutslipp knyttet til naturgass	20
3	FORVENTET ETTERSPOELSE ETTER ENERGI	21
3.1	Kraftprognoser fra Kraftsystemutredning Sør-Rogaland	21
3.1.1	Vekst i fjernvarme	23
4	GAP MELLOM DAGENS ETTERSPOELSE ETTER ENERGI OG TILGJENGELIG ENERGI	24
4.1	Energikvalitet og anvendelighet	24
4.2	Knapphet på elektrisk overføringskapasitet og regional produksjon	24
4.3	Oppsummering av tiltak i overliggende nettsystem som treffer utredningsområdet	25
4.4	Arealbehov til nye nett-tiltak	27
5	MULIGHETER, KOSTNADER OG BEGRENSNINGER KNYTTET TIL REDUSERT BRUK AV NATURGASS	28
5.1	Bruk av naturgass	28
5.2	Alternativer til bruk av naturgass	29
6	POTENSIALET FOR FORNYBAR ENERGIPRODUKSJON	31
6.1	Gjødsel og biomasse	31
6.1.1	Utredninger og eksisterende biogassproduksjon i utredningsområdet	31
6.1.2	Klimanytte fra biogassproduksjon	35
6.2	Solkraft	36
6.2.1	Teknisk solkraftpotensiale – årlig produksjon og installert effekt	36
6.2.2	Prisestimer og støtteordninger	41
6.2.3	Konsekvenser for klima	42

6.3	Vindkraft	42
7	ENERGI- OG EFFEKTREDUSERENDE TILTAK	43
7.1	Energieffektivisering i bygninger	43
7.1.1	Enøk-potensiale i bygningsmassen	44
7.1.2	Estimert enøk-potensiale for varmepumper i bygningsmassen	47
7.1.3	Omgivelsesvarme – luft-varmepumper	49
7.1.4	Omgivelsesvarme – bergvarmepumper	50
7.1.5	Avløpsvann – kloakkvarmepumper	52
7.1.6	Energisparekontrakter (EPC)	53
7.2	Anvendelse av overskuddsvarme	56
7.2.1	Varmegjenvinning fra datasentre	56
8	REGIONAL STRATEGI FOR ENERGI- OG VARMELØSNINGER FRA 2015	59
8.1	Strategiens innhold og videre anbefalinger	59
8.1.1	Måloppnåelse	60
8.2	Fjernvarme i offentlige bygg, utnyttelse av spillvarme fra restavfall	60
8.3	Økning i varme fra bioenergi	61
9	ANBEFALINGER OM FRAMTIDIG ENERGILØSNINGER I NETTVERKSKOMMUNENE OG INTEGRERING I KOMMUNENES PLANVERK	62
9.1	Anbefalte tiltak	62
9.1.1	Store systemer	62
9.1.2	Mellomstore systemer	63
9.1.3	Mindre enkeltstående tiltak	64
9.2	Integrering i kommunens planverk	64
9.2.1	Relevant planverk	64
9.2.2	Elementer som bør få større fokus i kommunens planverk	64
10	OPPSUMMERING	67
11	REFERANSER	68



SAMMENDRAG

Klimanettverk Jæren, som består av kommunene Randaberg, Stavanger, Sola, Sandnes, Gjesdal, Klepp, Time, Hå og Kvitsøy (kalt **utredningsområdet**) har engasjert COWI for å etablere et oppdatert kunnskapsgrunnlag knyttet til energi- og klimasituasjonen i utredningsområdet. Kunnskapsgrunnlaget skal bidra til å sikre en effektiv bruk av lokale og regionale ressurser og se på muligheten for å redusere det totale energibruket og resulterende miljøkonsekvenser.

Energikilder, utslipp fra disse og framtidige behov

Elektrisitet og flytende fossile drivstoff er de viktigste energikildene i utredningsområdet, og energi fra spillvarme, naturgass og biogass blir relativt små i sammenligning. Det meste av strømproduksjon kommer fra vannkraft, og Sandnes (etter sammenslåing med Forsand) har betydelig vannkraftproduksjon. Hå, Gjesdal og Time har også strømproduksjon fra vindkraft. Utredningsområdet har også betydelig bruk av naturgass som distribueres i eget nett fra Kårstø.

Det slippes totalt ut 1,45 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år i utredningsområdet. Over halvparten av klimagassutslippene kommer fra transportsektorene som forbrenner fossilt drivstoff. Disse er generelt godt egnet for direkte elektrifisering eller indirekte elektrifisering i form av hydrogen eller andre alternative drivstoff. Det estimeres et ekstra forbruk på 0,85 TWh elektrisk energi i utredningsområdet dersom store deler av transportsektoren elektrifiseres. Andre betydelige utslipp er naturgassbruk, forbrenning av fossilt avfall og jordbruk.

I regional kraftsystemutredning (KSU) for regionen er det tydelig at det er et økende behov for strøm (effekt) i regionen. Det er primært elektrifisering av transportsektoren og kraftkrevende industri som er driveren for økning i effektbehov. Lyse Neo har ambisjoner om videre vekst i fjernvarmenettet og har nylig fått innvilget konsesjonssøknad for utvidelse til Bjergsted. Spillvarmen fra avfallsforbrenning på Forus er høyt utnyttet, og det vil på sikt være behov for økt tilgang på spillvarme (økt forbrenning) eller økt bruk av naturgass, biogass eller elektrisitet.

Et økende behov for strøm (effekt) gir ytterligere belastning på kapasiteten i nettsystemet. Det er per nå ikke noen kilder som sier i klartekst hvor mye restkapasitet som finnes i strømmettet i utredningsområdet. Det er derimot tydelig kommunisert fra flere parter at det er behov for å øke forsyningssikkerheten. Det er flere nett-tiltak i regionen, og det haster å få disse gjennomført. Regionen vil ha en anstrengt forsyningssituasjon mot nærmere 2030 med de datoene som er satt for ferdigstilling av tiltak. Det medfører lav tilgjengelighet for nettkapasitet fram til nærmere 2030 og vil legge begrensninger på elektrifiseringstempoet.

Det er betydelige CO₂ utslipp knyttet til bruk av naturgass i regionen, fra gassnettet til Lyse Neo. Naturgass brukes til næringsbygg, fjernvarme og private husholdninger. Naturgass kan erstattes med biogass, pellets eller elektrisitet, men et bytte vil medføre betydelige investeringskostnader.

Det finnes i dag to store biogassanlegg, ett på Mekjarvik og ett på Grødaland. Anlegget på Grødaland har kapasitet til å motta mer enn de behandler i dag, men råvaretilgangen (slam, matavfall, gjødsel, fiskeensilasje) er en begrenset faktor. Det er estimert at det totale biogasspotensialet for utredningsområdet vil ligge mellom 60-100 GWh/år avhengig av lønnsomheten ved produksjon av biogass fra husdyrgjødsel.

Det er et vesentlig potensial (opp mot 1,6 TWh/år) for å produsere mer strøm fra solkraft i regionen. Det er mulig å ta i bruk eksisterende tak og fasader for å minimere miljøpåvirkningen av tiltakene. Solkraft kan spille en stor rolle for regionens energiproduksjon. Økt bruk av termiske solfangere til direkte varmeproduksjon kan også spille en rolle, men dette er ikke kvantifisert.

Effekt- og energireduserende tiltak

Energi- og effektreduserende tiltak er viktige for bl.a. å redusere økningen i strømbehovet og frigjøre strøm til andre formål. Det er mulig å iverksette en rekke tiltak i ny og eksisterende bygningsmasse. Basert på underlag fra NVE, er det estimert at samlede enøk-potensialet i bygningsmassen i utredningsområdet eksklusiv installasjon av varmepumper til ca. 0,9 TWh/år. Bruk av ulike varmepumpeteknologier er svært effektivt for å øke bruken av fornybar termisk energi og redusere strømbehovet. Prognosesenteret har estimert et potensial for ca. 7000 og 500 nye varmepumpeanlegg årlig i hht. boligbygg og næringsbygg i utredningsområdet. Det kan også være anvendbar energi i overskuddsvarme fra bl.a. avløpsvann og datasentre som kan utnyttes med varmepumpeteknologi, men for å oppnå høy utnyttelsesgrad er det viktig at varmen kan avgis til et system med høyt varmebehov hele året. Energisparekontrakter (EPC) er en godt utprøvd modell for kommunal gjennomføring av energi- og effektreduserende tiltak i bygninger, men det er viktig med god planlegging og prosjektgjennomføring for å oppnå høy kvalitet på de tiltakene som gjennomføres. Det finnes støtteordninger for EPC-prosjekter.

Anbefalinger

I våre anbefalinger til tiltak opp mot nye og eksisterende strategier mener vi det er viktig å erkjenne at det er kraftnettet som er ryggraden i energiforsyningen. Tilgang på nok strøm er helt vesentlig for å gjennomføre elektrifiseringstiltak og få ned utslipp fra fossile drivstoff. Det er også viktig for regionens konkurransekraft. Nødvendige nett-tiltak må opp på dagsordenen, og gjennomføring av effektive nett-tiltak må være en del av kommunenes strategier selv om dette ikke alltid er populære tiltak.

Hver enkelt kommune bør vurdere muligheten for økt bruk av solkraft på tilgjengelig bygningsareal. Energi- og effektreduserende tiltak bør sees på ved hjelp av tverrfaglige og

helhetlige energivurderinger. Dette er særlig viktig ved etablering av nye anlegg med høyt effektbehov.



1 INTRODUKSJON

1.1 Bakgrunn

Klimanettverk Jæren består av kommunene Randaberg, Stavanger, Sola, Sandnes, Gjesdal, Klepp, Time, Hå og Kvitsøy, heretter kalt **utredningsområdet** når omtalt som en helhet. Klimanettverk Jæren har engasjert COWI for å etablere et oppdatert kunnskapsgrunnlag knyttet til energi- og klimasituasjonen i utredningsområdet.

Klimanettverk Jæren ble opprettet i 2016 og får årlig støtte fra Klimasats-ordningen i Miljødirektoratet. Dette er en støtteordning for kommuner og fylkeskommuner som vil kutte utslipp av klimagasser og bidra til omstilling til lavutslippssamfunnet. Nettverket driver kompetanseheving, erfaringsutveksling og informasjonsarbeid i kommunene.

1.2 Formål

Målet med oppdraget er å etablere et kunnskapsgrunnlag som skal bidra til å sikre en effektiv bruk av lokale og regionale energiresurser og se på muligheten for å redusere det totale energibruket og resulterende miljøkonsekvenser. Utredningen skal bidra til oppbygging og deling av kunnskap om antatt gunstige løsninger for energi- og varmforsyning i utredningsområdet. Flere av kommunene har konkrete mål om å redusere klimagassutslipp for energisektoren og innen energieffektivisering, og tiltak knyttet til dette.

1.3 Metode

Oppdatert underlag for energibruk i utredningsområdet bygger i stor grad på direkte forespørsel til energileverandører i området. Aktører med konsesjon etter energiloven er oppfordret til å gi informasjon etter §3 i forskrift om energiutredninger. For systemer uten

konsesjon er forespørslene basert på velvilje fra det enkelte selskap. Denne informasjonen er supplert med offentlig tilgjengelig informasjon og register. Innsamlet datagrunnlag sammenstilles for å gi et representativt bilde av regionens energibruk, men oversikten er ikke uttømmende. Mindre aktører uten anleggskonsesjon, f.eks. mindre nærvarmeanlegg, er ikke representert i tallunderlaget.

I kunnskapsdelen har COWI benyttet sin fremste fagekspertise for å gjøre opp status for de enkelte energisystemer og fagområder. For tiltak og anbefalinger har vi inntatt en mer betraktende rolle, da svarene er vurderinger og synspunkter mer en eksakt vitenskap.

1.4 Begrepsliste

Begrep	Forklaring
Biogent utslipp	Biogene CO ₂ -utslipp inngår i det naturlig karbonkretsløpet og blir derfor ikke regnet som et utslipp. Dersom man f.eks. brenner organisk materiale som tre/ved, er dette utslipp som også ville ha kommet dersom treet råtnet i skogen på en naturlig måte og det er derfor ikke CO ₂ utslipp som øker det totale utslippet til atmosfære.
Dekarborisering	Bytte av energibærere fra fossile kilder til alternative karbonnøytrale energikilder. Et eksempel er når bensinbiler erstattes med elektriske biler (forutsetter strøm fra fornybare kilder som vannkraft, vindkraft, sol) eller når olje-/gassfyrte kjelanlegg erstattes av kjelanlegg som fyres med flis, pellets, bio-olje eller bio-gass.
Effekt	Effekt er i fysikken definert som arbeid utført per tidsenhet (Joule per sekund). Målenheten for effekt er Watt (W). F.eks. måler man hvor sterkt en lyspære lyser i Watt, mens energibruk er avhengig av hvor lenge lyspæren står på. 1000 W = 1 kW 1000 kW = 1 MW 1000 MW = 1 GW Elektriske panelovner er gjerne på 400 til 1200 W, mens el.-biladere til hjemmebruk er på 3,6 til 22 kW Samlet produksjonskapasitet for vannkraftsystemet i Norge er på ca. 33 GW (33.000 MW), mens totalt installert vindkraftkapasitet er ca. 4,4 MW.
Energi	Energi [kWh] = Effekt [kW] * Tid [h] 1000 kWh = 1 MWh 1000 MWh = 1 GWh 1000 GWh = 1 TWh En typisk enebolig i Norge bruker ca. 20 000 kWh strøm årlig

	Vannkraftsystemet i Norge har en normalårsproduksjon på ca. 135 TWh/år (NVE), mens norske vindkraftanlegg har en normalårsproduksjonen på ca. 15 TWh/år.
Energibærer	Energibærer i denne rapporten er knyttet til medium brukt for å flytte energi slik at den kan benyttes ved behov. Eksempler er elektrisitet, bensin/diesel, naturgass, bioenergi (ved, pellet, flis, bio-olje, bio-gass) og varmemærere (vann/damp). Ulike energibærere har ulike egenskaper knyttet til transport, lagring og bruk.
Enøk – energieffektivisering	Energieffektivisering i bygninger innebærer i praksis at energikrevende "tjenester" som oppvarming, kjøling, ventilering, belysning, drift av utstyr, kan leveres/driftes med et lavere/-reduert forbruk av elektrisitet og/eller termiske energibærere. Energieffektivisering benevnes også som effektiv sluttbruk av energi eller energiøkonomisering (enøk). Det settes i de aller fleste tilfeller krav til at enøk-tiltak som krever investeringer skal være lønnsomme, dvs. at de skal ha en positiv nåverdi.
Konsesjon	Konsesjon er en tillatelse fra det offentlige. I denne rapporten er det tett koblet til Energiloven som stiller krav om konsesjon (konsesjonsplikt) før kraftledninger, kraftverk eller fjernvarmenett kan bygges. For å få konsesjon må det søkes om tillatelse til Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE). Søknaden skal vise til positiv samfunnsnytte og at det er tatt hensyn til miljø- og samfunnsinteresser.
Normalproduksjon	Gjennomsnittlig årsproduksjon fra et kraftverk basert på statistikk for nedbør/vind/sol.
Produksjon	Enhet som produserer effekt/energi som varme (termisk) eller elektrisitet. Produksjonen må ha en innskuddsfaktor, som f.eks. vann med potensiell energi, vind, sol, naturgass, bioenergi (pellets, flis, bio-olje, bio-gass) og flytende drivstoff.
Rest-/Spill-varme	Utnyttelse av restvarme fra prosesser som normalt går til spille. F.eks forbrenning av avfall (utnyttes i dag) til varme fra datasenterdrift, eller avløpsvann m.m.

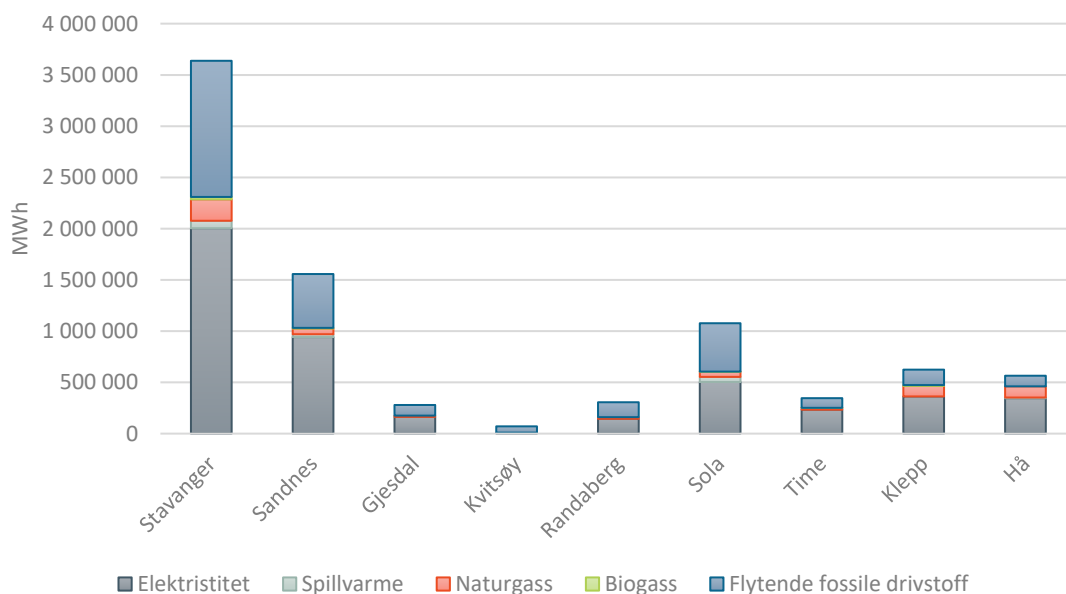


2 OVERSIKT OVER DAGENS ENERGISYSTEMER, FORBRUK AV ENERGI OG TILHØRENDE KLIMAGASSUTSLIPP

Følgende kapittel tar for seg dagens energisystemer og forbruk av energi på kommunenivå. En ser deretter på utslippet av klimagasser for de ulike energisystemene.

2.1 Overordnet oversikt av energibruk i utredningsområdet

Figur 1 viser en oversikt og fordeling av energiomsetning knyttet til energibærere per kommune i utredningsområdet i 2021.



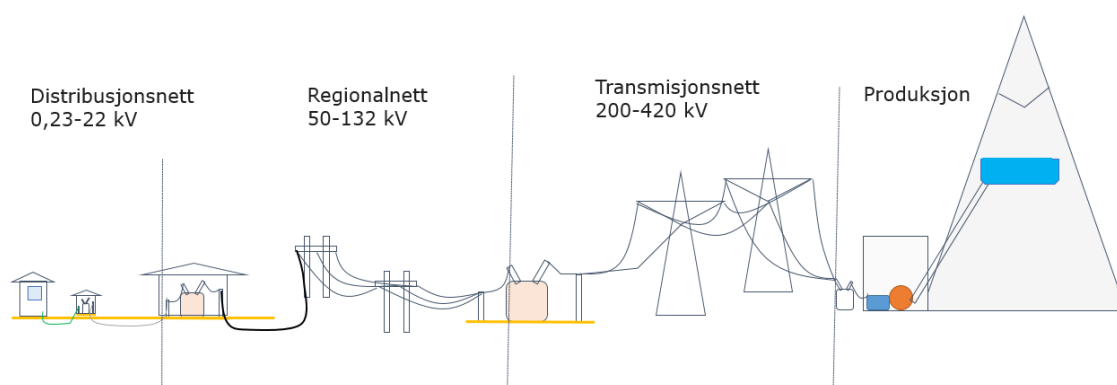
Figur 1: Energibruk i planområdet i 2021. Flytende fossilt drivstoff er fra 2019 da pandemien påvirket transportsektoren mye.

Tallunderlaget viser omsatt energi i første omsetningsledd, dette for å telle energi som kommer inn til eller produseres i utredningsområdet. Energi som omsettes innad i utredningsområdet telles bare en gang i første ledd. For energisystemer med flere ledd, vil det være energitap som her ikke er vist. Elektrisitet og flytende fossile drivstoff er de viktigste energikildene. En del av kommunene har også et betydelig forbruk av naturgass.

Energiforbruk i utredningsområdet er summert til 8,46 TWh/år.

2.2 Elektrisitet

I Norge har vi et kraftnett for transport av elektrisitet med flere nettnivå; transmisjons-, regional- og distribusjonsnett. Figur 2 illustrerer oppbyggingen av kraftnettet og tilhørende spenningsnivå.



Figur 2: illustrasjon av oppbygging av det norske kraftnettet.

2.2.1 Transmisjonsnettet

Transmisjonsnettet har de høyeste spenningsnivåene og de største dimensjonene i nettsystemet. Transmisjonsnettet overfører mye kraft over lange avstander og kan ses på som kraftsystemets europaveier. I Norge består transmisjonsnettet i hovedsak av systemer med 300 kV eller 420 kV spenning, i enkelte deler av landet inngår også nett med 132 kV spenning. Statnett er operatør for transmisjonsnettet og eier pr. 7.1.2022 98% av transmisjonsnettet i Norge, inkludert alt nett på dette nivået som forsyner utredningsområdet.

Det er Statnett som koordinerer produksjon/import og opprettholder balansen mellom forbruk og tilgjengelig produksjonskapasitet.

2.2.2 Regionalnettet

Under transmisjonsnettet er regionalnettet, som distribuerer strøm i en region, tilsvarende fylkesveier i kraftsystemet. Normalt spenningsområde i utredningsområdet er 50 kV eller 132 kV. I utredningsområdet er det L-nett (tidl. Lyse Elnett) som eier og drifter hele regionalnettet. Store industriaktører med stort kraftbehov kan være tilknyttet direkte til regionalnettet.

2.2.3 Distribusjonsnettet

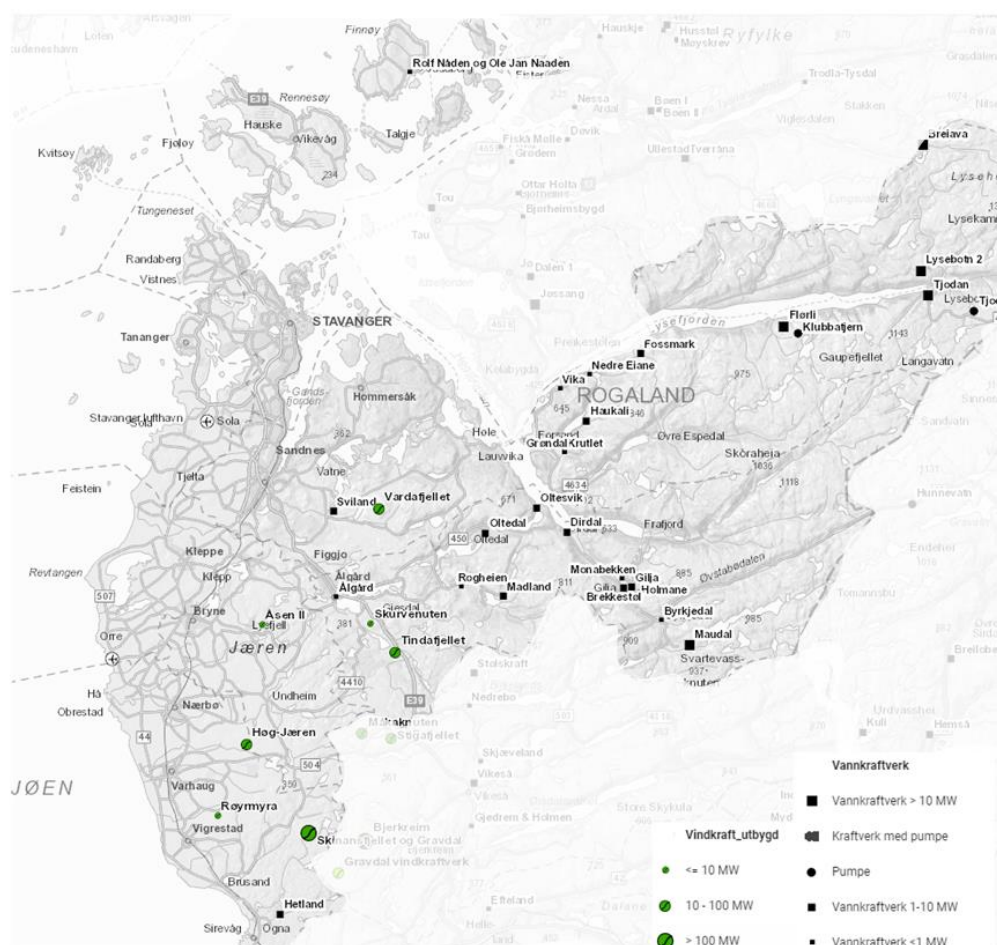
Distribusjonsnettet forsyner vanlige sluttbrukere som husholdninger, tjenesteyting og lett industri. Distribusjonsnettet omfatter spenninger på 22 kV og 15 kV i "høyspent distribusjon" i utredningsområdet og helt ned til 415 V og 240 V lavspenningforsyning. Nettnivået kan ses på som kommunale veier i kraftsystemet. I utredningsområdet er det L-nett som eier og drifter distribusjonsnett i kommunene Randaberg, Stavanger, Sola, Sandnes, Gjesdal, Time og Kvitsøy. Klepp Energi Nett drifter i Klepp og Jæren Everk drifter distribusjonsnettet i Hå.

Energitapene for alle nettnivå har mellom 2010 og 2020 ligget på ca. 6 % [1].

2.2.4 Produksjon av elektrisk kraft i utredningsområdet

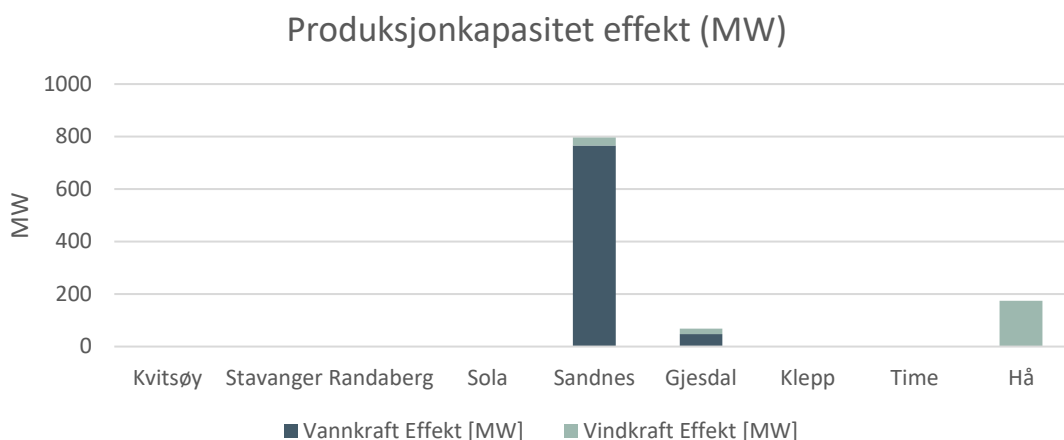
Det er flere produksjonsanlegg for elektrisk kraft i utredningsområdet. Sandnes og Gjesdal har fjellrike områder som er utnyttet til vannkraftproduksjon og flere av kommunene har vindkraftanlegg. De store anleggene er i stor grad tilknyttet på spenningsnivå over 1 kV. I tillegg kommer mindre private anlegg som solcelleanlegg og mindre vindturbiner tilknyttet lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet.

Fra NVE sine kartsystemer er det registrert 32 vann- og vindkraftverk i utredningsområdet. De har totalt en installert effekt på 1039 MW, som kan produsere 3495 GWh (normalproduksjon). Dette dekker nær 75 % av det elektriske forbruket i utredningsområdet. Av denne ytelsen utgjør store vannkraftverk i Lysefjorden 760 MW og 2365 GWh. Denne produksjonskapasiteten befinner seg geografisk lengst bort fra forbruket i regionen. Mye av denne strømmen går via transmisjonsnettet før det kan leveres til forbrukere i utredningsområdet.

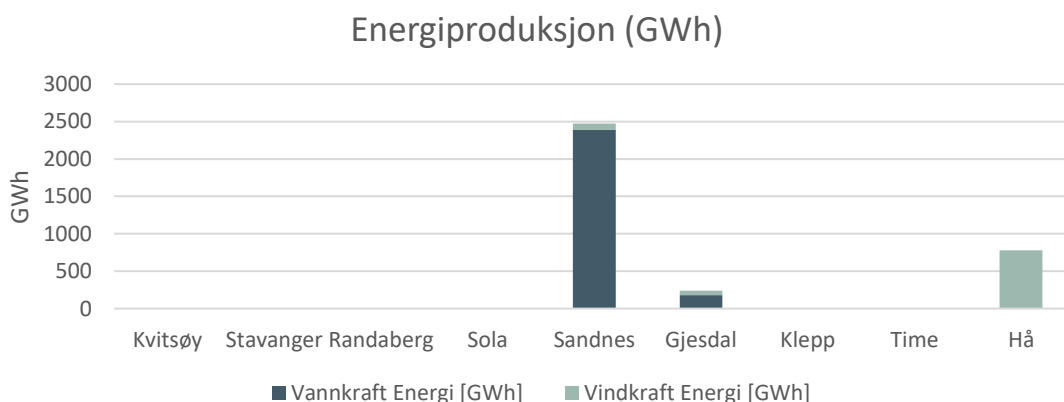


Figur 3: Produksjonsanlegg i utredningsområdet. Hentet fra NVE temakart [2].

Kommunevis fordeling av produksjonskapasitet i utredningsområdet er vist i Figur 4. Etter kommunesammenslåingen med Forsand har Sandnes kommune betydelige mengder vannkraft. Hå er den kommunen i utredningsområdet som har mest vindkraft.



Figur 4: Kommunefordelt produksjonskapasitet i utredningsområdet, effekt (MW)



Figur 5: Kommunefordelt produksjonskapasitet i utredningsområdet, energi (GWh/år).

I Kraftsystemutredningen [3] omtales også plusskunder, som i hovedsak er besittere av mindre solcelleanlegg. Oversikten opererer ikke med absolutte tall med henblikk på størrelser eller plassering. Men ved å gange antall installasjoner med medianpunktet i utvalget, får man ca. 29 MW pr. 04.05.2020.

Gjennomsnittlig energiutbytte fra solkraft i Norge er rundt 700-1000 kWh/kWp [4] installert ytelse, og man kan anta at den samlede produksjonen i området er 0,02 - 0,03 GWh/år i energiutbytte. Dette volumet er ikke synlig i figurene over. Fremtidspotensialet til solkraft er omtalt i kapittel 6.2.

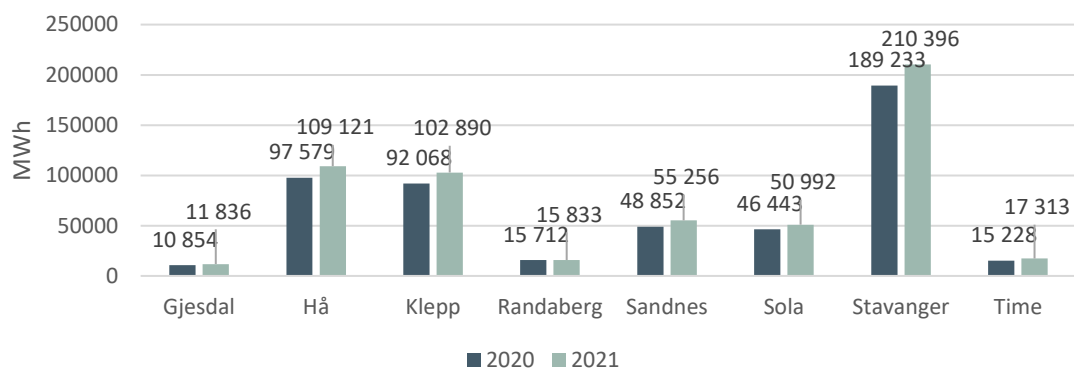
2.3 Fossile energibærere

En stor andel av energien som blir brukt i området kommer fra fossile kilder. Dette gjelder primært flytende drivstoff til veitrafikk, sjøfart, luftfart og annen mobil forbrenning, samt naturgass til oppvarming. Lite av strømmen kommer fra fossil strømproduksjon.

2.3.1 Naturgass

Energikonsernet Lyse startet tidlig på 2000-tallet å bygge ut Rogass, et sammenhengende høy- og lavtrykkforsyningssystem for naturgass. Naturgassen kommer fra Kårstø i Tysvær kommune og går i rør til Risavika i Sola kommune, med videre distribusjon til alle kommunene i utredningsområdet unntatt Kvitsøy. Øyene i tidligere Rennesøy og Finnøy kommuner, nå en del av Stavanger kommune, har egen forgreining fra høytrykksrør i Boknafjorden.

Naturgassnettet er størst i landet og er årsaken til at Rogaland ligger på topp [5] med tanke på naturgassbruk og tilhørende utslipp i Norge.



Figur 6: Kommunefordelt naturgassbruk i utredningsområdet 2020/2021.

Naturgassen brukes til oppvarming av drivhus, i prosess- og næringsmiddelindustri, oppvarming i fjern- og nærvarmenett, samt en mindre del til transport og husholdninger.

I det samme rørnettet distribueres også biogass fra Ivar sine anlegg i Mekjarvik og Grødaland. Biogass utgjør omtrent 5 % av omsatt gassvolum i utredningsområdet.

Det er også noe oppsamling av deponigass fra enkelte gamle avfallsdeponier i utredningsområdet. Denne gassen har ujevn kvalitet og er i liten grad utnyttet kommersielt. Klepp Energi Fjernvarme utnytter deponigass fra Sele deponi i Sola kommune som innsatsfaktor i sitt fjernvarmenett. Det finnes også et deponigass-anlegg på Tasta som er privat driftet, hvor grunneier benytter deponigass til strøm og varmeproduksjon i liten skala. Totalt volum er under 20 GWh årlig.

2.3.2 Flytende drivstoff

Innen sektorene *veitrafikk*, *sjøfart*, *luftfart* og *annen mobil forbrenning* er flytende, fossilt drivstoff hovedkilden til energi. Ved å regne tilbake fra kommunale utslippsdata hos Miljødirektoratet, kan forbruket av drivstoff i volum og energi estimeres [6]. Hvert drivstoff i hver kommune ble beregnet for seg selv med kommunespesifikk utslippsfaktor per type kjøretøy, energitetthet og massetetthet. For hver sektor ble antall liter og energimengde i kWh lagt sammen. Dette er presentert i Figur 7. Dataene er hentet fra 2019 for å ha tall fra før pandemien.

Totalt forbrukes det omtrent 300 millioner liter med flytende drivstoff per år, noe som tilsvarer nesten 3 TWh med energi, i utredningsområdet. Elektrifisering gir generelt høyere

virkningsgrad. Dersom alle disse sektorene skulle elektrifiseres, ville det tilsvare 1,3 TWh med ekstra forbruk av elektrisk energi, fordelingen er oppgitt nederst i Figur 7. For å ta høyde for bedre effektivitet i elektriske motorer kontra forbrenningsmotorer er det brukt en faktor 3 for veitrafikk og 2 for de andre sektorene ved omregning fra fossil til elektrisk energi [7] [8].

Sektor	Veitrafikk		Sjøfart		Luftfart		Annen mobil forbrenning	
Kommune	Drivstoff [L]	Energi [MWh]	Drivstoff [L]	Energi [MWh]	Drivstoff [L]	Energi [MWh]	Drivstoff [L]	Energi [MWh]
Randaberg	2 930 956	28 542	9 199 107	92 727	0	0	2 401 815	24 210
Stavanger	56 241 094	544 596	50 010 150	504 102	823	8	27 739 222	279 611
Sola	9 134 236	88 326	14 113 137	142 260	15 266 804	153 889	8 661 370	87 307
Sandnes	35 534 493	344 502	2 389 282	24 084	0	0	15 542 185	156 665
Gjesdal	7 680 250	75 426	189 803	1 913	0	0	2 607 741	26 286
Klepp	9 436 996	91 458	518 422	5 226	0	0	5 336 852	53 795
Time	5 145 635	49 958	0	0	0	0	4 416 296	44 516
Hå	5 047 119	49 307	75 177	758	0	0	5 306 148	53 486
Kvitsøy	19 942	196	5 904 354	59 516	0	0	150 667	1 519
Total	131 170 721	1 272 312	82 399 432	830 586	15 267 627	153 898	72 162 296	727 396
Ekstra elektrisk energi ved full elektrifisering		424 104		415 293		76 949		363 698

Figur 7: Forbruk av flytende fossilt drivstoff per kommune i utredningsområdet i 2019.

Det er ikke sannsynlig å direkte elektrifisere alle disse sektorene i den nærmeste fremtiden. Innen de mest energiintensive transportsektorene som sjøfart og luftfart vil det nok måtte brukes andre løsninger som indirekte elektrifisering (hydrogen, ammoniakk) og biobrensel for å oppnå dekarbonisering.

Det reelle tallet for ekstra behov for elektrisk energi som følge av elektrifisering blir derfor lavere. Ifølge Statnetts rapport *Et elektrisk Norge* fra 2019, vil en omfattende elektrifisering av transport kreve 14 TWh ekstra elektrisk energi totalt i Norge [9]. Skalert etter befolkningen i utredningsområdet (6,2%) gir det **0,85 TWh ekstra elektrisk energibehov**. Det stemmer overens med en nesten komplett elektrifisering av veitrafikk og delvis elektrifisering av de andre tre sektorene i utredningsområdet.

2.4 Fjernvarme og nærvarme

Det er flere fjern- og nærvarmeanlegg i utredningsområdet. Nærvarme forsyner normalt varme til mindre avgrensede områder, et bygg, et kvartal eller en fabrikk. Fjernvarme kan forstås som et varmedistribusjonsnett som dekker et større geografisk område. Både nær- og fjernvarmeanlegg har en energisentral, hvor varmen produseres med ulike kilder. Fra sentralen blir varmen – som regel i form av varmt vann – distribuert via rør til forbrukerne. I utredningsområdet er hoved-energikildene spillvarme fra avfallsforbrenning og industri, naturgass, biogass (herunder deponigass), elektrisitet (varmepumper) og annen biomasse som flis og tre-pellets.

Det er ikke konsesjonsplikt for anlegg under 10 MW, og datatilgang til mindre systemer er svak. Større fjernvarmenett med konsesjon, eller som er kjent gjennom dialog med energiaktører, er vist under.

Fjernvarmenett	Selskap	Omtrentlig energikapasitet [GWh/år]
Forus – Stavanger Sandnes	Lyse Neo	120
Stavanger – Urban sjøfront	Lyse Neo	13
Sandnes - Nærværme	Lyse Neo	2
Sola – Risavika	Lyse Neo	9
Sola – Stavanger lufthavn	Norsk Bioenergi	3
Hå	Jæren Fjernvarme	7
Klepp	Klepp Energi Fjernvarme	10

Figur 8: Fjernvarmenett og kapasitet for kommunene i utredningsområdet.

Årlig energitap i fjernvarmenettet er i størrelsesorden 21-26 %, ifølge informasjonen som er innhentet.

2.5 Klimagassutslipp for de ulike energisystemene

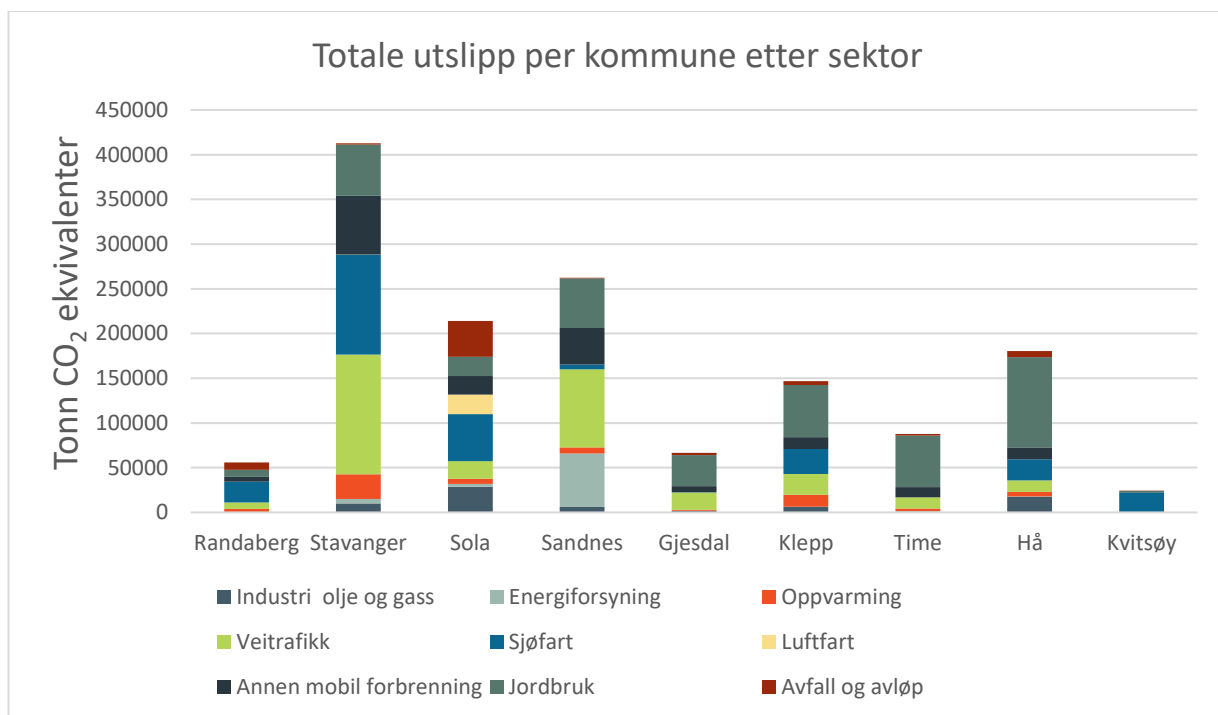
Klimagassutslipp i kommuner er utslipp som fysisk skjer innenfor kommunegrensen. For eksempel er det kjørelengden til et kjøretøy innenfor kommunegrensen som teller, og ikke hvor den er registrert. Virksomhetens utslipp teller i kommunen virksomheten befinner seg, og ikke der produktene benyttes.

Utslippene omregnes til CO₂-ekvivalenter da CO₂ er den viktigste klimagassen. Klimagassene som er med i regnskapet, og deres omregningsfaktor, finnes i Figur 9. Faktorene viser hvor stor evne disse gassene har til å varme opp atmosfæren, sammenlignet med CO₂.

Gass	Omregningsfaktor
Karbondioksid (CO₂)	1
Lystgass (N₂O)	298
Metan (CH₄)	25

Figur 9: Omregningsfaktor for klimagassutslipp.

Miljødirektoratet fører statistikk for klimagassutslipp per kommune, inndelt i 9 forskjellige sektorer. Disse tallene er gjengitt for utredningsområdet. De totale utslippene utgjør omtrent 1,45 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, som tilsvarer 4,2% av alle norske kommuner sitt samlede utslipp.



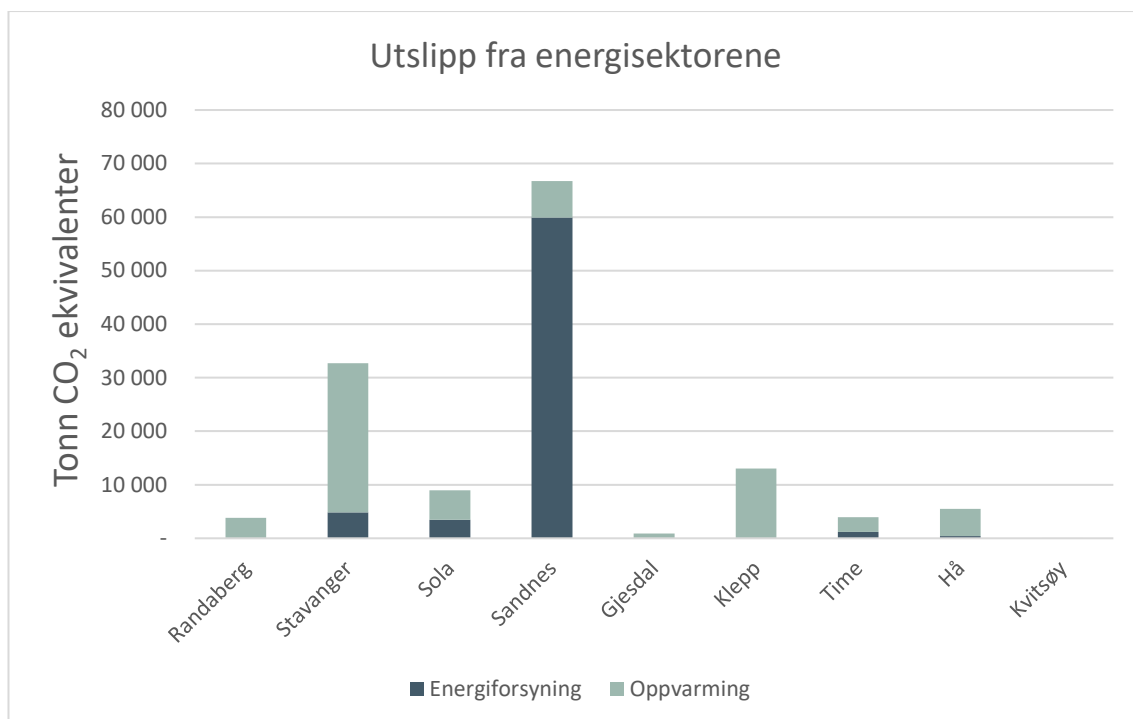
Figur 10: Totale klimagassutslipp per kommune i utredningsområdet inndelt etter sektor. Tall for 2020. Enhet er tonn CO₂-ekvivalenter [6].

Av disse utslippene er det hovedsakelig *Energiforsyning* og *Oppvarming* som er direkte energikategorier. Det utgjør om lag 9,4% av utredningsområdets utslipp, og mye av dette kommer fra forbrenning av fossilt avfall ved Forus Energjenvinning i Sandnes.

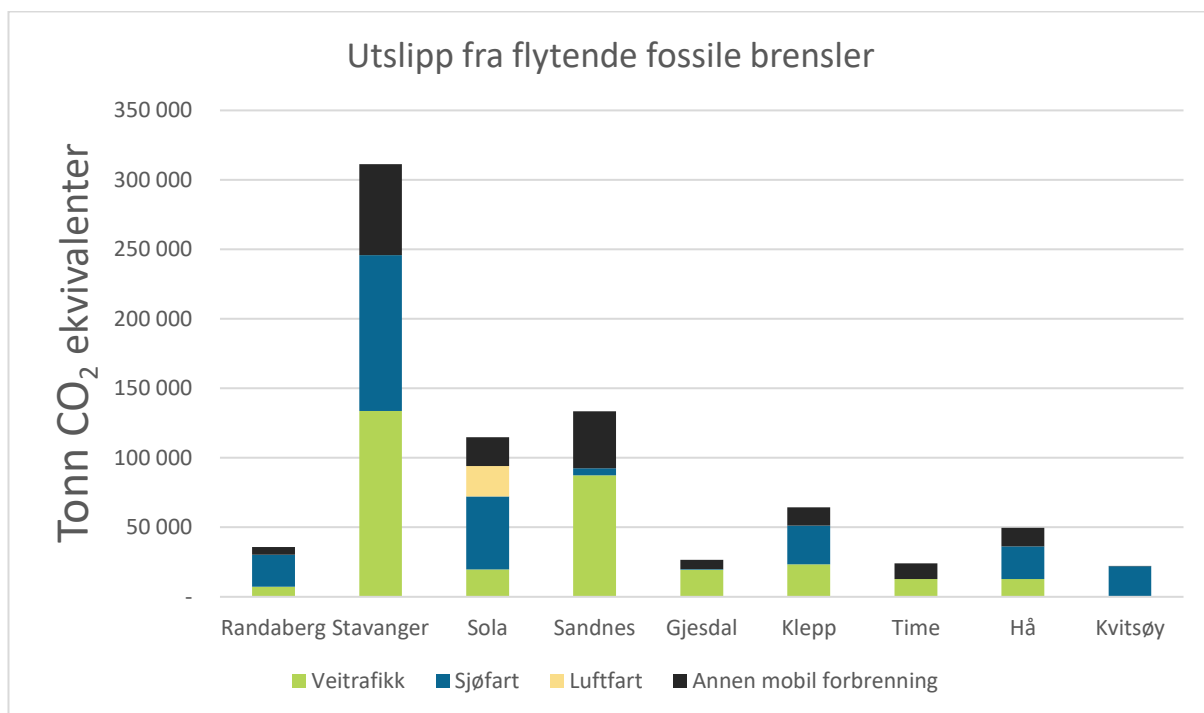
Utslippskategoriene "Energiforsyning" og "Oppvarming" er definert som følger:

Utslippssektor	Hva inkluderes i sektoren?
Energiforsyning	Avfallsforbrenning, fjernvarme, elektrisitetsproduksjon og annen energiforsyning.
Oppvarming	Fyringsolje, fyringsparafin, naturgass, LPG, bioenergi og vedfyring.

Figur 11: Definisjon av utslippskategoriene *Energiforsyning* og *Oppvarming*.



Figur 12: Utslipp fra energisektoren for kommunene i utredningsområdet. 54 prosent av klimagassutslippene i utredningsområdet kommer fra kategoriene *Veitrafikk*, *Sjøfart*, *Luftfart* og *Annen mobil forbrenning*. Det aller meste av utslippene er fra fossilt drivstoff. Utslippene fra veitrafikk har de siste årene gått ned på grunn av økt andel elbiler og omsetningskrav for biodrivstoff.



Figur 13: utslipp fra flytende fossile brensler for kommunene i utredningsområdet.

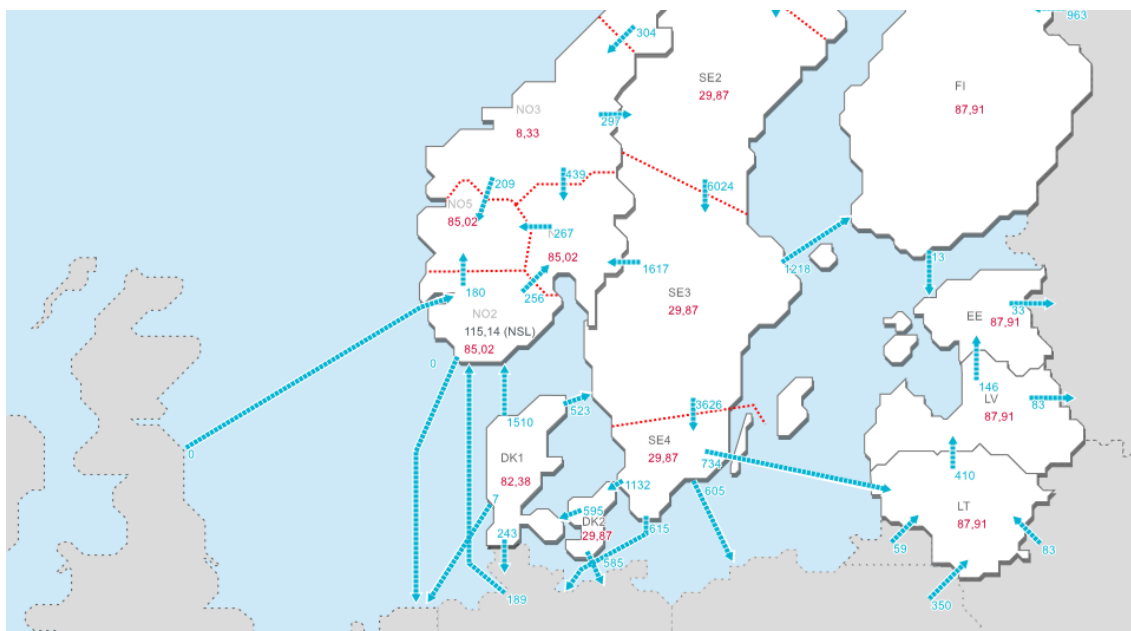
Elektrifisering vil være et viktig tiltak for å redusere disse utslippene. Dette vil dermed øke behovet for elektrisk energi i fremtiden. I kapittel 2.3.2 blir dette behovet estimert til omtrent 0,85 TWh elektrisk energi.

Det ekstra forbruket av strøm vil ikke nødvendigvis produseres i utredningsområdet, men det vil være naturlig å utforske mulighetene, og dette blir diskutert senere i rapporten.

2.5.1 Klimagassutslipp knyttet til strøm

Strømproduksjonen i Norge er i stor grad fornybar. Dette gjør den norske utslippsfaktoren for strømforbruk (gitt norsk strømmiks) lav i forhold til andre land, og gir dermed et bilde av at vår energibruk er svært lite utslippsintensiv.

Det er ikke alltid gitt at det er den norske *forbruks*miksen er rent norsk, da vi har et import/eksport-system for kraft, til og fra Norge. Det finnes ulike måter å beregne klimagassutslipp fra strømforbruk på, og en vanlig metodikk er å vurdere ulike scenarier, gjerne ved å vurdere nordisk eller europeisk strømmiks. I NS3720 (standard for klimagassberegninger for bygninger) skal minst to ulike scenarier vurderes; en ren norsk strømmiks og en europeisk og norsk strømmiks. Her er utslippsfaktorene hhv. 12 og 123 g CO₂-ekv/kWh. Disse faktorene vil variere fra år til år, og avhenger blant annet av vær og vind og ulike markedssituasjoner. Men det er åpenbart at dette vil kunne gi to vidt forskjellige resultater når en snakker om energiforbruk i GWh/TWh-størrelsesorden.



Figur 14: Utenlandskabler kilde: Statnett.no

I regional strategi for energi- og varmeløsninger fra 2015 [10] ligger det til grunn et premiss om klimagassutslipp ved bruk av elektrisitet. Tallgrunnlaget er knyttet til varedeklarasjon for strøm levert i Norge, hvor markedsmechanismens "opprinnelsesgaranti" brukes for å beregne klimabelastningen. Ordningen ble innført sammen med EUs første fornybardirektiv i 2001 for å gi forbrukere et valg mellom fornybar og ikke-fornybar kraft. Kraftprodusenter med fornybar kraftproduksjon kan selge slike garantier og få en ekstra inntekt. Utfordringen med dette markedet er at det gjelder for hele Europa og ikke gjenspeiler ulikheter i det fysiske distribusjonssystemet. I 2018 meldte E24 [11] at 80 – 90 % av opprinnelsesgarantiene fra norsk kraft ble solgt til europeiske kunder som ville dokumentere en grønn fornybar profil. Det kan fremstå som om norske kunder har ren samvittighet eller har en opplevelse av å benytte strøm produsert av fornybare kilder. Kundene ser ikke hensikten med å betale ekstra for å få garantert grønn kraft.

Det har imidlertid skjedd en endring i oppfatning rundt dette klimaregnestykket, og flere aktører operer nå med *klimadeklarasjon for fysisk levert strøm*, som i større grad gir et fysisk korrekt bilde på utslipp forbundet med produksjon og forbruk. NVE [12] og appen electricityMap [13] gir henholdsvis årlige og momentane tall for klimaavtrykket til Norge og regionen Sørvest-Norge. Med NVE sin metode for klimadeklarasjon for fysisk levert strøm settes klimaavtrykket til strøm brukt i utredningsområdet til 8 gram CO₂e/kWh. Dette er det nasjonale tallet for 2020, og representerer et lavt estimat. Utslippstallet for strøm i 2020, når en ser til varedeklarasjon, var 402 gram CO₂e/kWh. Bare 76 % av omsatt strøm i Norge hadde opprinnelsesgaranti.

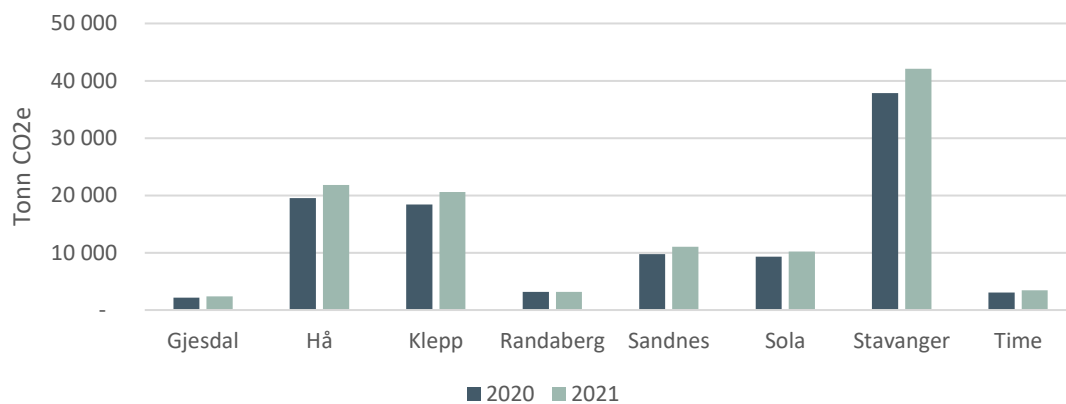
2.5.2 Klimaavtrykk av fjernvarme og nærvarme

De direkte klimagassutslippene for fjernvarme og nærvarme er i hovedsak knyttet til bruk av naturgass. I nærvarmenett står naturgass for hoveddelen av varmeproduksjonen. Fra innhentet dataunderlag sto naturgass, i 2021, for ca. 30 % av solgt varme fra nær- og fjernvarme leverandører i utredningsområdet. Naturgassen er gjerne blandet med noe biogass og markedsmekanismer er ordnet slik at man kan kjøpe biogassandeler, fjernvarmenettet er da klimanøytralt. I et energiperspektiv hvor ressurstilgang er tema er samlet gassforbruk til varmeproduksjon interessant. Tallene her angir kun volum naturgass. **Bruk av naturgass hos Lyse Neo og Jæren Fjernvarme var 54,5 GWh i 2021, noe som representerer et CO₂e utslipp på 10 880 tonn.** Total gassforbruk inklusivt biogass var i 2021 i overkant av 70 GWh.

Avfallsforbrenning er en viktig kilde til fjernvarme i undersøkelsesområdet. Målet for avfallspolitikken er å redusere de totale mengdene avfall, samt øke sorteringsgraden. Dersom økt kapasitet til fjernvarmeproduksjon (varmekilden som skaper fjernvarmen i nettet) skal komme fra økt avfallsforbrenning, vil dette gi økte utslipp i Sandnes kommune. Løsninger med karbonfangst er energikrevende og vil gi grunnlag for mindre spillvarme til fjernvarmenettet.

2.5.3 Klimagassutslipp knyttet til naturgass

Klimagassutslippene knyttet til bruk av naturgass utgjør i sum 8 % av klimagassutslippene i regionen.



Figur 15: Klimagassutslipp fra naturgass fra Lyse Neo



3 FORVENTET ETTERSØRSEL ETTER ENERGI

I dette kapittelet tar vi for oss prognoser for framtidig etterspørsel etter kraft basert på regional kraftsystemutredning (KSU) samt økning i bruk av fjernvarme.

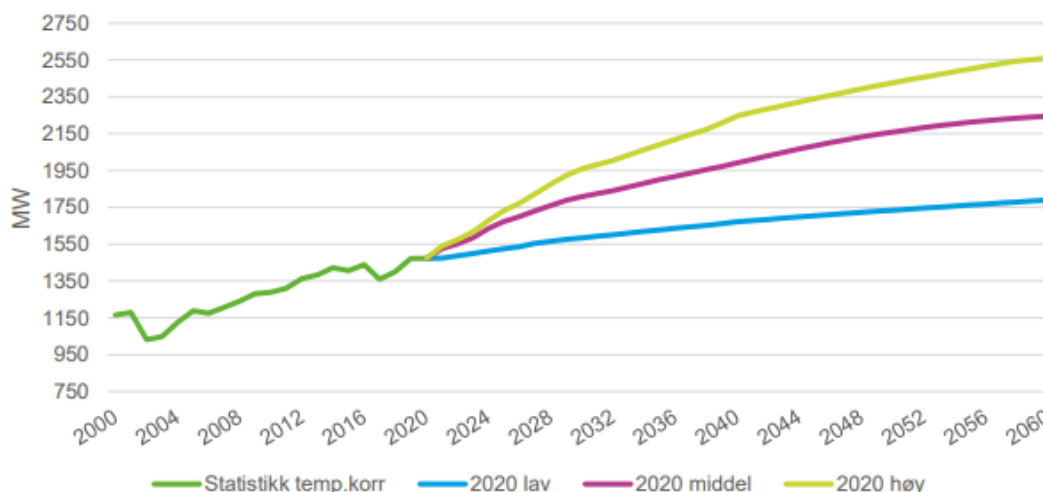
3.1 Kraftprognoser fra Kraftsystemutredning Sør-Rogaland

Regional kraftsystemutredning (KSU) er en ordning hvor utpekte nettselskap i Norge annet hvert år utarbeider en rapport som gir oversikt over utvikling av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og tilhørende infrastruktur, kraftnettet. Utredningsområdet ligger inn under område 11, Sør-Rogaland, og utarbeides av L-nett. Siste rapport ble publisert i 2020, og det kommer en ny sommer/høst 2022.

Som en del av rapporteringen, utarbeides det prognoser for elektrisk kraft i regionen. Nettsystemet dimensjoneres primært ut fra effekt, og det er effektprognose som er presentert i KSU. Det vil si at det er den maksimale effekten i regionen som vises i MW, og dette er forskjellig fra energi (MWh).

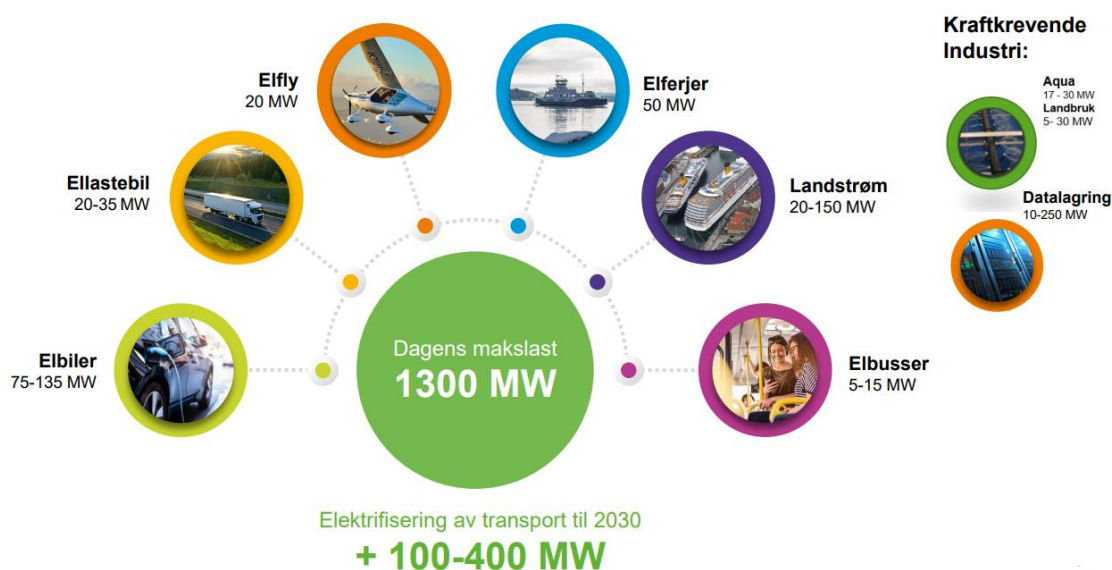
Nettselskapet opererer med følgende scenario i sine prognoser:

- Lav - Stagnasjonsscenario, det realiseres ikke nytt større forbruk eller produksjon. SSB befolkningsframskriving scenario LLML [14] legges til grunn
- Middels - Forventet økning i elektrisitetsforbruk. SSB befolkningsframskriving scenario MMMM + referansebane til NVE + kjente pågående tilknytningsprosjekt.
- Høy - Høy vekst i elektrisitetsforbruk. SSB befolkningsframskriving scenario HHMH + elektrifiseringsbane til NVE + kjente pågående tilknytningsprosjekt.



Figur 16: Statistikk og prognoser for elektrisk forbruk i Sør-Rogaland [3]

Som vist i Figur 16 er det et kraftig økende behov for strøm (effekt). Det er flere drivere for det totale effektbehovet og KSU omtaler flere av dem. Primært er det elektrifisering av transport og kraftkrevende industri som driver økningen i effekt.



Figur 17: Drivere til økt behov for elektrisk energi. [15]

I figur 16 er drivere for utviklingen listet opp, og de summerer seg til et nivå som ligger over høy-scenario fra fig. 15. Dette illustrerer til en viss grad utfordringene knyttet til fordeling av kraft mellom elektrifiseringsbehov og muligheter for ny industri. Krafttilgang representerer muligheter, og mangel på kraft vil være begrensende for regionens utvikling fremover.

KSU [3] omtaler dagens status for energibærere som naturgass/biogass og fjernvarmenettet, men utviklingen fremover i tid, er ikke omtalt i rapporten. Rapporten viser imidlertid til noe statistikk for naturgass og fjernvarme. Mellom 2016 og 2019 har både energi- og effekttallene i begge systemer liten endring. Fjernvarmen øker svakt, og naturgassbruken faller svakt.

KSU omtaler ikke overgang til andre energibærere som naturgass, biogass og fjernvarme. Lyse Neo har delt sine prognoser, og dette omtales i påfølgende kapittel.

3.1.1 Vekst i fjernvarme

Lyse Neo fikk april 2022 konsesjon [16] til å sammenkoble lokalvarmenettet i Bjergsted, Stavanger, med fjernvarmenettet som har utspring fra avfallsforbrenningen på Forus. Det er ambisjoner om videre vekst i henhold til prognosen under. Prognosen er ikke kommune-fordelt og legger til grunn 2021-nivået for fjernvarme som referansepunkt.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prognose Energi, [GWh]	128,2	139,9	149,6	171,7	179,3	225,2	234,9	300,6	308,2	389,7
Prognose Effekt [MW]	74,6	81,1	88,7	97,8	107,4	124,1	136,6	149,2	159,0	169,2
Grunnlastfaktor	90 %	96 %	95 %	94 %	91 %	89 %	87 %	85 %	84 %	83 %
Spisslast [GWh]	16,4	5,6	7,5	10,3	16,1	24,8	30,5	45,1	49,3	66,2

Figur 18: Fjernvarmeprognoiser fra Lyse Neo sin konsesjonssøknad.

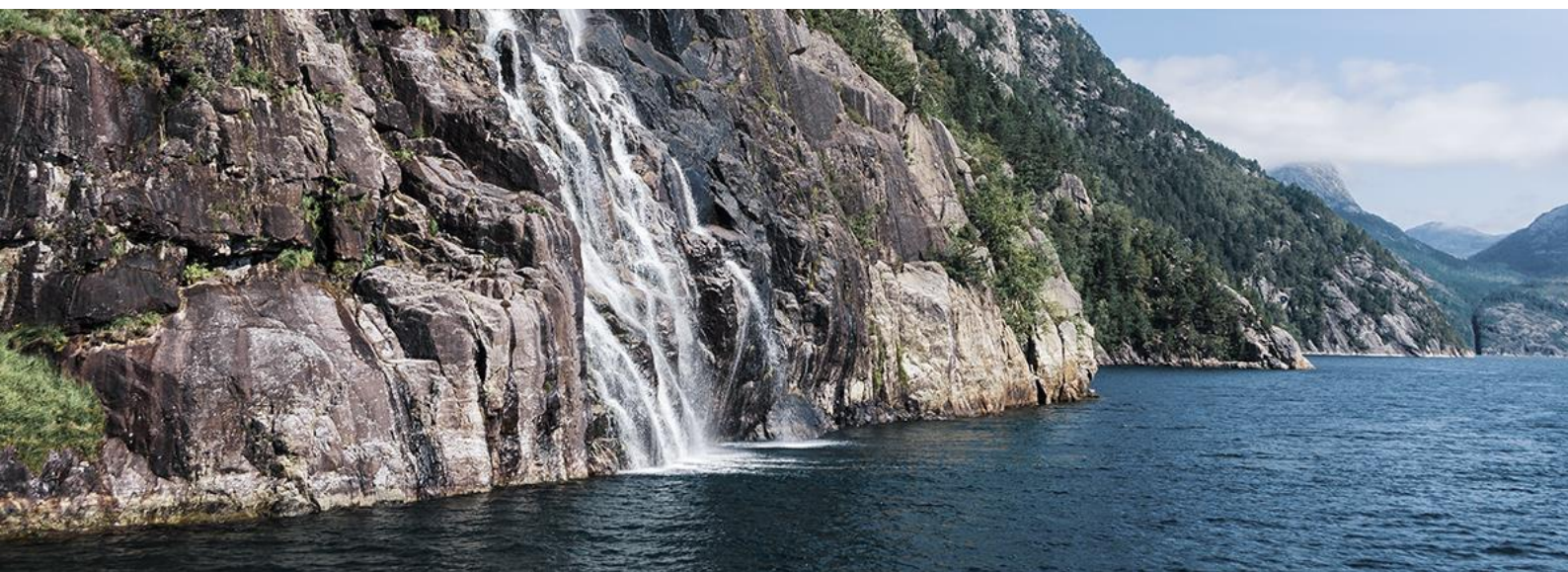
Vekstambisjonene er høye, og totalvolumet er mer enn doblet på 8 år. Det er forventet at veksten kommer av nye kunder langs de etablerte fjernvarmeaksene, dvs. primært i Stavanger, Sandnes og Sola kommune. Referanseåret 2021 stikker seg noe ut med vesentlig høyere spisslastandel enn prognosene. Lyse Neo viser til at temperaturprofil over året gir utslag i større eller mindre bruk av spisslast. Dette kan illustreres ved å se på energigradtall¹ for Våland meteorologiske stasjon over de siste 5 år, hvor 2021 har flest antall dager med behov for å tilføre varmeenergi.

	2017	2018	2019	2020	2021
Energigraddagstall	3 098	3 106	3 016	2 853	3 140
Diff. fra snitt	-55,3	-63,2	26,4	189,8	-97,7

Figur 19 - Energigraddagstall Våland stasjon 2017-2021.

Lyse Neo ser på muligheter for å øke mengden spillvarme som innskuddsfaktor i fjernvarmenettet. Utvidelse av avfallsanlegget på Forus er en mulighet som vurderes, men de har ikke gått ut med konkrete planer. Økt bruk av biogass og elektrisitet til spisslast sammen med varmeakkumulatorer er tiltak som kan muliggjøre større utnyttelse av fjernvarme hvor denne infrastrukturen er etablert.

¹ Energigradtall er et mål på oppvarmingsbehovet og er gitt ved differansen mellom døgnmiddel-temperaturen og basistemperaturen på 17 grader. [Graddagstall | Tema | Kunnskap | Enova Kunnskap](#)



4 GAP MELLOM DAGENS ETTERSPØRSEL ETTER ENERGI OG TILGJENGELIG ENERGI

4.1 Energikvalitet og anvendelighet

Energikvalitet handler om hvor effektivt energien kan omdannes til andre energiformer. Elektrisitet har høy energikvalitet og kan enkelt, med lave tap, omdannes til en rekke andre energiformer som varme, lys og bevegelse. Termisk energi har lav energikvalitet og har generelt høyere tap ved overgang til andre energiformer.

For ulike energibærere kan man heller ikke sammenligne GWh-potensiale direkte. De har også ulik anvendelighet avhengig av formål. Noen betraktninger som må tas med:

- > Må den tilføres fra fast infrastruktur som kraftlinjer eller rør?
- > Egnethet til transport?
- > Virkningsgrad?
- > Pris og tilgjengelighet?
- > Klimaavtrykk

Omstillingen til et samfunn med vesentlig redusert klimagassutslipp kan løses på flere måter, hvor elektrifisering er trukket frem som et av de viktigste tiltakene i Norge [17]. For utredningsområdet vil det derfor være helt nødvendig å ha tilgang til tilstrekkelig elektrisk kraft i årene som kommer dersom en skal nå klimamålene.

4.2 Knapphet på elektrisk overføringskapasitet og regional produksjon

Kraftsystemutredningen [3] og Statnetts tilsvarende Nettutviklingsplan [18], den offentlige presenteringen av kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet, sier ikke i klartekst hvor mye restkapasitet som finnes i strømmettet som forsyner utredningsområdet. Gjennom flere

år har planene til begge selskap vist til behov for å "styrke forsyningssikkerheten". I media [19] har imidlertid daglig leder i L-nett sagt at nettet, per i dag, i praksis er fullt. Og selv med ny transmisjonsnettløse inn til regionen, Lyse – Fagradfjell (2024), blir knappe 230 MW ny kapasitet inn til regionen tilgjengeliggjort. Det gir et stort gap mellom behovet og tilgjengelig kapasitet. Både Statnett og L-nett viser til omfattende planer for regionen, men inntil Statnett realiserer ytterligere kapasitet inn til regionen er handlingsrommet for elektrisk energi begrenset. Ny kapasitet inn til regionen er omtalt på side 100 i Nettutviklingsplanen [18] hvor tabellen med tittel "*Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg*" inneholder linjen "*420 kV ledning inn til Stokkeland/Fagradfjell*". Tiltaket er planlagt satt i drift før 2030. Tilgang på elektrisk effekt vil dermed være en begrensende faktor for elektrifisering de kommende årene, og vil gjelde for alle kommunene.

4.3 Oppsummering av tiltak i overliggende nettsystem som treffer utredningsområdet

Under følger oppsummering av planlagte nett-tiltak i regionen og som er oppgitt av Statnett i nettutviklingsplanen [18] og L-nett sin kraftsystemutredning [3]. Enkelte detaljer er hentet fra prosjektsidene til det enkelte tiltak, tilgjengelig på nettsidene, statnett.no, L-nett.no og konsesjonssøknader fra nve.no. Nettsystemet er sammensatt, bare tiltak i direkte tilknytning til kommunene i utredningsområdet er inkludert.

Tiltak	Kommune	Nettnivå	Planfase	Planlagt idriftsatt	Behov
420 kV Lyse - Fagradfjell, linje og ny transformatorstasjon	Sandnes	Transmisjonsnett	Under bygging	2024	Forsyningssikkerhet og produksjon
Krossberg transformatorstasjon	Stavanger	Transmisjonsnett	Under planlegging, konsesjon sendes i 2022	2 år etter innvilget konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Bærheim transformatorstasjon	Sandnes	Transmisjonsnett	Under planlegging, konsesjon sendes i 2022	2 år etter innvilget konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
420 kV Fagradfjell - Bærheim	Sandnes	Transmisjonsnett	Under planlegging, konsesjon sendes i 2022/2023	Ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
420 kV-ledning inn til Stokkeland/ Fagradfjell	Sandnes	Transmisjonsnett	Mulig, større tiltak. Ikke påbegynt planlegging	Før 2030	Ikke oppgitt
Tronsholen transformatorstasjon, reinvestering	Sandnes	Regionalnett	Under bygging	2020/2021	Reinvestering
Risavika transformatorstasjon	Sola	Regionalnett	Under utredning	2024	Reinvestering
Sande transformatorstasjon	Sola	Regionalnett	Under utredning	2027-2030	Forsyningssikkerhet
Båstad transformatorstasjon	Sola	Regionalnett	Under utredning	2035-2040	Forsyningssikkerhet

Ny 132 kV forbindelse gjennom Sola	Sola	Regionalnett	Under utredning	Ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Ny Harestad stasjon	Randaberg	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 13.12.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Ny Nordbø stasjon	Stavanger	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 13.12.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Ny Dusavik stasjon	Stavanger	Regionalnett	Under utredning	2030	Forsyningssikkerhet
Linje 132kV Stølaheia - Harestad, dobbeltkur + innsøying Dusavik	Stavanger/ Randaberg	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 13.12.2021	2025/2030	Forsyningssikkerhet
Linje 132 Harestad - Nordbø	Randaberg/ Stavanger	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 13.12.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Utvidelse Ullandhaug transformatorstasjon	Stavanger	Regionalnett	Konsesjon gitt 17.11.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Tjensvoll transformatorstasjon	Stavanger	Regionalnett	KSU: Konsesjon-søkes Q3 2020. NVE.NO: Ingen søknad	2023	Reinvestering
Madla transformatorstasjon	Stavanger	Regionalnett	Ikke påbegynt	2030-2035	Forsyningssikkerhet
Alsteinsgate transformatorstasjon	Stavanger	Regionalnett	Ikke påbegynt	2027-2030	Forsyningssikkerhet
Haugesundsgata transformatorstasjon	Stavanger	Regionalnett	Ikke påbegynt	2030-2035	Forsyningssikkerhet
132 kV Opstad-Håland og Håland stasjon	Hå/Time	Regionalnett	Konsesjon innvilget 21.12.2020	2023	Forsyningssikkerhet
132 kV Håland - Tjøtta - Vagle og Utvidelse Vagle stasjon	Time/Klepp /Sandnes	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 20.04.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Tjøtta transformatorstasjon	Klepp	Regionalnett	Konsesjons-behandling (NVE) sendt 20.04.2021	2025	Forsyningssikkerhet
Hatteland transformatorstasjon	Klepp	Regionalnett	Del av langsiktig områdeplan, Jærnettet	2035	Forsyningssikkerhet
Kleppemarka transformatorstasjon med linjer	Klepp	Regionalnett	Del av langsiktig områdeplan, Jærnettet	2045	Forsyningssikkerhet
132 kV Fagraftjell - Kalberg - Holen - Håland, Kalberg og Holen Stasjon	Sandnes/Ti me	Regionalnett	Del av langsiktig områdeplan, Jærnettet	2030-2035	Forsyningssikkerhet

Nærbø transformatorstasjon	Hå/Time	Regionalnett	Del av langsiktig områdeplan, Jærnettet	2035	Forsyningssikkerhet
Ålgård transformatorstasjon	Gjesdal	Regionalnett	Under utredning	2025-2030	Forsyningssikkerhet
132 kV Gilja - Seldal	Gjesdal	Regionalnett	Konsesjonsprosess, innklaget til OED		Produksjon
Maudal-linjene	Gjesdal	Regionalnett	Utredning - flere alternativer	2023-2025	Reinvestering/Forsyningssikkerhet
Utvide Gilja transformatorstasjon	Gjesdal	Regionalnett	Konsesjon innvilget 03.10.2021	2022	Forsyningssikkerhet

Figur 20: Netttiltak i utredningsområdet.

Som det fremgår av Figur 20, skal investeringstakten i nettsystemet mangedobles sett opp mot aktiviteten i regionen de siste 20-30 år. For tiltak utover de neste 3-4 år, som ikke er under konsesjonsbehandling hos NVE, vil fremdriften være svært usikker, og de tekniske løsningene kan endres. **Regionen som helhet vil ha en anstrengt forsyningssituasjon mot nærmere 2030 med de indikasjoner på ferdigstillingstidspunkt som er skissert her.**

Sett opp mot prognosene i Figur 16 i kapittel 3.1, som indikerer behov for 550-710 MW i hele Sør-Rogaland, vil de 230 MW som Statnett realiserer inn til regionen i 2024 (420 kV Lyse – Fagrafjell) åpenbart føre til tøffe prioriteringer. **Konsekvensen vil være lav tilgjengelighet på nettkapasitet frem til nærmere 2030 for hele regionen, dette vil legge begrensninger for elektrifiseringstempoet.**

4.4 Arealbehov til nye nett-tiltak

Etablering av nytt nettanlegg krever areal og kan i mange tilfeller ikke bygges hvor gammelt anlegg er plassert. Både L-nett [3] og Statnett [20] viser til strategier hvor nytt nett bygges på høyere spenningsnivå, henholdsvis 132 kV i regionalnettet og 420 kV i transmisjonsnettet.

Rent overordnet er dette gode tiltak for miljøet, da økt spenningsnivå gir mulighet for å overføre vesentlig mer kapasitet over et enkelt lednings-sett sett opp mot de gamle systemene på 50 kV og 300 kV. **Spesielt for regionalnettet gir økningen fra 50 til 132 kV nærmere 3x i kapasitet per forbindelse.** Prinsipielt kan ytelsen i utredningsområdet 3-dobles med tilsvarende anleggsmengde som i dag. Nettanleggene er fysisk noe større, dette gjelder både for linjer og transformatorstasjoner, men antallet tiltak blir omtrent det samme. En storstilt spenningsoppgradering tar imidlertid tid, da alle ledd i kjeden må være oppgradert før nytt spenningsnivå kan ta over. Nettselskapene er forsiktige med å love å fjerne gammelt nettanlegg, men L-nett har som eksempel begynt å fjerne gammelt 50 kV i forbindelse med nett-tiltakene i Hå og Time [21].

For transmisjonsnettet er den relative forskjellen mellom 300 og 420 kV noe mindre, og på grunn av behov for redundans, systemets evne til å fungere ved feil, i forsyningen må det bygges nye linjer inn til regionen. Analyser [22] utført av Statnett og L-nett viser at det er rasjonelt å bygge ny transmisjonslinje til Stavanger fremfor å bygge ut løsninger i regionalnett som vil kreve vesentlig flere tiltak.



5 MULIGHETER, KOSTNADER OG BEGRENŚNINGER KNYTTET TIL REDUSERT BRUK AV NATURGASS

5.1 Bruk av naturgass

Utredningsområdet brukte 573 GWh med naturgass i 2021 ifølge vårt innsamlede datasett, gass distribuert utenfor Lyse Neo sitt gassnett er her ikke inkludert. Lyse Neo er i dag Norges største distributør av naturgass. Det er krevende å få et totalt bilde av hva denne naturgassen benyttes til, men ifølge en rapport utarbeidet av Miljødirektoratet [5] er deler av naturgassmengden fordelt slik (tallene er for Lyse Neos leveranser og ikke planområdet):

Sektor	Forbruk
1500 tilkoblede husstander	16 GWh (i 2018)
Næringsbygg	76 GWh
Veksthus	153 GWh
Fjernvarme	54 GWh

Figur 21: Oversikt over bruk av naturgass.

Eventuelle andeler som går til transport vil være liten da Lyse Neo som har gassfyllestasjoner i området, bare markedsfører og selger biogass i sine fyllestasjoner.

I husholdninger benyttes naturgass til varme, oppvarming av varmtvann og til matlaging med gassbluss. I industri og næringsbygg benyttes naturgass ofte som energikilde når det er behov for damp, tørking eller varme. I veksthusnæringen forbrennes gassen for bruk til oppvarming og i en del veksthus injiseres CO₂ i drivhusene for å øke plantens vekst. Som vi har omtalt tidligere brukes naturgass i fjernvarmeanlegg som spisslast.

5.2 Alternativer til bruk av naturgass

I de tilfeller hvor naturgass brukes til oppvarmingsløsninger, er det mulig å benytte alternativer. Tabellen fra Miljødirektoratet/Norsk Energi [5] skisserer følgende alternativ:

Bruksområde	Fossilfrie alternativer
Permanent oppvarming av bygninger	Bio-gass – kjelanlegg
	Elektrisitet – panelovn eller elektrokjel
	Elektrisitet – varmepumpe (ulike mulige varmekilder – luft, fjell, vann, spillvarme)
	Bio-olje – kjelanlegg (2. generasjons olje)
	Pellets/faste biobrensler
Varmeproduksjon i fjernvarme	Bio-gass - kjelanlegg
	Bio-olje – kjelanlegg (2. generasjons olje)
	Elektrisitet – elektrokjel
	Pellets/faste biobrensler – kjelanlegg
	Andre tiltak på fjernvarmesystemet (akkumulatortanker, styring osv.)
Midlertidig byggvarme	Elektrisitet – elektrisk oppvarmingssystem
	Elektrisitet – varmepumpe (ulike mulige varmekilder – luft, fjell, vann, spillvarme)
	Fjernvarme
	Bio-olje – kjelanlegg (2. generasjons olje)
	Bio-gass - kjelanlegg
	Hydrogen

Figur 22: Oversikt over alternativer til naturgass for oppvarming.

For gassfyrte anlegg vil en overgang til biogass ikke kreve større tiltak. Utfordringen er midlertidig tilgang på biogass, se kapittel 6. Et energivolum på nær 600 GWh (som er energiforbruket av naturgass i regionen) tilsvarer omtrent hele produksjonsvolumet av biogass i Norge per 2022. Det er en målsetning om å øke biogassproduksjonen i Norge vesentlig, men det er likevel ikke realistisk å kunne erstatte naturgassforbruket med biogass i nær framtid. Biogass har også en høyere brenselpris.

Bruk av andre energibærere som hydrogen eller ammoniakk er heller ikke egnet til å erstatte naturgassforbruket dersom en ser på de helhetlige energimessige konsekvensene. Det krever svært mye energi/strøm å produsere og transportere hydrogen. Tilgangen på hydrogen er i dag begrenset.

Forbrenning av biomasse eller pellets i stedet for naturgass kan være en god løsning for noen anlegg. En må da investere i pellets-kjel, dette er en relativt liten investering. Forbrenning av pellets er regnet som biogent² CO₂-utslipp. En kan også bytte en gasskjel til en elkjel som foreslått i Figur 22, men dette vil gi økt belastning på nettet. Solceller og solfangere kan også spille en rolle, men er noe i utakt med forbruksprofilen til drivhus, de trenger å tilføre energi når solen ikke skinner/netter. Behov for varme-akkumulator eller energilagring gjør investeringsterskelen høyere. For veksthus og jordbruk med større varmebehov bør en ved videre utbygginger se på helhetlige løsninger der en utnytter mulig spillvarme i stedet for bruk av naturgass til varme.

Bruk av naturgass til fjernvarmeanlegg bør overvåkes, og en bør vurdere konsekvenser av videre utbygginger av fjernvarmenettet i utredningsområdet opp mot økning i bruk av naturgass med tilhørende klimagassutslipp. Som vi kommer nærmere inn på i kapittel 7, kan andre tiltak være mer hensiktsmessige om fjernvarmenettet ikke har tilstrekkelig varmekapasitet som følge av høy utnyttelse eller lange avstander, og har stort behov for spisslast.

Det er krevende å kostnadsfeste investeringer knyttet til disse omstillingene for regionen. For private husholdninger vil disse investeringene være ganske omfattende, ettersom de innebærer nye løsninger for varme, varmtvann og matlaging. Vannbårne varmesystemer er i hovedsak et tiltak for nybygg. Det beste utgangspunktet for en reell kostnadsoversikt i rapporten *Bruk av gass til oppvarming* av Miljødirektoratet og NVE [23]. Der det har gjort en generell vurdering av samfunnsøkonomiske merkostnader knyttet til de ulike tiltakene.

² Biogene CO₂ utslipp inngår i det naturlig karbonkretsløpet.



6 POTENSIALET FOR FORNYBAR ENERGIPRODUKSJON

I dette kapittelet tar vi for oss potensialet for fornybar energiproduksjon i utredningsområdet. Potensialet for økt vannkraft, som i dag er vår største energikilde, er ikke omtalt da dette ikke var en del av prosjektets omfang.

6.1 Gjødsele og biomasse

Biogass dannes når organiske materialer brytes ned av mikroorganismer i oksygenfritt miljø. Biogass består hovedsakelig av metan. Ved forbrenning av biogass dannes CO₂ og vann. Fordi biogass tilhører det naturlige karbonkretsløpet, vil forbrenning av biogass være et biogent utslipp og CO₂-andelen regnes ikke med i klimagassregnskapet til kommunene.

Biogass kan produseres fra organisk avfall, herunder avløpsslam, matavfall, husdyrgjødsele, fiskeensilasje, settefiskslam og restprodukter fra jordbruks- og næringsmiddelindustri. Realistisk produksjon av biogass i utredningsområdet er hentet fra eksisterende biogassanlegg og ulike prosjektspesifikke kartlegginger og skisseprosjekter.

6.1.1 Utredninger og eksisterende biogassproduksjon i utredningsområdet

NORCE [24] har utarbeidet en rapport som beskriver et teoretisk biogass-potensial fra husdyrgjødsele fra kommunene Hå, Time og Klepp på til sammen 114 GWh. Her så man på muligheten for å etablere et biogassanlegg basert på de tørre fraksjonene i husdyrgjødsele, og i rapporten ble det konkludert at det var realistisk å få et utbytte på 50 GWh.

I en utredning for Finnøy og Rennesøy i 2020 [25]³ ble det sett på muligheten for å etablere et felles biogassanlegg basert på husdyrgjødsele inkludert råstoff fra oppdrettsnæringen i regionen. Potensialet ble estimert å være fra 15 til 20 GWh, men lønnsomheten var ikke forsvarlig ut fra de tilskuddene som finnes i dag.

Det finnes i dag to mindre biogassanlegg som er basert på husdyrgjødsel i utredningsområdet, Jæren biogass ved Olav Røysland i Klepp og Åna fengsel i Hå kommune. Ved Jæren biogass separeres husdyrgjødsel i en flytende og en fast fraksjon. Biogassreaktoren behandler den flytende fraksjonen og produserer biogass og gjødselvann, og den faste delen brukes direkte i jordproduksjon. Åna fengsel har også produksjon av biogass basert på husdyrgjødsel og fiskeensilasje. I 2008 var produksjonen 0,8 GWh ved Åna, men det er usikkert hva gassutbyttet er i dag. Fiskeensilasje er ikke like tilgjengelig i markedet i dag som det var i 2008. Det har vist seg at tilgang på råstoff som fiskeensilasje kan være krevende. Det er konkurranse, og man kan risikere å betale for det. Prisen vil avhenge av tilgjengelig lagerkapasitet. Fiskeensilasje som er egnet for biogassanlegg oppstår ofte i en beredskapssituasjon der mye fisk dør samtidig.





Figur 23: Fra Olav Røysland sitt biogassanlegg på Klepp (foto: Ragnhild Heggem Fagerheim, COWI)

De to store biogassanleggene i utredningsområdet ligger på renseanleggene til IVAR, Mekjarvik (SNJ) og Grødal, hvor de behandler henholdsvis avløps slam, matavfall, settetfisksslam og husdyrgjødsel sammen. Grødal ligger i Hå kommune på Jæren biopark. Denne næringsparken ligger strategisk til mht. råvaretilgang og nedstrømsløsninger for biorest og har kapasitet til å motta mer enn det de behandler i dag, samt at det er areal for utvidelse. I 2021 mottok de noe fast husdyrgjødsel fra Jæren biogass for å teste ut effekten av husdyrgjødsel i anlegget.

Det er krav til hygienisk behandling av organisk avfall som f.eks. slam og matavfall, og det er derfor behov for termisk energi. Begge anleggene benytter biogass til internt bruk, der energioverskuddet av gass oppgraderes eller varmeoverskudd leveres som fjernvarme. Biogassen som oppgraderes distribueres i naturgassnettet. Ifølge IVARs årsrapport fra 2020 ble 30,2 GWh levert i energimarkedet [26]. I forbindelse med biogasskonferansen 2022 ble det utarbeidet bransjestatistikk for 2021. Den er ikke en offisiell statistikk, men det ser nå ut til at Rogaland leverer energi til eksterne som tilsvarer ca. 38 GWh fra sine biogassanlegg. På Grødal planlegges økt produksjon ved å motta mer husdyrgjødsel, noe som vil kunne føre til økt produksjon fra dagens 18-20 GWh til 40-50 GWh [27]. Samlet kan totalproduksjon for begge biogassanleggene til IVAR nærme seg 50-60 GWh. Hvis kapasiteten på Mekjarvik utnyttes også, kan kanskje biogassproduksjonen øke til 65 GWh samlet for IVAR. Det understrekes at økningene er foreløpige vurderinger, og IVAR presiserer at dette må utredes ytterligere.

Det er ikke økonomi i landbruket for å investere i biogassanlegg med gassutnyttelse. Det finnes ingen norske biogassanlegg i dag som har oppgradering til komprimert biogass (CBG) hvis produksjonen er under 20 GWh og for flytende biogass (LBG) er minste anlegg på 45 GWh. I 2022 ble det inngått en intensjonsavtale mellom Nortura, TINE, Felleskjøpet, Lyse, IVAR og Air Liquid om et nytt biogassanlegg på Grødal etter «Greve-modellen». Her skal

gassen oppgraderes til LNG i et oppgraderingsanlegg med kapasitet på 130-140 GWh. Hvis det bygges et nytt sentralanlegg for biogass basert på husdyrgjødsel, kan dette gå på bekostning av det som er kalkulert inn som råstoff på IVARs eksisterende biogassanlegg på Grødaland.

Når man summerer opp alle anlegg og muligheter i utredningsområdet, se figur 22, er det viktig at man ikke "teller" de samme råvarene flere ganger. Feilen blir størst dersom man tenker seg to store biogassanlegg som kan behandle husdyrgjødsel fra Time, Klepp og Hå og at de begge er tenkt plassert på Jæren biopark. Hvis det blir enda et biogassanlegg her, reduseres muligheten for å utnytte allerede eksisterende kapasitet på Grødaland. Lokale mindre gårdsanlegg og evt. biogassanlegg på øyene Finnøy/Rennesøy vil sannsynligvis ikke komme i konflikt med planene på Grødaland.

Det vil bli produsert oppgradert biogass (netto) tilsvarende 80-100 GWh i utredningsområdet dersom det blir bedre økonomi for å behandle husdyrgjødsel i egne biogassanlegg. Hvis ikke, vil biogass-produksjonen bli på ca. 60 GWh og være hovedsakelig produsert på IVAR sine anlegg. Det mest sannsynlige scenarioet er at produksjonene vil være nærmere 100 GWh enn 60 GWh i utredningsområdet i år 2030. Samarbeidspartnere innen landbruket, her Nortura, Tine og Felleskjøpet, vil kunne leverer råvarer, sikre omsetting for LNG og samtidig utvikle et marked for overskuddsgjødsel.

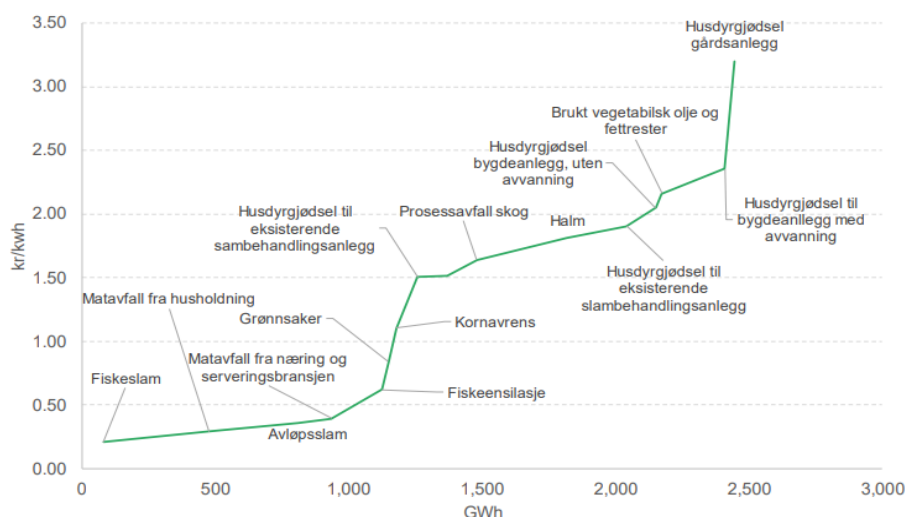
Biogass-anlegg	Råvarer fra kommuner	Råvarer	GWh 2020 (2021)	GWh under planlegging og vurdering
Mekjarvik (SNJ)	Stavanger, Sandnes, Randaberg, Gjesdal og Sola	Slam, fett	30,2 (38)	50-60
Grødaland	Hå og Klepp	Slam, matavfall og fiskeslam og husdyrgjødsel		
Hå - biogass- anlegg	Hå, Time og Klepp	Husdyrgjødsel	-	50(brutto) [24]
Grødaland biogassanlegg i regi av Ivar, Lyse, TINE, Nortura og Felleskjøpet	Hå, Time og Klepp	Husdyrgjødsel, matavfall og annet		130-140
Finnøy/ Rennesøy	Stavanger	Husdyrgjødsel, fiskeslam og fiskeensilasje		15-20
Åna fengsel	Hå	Husdyrgjødsel og fiskeensilasje	0,82 [28]	
Jæren biogass	Klepp	Husdyrgjødsel, fruktsaft	ukjent	

Figur 24: Oversikt over eksisterende og mulige biogassprosjekter i utredningsområdet.

På oppdrag fra Miljødirektoratet i 2019 har Carbon Limits i samarbeid med Endrava AS og John Morken (NMBU) fra NIBIO utarbeidet "Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030" [29]. De har blant annet sett på kostnader ved ulike utnyttelsesgrader av

potensialet. De lavest hengende fruktene antas å utnyttes først, og deretter utnyttes råstoff som er dyrere å utnytte i stigende rekkefølge. Den siste kWh i det realistiske potensialet ligger på 3,6 kr/kWh.

Figur 25 viser kostnader for oppgradert gass for de råstoffene som forutsettes blir oppgradert, som vil si alle råstoff med unntak av husdyrgjødsel fra gårdsanlegg og prosessavfall fra skog. Det er vist kostnader før subsidier, men med gatefee⁴ trukket fra, eller pris for råstoff inkludert. Kostnadene inkluderer ikke kostnader for distribusjon og salg.



Figur 25: Kostnader for oppgradert gass fra ulike potensielle råvarer [29].

6.1.2 Klimanytte fra biogassproduksjon

Det er utarbeidet et verktøy for å beregne klimanytte fra biogassanlegg. Dette verktøyet er en bransjenorm for dokumentasjon av klimanytte for biogass [30]. Verktøyet skal kunne brukes for å identifisere klimanytte på nye, eksisterende biogassanlegg eller planer om endringer på eksisterende anlegg. Verktøyet er basert på kravene i fornybardirektivet (EU RED II), og Norge har implementert EUs bærekraftkriterier gjennom Produktforskriften. Klimanytten fra biogjødsel, i henhold til EU RED II, tas ikke med i beregningen, selv om det er et naturlig resultat av biogassproduksjon. Dersom grønn CO₂ blir benyttet til å erstatte fossil CO₂ i for eksempel industri eller veksthus, vil dette bli godskrevet klimanytten til biogass. Det norske verktøyet som er utviklet inkluderer tilleggsmoduler for å beregne klimanytte med bruk av biorest som torverstatting eller som karbonlagring og som substitusjon for mineralgjødsel, spesielt nitrogen.

Av plantenæringsstoffene i mineralgjødsel er det nitrogen som er energikrevende å produsere, da det krever strøm. Fosfor (apatitt) og kalium (kaliumklorid) er næringsstoffer som utvinnes fra mineraler fra gruver. Bruk av biorest i landbruket kan erstatte en viss andel mineralgjødsel. For å produsere mineralsk nitrogen, eksempel ammoniumnitrat, opplyser Yara at ved fabrikker som benytter BAT⁵, ligger utslippet på 3,6 kg CO₂ per kg nitrogen.

Utredningsområdet har fosforoverskudd, noe som skyldes stor dyretetthet i forhold til spredeareal, og lønnsomheten i landbruket er under press. Det å utvinne fosfor fra

⁴ «Gatefee» er en avgift som betales for å levere en viss mengde, som regel målt i tonn, avfall til behandling

⁵ BAT betyr «best available techniques» og er EU-krav relatert til utslipp for ulike industrier

husdyrgjødsel (og andre avfallsressurser) vil kunne bedre situasjonen i utredningsområdet. Teknikker for å utvinne/fjerne fosfor fra utredningsområdet kan skje ved at fast gjødsel omdannes til gjødsel/jordprodukter for salg, eller at gjødsel behandles i biogassanlegg hvor man i prosessen utvinner fosfor gjennom å felle det ut som krystaller.

Det produseres årlig ca. 3700 tonn tørrstoff tørket slambasert biorest ved SNJ, med mellom 2,7 og 3,5 % total-N. På Grødaland produseres det 2450 tonn TS biorest, med ca. 4 % total-N (husdyrgjødsel er ikke medregnet) [31] [32]. Til sammen utgjør total-nitrogen i biorestene fra de to anleggene ca. 213 tonn nitrogen per år. Mesteparten av biorest-nitrogenet (mer enn 90 %) foreligger som organisk nitrogen, som vil mineraliseres til ammonium og nitrat over tid. Nitrogenet i biorestene utgjør en besparelse på 767 tonn CO₂ pr. år hvis det erstatter mineralsk nitrogen fra gjødsselfabrikk som benytter BAT. I denne antagelsen er det ikke tatt hensyn til at biorest-nitrogenet ikke er umiddelbart plantetilgjengelig. Det er heller ikke tatt hensyn til energiforbruket for å omdanne avfall til biorest som kan benyttes som gjødsel.

Det anbefales å benytte verktøyet i utredningsområdet for å identifisere klimanytte for etablering av biogassanlegg i utredningsområdet. På denne måten vil man kunne identifisere gevinsten av redusert CO₂ utslipp i utredningsområdet utover bare energiproduksjon basert på fornybare kilder.

6.2 Solkraft

Solenergi kan komme til å spille en sentral rolle for å øke tilgang på fornybar energi. Energi-mengden fra solen som når jordens atmosfære i løpet av 90 minutter er større enn energi-mengden brukt av jordens befolkning på et år [33]!

Solceller er unike i måten de direkte konverterer solens innkommende lys til elektrisitet. Dette gjør de uten støy eller forurensning under drift. Et solkraftanlegg bestående av ikke-bevegelige deler gjør systemet robust og reduserer behovet for vedlikehold. Dette gir en forutsigbar energiproduksjon, lang levetid og lave kostnader. Solkraft er en lett skalerbar lokalprodusert kraft med lavt karbonfotavtrykk og kort installasjonstid. Det er anbefalt å benytte seg av areal i allerede utbygde områder. Takflater er mest aktuelt for utbygging av solkraft, men bakkemonterte og hybride kraftverk med solkraft sammen med vind- eller vannkraft er en fremvoksende trender.

Solfangere på sin side omdanner energien i solstrålene til varme, som kan brukes til oppvarming av rom og/eller forvarming av tappevann. Et solfangeranlegg består grovt sett av solfanger, rørføring, varmelager (akkumulatortank) og styringssystem med pumpe, og leverer typisk 300–500 kWh varme per kvadratmeter solfangerareal, avhengig av type solfanger og systemløsning. I likhet med solceller kan solfangere integreres i bygningsfasaden eller taket. Man kan også bruke frittstående enheter. Potensiale knyttet til solfangere er ikke kvantifisert i denne rapporten.

6.2.1 Teknisk solkraftpotensiale – årlig produksjon og installert effekt

For å illustrere potensialet for solkraft i utredningsområdet, har vi regnet ut et teknisk solkraftpotensial basert på årlig strømproduksjon og installert effekt ved allerede eksisterende bygg og vindkraftparker hos kommunene. Videre er potensialet for flytende solkraft vist. Årlige strømproduksjonsberegninger er basert på historisk solinnstrålingsdata for kommunene, virkningsgrad og tilgjengelig areal. Installert kapasitet er beregnet tilgjengelig

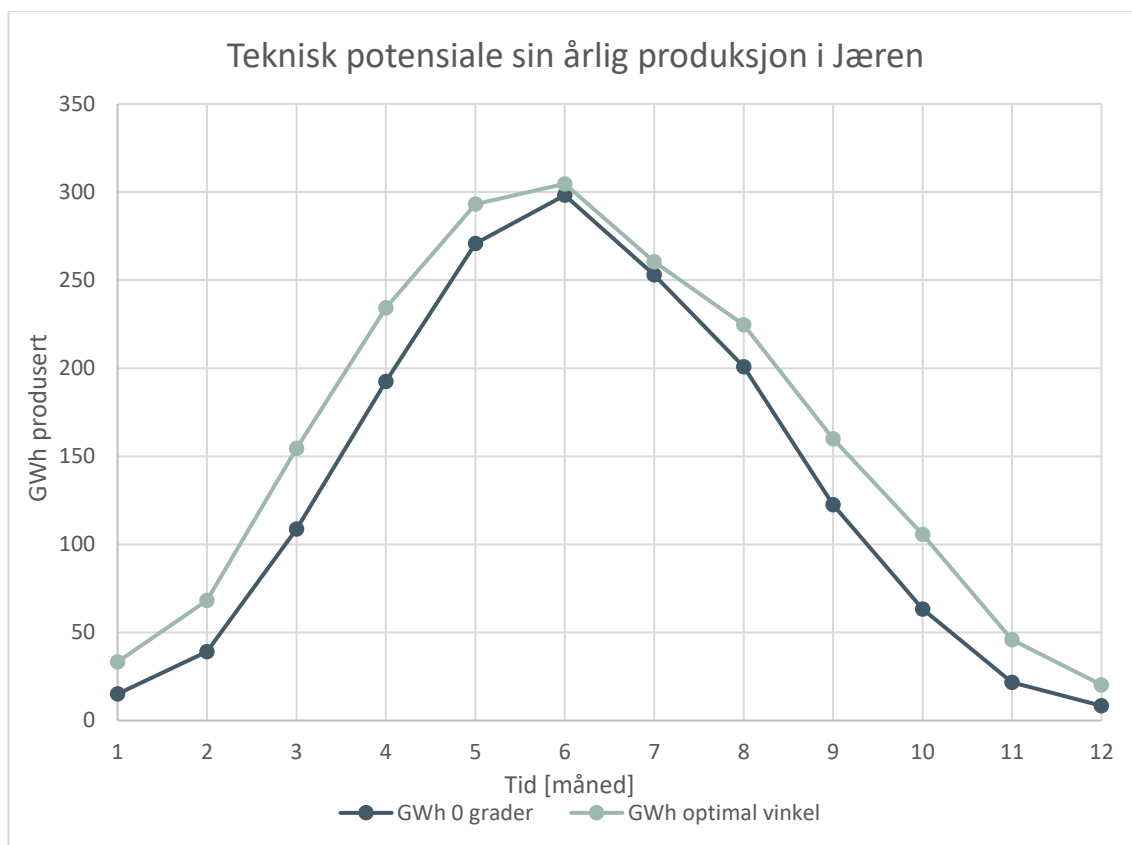
areal og kWp/m² er beregnet med utgangspunkt i et standard solcellepanel med virkningsgrad på 20%.

6.2.1.1 Teknisk solkraftpotensiale for allerede eksisterende bygg

Arealstatistikken for eksisterende bygg for gjeldene kommuner er hentet fra Statistisk Sentralbyrå, tabell 10781: Fysisk nedbygd areal (km²) (K) 2011-2021. Her er det hentet ut areal dekket av bygninger for 2021 [34]. Det er vurdert en utnyttelsesgrad på 49-64% grunnet skygge og uheldige vinkler. Videre er det lagt på en reduksjonskoeffisient på 60% for å hensynta nødvendig avstand mellom solcellemoduler for termisk utvidelse, gangbroer og tilgang til taket [35]. Solenergipotensialet for horisontal flate og optimal vinkel er hentet fra The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [36]. Videre er det antatt at installerte solkraftsystem består av krystallinsk silisium med en virkningsgrad på 20%. Figur 26 viser teknisk potensial for produsert årlig energi og installert effekt for allerede stående bygg fordelt utover kommunene ved horisontalt og optimalt vinklet paneler. Figur 27 viser hvordan det tekniske solkraft potensiale for årlig produsert energi fordeler seg utover året for både horisontal og optimalt vinklede paneler for alle kommunene summert. Da solinnstrålingsforholdene i de ulike kommunene er relativt lik med tanke på årlig innstråling og fordeling utover året, vil strømproduksjonskurven ha ganske lik relativ fordeling.

Kommune	Horisontal	Optimal vinkel	Installert effekt
Stavanger	598,2 GWh	713,8 GWh	655,8 MWp
Kvitsøy	5,4 GWh	6,6 GWh	5,8 MWp
Randaberg	60,4 GWh	72,7 GWh	63,8 MWp
Hå	184,7 GWh	222,6 GWh	192,2 MWp
Gjesdal	66,3 GWh	73,9 GWh	84,5 MWp
Sola	176,6 GWh	211,6 GWh	188,3 MWp
Sandnes	372,9 GWh	440,7 GWh	420,4 MWp
Time	120,9 GWh	142,6 GWh	132,8 MWp
Totalt	1585,4 GWh	1884,4 GWh	1743,7 MWp

Figur 26: Teknisk solkraftpotensial per år for kommunene i utredningsområdet.



Figur 27: Estimert strømproduksjon fordelt utover året om en bygger ut hele det tekniske solkraft-potensialet på bygg for solcellemoduler på 0 grader (ligger horisontalt) eller etter optimal vinkel for kommunene.

Det ble utført en mulighetsstudie for solenergi på kommunale bygg 30. mars 2022 av NIRAS og Multiconsult for Stavanger kommune. Her ble strømpotensialet for 375 av kommunenes bygg kartlagt. Byggets utforming, estimert spesifikk ytelse (kWh/kWp/år), CO₂-ekvivalent besparelser, lønnsomhet og strømforbruk var faktorer vurdert. Det ble funnet at ved å installere solkraft hos byggene kunne en installere ca. 45,5 MWp som ville gi en årlig produksjon på ca. 32,7 GWh/år. Videre ble det vurdert at de mest lønnsomme solkraft installasjonene hadde et potensiale på ca. 24 MWp med en årlig produksjon på 17,3 GWh/år [37].

Denne rapporten har vurdert alle byggene hos alle kommunene kvalitativt uten å ta hensyn til lønnsomhet for å belyse maksimalt solkraft produksjons potensialet. NIRAS og Multiconsult sin mulighetsstudie tok utgangspunktet i en grunnflate på totalt 750 000 m², mens denne rapporten ser på 10 170 000 m². Ved å vurdere langt flere bygninger og ikke vurdere lønnsomheten ved solkraft potensialberegninger, vil installert effekt og årlig produksjon bli markant høyere. Denne rapporten vil gjennom metodikken benyttet ivareta byggets utforming, spesifikk ytelse og lønnsomhet gjennom reduksjonskoeffisielt og utnyttelsesfaktor. Samtidig må en se på produksjonsverdi tallene oppgitt i figur 25 og 26 som maksimal solenergi produksjon for området, og dagens nettsystem ville ikke taklet solkraftinstallasjoner tilsvarende dette på kort sikt.

6.2.1.2

Bakkemonterte solkraftanlegg i områder hvor det er vindparker kan være gunstig da infrastruktur og strømnnett allerede er bygd ut, samtidig som naturen er endret fra føreksisterende nettilgang er mulig å benytte seg av. Vindmøllene er plassert i områder med mye vind, og denne vinden vil bidra til nedkjøling av solcellene som øker effektiv virkningsgrad. Utfordringen med mye vind er derimot at systemet vil trenge mer ballast. Vind- og solkraft vil gi en god symbiose da solkraft produseres på dagen og mot sommeren, mens vindkraft historisk har produsert mer mot vinterhalvåret og på nattetid [38].



Figur 28: Illustrasjonsbilde av solkraft og vindkraftsystem hentet hos IEA [39].

Per i dag er det 7 vindkraftparker i Jæren. To i Gjesdal, to i Time, to i Hå og en i Sandnes. Ved å dekke 50 % av 100 m x 100 m kvadrat rundt hver vindturbin med solcellemoduler installert med ideell vinkel og 20 % virkningsgrad fås et samlet teknisk solkraftpotensial produksjon på 84,5 GWh i året. Teknisk solkraftpotensial fordelt utover de forskjellige kommunene er oppgitt i Figur 29.

Kommune	Teknisk solkraftpotensiale vind	Installert effekt
Hå	39,7 GWh	34,2 MWp
Gjesdal	4,2 GWh	4,8 MWp
Sandnes	5,9 GWh	6,7 MWp
Time	34,7 GWh	32,3 MWp
Totalt	84,5 GWh	80,0 MWp

Figur 29: Teknisk solkraftpotensiale i årsproduksjon og installert effekt i vindparker hos kommunene med vindkraft i Jæren.

6.2.1.3 Flytende solkraft



Figur 30: Illustrasjonsbilde av flytende solkraft med installert effekt på 220kWp utført av norske Ocean Sun [40]

Det er også mulig å vurdere solkraftverk på vannmagasin. Flytende sol er i dag en nisjeteknologi mer vanlig i sørlige strøk, som stadig blir mer vanlig. I nordligere strøk vil teknologien være mer utfordrende når vannet fryser og det snør. Dette øker belastningen på systemet, pris på vedlikehold og reduserer påliteligheten til strømproduksjonen. Vannet vil kjøle solcellene som i praksis øker virkningsgraden deres. Flytende sol på eksisterende vannmagasin for kraftproduksjon kan også utnytte allerede infrastruktur som vei og nettilgang. Solceller vil kunne redusere tappingen av vannmagasinene i sommerperiodene.

For å illustrere potensialet i flytende solkraft, kan man se på Edlandsvatnet ved Ålgård i Gjesdal kommune. Dette vannet er valgt som et eksempel for å illustrere potensialet, ikke fordi det er regnet som egnede gitt ulike miljøhensyn. Ved å ta utgangspunkt i å dekke 70% av høyeste regulerte vannstand på 2,11 km² med solcellemoduler med 20% i virkningsgrad som ligger horisontalt. Et slikt system ville hatt en installert kapasitet på 281,0 MWp og er forventet å produsere 220,7 GWh på ett år.

Det er behov for videre vurdering av miljøkonsekvenser av tildekking av vannoverflaten og hvordan dette påvirker dyreliv- og alger/mikroorganismer. Tildekking av vannoverflaten vil blant annet påvirke primærproduksjonen i vannmassen. Primærproduksjon vil si produksjon av organisk materiale gjennom fotosyntese [41] og er en prosess som krever sollys. I vann der påtvunget eutrofiering [42] er et problem, kan tildekkingen med solcellepanel redusere planteproduksjonen og muligens gi en midlertidig miljøgevinst, men på sikt vil tildekkingens påvirkning på primærproduksjonen sannsynligvis forverre den økologiske tilstanden i vannmassen. I tillegg kan tildekkingen være sjenerende for vannlevende fugler. Vann i bynære strøk har også ofte flere bruksfunksjoner for folk og fe og vil vurderes som inngripende.

6.2.2 Prisestimer og støtteordninger

6.2.2.1 Prisestimer

Det er stor enighet om at solkraft vil vokse i Norge, men hvor raskt og mye er det høy usikkerhet knyttet til. Anleggskostnaden per Wp er forventet å falle over tid, men pandemi, inflasjon og usikre forsyningslinjer kan motvirke den nedadgående trenden generelt. Her er fremtiden vanskelig å forutsi.

Kostnadstall fra 2021 er vist i tabell 8-3, og her ser en at kostnaden per Wp (installert effekt) faller med størrelsen på anlegg med unntak av bygningsintegrerte solceller. Her er installasjoner på private husholdninger i den dyre enden, mens solkraftverk i den andre. Bygningsintegrerte solceller er dyrere fordi slike installasjoner krever spesialtilpasninger til bygget og fordi solcellemodulene i tillegg skal fungere som bygningsmateriell (som gir besparelser i bygningsmateriell).

Anlegg	Pris 2021
Enebolig	11 kr/Wp
Næringsbygg	8 kr/Wp
Industribygg	6 kr/Wp
Kraftverk	5,5 kr/Wp
Bygningsintegrerte solceller	33 kr/Wp

Figur 31: Kostnad i kr per Wp for ulike anleggstyper [43].

Økt solkraft i Norge og verden, kombinert med teknologiutvikling, innovasjon og langsiktig videre utvikling av den norske solkraftbransjen er forventet å redusere investeringskostnadene for solkraft fremover. Investeringskostnadene er forventet å falle med 42% innen 2030 og 49% innen 2040 sammenlignet med 2021 prisene. De største kostnadspostene hos alle anleggstypene er og forventet å bli moduler og installasjonsarbeid. Mens moduler importeres, vil installasjonsarbeidet gi direkte sysselsetting og bidra til mangfoldige årsverk [43].

Det er verdt å nevne at bransjen observerer at prisen på solcellemoduler har økt rundt 50% de siste 2 årene, men at resten av systemet har blitt rimeligere. Dermed har systemprisen økt med rundt 20%. Dette er forventet å være en midlertidig prisøkning.

6.2.2.2 Støtteordninger og kundeforhold

Private husholdninger – nasjonalt nivå

I dag kan en få inntil 47 500 kroner i støtte ved installasjon av solkraft på private husholdninger. Dette gjelder ikke for sameier og borettslag med mer enn 4 boenheter. En husholdning kan få dekket 25% av totalkostnader inkludert mva., hvor kostnadene er fordelt 7500 kr for produksjonsanlegget, og 2000 kr ekstra per kWp opp til 20kWp. Altså vil en motta full støtte på 47 500 kr ved å installere et 20 kWp anlegg.

Næringsbygg og sameier og borettslag på større enn 4 enheter

Det fremstår som at ingen av kommunene i utredningsområdet har noen lokale tilskuddsordninger for solkraft installasjoner. Videre finnes det ingen nasjonale støtteordninger for ordinære solkraftanlegg, men i noen tilfeller kan Enova støtte innovative energiløsninger hos næringsbygg.

Bønder og skogsbruk

Innovasjon Norge har et verdiskapningsprogram for fornybar energi og teknologi i landbruket. Her kan solceller støttes med inntil 35% og maksimalt 1 000 000 kroner. Støtte vil primært bli tildelt bønder og skogeiere. Energien skal da nyttes til næringsformål på landbrukseiendommen.

Plusskundeordningen

En plusskunde er en nettkunde som både bruker og produserer elektrisitet. Plusskunder betaler ikke fastledd for innmating og kan måle og avregne innmating og uttak i et felles målepunkt per time. Forutsetningene for å være en plusskunde er å ha en AMS-måler som måler både innmating og uttak av strøm. Det kan heller ikke mates mer enn 100 kW inn på strømmettet uten å betale innmatingstariff.

Trygg investering

En svensk studie av Vattenfall og Det svenske universitetet for landbruksvitenskap viser at solceller øker verdien av hjemmet når det selges. Studien tok basis i 8000 solkraft installasjoner og 50 000 eiendomssalg, og inkluderte faktorer som tomteareal, stue, antall rom og byggeår. Da ble det funnet at boliger med solkraft gjennomsnittlig økte 14 % i verdi [44]. Det er etter vår kunnskap ikke gjort en lignende studie i Norge, men det er store likhetstrekk mellom Sverige og Norge og Norge er forventet å ha samme trend.

6.2.3 Konsekvenser for klima

Solkraft er en fornybar energikilde med lave klimagassutslipp. I et solkraftverk står selve solcellemodulene for ca. 70-80% av klimagassutslippene for anlegget. Resten av utslippene består av montasjemateriell, transport, vekslerettere og annet. Klimagassutslippene dokumenteres gjennom EPDer (miljødeklarasjoner). For solcellemoduler oppgis utslipp normalt per Wp.

Ved å ta hensyn til norske solforhold og normale anlegg fra produksjon til avfallshåndtering blir utslippene per kWh i størrelsesorden 20 gCO₂e / kWh hvis anlegget lever i 25 år. Dette er etter de fleste regnemåter et lavt utslipp og bidrar til et totalt grønnere strømmett.

6.3 Vindkraft

Jær-kommunene har gode forutsetninger for vindkraft. Vindressursen [45] i utredningsområdet er av NVE satt til en brukstid på ca. 3000 timer i året. Regionen er unik med høy vindhastighet forholdsvis langt inn fra kysten.

Det er bygget ut flere vindkraftverk i regionen siste 10 år, kapasiteter i utredningsområdet er omtalt under 2.2.4. Fra NVE sin konsesjonsoversikt er alle prosjekter i utredningsområdet realisert foruten Gilja vindkraftverk i Gjesdal kommune. Gilja vindkraftverk fikk innvilget anleggskonsesjon i 2017, men prosjektet er ikke realisert innen fristen desember 2021.

I kjølvannet av utbyggingen av vindkraft i regionen og Norge de siste 10-15 år, og i takt med økt utnyttelse av landområdet til slike installasjoner, har det vokst frem en økt motstand i Norge og vår region. Dette gjenspeiles i en mer varsom tilnærming fra politisk side. Vindprosjekter møter vesentlig mer motstand fra befolkningen i dag enn hva som var tilfelle når prosjektene som i dag er realisert søkte konsesjon et tiår tidligere.

Flere av kommunene i nettverket har kystlinje og vindkraft offshore er pekt på som mulig kilde til fornybar energi med potensielt mindre konsekvenser for miljø og friluftsansen. Teknologitvillingen og kunnskap om feltet er høyt oppe på nasjonal agenda.



7 ENERGI- OG EFFEKTREDUSERENDE TILTAK

Når en skal se på energi- og effektreduserende tiltak i bygningsmassen, er det viktig at en ser et helhetlige, gode løsninger i både store og små bygg. Dette bør være et sentralt element i alle utbyggingsprosjekter og rehabiliteringer. I dette kapittelet er begrepet enøk/-energieffektivisering definert, og det er sett på mulige tiltak og på potensialet.

7.1 Energieffektivisering i bygninger

I Brundtland-kommisjonens rapport *Vår felles framtid* fra 1987 ble energieffektivisering for første gang presentert som et viktig virkemiddel for bærekraftig utvikling [46]. I eksisterende bygninger vil energieffektivisering bl.a. kunne omfatte oppgradering av bygningskropp for å redusere varme-/kjølebehov, oppgradering/optimalisering av SD-anlegg (sentral driftskontroll) inkl. energiledelse, installasjon av energimålere og energiovervåkningssystem (EOS), installasjon av varmepumper, oppgradering av varmesystem/varmtvannssystem/-kjølesystem samt installasjon av mer energieffektive komponenter og aggregater (f.eks. belysning, ventilasjonsanlegg, kjøleaggregater osv.).

Energieffektivisering innebærer i praksis at energikrevende "tjenester" kan leveres/driftes med et lavere/reduert forbruk av elektrisitet og termiske energibærere. Energieffektivisering benevnes også som effektiv sluttbruk av energi eller energiøkonomisering (enøk). Det settes i de aller fleste tilfeller krav til at enøk-tiltak som krever investeringer skal være lønnsomme, dvs. at de skal ha en positiv nåverdi. Enøk i bygninger skal forøvrig aldri redusere kvaliteten på innneklimaet og heller ikke medføre negative miljøkonsekvenser.

Stortinget vedtok i 2016 å be regjeringen i forslag til statsbudsjett for 2018 om å legge fram en plan for hvordan man kan realisere 10 TWh energisparing i bygg innen 2030. Planen skulle inneholde en konkret nedtrappingsplan i bygg, og en virkemiddelpakke med eksisterende og nye virkemidler for å realisere målet. Regjeringen har lovet at det vil foreligge en handlingsplan for bl.a. energieffektivisering oktober 2022.

Enova SF, som eies av Klima- og miljøverndepartementet og som administrerer en rekke støtteprogrammer for utvikling av lavutslippssamfunnet og framtidens energisystem, har i stor grad kuttet støtten til enøk-tiltak i yrkesbygg og boligbygg. Men med elektrifisering av samfunnet og antatt økende energipriser, vil ulike enøk-tiltak få økt fokus og viktighet i årene som kommer. Dette vil eventuelt kunne medføre en endring i Enovas mandat med nye og bedre støtteordninger for enøk-tiltak, også hos andre offentlige aktører.

7.1.1 Enøk-potensiale i bygningsmassen

7.1.1.1 *Potensialstudie – NVE – 2021*

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) gjennomførte i 2020/21 en utredning for å kartlegge lønnsomt energisparepotensiale (enøk-potensiale) i norske bygninger – småhus, boligblokker og yrkesbygg. Tiltakene ble beregnet for dagens bygningsmasse, og representert ved 13 bygningskategorier, 4 byggeperioder (TEK97, TEK87, TEK69, TEK49 og eldre) og 5 geografiske klimasoner (Bergen/Stavanger, Kristiansand, Oslo, Trondheim og Tromsø). Byggeperiodene ble representert ved energitilstand tilsvarende ulike byggetekniske forskrifter (TEK), og hvert ENØK-tiltakene ble beregnet som en oppgradering fra førtilstand (historisk TEK) til dagens nybyggstandard (TEK17).

I yrkesbygg inngikk kontorbygg, skolebygg, universitetsbygg, sykehus, sykehjem, hoteller, idrettsbygg, kulturbygg, forretningsbygg og "lette" industribygg.

Enøk-tiltak som ble vurdert i småhus og boligblokker – eks. varmepumper:

- Etterisolering vegg, tak/loft, gulv
- Skifte vinduer/dører
- Ventilasjon – etablering av balansert ventilasjon med varmegjenvinning
- Natt- og helgesenkning
- Belysning – installasjon av energieffektivt utstyr (LED osv.)
- Implementering av energioppfølgingssystem (EOS)

Enøk-tiltak som ble vurdert i næringsbygg – eks. varmepumper:

- Etterisolering vegg, tak/loft, gulv
- Skifte vinduer/dører
- Ventilasjon – ombygging av anlegg med nytt aggregat, ny varmegjenvinner osv.
- Ventilasjon – nye direktedrevne (høyeffektive) vifter
- Ventilasjon – behovsstyring
- Natt- og helgesenkning
- Belysning – installasjon av energieffektivt utstyr (LED osv.)
- Belysning – implementering av automatisk behovsstyring
- Automatisk solavskjerming for eldre bygg
- Installasjon av SD-anlegg i eldre bygg
- Implementering av energioppfølgingssystem (EOS)

I NVE-analysen ble det benyttet 6 % diskonteringsrente, og det ble forutsatt at enøk-tiltak med energikostnad lavere enn 1 kr/kWh over tiltakets levetid (LCOE – Levelized Cost of Energy) var lønnsomme viser at samlet lønnsomt potensiale for energieffektivisering i bygningsmassen, dvs. reduksjon i byggenes netto energibehov, er opp mot 14 TWh [47]. Dette tilsvarer i størrelsesorden 10 % av Norges elektrisitetsproduksjon.

	Småhus	Boligblokker	Yrkesbygg	SUM
ENØK-potensiale	3 TWh	1 TWh	10 TWh	14 TWh

Figur 32: Estimert lønnsomt enøkpotensiale i bygningsmassen i 2021 [47]

Tiltak på energiforsyningssiden som bl.a. varmepumper inngikk ikke i enøk-studien, men har blitt behandlet særskilt av NVE [48]. Bruk av varmepumper er diskutert i Kapittel 7.1.2.

For å kunne estimere enøk-potensialet eks. installasjon av varmepumper i utredningsområdet er det tatt utgangspunkt i SSBs statistikk for bebygd areal og årlig energibruk for bygningsmassen i Norge [49].

	Småhus	Boligblokker	Yrkesbygg	SUM
Areal	237 mill. m ²	53 mill. m ²	129 mill. m ²	419 mill. m ²
Energibehov	40 TWh/år	7 TWh/år	36 TWh/år	83 TWh/år

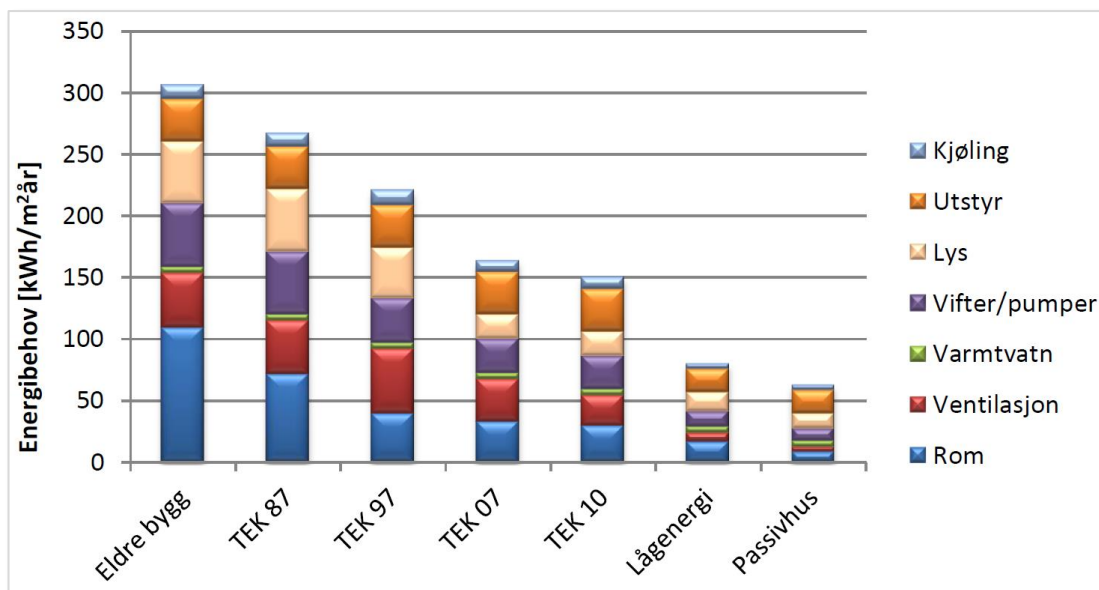
Figur 33: Estimert areal og årlig energibruk for bygningsmassen i 2020 [49].

Totalt bebygd areal for bygninger eks. industri i Norge er ca. 419 mill. m². I utredningsområdet er det ca. 145.000 boligbygg og ca. 170.000 andre bygg med et totalt bebygd areal på ca. 30 mill. m² (SSB, 2022), **7,2 %**, hvilket tilsvarer ca. 1 TWh/år enøk-potensiale med utgangspunkt i NVEs rapport. For å estimere et mer korrekt resultat må imidlertid denne prosentandelen korrigeres i hht. aktuell klimasone ("Bergen/Stavanger") da klimasonen har høyere årsmiddeltemperatur (ca. 7,5 °C) og dermed lavere spesifikt oppvarmingsbehov (kWh/m²år) enn bygninger i klimasone "Kristiansand" (ca. 7,2 °C), "Oslo" (ca. 5,9 °C), "Trondheim" (ca. 4,9 °C) og "Tromsø" (ca. 2,9 °C). Med korreksjonen fås følgende resultat:

NVE estimerte i 2021 at samlet enøk-potensiale i bygningsmassen i utredningsområdet jfr. tiltakslisten på side 45, eks. installasjon av varmepumper, er i størrelsesorden **0,9 TWh/år**.

65 % av bebygd areal i Norge er eldre bygg, dvs. bygninger opp til og med TEK87-standard [47]. Det er i denne delen av bygningsmassen at enøk-potensialet er størst da eldre bygg har et betydelig høyere årlig varmebehov enn bygg av TEK17-standard. Figur 34 viser et eksempel på formålsdelt energibehov – elektrisk og termisk – for en 4-etasjes kontorbygning med BRA 2500 m² og ulike byggstandarder lokalisert i Oslo-klima [50].

Eksempelvis har kontorbygg av TEK87-standard om lag dobbelt så høyt årlig varmebehov som tilsvarende bygninger av TEK17-standard, med et spesifikt energibehov til romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft og varmtvannsberedning på ca. 120 kWh/(m²år) [51] [50]. I nyere kontorbygg, forretningsbygg, helsebygg og skolebygg, som har bygningskropp med høy tetthet og god isolasjonsstandard, balansert ventilasjonsanlegg med høyeffektiv varmegjenvinning og energieffektiv belysning, er årlig varmebehov relativt lavt mens årlig kjølebehov er økende. **Dimensjonerende kjøleeffektbehov (kW) i mange nyere bygg er i dag høyere enn dimensjonerende varmeeffektbehov.**



Figur 34: Eksempel på formålsdelt energibehov for en kontorbygning av ulike byggstandarder i Oslo-klima. "Lavenergi" tilsvarer TEK17-standard [50].

7.1.1.2 Potensialstudie – Miljøstiftelsen ZERO – 2017

Miljøstiftelsen ZERO gjennomførte i 2017 en potensialstudie for kostnadseffektive tiltak i eksisterende bygningsmasse [52]. For eksisterende yrkesbygg gir følgende tiltak de største energibesparelsene – 6,5 TWh/år:

- 1,9 TWh – installasjon av varmepumper (bergvarme, luft/vann)
- 1,8 TWh – LED-belysning og lysstyring
- 1,7 TWh – forbedret varmegjenvinning fra ventilasjonsluft
- 1,1 TWh – driftsoptimalisering inkl. EOS og bruk av SD-anlegg

Potensialet for energisparing er størst i bygningskategorier som forretningsbygg, kontorbygg, skole og lett industri/verksted da de har de største bruksarealene.

For eksisterende boligbygg gir følgende tiltak de største energibesparelsene – 6 TWh/år:

- 3,3 TWh – installasjon av varmepumper (bergvarme, luft/vann, luft/luft)
- 0,9 TWh – etterisolering av yttervegger når det likevel gjennomføres rehabilitering
- 0,9 TWh – LED-belysning og lysstyring
- 0,9 TWh – overgang til vannbesparende utstyr/armaturer

Med korreksjon i hht. bebyggd areal og klimasone jfr. Kap. 7.1.1.1 fås følgende resultat:

Miljøstiftelsen ZERO estimerte i 2017 at samlet enøk-potensiale i bygningsmassen i utredningsområdet er inkl. installasjon av varmepumper er ca. **0,8 TWh/år**. Dette er lavere enn NVEs estimat (0,9 TWh/år), som ikke inkl. varmepumper. Det er ikke sett i detalj på hvorfor det er en forskjell mellom potensialstudiene men økende energipriser er en viktig faktor.

Installasjon av ulike typer varmepumper i eksisterende yrkesbygg og boligbygg utgjør i størrelsesorden 5 TWh/år (40 %) av det totale lønnsomme potensialet på 12,5 TWh/år.

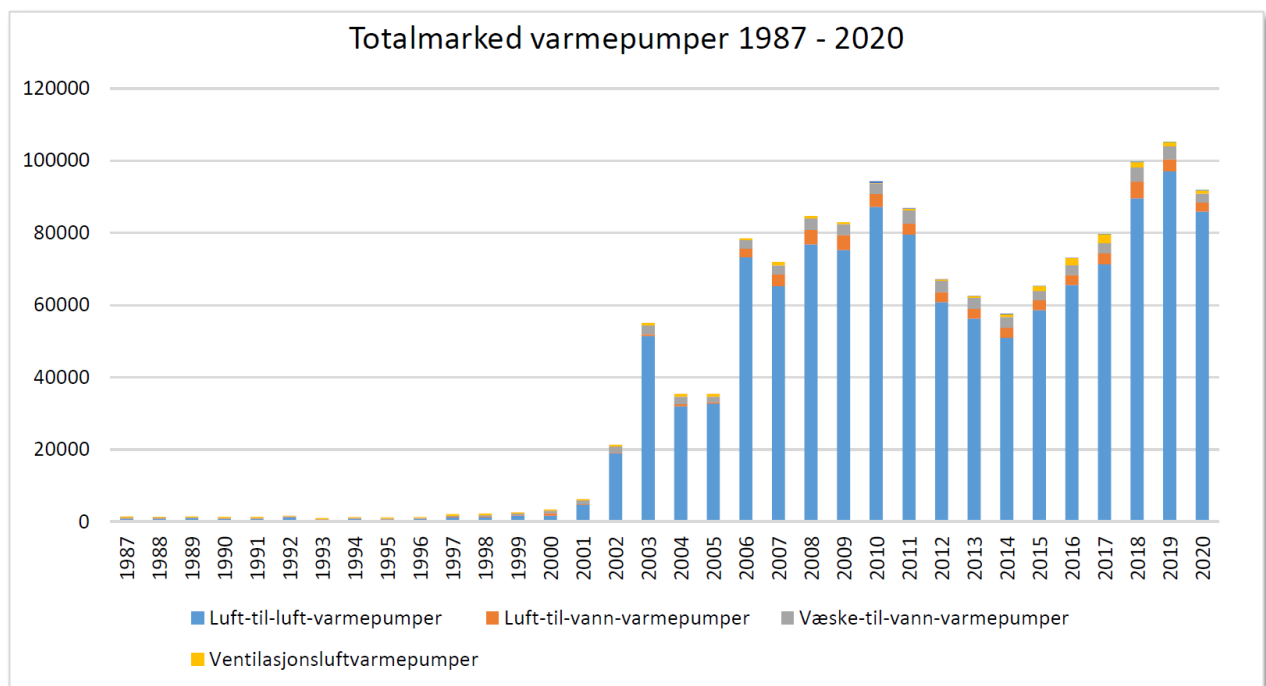
7.1.2 Estimert enøk-potensiale for varmepumper i bygningsmassen

Installasjon av ulike typer varmepumper for romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft, varmtvannsberedning og frikjøling (direkte kjøling) reduserer energibehovet til oppvarming og kjøling med typisk 40 til 70 % i forhold til mer konvensjonelle anlegg for oppvarming og kjøling. Varmepumper har relativt høy investeringskostnad, men er det enøk-tiltaket som gir desidert høyest energisparing av alle enøk-tiltak. Og lønnsomheten er generelt sett god.

Det finnes fire hovedtyper av varmepumpeanlegg:

- *Luft/luft-varmepumper* – varmekilde uteluft – varme- og kjøleleveranse direkte til luft i bygningen (intet varmedistribusjonssystem), ikke varmtvannsberedning
- *Luft/vann-varmepumper* – varmekilde uteluft – varmeleveranse til vannbårent varmeanlegg (radiatorer, gulvvarme, varmebatterier osv.) og varmtvannsberedning
- *Væske/vann-varmepumper* – varmekilde berg/fjell, sjøvann, grunnvann – varmeleveranse til vannbårent varmeanlegg (radiatorer, gulvvarme, varmebatterier osv.) og varmtvannsberedning, kjøling inkl. direkte kjøling (frikjøling) fra varmekilden. Væske-/vann-varmepumper har høyere investeringskostnader enn de andre varmepumpetypene men oppnår høyere årlig energisparing og har lenger levetid.
- *Ventilasjonsluft-varmepumper* – varmekilde ventilasjonsluft – varmeleveranse til ventilasjonsluft og varmtvannsberedning

I perioden 1987-2020 ble det solgt nesten 1,4 millioner varmepumper i Norge derav ca. 1,25 mill. luft/luft-varmepumper, ca. 50.000 luft/vann-varmepumper, ca. 55.000 væske/vann-varmepumper og ca. 20.000 ventilasjonsluft-varmepumper. Mange av væske/vann-varmepumpene er anlegg med relativt høy varmeytelse installert i ulike typer yrkesbygg, boligblokker og fjernvarme-/nærvarmeanlegg. I 2022 er det anslagsvis 1,1 mill. varmepumper i drift med i størrelsesorden 10 TWh/år årlig varmeleveranse [53].

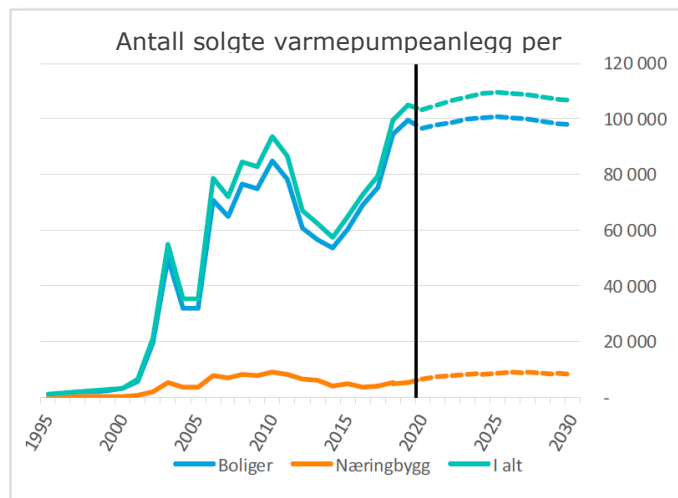


Figur 35: Årlig antall installerte varmepumper i Norge i perioden 1987-2020 [53].

7.1.2.1 Potensialstudie – Prognosesenteret – 2020

I 2020 analyserte Prognosesenteret det norske varmepumpemarkedet fram mot 2030 [54]. Ut fra den tids rammebetingelser ble det konkludert med at markedet forventes å holde seg relativt konstant og på et relativt høyt nivå i årene framover. Det norske markedet tilsvarer i størrelsesorden 100.000 og 8.000 anlegg per år for hhv. boligbygg og yrkesbygg. Det har ikke blitt analysert hvor mye dette vil utgjøre i installert varmeeffekt og årlig varmeleveranse. Hvis en tar utgangspunkt i samme prosentvise andel som ved beregning av enøkpotensiale i utredningsområdet (ca. 7 %) kan en forvente følgende:

Prognosesenteret estimerte i 2020 at i de kommende årene vil det i utredningsområdet bli installert ca. **7.000** og **500** varmepumpeanlegg årlig i hhv. boligbygg og næringsbygg.



Figur 36: Markedsutvikling for årlig varmepumpesalg i norske boligbygg og næringsbygg for perioden 1995 til 2020 samt estimert markedsutvikling fra mot 2030 [54].

7.1.2.2 Potensialstudie – Multiconsult – 2020

I 2020 gjennomførte Multiconsult AS framskrivninger av el.energibruk og el.effektbelastning for nye bolig- og yrkesbygg i Norge fra 2023 til 2050 [55]. Det ble i utgangspunktet forutsatt at energirammekravet i TEK17 videreføres i kommende byggt teknisk forskrift (TEK22). I hht. TEK17 skal 60 % av normert netto varmebehov dekkes av energifleksible varmesystemer i nybygg over 1000 m². Det er ingen krav til bygg under 1000 m². Uten krav om vannbåren varmforsyning og med energirammekrav på netto energibehov gir ikke byggt teknisk forskrift noe krav eller insentiv til å ta i bruk varmepumpeteknologi i dag.

Selv om bruken av elektrisk energi i nye bygninger vil reduseres pga. stadig strengere forskriftskrav (TEK22) vil høy nybyggrate medføre at nye bygg totalt vil ha et betydelig el.-energi- og effektbehov. Ved energirammekrav som i dag og lav utbredelse av varmepumper vil TEK22-bygg i 2050 stå for 9 TWh (12 %) av totalt, årlig el.energibehov i bygg og 4 GW (14 %) av total effektbelastning på el-nettet i 2050.

Valg av termisk og elektrisk energiforsyningsløsning og utbredelsen av varmepumper i nye bygg vil ha stor betydning for el-systemet framover. El.energibehovet og el.effektbelastningen for nye bygg vil variere betydelig avhengig av hvilke energirammekrav og krav til termisk energiforsyningskilde som settes. Høy utbredelse av varmepumper i nye bygg vil i 2050 gi en mulig årlig energibesparelse på **5 TWh/år** og en redusert effektbelastning på el-nettet med **1 GW** ved dimensjonerende utetemperatur, sammenlignet med en lavere utbredelse av varmepumper tilsvarende dagens situasjon.

Multiconsult AS estimerte i 2020 at redusert energibehov (energibesparelse) i nye bygninger i utredningsområdet innen 2050 ved installasjon av varmepumper er i ca. **0,3 TWh/år**.

Framskrivningen viser at insentiver for økt bruk av høyeffektive varmepumper i ny byggeteknisk forskrift vil ha stor betydning for energisystemet fram mot 2050. Følsomhetsanalysene viser at bruk av varmepumper vil ha en stor betydning på total el.energibruk og el.effektuttak i nye bygg selv når TEK22 vil få skjerpede energirammekrav tilsvarende passivhusstandard.

7.1.3 Omgivelsesvarme – luft-varmepumper

7.1.3.1 Teknologi/prinsipp

Luft-varmepumper er en type varmepumpe som utnytter uteluft som varmekilde. Luft/luft-varmepumper tilkobles ikke noe varmesystem men sirkulerer og varmer luften i rommene. Anlegg for boliger har én eller to innedeler, men for yrkesbygg finnes det anlegg med inntil 40 innedeler (VRV/VRF-anlegg). I yrkesbygg benyttes det nesten utelukkende luft/vann-varmepumper hvor varme avgis til et vannbårent varmesystem for romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft og evt. varmtvannsberedning. Mange anlegg kan også levere både varme og kjøling, og det er kun prosesskjøling som kan dekkes med frikjøling (fornybar kjøling) i den kalde delen av året. I motsetning til bergvarmepumper trenger anleggene en oppstillingsplass utendørs og de genererer også noe støy. Luftbaserte varmepumpeanlegg har lavere investeringskostnad enn bergvarmepumper (Kapittel 7.1.4), men oppnår lavere årlig energisparing og har kortere levetid. Det bør gjennomføres en lønnsomhetsanalyse (LCC) for alle varmepumpeprosjekter for å se hvilken varmepumpe type som er best egnet.

Mange kommuner har fått installert varmepumpeanlegg som en helt sentral del av energisparekontrakter, EPC (Kapittel 7.1.6). Det har vanligvis blitt valgt luft-varmepumper istedenfor berg-varmepumper pga. lavere investeringskostnader. Mange av anleggene har vært luft/vann kjøleaggregater, som har blitt brukt som varmepumper, og disse aggregatene er ikke godt egnet for drift i norsk klima. Varmepumpene har også i stor grad blitt installert i eldre, kommunale bygg som har vannbårne varmesystemer med høyt temperaturkrav (60 til 80 °C). Uegnet utstyr og krevende rammebetingelser har dessverre resultert i mange anlegg med lav energisparing og utallige driftsproblemer/-havarier. Det har de senere årene imidlertid blitt utviklet luft/vann-varmepumper av høy kvalitet, aggregater som er utformet for varmepumpedrift i Nordisk klima, og som kan levere varme ved relativt høy temperatur selv ved lav utelufttemperatur. Aggregatene har imidlertid betydelig høyere investeringskostnad enn de mye benyttede luft/vann kjøleaggregatene. Dvs. at kvalitet koster.



Figur 37 Eksempel på luft/vann varmepumpe- og kjøleaggregater med propan som kuldemedium ved Tillertorget i Trondheim (Storebrand Eiendom).

7.1.4 Omgivelsesvarme – bergvarmepumper

7.1.4.1 Teknologi/prinsipp

Bergvarmepumper er en type varmepumpeanlegg som benytter vertikale borehull (energi-brønner) ned til 200-300 m dybde i berg/fjell som varmekilde og for frikjøling (direkte kjøling). Varme avgis til et vannbårent system for romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft og evt. varmtvannsberedning mens kjøling avgis til et vannbårent kjølesystem. En stor andel av kjøleleveransen er frikjøling (fornybar kjøling) fra brønnsystemet. Bergvarmepumper er karakterisert med relativ høy investeringskostnad, få driftsproblemer, svært lang levetid for energibrønner, lang levetid for varmepumpen og høy energisparing, typisk **70-80 %** i forhold til elektrisk oppvarming.

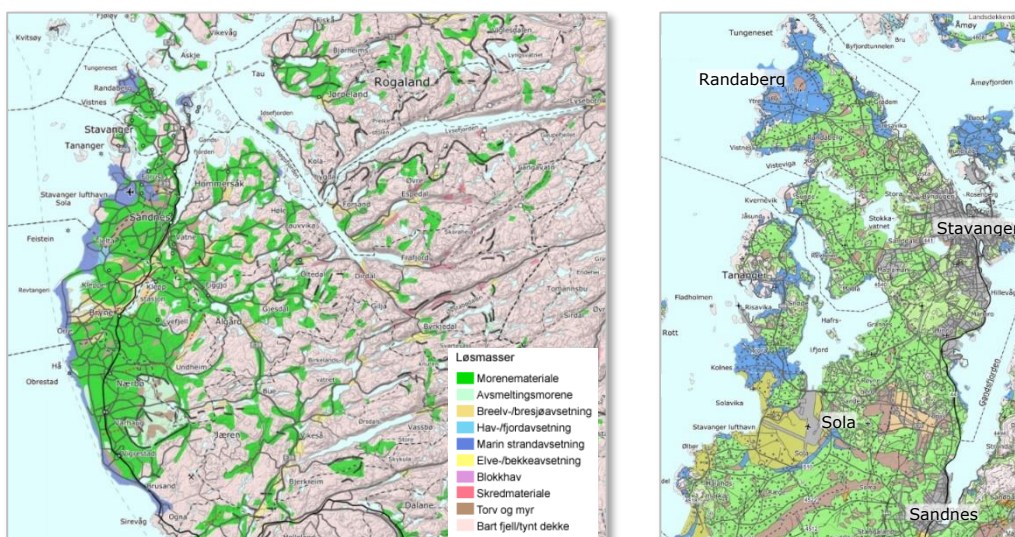
Borehullene med borehullsvarmevekslere i plast og rørtilkoblinger til varmepumpeanlegget benevnes brønnpark. Antall energibrønner varierer typisk fra 5 til 20 for mindre bygninger mens det for store bygninger eller grupper av bygninger vil kunne være behov for mer enn 100 energibrønner. Avstanden mellom brønnene varierer fra 7 til 15 m. For eksisterende bygg må det være nok plass rundt bygget for plassering av energibrønner, mens det for nye bygninger er vanlig å etablere hele eller store deler av brønnparken under bygget.



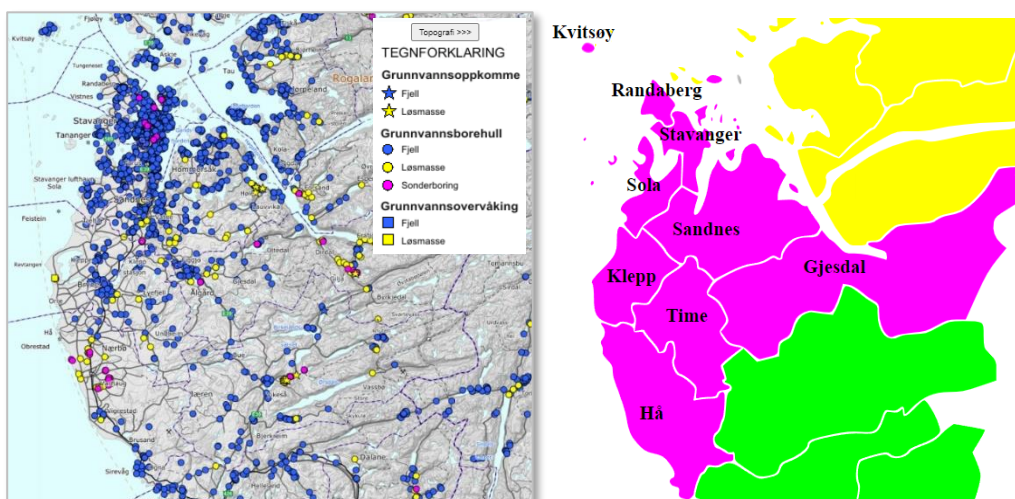
Figur 7-38 Eksempel på brønnpark med 90 energibrønner á 200 m for bergvarmepumpe ved Postens Østlandsterminal. Fjellvolumet utnyttes som et termisk energilager for oppvarming/kjøling.

7.1.4.2 Potensialstudie grunnvarme/bergvarme – Asplan Viak – 2011

I 2011 gjennomførte Asplan Viak AS en undersøkelse av potensialet for uttak av grunnvarme (bergvarmepumper) i Norge [56]. Undersøkelsen, som ble basert på en omfattende GIS-analyse av geologiske forhold, statistikk over bygningsmasse og fremskrevet behov for varme og kjøling i 2030, viste at potensialet for bergvarmepumper til oppvarmingsformål er betydelig – også for Rogaland inkl. utredningsområdet. I praksis er mulighetene for bergvarmepumper begrenset av allerede etablerte oppvarmingsløsninger, og det er relativt kostbar å etterinstallere vannbårne varmesystemer i bygninger. Muligheten for å installere bergvarmepumper er ellers i stor grad avhengig av geologiske forhold og da først og fremst berggrunnens varmeledningsevne, løsmassetykkelse (dyp til fast fjell), type løsmasser samt grunnvannstand. I utredningsområdet består løsmassene av tynn morene, tykk morene, marin strandavsetning eller myr. Det er stor variasjon i løsmassetykkelsen. Ved stor løsmassetykkelse og lav grunnvannsstand blir lønnsomheten dårligere pga. mer kostbart system for varmeopptak fra fjell/berg. En annen begrensning i bysentrum er mangel på areal for boring av energibrønner i fjell (brønnparker). Før etablering av nye anlegg må det derfor alltid gjennomføres lokale undersøkelser av geologiske rammebetingelser og plassforhold.



Figur 39 Oversikt over løsmasser, dvs. morenemateriale, avsetninger og torv/myr, for kommunene i utredningsområdet. Utsnitt for Randaberg, Stavanger, Sandnes og Sola. Kartene har felles fargekode [57].



Figur 40 Oversikt over eksisterende energibrønner i fjell, grunnvannsbrønner i fjell/løsmasser samt sondeboring for grunnvann for kommunene i utredningsområdet [57].

7.1.4.3 Eksempler på varmepumpeinstallasjoner i utredningsområdet

Det er allerede installert en god del bergvarmepumper i alle kommunene i utredningsområdet, og da spesielt i Stavanger, Sandnes og Sola. Eksempler på bergvarmepumper i utredningsområdet – Nye Stavanger Universitetssykehus (2023), Kjerrberget skole (Sola 2021), Sig. Halvorsen (Sandnes, 2011), Sunnhetsgrenden omsorgssenter (Randaberg, 2019), Nye Ognå skole (Hå, 2019) og TPC Slumberger (Time, 2012).

Byggetrinn 1 på 120.000 m² ved Nye Stavanger Universitetssykehus (Nye SUS) vil stå ferdig i 2024. Sykehuset vil få et avansert oppvarmings- og kjølesystem basert på varmepumper tilknyttet en brønnpark med 130 energibrønner á 250 m dybde. Tre varmepumpeaggregater á 1500 kW vil dekke behovet for romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft og kjøling mens to varmepumpeaggregater á 250 kW vil dekke varmebehovet til varmtvannsberedning. Bygget skal også ha et nødkjøleanlegg på 400 kW. Varmepumpeaggregater og kjølemaskiner benytter kun naturlige, 100 % miljøvennlige kuldemedier, dvs. ammoniakk, CO₂ og propan.



Figur 41 Nye Stavanger Universitetssykehus (Nye SUS) har flere bergvarmepumper som er tilknyttet 130 energibrønner i fjell (brønnpark). Installasjon av ammoniakk varmepumpeaggregat i termisk energisentral (illustrasjon/bilde – Helse Stavanger HF, 2022).

7.1.5 Avløpsvann – kloakkvarmepumper

Avløpsvann (urenset kloakk) er en aktuell varmekilde for varmepumpeanlegg med høy varmeytelse i byer og tettsteder hvis en har god tilgang til en kloakktunnel. Temperaturnivået på avløpsvann er typisk 5-10 °C på vinteren, og det er dermed mye høyere enn for bergvarme og høyere enn for sjøvann. En kloakkvarmepumpe vil dermed være effektiv og gi høy energisparing. En betydelig utfordring med denne varmekilden er utforming og drift av varmeopptakssystemet for varmepumpen ettersom urensset kloakk har mange faste bestanddeler og bakteriell vekst bidrar til beleggdannelse i varmevekslere.

Det finnes noen få høykapasitets kloakkvarmepumper i Norge bl.a. anleggene ved Skøyen Vest (28 MW) og Sandvika (21 MW). Et eksempel på et mindre varmepumpeanlegg med urensset kloakk og overvann som varmekilde er Triangulum varmesentral i Stavanger [58]. Anlegget leverer varme til tre kommunale bygg på til sammen 20.000 m² samt Stavanger svømmehall. Kravet til energisentralen var at den kun skulle baseres på lokale fornybare energikilder, og redusere kommunens CO₂-utslipp med minst 75 %.

I bunnen av avløpstunellen ble det installert 100 spesialutformede varmevekslere i rustfritt stål (indirekte systemløsning – min. 200 liter/s kloakk). Det er første gang denne typen varmevekslere har blitt benyttet i Norge. Varmepumpeanlegget har 500 kW varmeytelse. I tillegg leveres varme fra 200 m² solkollektorer på taket av svømmehallen (maks. 150 kW) og varme fra gråvannet i svømmehallen (maks. 100 kW). Biogassfyrte kjeler brukes som spisslastkilde og reservelast (back-up). Varmepumpeanlegget leverer også kjøling.

Varmepumpeprosjektet inngikk i "Triangulum" (2014-2018), som er EUs første og største innovasjons- og demonstrasjonsprosjekt i søken på smartere byer og samfunn. De lokale partnerne var Stavanger kommune, Lyse AS, Rogaland fylkeskommune, Universitetet i Stavanger og Greater Stavanger. Varmepumpeanlegget fikk Varmepumpeprisen i 2018.



Figur 42 Triangulum varme- og kjøleanlegg i Stavanger med varmepumpeaggregater (2 x 250 kW) og varmevekslere montert i bunnen av avløpstunnelen (foto – Fredrik Skaug Fadnes).

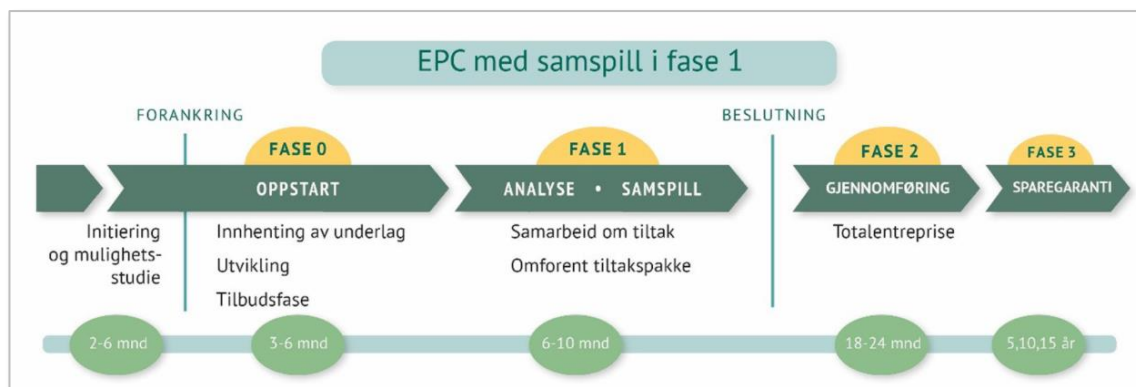
7.1.6 Energisparekontrakter (EPC)

EPC er en modell for gjennomføring av energi- og effektreduserende tiltak med garantert energi-/effektreduksjon rettet mot kommuner og fylkeskommuner. EPC, som har vært benyttet i Norge i mer enn 10 år, er forankret i NS 6430:2014 "Alminnelige kontraktsbestemmelser for energisparing (EPC)". Selv om EPC i hovedsak retter seg mot offentlig sektor, kan EPC også benyttes av private aktører der det er ønske om konkurranseutsettelse av EPC.

Oppdragsgiver inngår en avtale med en energientreprenør, og prosjektet består av 3 faser:

- Analysefase – Energientreprenøren gjennomfører en detaljert analyse for utvalgte bygninger mht. aktuelle energi- og effektreduserende tiltak, og beskriver energi- og effektsparepotensiale, investeringskostnad og lønnsomhet samt hvordan hvert tiltak skal følges opp og garanteres under den såkalte sparegarantifasen. Inneklimaet i byggene skal opprettholdes eller forbedres.
- Gjennomføringsfase – Oppdragsgiver velger alle eller et utvalg av de energi-/effektreduserende tiltak som er foreslått i analysefasen. Energientreprenøren prosjekterer og gjennomfører aktuelle installasjoner og tiltak, og dokumenterer dette. Prosjektet gjennomføres som en totalentreprise.
- Sparegarantifase – Omfatter drift og vedlikehold av de gjennomførte tiltak over en 5 til 15-årsperiode, slik at eksisterende anlegg og nye investeringer som er gjort opprettholder sin funksjon og oppfyller de krav til funksjonalitet som er beskrevet i avtalen mellom partene og slik at garantert årlig energibesparelse genereres.

I tillegg til å redusere energiforbruket, vil EPC også kunne omfatte energisubstitusjon dvs. at varmeleveransen fra f.eks. elektrokjeler, elektriske panelovner og el.varmekolber erstattes helt eller delvis av termiske varmeprodukerende enheter som f.eks. bio-fyrte kjelanlegg eller varmepumper. I den senere tid har tiltak for å redusere el. effektuttak ("peak shaving") i høylastperioder fått betydelig økt fokus innen EPC.



Figur 43: Gjennomføring av EPC-prosjekt – analyse-, gjennomførings- og sparegarantifase [59].

For å lykkes med EPC, er det avgjørende at en greier å oppnå høy kvalitet på de tiltakene som ønskes gjennomført. Dette krever god planlegging, gjennomføring, kontroll og oppfølging i alle fasene, og fordrer at kommunen/fylkeskommunen selv har den nødvendige kompetanse eller knytter til seg en eller flere aktører med kompetanse. Det er utarbeidet flere rapporter for veiledning av kommuner og fylkeskommuner i EPC-prosesser [60] [61].

Bygninger i kommuner og fylkeskommuner omfatter bl.a. kontorbygg, skolebygg, barnehager, helsebygg, idrettsanlegg, idrettshaller og boligbygg. Aktuelle energi- og effekt-reducerende EPC-tiltak i disse bygningstypene omfatter f.eks.:

- Bygningsmessige oppgraderinger – redusert varme- og evt. kjølebehov
 - Etterisolering, vindtetting osv.
 - Nye vinder, dører osv.
 - Etterinstallasjon av vannbåren varmedistribusjon (VBV) – forutsetning for installasjon av varmepumpe eller biofyrt kjelanlegg
- Varmepumpeanlegg – erstatte elektrokjel som grunnlast i bygninger med VBV eller annen elektrisk oppvarming i bygg (krever etterinstallasjon av VBV).
 - Bergvarmepumpe
 - Luft/vann-varmepumpe – høytemperatur type tilpasset norsk klima
- Biofyrt varmeanlegg – erstatte elektrokjel som grunnlast i bygninger med VBV eller annen elektrisk oppvarming i bygg (krever etterinstallasjon av VBV).
 - Pelletfyrt kjelanlegg
 - Flisfyrt kjelanlegg
- Styring, regulering og overvåkning (SRO) i bygninger
 - Oppgradering/tuning av SD-anlegg (sentral driftsovervåkning)
 - Installasjon av energimålere (elektrisk, termisk)
 - EOS-system (energioppfølgingsystem) – enkeltbygg, grupper av bygg
 - Opplæring av driftspersonell
- Oppgradering varmedistribusjonssystem (VBV)
 - Isolering av røranlegg osv.
 - Konvertering fra høytemperaturanlegg til lavtemperatur VBV
- Oppgradering varmtvannssystem, fortrinnsvis boligbygg
 - Vannbesparende systemer

- Isolering røranlegg
 - Varmtvannvarmepumpe med CO₂ som kuldemedium
 - Termisk solfangersystem
- Oppgradering av belysning
 - LED-belysning
 - Lysstyring – bevegelsessensorer
- Oppgradering av ventilasjonsanlegg/-aggregater
 - Høyeffektiv varmegjenvinner
 - Høyeffektive vifter
 - Ny kanalføring med lavere trykktap

Spesifikke el. effektebegrensende tiltak

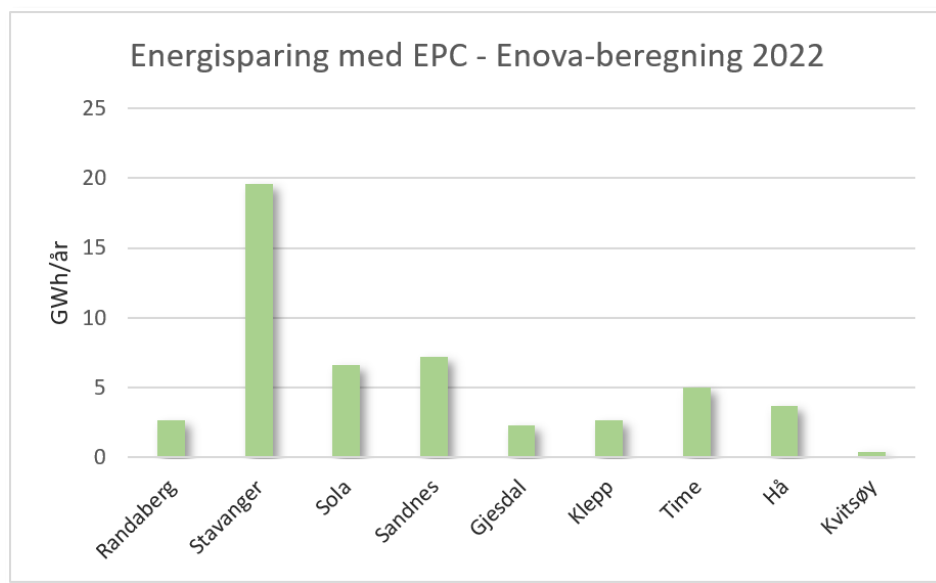
- Erstatte elektrokjel som spisslast med bio-olje eller bio-gassfyrt kjelanlegg
- Effektstyring av elektrokjeler vs. kjeler fyrt med bio-olje eller bio-gass
- Styring av elektriske forbrukslaster
- Sekvensregulering av elektriske varmelaster
- Frekvensregulering av tekniske anlegg (elektriske komponenter)

Enova SF har støtteordninger for gjennomføring av EPC-prosjekter, og Kommunalbanken tilbyr i tillegg gunstige lånebetingelser for kommuner som satser på energisparetiltak ved bruk av EPC-modellen. Enova har tidligere i dialog med hver enkelt kommune utarbeidet en oversikt over forbruk og areal i formålsbygg, og de har sett nærmere på hvilken energireduksjon den enkelte kommune har oppnådd gjennom sine omsøkte Enova-prosjekter. Med utgangspunkt i hva som har blitt oppnådd i EPC-prosjekter, har Enova utviklet en modell som beregner hva som er økonomisk lønnsomt for den enkelte kommune. Gjenværende potensial for energireduksjon er differansen mellom det som er lønnsomt for den enkelte kommune og de energireduksjonsprosjekter som allerede har blitt gjennomført.

Figur 44 viser estimert energisparing ved EPC-prosjekter for de aktuelle kommunene i utredningsområdet.

Energisparepotensialet i utredningsområdet er estimert til i størrelsesorden **50 GWh/år**

Energisparepotensialet i Stavanger står for nesten 20 GWh (ca. 40 %). Med det økende fokus som har vært siden 2021 på ENØK, som et viktig virkemiddel i "det grønne skiftet," forventes det imidlertid at det lønnsomme energisparepotensialet er vesentlig høyere. Dette skyldes et forventet høyere prisnivå på elektrisitet og andre energibærere i årene som kommer samt en forventet økning i støttesatser for å få realisert en større andel av enøk-potensialet i bygninger, jfr. kommende handlingsplan for bl.a. energieffektivisering oktober 2022. Kommunene i utredningsområdet må for øvrig gjennomføre detaljerte enøk-analyser, f.eks. gjennom nye EPC-prosjekter, for å kunne fastsette det reelle enøk-potensialet.



Figur 44: Estimert energisparepotensiale ved gjennomføring av EPC-prosjekter (Enova SF, 2022).

7.2 Anvendelse av overskuddsvarme

7.2.1 Varmegjenvinning fra datasentre

På grunn av akselererende bruk av Internett, telecomutstyr og andre nettverksbaserte tjenester, er det en kraftig vekst i antall store datasentre. Det er i dag mer enn 8 millioner datasentre globalt, og strømforbruket til drift og kjøling av disse sentrene er betydelig. Relativt få kjølesystemer for datasentre er basert på fri (naturlig, fornybar) kjøling eller bruk av kombinerte kjøleanlegg/varmepumper, som kan levere varme ved høy temperatur. Det er en sterk trend mot såkalte "grønne datasentre" med minimum elektrisitetsbehov og lave assosierte klimagassutslipp, dvs. lav PUE-faktor (Power Usage Effectiveness, PUE). Gjennomsnittlig PUE er ca. 1,65. Ved PUE-faktor under 1,2 anses et datasenter å være meget energieffektivt, men det fordrer frikjøling eller effektiv varmegjenvinning fra kjølesystemet.

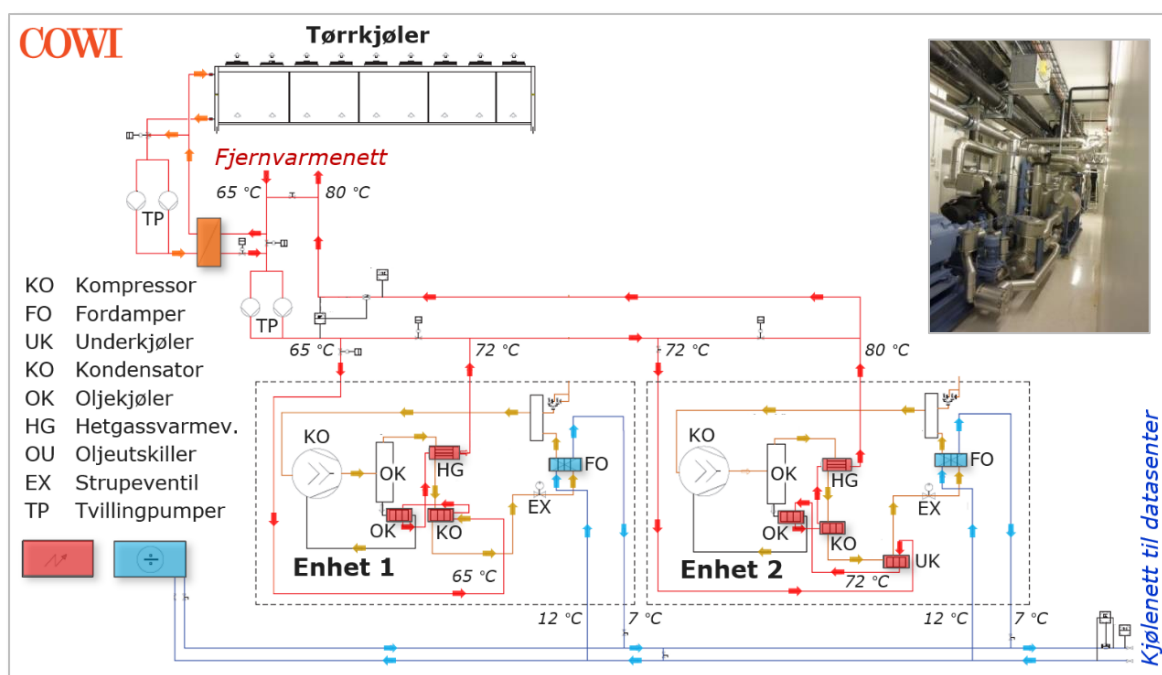
I 2021 gjennomførte Asplan Viak AS en utredning av kunnskapsgrunnlaget for etablering av datasentre i Rogaland [62]. Ulike faktorer for etablering av datasentre ble analysert inkl. kjøleløsninger og varmegjenvinning. Rapporten presenterer mulig plassering av datasentre på min. 1000 dekar i bl.a. Kallberg i Time kommune samt Forsand og Vagle i Sandnes kommune). Det er vurdert frikjøling med sjøvann (jfr. Green Mountain Data Centre på Rennesøy), innsjøvann og ellevann, mens kombinerte kjøleanlegg/varmepumper med høytemperatur varmegjenvinning (80-90 °C) med varmeleveranse til f.eks. fjernvarmenett er ikke nevnt. Dette stiller vi oss kritiske til da dette burde vært en viktig del av vurderingen.

En utfordring er at mange fjernvarmenett i Norge driftes med svært høye temperaturer, gjerne over 100 °C, noe som vanskeliggjør eller umuliggjør varmegjenvinning hvis det skal leveres varme til turledningen i primærnettet. Hvis overskuddsvarmen fra kjøleanlegget imidlertid kan leveres til returledningen i fjernvarmenettet vil temperaturnivået være mye lavere, typisk 60-80 °C. Denne typen løsning er gjennomført i et par prosjekter i Norge.

For å kunne oppnå høy grad av varmegjenvinning, dvs. høy utnyttelsesgrad av tilgjengelig overskuddsvarme fra kjøleanlegg i datasentre, må overskuddsvarmen avgis til et system med høyt varmebehov – hele året. Fjernvarmenett eller større nærvarmenett har denne egenskapen ettersom de distribuerer varme til et større antall bygninger. En slik løsning fordrer bruk av spesielle kjøleanlegg/varmepumper, som kan levere varme ved 70-90 °C

Danmark var relativt tidlig ute med å utnytte overskuddsvarme fra kjøleanlegg i datasentre for varmeleveranse til fjernvarmenett med kombinerte kjøleanlegg/varmepumper. Det finnes i dag syv slike anlegg i Danmark [63]. Facebooks nye datasenter i Odense skal levere overskuddsvarme til fjernvarmenettet i byen. En grunn til at denne typen kjøle-/varmepumpe-teknologi er så utbredt i Danmark, er at de har mange fjernvarmeanlegg samt at temperaturnivået i fjernvarmenettene er relativt moderat. I Norge er det foreløpig kun to datasentre som leverer overskuddsvarme til fjernvarmenett ved bruk av høytemperatur varmepumper:

- Ved Norges-Teknisk Naturvitenskapelige Universitet (NTNU) i Trondheim ble det i 2014 installert et avansert, skreddersydd kjøle-/varmepumpeanlegg for kjøling av bl.a. superdatamaskinene (Vilje) ved Tungregnesenteret med høytemperatur varmeleveranse til det lokale fjernvarmenettet på universitetet (Gløshaugen). Gjennomsnittlig kjøle- og varmeytelse er hhv. **700 kW** og **1000 kW**. NTNU drift hadde i forkant fått installert en varmevekslersentral mellom primærnettet, som driftes med svært høy vanntemperatur ($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$), og NTNUs lokalnett (sekundærnett). Maks. turtemperatur i nettet er nå 70 til $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ med returtemperaturer under $65\text{ }^{\circ}\text{C}$. Maks. utgående vanntemperatur fra kjøle-/varmepumpeanlegget er **$80\text{ }^{\circ}\text{C}$** , og pga. avansert teknologi oppnår anlegget en årsvarmefaktor (SCOP⁶) på ca. 3,0. Det tilsvarer ca. 65 % energisparing i forhold til elektrisk oppvarming. Anlegget, som har ca. 95 % utnyttelsesgrad av overskuddsvarmen, har en årlig varmeleveranse på ca. 7 GWh/år og en energisparing på ca. 4,5 GWh/år.



Figur 7-45 Systemskjema for datakjøleanlegget ved NTNU med høytemperatur varmegjenvinning.

- Digiplex er Nordens ledende datasenterleverandør. I 2021 ble det installert et unikt **3,3 MW** kjøleanlegg for kjøling av Digiplex sitt datasenter på Ulven i Oslo. Anlegget har høytemperatur varmegjenvinning til returledningen i Fortum Oslo Varme sitt fjernvarmenett. Anlegget har ca. 5 MW varmeytelse, og maks. leveransetemperatur er **$85\text{ }^{\circ}\text{C}$** . Gjennomsnittlig effektfaktor (SPF) er ca. 3,0. I byggetrinn 2 vil anlegget få 6,6 MW kjølekapasitet og ca. 10 MW varmeytelse. Kjøleanlegget med varmegjenvinning inngår i både Digiplex og Fortum Oslo Varme sin satsing på bærekraftige løsninger.

⁶ Årlig varmeleveranse dividert på årlig tilført el.energi for drift av anlegget

Hvis det skal være mulig å utnytte overskuddsvarmen fra kjøleanlegg i et datasenter, er det helt avgjørende at datasenteret legges i rimelig nærhet til et fjernvarmenett eller større nærvarmenett, og at fjernvarmeselskapet eller eier av nærvarmenettet er interessert i å kjøpe varmen til en pris som gir akseptabel lønnsomhet. Det må også tas hensyn til at et kjøleanlegg med høytemperatur varmegjenvinning har mye høyere investeringskostnad og tar mer plass enn et konvensjonelt kjøleanlegg med standard kjølemaskiner hvor overskuddsvarmen kun avgis til uteluft.



Figur 46: Datamaskiner i Digiplex sitt datasenter på Ulven i Oslo (foto Digiplex).



8 REGIONAL STRATEGI FOR ENERGI- OG VARMELØSNINGER FRA 2015

Den regionale strategien for utredningsområdet fra 2015 gir sin anbefaling til energi- og varmeløsning for kommunene. Vi vil i dette kapittelet gi våre kommentarer til denne strategien sett i lys av øvrige elementer i denne rapporten.

8.1 Strategiens innhold og videre anbefalinger

På bakgrunn av scenariebetraktninger og vurdering av handlingsrom har kommunene, Stavanger, Sandnes, Sola, Randaberg, Klepp og Time satt seg følgende mål:

- Planområdets bioenergiressurser skal kartlegges.
- Det skal gjennomføres en kartlegging av konverteringspotensialet i planområdet.
- Alle offentlige bygg skal være konvertert til fjernvarme eller fornybar energi.
- Planområdet skal ha ti nærvarmeanlegg basert på bioenergi innen 2017.
- Utnyttelse av spillvarme fra restavfall skal være 200 GWh i 2020 og øke mot 250 GWh i 2030. Dette forutsetter at gjenbruk og gjenvinning på 70 - 75 % er ivarettatt først.
- Varme fra bioenergi skal økes med 50 GWh innen 2020 og 100 GWh innen 2030.
- 10 % av ny bygningsmasse skal ha passivhus standard fra 2014, områder utenfor kjerneområder for kollektive varmeløsninger prioriteres høyest for slik utbygging.

Strategien tar for seg dagens energiforbruk, framtidig energiforbruk, tilgjengelige energiresurser (herunder bioenergi fra skog/trevirke, biogass, spillvarme, avfall, varmepumper, grunnvarme og solenergi). Dette kan nå oppdateres med nye tall fra denne rapporten for de fleste elementene.

Når det gjelder tiltak, har strategien høyt fokus på kollektive varmeløsninger og kommunes rolle i dette. Vi støtter fokuset på å se på gode helhetlige energiløsninger, men stiller oss spørrende til noen av anbefalingene.

8.1.1 Måloppnåelse

Avsnittet adresserer måloppnåelse knyttet til punktlisten over, basert på dagens situasjon og kunnskapen etablert i arbeidet med denne rapporten. Det er utfordrende å kvantifisere måloppnåelse, eller grad av måloppnåelse, for flere element da definisjonene og beskrivelser har endret seg med tiden.

- Kartlegging av bioenergiressurser: Thema consulting [64] (Lyse) og Carbon Limits [66] har utført studier, ambisjonsnivået er imidlertid senket noe fra 2015 nivå. Fra mål om å utnytt 350 GWh i 2015 (Fylkespotensial) [10] skisseres scenario rundt 150 GWh som mulig i rapporten "Tilrettelegging for bruk av biogass i Rogaland" fra 2020 [65]
- Kartlegging av konverteringspotensialet i planområdet: Til dels dekket av Lyse sin Klimarapport fra 2021 [64]. Definisjonen av klimanøytral energibærer har imidlertid endret seg noe fra 2015 til 2021, hvor elektrisitet også inngår som klima-tiltak.
- Alle offentlige bygg skal være konvertert til fjernvarme eller fornybar energi: Status er ukjent.
- Ti nærvarmeanlegg basert på bioenergi innen 2017: Ikke datagrunnlag, det finnes enkelte flisfyrte anlegg uten konsesjon i området, vi kjenner ikke antallet. Lyse Neo benytter biogass til fjernvarmenettet og naturgass til sine nærvarme-anlegg.
- Utnyttelse av spillvarme fra restavfall skal være 200 GWh i 2020 og øke mot 250 GWh i 2030: Situasjon i 2021 var; Av 150 GWh produsert spillvarme ble 115 GWh solgt til kunde.
- Øke varme fra bioenergi med 50 GWh innen 2020 og 100 GWh innen 2030: Status 2021: 38 GWh, dette inkluderer bare biogass og ikke flisfyrte anlegg.
- 10 % av ny bygningsmasse skal ha passivhus standard fra 2014: Det er ikke avdekket status i denne rapporten.

8.2 Fjernvarme i offentlige bygg, utnyttelse av spillvarme fra restavfall

Et av hovedelementene i tiltakspakken er kollektive varmesystemer og tilknytting til fjernvarme. Her savner vi vurderinger knyttet til energimessige og samfunnsøkonomiske betraktninger rundt videre utbygging av fjernvarme i utredningsområdet. Hva baseres målsetningen om økt utnyttelse seg på, og hvilke betydninger får dette for forbruket av naturgass?

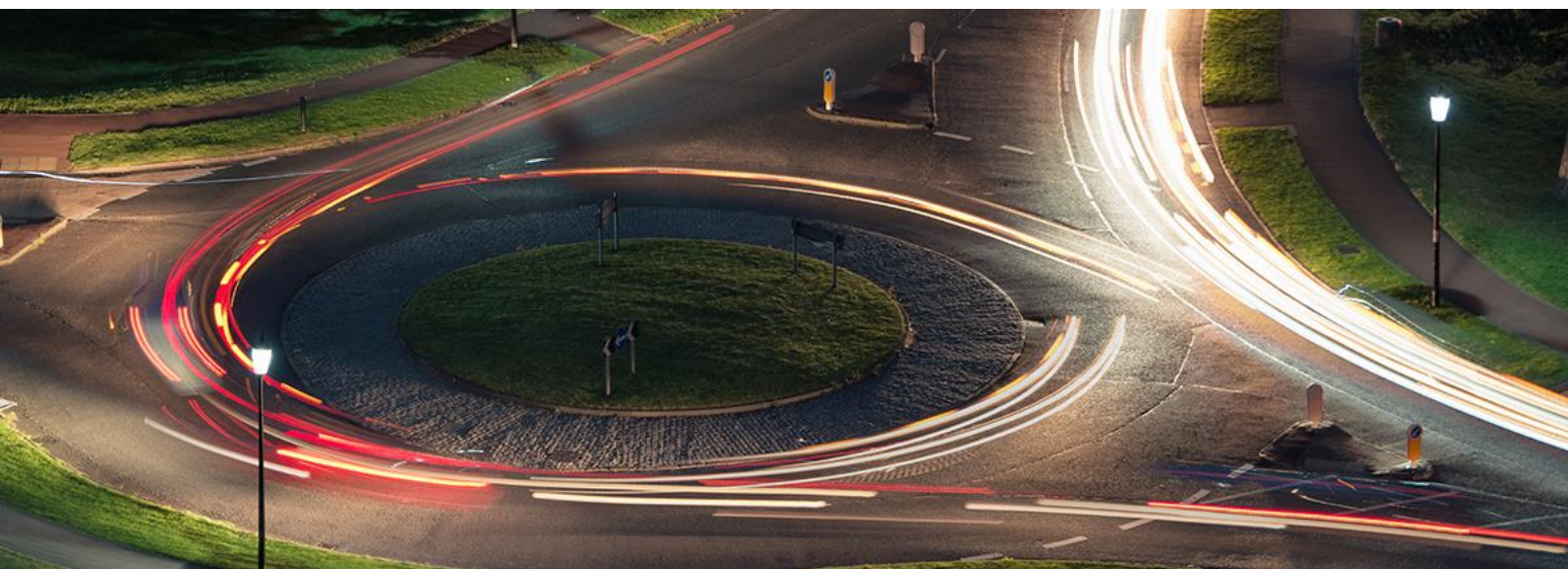
Lyse Neo har fått innvilget konsesjon om en videre utbygging av fjernvarmenettet mellom Bjergsted og Paradis. At dette kan regnes hjem av Lyse Neo basert på prising av fjernvarme har vi ikke noen problemer med å se, men er dette den beste løsningen ut ifra et

energiperspektiv gitt behov for spisslast, investeringer og medfølgende klimaavtrykk for utstyr og anleggsarbeid, samt trafikale konsekvenser for byen? Er dette den beste energiløsningen for bygningene langs traseen som i utgangspunktet vil få tilknytningsplikt? Disse spørsmålene mener vi kommunene og NVE burde vurdert i større grad.

Basert på COWIs kostnadsestimeringsverktøy har etablering av hovednett for fjernvarme i bynære strøk en kostnad på 4-7 mill. per km, fordelingsnett har en prislapp på 12-15 mill. per km. I tillegg kommer utgifter for etablering i bygninger. Kostnadene er vesentlig rimeligere når det legges i nyetablerte boligområder, da unngår man også trafikale problemer. Kanskje hadde det vært andre energiløsninger som var bedre egnet gitt at nye bygg etter TEK-17 primært har et kjølebehov, ref. kapittel 7.1.

8.3 Økning i varme fra bioenergi

Gitt utfordringer knyttet til produksjon av biogass, ser vi begrensende mulighet for å øke biogassproduksjonen. Det kan derimot være muligheter knyttet til andre biologiske produkter som bør sees på. Dette har vi ikke sett på i vår vurdering.



9 ANBEFALINGER OM FRAMTIDIG ENERGILØSNINGER I NETTVERKSKOMMUNENE OG INTEGRERING I KOMMUNENES PLANVERK

9.1 Anbefalte tiltak

Det er et overordnet mål om at regionen skal redusere sine klimagassutslipp og samtidig ha energi nok til å være et attraktivt område for næring og bosetting. Tilgang til energi er svært viktig for å beholde regionens konkurransekraft.

Det er ønsket en oversikt over tiltak på kommunenivå. Vi har derimot valgt en annen struktur da de anbefalte tiltakene i stor grad blir de samme for hver kommune. For tiltak på de store kraftsystemene er det behov for å se utover kommunegrensene. Vi tenker da at det er fordelaktig om Klimanettverk Jæren kan samarbeide om tiltaksplaner.

Vi har kategorisert tiltakene i tre hovedkategorier:

- Store systemer: systemer med kapasitet over 1000 MW og 1000 GWh
- Mellomstore systemet: systemer med kapasitet over 100 MW og 100 GWh
- Mindre enkeltstående systemer: noen MW størrelse og opp mot 10 GWh

9.1.1 Store systemer

Kraftnettet

Elektrisk kraft er ryggraden i regionen når det kommer til store volumer av energi, med lave klimagassutslipp. Tilgang på elektrisk kraft vil være vesentlig for å konvertere fossilt forbruk fra flere sektorer over til mer klimavennlig elektrisk kraft.

Produksjonspotensialet for storskala elektrisk kraft er i stor grad utnyttet i utredningsområdet. Det er derimot et vesentlig potensial i summen av all solenergi som er tilgjengelig,

enten via solceller og elektrisk produksjon, eller solfangere som reduserer elektrisk behov. Kommunene kan tilrettelegge for økt bruk av slike løsninger gjennom god kommunikasjon rundt tillatelsesprosesser, for å realisere slike anlegg hos privatpersoner. Økonomiske intensiver kan også være stimulerende for mer distribuert kraftproduksjon i regionen. Det oppfordres da til å etablere løsninger for å komplimentere ENOVA og andre støtteløsninger, f.eks. rettet mot borettslag eller næringsbygg.

Overføringsnettet for elektrisk kraft i området er gammelt og svært høyt utnyttet. Netteiere i regionen har store planer for fornyelse og økt kapasitet, men tidslinjene er lange. Kommunene i regionen har flere kontaktflater mot nettselskap, både som eiere og plan- og forvaltningsmyndighet. På eiersiden kan kommunene stille tydeligere forventninger til systemets forvaltning og fremdrift. Fremdrift og fokusområdet er også en naturlig del av plan-arbeid hvor kommunene er instans i høringsrunder knyttet til konsesjoner som er nødvendige for etableringen av nye nettanlegg.

Sentrale aktører er Statnett og L-nett

9.1.2 Mellomstore systemer

Naturgassnettet

Rørsystemet til Lyse Neo for distribusjon av natur- og biogass representerer den energibæreren i regionen med fast infrastruktur som har størst energiomsetning utover elektrisitet. Naturgass er imidlertid fossil, og det er en overordnet målsetning om å redusere eller fase ut bruken av naturgass i regionen. Som vi har vært inne på finnes det ulike alternativer for utfasing av naturgass. Det enkleste hadde vært å øke bruken av biogass, men dagens potensiale for bioproduksjon er dessverre begrenset. Øvrige tiltak krever investering i nytt utstyr og infrastruktur.

Biogass

Potensialet for utnyttbar biogass i regionen er i området 60-100 GWh og har en god klimaeffekt, men forholdsvis liten rolle i energisystemet. Det vil ikke være realistisk å kunne erstatte naturgass med biogass fullt ut. Energiutbyttet knyttet til biogassanlegg vil være underordnet andre miljø- og klima-faktorer knyttet til matavfall, biorest og gjødsel.

Fjernvarme

Fjernvarmesystemer er vektet tungt i strategien fra 2015. Fra et regionalt energiperspektiv spiller det imidlertid en svært begrenset rolle at 2 % av energien er levert fra spillvarme. Fjernvarme er primært brukt til oppvarming av bygg og vil ikke erstatte elektrisitet 1:1, snarere 1:0,5 eller mindre. Ved riktig bruk av fjernvarme er imidlertid de lokale effektene positive i et klima- og energi-perspektiv, men må ses i sammenheng med den totale investeringen og behovet for spisslast. **Utnyttelsesgraden til forbrenningsanlegget på Forus var i 2021 ca. 60 %, ved fortsatt vekst i utstrekning må nye spillvarmekilder inn for å holde begrense bruk av annen høyverdige energikilder som biogass og strøm.**

Lyse Neo som største nær- og fjernvarmeaktør i regionen har målsetning om å fase ut fossile innsatsfaktorer i sine anlegg mot 2030. Gassforbruk i 2021, bio- og naturgass var på 68,5 GWh, omtrent som det teoretiske biogasspotensialet i regionen. Elektrisitet benyttes også som spisslast, men gir ikke noe "nettbesparelser" hvis den må benyttes i tunglastperioder, typisk langvarige kuldeperioder. Kostnadsbildet knyttet til fjernvarmeetablering er i liten grad belyst i det offentlige rom.

9.1.3 Mindre enkeltstående tiltak

På de mindre tiltakene har hver enkelt kommune større handlingsrom. Her tenker vi at det mest effektive tiltaket er å begrense behovet for energi ved å gjennomføre energiøkonomiseringstiltak som skissert i kapittel 7. Det er et stort potensial knyttet til renovering/oppgradering av eksisterende bygningsmasser. Gode løsninger i ny bygningsmasse øker også andelen energieffektive bygg i regionen.

Det må gjøres gode helhetlige energivurderinger i forbindelse med nye utbygginger og kommunene bør utarbeide gode strategier for hvordan dette best kan gjøres/hvilken lovhjemmel som kan brukes i de ulike prosjektene. Her er arbeidet knyttet til utarbeidelse av energiløsning for regionens nye sykehus (SUS) et godt eksempel. Det er gjort et grundig tværfaglig arbeid, og man har valgt en framtidsrettet og svært energieffektiv løsning som beskrevet i kapittel 7.1.4

Det er også et stort energipotensial knyttet til utnyttelse av solkraft gjennom solceller og solfangere på alle typer bygg i utredningsområdet. Dette kan vesentlig redusere behovet for å energiimport til utredningsområdet. Økt egenproduksjon eller redusert egetforbruk med solkraft vil dermed frigjøre energi i regionen. Hvorvidt denne frigjorte energien kan nyttiggjøres til å redusere fossilt energiforbruk er imidlertid tett knyttet til tilgang på kraft(effekt) og infrastruktur for overføring av ren kraft.

9.2 Integrering i kommunens planverk

9.2.1 Relevant planverk

De mest relevante kommuneplanene relatert til energi anser vi å være:

- Kommuneplan
- Kommunenes klima og miljøplaner
- Beredskapsplan og risiko- og sårbarhetsanalyser

Kommuneplanen kan forstås som et langsiktig handlingsprogram for utvikling og forvaltning av kommunens arealer n. I henhold til plan- og bygningsloven skal alle kommuner drive løpende kommuneplanlegging med sikte på å samordne den fysiske, økonomiske, sosiale og kulturelle utviklingen i kommunen. Kommuneplanen består av en samfunnsdel og en arealdel. Samfunnsdelen skal ta stilling til langsiktige utfordringer, mål og strategier for kommunesamfunnet. Arealdelen skal angi hovedtrekkene i arealdisponeringen med rammer og betingelser for nye tiltak og formålsrettet arealbruk.

Hovedformålet med klima og miljøplan er å gi kommunen en felles retning i saker som angår energi, klima og miljø og som samtidig er forankret i overordnede nasjonale og fylkeskommunale målsetninger. Den skal sikre bærekraftig utvikling i kommunene.

I tillegg har enhver kommune et krav om å utføre en risiko- og sårbarhetsanalyse (ROS-analyse) som skal legges til grunn for kommunens arbeid med samfunnssikkerhet og beredskap etter Plan- og bygningsloven. Kommunen skal med utgangspunkt i ROS-analysen utarbeide en beredskapsplan.

9.2.2 Elementer som bør få større fokus i kommunens planverk

Vi har tatt en rask titt på de ulike planene i utredningsområdet og ser noen elementer vi mener burde fått større fokus.

Kommuneplan og klima- og miljøplaner

Utbygging av strømmaster og trafostasjoner er ikke populære tiltak i en kommunes arealplanlegging, og det har vært heftig debatt rundt flere trafoprosjekter i utredningsområdet. Det er viktig at inngrepene i naturen gjøres så skånsomt som mulig og som beskrevet i kapittel 4.4, kan noen av tiltakene øke overføringskapasiteten i nettet uten å øke plassbehovet. Det er likevel viktig å få kommunisert til publikum at all produksjon og overføring av energi har et miljømessig fotavtrykk. Trafostasjoner og tilhørende master er viktige ledd i kutting av klimautslipp og elektrifisering. **Vi kan ikke snakke om utslippsreduksjon og elektrifisering uten å inkludere konsekvensene, selv om dette politisk sett ikke er populære tiltak.** Vi anbefaler derfor at kommunene jobber med disse tiltakene, integrerer dette i planverket og sikrer effektiv framdrift, da de også er helt nødvendige for regionens konkurransekraft. Tilstrekkelig strøm er en forutsetning for mye ny virksomhet i det grønne skiftet.

Ny gigant-trafo på Krossberg? Fylkesrådmannen slakter utredningen

Fylkesrådmannen nærmest slakter saksutredningen som er gjort rundt Statnetts planer om å bygge en ny, gigantisk transformatorstasjon på Krossberg i Stavanger.



Derfor valgte vi Tingbøskogen til ny transformatorstasjon

DEBATT: I Stavanger er det vanskelig å finne områder som ikke kommer i konflikt med friluftsinnteresser og boligområder.

Ny gigant-trafo tar skogen på Sunde

En ny gigantisk transformatorstasjon på Sunde vil radere ut et skogsområde på drøyt 40 dekar.



Figur 47: Diverse innlegg fra Stavanger Aftenblad.

Vi anbefaler også at kommunene krever at det gjøres tverrfaglige og helhetlige vurderinger av energiløsninger for større utbygginger og at dette blir en sentral del ved rulling av kommuneplanene. Her må en bruke de lovhjemlene man har, med fokus på bærekraftig arealplanlegging. Som vi har grundig presentert i kapittel 7, finnes det utallige muligheter som gir svært energieffektive løsninger, basert på hvordan man tenker helhetlig og kombinerer energisystemer og utnyttelse av for eksempel spillvarme.

Kommunene kan forplikte seg til høye energikrav på nye offentlige bygg og dermed være forbilde for andre utbyggere. Taksonomiregelverket og kriteriene for bærekraftige aktiviteter vil kunne bidra til å gjøre det enklere å investere i grønne løsninger og teknologi, både for kommunene og kraftprodusentene.

Integrering av solceller i nye og eksisterende fasader er også noe kommunene kan vurdere å få mer på banen i kommuneplanene. Solceller på tak og fasader har en investeringskostnad, men har ellers få konsekvenser for miljøet. For enkelte bygg kan det også være rasjonelt med solfangere for oppvarming av vann. Hva som er mest ideelt kommer an på arealtilgang og bruk.

Beredskapsplan

Etter forskrift om kommunal beredskapsplikt skal kommunene gjennomføre en helhetlig ROS-analyse (§2.d) der blant annet særlige utfordringer knyttet til kritiske samfunnsfunksjoner og tap av kritisk infrastruktur skal være vurdert.

Kraftforsyning og elektrisitet vurderes å være kritisk infrastruktur. På bakgrunn av helhetlig ROS, plikter kommunene å utarbeide langsiktige mål, strategier, prioriteringer og plan for oppfølging av samfunnssikkerhets- og beredskapsarbeidet og vurdere forhold som bør integreres i planer og prosesser etter PBL (§3a og b). Konsekvenser av sårbarheter i kraftforsyning eller krafttilgang bør fremkomme og vurderes i kommuneplanens ROS-analyser.

Nettsystemet i regionen er gammelt flere steder, og har knapt med kapasitet. Kraftsystemutredningen for Sør-Rogaland viser til økt behov for investeringer i nettkomponenter. Nettselskapet visert til høyt antall eldre kraftransformatorer og 300 km med kraftlinjer som er over 50 år gamle. Beskaffenhets, sett i sammenheng med det store gapet mellom tilgang på og behovet for elektrisk kraft, gjør at vi mener at kommunene, hver for seg og sammen, må se på langsiktige strategier for forsyningssikkerheten i utredningsområdet. Som vi har vært inne på tidligere bør kommunene som eiere (i f.eks. Lyse) bruke sine eierposisjoner klokt for å bidra til økt fokus på framdrift og gjennomføringsevne for nett-tiltak.



10 OPPSUMMERING

Det enkleste tiltaket for å få ned utslippene i regionen, er å redusere fossilt drivstoff med elektrifisering. Dette krever økt tilgang på kraft som vi i dag primært får fra vannkraft-produksjon i indre strøk. Vi er avhengig av et robust kraftnett som tåler de effektene som følger med elektrifiseringen. Per i dag er det planlagt en rekke nett-tiltak i utredningsområdet, men mange ligger langt fram i tid, og med dagens framdriftsplan vil vi ikke være i mål med helt nødvendig tiltak før i 2030. Vi anbefaler kommunene å engasjere seg mer i nett-tiltak og bidra til effektive prosesser når det kreves.

For å redusere belastningen på kraftnettet og frigjøre energiresurser i kraftsystemet, er det viktig å se på andre energikilder. Bruk av naturgass er i dag ganske utbredt i utredningsområdet. Bruken har betydelige CO₂-utslipp, og overgang til biogene energikilder vil kunne redusere disse utslippene. Slike endringer vil derimot medføre en del kostnader. Produksjonspotensialet for på biogass er også begrenset som følge av manglende tilgang på gode råvarer å lage biogass av, samt økonomien i disse prosjektene. Økt bruk av solceller og ikke minst solfangere på eksisterende bygningsmasse er her også et godt tiltak som bør vurderes.

Det er også viktig å ha fokus på energieffektiviserende tiltak. Her er det et stort potensial i energibesparende løsninger i nye og eksisterende bygg. Her anbefaler vi at det gjøres gode helhetlige vurderinger for å finne de optimale løsningene. Dette er særlig viktig ved eventuell fremtidig etablering av kraftkrevende industri som datasenter og batterifabrikker, og annen virksomhet som har overskuddsvarme.

Skal en lykkes med å redusere utslippene, er det viktig at kommunene jobber for å få energisikkerhet. Konsekvensene av elektrifisering samt energieffektiviseringstiltak må forstås og bør settes på dagsorden i større grad. Krav og retningslinjer kan hjemles i kommuneplaner.

11 REFERANSER

- [1] Statistisk sentralbyrå, "Elektrisitet," 2022. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>.
- [2] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "NVE Temakart," [Online]. Available: <https://temakart.nve.no/>.
- [3] Lyse Elnett, "Kraftsystemutredningen for Sør-Rogaland Hovedrapport," Lyse Elnett, 2020. [Online]. Available: https://www.l-nett.no/getfile.php/1312681-1606462239/Dokumenter/Utdredninger%20og%20rapporter%20%28KSU%29/Hovedrapport_-_Kraftsystemutredningen_2020.pdf.
- [4] N. Solenergiforening, "Solceller," [Online]. Available: <https://www.solenergi.no/solstrm>.
- [5] Miljødirektoratet og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Bruk av gass til oppvarming," Miljødirektoratet NVE, 2020. [Online]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1623/m1623.pdf>.
- [6] Miljødirektoratet, Sammenlign utslippene i flere kommuner og fylker, 2019.
- [7] D. Spilde, "Energibruk til transport," NVE, 2016.
- [8] V. Holmefjord, "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm," Statnett, 2019.
- [9] Statnett, "Et elektrisk Norge," 2019.
- [10] Rogaland fylkeskommune, Lyse ENergi AS, IVAR, Rambøll og Greater Stavanger, "Regional strategi for energi- og varmeløsninger," 2015. [Online]. Available: <https://www.statsforvalteren.no/siteassets/fm-rogaland/dokument-fmro/miljo/hoyringsdokument/5-regional-strategi-for-energi--og-varmeloysingar-17.06.2014.pdf>.
- [11] E24, "Selger garantier for ren kraft til Europa: Kraftbransjen får milliardinntekt," E24, 2018. [Online]. Available: <https://e24.no/boers-og-finans/i/7lage9/selger-garantier-for-ren-kraft-til-europa-kraftbransjen-faar-milliardinntekt>.
- [12] NVE, "Hvor kommer strømmen fra?," NVE, [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>.
- [13] electricityMap, "Climate Impact by Area," electricityMap.org, [Online]. Available: <https://app.electricitymap.org/map>.
- [14] SSB, "Regionale befolkningsframskrivninger," SSB, 2018. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/befolkning/befolkningsframskrivninger/statistikk/regionale-befolkningsframskrivninger>. [Accessed 2020].
- [15] Lyse Elnett, "Presentasjon - Regionalt kraftsystemmøte 2020," Lyse Elnett, 01 12 2020. [Online]. Available: <https://www.l-nett.no/getfile.php/1314007-1607333982/Dokumenter/Utdredninger%20og%20rapporter%20%28KSU%29/Kraftsystemm%C3%B8te%20S%C3%B8r-Rogaland%2001.12.2020%20%281%29.pdf>.
- [16] Lyse Neo, "Lyse Neo AS - Fjernvarmekonsesjon Stavanger - Sandnes/ Forus og Urban Sjøfront," Lyse Neo / NVE, [Online]. Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=4475&type=A-7>.
- [17] DNV GL for Energi Norge, "1,5 C - Hvordan Norge kan gjøre sin del av jobben," DNV GL, 11 03 2019. [Online]. Available: https://www.energinorge.no/contentassets/e240e537c0a14dc19f89355b8f8b7c32/15c--hvordan-norge-kan-gjore-sin-del-av-jobben-rev_1.pdf.
- [18] Statnett, "Nettutviklingsplan 2021," Statnett, 2021. [Online]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>.
- [19] Stein Halvor Jupskås, Stavanger Aftenblad, "Kommunestyre bekymret for knapphet på strøm," Stavanger Aftenblad, 28 09 2021. [Online]. Available: <https://www.aftenbladet.no/lokalt/i/y4OEWr/kommunestyret-bekymret-for-knapphet-paa-stroem>.

- [20] Statnett, "Det grønne taktskiftet," Statnett, [Online]. Available: <https://www.statnett.no/contentassets/f76ce639c846448190179b00b7f0222d/statnetts-strategi-for-web.pdf>.
- [21] L-nett, "River den gamle kraftlinjen mellom Opstad-Holen," L-nett, 11 10 2021. [Online]. Available: <https://www.l-nett.no/nyheter/river-den-gamle-kraftlinjen-mellom-opstad-holen>.
- [22] Statnett, "Nettutvikling Nord-Jæren," Statnett, 12 02 2020. [Online]. Available: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/region-sor/nettutvikling-nord-jaren/>.
- [23] Miljødirektoratet og NVE, "Bruk av gass til oppvarming," 2020.
- [24] L. K. C. P. K. A. Gitlesen S., "Biogass/biorestproduksjon som bærekraftig gjødselhåndteringsstrategi på Jæren," NORCE Miljørapport-norce-5_2019_rffvest-biogass_signert.pdf (www.ha.no), 2019.
- [25] T. H. M. S. I. I. Å. J. M. K. Voss, "Utredning av muligheter for biogassproduksjon på Finnøy/Rennesøy," 2020. [Online]. Available: <https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2020/11/Rapport-v-2.pdf>.
- [26] I. IKS, "Årsrapport 2020 - IVAR," 2020.
- [27] S. I. IKS, Møteinnkalling, 2021.
- [28] H. Raadal, "Potensiale for biogass i Norge," https://bellona.no/content/uploads/sites/2/2015/06/fil_Bellonaseminar_231008_Potensialstudie_biogass1.pdf, 2008.
- [29] Carbon Limits, Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030, Miljødirektoratet, 2019.
- [30] Carbon Limits, Verktøy for beregning av klimaeffekten ved produksjon og bruk av biogass og biorest, 2020.
- [31] L. T. Havstad and Å. Asdal, "Bruk av pelletert og granulert slam i landbruk og grøntanlegg," Grønn kunnskap Vol.9 Nr.124 – 2005, 2005.
- [32] E. Norgaard, "Bioresten fra biogassanlegg – Hva kan den brukes til?," 2017.
- [33] International Energy Agency (IEA), "Solar Energy Perspectives," 2011.
- [34] Statistisk sentralbyrå (SSB), "Arealbruk og arealressurser," 2021. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/10781/>.
- [35] K. K. I. J.-W. A. T. N. S. S. Bódis, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union," Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., Szabó, S., 2019. A high-resoluRenewable and Sustainable Energy Reviews 114, 109309.. doi:10.1016/j.rser.201, 2019.
- [36] European Commission, "PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM," European Commission, 2022. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.
- [37] NIRAS og Multiconsult, "Stavanger kommune kartlegging solenergi," Stavanger kommune, 2022.
- [38] U. E. I. Administration, "Independent Statistics and Analysis - U.S. Energy Information Administration," U.S. Energy Information Administration, Forms EIA-860 and EIA-923, 25 02 2015. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=20112>. [Accessed 19 04 2022].
- [39] IEA, "IEA.org," IEA, 11 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>. [Accessed 19 04 22].
- [40] O. S. AS, "oceansun.no," oceansun, [Online]. Available: <https://oceansun.no/project/test-project/>. [Accessed 19 2022 04].
- [41] Store norske leksikon, "primærproduksjon," 14 05 2019. [Online]. Available: <https://snl.no/prim%C3%A6rproduksjon>. [Accessed 19 04 2022].
- [42] Store norske leksikon, "eutrofiering," 20 02 2018. [Online]. Available: <https://snl.no/eutrofiering>. [Accessed 19 04 2022].

- [43] THEMA Consulting Group og Multiconsult, "Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i Norge mot 2040," Solenergiklyngen, 2021.
- [44] A. Bolin, Pricing the Sun - a hedonic approach on the influence of photovoltaic systems on house prices in Sweden, Swedish University of Agricultural Sciences, Department of Economics, 2019.
- [45] NVE, "NVE Temakart: Vindressurs," NVE, [Online]. Available: <https://temakart.nve.no/tema/vindressurser>.
- [46] World Commission on Environment and Development, "Our Common Future," 1987.
- [47] T. I. Bøhn, "Kostnader for energieffektivisering i bygg," Norges Vassdrags- og Energidirektorat. NVE ekstern rapport 6/2021 utarbeidet av Multiconsult AS, 2021.
- [48] I. H. Magnussen, "Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge," Norges Vassdrags- og Energidirektorat. NVE ekstern rapport 8/2020 utarbeidet av Asplan Viak AS, 2020.
- [49] Statistisk sentralbyrå (SSB), "Bygningsmassen," 2022. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/bygg-og-anlegg/statistikk/bygningsmassen>.
- [50] O. Ø. Smedegård, "Analyse av forenkla vassborne varmedistribusjonssystem for større bygninger," Masteroppgave ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU), Institutt for energi- og prosessteknikk, 2012.
- [51] J. S. O. Ø. Stene, "Hensiktsmessige varme- og kjøleløsninger, Del 1: Bygningers effekt- og energibehov til oppvarming og kjøling, Del 2: Vurdering av dagens krav til termisk energiforsyning i bygninger," Enova SF, 2013.
- [52] S. S. Østby and K. A. Brenna, "Slik kutter vi energibruken i bygg. Virkemidler for energieffektivisering som tar oss til 10 TWh," Zero Emission Resource Organization (ZERO), 2017.
- [53] R. I. M. Hagemoen, "Varmepumpestatistikk," Norsk varmepumpeforening (NOVAP), 2022.
- [54] D. Lund, "Varmepumpemarkedet mot 2030," Prognosesenteret - foredrag ved Varmepumpekonferansen 11.03.2020, 2020.
- [55] B. B. T. Ø. A. Ramm, "Framskrivning av energibruk og effekttopper til 2050 ved lav og høy bruk av varmepumper," Norsk varmepumpeforening (NOVAP) - rapport utarbeidet av Multiconsult AS, 2020.
- [56] R. H. F. H. F. P. P. H. B. B. L. B. O. Ramstad, "Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial," Norges Vassdrags- og Energidirektorat. Rapport fra Asplan Viak AS, 2011.
- [57] Norges geologiske undersøkelse (NGU), "KART PÅ NETT," 2022. [Online]. Available: <https://www.ngu.no/side/om-ngu>.
- [58] E. Olsen and F. Skaug Fadnes, Triangulum i Stavanger – bruk av kloakk som varmekilde, 2019.
- [59] WSP, "Ny gjennomføringsmodell for EPC-prosjekter," [Online]. Available: <https://www.wsp.com/nb-NO/prosjekter/ny-gjennomforingsmodell-for-epc-prosjekter>.
- [60] I. fylkeskommune, "Veileder for oppstart av EPC-prosjekt," Innlandet fylkeskommune - Effect4Buildings - European Regional Development Fund, Hamar, 2020.
- [61] KS, "Veileder i EPC-prosessen," KS, 2016.
- [62] C. A. R. B. L. G. T. J. J. N. I. Meyer, "Kunnskapsgrunnlag om datalagringsentre," Rogaland Fylkeskommune, 2021.
- [63] Tekniske Nyheter, "Kun syv danske datasentre utnytter overskuddsvarmen," 2021. [Online]. Available: <https://tekniskenyheter.no/artikler/aktuelt/kun-syv-danske-datasentre-utnytter-overskuddsvarmen>.
- [64] Thema Consulting for Lyse og Haugaland Kraft, "Klimarapport Rogaland 2017-2019 og utvikling til 2030," 03 2021. [Online]. Available: <https://www.lysekonsern.no/getfile.php/137460->

1620720796/Rapporter%20og%20andre%20eksterne%20dokumenter/Klimarapport%20Rogaland%202017-2019%20-%20Lyse%20og%20Haugaland%20Kraft.pdf.

[65] Carbon Limits, "Tilrettelegging for bruk av biogass i Rogaland," 2018. [Online]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klimasats/2017/tilrettelegging-for-bruk-av-biogass-i-rogaland/#>.

[66] Example Author, Example Title, 2020.

[67] Rambøll, "STRATEGI FOR ENERGIOG VARMEØSNINGER i Rennesøy, Randaberg, Sola, Stavanger, Sandnes og bybåndet sør med Klepp og Time," Rambøll m.f., 2015. [Online]. Available:

<https://www.stavanger.kommune.no/siteassets/samfunnsutvikling/planer/strategier/energi-og-varmestrategi-jaren.pdf>.

[68] L. K. C. P. K. A. Gitlesen S., "Biogass/biorestproduksjon som bærekraftig gjødselhåndteringsstrategi på Jæren," Gitlesen S., Lyng, K-A., Callewaert P., Krøvel, ANORCE Miljø-rapport-norce-5_2019_rffvest-biogass_signert.pdf (www.ha.no), 2019.

[69] O. S. H. N. T. U. S. S. L. T. S. Stav, "Strategi for energi- og varmeløsninger i Rennesøy, Randaberg, Sola, Stavanger, Sandnes og by-båndet sør med Klepp og Time," Rogaland fylkeskommune, 2014.

[70] Carbon Limiits, "Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030," <https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2020/01/Rapport-biogasspotensial.pdf>, 2019.

[71] E. Haug, "Reducing the Cost of Energy Day and Night, Throughout the Year," Apex Clean Energy. [Online].