

Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge

Oslo Economics / Asplan Viak



Ekstern rapport nr. 8/2020

Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Ingrid H. Magnussen, NVE
Forfatter: Oslo Economics / Asplan Viak
Forsidefoto: iStockphoto
ISBN: 978-82-410-2017-9
ISSN: 2535-8235

Sammendrag: NVE har fått gjennomført en utredning om potensialet for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge. Dette innebærer en kartlegging av etterspørselen etter oppvarming og kjøling, kartlegging av tilbudet av oppvarming og kjøling, vurdering av potensialet for utnyttelse av spillvarme og kost-nytteanalyse av løsninger for effektivisering av oppvarming og kjøling.

Noen utvalgte løsninger for å effektivisere oppvarming i Norge er analysert. Tre av dem vurderes som relevante for Norge, men i ulik grad. Disse er:

- Økt bruk av varmepumper.
- Økt utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning gjennom termisk lagring.
- Kraftproduksjon basert på utnyttelse av spillvarme fra industri.

Hvor mye hver av de kan bidra med, og hvor lønnsomme de vil være, avhenger av blant annet markedsmessige og lokale forutsetninger.

Potensialet for utnyttelse av spillvarme fra norsk industri, avfallsforbrenningsanlegg og datasentre er vurdert, med noen hovedfunn. Potensialet for økt kraftproduksjon basert på spillvarme i industrien vurderes å være under 380 GWh/år, sannsynligvis betydelig lavere. Det teoretiske potensialet for økt utnyttelse av avfallsforbrenning til varme er rundt 1 TWh/år, hvor det meste av dette er fra avfall som brennes om sommeren når fjernvarmebehovet er lavt. Den samlede energibruken til datasentre representerer øvre grense for det teoretiske potensialet for utnyttelse av deres spillvarme. NVE anslår at energibehov til datasentre i Norge vil stige fra rundt 0,8 TWh i 2019 til 4-9 TWh i 2040. Det teknisk-økonomiske potensialet avhenger av en rekke faktorer, og vil være lavere enn det teoretiske potensialet.

Emneord: Varme, kjøling, vannbåren, varmemarked, spillvarme, datasentre, avfall, avfallsforbrenning, fjernvarme, varmepumper, oppvarming, potensial, teknisk-økonomisk, kost-nytteanalyse, effektivisering, Energieffektiviseringsdirektivet (EED)

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29

Postboks 5091 Majorstuen

0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

april, 2020

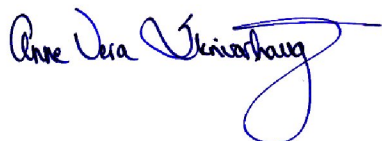
Forord

Norge har et mål om å redusere klimagassutslipp med minst 50% i 2030 sammenlignet med 1990 nivå. Energieffektivisering vil være et av flere viktige virkemidler for å nå de ambisiøse målene. Varme og kjøling utgjør er en stor del av den stasjonære energibruken i Fastland Norge, med hele 73 TWh. Det er derfor viktig å ha god oversikt og kunnskap om denne, for å kunne skape et helhetlig, effektivt og fossilfritt energisystem.

Denne rapporten gir en kartlegging og et helhetlig bilde av energi som benyttes til oppvarming og kjøling i Norge, og en vurdering av potensialet for effektivisering av energibruken som går til oppvarming og kjøling. Kartleggingen er gjennomført av Oslo Economics i samarbeid med Asplan Viak.

Norge skal implementere EUs energieffektiviseringsdirektiv (EED), som har et helhetlig blikk på energibruk og energikilder. Kartleggingen og resultatene i denne rapporten vil bli brukt videre i NVEs og OEDs arbeid med oppfølging av varme og kjøling i Norge.

Oslo, april 2020



Anne Vera Skriverhaug

Direktør

Energiavdelingen



Ane Torvanger Brunvoll

Seksjonssjef

Seksjon for Energibruk og Teknologier

Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge

OE-rapport nr. 2019-42

Utarbeidet på oppdrag fra Norges vassdrags- og energidirektorat

Om Oslo Economics

Oslo Economics utreder økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, myndigheter og organisasjoner. Våre analyser kan være et beslutningsgrunnlag for myndighetene eller et informasjonsgrunnlag i rettslige prosesser. Vi forstår problemstillingene som oppstår i skjæringspunktet mellom marked og politikk.

Oslo Economics er et samfunnsøkonomisk rådgivningsmiljø med erfarne konsulenter med bakgrunn fra offentlig forvaltning og ulike forsknings- og analysemiljøer. Vi tilbyr innsikt og analyse basert på bransjeerfaring, sterk fagkompetanse og et omfattende nettverk av samarbeidspartnere.

Om Asplan Viak

Asplan Viak er et av Norges største rådgivende ingeniør- og arkitektfirmaer. Selskapet har i snart 60 år bistått med tverrfaglig rådgivning og analyser til offentlig og privat virksomhet. Vi har ca. 900 medarbeidere, fordelt på over 30 kontorsteder.

Asplan Viak har en stor energi- og miljøavdeling med ca. 30 rådgivere i Bergen, Trondheim og Sandvika som har spisskompetanse på blant annet tidligfase energi- og klimaplanlegging for bygg og områder. I de siste par årene har mye av virksomheten vært rettet mot konseptutredningsprosjekter på områdenivå, f.eks. utredning av potensiale for produksjon og lagring av termisk og elektrisk energi på nye NTNU Gløshaugen.

Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge/ 2019-42

© Oslo Economics, 18. februar 2020

Kontaktperson:

Jostein Skaar / Senior partner

jsk@osloeconomics.no, Tel. +47 959 33 827

Foto/illustrasjon: Getty Images (iStockphoto.com)

Innhold

Sammendrag	5
1. Innledning og bakgrunn	9
1.1 Bakgrunnen for oppdraget	9
1.2 Innholdet i og formatet på utredningen	9
1.3 Leseveiledning og avgrensning av analysen	9
1.4 Informasjonskilder som er benyttet i utredningen	10
1.5 Kartløsning	10
1.6 Rapportens struktur	11
2. Etterspørsel etter oppvarming og kjøling i Norge	12
2.1 Metode for å beregne energibruk til oppvarming og kjøling	12
2.2 Energibruk til oppvarming og kjøling	13
2.3 Fordeling av energibruk mellom oppvarming og kjøling	14
2.4 Tilført og nyttbar energi til oppvarming og kjøling	14
3. Tilbud av oppvarming og kjøling i Norge	16
3.1 Oversikt over energikilder til oppvarming og kjøling	16
3.2 Elektrisitet	17
3.3 Fjernvarme	17
3.4 Fjernkjøling	18
3.5 Lokale varmeanlegg	19
3.6 Ved	20
3.7 Varmepumper	20
4. Potensialet for utnyttelse av spillvarme	21
4.1 Introduksjon	21
4.2 Spillvarme fra industrien	21
4.2.1 Kartlegging av potensialet for utnyttelse av spillvarme fra industrien i 2009	21
4.2.2 Aktuelt potensial for utnyttelse av spillvarme i industrien til kraftproduksjon	23
4.2.3 Aktuelt potensial for utnyttelse av spillvarme i industrien til øvrige formål	25
4.3 Varme fra avfallsforbrenningsanlegg	26
4.4 Spillvarme fra datasentre	27
4.5 Spillvarme fra små anlegg	28
5. Kost-nytteanalyse av løsninger for effektivisering av oppvarming og kjøling	30
5.1 Introduksjon	30
5.2 Referansealternativet	30
5.3 Overordnet vurdering av løsningenes relevans	31
5.3.1 Utnyttelse av spillvarme fra industrien	31
5.3.2 Utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning	31
5.3.3 Høyeffektiv kogenerering (kraftvarmeverk)	31

5.3.4	Utnyttelse av fornybare energikilder	31
5.3.5	Varmepumper	33
5.3.6	Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett	33
5.4	Sentrale forutsetninger for kost-nytteanalysen	33
5.5	Utnyttelse av spillvarme fra industri til kraftproduksjon	34
5.6	Utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning gjennom termisk lagring	37
5.6.1	Introduksjon	37
5.6.2	Energilager i fjell	38
5.6.3	Kortsiktig termisk lagring ved akkumulatortank	41
5.7	Økt bruk av varmpumper	42
6.	Referanser	46
Vedlegg A	Beregning av energibruk til oppvarming og kjøling	51
Vedlegg B	Bruksvirkningsgrader ved beregning av nyttbar energi	54
Vedlegg C	Klassifisering av energikilder i sentrale og lokale kilder	55
Vedlegg D	Fjernvarme og -kjøling 2018 – Produksjon og aktører	56
Vedlegg E	Forutsetninger for referansealternativet	60
Vedlegg F	Oversikt over aktuelle teknologier	62
Vedlegg G	Prosjekter med støtte fra Enova 2008-2018	63

Sammendrag

Bakgrunnen for oppdraget

Frem til 2030 har EU som mål å redusere klimagassutslippene med minst 40 prosent sammenlignet med 1990. Energieffektivisering og økt andel fornybar energi er identifisert som viktige tiltak for å nå dette målet.

Energieffektiviseringsdirektivet (EED) stiller en rekke formelle krav til EUs medlemsland. Den norske regjeringen har konkludert med at direktivet skal innlemmes i EØS-avtalen, med nødvendige tilpasninger. Artikkel 14 i EED innebærer at hvert medlemsland må gjennomføre en kartlegging av energi som benyttes til oppvarming og kjøling, samt en vurdering av potensialet for effektivisering av energibruken som går til oppvarming og kjøling. Kravet er nærmere beskrevet i den reviderte versjonen av direktivets Annex VIII (EU, 2019b).

Utredningsoppdrag for NVE

For å dekke rapporteringskravene i Annex VIII, og for å bidra til bedre kunnskap for norske aktører, har NVE utlyst en utredning om potensialet for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge. Utredningsoppdraget ble tildelt Oslo Economics og Asplan Viak. Følgende analyser er gjennomført i denne utredningen:

- Kartlegging av etterspørselen etter oppvarming og kjøling.
- Kartlegging av tilbudet av oppvarming og kjøling.
- Vurdering av potensialet for utnyttelse av spillvarme.
- Kost-nytteanalyse av løsninger for effektivisering av oppvarming og kjøling.

I dette sammendraget vil vi redegjøre for de viktigste forutsetningene for, og funnene fra, disse analysene.

Leseveiledning

Denne rapporten skal blant annet brukes til dekke rapporteringskravene i artikkel 14 i EED. Som følge av dette har vi anvendt en del begreper og kategoriseringer som kan virke dårlig tilpasset det norske, vannkraftbaserte kraftsystemet. Videre er analysen avgrenset til én del av energieffektiviseringsarbeidet. Med direktivbegrepet «effektivisering av oppvarming og kjøling» menes i hovedsak å utnytte varmekilder som hittil ikke er utnyttet, samt utnytte varmekilder som er i bruk på en bedre måte. Andre typer tiltak, herunder byggetekniske krav, er ikke vurdert i denne utredningen. Grunnen er at slike tiltak ikke er omfattet av artikkel 14 i EED.

Etterspørsel etter oppvarming og kjøling i Norge

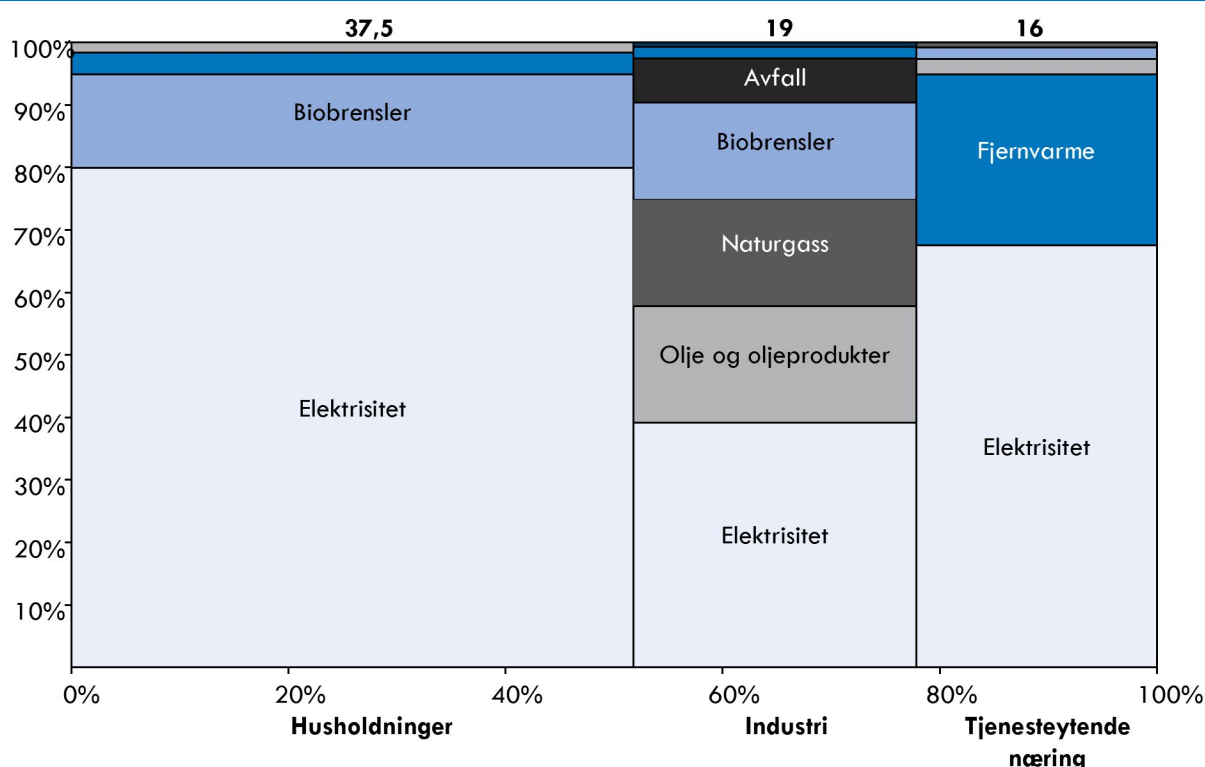
Oppvarming omfatter i denne utredningen oppvarming av bygninger, vann og prosesser som krever varme (for eksempel treforedling). Prosesser der energivaren selv er avgjørende for produksjon, for eksempel elektrisitet til elektrolyse, regnes ikke som oppvarming. Kjøling omfatter kun kjøling av bygninger.

Vi har brukt følgende forutsetninger i beregningen av etterspørsel etter oppvarming og kjøling:

- Tatt utgangspunkt i SSBs statistikk over samlet energibruk i Norge (216 terrawattimer (TWh) i 2018).
- Begrenset analysen til forbruksgrupper som utgjør mer enn 5 prosent av samlet energi til oppvarming og kjøling: husholdninger, industri og tjenesteyting (begrensning i tråd med energieffektiviseringsdirektivet).
- Estimert andelen av energibruken til de tre forbruksgruppene som går til oppvarming og kjøling. Estimater er gjort per forbruksgruppe, fordelt på forbruket av ulike energiformer (for eksempel elektrisitet, bio og fjernvarme). Kildene for estimatene har i hovedsak vært skriftlige kilder og ekspertintervjuer.

Ved hjelp av denne fremgangsmåten har vi estimert at samlet energibruk til oppvarming og kjøling (tilført energi) var 72,5 TWh i 2018 for husholdninger, industri og tjenesteytende næring, se Figur 1.

Figur 1: Etterspørsel etter oppvarming og kjøling i 2018, tall oppgitt i TWh/år (tilført energi)



Kilde: SSB, Oslo Economics og Asplan Viak (2019). Kategoriseringen følger SSBs statistikkinnndeling. I figuren betegner «avfall» avfall som brukes i industrien til oppvarmingsformål.

Hovedfunnene fra etterspørselsanalysen er at:

- Husholdninger står for rundt halvparten av energibruken til oppvarming og kjøling (ca. 37,5 TWh/år). Mesteparten (ca. 80 prosent) av oppvarmingen i husholdninger gjøres ved hjelp av elektrisitet, om lag 15 prosent gjøres ved hjelp av biobrensler, hvor vedfyring utgjør en betydelig andel.
- Industri står for rundt en fjerdedel av energibruken til oppvarming og kjøling (ca. 19 TWh/år). Den viktigste energiformen er elektrisitet (nesten 40 prosent). Olje, naturgass og biobrensler står for rundt 15 prosent hver.
- Tjenesteytende næring står for i underkant av en fjerdedel av energibruken til oppvarming og kjøling (ca. 16 TWh/år). Oppvarmingen og kjølingen gjøres i hovedsak ved hjelp av elektrisitet (ca. 65 prosent) og fjernvarme (ca. 30 prosent).

Tilbud av oppvarming og kjøling i Norge

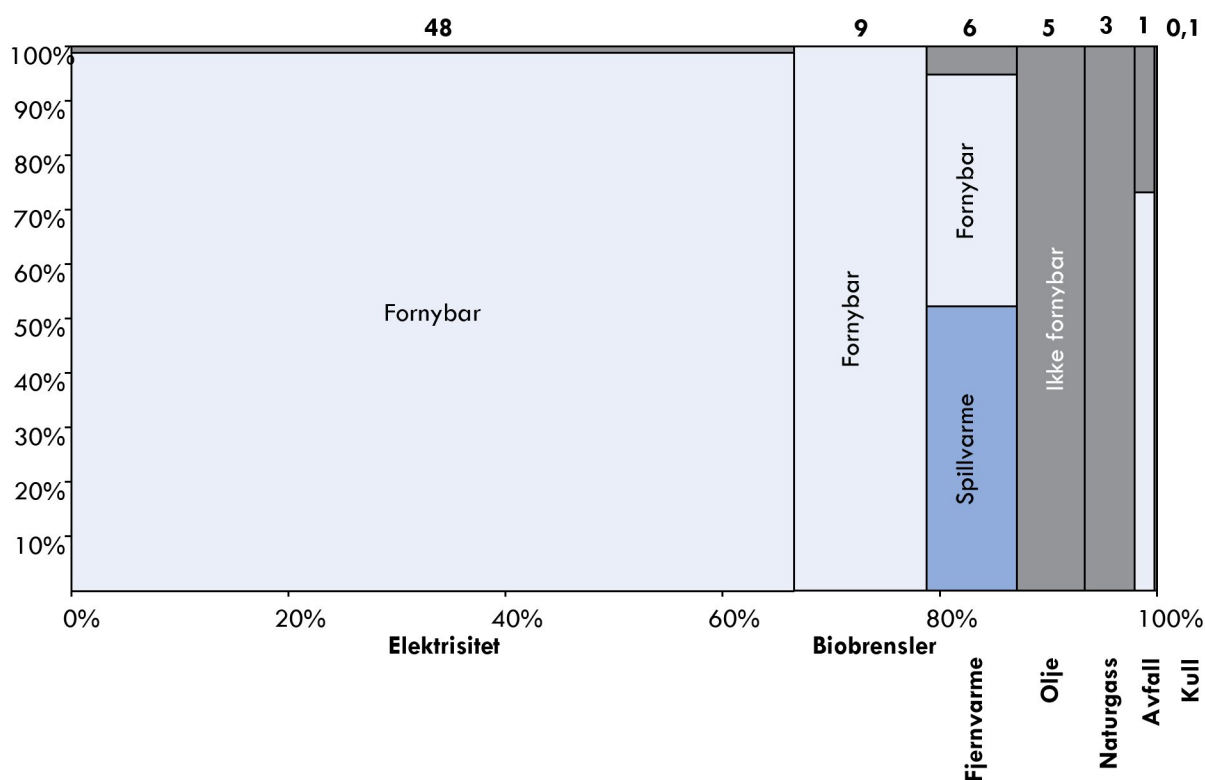
Vi har brukt følgende forutsetninger i vår analyse av tilbudet av oppvarming og kjøling i Norge:

- Definert tilbud av oppvarming og kjøling som tilført energi, det vil si energien som mottas av de tre største forbruksgruppene.
- Kategorisert andelen av ulike energiformer som hører til de tre kategoriene: fornybare energikilder, ikke-fornybare energikilder og spillvarme. Blant annet har vi lagt til grunn at fornybarandelen i norsk elektrisitet er rundt 98 prosent (tilsvarende norsk produksjonsmiks) og at fjernvarme er basert på om lag 50 prosent varme fra avfallsforbrenning, 45 prosent fornybare energikilder og 5 prosent ikke-fornybare energikilder.

Hovedfunnene fra tilbudsanalysen er oppsummert i punktene og Figur 2:

- Elektrisitet står for mesteparten av tilført energi til oppvarming og kjøling (ca. 67 prosent), etterfulgt av biobrensel (ca. 12 prosent), fjernvarme (ca. 8 prosent) og oljeprodukter (ca. 6 prosent).
- Fornybare energikilder står for rundt 83 prosent av energibruken til oppvarming og kjøling. Ikke-fornybare energikilder står for rundt 13 prosent, mens spillvarme står for rundt 4 prosent.

Figur 2: Tilbud av oppvarming og kjøling fordelt på energivare og kilde i 2018 i TWh/år (tilført energi)



Kilde: SSB, Oslo Economics og Asplan Viak (2019). Kategoriseringen følger SSBs statistikkinnndeling. I figuren betegner «avfall» avfall som brukes i industrien til energiformål.

Potensialet for utnyttelse av spillvarme

Som en del av denne utredningen har vi vurdert potensialet for utnyttelse av spillvarme fra norsk industri, avfallsforbrenningsanlegg og datasentre.

Som grunnlag for analysen har vi i hovedsak brukt følgende kilder:

- Norsk Energi og NEPAS sin kartlegging av spillvarmekilder i industrien i 2009.
- Enovas potensialstudie for energieffektivisering i norsk landbasert industri i 2009.
- Informasjon fra Enova om spillvarmekilder som er blitt utnyttet siden 2009.
- Informasjon fra SSB, NVE og andre kilder om utvikling i industristruktur, kraftpris og teknologi.
- Informasjon om varme fra avfallsanlegg fra SSB.
- NVEs estimat på gjeldende og fremtidig energibehov fra datasentre i Norge.

Hovedfunnene er at:

- Potensialet for økt kraftproduksjon basert på spillvarme i industrien vurderes å være under 380 GWh/år, sannsynligvis betydelig lavere. Dette anslaget er basert på et estimat på det teknisk-økonomiske potensialet i 2009 (1 150 GWh/år), vår kartlegging av prosjektene som er blitt realisert siden (770 GWh/år), samt vår vurdering av den teknologiske og markedsmessige utviklingen, endringer i industristrukturen og av attraktiviteten til gjenværende kilder, sammenlignet med dem som allerede er blitt utnyttet. Vår analyse viser at mye av potensialet for kraftproduksjon som ble identifisert i 2009 er blitt realisert. Dette skyldes blant annet Enovas støtteordninger.
- Det teoretiske potensialet for økt utnyttelse av avfallsforbrenning til varme er rundt 1 TWh/år. Potensialet består for det meste av avfall som brennes om sommeren når fjernvarmebehovet er lavt. En del av varmen som produseres fra avfall sommerstid kan i prinsippet lagres i sesongvarmelagre, bl.a. i berggrunnen, for utnyttelse vinterstid.
- Den samlede energibruken til datasentre representerer en øvre grense for det teoretiske potensialet for utnyttelse av deres spillvarme. NVE anslår at energibehovet til datasentre i Norge vil stige fra rundt 0,8 TWh i 2019 til mellom 4 og 9 TWh i 2040. Det teknisk-økonomiske potensialet avhenger blant annet av

bruksvirkningsgrader og nærhet til kunder, og vil være lavere enn det teoretiske potensialet. I et miljø- og ressursperspektiv vil det fremover være viktig å se på muligheter for utnyttelse av spillvarme når beliggenheten til nye datasentre vurderes.

Kost-nytteanalyse av løsninger for energieffektivisering av oppvarming og kjøling

I henhold til krav i energieffektiviseringsdirektivet, har vi vurdert relevansen til seks løsninger for energieffektivisering av oppvarming og kjøling i Norge. En løsning vurderes som relevant, med mindre den av tekniske, økonomiske eller regulatoriske årsaker er uaktuell i norsk sammenheng. Dersom det ikke er tilstrekkelig informasjon til å gjennomføre en kost-nytteanalyse av løsningene er disse heller ikke vurdert videre.

Vi har vurdert at disse tre løsningene er mindre relevante i norsk sammenheng:

- *Høyeffektiv kogenerering (kraftvarme)*: Ikke relevant i Norge på grunn av tilgang på fornybar vannkraft og fravær av termisk kraftproduksjon.
- *Erstatte fossile energikilder med fornybare*:
 - *Erstatte fossilt brensel i spisslast og reserve i fjernvarmeproduksjon*: Ikke relevant fordi kostnaden anses som uforholdsmessig høy.
 - *Erstatte olje- og gass til oppvarming i husholdninger og tjenesteytende næring*: Ikke relevant fordi denne fossile energibruken fra olje uansett fases ut om kort tid (for gass er det foreløpig ingen vedtak).
 - *Erstatte olje, gass og kull til oppvarming i industrien*: Vi har i analysefasen i dette oppdraget (høsten 2019), manglet informasjon per prosess for å vurdere disse løsningene.
- *Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett*: I og med at det meste av norsk fjernvarmeinfrastruktur er mindre enn 15-20 år, og dermed relativt energieffektivt, vurderes denne løsningen å være mindre relevant.

Videre har vi vurdert at følgende løsninger er relevante å vurdere for å effektivisere oppvarming i Norge:

- Økt bruk av varmepumper.
- Økt utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning gjennom termisk lagring.
- Kraftproduksjon basert på utnyttelse av spillvarme fra industri.

Vår analyse viser at samtlige av disse tre løsningene kan være lønnsomme i Norge. Hvor mye de kan bidra med og hvor lønnsomme de vil være, avhenger av de markedsmessige og lokale forutsetningene:

- Det teknisk-økonomiske potensialet knyttet til økt bruk av varmepumper er blitt estimert til rundt 8 TWh varmeproduksjon per år (ca. 5 TWh reduksjon i bruk av primærenergi per år). Vår analyse viser at bruk av varmepumper forventes å være svært lønnsomt. Varmepumper fremstår som den potensielt viktigste løsningen vi har vurdert for effektivisering av oppvarming og kjøling. Dette skyldes blant annet at elektrisitet er den viktigste kilden til oppvarming i Norge.
- Varme fra avfallsforbrenning kan utnyttes i større grad gjennom termisk lagring i fjernvarmesystemer. Avhengig av lokale forhold kan både energilager i fjell og akkumulatortank være lønnsomme. Lønnsomheten avhenger i stor grad av investeringskostnadene (særlig for energilager i fjell), og behovet for effektregulering og kostnaden av alternative løsninger (for akkumulatortank).
- Lønnsomheten til kraftproduksjon basert på spillvarme fra industrien avhenger av en rekke variabler, blant annet investerings- og driftskostnader, lokale temperaturer og energimengder, samt sparte kraftkostnader. Avhengig av avkastningskrav og lokale forhold kan kraftproduksjon basert på spillvarme være lønnsomt.

1. Innledning og bakgrunn

1.1 Bakgrunnen for oppdraget

EU har forpliktet seg til å bidra til utviklingen av et bærekraftig, konkurransedyktig, sikkert og utslippsfritt energisystem. Frem til 2030 har EU som mål å redusere klimagassutslippene med minst 40 prosent sammenlignet med 1990. Energieffektivisering og økt andel fornybar energi er identifisert som viktige tiltak for å nå dette målet. Innen 2030 har EU som mål å effektivisere bruken av energi med minst 32,5 prosent og øke andelen fornybare energikilder til minst 32 prosent (EU, 2018).

Bakgrunnen for denne utredningen er rapporteringskrav som følger av Energi-effektiviseringsdirektivet (EED)¹ artikkel 14 og Annex VIII som ble revidert i 2019². EED stiller en rekke formelle krav til EUs medlemsland. Disse kravene skal bidra til at EU når sine mål for energieffektivisering. Den norske regjeringen har konkludert med at direktivet skal innlemmes i EØS-avtalen, men med nødvendige tilpasninger (EØS-notatbasen, 2019).

Artikkel 14 i EED innebærer at hvert medlemsland må gjennomføre en omfattende kartlegging av energibruken som går til oppvarming og kjøling³, samt en vurdering av potensialet for effektivisering av energibruken som går til oppvarming og kjøling. Kravet er nærmere beskrevet i den reviderte versjonen av direktivets Annex VIII (EU, 2019b).

1.2 Innholdet i og formatet på utredningen

Denne utredningen omfatter kartlegging og vurdering av potensialet for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge i henhold til krav i EEDs, Annex VIII, del 1, punkt 1 og 2, samt del 3. Utredningen omfatter i hovedsak:

- Kartlegging av etterspørselen etter oppvarming og kjøling.
- Kartlegging av tilbud av oppvarming og kjøling.
- Kost-nytteanalyse av tiltak for effektivisering av oppvarming og kjøling.

¹ Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (EU, 2019a)

² Commission Delegated Regulation (EU) 2019/826 of 4 March 2019 amending Annexes VIII and IX to Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council on the contents of comprehensive assessments of the potential for efficient heating and

Som en del av dette skal utredningen også:

- Vurdere potensialet for økt utnyttelse av spillvarme.

Utredningen er utarbeidet i henhold til krav og retningslinjer i direktivets Annex VIII og tilhørende veiledning.

1.3 Leseveiledning og avgrensning av analysen

Denne rapporten skal blant annet brukes til dekke rapporteringskravene i artikkel 14 i EED. Som følge av dette har vi anvendt en del begreper og kategoriseringer som kan virke dårlig tilpasset det norske, vannkraftbaserte kraftsystemet. Videre er analysen avgrenset til én del av energieffektiviseringsarbeidet. Med direktivbegrepet «effektivisering av oppvarming og kjøling» menes i hovedsak å utnytte varmekilder som hittil ikke er utnyttet, samt utnytte varmekilder som er i bruk på en bedre måte. Andre typer tiltak, herunder byggetekniske krav, er ikke vurdert i denne utredningen. Grunnen er at slike tiltak ikke er omfattet av artikkel 14 i EED.

Analysen av mulige teknologier og løsninger for å effektivisere oppvarming og kjøling (kapittel 5), er avgrenset til en vurdering av teknologier og løsninger som skal vurderes i henhold til EEDs Annex VIII, del 3 (EU, 2019b). Dette inkluderer:

- a) Spillvarme og -kulde fra industrien
- b) Avfallsforbrenning
- c) Høyeffektiv kogenerering (kraftvarme)
- d) Fornybare energikilder som ikke benyttes for høyeffektiv kogenerering
- e) Varmepumper
- f) Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett

Kartlegging og vurderingene i denne utredningen er avgrenset til fastlands-Norge.⁴ Videre fokuserer rapporten i hovedsak på energibruk til oppvarming, ettersom energibruk til kjøling er mindre utbredt i Norge.

cooling (EU, 2019b).

³ Oppvarming og kjøling står for om lag halvparten av EUs energibruk (EU, 2019e). Oppvarming utgjør den største andelen av dette forbruket, mens kjøling kun står for en liten del.

⁴ Avgrensningen til fastlands-Norge er gjort i samråd med oppdragsgiver. Flere relevante kilder på området er også avgrenset til fastlands-Norge, deriblant (NVE, 2018) og (NVE, 2019f).

1.4 Informasjonskilder som er benyttet i utredningen

Kartleggingen av etterspørsel og tilbud etter oppvarming og kjøling i Norge er i hovedsak utarbeidet på bakgrunn av følgende kilder:

- Skriftlige kilder
- Intervjuer og uformelle samtaler
- Innspill fra NVE
- Egne vurderinger

Skriftlige kilder

I utredningen har vi benyttet ulike skriftlige kilder og dokumentasjon. Dette inkluderer en rekke rapporter på området utarbeidet av NVE, statistikk fra SSB (energibalansen, fjernvarmebalansen og elektrisitetsstatistikken) og forliggende utredninger på området. For fullstendig oversikt over skriftlige kilder vises det til referanselisten i kapittel 6.

Intervjuer

I forbindelse med utarbeidelse av rapporten er det gjennomført intervjuer, og mer uformelle samtaler, med et utvalg relevante aktører. Vi har snakket med representanter fra:

- Enova
- Norsk Fjernvarme
- Statkraft Varme
- Tafjord Varme
- Fortum Varme
- Eidsiva Bioenergi

- Energigjenvinningsetaten i Oslo kommune

I tillegg har vi etter henvendelse mottatt skriftlig informasjon fra:

- Statistisk sentralbyrå (SSB)
- Industri Norge
- Avfall Norge
- Kvitbjørn Varme

Innspill fra NVE

Seksjon for energibruk og teknologier i NVE har satt rammen for oppdraget og bidratt med innspill, kommentarer og informasjon til utredningen gjennom hele prosjektet. I løpet av prosjektperioden har det blitt avholdt et oppstartsmøte og flere oppfølgingsmøter. Olje- og energidepartementet, ved seksjon for Energibruk og elsertifikater, har også deltatt og bidratt i møtene.

Egne vurderinger

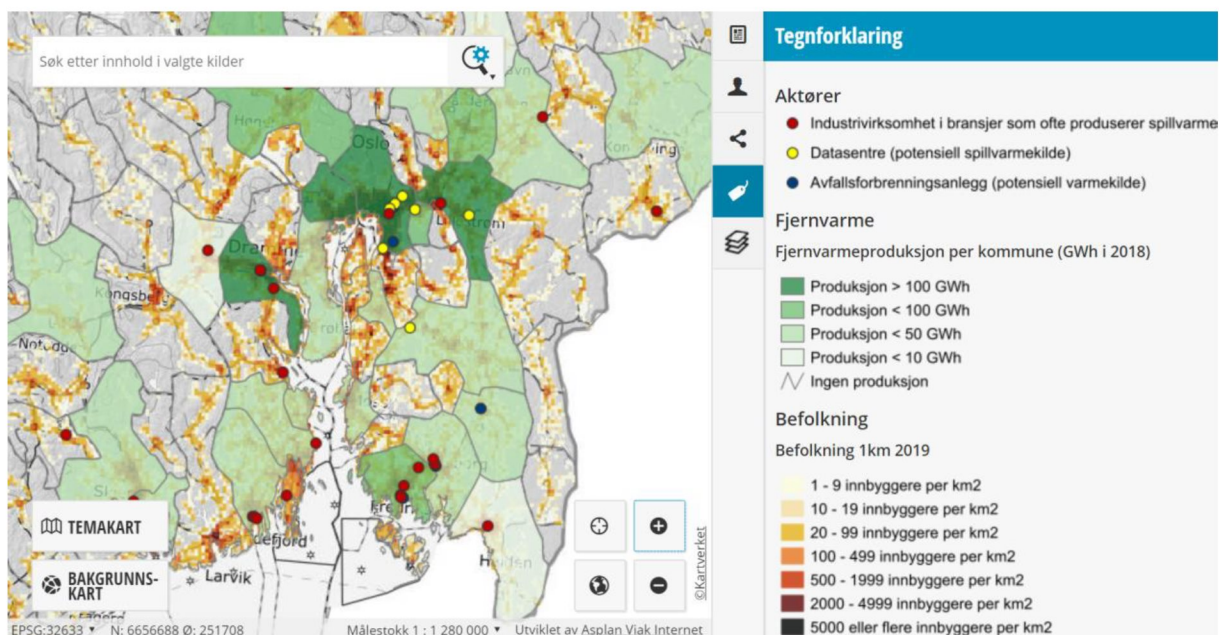
Opplysningene vi har fått fra skriftlige kilder, NVE og gjennom intervjuene inngår i utredningens informasjonsgrunnlag.

Alle vurderinger og konklusjoner i analysen er utreder sine egne vurderinger. Vi vil gjerne takke representantene i NVE, intervjuobjekter og andre involverte for deres bidrag til utredningen.

1.5 Kartløsning

Som en del av oppdraget har vi gjengitt deler av den innsamlede informasjonen i en kartløsning.

Figur 1-1: Skjermbilde av kartløsning



Kilde: Asplan Viak Internet, Oslo Economics

Kartløsningen inneholder grunnkart, samt temakart med stedfestet informasjon om:

- Fjernvarmeanlegg (produksjonsanlegg)
- Kommuner med fjernvarmenett
- Produksjon av fjernvarme per kommune
- Befolknings tetthet
- Datasentre (potensielle spillvarmekilder)
- Industribedrifter innenfor bransjene treforedling, kjemisk prosessindustri, metallindustrien og næringsmiddelindustrien (potensielle spillvarmekilder)
- Avfallshåndteringsanlegg (potensielle varmekilder)

Kartløsningen ligger offentlig tilgjengelig på følgende url: <https://energi.avinet.no/>.

Kartfremvisning er etterspurt i energieffektiviseringsdirektivet (EED). Løsningen kan brukes for å identifisere mulig potensial for energieffektiviserings tiltak. For eksempel kan fjernvarmeaktører identifisere potensielle spillvarmekilder (for eksempel industribedrifter som i henhold til bransjekoden typisk

produserer spillvarme), som ligger i kommuner med fjernvarmenett og/eller i nærheten av befolkningssentra.

Dataformatet i kartløsningen følger gjeldende standarder og dataene kan overføres til NVEs eller andres kartløsninger.

1.6 Rapportens struktur

Rapporten er strukturert som følger:

I kapittel 2 beskrives etterspørselen etter oppvarming og kjøling i Norge fordelt på ulike forbruksgrupper.

I kapittel 3 redegjøres det nærmere for tilbudet, det vil si teknologier og energivarer som brukes til oppvarming og kjøling.

Kapittel 4 beskriver potensialet for utnyttelse av spillvarme.

Kapittel 5 inneholder en kost-nytteanalyse av løsninger for energieffektivisering av oppvarming og kjøling.

2. Etterspørsel etter oppvarming og kjøling i Norge

2.1 Metode for å beregne energibruk til oppvarming og kjøling

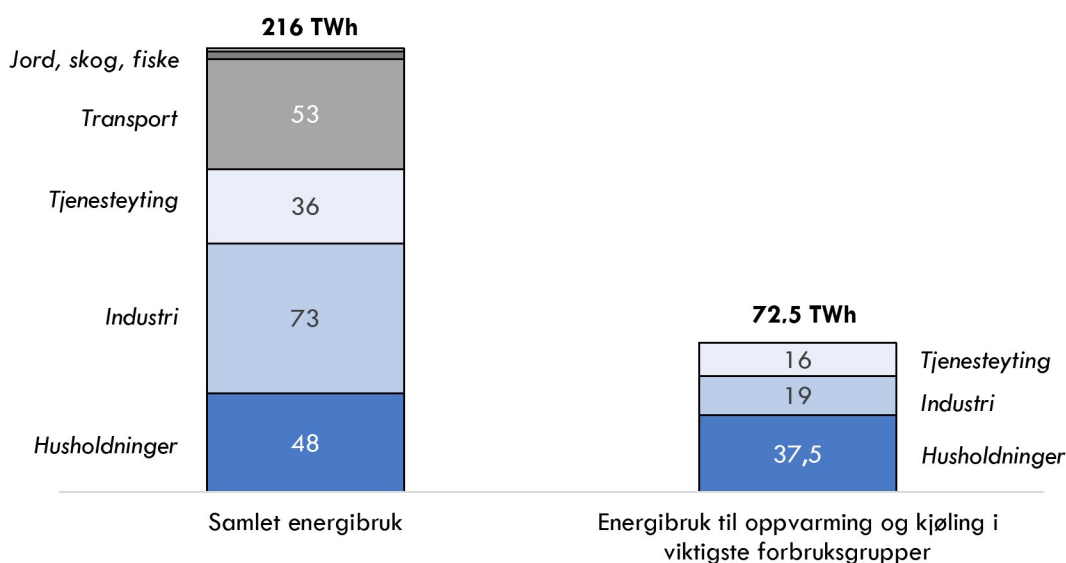
Ved beregning av hvor mye energi som går til oppvarming og kjøling for de største forbruksgruppene i Norge er følgende fremgangsmåte benyttet:

1. Vi har hentet samlet innenlands energibruk per forbruksgruppe (SSB, 2019d).

2. Vi har tatt utgangspunkt i energibruken for de forbruksgruppene som bruker mest energi til oppvarming og kjøling.
3. Vi har beregnet hvor stor del av forbruksgruppens energibruk som går til oppvarming og kjøling.

Figur 2-1 oppsummerer resultatene fra stegene over og viser beregnet energibruk som går til oppvarming og kjøling fordelt på husholdninger, industri og tjenesteyting.

Figur 2-1: Energiforbruk totalt og til oppvarming og kjøling i utvalgte segmenter (TWh, 2018)



Kilde: SSB, Asplan Viak, Oslo Economics

I de neste avsnittene gis en overordnet beskrivelse av hvordan vi har beregnet energibruk til oppvarming og kjøling i Norge.⁵ En detaljert beskrivelse av fremgangsmåten finnes i Vedlegg A.

Samlet innenlands energibruk

Samlet innenlands energibruk i Norge var 216 terrawattimer (TWh) i 2018 (SSB, 2019d).⁶ Denne energibruken fordeler seg på følgende forbruksgrupper:

- Industri (industri og bergverk): 73 TWh/år
- Transport: 53 TWh/år
- Husholdninger (private husholdninger): 48 TWh/år
- Tjenesteyting (privat og offentlig tjenesteyting, inkl. forsvar): 36 TWh/år

- Jordbruk og skogbruk: 4 TWh/år
- Fiske: 2 TWh/år

Samlet energi til oppvarming og kjøling fordelt på forbruksgrupper

I henhold til rapporteringskravene i EEDs Annex VIII skal kartleggingen av energibruk til oppvarming og kjøling gjøres for følgende forbruksgrupper:

- Industri
- Husholdninger
- Tjenesteyting
- Øvrige forbruksgrupper som utgjør mer enn 5 prosent av samlet energi som går til oppvarming og kjøling

⁵ Innholdet i kapitlet er utformet for å være i tråd med rapporteringskravene i EED artikkel 14, Annex VIII med tilhørende veiledning (EU, 2019c).

⁶ Netto innenlands forbruk, ekskl. råstoff. Kilde (SSB, 2019d)

Det er ingen forbruksgrupper som faller inn under siste kulepunkt og analysen begrenses dermed til husholdninger, tjenesteyting og industri. Disse tre forbruksgruppene hadde i 2018 et samlet energibruk på 157 TWh (SSB, 2019d).

Andel av energibruk til oppvarming og kjøling

Oppvarming omfatter i denne utredningen oppvarming av bygninger, vann og prosesser som krever varme (for eksempel treforedling). Prosesser der energivaren selv er avgjørende for produksjon, for eksempel elektrisitet til elektrolyse, regnes ikke som oppvarming. Kjøling omfatter kun kjøling av bygninger.⁷

Estimatet er gjort per forbruksgruppe, fordelt på forbruket av ulike energiformer (for eksempel elektrisitet, bio, fjernvarme). Kildene for estimatene

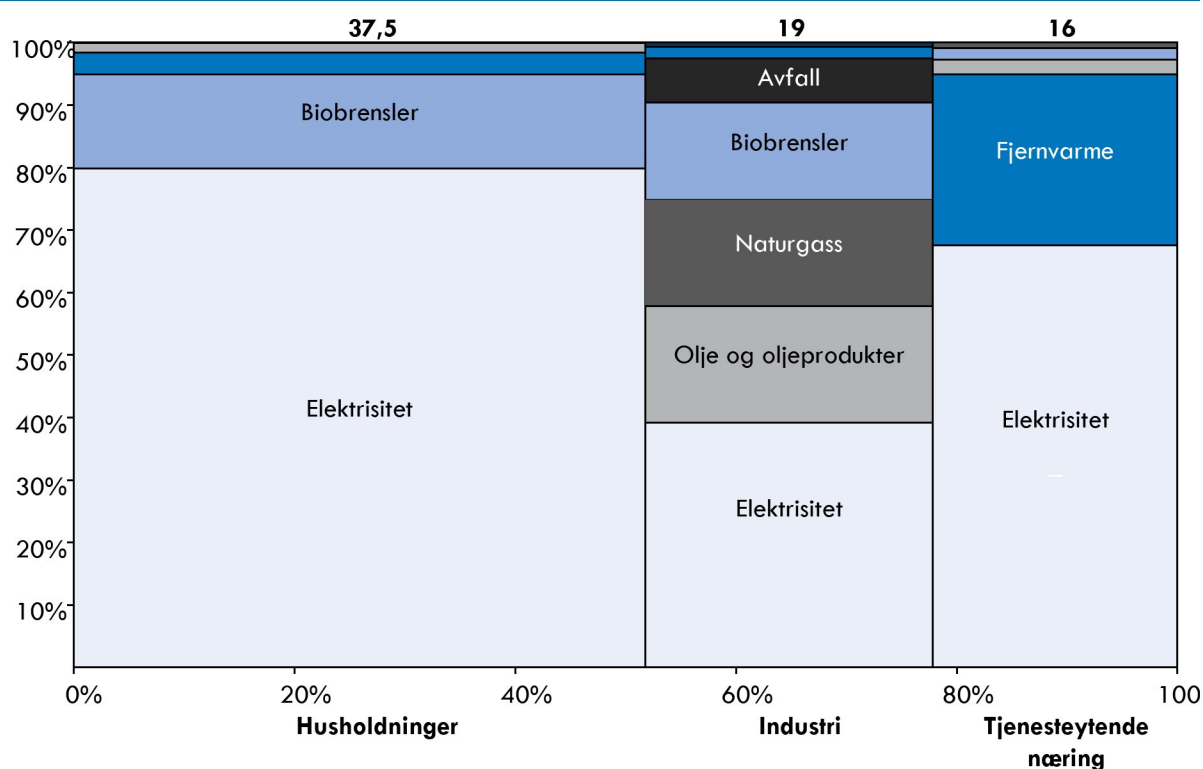
har i hovedsak vært skriftlige kilder og ekspertintervjuer (se Vedlegg A for mer informasjon).

2.2 Energifbruk til oppvarming og kjøling

På grunnlag av skriftlige kilder, datakilder og ekspertintervjuer har vi beregnet at rundt 72,5 TWh av den årlige energibruken i husholdninger, industri og tjenesteytende næring går til oppvarming og kjøling. Dette utgjør om lag halvparten av samlet energibruk for disse forbruksgruppene.

Figur 2-2 viser tilført energi til oppvarming og kjøling i 2018 fordelt på ulike forbruksgrupper og energivarer.

Figur 2-2: Etterspørsel etter oppvarming og kjøling i 2018, tall oppgitt i TWh/år (tilført energi)



Kilde: SSB, Oslo Economics og Asplan Viak (2019). Kategoriseringen følger SSBs statistikkinnndeling. I figuren betegner «avfall» avfall som brukes i industrien til oppvarmingsformål.

Husholdninger

Husholdninger står for den største andelen av energien som går til oppvarming og kjøling med om lag 37,5 TWh per år. Det utgjør 78 prosent av den totale energibruken i husholdninger. Det meste av oppvarmingen i husholdninger er basert på elektrisitet (80 prosent). I husholdninger går om lag to tredjedeler

av samlet energibruk til oppvarming av rom og 12 prosent til oppvarming av tappevann (NVE, 2012). I nye boliger, der behovet for romoppvarming er langt lavere, er fordelingen av energi til varmtvann og romoppvarming om lag likt fordelt (Asplan Viak, 2016).

⁷ I analysen av energibruk i yrkesbygg regnes kjølelager som el-spesifikt forbruk (NVE, 2016a).

Industri

I industrien er andelen tilført energi som går til oppvarming og kjøling forbundet med større usikkerhet. Generelt er andelen av totalt energibruk som går til oppvarming av bygg og lignende i industrien lav.

Hoveddelen av energibruken er knyttet til selve prosessene, som oftest prosessvarme. Treforedlingsindustrien er et viktig eksempel på en næring som bruker forholdsvis mye energi til prosessvarme, (rundt 5 TWh i 2018).

I industrien som helhet er tilført energi til oppvarming og kjøling estimert til i underkant av 19 TWh per år, tilsvarende 26 prosent av samlet energibruk i industrien. Elektrisitet og fossile energi (olje, kull og gass) står for de største andelene av energibruken.

Tjenesteyting

I tjenesteytende næring er samlet energibruk rundt 36 TWh/år. Om lag 16 TWh/år (45 prosent) går til oppvarming og kjøling (NVE, 2016a). De viktigste energiformene som brukes til oppvarming og kjøling er elektrisitet og fjernvarme.

2.3 Fordeling av energibruk mellom oppvarming og kjøling

I tjenesteytende næring går 39 prosent av energibruken til oppvarming av bygninger og tappevann, mens 6 prosent går til kjøling (NVE, 2016a). I lettindustri og verksteder er andelen som går til oppvarming og kjøling henholdsvis 65 prosent og 2 prosent (NVE, 2016a). Vi har benyttet disse forholdstallene for å anslå fordelingen av energibruk mellom oppvarming og kjøling i tjenesteytende næring og for lettindustri og verksted.

For husholdninger og industrien for øvrig har vi lagt til grunn at all tilført energi går til oppvarming, og at det ikke benyttes kjøling i betydelig grad. Dette skyldes for en stor del at kjølebehovet i bygg for det meste knytter seg næringsbygg.

⁸ "Useful energy" inkluderer all energi som sluttbrukerne krever i form av varme og kulde etter at alle trinnene i energitransformasjon har funnet sted i varme- og kjøleutstyret (EU, 2019c).

⁹ Ved bruk av varmepumper for oppvarming oppnås en virkningsgrad som er høyere enn 100 prosent, fordi en varmepumpe utnytter omgivelsesvarme, slik at den leverer mer varme enn den elektrisiteten som tilføres. Varmepumper har typisk en effektfaktor på 2 til 3,5. Det betyr at 1 kWh elektrisitet gir mellom 2 og 3,5 kWh varme. I beregningen av nyttbar energi fra varmepumper er det lagt til grunn et varmebidrag fra varmepumper i henhold til vurderinger i rapporten *Varmepumper i energisystemet* (NVE, 2016b), men oppdatert til 2018-nivå.

I tabellen under viser vi vårt estimat på fordelingen av energibruk mellom oppvarming og kjøling.

Tabell 2-1. Årlig tilført energi fordelt på oppvarming og kjøling per sektor, 2018

Enhet: GWh/år	Kjøling	Oppvarming
Husholdninger	-	37 500
Tjenesteytende næring	2 100	13 900
Industri	200	18 700
Totalt	2 300	70 100

Kilde: Oslo Economics, Asplan Viak, basert på SSB

2.4 Tilført og nyttbar energi til oppvarming og kjøling

Tilført energi

Energibruken som beskrevet i foregående avsnitt er tilført energi. Tilført energi («Final energy consumption») er energien som leveres til sluttbruker (EU, 2019c). Dette tilsvarer den andelen av «netto innenlands forbruk ekskl. råstoff» i SSB sin statistikk som går til oppvarming og kjøling for relevante forbruksgrupper (SSB, 2019d), se Figur 2-3 på neste side.

Nyttbar energi

Mens tilført energi beskriver energien som mottas av forbruksgruppene, beskriver nyttbar energi («useful energy⁸»), energien sluttbrukeren faktisk greier å utnytte.

Nyttbar energi til oppvarming og kjøling er beregnet basert på virkningsgrader for ulike teknologier, fordelt på forbruksgrupper (SSB, 2017). Se Vedlegg B for mer informasjon.

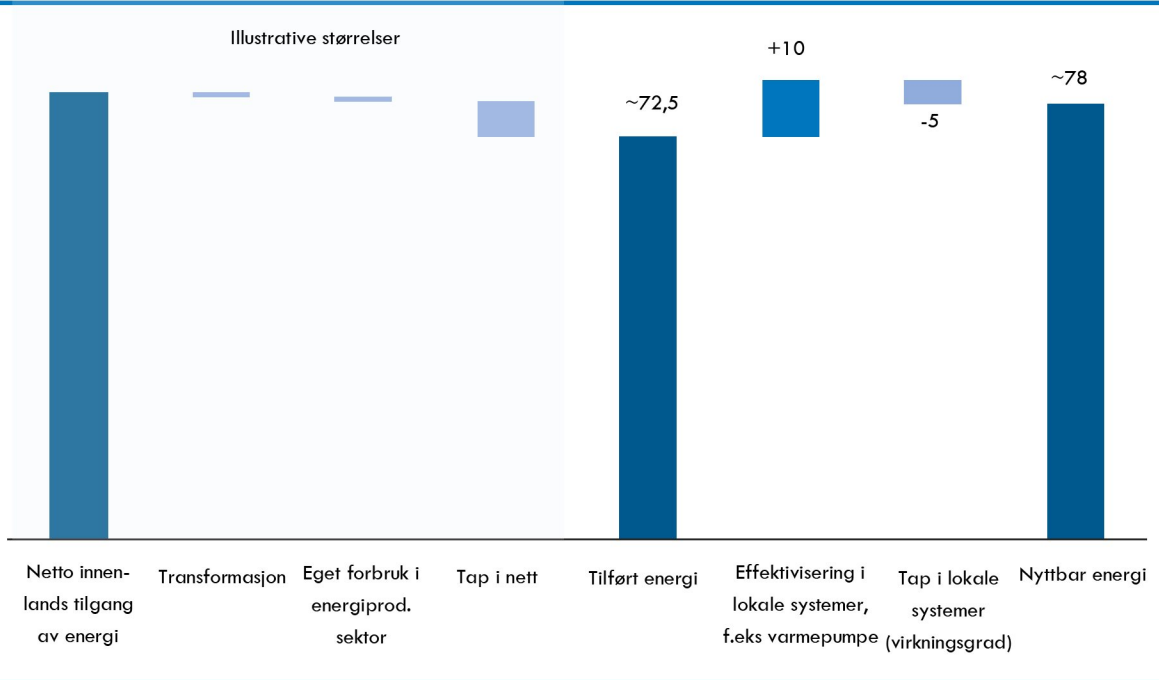
Beregningene i denne rapporten viser at den nyttbare energien som går til oppvarming er høyere enn den tilførte energien. Dette skyldes utbredt bruk av varmepumper⁹ i både husholdninger og tjenesteytende næring (yrkesbygg). Dette tallet er høyere enn tap i lokale systemer.¹⁰ Mens tilført energi til oppvarming og kjøling er beregnet til om lag 72,5

¹⁰ Tap i lokale systemer består av energitap ved forbrenning av biobrensler (ved, pellets, briketter, flis), samt kull, olje og gass. For biobrensler har de beste nye rentbrennende ovnene har en virkningsgrad på rundt 80 prosent, mens gamle ovner kan ha en virkningsgrad på ned mot 50 prosent (Enova, 2012). I beregningene er det lagt til grunn en bruksvirkningsgrad på 65 prosent, se Vedlegg B for mer informasjon.

TWh i 2018 er nyttbar energi beregnet til om lag 78 TWh. Differansen på 6 TWh er nettoresultatet av bidrag fra omgivelsesvarme via varmepumper på ca.

10 TWh, minus varmetap i lokale varmeanlegg og distribusjonsanlegg.

Figur 2-3. Netto innenlands energibruk, tilført energi og nyttbar energi til oppvarming og kjøling (TWh, 2018)



Kilde: Tabell 11561: Energibalansen. SSB, 2019, Asplan Viak og Oslo Economics

3. Tilbud av oppvarming og kjøling i Norge

3.1 Oversikt over energikilder til oppvarming og kjøling

I dette kapitlet redegjør vi for energikildene og energiformene som benyttes til oppvarming og kjøling i Norge.¹¹

Vi har brukt følgende forutsetninger i vår analyse av tilbudet av oppvarming og kjøling i Norge:

- Definert tilbud av oppvarming og kjøling som tilført energi, det vil si energien som mottas av de tre største forbruksgruppene.
- Kategorisert andelen av ulike energiformer som hører til de tre kategoriene fornybare energikilder, ikke-fornybare energikilder og spillvarme. I dette arbeidet har vi blant annet lagt til grunn at fornybarandelen i norsk

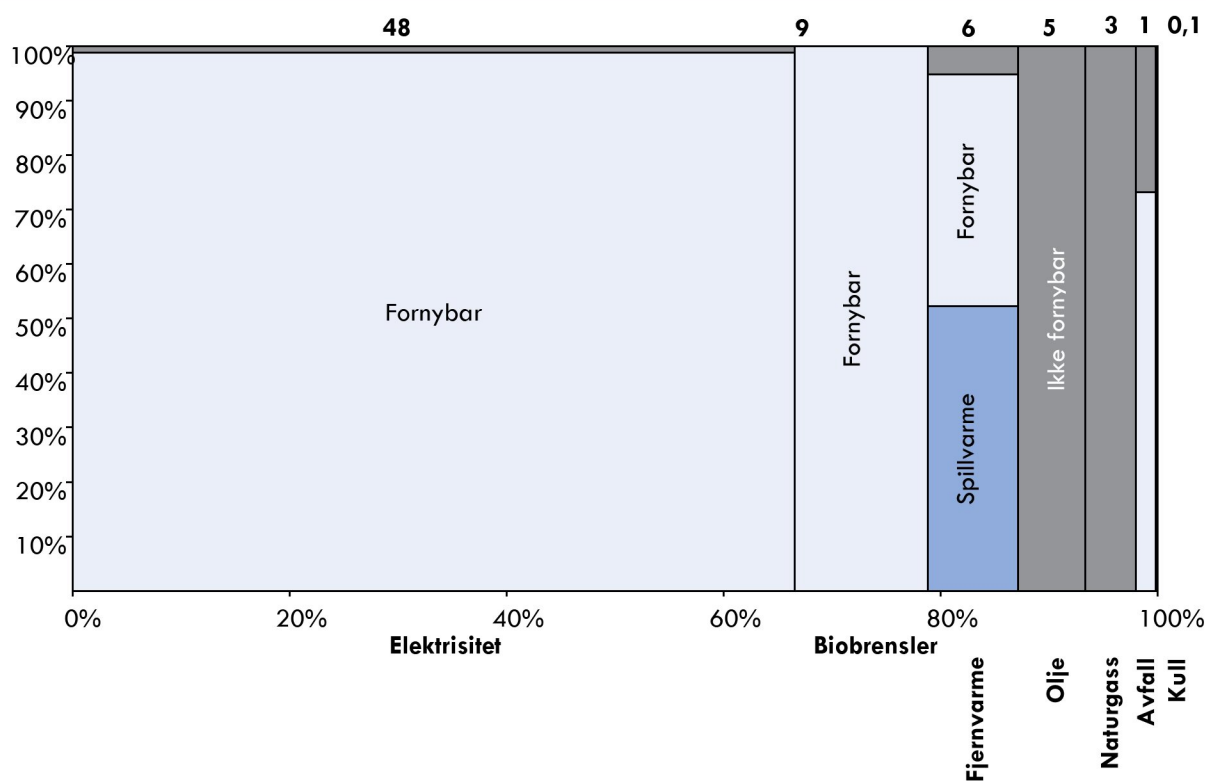
elektrisitet er rundt 98 prosent (tilsvarende norsk produksjonsmiks) og at fjernvarme er basert på om lag 50 prosent varme fra avfallsforbrenning, 45 prosent fornybare energikilder og 5 prosent ikke-fornybare energikilder.

Analysen viser at elektrisitet står for mesteparten av tilført energi til oppvarming og kjøling (ca. 67 prosent), etterfulgt av biobrensel (ca. 12 prosent), fjernvarme (ca. 8 prosent) og oljeprodukter (ca. 6 prosent).

Fornybare energikilder står for rundt 83 prosent av energibruken til oppvarming og kjøling. Ikke-fornybare energikilder står for rundt 13 prosent, mens spillvarme står for rundt 4 prosent.

Hovedfunnene fra tilbudsanalysen er oppsummert i Figur 3-1.

Figur 3-1: Tilbud av oppvarming og kjøling fordelt på energivare og kilde i 2018 i TWh/år (tilført energi)



Kilde: SSB, Oslo Economics og Asplan Viak (2019). Kategoriseringen følger SSBs statistikkinnndeling. I figuren betegner «avfall» avfall som brukes i industrien til energiformål.

¹¹ Innholdet i kapitlet er utformet for å være i tråd med rapporteringskravene i EED artikkel 14, Annex VIII med tilhørende veiledning (EU, 2019c).

I de neste delkapitlene vil vi redegjøre for de viktigste teknologiene og energivarene som benyttes til oppvarming og kjøling i Norge:¹²

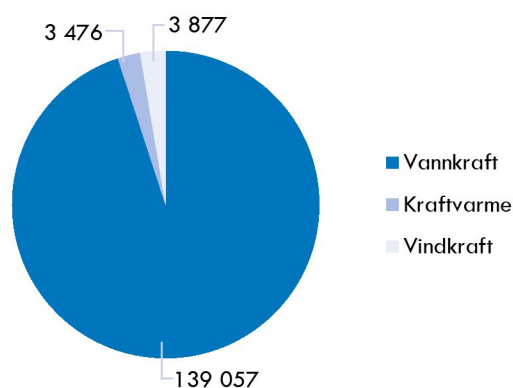
- Elektrisitet
- Fjernvarme
- Fjernkjøling
- Lokale varmeanlegg
- Ved
- Varmepumper

3.2 Elektrisitet

I 2018 stod elektrisitet for 67 prosent (48 TWh) av den tilførte energien som ble brukt til oppvarming og kjøling.

Norge har rik tilgang på fornybare energiresurser for produksjon av elektrisitet i form av vannkraft og vindkraft. I 2018 kom 95 prosent av kraftproduksjonen fra vannkraft og 3 prosent fra vindkraft, mens kraftvarme¹³ stod for de resterende 2 prosentene (SSB, 2019b). For utnyttelse av elektrisitet til oppvarming benyttes i hovedsak panelovner, elkjeler og varmpumper.

Figur 3-2: Norsk produksjonsmiks av elektrisitet, (GWh i 2018)



Kilde: SSB (2019)

¹² I henhold til rapporteringskravene i EED, Annex VIII, skal hver av disse teknologiene klassifiseres som enten sentrale eller lokale kilder. Videre skal det for henholdsvis sentrale og lokale kilder redegjøres for hvor mye av hver teknologi/energivarer som kan klassifiseres som fornybar og ikke-fornybar. Denne klassifiseringen er inkludert i Vedlegg C.

3.3 Fjernvarme

Et fjernvarmeanlegg er i fjernvarmestatistikken definert som et varmeanlegg som via et rørsystem leverer varme fra en varmesentral med dimensjonerende effekt på minst 1 MW til bygg som ligger geografisk adskilt fra varmesentralen (SSB, 2019h).

I 2018 stod fjernvarme for 8 prosent (6 TWh) av den tilførte energien til oppvarming i husholdninger, tjenesteytende næring og industri.¹⁴

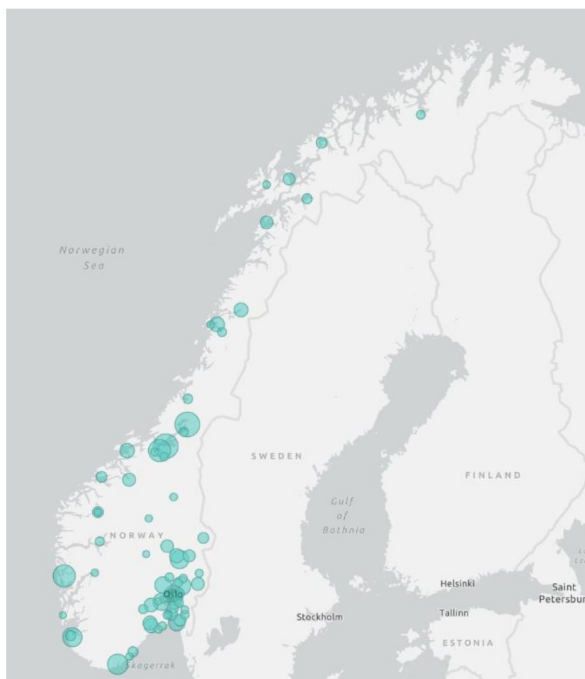
Fjernvarmesystemet er i hovedsak bygget ut de siste 15 årene. Hovedmengden av konsesjoner ble gitt i perioden 2007 til 2010 (NVE, 2019a). Det henger blant annet sammen med at det i 2009 ble innført forbud mot deponi for nedbrytbart avfall. Forbudet skapte behov for mer forbrenningskapasitet og mange nye fjernvarmeanlegg er blitt etablert i tilknytning til avfallsforbrenningsanlegg (Olje- og energidepartementet, 2016).

Fjernvarme er etablert i de fleste større byer og i mange tettsteder. Det er særlig de største byene som har fjernvarmeanlegg av betydelig størrelse. Figur 3-3 viser et bilde av konsesjonsgitte anlegg i Norge. Størrelsen på sirkelene indikerer anleggenes omsøkte produksjonskapasitet.

¹³ Kraftvarmeproduksjonen i Norge er svært begrenset. Kraft fra anlegg som kombinerer kraft og varme utgjorde 2,2 prosent av den samlede produksjonskapasiteten i 2017, og energiproduksjonen fra kraftvarmeverk har de siste årene har ligget forholdsvis stabilt på 3,4 TWh (Olje- og energidepartementet, 2019). Kraftverkene er ofte lokalisert i tilknytning til større industribedrifter som selv har behov for elektrisiteten som produseres, og produksjonen følger i stor grad kraftbehovet i industrien. Energiressursene som benyttes til kraftproduksjon i de termiske anleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme, olje, naturgass og kull (Energifakta Norge, 2018b).

¹⁴ Se Vedlegg D for en oversikt over produksjon per fjernvarmeaktør i Norge i 2018.

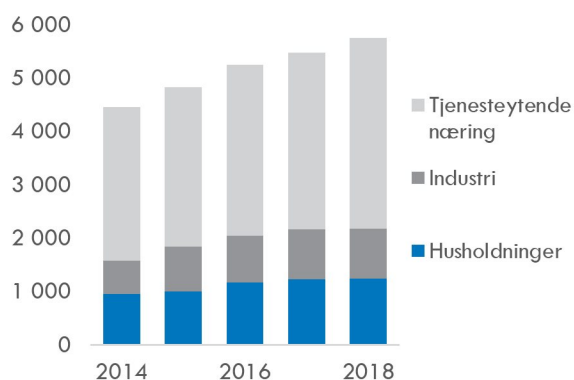
Figur 3-3. Oversikt over konsesjonsgitte fjernvarmeanlegg i Norge



Kilde: NVE. Lokaliseringene av anlegg er basert på gitt konsesjoner og må ansees som indikative

Fjernvarme forsyner i hovedsak større bygninger. Bygg i tjenesteytende næring, som sykehus, kultur-, undervisnings- og kontorbygg, står over 60 prosent av etterspørselen (SSB, 2019e). Fjernvarme benyttes også i boligblokker (husholdninger) og i industrien. Forbruket av fjernvarme har økt for alle tre forbruksgrupper de siste fem årene. Figur 3-4 viser utviklingen i levert fjernvarme til ulike forbruksgrupper de siste fem årene (2014-2018).

Figur 3-4. Levert fjernvarme fordelt på forbruksgrupper (GWh/år), 2013-2018

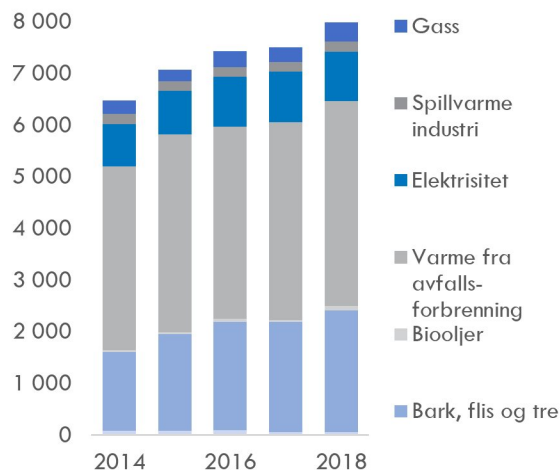


Kilde: Tabell 04727: Fjernvarmebalanse. SSB, 2019

Fjernvarmeproduksjon er basert på mange ulike kilder, blant annet avfallsforbrenning og spillvarme fra industri, biobrensel, elektrisitet og noe fossilt brensel i form av gass- og oljeprodukter. Varme fra

avfallsforbrenning og biobrensel stod i 2018 for om lag 80 prosent av fjernvarmeproduksjonen, se Figur 3-5.

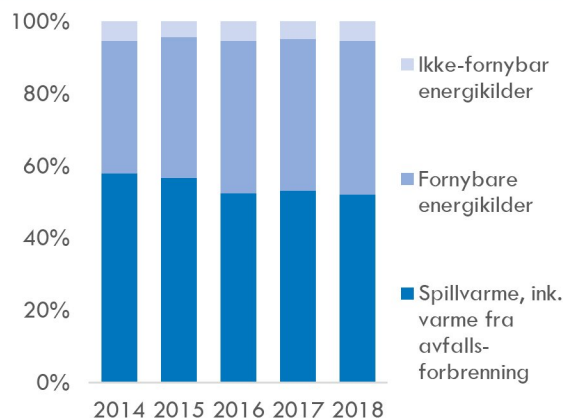
Figur 3-5. Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme (GWh/år), 2014 - 2018



Kilde: SSB tabell 04727: Fjernvarmebalanse

Hoveddelen av fjernvarmeproduksjonen er basert på varme fra avfallsforbrenning og fornybare kilder, se Figur 3-6.

Figur 3-6. Fornybare-, ikke-fornybare energikilder, og spillvarme ved bruttoproduksjon av fjernvarme (andel), 2014 - 2018



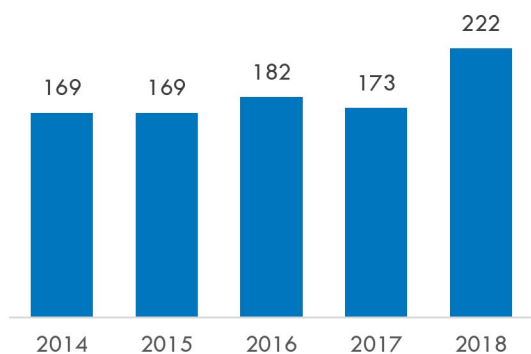
Kilde: SSB tabell 04727: Fjernvarmebalanse. I figuren over er varme fra avfallsforbrenning kategorisert som spillvarme.

3.4 Fjernkjøling

Forbruket av fjernkjøling i Norge var 222 GWh i 2018. Forbruket holdt seg relativt konstant i perioden fra 2014 til 2017, og økte med nesten 30 prosent i 2018, se Figur 3-7. Den kraftige økningen det siste året kan skyldes at sommeren 2018 var unormalt varm. Fjernvarmeselskapene hevder at det er økende etterspørsel etter kjøling, særlig innen tjenesteytende

næringer. Det er i dag om lag 20 fjernvarmeselskaper som leverer fjernkjøling i Norge (Olje- og energidepartementet, 2019). Mesteparten av fjernkjøleproduksjonen kommer fra kjølesentraler basert på varmepumper.

Figur 3-7. Utvikling i forbruk av fjernkjøling, 2014-2018 (GWh/år)¹⁵



Kilde: SSB tabell 10658: Forbruk av fjernkjøling

Fjernkjøling leveres ofte i form av kaldt vann via rør som ligger nedgravd ved siden av fjernvarmerørene. I tillegg finnes såkalt sorptiv kjøling hvor fjernvarme benyttes til kjøling.

Fjernkjøling benyttes normalt til komfortkjøling, som oftest til kjøling av ventilasjonsluft og til kjøling av rom som utvikler prosessvarme, slik som datarom. Det benyttes i hovedsak fire ulike teknologier for produksjon av fjernkjøling. Hvilken energikilde (kjølekilde) man har tilgjengelig, er avgjørende for valg av teknologi:

- Frikjøling: Kjølemediet kjøles mot en kilde med forholdsvis lav og jevn temperatur, slik som vann fra vassdrag eller sjøvann. Frikjøling benyttes blant annet av BKK, Lyse og på Gardermoen lufthavn.
- Bruk av varmepumper (kald side): Aktører som benytter varmepumper til fjernvarmeproduksjon, kan også benytte kald side til produksjon av kjøling. Teknologien benyttes blant annet ved Oslofjord Varmes anlegg ved Sandvika i Bærum.
- Sorptiv kjøling innebærer bruk av fjernvarme for kjøling. Prinsippet er at luften som skal føres inn i ventilasjonsaggregat (tilluft) først tørkes med fjernvarme, for deretter å fuktes med vann som fordampes og senker temperaturen. Olav Thon Gruppens næringsbygg på Youngstorget 3 i Oslo er Norges første næringsbygg med kjøling basert på fjernvarme.

¹⁵ SSB-definisjon av fjernkjøling: Et kjøleanlegg som via et rørsystem leverer kjøling til eksterne kunder fra en kjølesentral med dimensjonerende effekt på minst 1 MW.

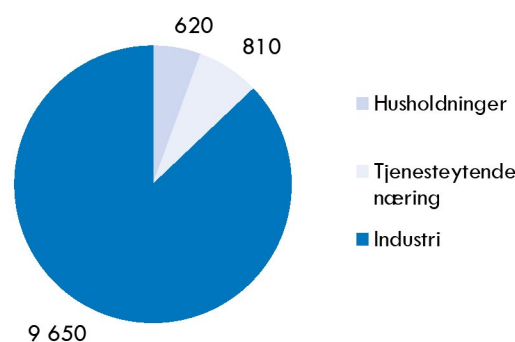
- Absorpsjonsskjøling: Varmedrevet kjøling som oppnås ved fordamping ved lavt trykk etter samme prinsipp som utnyttes i propandrevne kjøleskap (termisk kjølemaskin). Metoden benyttes blant annet i fjernkjølesystemet i Trondheim.

3.5 Lokale varmeanlegg

Et lokalt varmeanlegg består av en lokal fyringsenhet som kan gi varme til hele eller deler av et bygg. Varmedistribusjonen i bygg skjer ved at varmt vann pumpes rundt i radiatorer og/eller gulvvarmeanlegg. Varme kan også distribueres ved hjelp av luftbårne anlegg, men dette er ikke så vanlig i Norge.

Den lokale fyringsenheten er som regel oljekjeler, gasskjeler, pelleskjeler, varmepumper og/eller elkjeler. Sett bort fra varme produsert ved hjelp av elektrisitet¹⁶, estimerer vi at samlet energi produsert i lokale varmeanlegg var om lag 11 TWh i 2018, se Figur 3-8.

Figur 3-8: Lokale varmeanlegg - Oppvarming og kjøling produsert lokalt, 2018 (GWh/år)



Kilde: Asplan Viak og Oslo Economics. Ikke inkludert bruk av elektrisitet. Se Vedlegg C for nærmere forklaring.

Som det fremkommer av Figur 3-8 er industrien den største bruker av varmen produsert av lokale varmeanlegg.

Fra 1. januar 2020 er det forbudt å benytte mineralolje til oppvarming av bygninger (Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 2018). Forbudet omfatter de aller fleste bygninger, og inkluderer bruk av olje både til grunnlast (hovedoppvarming) og som spisslast (tilleggsoppvarming). Det forventes at oljefyring erstattes av oppvarmingsløsninger basert på bioolje, ved, pellets, direkte elektrisitet eller varmepumper.

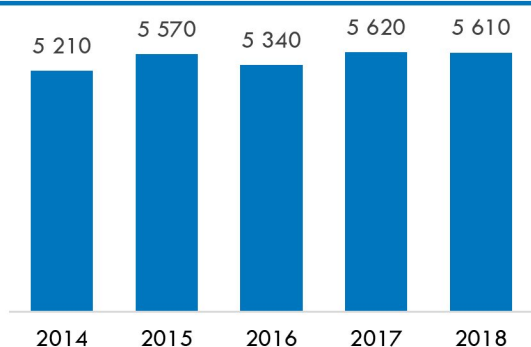
¹⁶ Bruk av elektrisitet til oppvarming og kjøling er omtalt i punkt 3.2. For å unngå dobbelttelling er elektrisitetsbruk til lokale varmeanlegg ikke inkludert her. Dette er i tråd med kravene og anbefalingene til rapporteringen i energieffektiviseringsdirektivet.

3.6 Ved

I norske husholdninger er bruk av ved utbredt som oppvarmingskilde, ofte i kombinasjon med el-opppvarming. Forbruket av ved varierer fra år til år og avhenger i stor grad av utetemperatur som påvirker varmebehovet og strømpriser. Faktisk forbruk av ved er vanskelig å måle, blant annet fordi husholdninger produserer ved selv. Mye ved forbrukes uten å ha vært omsatt.

De siste fem årene har det registrerte vedforbruket ligget på mellom 5 og 6 TWh (SSB, 2019f), se Figur 3-9.

Figur 3-9. Utvikling i forbruk av ved i husholdninger, 2014-2018 (GWh/år)



Kilde: Tabell 09702: Energibalansen. Vedforbruk i boliger og fritidsboliger. (SSB, 2019f)

3.7 Varmepumper

Varmepumper muliggjør utnyttelse av lavtemperaturkilder som blant annet uteluft, vann og bergvarme til oppvarming av bygg og tappevann. Man skiller mellom ulike type varmpumper (Enova, 2019):

- Luft-til-luft varmpumper utnytter varme fra uteluften for å varme oppe inneluften. Moderne varmpumper kan hente varme fra uteluften helt ned til -25 °C. Luft-til-luft-varmpumpe er den vanligste typen varmpumpe i Norge.
- Luft-til-vann varmpumper utnytter varme fra uteluften til å varme opp vann til radiatorer,

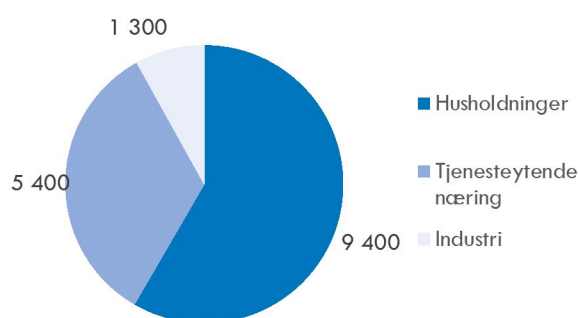
vannbåren gulvvarme eller til å varme opp tappevannet.

- Væske-til-vann varmpumper bruker energi lagret i fjell, jord, vassdrag eller sjø til å varme opp vann til radiatorer eller vannbåren gulvvarme og til å varme opp tappevann. Væske-vann varmpumper omtales også som bergvarmpumpe, jordvarmpumpe eller sjøvannsvarmpumpe.

Varmepumper gir effektiv energiutnyttelse og bidrar til redusert energibruk ved at de bruker en liten andel elektrisk energi til å hente ut en større andel varmeenergi fra en kilde med lav temperatur.

Med over 750 000 varmpumper i drift i 2015, er dekningsgraden av varmpumper i Norge høy sammenlignet med andre europeiske land, (NVE, 2016b). De fleste av disse er luft-luft-varmpumper under 10 kW installert i husholdninger. I 2018 er varmeproduksjonen fra varmpumper anslått til å være i overkant av 16 TWh. Av dette utgjør elektrisitet rundt 6 TWh og omgivelsesvarme rundt 10 TWh. Figur 3-10 viser fordelingen av varmeproduksjonen på de ulike forbruksgruppene:

Figur 3-10: Varmeproduksjon fra varmpumper i (GWh i 2018)



Kilder:
Husholdninger og tjenesteytende næring: (NVE, 2019b)
Industri: (NVE, 2016b)¹⁷

¹⁷ For industrien er varmeproduksjonen fra varmpumper antatt å være likt som i 2015.

4. Potensialet for utnyttelse av spillvarme

4.1 Introduksjon

Spillvarme er varmeenergi i form av varm luft, vann, damp eller avgass med høyere temperatur enn

omgivelsene, og som ikke blir utnyttet til anleggets primære formål.

Som en introduksjon til bruken av spillvarme viser vi i informasjonsboksen under omfanget av Enovastøtte til utnyttelse av spillvarme (2002-2019).

Boks 4-1: Enovastøtte til utnyttelse av spillvarme

Introduksjon

Enova har i perioden 2002-2019 behandlet 472 prosjekter der «utnyttelse av spillvarme» er oppgitt som formål. Av disse er 294 tildelt støtte og gjennomført, se tabellen under:

Sektor	Antall prosjekter	Vedtatt energieresultat (TWh)
Industri	196	3,23
Fjernvarme/Varme	48	0,59
Bygg	50	0,28
Sum	294	4,11

Tabellen er basert på søk i Enovas prosjektdatabase og det kan være relevante prosjekter som har falt utenfor søket.

Industri

Enova har hatt flere støtteprogrammer rettet mot utnyttelse av spillvarme i industri. Spillvarmen utnyttes som regel internt i industribedriftene til kraftproduksjon eller til prosessvarme. Varmen kan også selges videre til fjernvarmeselskaper.

Fjernvarme/varme

Enova har støttet 48 prosjekter under varme-/fjernvarmeområdet der «utnyttelse av spillvarme» oppgis som formål. Fjernvarmeselskaper som utnytter varme fra avfallsforbrenning er ikke omfattet.

Bygg

Det har vært flere støtteprogrammer for utnyttelse av spillvarme i bygg. Gjenvinning av spillvarme fra kjøll og frys i butikker og lager, utnyttelse av spillvarme fra IT-anlegg og komfortkjøling dominerer prosjektporteføljen. Enova har også gitt støtte til gjenvinning av spillvarme fra kjølemaskiner i ishall og avfukting fra svømmehaller. Hvert prosjekt har normalt flere tiltak slik at ikke hele energieresultatet kan tilskrives utnyttelse av spillvarme.

I dette kapitlet vil vi beskrive og, der det er mulig, tallfeste potensialet for utnyttelse av spillvarme fra:

- Industrien
- Avfallsforbrenningsanlegg
- Datasentre
- Små anlegg¹⁸

4.2 Spillvarme fra industrien

4.2.1 Kartlegging av potensialet for utnyttelse av spillvarme fra industrien i 2009

Norsk Energi og Nepas gjennomførte i 2009 en omfattende kartlegging av potensialet for utnyttelse av spillvarme i norsk industri (Norsk Energi & NEPAS, 2009). Kartleggingen omfattet 63 prosent av energibruken i norsk fastlandsindustri. I forbindelse med overnevnte potensialstudie gjennomførte Enova en egen gjennomgang av potensialet for energieffektivisering (Enova, 2009). Resultatene fra disse to studiene er benyttet i denne utredningen som utgangspunkt for vurdering av spillvarmepotensialet

¹⁸ Energieffektiviseringsdirektivets Annex VIII (EU, 2019b) krever en kartlegging av spillvarmekilder fra anlegg med en installert termisk effekt på over 50 MW, fra kraftvarmeverk med en installert termisk effekt på over 20 MW og spillvarme fra avfallsforbrenning. Potensialet for utnyttelse av spillvarme fra små kilder vil bare omtales kort.

fra industrien. Tabell 4-1 oppsummerer hovedfunnene fra kartleggingen gjennomført i 2009.

Tabell 4-1: Antall bedrifter med tilhørende energibruk samt andel ikke utnyttet spillvarme, 2009

Industri	Antall bedrifter	Energibruk (GWh/år)	Andel ikke utnyttet spillvarme av energibruk etter kilde (%)			
			Vann	Damp	Avgass	Samlet
Næringsmiddel	15	500	7%	2%	6%	15%
Treforedling	17	11 200	29%	2%	13%	44%
Sement- og leca	3	1 900	0%	0%	46%	46%
Kjemisk	9	2 000	139%	10%	8%	157 ¹⁹ %
Aluminium	7	18 500	1%	0%	11%	12%
Ferrolegering	12	8 300	13%	2%	43%	58%
Øvrig industri	7	10 200	4%	0%	25%	29%
Avfallsforbrenning ²⁰	2	1 100	17%	0%	0%	17%
Sum/gjennomsnitt	72 (Sum)	53 700 (Sum)	15% (G.snitt)	1% (G.snitt)	20% (G.snitt)	36% (G.snitt)

Kilde: Norsk Energi og NEPAS, 2009. Energibruk og spillvarmepotensial over 25 °C. Andel spillvarme av energibruk er i kilden lik andel disponibel spillvarme, som er lik ikke utnyttet spillvarme. Mengdene ble i rapporten oppgitt som prosent av energibruk (ikke som prosent av total spillvarme).

Ikke utnyttet spillvarme fra varmekilder over 25 °C summerte seg til om lag 19 TWh i 2009. Dette representerer det teoretiske potensialet for utnyttelse av spillvarme per 2009.

Temperaturnivået (kvaliteten) er avgjørende for hva de ulike spillvarmekildene kan benyttes til. Spillvarmekildene ble kategorisert i fire grupper etter temperaturen, se Tabell 4-2.

Tabell 4-2: Temperaturinndeling

Temperatur	Aktuelle formål	Spillvarmepotensial 2009
>140 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftproduksjon • Fjernvarme 	7,0 TWh ²¹
60-140 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftproduksjon • Fjernvarme 	3,1 TWh
40-60 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Lavtemperatur fjernvarme • Varmekilde for varmepumpe med god varmefaktor 	5,8 TWh
25-40 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Fiskeoppdrett • Jordvarme • Varmekilde for varmepumpe 	3,3 TWh

Kilde: Norsk Energi og NEPAS, 2009

I det videre vil vi beskrive hvordan vi har vurdert det aktuelle potensialet for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon (delkapittel 4.2.2). Deretter, i

¹⁹ På grunn av eksoterme kjemiske prosesser er energi i spillvarme større enn energibruk.

²⁰ For avfallsforbrenning er «Energibruk» energimengde i innfyrt avfall.

²¹ Brenngass er også tatt med i denne klassen.

delkapittel 4.2.3, vil vi omtale vårt arbeid for å vurdere det aktuelle potensialet for bruk av spillvarme i industrien til andre formål.

4.2.2 Aktuelt potensial for utnyttelse av spillvarme i industrien til kraftproduksjon

Vi har gått frem som følger for å vurdere potensialet for utnyttelse av spillvarme i industrien til kraftproduksjon:

1. Tatt utgangspunkt i estimatet på det teknisk-økonomiske potensialet for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon i 2009.
2. Vurdert endringer i industristrukturen siden 2009.
3. Kartlagt realisert potensial siden 2009.
4. Vurdert den relative lønnsomheten til det gjenværende potensialet, sammenlignet med det som alt er blitt realisert.
5. Vurdert om ny teknologi eller endrede markedsforhold har gjort at det teknisk-økonomiske potensialet er større eller mindre i dag.
6. Gjort en samlet vurdering av det gjenværende potensialet for kraftproduksjon fra spillvarme i industrien.

Steg 1: Utgangspunkt - Estimat fra 2009 på det teknisk-økonomiske potensialet for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon

Det teknisk-økonomiske potensialet for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon ble i 2009 vurdert til om lag 1 150 GWh kraftproduksjon per år.

Av de 1 150 GWh var 900 GWh kraftproduksjon basert på spillvarme med temperaturer over 350 °C, og 250 GWh var kraftproduksjon basert på spillvarme med temperaturer mellom 60-350 °C (Norsk Energi & NEPAS, 2009).

Steg 2: Vurdering av endringer i industristrukturen

Industristrukturen i Norge er endret siden 2009. Samlet energibruk i industrien har økt med om lag 10

prosent fra 2009 til 2018 (SSB, 2019h). Spørsmålet er om disse endringene også har medført endringer i potensialet for kraftproduksjon basert på spillvarme.

Mesteparten av den samlede veksten skyldes vekst i metallindustrien (+6 TWh), samt oljeraffinering, kjemisk og farmasøytisk industri (2 TWh). Det er imidlertid usikkert i hvilken grad forbruksveksten eventuelt har økt potensialet for spillvarmebasert kraftproduksjon.

Siden 2009 har energibruken i papir- og papirvareindustrien falt med 37 prosent (ned 3 TWh). Store aktører som Follum, Hunsfos, Union, Tofte og M. Petterson er lagt ned i perioden 2009-2015. Nedleggelse i treforedlingsindustrien kan etter vår vurdering redusere det teknisk-økonomiske potensialet for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon. I 2009 ble det anslått at produksjonspotensialet for kraft fra treforedlingsindustrien ved installasjon av damp turbin var på 80 GWh og at ytterligere 80 GWh kraft kunne produseres ved å utnytte ledig kjelkapasitet (Enova, 2009).

I hvilken grad bortfall av kapasitet i treforedling og økt energiforbruk, først og fremst i metallindustrien, har endret mengder og egenskaper i de samlede spillvarmeressursene mangler vi presis informasjon om.²²

Steg 3: Kartlegging av realiserte prosjekter

Som et neste steg har vi kartlagt hvilken del av potensialet som ble identifisert i 2009 som er blitt realisert.

Enova har støttet fire prosjekter for utnyttelse av spillvarme i industrien til kraftproduksjon. Prosjektene står beskrevet i Tabell 4-3.

²² Kartleggingen av samlede spillvarmeressursene i 2009 ble gjort under forbehold om at data per anlegg ble behandlet konfidensielt. Fordi vi ikke vet hvilke anlegg som hadde hvilket spillvarmepotensial i 2009, har vi ikke mulighet til å beregne nettvirkningen av endret industristruktur.

Tabell 4-3: Realiserte anlegg for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon fra industrien i 2019

Aktør	Beskrivelse	Utnyttet/reduksjon spillvarme	Kraftproduksjon	Teknologi	Kilde
Elkem Salten	Spillvarme til kraftproduksjon. Virkningsgrad ca. 25 prosent. Støtte med 350 MNOK fra Enova i 2012	1 200 GWh/år	300 GWh/år	Damp turbin	Enova
Elkem Thamshavn	Økt kraftproduksjon fra spillvarme med 78 GWh/år i år 2012. Eksisterende kraftproduksjon basert på spillvarme i 2009 var 120 GWh/år. Virkningsgrad ca. 20-30 prosent. Støtte med 39 MNOK fra Enova.	300 GWh/år	Økt med 78 GWh/år	Damp turbin	Enova
Elkem Bjølvefossen	Oppgradert damp turbin fra 70-tallet i år 2016. Kraftproduksjon økt fra 50 GWh/år til 95 GWh/år. Virkningsgrad ca. 20-25 prosent. Støtte med 54 MNOK fra Enova.	180 GWh/år	Økt med 45 GWh/år	Damp turbin	Enova
Finnfjord	Spillvarme til kraftproduksjon. Støtte med 175 MNOK fra Enova.	1 400 GWh/år ²³	349 GWh/år	Damp turbin	Enova
Sum utnyttet/reduksjon siden 2009		3 080 GWh/år	~770 GWh		

Kilde: Enova

Tabellen viser at kraftproduksjon på til sammen 770 GWh er blitt realisert siden 2009.

Funnene tyder på at det norske virkemiddelapparatet har hatt stor virkning med tanke på å bidra til utnyttelsen av spillvarme i industrien. Av et identifisert potensial på rundt 1 150 GWh i 2009 er rundt 67 prosent blitt realisert. Dette tilsier at rundt 380 GWh i årlig kraftproduksjon, som ble identifisert i 2009, ennå ikke er identifisert. I de neste avsnittene skal vi redegjøre for om disse kildene kan forventes å være lønnsomme å utnytte til kraftproduksjon.

Steg 4: Lønnsomheten i gjenværende potensiale

I hvilken grad spillvarmeressursene er egnet for utnyttelse i varme- eller kraftproduksjon avhenger av flere forhold, blant annet:

- Kvaliteten på spillvarmekilden, herunder temperaturnivå, effekt, tilgjengelighet og mengde.
- Tilgjengelig teknologi for omforming til nyttbar varme eller el-produksjon
- Kundegrunnlaget for utnyttelse internt eller eksternt (etterspørsel og tilgang på infrastruktur). Dette henger i stor grad sammen med hvor spillvarmeressursene befinner seg geografisk.

Det er naturlig å anta at spillvarmeressurser med best egenskaper (kvalitet) utnyttes først. Det er for eksempel langt gunstigere å utnytte høye temperaturer i røykgasser, slik man har gjort i de fire

prosjektene listet i Tabell 4-3, enn å utnytte varmt vann på 100-150 °C.

Det at gjenværende kilder sannsynligvis er mindre attraktive enn de som er blitt utnyttet, kan peke i retning av at det gjenværende teknisk-økonomiske potensialet i praksis er lavere enn differansen mellom potensialet identifisert i 2009 og det som siden er blitt realisert.

Steg 5: Vurdering av virkningene av ny teknologi eller endrede markedsforhold

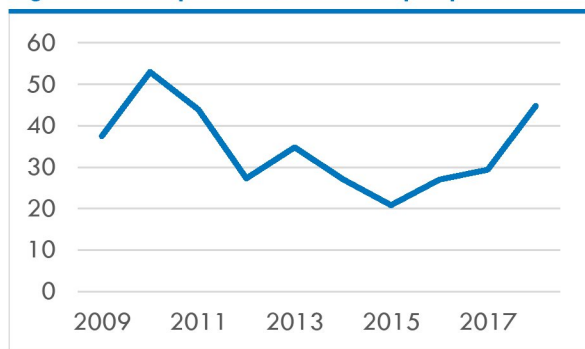
Bedre teknologi eller høyere kraftpriser kan i prinsippet gjøre at det tekniske-økonomiske potensialet er høyere i 2018, enn det ble vurdert å være i 2009. Dette kan skje ved at kostnadene for ny teknologi til utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon er blitt redusert og/eller ved at høyere kraftpriser øker verdien av kraftproduksjonen.

Vår vurdering er at teknologikostnadene kan ha falt noe siden 2009, men ikke nok til å skape nødvendig lønnsomhet til å utløse investeringer. Denne vurderingen støttes også av Enova i intervju med oss (Enova, 2019a). Å vurdere kostnader er utfordrende særlig fordi det mangler prosjekter som er realisert i Norge, og at forutsetningene for et prosjekt f.eks. basert på bioenergi som er bygd i Sverige ikke uten videre kan overføres til norske forhold.

²³ Det antas at Finnfjords damp turbiner oppnår tilnærmet lik virkningsgrad som Elkems damp turbiner. Vi har i denne beregningen lagt til grunn rundt 25 prosent virkningsgrad.

Siden 2009 har kraftprisen variert fra år til år. I de fleste årene har prisen vært lavere enn i 2009, se Figur 4-1.

Figur 4-1: Kraftpris i øre, ikke inflasjonsjustert



Energifaktanorge.no. Sluttbrukerpriser. Kraftpris (eks. nettleie, Enovaavgift, forbruksavgift, merverdiavgift og elsertifikat). Ikke inflasjonsjustert.

På grunnlag av disse vurderingene konkluderer vi med at hverken teknologiutvikling eller endringer i markedsforhold har endret det teknisk-økonomisk utnyttbare potensialet for kraftproduksjon basert på spillvarme vesentlig siden 2009.

Steg 6: Samlet vurdering av det gjenværende potensialet for kraftproduksjon fra spillvarme i industrien

De fire prosjektene listet i Tabell 4-3 har alene utløst om lag 2/3 av det teknisk-økonomiske kraftproduksjonspotensialet som Norsk Energi og Nepas kartla i 2009. Som nevnt nyttiggjør disse prosjektene seg av røkgasser med relativt høye temperaturer.

Går man ned i temperaturnivå, kanskje så lavt ned som 100-150 °C, må man over på teknologier som i liten grad er utbredt i Norge og som, i tillegg til relativt høye enhetskostnader, innebærer forholdsvis små anleggsstørrelser. Betrakter man tilgjengelige ORC-løsninger handler dette grovt sett om anlegg i området 0,5-10 MW.

Den elektriske virkningsgraden for anlegg som arbeider med lave temperaturer ligger grovt sett i området 10-20 prosent. Det betyr at realisering av hele potensialet på rundt 380 GWh elektrisitet per år innebærer utnyttelse i størrelsesorden rundt 2,5 TWh spillvarme per år av ulik kvalitet. Dette innebærer at det må gjøres tiltak i mange anlegg for å realisere dette potensialet.

Vår samlede vurdering er at 380 GWh/år bør anses som et tak for det mulige gjenværende potensialet for utnyttelse av spillvarme i industrien til kraftproduksjon, og at det faktiske, utnyttbare potensialet sannsynligvis er betydelig lavere. I kapittel 5.5 vurderer vi lønnsomheten av å utnytte spillvarme i industrien til kraftproduksjon.

4.2.3 Aktuelt potensial for utnyttelse av spillvarme i industrien til øvrige formål

Spillvarme fra industrien kan brukes til flere formål, foruten kraftproduksjon. For eksempel kan spillvarme distribueres via fjernvarmenett dersom det er tilgjengelig eller brukes internt i virksomheten.

Mange steder er de lokale varmemarkedene for små til å kunne utnytte store mengder stedlig spillvarme-produksjon. I forbindelse med potensialstudien for utnyttelse av spillvarme i industrien i 2009, ble det pekt på en del barrierer som hindrer at spillvarme i industrien blir utnyttet (Enova, 2009):

- Manglende eksternt varmemarked
- Manglende infrastruktur (fjernvarme)
- Umoden teknologi
- Manglende bedriftsøkonomisk attraktivitet
- Tilgang til kapital
- Lav bevissthet eller ikke tilgjengelig kompetanse

Flere steder har bransjeaktører evnet å overvinne disse barrierene. Dette har resultert i at spillvarme fra industrien er blitt utnyttet til fjernvarme de senere år, se Tabell 4-4.

Tabell 4-4: Eksempler på utnyttelse av spillvarme til fjernvarme

Sted	Aktør	GWh/år
Kristiansand	Glencore/AT	200
Orkanger	Elkem T.havn/N. kylling	100?
Mo i Rana	Mo Næringspark	80-90
Porsgrunn	Yara (Herøya)	45
Kongsberg	Kongsberg næringspark	33
Sarpsborg	Borregaard	22
Sunddal	Hydro, ink. Nofima	20
Sauda	Eramet	5-10
Lista	Elkem Lista	Ukjent
Raufoss	Raufoss Næringspark	Ukjent

Kilde: Asplan Viak (2019), Enova

Utnyttelse av spillvarme vil i mange tilfeller støttes av Enova. I Vedlegg G gjengir vi de største prosjektene

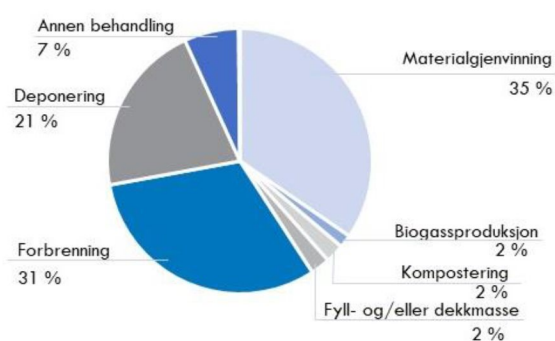
som har mottatt støtte fra Enova i to utvalgte programmer mellom 2008 og 2018.^{24,25}

4.3 Varme fra avfallsforbrenningsanlegg

Avfallsforbrenning i Norge

I 2017 produserte Norge 11,7 millioner tonn avfall (SSB, 2019a). Den største andelen av avfallet går til gjenvinning, enten i form av materialgjenvinning (omlag 35 prosent) eller energiutnyttelse i fjernvarmeproduksjonen (31 prosent forbrennes, mye av dette går til fjernvarme), se Figur 4-2.²⁶

Figur 4-2. Behandling av avfall, 2014-2017



Kilde: SSB tabell 10514: Avfallsregnskap for Norge

Det finnes 20 forbrenningsanlegg i Norge i dag, fra Tromsø i nord til Kristiansand i sør. En geografisk oversikt over forbrenningsanleggene er vist i Figur 4-3.

Figur 4-3. Oversikt over forbrenningsanlegg i Norge per 2018



Kilde: Avfallnorge.no

18 anlegg er regulert som avfallsforbrenningsanlegg etter Industriutslippsdirektivet (IED), mens øvrige to anlegg, tilknyttet Norcems sementfabrikker i Brevik og på Kjølsvik, er regulert som samforbrenningsanlegg i henhold til IED.

Fire anlegg har tillatelse til å brenne foredlet avfall. De øvrige 16 anleggene har tillatelse til å brenne blandet avfall.

Det følger av avfallsforskriften at forbrenningsanlegg skal utformes, bygges og drives på en slik måte at all termisk energi generert av forbrenningsprosessen utnyttes så langt det er praktisk gjennomførbart (Klima- og miljødepartementet, 2004). I tråd med dette blir varme fra avfallsforbrenning i stor grad utnyttet. 14 anlegg leverer fjernvarme og fjernkjøling, syv leverer damp til industrien og åtte produserer elektrisitet. Energien fra avfallsforbrenningsanleggene til Norcem brukes i virksomhetens egen produksjon.

²⁴ Se Enovas prosjektlister for en fullstendig oversikt:

<https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektlister-2012--2018/>

²⁵ Vi mangler grunnlag for å vurdere det teknisk – økonomiske potensialet for utnyttelse av spillvarme fra industrien til formål utover kraftproduksjon. For å kartlegge utnyttelse av spillvarme i industrien har vi gjennomført en spørreundersøkelse blant relevante industriaktører som typisk produserer mye spillvarme (treforedling, metallindustri, kjemisk industri og næringsmiddelindustri).

I spørreundersøkelsen ba vi aktørene opplyse om deres spillvarmeproduksjon, i hvilken grad den er blitt utnyttet og om vi kunne publisere informasjonen de delte med oss. Dessverre ble svarprosenten på undersøkelsen, og andelen som godtok at informasjonen kunne offentliggjøres, for lav til at vi har relevante tall for 2019.

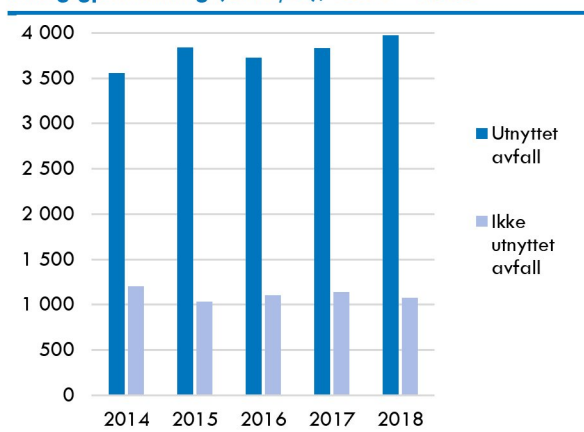
²⁶ Varme fra avfallsforbrenning defineres som «recovered products» iht. Energieffektiviseringsdirektivet (EU, 2019a)

Varme fra avfallsforbrenning

De siste fem årene er varme fra avfallsforbrenning tilsvarende mellom 3,5 og 4 TWh/år utnyttet til fjernvarmeproduksjon, men ikke alt avfallet som forbrennes blir utnyttet.²⁷ Om lag 1 TWh/år varme fra avfallsforbrenning utnyttes ikke. Denne varmen avkjøles mot luft i dag. Figur 4-4 viser utnyttet og ikke utnyttet energi fra avfallsforbrenning de siste fem årene.

Avfall produseres jevnt over året, og forbrenning skjer også jevnt i takt med produksjonen. Etterspørselen etter avfallsbasert varmeproduksjon svinger imidlertid over året, noe som betyr stor etterspørsel i vintermånedene og lav etterspørsel om sommeren. Om sommeren oppstår dermed et varmeoverskudd som ikke utnyttes.

Figur 4-4: Utnyttet og ikke utnyttet avfall i Norge til energigjenvinning (GWh/år), 2014 – 2018



Kilde: SSB tabell 04730: Forbruk av brensel til bruttoproduksjon av fjernvarme

Potensialet for økt utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning

Det teoretiske potensialet for økt utnyttelse av avfallsforbrenning til varme er rundt 1 TWh/år.²⁸ Potensialet består for det meste av avfall som brennes om sommeren når fjernvarmebehovet er lavt. Forbud mot deponering av nedbrytbart avfall som ble innført 1. juli 2009, gjør at avfall ikke kan lagres (Miljøverndepartementet, 2002). Varmepotensialet kan utnyttes gjennom termisk lagring. Det teknisk-økonomiske potensialet for termisk lagring er vesentlig lavere enn 1 TWh/år. Dette skyldes blant annet at

²⁷ Nettoproduksjonen av fjernvarme fra avfallsforbrenning var 2,9 TWh i 2018 (SSB, tabell 09469).

²⁸ Utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning til fjernvarme kan gjøres i kombinasjon med utnyttelse av varmen til kraftproduksjon, slik det gjøres på Langemyr avfallsforbrenningsanlegg i Kristiansand.

²⁹ Oppbevaring av avfall er ikke tillatt iht. Forurensningsloven (Klima- og miljødepartementet, 2019).

grunnforholdene varierer og at teknologien for termisk lagring fortsatt er under utvikling.

Kortsiktig lagring, i form av akkumulatortank, og mer langsiktige lagring i form av sesonglager i fjell er mulige løsninger for å utnytte en større andel av varmen fra avfallsforbrenning.²⁹ I kapittel 5.6 vurderer vi lønnsomheten av slike løsninger.

4.4 Spillvarme fra datasentre

Om datasentre

Et datasenter består av datamaskiner og servere som brukes til å organisere, behandle, lagre og spre data. Datasentre varierer i størrelsen, fra et enkelt rom i et bygg til store haller. Sentrene kan være en integrert del av en bedrift eller en tjeneste levert til andre bedrifter. I dag er de fleste datasentrene i Norge interne datasentre (NVE, 2019d).

Utnyttelse av overskuddsvarme fra datasentre

Overskuddsvarme fra datasentre kan utnyttes i ulike type varmeanlegg, for eksempel i fjernvarmeanlegg. Spillvarmepotensialet fra datasentre er knyttet til datasenterets energibruk, som igjen avhenger av hvor stor datakapasitet som er installert.

Et eksempel på utnyttelse av spillvarme fra datasentre er den som er planlagt mellom DigiPlex og Fortum Varme. Intensjonsavtalen handler om gjenvinning av overskuddsvarme fra DigiPlex' datasenter på Ulven i Oslo, samt leveranse av kjøling til DigiPlex' anlegg (Energiteknikk, 2018).

Et datasenter har normalt nokså jevn drift gjennom året, hvilket resulterer i et jevnt strømforbruk. Dette betyr at spillvarmen produseres jevnt over året, uavhengig av årstid. På grunn av den jevne energiprofilen til et datasenter vil overskuddsvarmen passe best inn hos en bruker med kontinuerlig varmebehov over året, gjerne lavtemperatur prosessvarme.³⁰ Fjernvarme er også et alternativ for utnyttelse av spillvarme fra datasentre, men man vil da kunne oppleve samme type varmeoverskudd om sommeren som for avfallsforbrenning. En forutsetning for utnyttelse av fjernvarme fra datasenter er at de lokaliseres i nærheten av annen bebyggelse.

Datasentre i Norge

Per i dag er det identifisert tolv eksterne datasentre som er etablert og tre som er under etablering.³¹ De

³⁰ Overskuddsvarmen ved luftkjøling av IT-utstyret leveres normalt rundt 35-45 °C.

³¹ Med eksterne datasentre menes anlegg bestående av servere og andre komponenter som brukes til å organisere, behandle, lagre og spre store mengder data, for eksterne kunder.

viktigste forutsetningene for etablering av nye data-sentre er tilgang på kraft, fiberkapasitet, kjølekapasitet, kompetanse og enkel adkomst, herunder nærhet til flyplasser. I noen tilfeller vil mindre data-sentre kunne bli plassert i bynære områder, og dermed være aktuelle som produsenter av fjernvarme. Datasentre kan også legges til steder der det finnes industriell virksomhet fra før, noe Arctic Circle Data Center i Mo i Rana er et eksempel på. Her vil annen eksisterende eller ny virksomhet ha mulighet til å utnytte spillvarmen.

Potensialet for utnyttelse av spillvarme fra datasentre i Norge

NVE anslår at energibehovet til datasentre i Norge i dag er i størrelsesorden 0,7 TWh/år (omkring 85 MW) (NVE, 2019d). NVE forventer en jevn vekst i kraftforbruk fra datasentre fremover, og anslår at forbruket vil øke til mellom 4 og 9 TWh i 2040 (NVE, 2019d). NVEs anslag gir en indikasjon på hva som kan være det tekniske potensialet knyttet til utnyttelse av spillvarme fra datasentre. Det økonomiske potensialet antas å være betydelig lavere ettersom det er snakk om relativt lave temperaturer og andre barrierer som blant annet avstand til brukere og lave energipriser.

I et miljø- og ressursperspektiv vil det være viktig å se på muligheter for utnyttelse av spillvarme, gjerne til prosessformål, når beliggenheten til nye datasentre vurderes.

4.5 Spillvarme fra små anlegg

Om bruk av overskuddsvarme fra små anlegg

I mange byer og tettsteder bygges kombinerte nærings- og boligbygg, der for eksempel en dagligvarebutikk ligger i første etasje med leiligheter i etasjene over.

Overskuddsvarme fra andre små anlegg som dagligvarebutikker, bakerier og kjøle- og fryselager kan være et viktig bidrag til oppvarming av bygg i mer urbane strøk. Likevel utnyttes slike muligheter i begrenset grad. Dette kan skyldes mange forhold, blant annet:

- Kostnader for sammenkobling.
- Svake kommersielle drivkrefter.³²
- Usikkerhet knyttet til tidshorison for leveransene.

³² Salg av varme er ikke en del av eksempelvis dagligvareforretningers kjernevirksomhet.

³³ Elektrisitetsbehovet til kjøling er vanligvis mindre enn levert kjøling til bygget (levert kjøling=fjernet varme), fordi kjølemaskiner har høyere kjølefaktor enn 1.0. Kjøle faktoren til et kjøleanlegg er definert som forholdet mellom levert kjøling og elektrisitetsbehovet til kompressor og sirkulasjonspumper i kjølesystemet. Kjølefaktor for komfortkjøleanlegg er ligger vanligvis i området 1.5 til 4.0.

- Temperaturnivåer som ikke er tilpasset bruken.
- Manglende kompetanse hos partene.
- Mangel på vannbårent varmesystemer i boligene.

Utnyttelse av varmeoverskudd knyttet til varme-, kjøle- og fryseanlegg fordrer i tillegg god planlegging og tilpasning av varmeanlegg, og at man får i stand nødvendige avtaler for salg og kjøp av varme.

Viktig kilde til spillvarme fra små anlegg: Dagligvareneringen

Dagligvareneringen har et tilnærmet konstant behov for kjøling og frys av salgsvarer. Forsyningen av kjøle og frys drives normalt av kjølekretser som genererer overskuddsvarme. Hvor mye overskuddsvarme som genereres avhenger av anleggets størrelse og effektivitet og blant annet hvor godt kjøle- og frysedisker er utformet. Gjennomsnittlig kjøleeffekt for kjøle og frys for en nyere dagligvarebutikk anslås til å være i størrelsesorden 40-45 Watt (W) per kvadratmeter (m²).

Den beregnede varmemengden finner man med utgangspunkt i definisjon av kjølefaktor³³, $\kappa = \frac{Q_c}{W}$ og energibalansen i en ideell kjøle- eller varmepumpekrets; $Q_H = W + Q_C$. Kombinert følger sammenhengen mellom varmemengde (Q_H), kjølebehov (Q_C) og kjølefaktor (κ):

$$Q_H = Q_C * \frac{\kappa + 1}{\kappa}$$

Med en dagligvarebutikk på 1 300 m², med kontinuerlig drift gjennom året, og et forhold mellom levert kjøling og tilført kompressorstrøm på 4 (kjølefaktor), representerer dette en varmemengde på om lag 0,57³⁴- 0,64 GWh/år per butikk.

Overskuddsvarme fra kjøle- og fryseanlegg har normalt temperaturer mellom 25-40°C. Varme på et slikt temperaturnivå vil kunne egne seg for å dekke varmebehov som gulvvarme, konvektorer, forvarming av tappevann, samt gatevarme. Overskuddsvarme fra dagligvareneringen er således godt egnet til for eksempel å forsyne boliger via en vannbåren varmedistribusjon i området der boliger og dagligvarebutikken er tilknyttet hverandre.

Eksempel på utnyttelse av spillvarme fra små kilder

Et eksempel på en dagligvarebutikk som utnytter og selger overskuddsvarme fra kjøle- og fryseanlegget

Eksempel: Med en kjølefaktor på 2.0 og et kjølebehov på 60 kWh/m², får vi da et elektrisk energibehov på 60/2 = 30 kWh/m² til kompressor og sirkulasjonspumper (https://www.sintef.no/globalassets/upload/a01523_rapp_ortenergirammer.pdf)

³⁴ $0,04 * 8760 * 1300 * (4 + 1/4) = 569\ 000$ kWh, eller 0,57 GWh.

sitt til boliger er KIWI butikken ved Dalgård i Trondheim. NorgesGruppen gjennomførte i 2017, med støtte fra Enova, et prosjekt der et av tiltakene var intern bruk og videresalg av overskuddsvarme fra butikken. Konseptet ble utformet med lagring av

varme i energibrønner og varmeleveranse via varmepumpe. Det ble estimert en varmeleveranse til 60 boliger på om lag 0,5 GWh per år i temperaturområdet 35-50°C³⁵.

³⁵ KIWI butikken har et areal på 1 250 m²

5. Kost-nytteanalyse av løsninger for effektivisering av oppvarming og kjøling

5.1 Introduksjon

I henhold til krav i EEDs Annex VIII, del 3, har vi vurdert følgende løsninger³⁶ for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge:

- Spillvarme og -kjøling fra industri
- Avfallsforbrenning
- Høyeffektiv kogenerering (kraftvarme)
- Fornybare energikilder som ikke benyttes for høyeffektiv kogenerering
- Varmepumper
- Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett

Analysen er, i tråd med kravene i EED, gjennomført i tre steg:

- Først beskriver vi referansealternativet, det vil si forventet fremtidig energibruk til oppvarming og kjøling, uten tiltak utover de som er forventet i etablerte fremskrivninger.

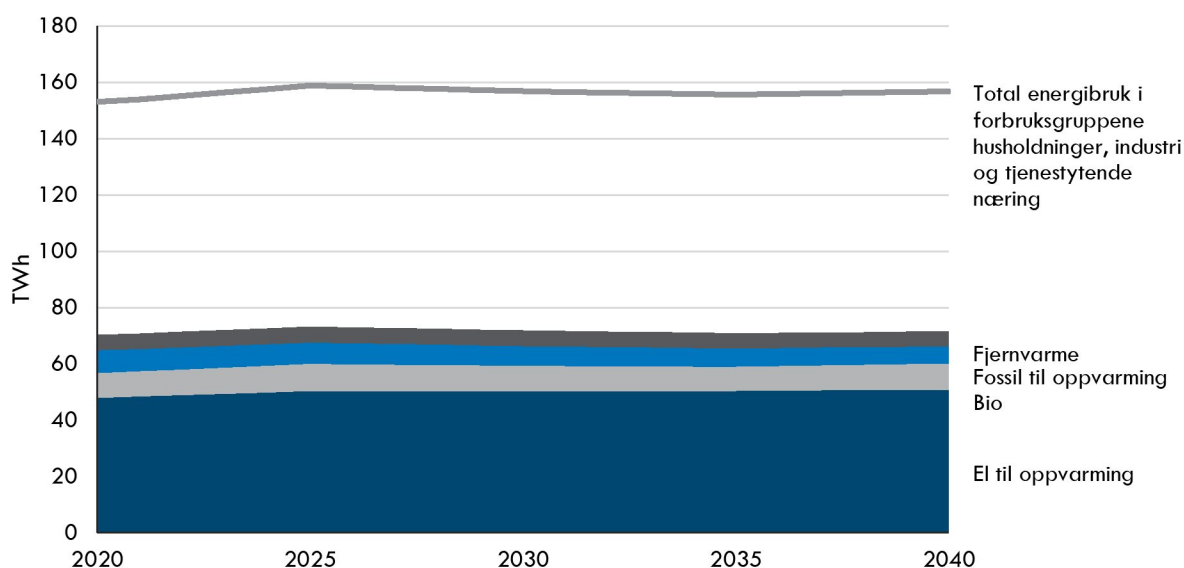
- Deretter vurderer vi hvorvidt løsningene som skal undersøkes, i henhold til EEDs Annex VIII, er relevante i Norge.
- Til slutt gjør vi en kost-nytteanalyse av relevante løsninger i Norge.

5.2 Referansealternativet

Referansealternativet beskriver dagens situasjon og den forventede utviklingen i fravær av nye tiltak. Dette inkluderer en beskrivelse av den forventede fremtidige etterspørselen etter oppvarming og kjøling og sammensetningen av energivarer.

Utviklingen i referansealternativet er basert på NVEs forventninger til utviklingen av energibruken i Norge, slik den er beskrevet i *Strømforbruk mot 2040* (NVE, 2019f) og *Energibruk i Norge mot 2035* (NVE, 2018).

Figur 5-1: Referansealternativ: Fremskriving av fremtidig energibruk til oppvarming og kjøling fordelt på energivarer, og total energibruk



Kilde: NVE (2019) og Oslo Economics (2019)

I referansealternativet forventes det at samlet energibruk i husholdninger, industri og tjenesteyting vil stige noe i perioden som helhet, fra 153 TWh i 2020 til om lag 156 TWh i 2040.

Energibruk til oppvarming og kjøling forventes å øke mindre enn samlet energibruk, fra et nivå på 70,2 TWh i 2020 til 71,4 TWh i 2040 (opp 1,7 prosent).

³⁶ I EED brukes begrepet teknologi om det som i denne rapporten omtales som løsninger. Begrepet teknologi kan virke litt lite treffende, for eksempel når vi snakker om bruk av spillvarme, som kan gjøres med mange ulike teknologier.

I Vedlegg E beskriver vi forutsetningene for beregningen av referansebanen.

5.3 Overordnet vurdering av løsningenes relevans

I denne delen gis en overordnet vurdering av relevansen³⁷ til de seks løsningene som skal vurderes i henhold til EEDs artikkel 14, Annex VIII, del 3.

En løsning vurderes som relevant, med mindre den av tekniske, økonomiske eller regulatoriske årsaker er uaktuell i norsk sammenheng. Dersom det ikke er tilstrekkelig informasjon til å gjennomføre en kostnøytteanalyse av løsningene er disse heller ikke vurdert videre.

Tabell 5-1 oppsummerer relevansen til de seks løsningene som skal vurderes i norsk sammenheng.

Tabell 5-1: Vurdering av relevansen til ulike løsninger i Norge

Teknologi	Relevant i norsk sammenheng?
Utnyttelse av varme	
Fra industri	Ja
Fra avfallsforbrenning	Ja
Høyeffektiv kogenerering (varmekraft)	Nei
Utnyttelse av fornybare energikilder	Nei
Varmepumper	Ja
Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett	Nei

I de neste avsnittene redegjør vi nærmere for vår vurdering.

5.3.1 Utnyttelse av spillvarme fra industrien

I kapittel 4.2 er det gjort en vurdering av det teknisk-økonomiske potensialet for ytterligere utnyttelse av spillvarme fra industrien. Utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon vurderes å ha et teknisk-økonomisk potensial på opptil, men sannsynligvis under 380 GWh/år. Løsningen vurderes å være relevant i norsk sammenheng. Lønnsomheten til løsningen vurderes i delkapittel 5.5.

³⁷ Kriteriet for relevans omtales som gjennomførbarhet i EED. Vi bruker ordet relevans ettersom det vurderes å være mer dekkende for vurderingen som gjøres, nemlig at det ikke står tekniske, økonomiske eller regulatoriske hindringer i veien for det.

Direkte utnyttelse av den termiske energien fra spillvarme i industrien er også mulig, enten i form av fjernvarme eller til internt bruk. Slik utnyttelse er ikke vurdert som en del av denne utredningen. Dette skyldes både mangel på data (se 4.2.3), samt prioriteringen av ressurser i dette analyseprosjektet.

5.3.2 Utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning

Som beskrevet i delkapittel 4.2 produseres det om lag 1 TWh varme per år fra avfallsforbrenning, som ikke utnyttes på grunn av lav etterspørsel etter varme i sommerhalvåret.

Etablering av termisk lagring i fjernvarmesystemet er en løsning for å kunne utnytte en større andel av spillvarmen fra avfallsforbrenning. Både etablering av kortsiktig lagring, i form av akkumulatortanker, og sesonglagring i grunn, i form av borehull, vurderes i økende grad i Norge. Dette ansees derfor å være relevant. Lønnsomheten til løsningen vurderes i delkapittel 5.6.

5.3.3 Høyeffektiv kogenerering (kraftvarmeverk)

Kogenereringsanlegg, eller kraftvarmeverk, anses som høyeffektive dersom tilført brensel (primærenergi) er minst 10 prosent lavere enn ved tilsvarende kraft- og varmeproduksjon i separate anlegg³⁸ (EU, 2019b).

Kraftvarmeverk produserer elektrisk kraft og varme i samme energiverk. Store deler av elektrisitetsproduksjonen i Europa er basert på termisk kraftproduksjon. Utnyttelse av varmen fra termisk kraftproduksjon i form av høyeffektive kraftvarmeverk er derfor et viktig effektiviseringsstiltak i europeisk sammenheng. Som følge av Norges rike tilgang på vannkraft har det ikke vært behov for å etablere ren termisk kraftproduksjon. Kraftvarmeverk er derfor nærmest ikke eksisterende i Norge. Effektivisering gjennom utnyttelse av varmen fra termisk kraftproduksjon er derfor ikke relevant i norsk sammenheng.

5.3.4 Utnyttelse av fornybare energikilder

I Norge er energibruk hovedsakelig basert på fornybare energikilder. Dette gjelder også for den delen energi som går til oppvarming og kjøling.

Det benyttes noe fossilt brensel til følgende formål:

- Bruk av olje, gass og kull til oppvarming i industrien, om lag 6,9 TWh i 2018.
- Bruk av olje og gass til oppvarming i husholdninger og tjenesteytende næringer, om lag 1,1 TWh i 2018.

³⁸ Annex II i Energieffektiviseringsdirektivet beskriver nærmere kravene for hva som er å anse som høyeffektiv kogenerering, jf. Directive 2012/27/EU.

- Spiss- og reservelast i fjernvarmeproduksjon, om lag 0,4 TWh i 2018³⁹.

Oppsummert vurderer vi at det å erstatte disse energikildene med fornybare energikilder som mindre relevant i denne sammenheng. Hovedgrunnene er at:

- Bruken av fossil energi til spiss- og reservelast i fjernvarmeproduksjon vil være svært dyr å erstatte.
- Bruk av olje til oppvarming i husholdninger og tjenesteytende næringer fases ut som en følge av vedtatt regulering.
- Vi mangler informasjon om bruken av olje, gass og kull til oppvarming i industrien, og det er derfor ikke grunnlag for å gjøre en kost-nyttevurdering av disse løsningene.

Dette forklares nærmere i de neste avsnittene.

Erstatte fossil energi som brukes til spiss- og reservelast i fjernvarmeproduksjonen

Fossil energi som benyttes til spiss- og reservelast i fjernvarmeproduksjon kan erstattes med bioolje, biogass eller elektrisitet.

Ettersom fossilt brensel i hovedsak benyttes til spiss- eller reservelast er kostnadene ved å erstatte fossil energi med elektrisitet eller biobasert brensel uforholdsmessig høy (Norsk Energi, 2019b). Dette fordi det gjerne er snakk om små volum i en begrenset tidsperiode. Dette betyr at investeringer i energi-omlegging kan være uforholdsmessig høye, sammenlignet med den sparte mengden fossile brensler. En kartlegging Norsk Energi har gjennomført viser at fjernvarmeselskapene i størst mulig grad tilstreber å benytte spillvarme eller andre fornybare energikilder i fjernvarmeproduksjonen, også som spiss- og reservelast, så langt det er forsvarlig økonomisk (Norsk Energi, 2019b). Dette forteller også fjernvarmeaktørene som er intervjuet i forbindelse med denne utredningen. Fordi miljønyten er relativt lav sammenlignet med investeringskostnader en utskifting medfører, vurderer vi det som mindre relevant å erstatte fossile energikilder med fornybare som spiss- og reservelast.

³⁹ I tre kommuner brukes fossilt brensel også til grunnlast (Sola, Stavanger og Time). Deler av dette forbruket er planlagt faset ut innen fem år (Norsk Energi, 2019b).

⁴⁰ Bruken av fossile brensler i industrien har gått kraftig ned de siste 20 årene. EUs klimavotesystem, samt Enova, har bidratt til dette. Enova har som ett av sine mål å redusere klimagassutslipp i industrien og har støttet en rekke prosjekter i industrien som har bidratt til energi-effektivisering og omlegging fra fossilt til fornybare energikilder. En del av potensialet for effektivisering gjennom omlegging fra fossile til fornybare energikilder i industrien kan som følge forventes å bli realisert gjennom virkningen av kvotemarkedet og Enovas støtteordninger.

Erstatte fossil energi som brukes til oppvarming i husholdninger og i tjenesteytende næringer

Forbudet mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygg innebærer at husholdningene og yrkesbygg allerede i 2020 ikke vil ha lov til å benytte olje til oppvarming (Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 2018). NVE antar at noe gass fortsatt vil bli brukt til oppvarming i de kommende årene (spesielt i fritidsboliger), men at omtrent all bruk av mineralolje og fyringsparafin vil opphøre etter 2020 som følge av forbudet. Utfasing av fossil energi til oppvarming i husholdninger og tjenesteytende næring forventes å realiseres uten ytterligere tiltak og løsningen vurderes derfor som ikke relevant i denne sammenheng.

Erstatte fossil energi som brukes til oppvarming i industrien

Hoveddelen av det fossile brensel som benyttes i industrien benyttes som råstoff inn i produksjonsprosessene. I tillegg benyttes anslagsvis 7 TWh/år fossilt brensel til oppvarming.

Bruken av fossil energi til oppvarming i industrien er fordelt på en rekke bedrifter og ulike produksjonsprosesser. I analysefasen av dette oppdraget (august til desember 2019) forelå det ikke tilstrekkelig informasjon til å gjøre en kost-nyttevurdering av tiltak for å erstatte bruken av fossil energi i de mange forskjellige industriprosessene.

I Klimakur 2030 (Miljødirektoratet), publisert i 2020, finnes det en oversikt over ikke-kvotepliktige utslipp⁴⁰ fra industrien, samt estimater på tiltakskostnader for å redusere disse. Informasjon i Klimakur 2030 er ikke begrenset til utslipp/energibruk til oppvarmingsformål, men kan gi noe informasjon om nytte- og kostnadsvirkninger av å erstatte fossile energikilder i industrien med fornybare.

Som en følge av at vi i analysefasen ikke hadde tilgang på data om bruk av fossile energikilder i industrien, og fordi vi ikke hadde ressurser til å gjøre en selvstendig analyse av de mange industriprosessene som en del av dette oppdraget, har vi ikke vurdert disse løsningene videre.

I Klimakur 2030 (Miljødirektoratet), publisert i 2020, finnes det en oversikt over *ikke-kvotepliktige* utslipp fra industrien, samt estimater på tiltakskostnader for å redusere disse. Informasjon herfra kan gi informasjon om nytte- og kostnadsvirkninger av å erstatte fossile energikilder i industrien med fornybare. Informasjonen er *ikke* begrenset til utslipp/energibruk til *oppvarmingsformål*.

5.3.5 Varmepumper

Varmepumper gir effektiv energiutnyttelse og bidrar til redusert energibruk. NVE har anslått at det teknisk-økonomiske potensialet fra varmpumper, utover det som forventes basert på historisk salgsstatistikk, er rundt 8 TWh varmeproduksjon per år.⁴¹ En økning i varmeproduksjonen fra varmpumper med 8 TWh tilsier en reduksjon i primærenergibruken med ca. 5 TWh.⁴²

Løsningen vurderes å være relevant i norsk sammenheng. I delkapittel 5.7 beskriver vi vår vurdering av lønnsomheten til økt bruk av varmpumper.

5.3.6 Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett

Utbygging av fjernvarme i Norge har i hovedsak foregått de siste 15 årene og er basert på relativt ny teknologi. Varmetapet i eksisterende fjernvarmenett tilsvarer 11 prosent av netto produksjon, noe som utgjør om lag 600-700 GWh per år (SSB, 2019e).

De mest aktuelle løsningene for å redusere tap av varme i eksisterende nett er etter vår vurdering å:

- Skifte ut eksisterende rør med nye rør med høyere grad av isolasjon.
- Skifte ut eksisterende varmevekslere med varmevekslere tilpasset lavere temperaturer.

Skifte ut eksisterende rør med nye rør med høyere grad av isolasjon

Rørsystemet til fjernvarmenettet er gravd ned i bakken. Dersom rørene skal skiftes ut må disse graves opp, noe som innebærer betydelig kostnader. Samtidig er gevinsten ved å redusere tapet i fjernvarmenettet ved å skifte ut rørene begrenset som følge av at fjernvarmenettet er relativt nytt og effektivt. Løsningen vurderes derfor ikke være relevant i norsk sammenheng.^{43,44}

Skifte ut eksisterende varmevekslere med varmevekslere tilpasset lavere temperaturer

Fjernvarmeselskapene vi har intervjuet peker på at eksisterende utstyr i fjernvarmesystemet gjerne er

dimensjonert for relativt høye temperaturer, og at tapet i fjernvarmenettet kan reduseres ved å redusere temperaturnivået i anleggene. En måte å gjøre dette på er å skifte til nye varmevekslere tilpasset lavere temperaturer. Fjernvarmeselskapene peker på at dette er tiltak som gjerne gjennomføres når varmevekslerne likevel skal byttes ut, men sjelden som selvstendige tiltak for å redusere tap i fjernvarmenettet da tiltakskostnaden er høyere enn sparte kostnader i form av redusert varmetap.

Fordi det norske fjernvarmenettet er forholdsvis ungt vurderer vi at det økonomiske potensialet knyttet til å skifte ut eksisterende varmevekslere som marginalt. Løsningen vurderes derfor ikke nærmere.

5.4 Sentrale forutsetninger for kostnytteanalysen

Vi har vurdert de seks løsningene som skal vurderes i henhold til direktivet. Tre av disse er blitt vurdert som relevante for Norge:

- Økt utnyttelse av spillvarme fra industri til kraftproduksjon (delkapittel 5.5)
- Økt utnyttelse av spillvarme fra avfallsforbrenning gjennom termisk lagring (delkapittel 5.6)
- Økt bruk av varmpumper (delkapittel 5.7)

Tre er blitt vurdert som ikke relevante:

- *Høyeffektiv kogenerering (kraftvarme):* Mindre relevant i Norge for øyeblikket, blant annet på grunn av fravær av termisk kraftproduksjon og tilgang på fornybar vannkraft.
- *Erstatte fossile energikilder med fornybare:*
 - *Erstatte fossilt brensel i spiss- og reservelast i fjernvarmeproduksjon:* Ikke relevant fordi kostnaden anses som uforholdsmessig høy.
 - *Erstatte olje- og gass til oppvarming i husholdninger og tjenesteytende næring:* Ikke relevant fordi denne fossile energibruken uansett fases ut i løpet av kort tid.

⁴¹ Basert på historisk salgsstatistikk for varmpumper har NVE estimert at varmeproduksjon fra varmpumper i 2030 vil utgjøre 18 TWh, basert på 8 TWh er elforbruk (NVE, 2016b). Dette innebærer en forventet økning på 2 TWh varmeproduksjon, sammenlignet med nivået i 2018 (se delkapittel 3.7).

⁴² Gitt en effektfaktor (COP) på ca. 2,55 – 2,81 (se Tabell B-6-5) krever en varmeproduksjon på 8 TWh ca. 3 TWh primærenergi. Netto-reduksjon i primærenergiforbruk, sammenlignet med alternativet, blir ca. 5 TWh.

⁴³ Det hender at det oppstår lekkasjer eller andre utfordringer som innebærer at selskapene må grave opp rørene for å gjennomføre vedlikehold eller reparasjoner, til tross for at rørene i utgangspunktet ikke har nådd sin levetid. Dersom rørdeler likevel skal skiftes ut kan det være økonomisk lønnsomt å oppgradere rørene til en høyere isolasjonsgrad. Hovedformålet med tiltaket er da imidlertid ikke å redusere varmetap, men å gjennomføre vedlikehold og reparasjon i forbindelse med skader og slitasje.

⁴⁴ Dette bekrefter fjernvarmeaktørene som viser til at å skifte ut eksisterende rør med formål å redusere varmetapet i nettet gir uforholdsmessig høye kostnader og anses ikke som økonomisk forsvarlig.

- Erstatte olje, gass og kull til oppvarming i industrien: Vi har manglet informasjon per prosess for å vurdere denne løsningen.
- Reduksjon av tap i eksisterende fjernvarmenett: Mindre relevant med større tiltak som å skifte rør og varmevekslere i det moderne fjernvarmenettet i Norge.

Tabell 5-2 gir en oversikt over de sentrale forutsetningene som er benyttet i kost-nytteanalysene. Ved beregning av klimagassutslipp er produksjonsmiksen i NVEs varedeklarasjon lagt til grunn for beregning av CO₂-utslipp fra norsk kraftproduksjon (NVE, 2019g).⁴⁵ For fossil olje og naturgass er DEFRA's utslippsfaktorer for 2019 lagt til grunn (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019).

Tabell 5-2: Oversikt over sentrale forutsetninger for kost-nytteanalysen

Forutsetning	Kost-nytteanalyse
Geografisk avgrensning	Fastlands-Norge
Analyseperiode	2020-2050
Sammenligningsår	2020
Diskonteringsrente	4%, 6% og 8%
Prisnivå	2019-kroner
Utslippsfaktorer	
CO ₂ norsk kraftproduksjon	18,9 g/kWh
CO ₂ fossil olje	257 g/kWh ⁴⁶
CO ₂ naturgass	184 g/kWh

Oslo Economics (2019)

Kost-nytteanalysene er avgrenset til å gjelde fastlands-Norge. Analyseperioden er satt til 30 år fra 2020 med sammenligningsår 2020. Netto nåverdi er beregnet basert på en diskonteringsrente på henholdsvis 4, 6 og 8 prosent. Alle priser er gitt i 2019-kroner.

Analysen inkluderer også en vurdering av ikke-prissatte og miljømessige aspekter ved de ulike løsningene. Prissatte virkninger er vurdert etter nåverdimetoden og det benyttes forventningsverdier for virkninger som er prissatt. Virkninger som det ikke anses som hensiktsmessig å verdsette i kroner er vurdert kvalitativt.

⁴⁵ En kunne alternativt, eller i tillegg, valgt å bruke gjennomsnittlig CO₂-utslipp fra med nordisk produksjonsmikse.

⁴⁶ Gjennomsnittlig CO₂-utslipp for gassolje, dieselolje og fyringsolje basert på DEFRA's utslippsfaktorer for 2019 (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019)

⁴⁷ Spillvarmepotensialet er fordelt på en rekke ulike kilder med forskjellig temperatur og egenskaper. Det er behov for en nærmere vurdering av hver spillvarmekilde for å vurdere hvilken teknologi som er best egnet for å utnytte potensialet.

5.5 Utnyttelse av spillvarme fra industri til kraftproduksjon

Introduksjon og vurdering av potensialet

Vi har i kapittel 4 anslått at det teknisk-økonomiske potensialet for kraftproduksjon basert på spillvarme i industrien er under 380 GWh per år. I dette delkapittelet beskrives kost-nytteanalysen som er gjennomført for å vurdere lønnsomheten av å utnytte dette.

Spenn i investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnader

Teknologier som vurderes å være aktuelle for utnyttelse av spillvarmepotensialet er dampturbin, Organic Rankine Cycle (ORC) og Stirling.⁴⁷ Tabell 5-3 viser kartlagte investerings- og driftskostnader for de ulike teknologiene som vurderes som aktuelle (Rambøll, 2014) (Norsk Energi & NEPAS, 2009). For en kort redegjørelse av de ulike teknologiene, viser vi til Vedlegg F.

For de tre teknologiene varierer investerings-, og drifts- og vedlikeholdskostnadene, samt virkningsgraden, med størrelsen på anlegget. Den nedre delen av kostnadsspennet reflekterer kostnaden for større anlegg, mens den øvre delen representerer kostnaden for mindre anlegg ned mot 0,5 MW. For anlegg under 0,5 MW er investeringskostnadene svært varierende.⁴⁸

⁴⁸ Kostnadene knyttet til utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon avhenger av en rekke forhold. Ved bruk av dampturbin avhenger for eksempel investerings- og drift- og vedlikeholdskostnader også av hvilken type spillvarmekilde som utnyttes. Dersom spillvarmekilden er damp kreves bare investering i selve turbinanlegget. Dersom spillvarmekilden er vann eller avgass kreves det også investering i henholdsvis en reboiler eller avgassskjel, i tillegg til selve turbinanlegget. Det bidrar til at investerings-, drift- og vedlikeholdskostnadene øker.

Tabell 5-3: Investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader for relevante teknologier for utnyttelse av kraftproduksjon fra spillvarme

Komponent	Damp turbin	ORC	Stirling
Investeringskostnad (NOK/kW)	8 000 – 29 000	8 000 - 18 000	14 000 - 40 000
Drift- og vedlikehold (øre/kWh)	2,5 – 12	1 - 5	4 - 20

Kilde: Rambøll, 2014 og Norsk Energi & NEPAS, 2009

Forventede investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnader

Tabell 5-4 gir en oversikt over forventningsverdiene brukt i kost-nytteanalysen.⁴⁹

Tabell 5-4: Forventningsverdier brukt i kost-nytteanalysen

Komponent	Verdi
Kraftproduksjon (GWh/år)	~ 380
Byggetid (år)	1
Levetid (år)	30
Investeringskostnad (NOK/kW)	25 000
Drift- og vedlikeholdskostnader (øre/kWh)	10
Kraftpris (øre/kWh)	23
Nettleie, anlegg over 150 kW (øre/kWh)	21,8
El-avgift, lav sats (øre/kWh)	0,48
Brukstimer	8 000
Samlet installert kapasitet (MW)	60

Oslo Economics (2019)

Det er lagt til grunn en kraftproduksjon på 380 GWh/år. Som beskrevet i kapittel 4 bør dette anses som et øvre estimat/høyt estimat på potensialet.

For enkelthets skyld har vi i nåverdiberegningen lagt til grunn at anleggene bygges i år én og at de har en levetid på 30 år.

Som følge av at de gjenværende spillvarmekildene i industrien forventes å være flere, relativt små kilder, er det lagt til grunn at gjennomsnittlig investeringskostnad ligger i øvre del av kostnadsintervallet for de aktuelle teknologiene (25 000 NOK/kW, se Tabell 5-3). Tilsvarende vurdering er gjort for gjennomsnittlig drift- og vedlikeholdskostnader (forventningsverdi 10 øre/kWh).

Forventet kraftpris (23 øre/kWh) og nettleie (21,8 øre/kWh) er satt i henhold til NVEs anslag ved dokumentasjon av kostnader for varmepumper (NVE, 2019h). I basis-scenariet er det lagt til grunn at industribedriftene benytter den egenproduserte kraften selv. Dette betyr at bedriftene får betydelige kostnadsbesparelser som følge av mindre innkjøpt kraft. Det er i beregningene lagt til grunn en samlet energipris på 45 øre/kWh (inkl. kraftpris, nettleie og elavgift⁵⁰). Videre er det forutsatt 8 000 brukstimer for kraftproduksjonen.⁵¹

Kost-nytteanalyse av kraftproduksjon basert på spillvarme

Gitt forutsetningene skissert over kan kraftproduksjon basert på spillvarme fra industrien være lønnsomt, gitt et avkastningskrav på 4, 6 og 8 prosent.

⁴⁹ For å illustrere usikkerheten i estimatene vil vi komplettere forventningsberegningene av nåverdiene med sensitivitetsanalyser der vi undersøker virkningene av endrede forutsetninger.

⁵⁰ Produktverdien for produsenten som med egen produksjon unngår å kjøpe kraft.

⁵¹ To kilder, én industriktør og Enova, oppgir i intervju at 8 000 brukstimer er en rimelig forutsetning. Dette følger av at brukstiden til kraftproduksjon er tilnærmet lik driftstiden til metallproduksjonen.

Tabell 5-5: Kost-nytteanalyse av kraftproduksjon basert på spillvarme, MNOK (nåverdi av 380 GWh/år)

Diskonteringsrente	4 %	6 %	8 %
Netto nåverdi (mill. kr.)	1 130	660	320
Investeringskostnad (mill. kr.)	-1 190	-1 190	-1 190
Drift- og vedlikeholdskostnader (mill. kr.)	-660	-520	-430
Sparte kraftkostnader (mill. kr.)	2 980	2 370	1 940
Ikke-prissatte virkninger			
Klimagassutslipp	Reduksjon i klimagassutslipp på ca. 7 200 tonn CO ₂ per år, gitt en CO ₂ -faktor for norsk kraftproduksjon på 18,9 g/kWh.		
Primærenergi	Reduksjon på 380 GWh/år. Det antas at elproduksjon fra spillvarme ⁵² erstatter annen elproduksjon.		
Fornybarandel	Den nasjonale fornybarandelen vil bli marginalt redusert ved økt elproduksjon fra spillvarme. Dette skyldes at over 98 prosent av elmiksen i dag er fornybar, mens rundt halvparten av elektrisitetsproduksjon basert på spillvarme vurderes å være fornybar.		
Forsyningssikkerhet	Forventes å ikke ha noe betydelig effekt, men kan bidra til en marginal styrking av forsyningssikkerhet som følge av økt produksjon av elektrisitet.		
Naturpåvirkning	Marginal positiv effekt, ved å redusere industribedriftenes etterspørsel etter elektrisitet og dermed marginalt redusere behovet for annen kraftproduksjon.		

Oslo Economics (2019)

Utnyttelse av spillvarme i industrien vil kunne bidra til en reduksjon i bruk av primærenergi. Videre er løsningen vurdert å kunne bidra til marginal styrking av forsyningssikkerheten og noe redusert naturpåvirkning.

Sensitivitetsanalyse

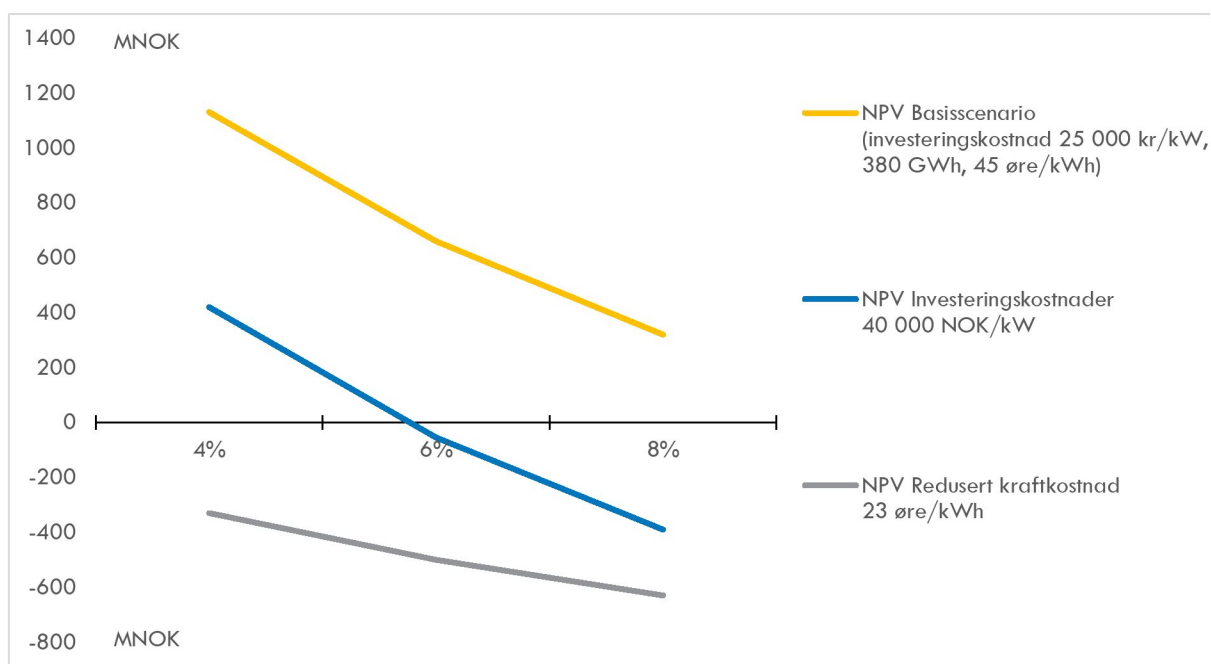
De viktigste sensitivitetene i estimatet, foruten diskonteringsrenten, er vurdert å være:

- Høyere investeringskostnader
- Sparte kraftkostnader

Figur 5-2 viser resultatene av de gjennomførte sensitivitetsanalysene. Endringer i sparte kraftkostnader gir høyest utslag for netto nåverdi, mens endringer i investeringskostnader gir relativt sett mindre utslag.

⁵² Spillvarme fra industrien defineres som «recovered products» iht. Energieffektiviseringsdirektivet (EU, 2019a)

Figur 5-2: Netto nåverdi (NPV) i MNOK gitt ulike diskonteringsrenter ved endring i investeringskostnad, potensiell kraftproduksjon og sparte kraftkostnader



Oslo Economics (2019)

Sensitivitet 1: Høyere investeringskostnader

Investeringskostnadene varierer med størrelsen på anlegget og størrelsen på installert effekt. Det er generelt lavere spesifikk investeringskostnad per kW for større anlegg. For anlegg med investeringskostnader rundt 40 000 kr per kW⁵³ vil utnyttelse av spillvarme til elektrisitetsproduksjon bli ulønnsomt med en kapitalkostnad på seks prosent, gitt øvrige forutsetninger.

Sensitivitet 2: Lavere reduksjon av kraftkostnader

Det er knyttet betydelig usikkerhet til hvor store kraftkostnader industribedrifter kan spare på å produsere egen energi. I beregningene over er det lagt til grunn at bedriften benytter kraften selv og dermed sparer både kostnader for innkjøp av kraft, nettleie og elavgift. Dersom en industribedrift i fremtiden ikke benytter kraften selv, men selger denne, vil besparelsen i energikostnader reduseres til kun kraftprisen (23 øre/kWh i våre forutsetninger). Videre kan markedsprisen på kraft falle i fremtiden, noe som vil redusere verdien av egen produksjonskapasitet. For å illustrere dette har vi beregnet nåverdien gitt en redusert kraftkostnad på kun 23 øre per kWh. Med en så beskjeden

kostnadsreduksjon per kWh vil spillvarmebasert kraftproduksjon ikke være lønnsomt, gitt øvrige forutsetninger.

5.6 Utnyttelse av varme fra avfallsforbrenning gjennom termisk lagring

5.6.1 Introduksjon

Som beskrevet i delkapittel 5.3.2 genereres om lag 1 TWh utnyttet varme per år fra avfallsforbrenning, hovedsakelig som følge av lav etterspørsel etter varme i sommerhalvåret.

For mer langsiktig sesonglagring er generelt energilager i fjell den teknologien med lavest investeringskostnad sammenlignet med mengden lagret energi (Energiforsk, 2019). For å møte kortsiktige variasjoner er akkumulatortank den vanligste og ofte mest lønnsomme lagringsteknologien (Energiforsk, 2019). I denne delen vurderes disse to teknologiene nærmere.⁵⁴

⁵³ 40 000 NOK/kW representerer det høyeste anslaget på investeringskostnader per teknologi for utnyttelse av spillvarme fra kraftproduksjon (se Tabell 5-3).

⁵⁴ Hovedkilden for vurderingene i dette delkapittelet er en teknisk-økonomisk analyse av ulike teknologier for termisk lagring i fjernvarmenettet gjennomført av Energiforsk (Energiforsk, 2019). Energiforsk sine vurderinger er basert på en kartlegging av 70 termiske lagre som er i drift i dag. De fleste lagrene er lokalisert i Tyskland, Danmark og Sør-Sverige.

5.6.2 Energilager i fjell

Beskrivelse av teknologien

Ved energilager i fjell (borehullslager) benyttes fjellgrunnen som lagringsmedium. Energien blir overført ved hjelp av borehullskollektorer i et rutenett av borehull. Når de geologiske forholdene er gunstige, er dette en lagringsmetode som krever mindre investeringer enn andre alternativer for sesonglagring, som lagring i tanker eller bergrom. Investeringene ved energilager i fjell inkluderer boring, installasjon av borehullskollektorer og rørsystem mellom brønner og varmesentral, samt varmevekslere, pumper og eventuelt en varmepumpe.

Lagringsløsningen kan benyttes til lagring av varme mellom sesonger, fra sommer til vinter, ved at overskuddsvarme blir pumpet ned i grunnen for senere å bli tatt ut igjen. Geologien i området og fjellets

materialegenskaper er i stor grad avgjørende for om det er hensiktsmessig å bygge et slikt anlegg.⁵⁵

Denne type teknologi er først og fremst egnet for store lagringsvolum, som følge av at prosjektene generelt blir mer kostnadseffektive med økt størrelse. Temperaturen fra energilager i fjell (borehullslager) varierer mellom 20 og 55°C (Energiforsk, 2019). Ved termisk lagring i form av borehull for utnyttelse i fjernvarmesystemet vil det ofte være behov for å øke temperaturen med varmepumper.

Det er flere aktører som vurderer å etablere borehullsbaserte varmelagre med høyere lagertemperaturer i berggrunnen, se Boks 5-1. I tillegg er det allerede etablert flere store sesonglagre der temperaturnivået varierer noen grader rundt naturlig nivå i berggrunnen, blant annet ved Åhus i Lørenskog, Nydalen i Oslo og Arcus på Gjelleråsen.

Boks 5-1: Planlagte sesonglagre i Norge

GeoTermos – Drammen

Ved Fjell skole i Drammen kommune er det etablert et varmelager (GeoTermos) basert på 100 energibrønner. Anlegget er satt i prøvedrift i 2019 og energibrønnene lades med varme fra uteluft i kombinasjon med solvarme og solstrøm. Når energibrønnene har nådd sin driftstemperatur skal de levere varme direkte til skolen uten bruk av varmepumpe.

Furuset - Oslo

Fortum Varme Oslo har et prosjekt som vurderer mulighetene for å etablere et høytemperatur varmelager på Furuset. Varmelagret vil bli tilkoblet fjernvarmesystemet og skal bli ladet med overskuddsvarme fra søppelforbrenning sommer, vår og høst. Om vinteren vil varmelagret levere varme til et lavtemperatur fjernvarmenett på Furuset. Prosjektet har fått innvilget støtte på 36,8 millioner kroner fra Enova.

Kvitebjørn - Tromsø

Kvitebjørn Varme i Tromsø jobber med å etablere et sesonglager i sitt fjernvarmesystem. De planlegger å bore flere 300 meter dype brønner for lagring av overskuddsvarme fra sommer til vinter. Kvitebjørn Varme opplyser at teknologien de planlegger å benytte er en åpen løsning hvor varme lagres i berggrunnen og i grunnvannet via sprekker i berggrunnen. Varmen injiseres i sentrum av reservoaret og lagres fra sommer til vinter. På vinteren injiseres returvann i de ytterste delene av reservoaret slik at det varmeste vannet i sentrum av brønnen kommer opp og kan utnyttes. Kvitebjørn Varme viser til at dette er nybrottsarbeid og det er derfor vanskelig å tallfeste utbyttet før boringen har startet og det er gjort tester på reservoaret. Selskapet anser imidlertid teknologien som svært lovende og forventer at den vil muliggjøre et mye høyere effektuttak enn konvensjonelle løsninger kan gi, til en lavere kostnad. Kvitebjørn Varme fikk nylig innvilget støtte på 91 millioner kroner fra Enova i et prosjekt der etablering av sesonglager er en sentral del av en større investering som skal sørge for at hele Tromsøya forsynes med fjernvarme (Enova, 2019).

Forutsetninger for kost-nytteanalysen

Energiforsk (2019) sin kartlegging av teknologier for termisk lagring viser at lagring i berg i form av borehull er den teknologien som har lavest investeringskostnad per mengde lagret energi. Kartleggingen baseres på kostnadstall fra borehullsbaserte varmelager med en lagerkapasitet på mellom 70 og 3 800 MWh/år.

Investeringskostnaden for anleggene varierer fra 23 000 NOK/MWh for det minste og 4 400 NOK/MWh for det største. Investeringskostnaden for disse anleggene er vesentlig høyere enn det som forventes for nye anlegg, noe som relateres til utprøving av ny teknologi via småskala demonstrasjonsanlegg.

⁵⁵ Fjellgrunnens ledningsevne, samt graden av oppsprekking i fjellet og mulig grunnvannsgjennomstrømning i fjellet er avgjørende, og må undersøkes/ avklares med forundersøkelser.

Investeringskostnaden for et borehullsbasert varmelager er i hovedsak knyttet til boring av energibrønnene samt borehullskollektorer og rørsystemet mellom brønnene og varmesentral. Dette er konvensjonell teknologi som benyttes i grunnvarmeanlegg. Sammenlignet med et konvensjonelt grunnvarmeanlegg utnyttes brønnene mer effektivt i et energilager. Dette betyr at mengden varme (kWh og kW) som kan tilføres og hentes ut fra brønnene (kWh/m brønn og W/m brønn) er høyere enn for tradisjonelle energibrønner. Investeringsgrunnlaget basert på konvensjonelle grunnvarmeanlegg kan derfor anses å være noe konservative. Investeringskostnaden for et komplett grunnvarmeanlegg (inklusive varmepumpe og spisslastkjel) er rundt 3 400 NOK/MWh (NVE, 2015). Av dette utgjør varmepumpe og spisslastkjel rundt 885 NOK/MWh slik at investeringskostnaden for den komplette energibrønnparken samt installasjonskostnader er rundt 2 500 NOK/MWh. I kost-nytteanalysen er det lagt til grunn et komplett grunnvarmeanlegg, inkludert varmepumpe og spisslastkjel, med en kapasitet på 1 500 MWh/år.

Kostnader knyttet til drift og vedlikehold av borehullslager har ikke vært mulig å identifisere. I kost-nytteanalysen er det lagt til grunn årlige drift- og vedlikeholdskostnader på 50 000 NOK. Videre er det lagt til grunn en byggetid på ett år og at lageret ved etablering trenger ett år på å lades opp før det kan tas i bruk. Virkningsgraden for lageret er antatt å være 55 prosent.

Det er i beregningene lagt til grunn at besparelsene ved utnyttelse av sesonglager er i samme størrelsesorden som for akkumulatortank og at denne er på 45 øre per kWh (Eidsiva Bioenergi, 2019). Dette kan anses som et konservativt estimat ettersom det forventes at sesonglager har en lavere gjennomsnittskostnad for innkjøpt energi enn akkumulatortank. Dette skyldes at lageret i hovedsak lades i sommerhalvåret når overskuddsvarme er relativt billig.

Tabell 5-6 oppsummerer de viktigste forutsetningene lagt til grunn i kost-nytteanalysen for denne teknologien.

Tabell 5-6: Forventningsverdier brukt i kost-nytteanalysen - Borehullslagring

Komponent	Verdi
Energilager (MWh/år)	1 500
Virkningsgrad (%)	55
Byggetid (år)	1
Oppladningstid ved etablering (år)	1
Levetid (år)	50
Investeringskostnad (NOK/MWh) ⁵⁶	3 400
Drift og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	50 000
Sparte energikostnader (NOK/kWh)	0,45

Oslo Economics (2019)

Kost-nytteanalyse

Tabell 5-7 viser resultatene av kost-nytteanalysen for byggingen av et borehullslager. Resultatene av kost-nytteanalysen viser at etablering av lager kan være lønnsomt, gitt forutsetningene som er lagt til grunn for analysen. Disse forutsetningene innebærer blant annet investeringskostnaden (målt som NOK/MWh) vil bli lavere enn den har vært i historiske eksempler på borehullslager.

De ikke-prissatte virkningene viser at termisk lagring vil kunne bidra til å redusere klimagassutslippene. Flere av fjernvarmeselskapene ønsker å redusere spisslast hvor fossilt brensel gjerne benyttes, og dette er mye av motivasjonen for borehullsbasert energilagring. Klimavirkningen avhenger av hvilken energivare som benyttes for å lade lageret og hvilken energimengde lageret erstatter. Dette påvirker også løsningsens effekt på bruk av primærenergi og hvordan løsningen vil påvirke fornybarandelen.

⁵⁶ Investeringskostnaden for et komplett grunnvarmeanlegg, inkludert varmepumpe og spisslastkjel.

Tabell 5-7 Kost-nytteanalyse av termisk sesonglagring – borehullslagring i fjell, MNOK (nåverdi per anlegg)

Diskonteringsrente	4 %	6 %	8 %
Netto nåverdi (mill. kr.)	7	4	2
Investeringskostnad (mill. kr.)	-5	-5	-5
Drift- og vedlikeholdskostnader (mill. kr.)	-1	-0,7	-0,6
Sparte kraftkostnader (mill. kr.)	13	10	8
Ikke-prissatte virkninger			
Klimagassutslipp	Noe reduksjon i klimagassutslipp. Reduksjonen er størst dersom anlegget sparer spillvarme som ellers ville gått tapt og alternativet ville vært bruk av olje og oljeprodukter til topplast. Dersom alternativet er bruk av elektrisitet er klimavirkningen mindre viktig.		
Primærenergi	Reduksjon på inntil 2 GWh/år.		
Fornybarandel	Det forventes en marginal økning i den nasjonale fornybarandelen per anlegg. Endringen i fornybarandelen avhenger av hvor mye lagringsløsningen bidrar til å erstatte bruk av fossil energi med spillvarme eller fornybare kilder.		
Forsyningssikkerhet	Bidrar til å styrke forsyningssikkerhet gjennom økt fleksibilitet til å møte effekttopper i fjernvarmesystemet i vinterhalvåret.		
Naturpåvirkning	Borehullsbaserte energilagre med høyere temperaturnivåer må isoleres mot overflaten for å hindre varmetap. Mikrofaunaen i den øvre delen av jordprofilen antas derfor å bli minimalt påvirket. Risiko for at grunnvann blir forurenset ifm. etablering.		

Oslo Economics (2019). Reduksjon av primærenergi bruk på 2 GWh/år forutsetter at lagringskapasiteten kun er basert på varme fra avfallsforbrenning med en virkningsgrad på 100 prosent og at denne erstatter bruk av olje og naturgass (henholdsvis 50/50⁵⁷, med en virkningsgrad på 75 prosent og 65 prosent).

Borehullager kan ha noe påvirkning på naturen (fauna og grunnen) i området hvor lageret etableres (Energiforsk, 2019). Grunnvannstemperaturen i området hvor det borehullsbaserte varmelageret etableres vil bli høyere enn naturlig nivå, og dette kan være konsesjonspliktig i henhold til aktsomhetskravet for grunnvann, jf. vannressursloven §5 første ledd (Asplan Viak, 2018).

Sensitivitetsanalyse

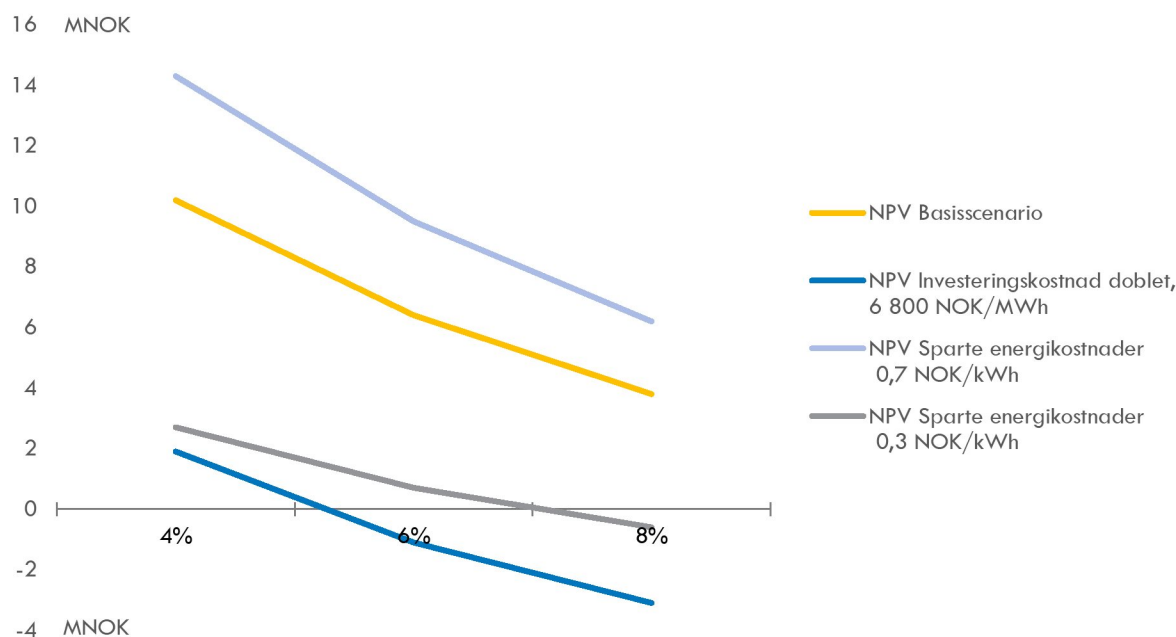
Dersom investeringskostnaden per MWh øker til det dobbelte, 6 800 NOK/MWh, vil løsningen ikke lenger være lønnsomt ved et avkastningskrav på 6 og 8 prosent, se Figur 5-3. Dette impliserer at

borehullslager, avhengig av lokale forhold og investeringskostnader i mange tilfeller ikke vil være lønnsomt. I tidligere eksempler på borehullslager har investeringskostnadene, som tidligere nevnt, variert fra 4 400 NOK/MWh for de største til 23 000 NOK/MWh for det minste (Energiforsk, 2019).

Dersom fortjenesten ved salg av fjernvarme reduseres vil dette trekke i samme retning som en økning i investeringskostnader og redusere investeringens netto nåverdi.

⁵⁷ Varmekraft i Norge er i Norge er basert på naturgass, gass eller varme fra industrielle prosesser og avfallsforbrenning (NVE, 2019c). Det er uklart hvor stor andel av produksjonen som er basert på henholdsvis fornybare- og fossile energikilder. Det er i Tabell 5-7 lagt til grunn er det antatt at 50 prosent av varmekraften som produseres er basert på fornybare energikilder og 50 prosent er basert på fossile energikilder.

Figur 5-3. Netto nåverdi, MNOK, gitt ulik diskonteringsrente ved endring i henholdsvis investeringskostnad og fortjeneste ved salg av lagret fjernvarme



Oslo Economics (2019)

Etablering av sesonglager i fjernvarmesystemet vil muliggjøre utnyttelse av overskuddsvarme fra avfallsforbrenning om sommeren ved å utnytte dette om vinteren når etterspørselen er høy. Teknologien er først og fremst egnet for større volum, samtidig som grunnforholdene i det aktuelle området er avgjørende for om teknologien er aktuell. Det finnes også andre teknologier for sesonglagring enn borehull, men disse vurderes som mer kostbare (Energiforsk, 2019).

Estimat på det økonomiske potensialet for energilager i fjell

Hvor stor andel av ikke-utnyttet varme fra avfallsforbrenning som er egnet for denne teknologien er imidlertid svært usikkerhet og vil kreve en individuell vurdering av områder hvor det kan være aktuelt å etablere sesonglagring i fjernvarmenettet. Vi mangler derfor informasjon til å anslå et økonomisk potensial for teknologien.

5.6.3 Kortsiktig termisk lagring ved akkumulatortank

Beskrivelse av teknologien

I en akkumulatortank lagres varmt vann, slik at det ikke er behov for mellomliggende varmeveksler

mellom fjernvarmevann og prosessvann i varmesyklusen. Tankene er lagdelt, noe som betyr at de har varmt vann på toppen og kjøligere returvann i bunnen. Vannet i tanken varmes opp når det er overskudd av varme og tømmes når etterspørselen er høyere enn grunnlasten i systemet.⁵⁸

I Norge er det etablert flere akkumulatortanker i fjernvarmesystemene. Alle har som formål å jevne ut variasjoner i etterspørselen på kort sikt. Tafjord Varmes akkumulatortank i Ålesund ble bygget allerede rundt 1990. Statkraft Varme og Eidsiva Bioenergi har bygget hver sin akkumulatortank, i Trondheim og på Hamar i tilknytning til Eidsivas energisentral Trehørningen. Både Statkraft Varme og Eidsiva Bioenergi sine akkumulatortanker er delvis trykksatte. Trykksatte akkumulatortanker kan operere over atmosfæretrykk som betyr at temperaturen på vannet i tanken kan overstige 100 °C (Energiforsk, 2019).

⁵⁸ For at lageret kan bidra til å møte effekttoppene i nettet, som er hovedformålet ved kortsiktig lagring, er det avgjørende hvor raskt energien kan hentes ut fra lageret, altså utladningseffekten.

Boks 5-2: Kostnader for akkumulatortank

Statkraft Varme (Statkraft, 2019)

Statkrafts akkumulatortank i Trondheim har et volum på 5000 m³ og en installert effekt på 20 MW. Tanken er delvis trykksatt og vannet kan varmes opp til 120°C. Tankens akkumulerte energivolum er på 200 MWh. Basert på foreløpige tall for 2019 anslår Statkraft at tanken vil oppnå et årlig energieresultat på mellom 11-12 GWh i 2019 (Statkraft, 2019).

Total investeringskostnad for anlegget var på 32 MNOK. Prosjektet er bygget med støtte fra Enova, som har dekket 7 MNOK av investeringskostnaden. Total investeringskostnad per kilowatt (kW) endte på rundt 1 600 NOK/kW.

Eidsiva Bioenergi

Eidsivas akkumulatortank i Hamar (Trehørningen) har et volum på 6 000 m³ og en installert effekt på 28 MW. Tanken er delvis trykksatt og vannet kan varmes opp til 115°C. Tankens akkumulerte energivolum er på 280 MWh. Akkumulatortanken har et forventet årlig energieresultat på 12-14 GWh (Eidsiva Bioenergi, 2019).

Total investeringskostnad for anlegget var på 38 MNOK. Prosjektet er bygget med støtte fra Enova som har dekket 8,9 MNOK av investeringskostnaden. Total investeringskostnad per kilowatt (kW) endte på rundt 1 360 NOK/kW.

Kost-nytteanalyse av akkumulatortank

Akkumulatortank er en løsning som i hovedsak bygges for å sikre effekt, snarere enn for å spare energi.

Kost/nytte vurderinger for akkumulatortank er utfordrende. Den må vurderes ut fra hvilke kostnader alternativene til effektdekning representerer, eksempelvis kjelanlegg for bioolje, el eller bioenergi. Nyten av en akkumulatortank kan også i noen grad sees i sammenheng med hvordan effekt prises av fjernvarmeselskap. Energikostnadene for fjernvarmebruker er satt sammen av fastledd, energiledd og effektledd. For mange kunder koster det mer å bruke mye energi i korte tidsperioder, enn å fordele forbruk jevner over tid. Når fjernvarmekunder ønsker mye effekt, betyr det at fjernvarmeproduzenten (-leverandøren) må skaffe seg tilsvarende effektkapasitet. Akkumulatortank er en alternativ måte å dekke behovet for effektkapasitet.

Nyten av en akkumulatortank bestemmes altså av behovet for effektregulering og kostnaden av alternative løsninger. Dette betyr at det er mindre meningsfylt å beregne nytte-kostnadsvirkninger av akkumulatortanker på grunnlag av energieresultat og forventede energipriser, slik vi har gjort for øvrige teknologier i analysen.

Fordi lønnsomheten av den enkelte akkumulatortank først og fremst avhenger av kostnaden av alternativ effektregulering, har vi i rammen av dette prosjektet ikke hatt mulighet til å gjøre en egnet nytte-

kostnadsanalyse og sensitivetsanalyse, slik vi har gjort for energilager i fjell (se delkapittel 5.6.2).

På grunnlag av realiserte prosjekter og innspill fra intervjuer vurderer vi overordnet at akkumulatortanker kan være lønnsomme, avhengig av lokale forhold.

5.7 Økt bruk av varmepumper

Introduksjon og vurdering av potensialet

Som nevnt i delkapittel 5.3.5, har NVE anslått at det teknisk-økonomisk potensialet til økt bruk av varmepumper, utover det som forventes basert på historisk salgsstatistikk, tilsvarer rundt 8 TWh varmeproduksjon. En økning i varmeproduksjonen fra varmepumper på 8 TWh tilsier en reduksjon i primærenergibruk på ca. 5 TWh.⁵⁹

Dette potensialet baserer seg hovedsakelig på at det vil være lønnsomt å fase inn en større andel varmepumper for vannbårne varmesystemer. I vår kost-nytteanalyse har vi lagt til grunn at luft-til-vann og væske-til-vann varmepumper bidrar til den største økningen i varmepumper.

Forutsetninger for kost-nytteanalysen

Tabell 5-8 viser antall varmepumper fordelt på ulike teknologier, samt øvrige sentrale forutsetninger lagt til grunn i kost-nytteanalysen. Investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader er basert på NVEs vurdering av kostnader for ulike varmepumper fra 2016 (NVE, 2019h).

⁵⁹ Gitt en effektfaktor (COP) på ca. 2,55 – 2,81 (se Tabell B-6-5) krever en varmeproduksjon på 8 TWh ca. 3 TWh primærenergi. Netto-reduksjon i primærenergiforbruk, sammenlignet med alternativet, blir ca. 5 TWh.

Tabell 5-8: Forventningsverdier brukt i kost-nytteanalysen - Varmepumper

Komponent					Verdi
Varmeproduksjon (GWh per år)					8 000
Energikostnad, inkl. kraftpris, nettleie og elavgift (NOK/kWh)					0,7
Byggetid for anlegg under 1 MW / over 1 MW (år)					0,5 / 1

	Luft-luft varmepumpe (alle bygg)	Luft-vann varmepumpe (eneboliger)	Luft-vann varmepumpe (næringsbygg/ flerfamiliehus)	Væske-vann varmepumpe (alle bygg)
Varmeproduksjon totalt (GWh per år)	80	800	3 200	3 900
Antall varmepumper	10 700	25 000	6 700	6 200
Ytelse per varmepumpe (kW)	3,8	10	150	150 ⁶⁰
Effektfaktor (COP)	2,5	2,7	3,0	3,2
Levetid (år)	15	15	15	20
Investeringskostnad (NOK/enhet)	20 000	120 000	975 000	805 343
Årlig servicekostnad ⁶¹ (NOK/enhet)	400	-	-	-
Drift og vedlikeholdskostnad (NOK/kW)	30	40	40	40
Reinvesteringskostnad etter 2035 (teknologiforbedring)	16 000	96 000	780 00	636 000

Oslo Economics (2019). Basert på informasjon fra NVE

⁶⁰ Gitt 35 °C

⁶¹ Service gjennomføres i praksis hvert 3 år

Kost-nytteanalyse

Tabell 5-9 viser resultatene av kost-nytteanalysen.

Tabell 5-9: Kost-nytteanalyse av varmepumper, MNOK (NPV)

Diskonteringsrente	4 %	6 %	8 %
Netto nåverdi (mill. kr.)	14 840	9 450	6 070
Investeringskostnad (mill. kr.)	-11 000	-8 590	-6 930
Drift- og vedlikeholdskostnader (mill. kr.)	- 4 260	-2 770	-1 900
Sparte kraftkostnader (mill. kr.)	30 100	20 810	14 860
Ikke-prissatte virkninger			
Klimagassutslipp	Reduksjon på i gjennomsnitt 52 tonn CO ₂ /år over analyseperioden, gitt en CO ₂ -faktor for norsk kraftproduksjon på 18,9 g/kWh. ⁶²		
Primærenergi	Reduksjon i bruk av primærenergi (ca. 5 TWh per år). ⁶³		
Fornybarandel	Økning på 6 prosent i nasjonal fornybarandel sammenlignet med 2017, forutsatt at bruk av varmepumper reduserer forbruk av energi tilsvarende varmepumpenes effektfaktor (COP) (ca. 5 TWh per år).		
Forsyningssikkerhet	Kan bidra positivt ved at varmepumper reduserer energi- og effektopper.		
Naturpåvirkning	Kan bidra til noe redusert utbygging av kraftnett dersom økt bruk av varmepumper fører til en samlet reduksjon i etterspørsel etter elektrisitet i områder med nettoforbruk.		

Oslo Economics (2019)

I analysen er det lagt til grunn at antall varmepumper av de ulike typene øker likt hvert år i hele analyseperioden og til slutt utgjør 8 TWh ny varmeproduksjon per år, sammenlignet med 2020. Videre er det lagt til grunn at det ved endt levetid må anskaffes en ny varmepumpe, men investeringskostnaden vil da være redusert med 20 prosent som følge av teknologiutvikling. For væske-vann varmepumper vil kostnaden ved en reinvestering kun være knyttet til selve varmepumpen og installasjon av denne⁶⁴.

Resultatene viser at netto nåverdi er svært positiv uavhengig av om diskonteringsrenten er 4, 6 eller 8 prosent.

De ikke-prissatte virkningene viser at økt bruk av varmepumper også vil ha en positiv effekt i form av noe reduserte klimagassutslipp og redusert bruk av primærenergi. Løsningen er også vurdert isolert sett å kunne bidra til økt noe forsyningssikkerhet.

Resultatene av kost-nytteanalysen viser at økt bruk av varmepumper er en svært lønnsom løsning.

Lønnsomheten vil imidlertid påvirkes av fremtidige investeringskostnader og kraftprisen.

Sensitivitetsanalyse

Figur 5-4 viser at dersom teknologikostnader for vannbårne varmepumper (luft-til-vann og væske-til-vann varmepumper) ikke får en forventet kostnadsreduksjon på 20 prosent fra 2035, vil dette medføre en marginal reduksjon i lønnsomhet for løsningen. En større reduksjon i løsningen lønnsomhet vil imidlertid skje dersom samlet kraftpris reduseres betydelig, fra totalt 0,7 NOK/kWh til 0,5 NOK/kWh.

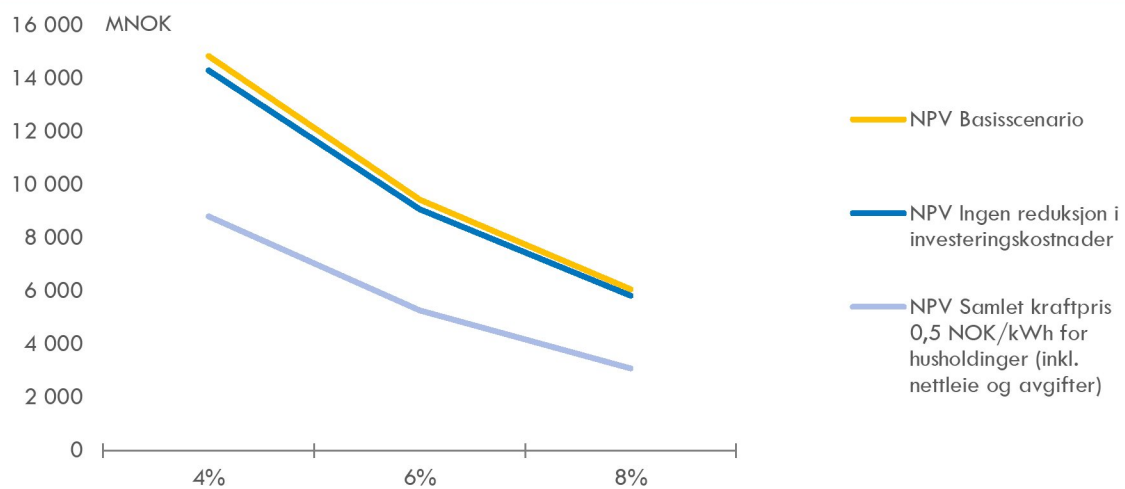
Oppsummert viser sensitivitetsanalysen at økt bruk av varmepumper sannsynligvis vil være en svært lønnsom løsning. Med et teknisk-økonomiske potensial på rundt 8 TWh varmeproduksjon per år, fremstår økt bruk av varmepumper som den potensielt viktigste løsningen vi har vurdert for effektivisering av oppvarming og kjøling. Dette skyldes blant annet at elektrisitet er den viktigste kilden til oppvarming i Norge.

⁶² Det er lagt til grunn en gradvis innfasing av varmepumper. Det vil si at reduksjonen i CO₂/år blir større lenger ut i analyseperioden. Beregnet reduksjon tilsvarer gjennomsnittet per år over analyseperioden.

⁶³ Gitt en effektfaktor (COP) på ca. 2,55 – 2,81 (se Tabell B-6-5) krever en varmeproduksjon på 8 TWh ca. 3 TWh primærenergi. Netto-reduksjon i primærenergiforbruk, sammenlignet med alternativet, blir ca. 5 TWh.

⁶⁴ Øvrige investeringskostnader knyttet til etablering av energibrønn, elkjel og tilpasning til kjøling er allerede gjort.

Figur 5-4. Netto nåverdi (MNOK) gitt ulike diskonteringsrente ved endring i henholdsvis investeringskostnad og kraftpris



Oslo Economics (2019)

6. Referanser

- Abrahamsen, A. & Bergh, M., 2011. *Energibruk i bygninger for tjenesteytende*. 2008, s.l.: Statistisk sentralbyrå.
- Asplan Viak, 2016. *Energifleksibilitet i bygg - en studie av konsekvenser av preaksepterte løsninger*, s.l.: s.n.
- Asplan Viak, 2018. *Undersøkelser ved grunnvannstiltak*, s.l.: NVE.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019. *Greenhouse gas reporting: conversion factors 2019*. [Internett]
Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2019>
[Funnet 10 11 2019].
- DiBK, 2017. *Byggeteknisk forskrift (TEK17) med veiledning*. [Internett]
Available at: <https://dibk.no/byggereglene/byggeteknisk-forskrift-tek17/>
[Funnet 03 10 2019].
- Egge, H., 2017. *Byene våre er skjulte kraftverk*. [Internett]
Available at: <https://www.sintef.no/siste-nytt/byene-vare-er-skjulte-kraftverk/>
[Funnet 03 10 2019].
- Eidsiva Bioenergi, 2019. *E-post datert fredag 22. november 2019 15:46 fra Eidsiva Bioenergi* [Intervju] 2019.
- Energi Norge, 2019. *Norge har Europas laveste strømpriser*. [Internett]
Available at: <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/nyheter/2019/norge-har-europas-laveste-strompriser/>
[Funnet 2 Oktober 2019].
- Energiforsk, 2019. *Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmenät. Rapport 2019:598*, s.l.: Energiforsk.
- Energiteknikk, 2018. 22 8.
- Enova, 2009. *Potensial for energieffektivisering i norsk landbasert industri*, Oslo: Enova.
- Enova, 2012. *Hjelp til deg som skal kjøpe vedovn*, s.l.: s.n.
- Enova, 2018. *Prosjektliste 2012- 2018*. [Internett]
Available at: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektliste-2012--2018/?Fylke=Hedmark>
[Funnet 10 10 2019].
- Enova, 2019a. *Spillvarmepotensial i norsk industri* [Intervju] (27 11 2019a).
- Enova, 2019b. *Intervju med Enova* [Intervju] (2 12 2019b).
- Enova, 2019. *Programkriterier for Fjernvarme og*. [Internett]
Available at: <https://www.enova.no/bedrift/energisystem/fjernvarme-og-fjernkjoling-/>
[Funnet 30 11 2019].
- Enova, 2019. *Slik skal Tromsø få sommervarme om vinteren*. [Internett]
Available at: <http://presse.enova.no/pressreleases/slik-skal-tromsoe-faa-sommervarme-om-vinteren-2923642>
[Funnet 10 11 2019].
- Enova, 2019. *Varmepumper*. [Internett]
Available at: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/varmepumper/>
[Funnet 13 11 2019].
- Enova, udat.. *Definisjoner av resultater*. [Internett]
Available at: <https://www.enova.no/om-enova/drift/definisjoner-av-resultater/>
- EU, 2016. *An EU Strategy on Heating and Cooling*, Brussel: European Commission.

- EU, 2018. *2030 climate & energy framework*. [Internett]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en
[Funnet 10 10 2019].
- EU, 2019a. *Energy efficiency directive*. [Internett]
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive>
[Funnet 23 10 2019].
- EU, 2019b. Commission Delegated Regulation (EU) 2019/826 of 4 March 2019 amending Annexes VIII and IX to Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council on the contents of comprehensive assessments of the potential for efficient heating and cooling. *Official Journal of European Union*, L 137(3).
- EU, 2019c. *Commission Recommendation of 25.9.2019 on the content of the comprehensive assessment of the potential for efficient heating and cooling under Article 14 of Directive 2012/27/EU*, Brussel: European Commission.
- EU, 2019d. *Energy efficiency directive*. [Internett]
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive>
[Funnet 23 10 2019].
- EU, 2019e. *Heating and cooling*. [Internett]
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>
[Funnet 07 10 2019].
- EU, 2019f. *Clean energy for all Europeans package*. [Internett]
Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
[Funnet 23 10 2010].
- EØS-notatbasen, 2019. *Energieffektiviseringsdirektivet*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2011/sep/energieffektiviseringsdirektivet/id2433307/>
[Funnet 1 11 2019].
- Heat Roadmap Europe 2050, 2017. *Heating and Cooling - facts and figures. The transformation towards a low-carbon Heating & Cooling sector*, s.l.: June.
- Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 2018. *Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger*. [Internett]
Available at: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2018-06-28-1060>
[Funnet 02 11 2019].
- Klima- og miljødepartementet, 2004. *Forskrift om gjenvinning og behandling av avfall (avfallsforskriften)*. [Internett]
Available at: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-930>
[Funnet 30 11 2019].
- Klima- og miljødepartementet, 2019. *Lov om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven)*. [Internett]
Available at: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>
[Funnet 11 30 2019].
- Kvitebjørn Varme, 2019. *Sesonglagring av varme. E-post 14.11.2019*. s.l.:s.n.
- Miljødirektoratet, 2020. *Klimakur 2030*, Oslo: Miljødirektoratet.
- Miljøverndepartementet, 2002. *Forskrift om deponering av avfall*. [Internett]
Available at: <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2002-03-21-375>

- Norges Bank, 2019. *Valutakurser*. [Internett]
Available at: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/>
[Funnet 15 11 2019].
- Norsk Energi & NEPAS, 2009. *Potensialstudie for utnyttelse av spillvarme fra norsk industri*, Oslo: Enova.
- Norsk Energi, 2015. Norsk Energi Nr. 4 2015 Årgang 92. Norsk Energi, p. 14.
- Norsk Energi, 2019a. *Kartlegging: Bruk av gass til oppvarming*, Oslo: Miljødirektoratet/NVE.
- Norsk Energi, 2019b. *Bruk av gass til oppvarming – opsjon kartlegging av*, s.l.: Norsk Energi.
- Norsk Fjernvarme, 2019. *CHP - Kraftvarme*. [Internett]
Available at: <https://www.fjernvarme.no/fakta/chp-kraftvarme>
[Funnet 17 10 2019].
- Norsk Solenergiforening, 2019. *Solfangere*. [Internett]
Available at: <https://www.solenergi.no/solvarme>
[Funnet 7 11 2019].
- NVE, 2012. *Energibruksrapporten 2012 - Energibruk i husholdningene*, Oslo: NVE.
- NVE, 2014. *Kartlegging av oppvarmingsutstyr i husholdningene*, s.l.: NVE.
- NVE, 2015. *Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering*, Oslo: NVE.
- NVE, 2016a. *Analyse av energibruk i yrkesbygg. Formålsdeling. Trender og drivere.*, Oslo: NVE.
- NVE, 2016b. *Varmepumper i energisystemet. Status og muligheter*, Oslo: NVE.
- NVE, 2018. *Energibruk i Norge mot 2035. Fremskrivning av energibruk i Fastlands-Norge.*, Oslo: NVE.
- NVE, 2019a. *Konsesjonsbehandling av fjernvarme*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-fjernvarme/>
[Funnet 2 10 2019].
- NVE, 2019b. *Kommunikasjon i e-post med NVE. "Varmepumper 2018"*, Oslo: NVE.
- NVE, 2019b. *Konsesjonssaker*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/>
[Funnet 24 9 2019].
- NVE, 2019c. *Energiforbruk i industrien* [Intervju] (8 10 2019c).
- NVE, 2019c. *Geotermisk*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning/geotermisk/>
[Funnet 23 10 2019].
- NVE, 2019c. *Termisk kraft*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/termisk-kraft/?ref=mainmenu>
[Funnet 11 10 2019].
- NVE, 2019d. *Utviklingen av datasentre i Norge. Fakta nr. 13/2019*, s.l.: s.n.
- NVE, 2019e. *Kommunikasjon i e-post med NVE. "Energibruk i bygg 2016-2035"*, Oslo: NVE.
- NVE, 2019f. *Strømforbruk mot 2040. Analyse av strømforbruk i Fastlands-Norge, Norden og utvalgte EU-land.*, Oslo: NVE.
- NVE, 2019g. *Nasjonal varedeklarasjon 2018*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2018/?ref=mainmenu>
[Funnet 10 11 2019].

- NVE, 2019h. *Dokumentasjon for kostnader i energisektoren*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/dokumentasjon-for-kostnader-i-energiesektoren/>
[Funnet 5 11 2019].
- Olje- og energidepartementet, 2016. *Meld. St. 25. Kraft til endring*, s.l.: s.n.
- Olje- og energidepartementet, 2019. *Energifakta Norge*. [Internett]
Available at: <https://energifaktanorge.no/>
[Funnet 30 11 2019].
- Rambøll, 2014. *Teknologikartlegging av lavtemperatur kraftgjenvinning fra spillvarme*, Oslo: Rambøll.
- Ressurs og Miljø, 2019. *Solvarmeanlegg i Norge 2018*, s.l.: s.n.
- SSB, 2002. *Energistatistikk 2000*, Oslo-Kongsvinger: SSB.
- SSB, 2008. *Standard for næringsgruppering*, Oslo-Kongsvinger: Norges offisielle statistikk.
- SSB, 2017. *Energiregnskap og -balanse. Dokumentasjon av statistikkproduksjonen fra statistikkår 2010 og fremover.*, Oslo: SSB.
- SSB, 2019a. *Avfallsregnskapet*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/list/avfregno>
[Funnet 10 02 2019].
- SSB, 2019b. *Elektrisitet*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>
[Funnet 2 Oktober 2019].
- SSB, 2019c. *Fjernvarme og fjernkjøling*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/04730/>
[Funnet 01 10 2019].
- SSB, 2019d. *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>
[Funnet 15 9 2019].
- SSB, 2019e. *Tabell 04727: Fjernvarmebalansen*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/04727/>
[Funnet 15 10 2019].
- SSB, 2019f. *Energibruk i industrien*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/08205/tableViewLayout1/>
[Funnet 11 30 2019].
- SSB, 2019f. *Tabell 09702: Energibalansen. Vedforbruk i boliger og fritidsboliger*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/09702/>
[Funnet 02 11 2019].
- SSB, 2019g. *04729: Tekniske og økonomiske hovedtall for fjernvarme 1987 - 2018*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/04729/>
[Funnet 27 11 2019].
- SSB, 2019h. *www.ssb.no*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/a/metadata/conceptvariable/vardok/2830/nb>
[Funnet 17 12 2019].
- SSB, 2019h. *www.ssb.no*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/08205/>
[Funnet 17 12 2019].

Statkraft, 2019. *Akkumulatortank*. [Internett]
Available at: <https://www.statkraftvarme.no/om-statkraftvarme/vare-anlegg/norge/trondheim/akkumulatortank/>
[Funnet 30 10 2019].

Statkraft, 2019. *Akkumulatortank* [Intervju] (12 11 2019).

Store Norske Leksikon, 2014. *Nærvarme*. [Internett]
Available at: <https://snl.no/n%C3%A6rvarme>
[Funnet 03 10 2019].

Varmefag, 2015. *Hva skiller en rentbrennende ovn fra en gammel ovn*. [Internett]
Available at: <https://www.varmefag.no/tips-og-raad/hva-skiller-en-rentbrennende-ovn-fra-en-gammel-ovn>
[Funnet 13 11 2019].

Vedlegg A Beregning av energibruk til oppvarming og kjøling

Generelt om kartleggingen av energibruk til oppvarming og kjøling

Kartleggingen av etterspørselen etter oppvarming og kjøling i Norge er gjort basert på Statistisk sentralbyrås (SSB) oversikt over produksjon og forbruk av energi: Energibalansen 2018 (SSB, 2019d).

Kartleggingen er gjort for forbruksgruppene husholdninger, tjenesteytende næring og industri. Forbruksgruppene er i utredningen definert i henhold til inndelingen gitt i energibalansen. Det vil si at husholdninger omfatter private husholdninger.⁶⁵ Tjenesteytende næring omfatter privat og offentlig tjenesteyting inkludert forsvar.⁶⁶ Industri omfatter industri og bergverk.⁶⁷

Øvrige sektorer, herunder transport, fiske og jordbruk, samt skogbruk, utgjør hver for seg under fem prosent av samlet etterspørsel etter oppvarming og kjøling, og er i henhold til krav i EED, Annex VIII, derfor ikke inkludert i kartleggingen (EU, 2019b).

Fremgangsmåte

Ved beregning av hvor mye energi som går til oppvarming og kjøling for de største forbruksgruppene i Norge er følgende fremgangsmåte benyttet:

- Vi har hentet samlet innenlands energibruk (tilført energi) per forbruksgruppe (SSB, 2019d).
- Vi har beregnet hvor stor del av forbruksgruppene energibruk som går til oppvarming og kjøling.

Samlet årlig tilført energi til oppvarming og kjøling

Årlig tilført energi er beregnet basert på netto innenlands forbruk ekskl. råstoff i 2018 for de relevante forbruksgruppene (SSB, 2019d). Netto innenlands forbruk ekskl. råstoff måler tilført energi til sluttforbruk, det vil si energi som ikke brukes i energiproduksjon eller til råstoff-formål.⁶⁸

Tabell A-6-1 viser samlet tilført energi i 2018 for de aktuelle forbruksgruppene fordelt på energivare. Disse tallene inkluderer tilført energi for oppvarming og kjøling, samt andre formål. Husholdninger, tjenesteytende næring og industri stod for 73 prosent av total energibruk i Norge (157 TWh) i 2018. Transport stod for hoveddelen av det resterende forbruket, tilsvarende 25 prosent i 2018, mens jordbruk, skogbruk og fiske stod i 2018 for de resterende 3 prosent av energibruken.

Tabell A-6-1: Samlet tilført energi for utvalgte forbruksgrupper fordelt på energivare, 2018

Enhet: GWh/år	Kull	Naturgass	Olje	Bio-brensler	Avfall	El	Fjernvarme	Totalt	Andel ⁶⁹
Husholdninger	-	9	613	5 637	-	40 537	1 284	48 080	22 %
Industri	7 397	3 210	10 522	2 928	1 338	47 083	345	72 823	34 %
Tjenesteytende næring	9	136	5 329	298	167	25 635	4 391	35 965	17 %
Sum	7 406	3 355	16 464	8 863	1 505	113 255	6 020	156 868	73 %

Kilde: Tabell 11561: Energibalansen. SSB, 2019

Andelen av energibruken som går til oppvarming og kjøling per forbruksgruppe

Neste steg i beregningen av energibruk til oppvarming og kjøling bestod i å estimere andelen av ulike former for energibruk som gikk til oppvarming og kjøling.

Tabell A-6-2 viser en oversikt over estimer på andelen av tilført energi som går til oppvarming og kjøling. En oversikt over kilder som er benyttet for dette formålet er inkludert i Tabell A-6-3.

⁶⁵ Det vil si alle husholdninger som er endelige forbrukere og ikke bare de som er engasjert i økonomisk virksomhet

⁶⁶ Omfatter energibruk i næring 33, 36-39, 45-96 og 99 iht. SN2007 (SSB, 2008).

⁶⁷ Omfatter energibruk i næring 5-9 (bergverk og utvinning) og 10-33 (industri) iht. SN2007 (SSB, 2008).

⁶⁸ Eksempler på energi brukt til råstoff-formål er bitumen brukt i asfalt eller bruk av olje/LPG som innsatsvare ved plastproduksjon.

⁶⁹ Andel av samlet netto innenlands energibruk ekskl. råstoff i 2018.

Tabell A-6-2: Andel av energibruk til oppvarming og kjøling fordelt på forbruksgruppe og energivare

	Kull	Naturgass	Olje	Bio-brenslar	Avfall	Elektrisitet	Fjernvarme	Totalt
Husholdninger	-	100 %	100 %	100 %	-	74 %	100 %	78 %
Tjenesteytende næring	0 %	100 %	7 %	100 %	0 %	42 %	100 %	45 %
Industri	2 %	100 %	33 %	100 %	100 %	16 %	100 %	26 %

Kilde: Se Tabell A-6-3

Husholdninger

For oppvarming og kjøling i husholdninger benyttes i hovedsak elektrisitet og biobrensel i form av fast biobrensel, i hovedsak ved og noe pellets. I tillegg benyttes fjernvarme, noe oljeprodukter (fyringsparafin, fyringsolje og LPG og etan) og en svært begrenset mengde naturgass.

En kartlegging NVE gjennomført i 2012 viser at om lag en tredjedel (66 prosent) av samlet energibruk i husholdningene går til oppvarming av rom og 12 prosent går til oppvarming av tappevann (NVE, 2012). Det vil si at andelen energibruk som går til oppvarming og kjøling i husholdningene utgjør 78 prosent av deres totale energibruk. Det er dermed lagt til grunn at andelen av totalt tilført energi som går til oppvarming i husholdningene er 78 prosent, tilsvarende 37,5 TWh i 2018. Det legges til grunn at all bruk av fjernvarme, naturgass, oljeprodukter og biobrensel benyttes til oppvarming. Basert på dette, og estimatet på 78 prosent av energibruk til oppvarming og kjøling, beregner vi at 74 prosent av elektrisitetsforbruket i husholdningene går til oppvarming og kjøling.

Tjenesteytende næring

For tjenesteytende næring er det i all hovedsak elektrisitet og fjernvarme som benyttes til oppvarming og kjøling. I tillegg benyttes noe naturgass, oljeprodukter og biobrensel til oppvarming.

I beregningen av total energibruk til oppvarming og kjøling i tjenesteytende sektor er det tatt utgangspunkt i rapporten *Analyse av energibruk i yrkesbygg* (NVE, 2016a). I analysen er energibruken til ulike formål fordelt på ulike byggkategorier i tjenestesektoren kartlagt. Oversikten viser at i gjennomsnitt går om lag 45 prosent av energibruken i tjenesteytende næringer til oppvarming og kjøling, tilsvarende 16 TWh i 2018.

I fordelingen på de ulike energivarene er det lagt til grunn at kull og avfall ikke benyttes til oppvarming og kjøling, og at alt av biobrenslar og fjernvarme brukes til oppvarming og kjøling. I samtaler med SSB har de

gitt tilbakemelding på at avfallet i tjenesteyting blant annet er spesialavfall brukt i materialgjenvinningsnæringer. Av oljeprodukter er det lagt til grunn at fyringsparafin og lett fyringsolje benyttes i sin helhet til oppvarming.

Når det gjelder naturgass og LPG anslår en studie fra Norsk Energi at naturgass og LPG står for 200 GWh/år oppvarming, fordelt henholdsvis 70/30 mellom de to energivarene (Norsk Energi, 2019a). Dette tilsier at all naturgass benyttes til oppvarming, og at 60 GWh/år av LPG og etan brukes til oppvarming. Når det legges til grunn at fyringsparafin og lett fyringsolje i sin helhet brukes til oppvarming er det dermed 7 prosent av forbruket av oljeprodukter i tjenesteytende næring som går til oppvarming og kjøling. For at tilført energi til oppvarming og kjøling i tjenesteytende næring i 2018 skal være 16 TWh må dermed 10,8 TWh komme fra elektrisitet.

Industri

I industrien er andelen tilført energi som går til oppvarming og kjøling forbundet med større usikkerhet. Oppvarming omfatter i denne utredningen oppvarming av bygninger, vann og prosesser som krever varme (for eksempel treforedling). Prosesser der energivaren selv er avgjørende for produksjon, for eksempel elektrisitet til elektrolyse, regnes ikke som oppvarming. Kjøling omfatter kun kjøling av bygninger.⁷⁰

Det er lagt til grunn at all bruk av naturgass⁷¹, biobrenslar, avfall og fjernvarme i industrien benyttes til oppvarmingsformål. Naturgass, biobrenslar, avfall og fjernvarme utgjorde i 2018 totalt 7,8 TWh, altså om lag 10 prosent av totalt tilført energi i industrien.

Kull og oljeprodukter utgjør en større andel med henholdsvis 7,4 TWh og 10,5 TWh i 2018. Noe kull benyttes til oppvarming i industriprosesser for produksjon av ikke metallholdige mineralprodukter, men utover det benyttes ikke kull til oppvarming i industrien.

⁷⁰ I analysen av energibruk i yrkesbygg regnes kjølelager som el-spesifikt forbruk (NVE, 2016a).

⁷¹ Dette må anses som en forenkling. Naturgass brukes også til formål utover oppvarming i industrien.

Oljeprodukter består i hovedsak av LPG og etan, anleggsgas og en rekke spesialiserte oljeprodukter (tilsetningsstoffer i raffineri, raffinergass, nafta, white spirit, smøremidler, petroleumsprodukt, avbrent petroleums, bitumen og brenselgass). I tillegg benyttes det i begrenset grad også andre oljeprodukter. Det er lagt til grunn at LPG og etan, samt lett fyringsolje, tungdestillater, tungolje og fyringsparafin (totalt 3,5 TWh i 2018), benyttes til oppvarming. For øvrige oljeprodukter er det lagt til grunn at disse benyttes til andre formål enn oppvarming.

Den største delen av energibruken i industrien består av elektrisitet. I 2018 var elektrisitetsforbruket i industrien på 47 TWh, tilsvarende 65 prosent av samlet energibruk. Hoveddelen av elektrisitets-

forbruket i industrien er knyttet til prosessformål der egenskapen til elektrisitet er avgjørende. Dette gjelder blant annet produksjon av aluminium ved elektrolyse, som i 2018 stod for 21 TWh eller 45 prosent av elektrisitetsforbruket i industrien.

I prosessene i treforedlingsindustrien trengs mye varme, og noe kommer fra elkjeler. I papirfabrikker benyttes blant annet store mengder damp til å tørke papiret. Utover oppvarming til prosessformål er det også noe av elektrisitetsbruken i industrien som benyttes til oppvarming av bygg. Det er lagt til grunn at 16 prosent av elektrisitetsforbruket i industrien går til oppvarmingsprosesser der egenskapene til elektrisiteten ikke er avgjørende og dermed kan erstattes med andre energivarer.

Tabell A-6-3: Kildegrunnlag for andel av energibruk til oppvarming og kjøling

Forbruksgruppe	Kull mv.	Naturgass	Olje mv.	Bio-brensler	Avfall	Elektrisitet	Fjernvarme	Totalt
Husholdninger	NVE (2012) s. 16 og 25	Norsk Energi (2019) s. 17	Energi-balansen	NVE (2012) s. 16 og 25, egen vurdering	NVE (2012) s. 16 og 25	NVE (2012) s. 16 og 25	Egen vurdering	NVE (2012) s. 16
Tjenesteytende næring	Egen vurdering	Norsk Energi (2019) s. 16 og 17	Energi-balansen, Norsk Energi (2019) s. 16 og 17	Egen vurdering	Egen vurdering	NVE (2016) s. 60	Egen vurdering	NVE (2016) s. 60
Industri	Samtaler med industri, egen vurdering	Info fra NVE	Energi-balansen, egen vurdering	Info fra NVE	Info fra NVE	Info fra NVE, samtaler med industri, egen vurdering	Info fra NVE	Beregnet

Kilder: NVE (2016): Analyse av energibruk i yrkesbygg. Formålsdeling, trender og drivere. NVE (2012): Energiforbruksrapporten 2012. Energi i husholdningene. Norsk Energi (2019): Kartlegging: Bruk av gass til oppvarming. Energiforbruk: Tabell 11561: Energiforbruket i Norge, 2019

Tabell A-6-4: Etterspørsel etter energi til oppvarming og kjøling (2018)

Enhet: GWh/år	Kull mv.	Naturgass	Olje mv.	Bio-brensler	Avfall	Elektrisitet	Fjernvarme	Totalt
Husholdninger	0	9	613	5 637	0	29 959	1 284	37 502
Tjenesteytende næring	0	136	379	298	0	10 849	4 391	16 053
Industri	135	3 210	3 515	2 928	1 338	7 394	345	18 865
Sum	135	3 355	4 507	8 863	1 338	48 202	6 020	72 420

Vedlegg B Bruksevirkningsgrader ved beregning av nyttbar energi

Tabell B-6-5: Bruksevirkningsgrader for energivarer fordelt på forbruksgruppe

Forbruksgruppe	Kull	Naturgass ¹⁾	Olje mv. ²⁾	Bio-brensler	Avfall	Elektrisitet ³⁾	Fjernvarme	Varmepumper ⁴⁾
Husholdninger	-	0,65	0,81	0,65	-	1,19	1,00	2,55
Tjenesteytende næring	-	0,65	0,82	0,65	-	1,32	1,00	2,81
Industri	0,80	0,65	0,92	0,65	0,9	1,13	1,00	3,50

Kilde: Energiregnskap og -balanse. Dokumentasjon av statistikkproduksjonen fra statistikkår 2010 og fremover (SSB, 2017) og Varmepumper i energisystemet (NVE, 2016b)

1) Bruksevirkningsgraden til naturgass spenner mellom 0,36 og 0,95, så den er vurdert å være i midten av de to

2) Beregnet med utgangspunkt i vektning av bruksevirkningsgrader for LPG, parafin, lett fyringsolje, tungolje og tungdestillater

3) Elektrisitet har i utgangspunktet en bruksevirkningsgrad på 1, men dette trekkes opp av varmepumpene

4) For varmepumper er bruksevirkningsgradene (kalt effektfaktor eller COP (coefficient of performance) et vektet gjennomsnitt av bruksevirkningsgrader (COPer) for luft-luft, luft-vann og væske-vann varmepumper.

Vedlegg C Klassifisering av energikilder i sentrale og lokale kilder

Overordnet klassifisering

I henhold til rapporteringskravene i energi-effektiviseringsdirektivet skal det i beskrivelsen av tekniske løsninger skilles mellom sentrale kilder («off-site⁷² sources») og lokale kilder («on-site sources»).

Vår tolkning av direktivet tilsier at det foreslår å klassifisere tekniske løsninger etter hvor varmeproduksjonen skjer. På dette grunnlaget har vi inndelt de viktigste energikildene i Norge som følger:

- Sentrale energikilder (off-site sources):
 - Sentral produksjon av varme, som distribueres via varmenett
 - Sentral produksjon av kjøling, som distribueres via kjølenett
- Lokale energikilder (on-site sources)
 - Elektriske panelovner, elektrokjeler og varmepumper (forsynes via elnettet)
 - Lokale varmeanlegg
 - Punktvarme, eksempelvis ved, pellets, parafinbrennere
 - Solfangere

Tabell C-6-6 viser oversikten over tilført energi som går til oppvarming og kjøling produsert sentralt og lokalt, fordelt på ulike forbruksgrupper og fornybare og ikke-fornybare kilder for henholdsvis spillvarme, kraftvarme og andre teknologier. Oversikten er i henhold til rapporteringskrav som følger av Energieffektiviseringsdirektivets Annex VIII.

Andelen spillvarme fordelt på fornybare og ikke-fornybare kilder er i henhold til fordelingen av avfall fra fornybare og ikke-fornybare energikilder i energibalansen (SSB, 2019d).

Varmekraft i Norge er i Norge er basert på naturgass, gass eller varme fra industrielle prosesser og avfallsforbrenning (NVE, 2019c). Det er uklart hvor stor andel av produksjonen som er basert på henholdsvis fornybare- og fossile energikilder. I denne utredningen har vi lagt til grunn at 50 prosent av varmekraften som produseres er basert på fornybare energikilder og 50 prosent er basert på fossile kilder.

«Andre teknologier» består i hovedsak av elektrisitet som går til oppvarming og kjøling og fjernvarme som ikke er basert på spillvarme fra avfallsforbrenning eller industri.

Tabell C-6-6: Utfyllt rapporteringsark for Norge til EU. Energi som går til oppvarming og kjøling produsert sentralt (off-site) og lokalt (on-site) fordelt på forbruksgrupper og fornybare- og fossile energikilder, 2018

Energy provided on-site				Energy provided off-site					
		Final energy	Unit	Value			Value		
Residential sector	Fossil fuel sources	Heat only boilers	GWh/a	620	Residential sector	Fossil fuel sources	Waste heat	GWh/a	620
		Other technologies	GWh/a	280			HECHP	GWh/a	-
		HECHP	GWh/a	-			Other technologies	GWh/a	20
	Renewable energy sources	Heat only boilers	GWh/a	-		Renewable energy sources	Waste heat	GWh/a	270
		HECHP	GWh/a	-			HECHP	GWh/a	-
		Heat pumps	GWh/a	3 670			Other technologies	GWh/a	370
	Other technologies	GWh/a	31 650						
Service sector	Fossil fuel sources	Heat only boilers	GWh/a	520	Service sector	Fossil fuel sources	Waste heat	GWh/a	2 120
		Other technologies	GWh/a	100			HECHP	GWh/a	-
		HECHP	GWh/a	-			Other technologies	GWh/a	70
	Renewable energy sources	Heat only boilers	GWh/a	300		Renewable energy sources	Waste heat	GWh/a	920
		HECHP	GWh/a	-			HECHP	GWh/a	-
		Heat pumps	GWh/a	1 930			Other technologies	GWh/a	1 280
	Other technologies	GWh/a	8 810						
Industrial sector	Fossil fuel sources	Heat only boilers	GWh/a	6 730	Industrial sector	Fossil fuel sources	Waste heat	GWh/a	170
		Other technologies	GWh/a	740			HECHP	GWh/a	-
		HECHP	GWh/a	440			Other technologies	GWh/a	10
	Renewable energy sources	Heat only boilers	GWh/a	2 930		Renewable energy sources	Waste heat	GWh/a	70
		HECHP	GWh/a	440			HECHP	GWh/a	-
		Heat pumps	GWh/a	370			Other technologies	GWh/a	100
	Other technologies	GWh/a	6 870						
Other sectors	Fossil fuel sources	Heat only boilers	GWh/a		Other sectors	Fossil fuel sources	Waste heat	GWh/a	
		Other technologies	GWh/a				HECHP	GWh/a	
		HECHP	GWh/a				Other technologies	GWh/a	
	Renewable energy sources	Heat only boilers	GWh/a			Renewable energy sources	Waste heat	GWh/a	
		HECHP	GWh/a				HECHP	GWh/a	
		Heat pumps	GWh/a				Other technologies	GWh/a	
	Other technologies	GWh/a							

Kilde: SSB, Oslo Economics, Asplan Viak (2019). Mal fra EU-kommisjonen. Elektrisitet ligger i malen under «other technologies».

⁷² «Site» kan i denne sammenhengen tolkes som bygget/bedriften der energien brukes.

Vedlegg D Fjernvarme og -kjøling 2018 – Produksjon og aktører

Fjernvarme

Tabell D-6-7 gir en oversikt over SSB sin fjernvarmebalanse for 2018. En oversikt over bruttoproduksjon av fjernvarme per fjernvarmeaktør finnes i Tabell D-6-8.

Tabell D-6-7: Fjernvarmebalansen 2018

	Mengde (GWh/år)
Bruttoproduksjon av varmt vann og damp	6 833
- Lvert til produksjon av elektrisitet	359
Nettoproduksjon av fjernvarme	6 474
- Tap i fordelingsnett	727
Lvert til forbruker	5 747
Memo: Avkjølt mot luft	870
Bruttoproduksjon + avkjølt mot luft	7 703

Kilde: SSB tabell 04727

Tabell D-6-8: Bruttoproduksjon av fjernvarme etter fjernvarmeaktør, 2018

Aktør	Bruttoproduksjon (GWh/år)
Statkraft Varme As	984
Fortum Oslo Varme Kea As (Klemetsrud)	908
Fortum - Hafslund Varme As - Oslo	840
Bir Avfallsbehandling As	544
Eidsiva Bioenergi Brumunddal As	480
Returkraft	357
Oslofjord Varme As, Avd. Sandvika	265
Oslo Kommune Energigjenvinningsetaten (Brobekk-anlegget)	245
Frevar - Fredrikstad Vann Og Avløp	236
Tafjord Kraftvarme As	234
Akershus Energi Varme	213
Kvitebjørn Varme As	182
Kvitebjørn Bio-El (Tidligere Bio-El Fredrikstad Hafslund Varme As)	151
Forus Energigjenvinning 2 As	119
Skagerak Varme As	115
Drammen Fjernvarme As	113

Solør Bioenergi Brumunddal	113
Forus Energigjenvinning Ks	96
Lyse Neo As, Avd. Fjernvarme	92
Mo Fjernvarme As	87
Østfold Energi As - Rakkestad	69
Hallingdal Renovasjon lks, Avd. Fjernvarme	63
Moelven Bioenergi As	59
Opplandske Bioenergi As - Jevnaker	58
Be Varme	56
Vardar Varme As (Hønefoss Fjernvarme As)	54
Trysil Fjernvarme As (Eidsiva)	52
Skien Fjernvarme As	48
Inntre Energi As	47
Norsk Bioenergi As	45
Agder Energi Varme As	45
Kongsberg Teknologipark	40
Follo Fjernvarme As	38
Avinor, Avdeling Oslo Lufthavn Gardermoen As	36
Solør Bioenergi Varme (Tidligere Pemco)	35
Øraveien Energi As	34
Veolia (Dalkia Norge As(Raufoss Næringspark Ans)	34
Bergenshalvøyens Kommunale Kraftselskap	33
Senja Avfall Miljø	29
Stjørdal Fjernvarme As	26
Nydalen Energi	24
Eidskog Næringservice Kf	23
Sunndal Energi Kf	22
Nøk Holmen Biovarme As	18
Thermokraft As	16
Orkdal Energi Varme As	16
Røros Elektrisitetsverk As	14
Istad Nett	14
Førdefjorden Energi As	14
Bioenergi As	12
Vesterålskraft Produksjon As	12

Klepp Energi, Avd. Fjernvarme	11
Hammerfest Energi Varme As	11
Tranby Varmesentral	10
Miljøvarme Vseb - Mjøndalen	9
Jæren Fjernvarme As	8
Tussa Energi As (Ørsta Eldhus)	8
Rognan Bioenergi As	8
Sandnessjøen Fjernvarmeanlegg As	8
Norske Varmeleveranser (Gran Varmesentral)	7
Svorka Fjernvarme As	7
Lena Fjernvarme As	7
Bø Fjernvarme As	7
Fosenkraft As, Avd. Brekstad	7
Åsnes Fjernvarme As	7
Fredrikstad Fjernvarme	7
Otta Biovarme As	7
Mistberget Biovarme Råholt	7
Stryn Nærvvarme	7
Stølsie Biovarme As	6
Klæbu Bioenergi As	6
Miljøvarme Hadeland As	6
Valdres Biovarme	6
Rena Fjernvarme As	6
Hammerdalen Fjernvarme	5
Haugaland Kraft Energi As	5
Røstad Biovarme	4
Lindum, Avd. Drammen	4
Ullandhaug Energi As	4
Ise Fjernvarme, Indre Salten Energi (Fauske Fjernvarme)	4
Midt-Energi As (Før Gauldal Energi As)	4
Sognekraft As	4
Hbio Vossavangen Fjernvarme As	4
Ulstein Fjernvarme	4
Øvre Eiker Fjernvarme	3
Bio Dalane As	3

Glåmdal Bioenergi As	3
Alvdal Biovarme As	3
Moland Biovarme As	3
Dokka Biovarme As	3
Lom Biovarme	3
Valldal Fjernvarme	2
Tingvoll Flis Og Varme As	2
Hbio Varmesentral Myrkdalen As	1
Totalt, ekskl. Svalbard	7 703

Kilde: SSB, Fjernvarmestatistikk 2018

Fjernkjøling

SSBs statistikk over fjernkjøling i Norge viser at forbruket av fjernkjøling var på 222 GWh i Norge i 2018⁷³. Tabell D-6-9 gir en oversikt over bruttoproduksjon av fjernkjøling, samt mengde levert til forbruker i 2018.

Tabell D-6-9: Statistikk over fjernkjøling, 2018

Aktør	Bruttoproduksjon	Leverert til forbruker
Oslofjord Varme (Gamle Fortum)	82,8	74,6
Kongsberg Teknologipark	27,3	24,1
Avinor (Oslo Lufthavn)	20,0	19,5
Lyseneo	19,0	18,4
Akershus Energi Varme	15,4	13,2
Statkraft Varme As	14,7	14,7
Nydalen Energisentral As	13,4	12,7
Follo Fjernvarme As	11,5	11,4
Agder Energi Varme As	7,9	7,9
Østfold Energi, Sarpsborg	7,4	5,4
Bkk Varme As	6,0	6,0
Vardar Fjernvarme (Hønefoss Fjernvarme As)	3,6	3,0
Ullandhaug Energi	3,4	3,4
Hammerdalen Fjernvarme As	2,7	2,7
Fredrikstad Fjernvarme	1,8	1,7
Tafjord Kraftvarme	1,7	1,7
Sognekraft As	0,5	0,5
Førdefjorden Energi As	0,3	0,1
Jæren Fjernvarme As	0,2	0,2
Valdres Biovarme	0,2	0,2
Totalt	239,7	221,3

Kilde: SSB, Fjernvarmestatistikk 2018

⁷³ SSB tabell 10658: Forbruk av fjernkjøling (GWh)

Vedlegg E Forutsetninger for referansealternativet

I det følgende er det redegjort for sentrale forutsetninger som er lagt til grunn for framskriving av energibruk over hele analyseperioden, fra 2020 mot 2040.

Forutsetninger og trender i husholdningene

Total energibruk i husholdningene forventes å være 46 TWh i 2020, mens energibruk til oppvarming og kjøling ventes å være 36 TWh.

NVE forventer en svak nedgang i total energibruk i husholdningene fra 2020 til 2035. For perioden etter 2035 er det lagt til grunn at etterspørselen etter elektrisitet og fjernvarme følger den samme trenden som i årene før, mens etterspørselen etter bioenergi holdes konstant. Sammert gir dette en nedgang i energibruken i husholdningene mot 2040. Tilført energi reduseres ytterligere, grunnet egenproduksjon av elektrisitet fra sol. .

I framskrivingene av energibruk i husholdningene har NVE tatt utgangspunkt i SSBs befolkningsframskrivinger, som anslår at folketallet i Norge vil øke til 6,1 millioner i 2035. Befolkningsvekst fører til at flere trenger et sted å bo, og for å dekke det økende behovet for areal til bygg i Norge anslår NVE at bygningsarealet vil vokse med 20 prosent mot 2035.

Vekst i befolkning og bygningsareal bidrar isolert sett til økt energibruk. Samtidig stilles det strenge krav til energibruken i nye bygg gjennom byggeteknisk forskrift. Som følge av at bygningsmassen blir mer energieffektiv når det bygges nytt eller når gamle bygg rives eller rehabiliteres, forventes det at det trengs mindre energi til å varme opp byggene.

En annen faktor som bidrar til at energibruken i private husholdninger reduseres, er at teknisk utstyr i byggene blir mer energieffektivt. Det anslås at bruken av elektriske apparater vil øke, men at hvert apparat vil bruke mindre energi enn i dag. Denne utviklingen drives blant annet av krav til energimerking og krav til produktenes energiytelse gjennom økodesign-direktivet.

Forbudet mot bruk av olje til oppvarming som trer i kraft fra 2020 er også ventet å påvirke energibruken i husholdningene. Det forventes at energibruken i bygg vil være tilnærmet fossilfri i 2020 og helt fossilfri i 2030 som følge av forbudet. Det antas at oljekjeler og parafinovner i stor grad erstattes med varmepumper. Basert på historisk salg estimerer NVE at varmeproduksjon fra varmepumper i 2030 vil være 18 TWh, hvorav ca. 8 TWh vil være elforbruk.

Overgangen til oppvarmingsteknologier med bedre virkningsgrader bidrar dermed til at samlet energibruk til oppvarming reduseres.

Et viktig moment er at energibruk i bygg er særlig temperaturavhengig, og det er store variasjoner i energibruken fra år til år. Det antas at varmere klima vil bidra til lavere oppvarmingsbehov, men også økt kjølebehov om sommeren. For å ta hensyn til forventningene til redusert energibruk som følge av varmere klima er energibruken i husholdningene i referansebanen nedjustert med 2,5 TWh frem til 2040 sammenlignet med forutsetningene som er lagt til grunn i NVEs framskrivinger i rapporten *Energibruk i Norge mot 2035* (NVE, 2018). Andelen energi som går til oppvarming og kjøling er nedjustert tilsvarende temperaturkorrigeringen på 2,5 TWh, ellers forventes det at andelen energi som går til oppvarming og kjøling å være uendret i hele analyseperioden sammenlignet med 2018.

Forutsetninger og trender for tjenesteytende næring

Total energibruk i tjenesteytende næring forventes å være 31 TWh i 2020, hvorav energibruk til oppvarming og kjøling ventes å være 14 TWh.

For tjenesteytende næring forventer NVE en nedgang i total energibruk fra 2020 til 2035 på 2 TWh. I likhet med for husholdninger er det lagt til grunn at bruken av elektrisitet og fjernvarme følger samme utvikling fra 2035, mens utviklingen i bruk av bioenergi er uendret i samme periode. Videre er det forventet at tjenesteytende næring også er tilnærmet fossilfri i 2020. Sammert gir dette en nedgang i total nedgang i elektrisitetsbruk og energibruk for tjenesteytende næring.

Den forventede befolkningsveksten som er lagt til grunn for utviklingen i energibruk i husholdninger er også forventet å påvirke utviklingen i energibruken i tjenesteytende sektor. Det er forventet at behovet for areal til helsetjenester, undervisningsbygg og andre tjenester vil øke. Samtidig bidrar strengere krav til energibruk i nye bygg og mer energieffektivt teknisk utstyr til at energibruken reduseres.

I likhet med for husholdningene er det forutsatt en nedjustering i energibruk for tjenesteytende næring som følge av varmere klima, sammenlignet med framskrivingene i rapporten *Energibruk i Norge mot 2035* (NVE, 2018). Total energibruk, og dermed også energibruk til oppvarming og kjøling, er noe nedjustert for tjenesteytende næring. Utover dette er vår vurdering at andelen energibruk som går til

oppvarming og kjøling i tjenesteytende næring vil være tilnærmet uendret over analyseperioden.

Forutsetninger og trender for industrien

Total energibruk i industrien forventes å være 75 TWh i 2020, mens energibruk til oppvarming og kjøling ventes å være 20 TWh.

I industrien forventes det at energibruken effektiviseres ytterligere gjennom teknologi-forbedringer og effektiviseringstiltak. Samtidig forventer NVE at økt aktivitet vil føre til at energibruken i industrien øker med om lag 11 TWh i

perioden 2020 til 2040. Etter 2040 forventes en vekst på omtrent samme nivå.

Fra 2020 til 2040 forventer NVE en reduksjon i etterspørselen etter fossil energi på nesten 5 TWh og en økning i etterspørselen etter bioenergi på i underkant av 4 TWh. Den øvrige økningen i energibruk i industrien forventes å komme fra økt forbruk av strøm, der NVE forventer en økning på 12 TWh frem til 2040. Dette skyldes at det er planlagt nye anlegg med store kraftbehov, som aluminiumsfabrikken på Karmøy og store datasentre. Samtidig er det forventet at økt produksjon i metallindustrien kan føre til økt bruk av gass.

Vedlegg F Oversikt over aktuelle teknologier

Hvilken teknologi som er best egnet for utnyttelse av disse avhenger av kildenes egenskaper. De teknologiene som anses som mest aktuelle for utnyttelse av spillvarme fra industrien til kraftproduksjon er (Rambøll, 2014) (Norsk Energi & NEPAS, 2009):

- Damp turbin
- Organic Rankine Cycle
- Stirling

Kalina Cycle er i utgangspunktet også relevant og fremstår som konkurransedyktig, men dette skyldes at Kalina Cycle gjerne bygges i stor skala og dermed drar nytte av stordriftsfordelene (Rambøll, 2014). På grunn av manglende erfaring og kostnadsinformasjon for mindre anlegg er ikke Kalina Cycle vurdert som en aktuell teknologi i denne utredningen. En kort beskrivelse av de ulike teknologiene er inkludert i Boks F-6-1 under.

Boks F-6-1: Teknologi for utnyttelse av spillvarme til kraftproduksjon

Damp turbin (Rankine Cycle)

Damp turbinen omsetter termisk energi til mekanisk energi ved at dampen ekspanderer fra høyt trykk gjennom turbinen. I generatoren omsettes den mekaniske energien til elektrisk kraft.

Damp turbiner er eldre, velprøvd teknologi og det er installert flere i Norge. Det forventes ikke større endringer eller forbedringer i grunndesign. Utviklingen innen teknologien skjer i hovedsak innen styring/automatisering og til dels innenfor feltene materialkvalitet og produksjonsteknikk.

Organic Rankine Cycle (ORC)

Det er ikke store fundamentale forskjeller mellom en ORC-prosess og en Rankine Cycle (damp turbin). Den viktigste forskjellen ligger i bruken av organiske forbindelser som arbeidsmedium fremfor vann. Organiske fluider har lavere kokepunkt, og dermed mulighet for å ta opp varme på lavere temperaturer.

ORC er den mest utbredte teknologien i dag for utnyttelse av lavtemperatur spillvarme internasjonalt. Teknologien har hatt en betydelig utvikling de siste tiårene, og kanskje spesielt de siste fem årene, og store aktører satser på teknologien. Per i dag er det en av teknologiene som har lavest kostnad for små anlegg på 200 kW og oppover. Ikke brukt i Norge i særlig grad.

Stirling

Stirling-prosessen skiller seg fra de fleste andre termiske prosesser ved at den er en lukket kretsprosess med ekstern varmetilførsel. Det betyr at den er velegnet til å absorbere varme fra for eksempel kontinuerlige forbrenningsprosesser.

Stirling har foreløpig relative høye kostnader og noe begrenset bruksområde, men anses på sikt å kunne være en spennende teknologi i små-skala-markedet med lav til middels temperatur på varmekilden. Teknologien har forholdsvis lite utbredelse i Norge.

Kalina Cycle

Kalina-prosessen er i utgangspunktet en Rankine Cycle (damp turbin), men den avviker fra Rankine Cycle etter måten arbeidsmediet oppfører seg på. I en Kalina-prosess er det anvendte mediet en blanding av vann og ammoniakk. Konsekvensen av dette er at det er mulig å utforme en varmeveksler hvor varme tilføres arbeidsmediet (i form av en varm gass eller væskestrøm), med en gjennomsnittlig temperaturforskjell som er betydelig mindre enn for en vannbasert varmeveksling.

Kalina Cycle har ikke blitt en kommersiell teknologi i Norge, med ingen kjente anlegg installert. Mye av dette kan skyldes at Kalina Cycle er en patentert teknologi, hvor forretningsmodellen i stor grad går ut på lisensiering og at Kalina Cycle til nå kun er blitt bygget i stor skala internasjonalt.

Kilde: Rambøll (2014) og Norsk Energi, NEPAS (2009)

Vedlegg G Prosjekter med støtte fra Enova 2008-2018

I tabellene nedenfor gjengir vi de 20 prosjektene som har fått mest støtte fra Enova innenfor to programmer mellom 2008 og 2018:

- Støtte til fjernvarme
- Støtte til energi- og klimatiltak i industrien

Programmene er valgt ut som eksempler på arbeidet Enova gjør generelt og er ikke representative for arbeidet Enova gjør innen oppvarming og kjøling. For en fullstendig liste over prosjekter som har mottatt tilskudd fra Enova mellom 2008 og 2018 viser vi til deres hjemmesider: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektliste-2012--2018/>.

Tabell 6-10: Program - Støtte til fjernvarme

Prosjekttittel	Vedtaksår	Støtte mill. kr.	Energi (GWh)
Fjernvarme Bodø	2013	89	79
Sandefjord	2012	57	36
Hovedledning Skattøra Breivika mv.	2014	57	54
Fjernvarme i Gjøvik	2013	52	37
Fjernvarme Finnsnes - ny søknad 2014	2015	52	34
Så Fjernvarme - og fjernkjøleutbygging fra Jåttåvågen	2016	45	30
Sentrum Stakkevollsveien i Tromsø	2014	43	48
Sør og vest for Strandkanten varmesentral	2017	43	36
Fjernvarme i Moss	2013	37	26
Fjernvarme- og fjernkjøleutbygging fra Forus til Sandnes	2015	36	24
Fjernvarme Jessheim sentrum	2017	35	30
Søknad om støtte til tiltak for kjøp av varme fra Ranheim	2016	28	22
Fornybar energiproduksjon i Elverum fra biomasse	2015	27	21
Fjernvarme og fjernkjøling i Førde- Ny søknad	2014	27	18
Oslofjord Convention Center - Ny energisentral	2016	19	14
Utvidelse av fjernvarmeanlegget i Namsos	2014	18	11
Fjernvarme Sørsileiret Steinkjer	2013	18	14
Herøya fase 2	2016	17	13
Kongsberg - Fjernvarme	2013	17	14
Fjernvarmenett Gjøvik 2016+	2016	16	13

Kilde: Enova (2019)

Tabell 6-11: Program - Støtte til energi- og klimatiltak i industrien

Prosjekttittel	Vedtaksår	Støtte mill. kr.	Energi (GWh)
Energigjenvinning ved Elkem Salten	2012	350	300
Ranheim Energi - samforbrenningsanlegg	2016	172	175
Økt energigjenvinning Elkem AS Bjølvefossen	2014	54	85
Energi- og miljøtiltak i Yara Porsgrunn Bamboo prosjekt	2014	52	47
Saugbrugs TMP Linje C & D	2012	46	101
Portefølje lavtemperatur energi	2014	44	60
Prosjekt P200	2014	40	50
Energieffektivisering ved Elkem Carbon, Fiskå	2012	34	34
Hot Charging	2014	29	25
ENØK Vifter, spillvarmeutnyttelse og andre tilleggstitak	2014	28	19
Solsikke-Reduksjon av spesifikt energiforbruk	2016	26	39
Energieffektivisering SiMn ovn 1	2014	25	37
Ny Defibrator	2014	22	20
Portefølje biofuel ekspansjon	2016	19	20
Introduksjon av energieffektive anoder i Nikkel elektrolyse	2013	18	21
Forbedret størkningsforløp for Silgrain feedstock	2015	18	23
Nikkelverket - 16 GWh prosjektportefølje 2014-2016	2014	17	16
Energieffektivisering Alcoa Mosjøen 2013 - 2015	2013	15	50
Lukket Fakkell, Snorre A	2015	15	16
Feed Production Plant	2013	15	16

Kilde: Enova (2019)

oslo**economics**

www.osloeconomics.no

post@osloeconomics.no
Tel: +47 21 99 28 00
Fax: +47 96 63 00 90

Besøksadresse:
Kronprinsesse Märthas plass 1
0160 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 509 I MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no