



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2025 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Tekno-økonomisk analyse av potensialet for sesonglagring i norsk fjernvarme

Techno-Economic Analysis of the Potential for
Seasonal Storage in Norwegian District Heating

Tim Maarten Riesen
Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2025 og avslutter mine 2 års Fornybar energi studier ved Norges miljø- og biovitenskaplig universitet (NMBU).

Gjennom arbeidet med oppgaven har jeg fått innsikt i det norske fjernvarmesystemet og termisk energilagring. Denne kunnskapen kommer godt med i det fremtidige arbeidslivet.

Jeg vil takke veilederne mine Erik Trømborg og Pernille M Sire Seljom for verdifull veiledning gjennom skriving av oppgaven. Oppgaven er skrevet i forbindelse med forskningsprosjektet *Resilient – robuste energisystemer*.

Til slutt vil jeg takke familie og venner, og spesielt min samboer Johanne Hovland, for motivasjon og støtte gjennom prosessen.

Sogndal, 14. mai 2025

Tim Maarten Riesen

Sammendrag

Denne masteroppgaven har i en tekno-økonomisk analyse undersøkt potensialitet for sesonglagring av termisk energi i det norske fjernvarmesystemet. Metoden i oppgaven er todelt, der det først er brukt litteraturstudie for å sette seg inn i Seasonal thermal energy storage (STES) teknologier som er aktuelle, hvilke kostnader disse har, teknisk ytelse og geologiske forutsetninger og modenhet. Deretter er dataene benyttet i lønnsomhetsberegninger og en følsomhetsanalyse for de samme teknologiene ved å modellere et fjernvarmesystem i en lineær programmeringsmodell (LP-modell) i Python.

Litteraturstudiet viser at det finnes mange ulike STES-teknologier. Denne oppgaven fokuserer på lagringsteknologiene som baserer seg på energiformen følbar varme. Teknologiene undersøkt er BTES (Borehole thermal energy storage), ATES (Aquifer thermal energy storage), CTES (Cavern thermal energy storage), FTES (Fractured thermal energy storage), TTES (Tank thermal energy storage) og PTES (Pit thermal energy storage). Med grunnlag i eksisterende anlegg har BTES, ATES og PTES en betydelig lavere investeringskostnad enn TTES og CTES. Litteraturstudiet viser at BTES, ATES og FTES allerede er i bruk i Norge, mens TTES, PTES og CTES er etablert i våre naboland og i Europa. De geologiske forutsetningene i Norge anses som godt egnet for BTES, FTES og CTES, gitt landets krystallinske berggrunn. For ATES er tilgjengeligheten av akviferer en begrensende faktor, mens PTES og TTES krever store arealer over bakken. CTES kan enten etableres i eksisterende gruver/tanker eller kunstig utgraves, der førstnevnte alternativ anses som mer økonomisk. Med unntak av FTES, som til nå kun har et pilotprosjekt, klassifiseres teknologiene som modne i kommersiell fase, med synkende investeringskostnad og økonomisk risiko. Likevel må det her skilles mellom lav temperatur (LT) og høy temperatur (HT) UTES (Underground thermal energy system) teknologier, der LT-UTES har høyere modenhet en HT-UTES.

LP-modellen bruker månedlig tidsoppløsning med historiske strømpriser, produksjonskostnader til produksjonsteknologier i et fjernvarmesystem og produksjonsdata fra fjernvarmesystemet Statkraft Varme i Trondheim. Strømprisene brukt er fra årene 2020,

2022 og 2024 for alle fem elspotområdene i Norge, og er henholdsvis lavprisscenario, høyprisscenario og middelsprisscenario. Produksjonsteknologiene brukt i modellen er avfallsforbrenning, elektrokjel, biokjel (flis), oljekjel (fyringsolje), gasskjel (LPG), og overskuddsvarme fra avfallsforbrenning som opprinnelig blir bortkjølt. Kapasiteter, produksjonsnivå og etterspørsel av termisk energi er hentet fra dataene til det eksisterende fjernvarmesystemet til Statkraft Varme i Trondheim. Modellen kjøres flere ganger for hver STES-teknologi, der den først beregner produksjonskostnadene til fjernvarmesystemet uten mulighet til lagring i et STES, og så med STES. Differansen beregnes som unngåtte produksjonskostnader, og er inntektene til STES, dersom LP-modellen anser investering i et STES som lønnsomt.

Resultatene fra LP-modellen indikerer at BTES, ATES, PTES og CTES i eksisterende gruver/tanker kan oppnå positive netto nåverdier og lav tilbakebetalingstid under både lave, middels og høye strømprisscenarioer. Disse teknologiene viste seg også å være robuste mot alle justeringer i følsomhetsanalysen, der flere verdier i kostnadsstrukturen og parametere ble justert opp og ned. For TTES og CTES med kunstig utgraving kreves det derimot enten svært høye strømpriser eller betydelige kostnadsreduksjoner for å bli lønnsomme. Modellen valgte nesten utelukkende overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen for å lade STES-systemene, noe som viser at der er potensial for å utnytte denne termiske energien, som i dagens fjernvarmesystem går til spille.

Ut ifra en helhetlig vurdering, har UTES-teknologiene BTES, ATES og CTES (i eksisterende gruver / tanker) og PTES, det største potensialet som STES-teknologi i det norske fjernvarmesystemet. FTES blir en spennende teknologi å følge med på, ettersom den kan redusere antall borehull og investeringskostnader sammenlignet med BTES-teknologien.

Abstract

This master's thesis conducts a techno-economic analysis to assess the potential of seasonal thermal energy storage (STES) in the Norwegian district heating system. The methodology is divided into two parts: First, a literature review was conducted to identify relevant STES technologies, their associated costs, technical performance, geological conditions, and maturity levels. Subsequently, the collected data was applied in profitability calculations and a sensitivity analysis for the same technologies by modeling a district heating system using a linear programming model (LP model) in Python.

The literature review reveals that several STES technologies are available. This study focuses on storage technologies based on sensible heat. The technologies examined include Borehole Thermal Energy Storage (BTES), Aquifer Thermal Energy Storage (ATES), Cavern Thermal Energy Storage (CTES), Fractured Thermal Energy Storage (FTES), Tank Thermal Energy Storage (TTES), and Pit Thermal Energy Storage (PTES). Based on existing installations, BTES, ATES, and PTES have significantly lower investment costs than TTES and CTES. The literature review shows that BTES, ATES, and FTES are already in use in Norway, whereas TTES, PTES, and CTES have been established in neighboring countries and in Europe. The geological conditions in Norway are considered well-suited for BTES, FTES, and CTES, given the country's crystalline bedrock. For ATES, the availability of aquifers is a limiting factor, while PTES and TTES require large surface areas. CTES can either be established in existing caverns/tanks or excavated artificially, with the former considered more cost-effective. Except for FTES, which currently only has a pilot project, the technologies maturity is classified as commercially, with declining investment costs and economic risk. Nonetheless, a distinction must be made between low-temperature (LT) and high-temperature (HT) UTES (Underground Thermal Energy Storage) technologies, where LT-UTES is more mature than HT-UTES.

The LP model operates with a monthly time resolution using historical electricity prices, production costs for production technologies in a district heating system, and production

data from the existing district heating system Statkraft Varme in Trondheim. The electricity prices used are from 2020, 2022, and 2024 for all five price zones in Norway, representing low, high, and medium price scenarios. The production technologies modeled include waste incineration, electric boilers, bio boilers (wood chips), oil boilers (fuel oil), gas boilers (LPG), and excess heat from waste incineration that would otherwise be lost. Capacities, production levels, and thermal energy demand were based on data from Statkraft Varme in Trondheim. The model was run several times for each STES technology, first calculating the production costs for the district heating system without being able to store heat in a STES, and then with. The difference was calculated as avoided production costs, representing the revenues for STES if the LP model considers the STES investment profitable.

The LP model results indicate that BTES, ATES, PTES, and CTES in existing caves/tanks can achieve positive net present values (NPV) and short payback periods under both low, medium, and high electricity price scenarios. These technologies also demonstrated robustness against all adjustments in the sensitivity analysis, in which several cost structure values and parameters were adjusted up and down. For TTES and CTES with artificial excavation, extremely high electricity prices or substantial cost reductions are required for profitability. The model primarily selected excess heat from waste incineration to charge the STES systems, indicating potential for utilizing thermal energy that is currently lost in the district heating system.

From a comprehensive assessment, the UTES technologies BTES, ATES, and CTES (in existing mines/tanks) and PTES, are considered to have the greatest potential as STES technologies in the Norwegian district heating system. FTES is a promising technology to follow, as it could reduce the number of boreholes and investment costs compared to BTES.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	6
1.1	Bakgrunn	6
1.2	Problemstilling	7
1.3	Fremstilling av oppgaven	7
2	Seasonal Thermal Energy Storage – teknologier	8
2.1	SHS-teknologier	10
2.1.1	Borehole Thermal Energy Storage (BTES)	10
2.1.2	Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)	12
2.1.3	Cavern Thermal Energy Storage (CTES)	14
2.1.4	Fractured Thermal Energy Storage (FTES)	15
2.1.5	Tank Thermal Energy Storage (TTES)	16
2.1.6	Pit Thermal Energy Storage (PTES)	17
2.2	Modenhet for SHS-teknologier	18
2.3	Norges geologiske egenhet for SHS-teknologier	19
2.4	Oppsummering av SHS-teknologier	21
3	Metode	23
3.1	Metodeoversikt	23
3.2	Terminologi	24
3.3	Litteraturstudie	24
3.4	Modellering og lønnsomhets- og følsomhetsanalyse	24
3.4.1	LP-modellen	25
3.4.1.1	Tidsoppløsning og datagrunnlag	26
3.4.1.2	LP-modellens oppbygging og likninger	29
3.4.1.3	LP-modellens basisscenarioer	35
3.4.2	Lønnsomhetsanalysens framgangsmåte	44
3.4.3	Følsomhetsanalysens framgangsmåte	46
4	Resultater	48
4.1	Hovedfunn til forskningsspørsmålene	48
4.2	Resultater fra LP-modellen, lønnsomhets- og følsomhetsanalysen	50
4.2.1	Generelle funn fra basisscenarioene	51

4.2.2	Generelle funn fra følsomhetsanalysen.....	54
4.2.3	Resultater – BTES	55
4.2.4	Resultater – ATEs	57
4.2.5	Resultater – CTES (eksisterende tanker / gruver)	59
4.2.6	Resultater – CTES (kunstig utgravd / utsprengt)	62
4.2.7	Resultater – TTES.....	64
4.2.8	Resultater – PTES	67
5	Diskusjon.....	69
5.1	Litteraturstudiet	69
5.2	LP-modellen, lønnsomhets- og følsomhetsanalysen.....	71
6	Konklusjon	74
7	Litteraturliste.....	76

Figurliste

Figur 2-1 Klassifisering av STES-teknologier. Basert på Yang, et al. (2021); Xu, et al. (2014)	8
Figur 2-2 BHE utforming, fra venstre: enkelt U-rør, dobbelt U-rør eller koaksial varmeveksler (Roas et al., 2019) CC BY 2.011	
Figur 2-3 Eksempel på forskjellige borremønster (Nielsen, 2003)	12
Figur 2-4 Multi-brønn brønnduetter (venstre) og mono-brønn (høyre) (Mahon et al., 2021)	13
Figur 2-5 Driftsmåter av multi-brønn ATEs; syklisk og kontinuerlig (Nielsen, 2003)	13
Figur 2-6 FTES-teknologi med sup-horisontale sprekker, oppladning (venstre) og utladning (høyre) (Janiszewski, 2019). ..	15
Figur 2-7 Prinsipiell skisse av PTES tverrsnitt (Schmidt et al., 2018) CC BY-NC-ND 2.0	17
Figur 2-8 Modenhet til energilagringsteknologier (IEA, 2014)	18
Figur 3-1 Metode og framgangsmåte	23
Figur 3-2 Oversikt over oppbygging av LP-modellen og lønnsomhets- og følsomhetsanalysen	24
Figur 3-3 Månedlig netto fjernvarmeproduksjon samt overskuddsvarme (bortkjølt) i MWh inndelt etter produksjonsteknologi/brensel for Statkraft Varmer Trondheim år 2022-2024	27
Figur 3-4 Månedlige data for etterspørsel (D), spillvarme (X_{sv}) og overskuddsvarme (X_{ov}) brukt i modellen	28
Figur 3-5 Historisk månedlig spotpris ekskl. mva i øre/kWh for elspotområdene i Norge 2020-2024 (Forbrukerrådet, u.å.)	28
Figur 3-6 Skisse av LP-modellens oppbygging	30
Figur 3-7 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte BTES-systemer i logaritmisk skala, der blått punkt: Energiforsk (2019), rødt punkt: Akershus sykehus (Midttømme, et al., 2009) og grønt punkt: Oslo Economics / Asplan Viak (2020)	38
Figur 3-8 Virkningsgrader og lagringskapasitet med årstall for realiserte BTES-systemer der blått punkt: Energiforsk (2019), rødt punkt: Akershus sykehus (Midttømme, et al., 2009) og grønt punkt: Oslo Economics / Asplan Viak (2020)	39
Figur 3-9 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte ATEs-systemer i logaritmisk skala, der blått punkt: Energiforsk (2019) og lilla punkt: Oslo lufthavn, Gardermoen (Eggen & Vangnes, 2005)	40
Figur 3-10 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet for CTES-systemer i logaritmisk skala	41
Figur 3-11 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte TTES-systemer (Energiforsk, 2019)	42
Figur 3-12 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte PTES-systemer med kun vann som lagringsmaterial i logaritmisk skala (Energiforsk, 2019)	43
Figur 4-1 Eksempel resultatet LP-modell uten STES (venstre) og med STES (høyre)	50
Figur 4-2 Eksempel på STES lagernivå med termisk energi inn og ut	51
Figur 4-3 Resultat av basisscenarioer i lønnsomhetsanalysen	52
Figur 4-4 Basisscenarioene: Unngåtte produksjonskostnader mot termiske energi ut av STES / lagerkapasitet	53
Figur 4-5 Resultater basisscenarioer BTES	55
Figur 4-6 BTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO4	56
Figur 4-7 BTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2	56
Figur 4-8 Resultater basisscenarioer ATEs	58
Figur 4-9 ATEs - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO4	58
Figur 4-10 ATEs - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2	59
Figur 4-11 Resultater basisscenarioer CTES (eksisterende tanker / gruver)	60
Figur 4-12 CTES_g - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2024 NO1	60
Figur 4-13 CTES_g - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2	61
Figur 4-14 Resultater basisscenarioer CTES (kunstig utgravd / utsprenget)	62
Figur 4-15 CTES_u - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO1	63
Figur 4-16 Resultater basisscenarioer TTES	64
Figur 4-17 TTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2	65
Figur 4-18 Resultatet LP-modell fra TTES basisscenario 2022 NO2	66
Figur 4-19 Resultater basisscenarioer PTES	67
Figur 4-20 PTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2024 NO5	68

Tabelliste

Tabell 2-1 Termisk konduktivitet for noen vanlige bergarter i Norge (adaptert fra Midttømme et al. (2000)).....	20
Tabell 2-2 Oppsummering av egenskaper til BTES, ATES og CTES - teknologier (adaptert fra González (2023) og Worm (2017))	21
Tabell 2-3 Oppsummering av egenskaper til FTES, TTES og PTES - teknologier (adaptert fra González (2023) og Worm (2017))	22
Tabell 3-1 Verdier i basisscenario for produksjonsteknologier	35
Tabell 3-2 Verdier i basisscenario for STES-teknologier	35
Tabell 3-3 Eksempel av kontantstrømoppsett der levetiden er 40 år, byggetiden 1 år og oppladningstid er 2 år	46
Tabell 3-4 Parametere og variabler som skal justeres i følsomhetsanalysen	47
Tabell 4-4 CTES_u – Resultater av følsomhetsanalyse for strømprisscenarioer der følsomhetsanalysen resulterer i NPV < 0	63
Tabell 4-5 TTES -Resultater av følsomhetsanalyse for strømprisscenarioer der følsomhetsanalysen resulterer i NPV < 0..	65

Forkortelser

ATES	Aquifer Thermal Energy Etorage
BHE	Borehole Heat Exchanger
BTES	Borehole Thermal Energy Etorage
CAPEX	Capital Expenditure
COP	Coefficient of Performance
CTES	Cavern Thermal Energy Etorage
DPT	Discounted Payback Time (Diskontert tilbakemetalingstid)
FTES	Fractured Thermal Energy Etorage
HEAT	High Enthapy Aquifer Technology
HTF	Heat Transfere Fluid
LHS	Latent Heat Storage
LP	Linear Programming
MNOK	Millioner Norske kroner
NPV	Net Preset Value (netto nåverdi)
OPEX	Operating Expense
PTES	Pit Thermal Energy Etorage
SHS	Sensible Heat Storage
STES	Seasonal Thermal Energy Etorage
TES	Thermal Energy Etorage
THS	Thermochemical Heat Storage
TTES	Tank Thermal Energy Etorage
UTES	Underground Thermal Energy Etorage

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Energiproduksjonen fra fornybare energikilder øker i framtidens energisystem. International Energy Agency (IEA) anslår at andelen fornybar energi forbruket i elektrisitets-, varme-, og transportsektoren globalt vil ha en økning på nærmere 60 % fra 2024 til 2030 (IEA, 2024, s. 13). En del av energien produsert fra fornybare energikilder er vær-avhengig, som betyr at en slik økningen vil føre til mer varierende og uforutsigbar energiproduksjon. Produksjon og forbruk av energi vil dermed ikke alltid korrelere. Å bedre tilpasse forbruk med produksjon kan innebære å flytte fleksibel last til når energi produseres, eller å lagre energien til senere bruk. Begge tiltakene egner seg godt på kort sikt når det gjelder timer eller dager, derimot er det kun langtidslagring som gir mulighet for tilpasninger over måneder eller sesonger. Med en rask økende kapasitet og energiproduksjon fra solceller i Norge, har lagring av energi fra sommer til vinter fått økt aktualitet og omtale. Noe som i de siste årene også har blitt oftere omtalt er termisk energilagring fra fjernvarmeanlegg.

I 2023 ble det produsert 8 TWh fjernvarme i Norge, tilsvarende rundt 3 % av samlet energibruk i Norge (NVE, 2024). Fjernvarmesektoren er også stadig i vekst, med en gjennomsnittlig økning i produksjon på 5 % hvert år (SSB, 2024). De viktigste brenslene som benyttes i fjernvarmeanlegg er avfall, bark og treflis, der først nevnte stod for 42 % og de to siste for 36 % av brutto fjernvarmeproduksjonen i 2023 (SSB, 2024). Avfallsforbrenning skjer året rundt på grunn av lukt- og lagringsproblemer og siden det produseres avfall hele året. Ulempen med dette er at etterspørsel av fjernvarme er lavere om sommeren og størst om vinteren. Det gjør at det produseres mer varme om sommeren enn det som er etterspurt (Schmidt et al., 2018). Ifølge Statistisk sentralbyrå (SSB) blir varmen som ikke blir nyttet til energiformål avkjølt mot luft, og ikke utnyttet avfall i 2023 utgjorde 813 GWh (SSB, 2024). Andelen av varme som går til spille avhenger av varmebehovet. I kalde år er varmebehovet større, dermed varierer mengden varme som blir avkjølt til luft fra år til år, som har ligget mellom 10 – 15 % av brutto fjernvarmeproduksjon de siste 10 årene i Norge (SSB, 2024).

Bruk av sesonglager for å utnytte overskuddsenergi kan gi både system- og miljømessige fordeler. Andersson, et al. (2013) viser at Underground thermal energy storage (UTES) systemer for sesonglagring av energi i Sverige er økonomisk lønnsomme. Beregningene til Andersson et al. (2013) tar utgangspunkt i realiserte BTES (Borehole thermal energy storage) og ATES (Aquifer thermal energy storage) i Sverige fra 2002 til 2012, og viser til en tilbakebetalingstid på under 10 år, der den tekniske livstiden kan være opptil 50 – 100 år for BTES-systemer (Andersson, et al., 2013). Sifnaios, et al. (2023) har i energimodellen Balmorel forsket på hvordan implementering av PTES (Pit thermal energy storage) og TTES (Tank thermal energy storage) gir lønnsomme resultater og reduserer prisen for fjernvarme i det danske energimarkedet.

1.2 Problemstilling

Denne oppgaven analyser det tekno-økonomiske potensialet for sesonglagring av termisk energi i det norske fjernvarmesystemet.

For å svare på dette tas utgangspunkt i følgende forskningsspørsmål:

- *Hvilke teknologier for sesonglagring av termisk energi i form av følbare varme er aktuelle i Norge og hvor modne er disse?*
- *Hvilke teknologier egner seg for ulike geologiske forhold i Norge?*
- *Hvilke virkningsgrader, kostnader og lønnsomheter har teknologier for sesonglagring av termisk energi i form av følbare varme?*

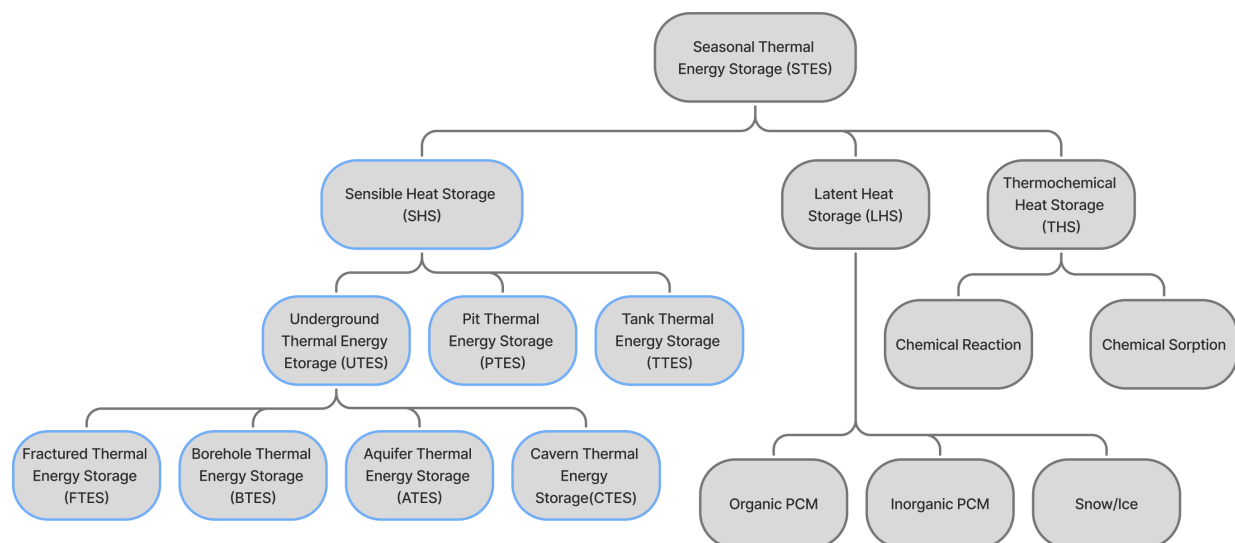
1.3 Fremstilling av oppgaven

For å forstå problemstilling og metoden oppgaven bruker, er det fordelaktig å forstå hva et termisk sesonglager er, og hvordan de ulike teknologiene fungerer og skiller seg fra hverandre. Oppgaven starter dermed, med utgangspunkt i forskningsspørsmålene, å presentere de ulike teknologiene i kapittel 2. Deretter beskrives den anvendte metoden i kapittel 3. I kapittel 4 presenteres resultatene, før diskusjonen og konklusjonen følger i henholdsvis kapittel 5 og 6.

2 Seasonal Thermal Energy Storage – teknologier

Det er mange faktorer som må vurderes og beregnes ved utforming og bruk av teknologier til termisk energilagring. Flere av disse faktorene er komplekse og krever dypere kunnskap innen fysikk, kjemi og geologi for å forstå. På grunn av prosjektets rammer og mål begrenses teknologiforklaringene til grunnleggende prinsipper, som likevel gir tilstrekkelig innsikt.

Termisk energilagring deles vanligvis inn i tre hovedkategorier: følbare lagring (SHS), latent lagring (LHS) og kjemisk lagring (THS). Innen hver kategori finnes det diverse teknologier, der noen er best egnet for korttidslagring, fra timer til døgn, mens andre er utviklet for langtidslagring, flere måneder og sesonger. Figur 2-1 gir en oversikt over klassifiseringer av de ulike Seasonal thermal energy storage (STES) teknologiene. I oppgaven er det valgt å fokusere på teknologiene under grenen følbare varme (SHS) markert i blå i Figur 2-1. En kort overordnet forklaring av hver kategori følger.



Figur 2-1 Klassifisering av STES-teknologier. Basert på Yang, et al. (2021); Xu, et al. (2014)

I litteraturen om SHS-teknologier omtales en kategori som på engelsk kalles Underground thermal energy storage (UTES). Teknologiene kategorisert som UTES kan defineres ved at de nytter gunstige geologiske forhold direkte som et termisk energilager, eller som isolasjon for varmelagring (Mahon, et al., 2021). UTES-teknologiene undersøkt i denne oppgaven er Borehole Thermal Energy Storage (BTES), Aquifer Thermal Energy Storage (ATES), Cavern Thermal Energy Storage (CTES) og Fractured Thermal Energy Storage (FTES). I tillegg til UTES-

teknologiene finnes det innen SHS-teknologier også Pit Thermal Energy Storage (PTES) og Tank Thermal Energy Storage (TTES). Disse skiller seg fra UTES ettersom lageret er helt eller delvis over bakken.

LHS-teknologier kan gi høyere energitetthet enn SHS og regnes også som en effektiv metode for energilagring. Denne typen lagring benytter faseendringmateriler (PCM) som gjennomgår faseendring ved å absorbere og frigjøre varme i form av latent varme, uten at temperaturen endres i de ulike fasene. Faseendringene er kombinasjoner av stoff i gass-, væske- og fast form. Disse kan kategoriseres videre, der for eksempel teknologier som benytter seg av faseendring fra fast- til væske form kan klassifiseres som organisk, blant annet parafiner og fettsyrer, eller uorganisk, for eksempel salhydrater (Mahon, et al., 2021).

THS-teknologier kan deles inn etter kjemiske reaksjon- og termokjemisk sorpsjonslager. Prinsippet for kjemisk reaksjon er basert på en reversibel reaksjon mellom to stoffer, A og B, med en endoterm og en eksoterm prosess, der henholdsvis energi blir tatt opp eller slippes fri fra eller til omgivelsene. Stoffene A og B kan lagres separat ved å stenge forbindelsen mellom dem i lagringsperioden. For å lagre termisk energi brukes varmen i en endotermisk reaksjon for å dele stoffet i flere deler. Den termiske lagrede energien kan i etterkant frigjøres ved å sette sammen stoffene igjen i en ekstermisk reaksjon. Sorpsjonslagringsprosessen omfattes av absorpsjon og adsorpsjon. I adsorpsjonsprosessen bindes en gass til overflaten av et fast stoff uten å danne et nytt materiale som frigjør termisk energi, der tilføringen av termisk energi bryter bindingene. I absorpsjonsprosessen derimot dannes en ny kjemisk forbindelse som frigjør termisk energi, der bruk av termisk energi bryter forbindelsen (Mahon, et al., 2021).

2.1 SHS-teknologier

I dette kapitlet beskriver den grunnleggende funksjonaliteten til SHS-teknologiene som med unntak av FTES også er brukt i LP-modellen. FTES er ikke tatt med i modelleringen fordi teknologien er i konseptfasen. Selv om de grunnleggende prinsippene innen de ulike teknologiene er lignende, finnes det ingen standarddesign for hver teknologi. Det betyr at hver installasjon er et mer eller mindre «skreddersydd» system tilpasset lokasjonen og omgivelser, selv om diverse komponenter er standard industriprodukter (Nielsen, 2003).

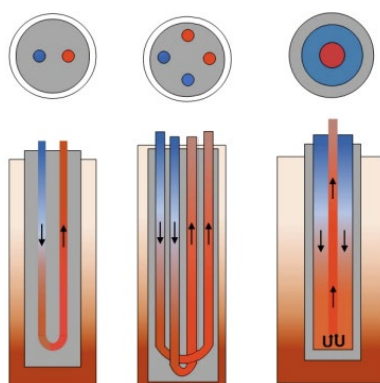
Parametere som inngår i beskrivelsen av flere av teknologiene er spesifikk varmekapasitet, termisk konduktivitet og hydraulisk konduktivitet. Spesifikk varmekapasitet er et mål på hvor stor økning i temperatur et material kan få ved å tilføre enn viss mengde energi. Benevningen skrives i joule per kelvin (J/K), som dermed beskriver den termiske energien i joule som kreves for å heve temperaturen til materiale med en grad kelvin (Helseth, 2024a). Termisk konduktivitet er et mål på hvor godt et materiale kan transportere varme, også omtalt som varmeledningsevne, og har benevningen W/mK (Helseth, 2024b). Hydraulisk konduktivitet er et mål på hvor godt vann strømmer gjennom et porøst material (Dagestad et al., 2003).

2.1.1 Borehole Thermal Energy Storage (BTES)

I BTES-system lagres termisk energi under bakken i grunnmaterialet bestående av fjell og/eller jord, og egner seg derfor godt for lokasjoner med borevennlig grunn. Ideelle egenskaper til grunnmaterialet er høy spesifikk varmekapasitet, høy termisk ledningsevne og svært lav hydraulisk ledningsevne (Alva et al., 2018). For å lagre og hente ut termisk energi på i et slikt system bores det flere ti- til hundretalls borehull vertikalt ned i grunnen. Den termiske energien utveksles direkte via borehull eller ved borehullsvarmevekslere (borehole heat exchangers, BHE), der varmeoverføringsvæske (heat transfer fluid, HTF), oftest vann, benyttes til å overføre varme ut og inn av lageret (Roas et al., 2019). Når temperaturen til grunnmaterialet er lavere enn HTF som blir ført ned, overføres termisk energi inn i lageret. Når det på senere tidspunkt hentes ut igjen overføres energien motsatt. Ladningen starter i midten av borehullene og forplanter seg gradvis utover mot kanten av feltet. Borehullene i midten blir dermed varmest. Ved uttak tas varmen ut fra de ytterste borehullene og gradvis

mot midten (Alva et al., 2018). Temperaturen av HTF ved ladning varierer mellom 90 – 20 °C, mens den ved utladning varierer mellom 15 – 65 °C (Energiforsk, 2019).

BTES-systemer kan deles inn i lukkede, åpne eller kombinert åpne og lukkede system (Energiforsk, 2019). I et lukket system sirkulerer HTF i BHE, der ulike utforminger er enkelt U-rør, dobbelt U-rør eller koaksial varmeveksler som visualisert i Figur 2-2, der først nevnte er det mest utbredt (Roas et al., 2019). Mellomrommet mellom BHE og borehull injiserer i moderne system med fyllmasse bestående av mineralske materialer med høy termisk konduktivitet som for eksempel bentonitt og kvarts. Tidligere ble det benyttet sement (Mahon et al., 2021).

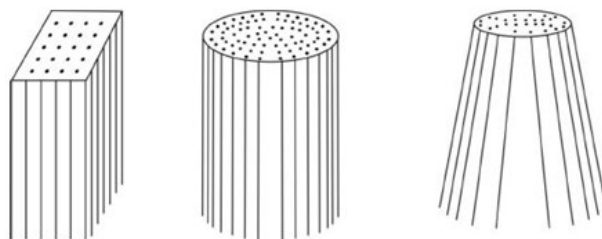


Figur 2-2 BHE utforming, fra venstre: enkelt U-rør, dobbelt U-rør eller koaksial varmeveksler (Roas et al., 2019) CC BY 2.0

I åpne systemer er HTF i direkte kontakt med berggrunnen i borehullene. Slike system gir bedre varmeoverføring til lagringsvolumet, men har risiko for at HTF blandes og forsvinner dersom det er grunnvann til stede. I den kombinert løsning benyttes en liner slik at HTF ikke er i direkte kontakt med berggrunnen, men det fortsatt oppnås god varmeoverføring (Energiforsk, 2019).

I tillegg nevnte komponenter av BTES-systemer benyttes det også en buffertank på grunn av den trege lade- og utladningsraten bestemt av varmeledningsevnen til BHE og/eller grunnmaterialet rundt borehullene. Borehullene bores vanligvis i dybder fra 30 – 200 meter og utnytter den relative stabile temperaturen som observeres under overflaten fra omtrent 10 meter. Høy varmeledningsevnen er dermed viktig for effektiviteten til lageret, men også ettersom det kan redusere antall borehull og dybden som holder investeringskostnadene

nede (Mahon et al., 2021). Borehullene kan også bores i diverse mønster, der rektangulært mønster er enklere og billigere å bore enn heksagonalt (Figur 2-3).



Figur 2-3 Eksempel på forskjellige borremønstre (Nielsen, 2003)

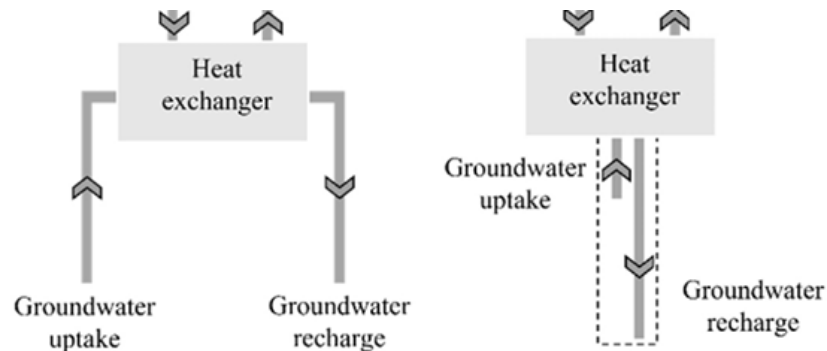
Mahon et al. (2021) beskriver flere kilder som utforsker bruk av færre dypere borehull på 2 – 3 km for å redusere investeringskostnadene. Funnene rapportert fra kildene viser blant annet til høyere effektivitet på grunn av svært lav hydraulisk konduktivitet som begrenser varmetap grunnet grunnvannsstrømning, benyttelse av geotermisk varme og lavere temperaturdifferanse mot omkringliggende grunnmateriale som tillater høyere uttakstemperatur ettersom varmen holder seg nær BHE.

2.1.2 Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)

I et ATES-system lagres termisk energi ved hjelp av den naturlige underjordiske geologiske formasjonen akvifer. En akvifer kan bestå av porøse bergarter, sedimenter og/eller jordblandinger som inneholder grunnvann. Det porøse materialet er mettet med vann som fører til et høyere vanntrykk enn atmosfærisktrykk, som kan ved hjelp av vannbrønner hentes ut. Grunnvannet fungerer i dette systemet som HTF (Alva et al., 2018). For at et ATES-system fungere må ifølge Alva et al. (2018) følgende kriterier oppfylles:

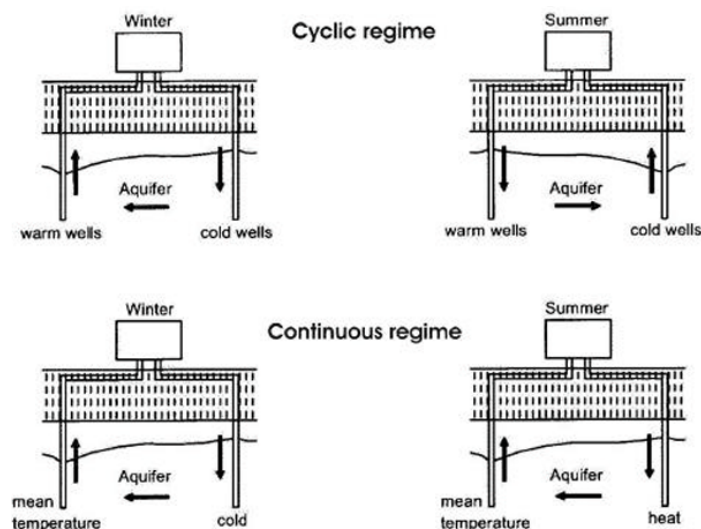
- Toppen og bunnen av akviferen må bestå av to konfigurerende berglag med svært lav hydraulisk ledningsevne. Disse ugjennomtrengelige berglagene fungerer som veggene til lageret slik at HTF ikke sige bort.
- Tykkelsen på det porøse materialet mellom de to berglagene må være av en viss størrelse for å gi tilstrekkelig volum, og har god termisk konduktivitet for å ta opp og gi fra seg den termiske energien effektivt.

- Strømningshastigheten til grunnvannet må være naturlig lav, slik at HTF holder seg til stede ved brønnene.



Figur 2-4 Multi-brønn brønnduetter (venstre) og mono-brønn (høyre) (Mahon et al., 2021)

Termisk energi lagres i akviferen ved å føre HTF ned og opp via en eller flere brønner. Det skilles mellom mono- og multi-brønnsystemer vist i Figur 2-4. Et mono-brønnsystem skiller mellom varme- og kuldelagring vertikalt i én enkelt brønn. Et slikt oppsett reduserer borekostnader og plassbehov, men krever imidlertid at akviferen har større tykkelse for å effektivt unngå termisk samspill mellom varm og kald sone. I et multi-brønnsystem brukes ett eller flere sett med brønnduetter plassert med avstand i akviferen, der varme og kalde soner holdes atskilt (Mahon et al., 2021).



Figur 2-5 Driftsmåter av multi-brønn ATES; syklist og kontinuerlig (Nielsen, 2003)

Som beskrevet av Nielsen (2003) kan et multi-brønnsystem utformes og driftes med to grunnleggende prinsipper; syklisk drift og kontinuerlig drift vist i Figur 2-5. Ved syklisk drift

kan termisk energi lagres ved temperaturer som ligger henholdsvis over og under den naturlige grunntemperaturen. Denne driftsformen gjør det mulig å etablere definerte varme- og kuldereservoarer rundt hver enkelt brønn eller brønngruppe, og gir muligheten til å opprettholde et volum som hele tiden har en temperatur vesentlig høyere eller lavere enn den omkringliggende jorden. En ulempe blant denne metoden er at den stiller høyere krav til brønnutforming og kontrollsystem, siden hver brønn må kunne både produsere og injisere grunnvann. Kontinuerlig drift egner seg derimot kun i tilfeller hvor varme- eller kjølebehovet kan dekkes med temperaturer som ligger nært den naturlige temperaturen i grunnen. Her fungerer lageret mer som en effektiv gjenvinning av naturlig grunntemperatur enn et aktivt termisk energilager. Fordelen her er et enklere systemdesign og drift, da det som regel er tilstrekkelig med pumper i kun én brønn eller brønngruppe. Ulempen er det begrensede temperaturområdet systemet kan operere i (Nielsen, 2003).

Akviferer regnes som viktige kilder til drikkevann. Injeksjon av varmt vann kan føre til mineralutfelling og vekst av mikroorganismer som reduserer vannkvaliteten. Slike problemer kan også svekke de hydrauliske og termiske egenskapene og dermed ATES-systemets ytelse, der tetting av brønn og utstyr er en kjent utfordring. Nøyaktige modeller er viktig for å bedømme ytelsen og påvirkning av grunnvannet og miljø før installasjon (Mahon et al., 2021).

2.1.3 Cavern Thermal Energy Storage (CTES)

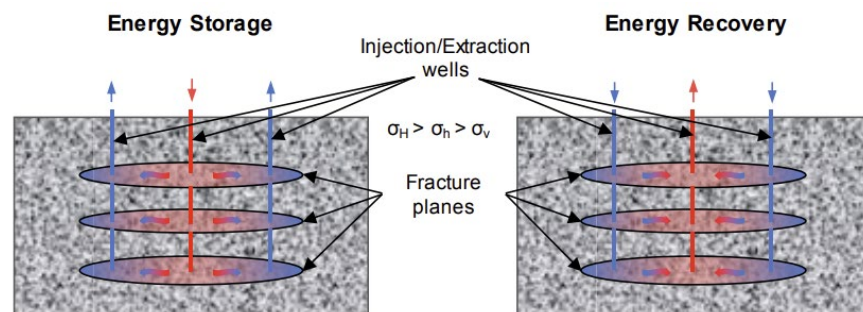
I et CTES-system lagres termisk energi i vann som er ført inn i underjordiske hulrom. Hulrommene kan skilles mellom naturlige geologiske formasjoner og menneskeskapte hulrom. Menneskeskapte hulrom kan blant annet være forlatte gruver, utgravde hulrom i fjell eller oljetanker under bakken tatt ut av bruk. Vann injiseres i toppen av lageret og hentes ut på bunnen for å opprettholde en termisk lagdeling (González, 2023). Temperaturen av vannet ved ladning varierer mellom 91 – 65 °C, og ved utladning mellom 45 – 65 °C (Energiforsk, 2019).

Fordelen med et slikt system er at en kan oppnå stor lagringskapasitet og høy ladnings- og utladningskapasitet (González, 2023). Ulemper er derimot at de geologiske begrensingene ettersom det krever fast og tørt fjell med ingen grunnvannstransport gjennom bergmassene,

slik at ikke vannet og varmen siger bort (Nielsen, 2003). Eksisterende hulrom burde også være nærme produksjonen av termisk energi, og dersom lageret må graves ut, blir investeringskostnader høye (González, 2023).

2.1.4 Fractured Thermal Energy Storage (FTES)

FTES er en teknologi, som på lik linje med BTES, lagrer termisk energi i borebrønner i fjell. Forskjellen er derimot at det for FTES dannes et kunstig nettverk av sub-horisontale sprekker mellom brønnene ved hjelp av hydraulisk frakturering, og gir dermed HTF mer varmeoverføringsareal med fjellet (González, 2023). Hydraulisk frakturering er en kjent metode for å hente ut olje og gass fra petroleumsbrønner, der væske under høyt trykk sprekker opp mindre sprekker i fjellet, som deretter fylles med sand eller lignende for å holde dem åpne (Time, 2025). Den samme metoden anvendes for FTES. En visualisering av FTES-teknologien er vist i Figur 2-6.



Figur 2-6 FTES-teknologi med sup-horisontale sprekker, oppladning (venstre) og utladning (høyre) (Janiszewski, 2019).

Eksempler på denne teknologien er de utviklede konseptene High Enthalpy Aquifer Technology (HEAT) av Ruden Energy, og HYDROCK av Hellström og Larson (Bastesen & Reilly, 2024; González, 2023). Teknologiene beskrives likt, der HTF ved ladning føres inn i en sentral brønn og gjennom sprekken mot ytterkantene, og overføre termisk energi til fjellet. Ved utladning ledes HTF inn i ytterbrønnene og gjennom sprekken, der fjellet overfører termisk energi til HTF.

I følge Bastesen og Reilly (2024) styres effektiviteten i varmevekslingen i fjellmaterialet av faktorer som tilstedeværelsen av åpne sprekker som deltar i væskesirkulasjon og dermed

utgjør varmevekslingsarealet, temperaturforskjell mellom fjellet og injisert vann, fordelingen av væskestrømmen i fjellvolumet, mengden væsketap utenfor det definerte lagringsvolumet, og den termiske konduktiviteten og varmekapasitet til både fjellmaterialet og HTF.

En utfordring med denne teknologien er at naturlige forhåndseksisterende sprekker i berggrunnen kan påvirke hvordan de kunstige hydrauliske fraktureringene brer seg, noe som kan føre til et annet sprekkmønster enn det planlagt, som kan lede termisk energi ut fra det definerte lagringsvolumet. Derimot kan teknologien være et kostnadseffektivt alternativ til konvensjonelle BTES, ettersom FTES-teknologien potensielt krever færre borehull og investering for samme lagerkapasitet (Janiszewski, 2019).

FTES-teknologien var til nylig kun et konsept, men er nå realisert som et forskningsprosjekt av Ruden Energy for Kvitebjørn Varme i Tromsø. HEAT-systemet forventes nå å kunne lagre og hente ut opptil 8 GWh fra energilageret årlig. Lageret tar bruk av spillvarme fra avfallsforbrenning om sommeren som ellers blir bortkjølt på grunn av lav etterspørsel. Løsningen gir lite arealbruk på overflaten, med under 10 brønner, noe som er langt færre enn det for et BTES-system med samme lagringskapasiteten (Bastesen & Reilly, 2024).

2.1.5 Tank Thermal Energy Storage (TTES)

TTES brukes ofte på lik linje med akkumulatortank som kortsikt bufferlager, men har også vist seg å kunne brukes som STES. Lagringstankene er laget av armert betong, stål eller fiberarmert plast, og bruker vann som lagringsmedium. Tankene har en indre membran for å sikre mot lekkasjer, og kan ettersom den er spesialbygget plasseres nesten hvor som helst, både overjordisk, delvis eller helt begravd, og er svært mer allsidig enn UTES-teknologier avhengig av lokale geologiske forhold (Schmidt et al., 2018).

Varme tilføres og hentes ut av lageret enten ved direkte pumping av vann inn og ut, eller ved bruk av en varmeveksler koblet via et annet system. På grunn av tetthetsforskjeller mellom varmt og kaldt vann dannes det et termisk sjikt i lageret. Dette gjør det mulig å hente ut varmt vann fra toppen og samtidig re-injisere kaldt vann i bunnen, uten å skape store forstyrrelser mellom sjiktene. Den termiske lagdelingen ønskes å bevares for å minimere varmetapet fra lageret (Mahon et al., 2021).

2.1.6 Pit Thermal Energy Storage (PTES)

I et PTES lagres termisk energi i vann i naturlige eller unaturlige groper/basseng i bakken ved overflaten. PTES fungerer etter samme prinsipp som TTES, der varme tilføres og hentes ut av lageret enten ved direkte pumping av vann inn og ut, eller ved bruk av en varmeveksler koblet via et annet system, der den termiske lagdelingen ønskes å bevares. PTES kan også fylles med en miks av grus og vann for å unngå å måtte transportere bort massene utgravd (Mahon et al., 2021).

Ved utgraving av store basseng er det billigst å utføre systemet med massebalanse, der jordmaterialet som graves ut, gjenbrukes på stedet til å bygge opp bassengkanten, som vist i Figur 2-7, noe som også øker lagringsvolumet. Massene som skal graves i og brukes som massebalanse må ha en kvalitet som tillater det. For mye silt kan skape problemer, og derfor må geotekniske undersøkelser til for å bekrefte at jorden er egnet for formålet (Schmidt et al., 2018).



Figur 2-7 Prinsipiell skisse av PTES tverrsnitt (Schmidt et al., 2018) CC BY-NC-ND 2.0

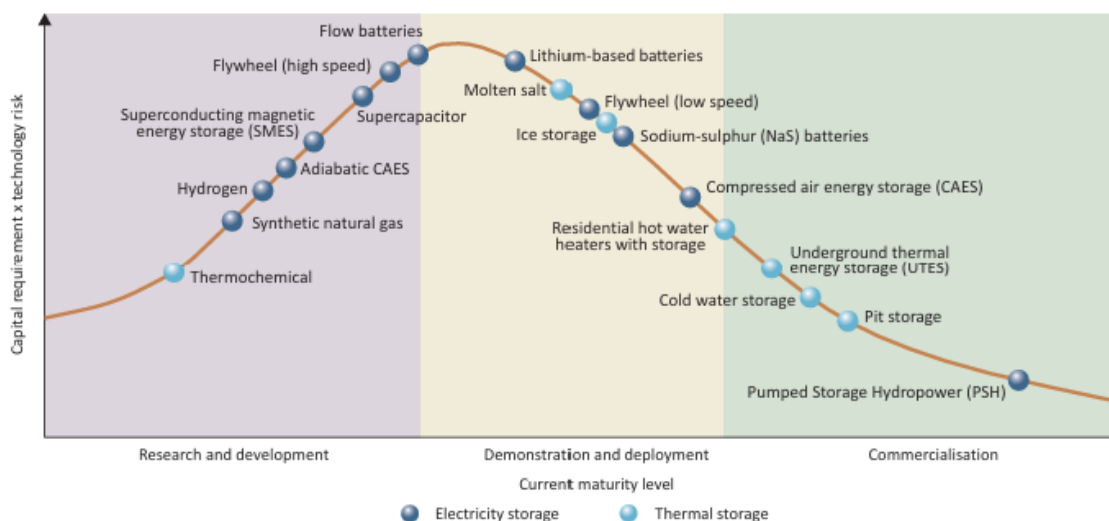
Veggene, bunn og lokk har i et PTES mulighet til å isoleres. Schmidt et al. (2018) viser til at isolering av vegger og bunn ikke er økonomisk forsvarlig og at lokkisolasjonen bør tilsvare omtrent 39 cm mineralull. Resultatet avhenger selvsagt av temperaturen i lageret, isolasjonskostander og andre forutsetninger. For å tette bassenget mot lekkasje brukes polymermembraner med høy termisk motstand. Disse er rimelig og enkle å installere med godt dokumenterte sveise- og testmetoder. Den største utfordringen med polymembraner er temperaturobestandigheten, der 90 °C er maksimum. En annen ulempe, sammenlignet med metallmembran, er vandampgjennomtrengelighet, som øker betraktelig med temperaturen på vannet. Lokk-konstruksjonen til PTES har vært i kontinuerlig utvikling siden begynnelsen av 1990-tallet. Disse flyter på vannoverflaten av lageret og unngår dermed en

kostbar bærende konstruksjon, samt eliminerer behov av korrosjonsbeskyttelse mellom lokk og vann (Schmidt et al., 2018).

PTES har hatt stor utvikling i Danmark, der den største drivkraften har vært å lagre solvarme kostnadseffektivt. Dette har ført til et system der de ulike delene har blitt optimalisert økonomisk og velfungerende (Schmidt et al., 2018).

2.2 Modenhet for SHS-teknologier

Litteraturstudiet viste at SHS-teknologiene er utbredt i Norden, og allerede har vært i bruk i flere tiår. Gode datamodeller kan anvendes for å minimere risikoen for å investere i og igangsette nye prosjekter. Figur 2-8 viser modenheten til diverse energilagringsteknologier og viser at UTES og PTES er kommersielle teknologier med synkende investeringskrav og økonomisk risiko allerede for 10 år siden (IEA, 2014, s. 16).



Figur 2-8 Modenhet til energilagringsteknologier (IEA, 2014)

I HEATESTORE (2020) prosjektet utført av GEOTHERMICA – ERA NET Cofund viser derimot funn til at lav temperatur (LT), rundt 25 °C, UTES-systemer (LT-UTES) er godt utbredt og etablert i Europa, mens høy temperatur (HT-UTES), opptil 90 °C, i 2020 best ble definert i fasen tidlig kommersielle eller pilot-/demoprojekter. Undersøkte teknologier i prosjektet er HT-BTES, HT-ATES, HT-PTES og HT-TTES der HT-TTES kun omfatter tanker over bakken. Prosjektet differensiert mellom CTES og Mine Thermal Energy Storage (MTES), der kun sist nevnte ble undersøkt (HEATSTORE Project Consortium, 2020).

Prosjektet estimerer at HT-UTES-systemer kan vokse til titalls eller hundrevis av TWh lagerkapasitet, og har potensialet til å bli den største løsningen for TES i EUs energisystem. Videre fastslås at erfaringslæring er den beste måten å bygge manglende kompetanse og forbedre kunnskapsgrunnlaget på, og at derfor demonstrasjonsanlegg med omfattende forskningsprogrammer er viktige. Innovasjon er nødvendig for å utvikle virkningsgraden til HT-UTES de første driftsårene, noe som reduserer økonomisk risiko. Prosjektet viser også at det er behov for bedre innsikt i undergrunnens egenhet over hele Europa for å senke terskelen for at myndigheter og fjernvarmeutviklere inkluderer teknologiene i energisystemene sine (HEATSTORE Project Consortium, 2020).

FTES skiller seg derimot fra resten av UTES-teknologiene med lavere modenhet. Som beskrevet i kapittel 2.1.4, er FTES fortsatt i konsept fasen med kun et realisert pilotprosjekt.

2.3 Norges geologiske egenhet for SHS-teknologier

Av SHS-teknologiene er ikke alle avhengig av den lokale geologien. Dette gjelder TTES og PTES, der TTES kun har behov for stabil grunn, mens PTES behøver løsmasser eller fjell å grave ned i og helst lite grunnvann. For UTES-teknologiene er de lokale geologiske egenskapene avgjørende. ATES krever et akvifer av en viss størrelse med lav hydraulisk- og høy termisk konduktivitet, og BTES, FTES og CTES krever at grunnmaterialet har høy spesifikk varmekapasitet, høy termisk konduktivitet og svært lav hydraulisk konduktivitet.

Geologien i Norge består av krystallinske bergarter som er tynt dekket med marin leiere og andre kvartære avsetninger (Kvalsvik et al., 2019). Termisk konduktivitet for noen vanlige bergarter i Norge er vist i Tabell 2-1, der de 6 første er krystallinske bergarter, og de 3 nederste er sedimentære bergarter. Termisk konduktivitet i bergarter er påvirket av innhold av kvarts, desto mer kvarts, desto bedre leder bergarten varme (Robertsen, 1988). Bergart som inneholder kvarts er blant annet granitt, gneis, syenitt og sandstein, og dermed noen høyere termisk ledeevne enn andre bergarter (Raade, 2024).

Tabell 2-1 Termisk konduktivitet for noen vanlige bergarter i Norge (adaptert fra Midttømme et al. (2000))

Bergart	Målt varmeledningsevne
	min. - maks. W / mK
Granitt	1,1 - 5,4
Granodioritt	1,4 - 3,6
Syenitt	1,4 - 5,3
Dioritt	1,4 - 3,3
Basalt	0,4 - 5,4
Gneis	0,9 - 4,9
Kalkstein	0,6 - 6,3
Sandstein	0,2 - 8,0
Leirskifer	0,6 - 5,1

Midttømme et al., (2009) viser til at Norges geologi har god egenhet for BTES-systemer. Det antas at den samme geologien også har god egenhet for CTES og FTES, ettersom disse krever at grunnmaterialet har samme geologiske egenskaper. Forutsetninger for FTES er i tillegg at det er naturlige sprekker i berggrunnen som med vanntrykk og sedimenter åpnes opp. Antallet større BTES-systemer er ifølge Kvalsvik et al. (2019) i Norge på 900, som også nevner at flere HT-BTES-systemer er planlagt. For å generelt kunne planlegge større BTES-systemer utføres det en thermal response test (TRT). TRT er en metode for å måle termiske egenskaper til den lokale bergarten og termisk resistansen til et borehull. Svarene fra en TRT vil lede til en mer presis dimensjonering og designet av BTES-systemet (Stene et al., 2008).

ATES krever akvifere av en viss tykkelse, helst med topp og bunn av fast fjell, og rett hydraulisk konduktivitet for å fungere. Akvifere, eller magasiner med sedimenter og grunnvann, finnes gjerne avsatt i dalbunner og langs kysten, og kan ses i terrenget det vegetasjonen er frodig eller der det er dyrkbar mark (Ganerød & Ramstad, 2016). Området i og rundt Elverum i sørenden av Østerdalen og Melhus sør for Trondheim er dekket med slike sedimenter, og har ideelle forhold for å bruke grunnvannet som termisk energi (Ganerød & Ramstad, 2016). Et annet geografisk område med akvifer er Gardermoen, som ifølge Eggen og Vangsnes (2005) er et av Norges største. Denne akviferen er allerede i bruk av ATES-systemet for oppvarming og kjøling av Oslo lufthavn. I 2009 var det 10 større ATES-systemer installert og i drift i Norge (Midttømme et al., 2009). utfordringer knyttet til slike systemer er at de må planlegges med tilstrekkelig hydrogeologisk kompetanse. Kvaliteten på felttester, hydrogeologiske forundersøkelser og fullskala boring samt prøvepumping er avgjørende for at systemer kan driftes optimalt (Ramstad R. K., 2014).

I tillegg til BTES og ATES installasjoner har Norge rundt 35 000 ground-source heat pump (GSHP) der energibrønner med BHE brukes for å hente geotermisk varme fra berggrunnen (Kvalsvik et al., 2019).

Litteraturstudiet gjorde ingen funn av eksempler på installasjoner av PTES, CTES eller TTES for sesonglagring av termisk energi i Norge.

2.4 Oppsummering av SHS-teknologier

En oppsummering av SHS- og UTES-teknologier vises i Tabell 2-2 og Tabell 2-3, og er blant annet basert på teknologibeskrivelsene fra kapittel 2.1.

Tabell 2-2 Oppsummering av egenskaper til BTES, ATES og CTES - teknologier (adaptert fra González (2023) og Worm (2017))

Teknologi	BTES	ATES	CTES
Lagringsmedium	Berggrunn	Porøse bergarter Jordblandinger Grunnvann	Berggrunn Vann
Spesifikk kapasitet [kWh/m³]	15-30	30-40	20-45
Lagringstemperatur [°C]	5-90	< 25	45-95
Lagringsvarighet	Sesonger	Sesonger	Kortsiktig Sesonger
Geologiske forutsetninger	• Egnet for boring • Lite hydraulisk konduktivitet • Høy termisk konduktivitet • Høy varmekapasitet • 30 – 200 meter dybde	• Betydelig akvifer størrelse • Lav grunnvannstrøm / hydraulisk konduktivitet	• Naturlige eller utgravde hulrom • Tørt fjell og lav grunnvannstrøm
Investeringskostnad	Lav	Lav	Høy
Fordeler	• Kan brukes til både oppvarming og kjøling • Noe fleksibel for lokasjon • Overflaten kan brukes til andre formal	• Kan brukes til både oppvarming og kjøling • Overflaten kan brukes til andre formal	• Høy ladning- og utladningskapasitet
Ulemper	• Lav ladning- og utladningskapasitet • Lav spesifikk kapasitet • Krever gunstig berggrunn • Høyt varmetap / lav virkningsgrad	• Lav ladning- og utladningskapasitet • Lav spesifikk kapasitet • Krever gunstig akvifer • Kontaminering av grunnvann • Høyt varmetap / lav virkningsgrad	• Gunstig berggrunn • Lokasjonsavhengig i forhold til huler og varmeproduksjon • Høyt varmetap / lav virkningsgrad

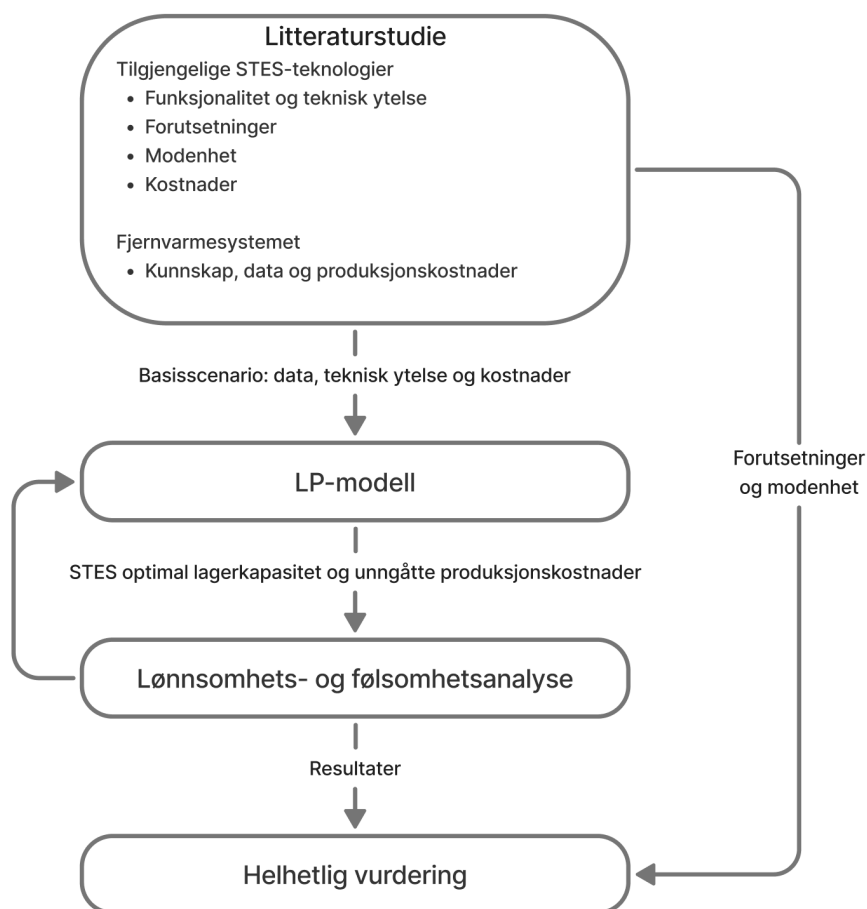
Tabell 2-3 Oppsummering av egenskaper til FTES, TTES og PTES - teknologier (adaptert fra González (2023) og Worm (2017))

Teknologi	FTES	TTES	PTES
Lagingsmedium	Berggrunn	Vann	Vann Grus-vann
Spesifikk kapasitet [kWh/m ³]	20-30	60-80	60-80 30-50
Lagringstemperatur [°C]	-	5-95	5-90
Lagingsvarighet	Sesonger	Kortsiktig Sesonger	Kortsiktig Sesonger
Geologiske forutsetninger	• Egnet for boring • Lite hydraulisk konduktivitet • Høy termisk konduktivitet • Høy varmekapasitet • 30 – 200 meter dybde • Gunstige naturlige sprekker	• Stabil grunn • Hvis delvis eller helt begravd; ingen grunnvann og 5- 15 meter dybde	• Stabil grunn • Ingen grunnvann • 5- 15 meter dybde
Investeringskostnad	-	Høy	Lav
Fordeler	• Noe fleksibel for lokasjon • Overflaten kan brukes til andre formål • Krever få brønner og areal	• Høy ladning- og utladningskapasitet • Høy spesifikk kapasitet • Lavt varmetap / Høy virkningsgrad	• Høy ladning- og utladningskapasitet • Høy spesifikk kapasitet
Ulemper	• Krever gunstige naturlige sprekker • Lav ladning- og utladningskapasitet • Lav spesifikk kapasitet • Høyt varmetap • Krever gunstig berggrunn • Høyt varmetap / lav virkningsgrad	• Risiko for lekkasje • Krever areal	• Risiko for lekkasje • Rette grunnforhold • Stort areal som ikke kan brukes til andre formål

3 Metode

3.1 Metodeoversikt

Oppgaven bruker en tekno-økonomisk analyse. Metoden og framgangsmåten er visualisert i Figur 3-1. Først brukes et litteraturstudie for å undersøke hvilke STES-teknologier som eksisterer, hvordan de fungerer, virkningsgrad/varmetapet, forutsetninger, og kostnader disse har. Litteraturstudiet brukes også for finne data og kostnader for fjernvarmesystemer. Funnene brukes videre som antagelser i en lineær programmeringsmodell (LP) og i lønnsomhets- og følsomhetsanalyser. Resultatene fra analysene inngår i en helhetlig vurdering for potensialet for STES-teknologier i det norske fjernvarmesystemet. I vurderingen inngår også forutsetninger til STES-teknologiene, blant annet geologiske forutsetninger og modenhet.



Figur 3-1 Metode og framgangsmåte

3.2 Terminologi

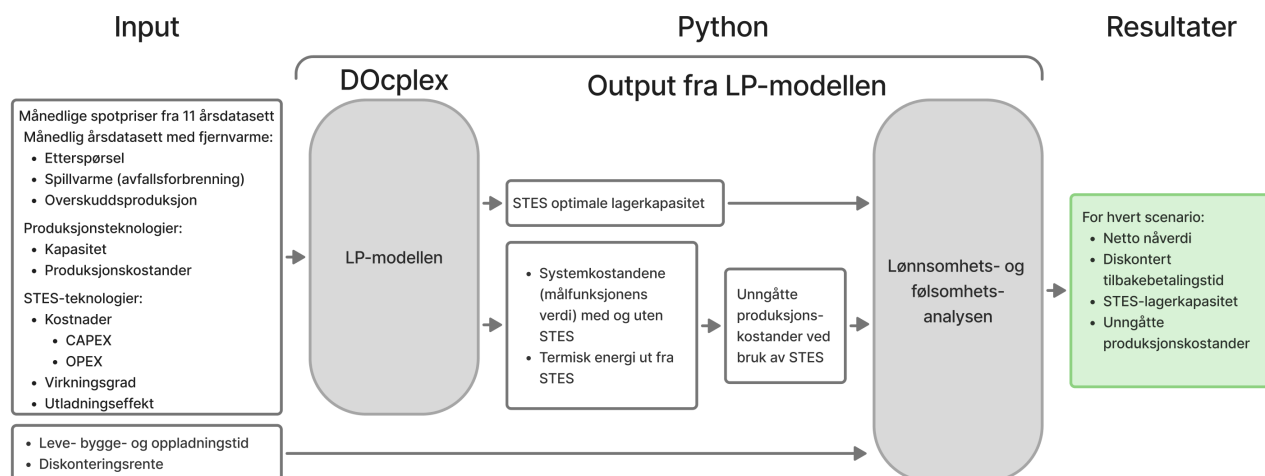
En stor del av faglitteratur om teknologier for sesonglagring av termisk energi stammer fra utlandet, og er stort sett skrevet på engelsk, med veletablerte uttrykk og forkortelser. Dersom disse har norske uttrykk som også er veletablert, benyttes disse. Dersom ikke brukes de engelske uttrykkene i denne oppgaven for å unngå uklarheter ved oversettelse. I tillegg benyttes hovedsakelig kjente forkortelser for å gjør teksten mer lettlest (se oversikt over forkortelser før innledningen i oppgaven).

3.3 Litteraturstudie

Gjennom litteraturstudie vil jeg generelt berike min kunnskap om fjernvarmeindustrien, ulike egenskaper, forutsetninger og teknisk ytelse til STES-teknologiene, hvor modne disse er og dets kostnader. Hvordan Norges geologiske egenskaper samsvarer med geologiske forutsetninger til STES-teknologiene er også en del av litteraturstudiet. Ved datainnsamling er det viktig å sikre at litteraturen er relevant i forhold til oppgavens forskningsspørsmål.

3.4 Modellering og lønnsomhets- og følsomhetsanalyse

For å kunne kvantitativt sammenligne teknologiene og videre bedømme det økonomiske potensialet for sesonglagring av termisk energi i det norske fjernvarmesystemet, er det bygget en LP-modell og lønnsomhets- og følsomhetsanalyser. En oversikt over oppbyggingen med inputs, outputs og resultater er vist i Figur 3-2.



Figur 3-2 Oversikt over oppbygging av LP-modellen og lønnsomhets- og følsomhetsanalysen

LP-modellen modellerer et fjernvarmesystem med produksjonsteknologier og et STES-system for et år. STES-teknologiene som er modellert i modellen er BTES, ATES, CTES, TTES og PTES. Siden FTES fortsatt er i konseptfasen, er den ikke med i modellen. Modellen kjører et basisscenario for hver STES-teknologi, der basisscenarioet består av kostnadsstrukturen og den tekniske ytelsen funnet i litteraturstudiet for STES- og produksjonsteknologiene. Ettersom modellen kjøres for et år, brukes en annualisert investeringskostnad per $\text{MWh}_{\text{lagerkapasitet}}$ for STES-teknologiene, som tar hensyn til kapitalkostnaden, diskonteringsrenten og levetiden til STES. Modellen brukes for å kalkulere STES optimal lagerkapasitet som minimere produksjonskostnadene til fjernvarmesystemet, samt produksjonskostnadene unngått ved bruk av STES. STES-teknologiene har ulike kostnader og teknisk ytelse, og modellen er derfor satt opp til å kjøre en teknologi om gangen, der de beregnede unngåtte produksjonskostnadene og optimal lagerkapasitet brukes i lønnsomhetsanalysen. Lønnsomhetsanalysen gir svar på hvilke teknologier som er lønnsomme ved å bruke nåverdimetoden. I denne kalkulasjonen brukes det investeringskostnaden mer $\text{MWh}_{\text{lagerkapasitet}}$ som ikke er annualisert, der bergeningene også tar hensyn til bygge- og oppladningstid i levetiden. Videre belyser en følsomhetsanalyse hvor følsom lønnsomheten er når deler av kostnadsstrukturen og STES parameter fra basisscenarioet justeres opp og ned, som beskrevet i kapittel 3.4.3. Her kjøres LP-modellen for hver justering.

3.4.1 LP-modellen

En LP-modell bruker lineær programmering til å finne den optimale løsningen på et beslutningsproblem. Målet er å maksimere eller minimere en målfunksjon som er underlagt en eller flere lineære begrensninger, ved å finne de optimale verdiene til beslutningsvariablene (Hillier & Hillier, 2019, s. 33-35).

I denne oppgaven er det bygget en modell som modellerer et fjernvarmesystem med produksjonsteknologier for termisk energi, der det er lagt til rette for å lagre den termiske energien i et STES. Målfunksjonen i modellen er kostnadene for produsert termisk energi og investerings- og driftskostnadene til STES, og skal minimeres. Beslutningsvariablene er energiproduksjon til hver enkel produksjonsteknologiene og lagerkapasitet på STES som

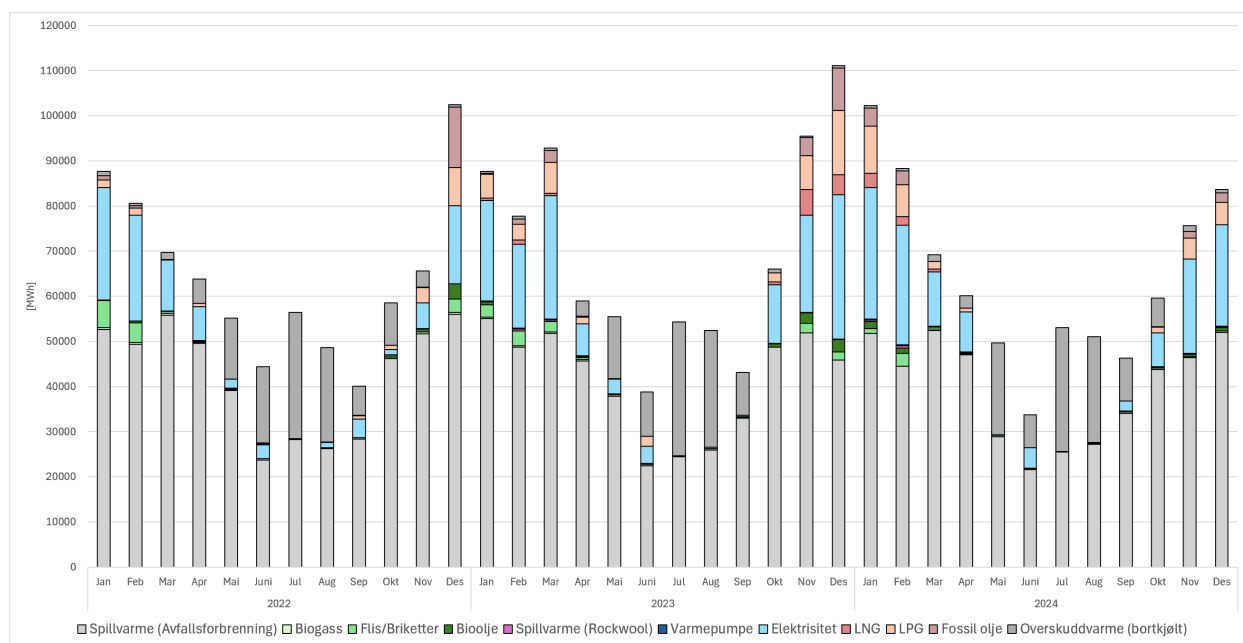
modellen bestemmer. Begrensningene underlagt målfunksjonen er blant annet etterspørselen av fjernvarme, kapasitetsbegrensninger og spillvarme produksjon.

Videre i delkapittelet beskrives og vises data, ligninger og kostnader brukt i LP-modellen for basisscenarioene.

3.4.1.1 Tidsoppløsning og datagrunnlag

Ettersom oppgaven går ut på sesonglagring av termisk energi, er det viktig å bygge modellen som fanger opp variasjoner mellom sesongene. For å inkludere sesongvariasjoner i etterspørsel av fjernvarme, elektrisitetspriser, spillvarme produksjon fra avfallsforbrenning samt andelen som blir bortkjølt mot luft, er det valgt månedsoptimalisering.

Dataene for månedlig fjernvarmeproduksjon brukt i modellen er tilsendt av Statkraft Varme i Trondheim (Statkraft Varme, personlig kommunikasjon, 24. februar 2025). Dataene brukes for å vise hvordan varmeproduksjon og etterspørsel fordeler seg gjennom året for et fjernvarmesystem i Norge. Dataene er visualisert i Figur 3-3 og stammer fra årene 2022 - 2024, og viser netto fjernvarmeproduksjon produsert fra ulike brensler og dets produksjonsteknologier. I modellen er produksjonskapasiteten til de ulike produksjonsteknologiene satt ved hjelp av dataene visualisert i Figur 3-3. Der den årlige produksjonskapasiteten i MWh/år til hver teknologi ($X_{kap\ total}$) er tilnærmet lik årsproduksjonen i dataene, og installert effekt (X_{kap}) i MW er omregnet ut fra den måneden der produksjonsteknologien har hatt størst produksjon. Slik kan LP-modellen selv velge når hvilken teknologi skal produsere termisk energi for å minimere systemkostnadene. Produksjonsteknologiene brukt i modellen er elektrokjel (ek), biokjel (bk), oljekjel (ok) og gasskjel (gk) og dets kapasiteter er beskrevet i kapittel 3.4.1.3.

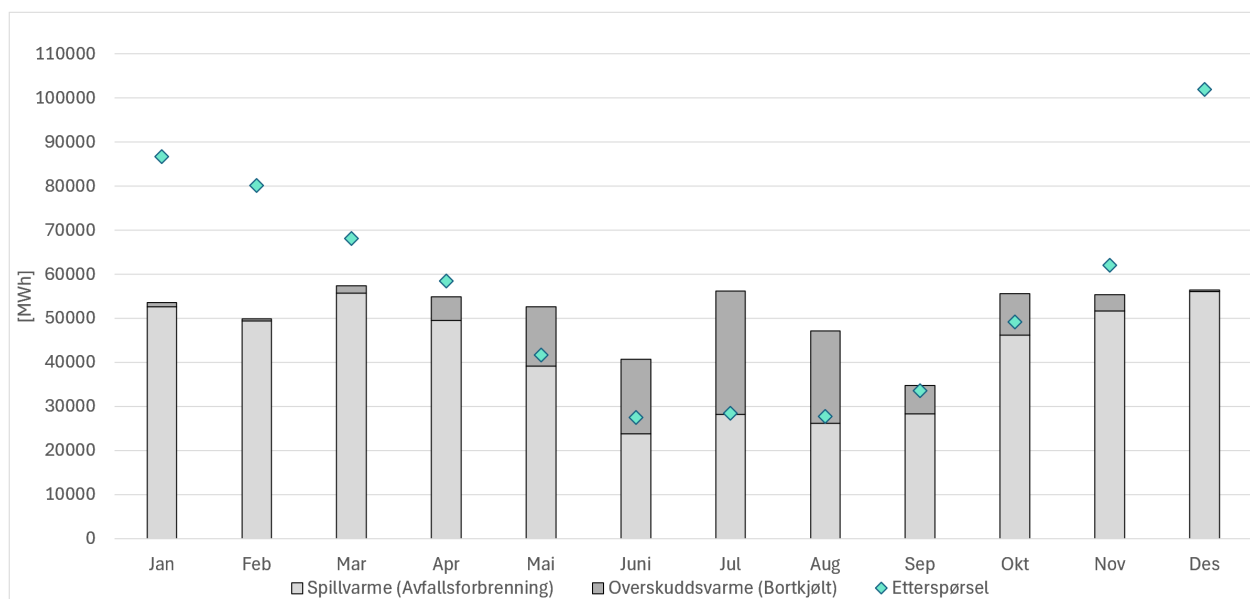


Figur 3-3 Månedlig netto fjernvarmeproduksjon samt overskuddsvarme (bortkjølt) i MWh inndelt etter produksjonsteknologi/brensel for Statkraft Varme Trondheim år 2022-2024

Datagrunnlag for spillvarme (avfallsforbrenning), overskuddsvarme og etterspørsel

Modellen kjøres kun for ett år og det ble dermed valgt å bruke dataene fra 2022, ettersom det ifølge Norsk Klimaservicesenter fra årene 2022-2024 var det året med minst avvik fra normalen 1991-2020 i middeltemperatur i Trondheim (Norsk Klimaservicesenter, 2025). Ettersom temperatur påvirker varmebehovet og etterspørsel etter fjernvarme og elektrisitet, representerer året 2022 et normalår for fjernvarmeproduksjonen.

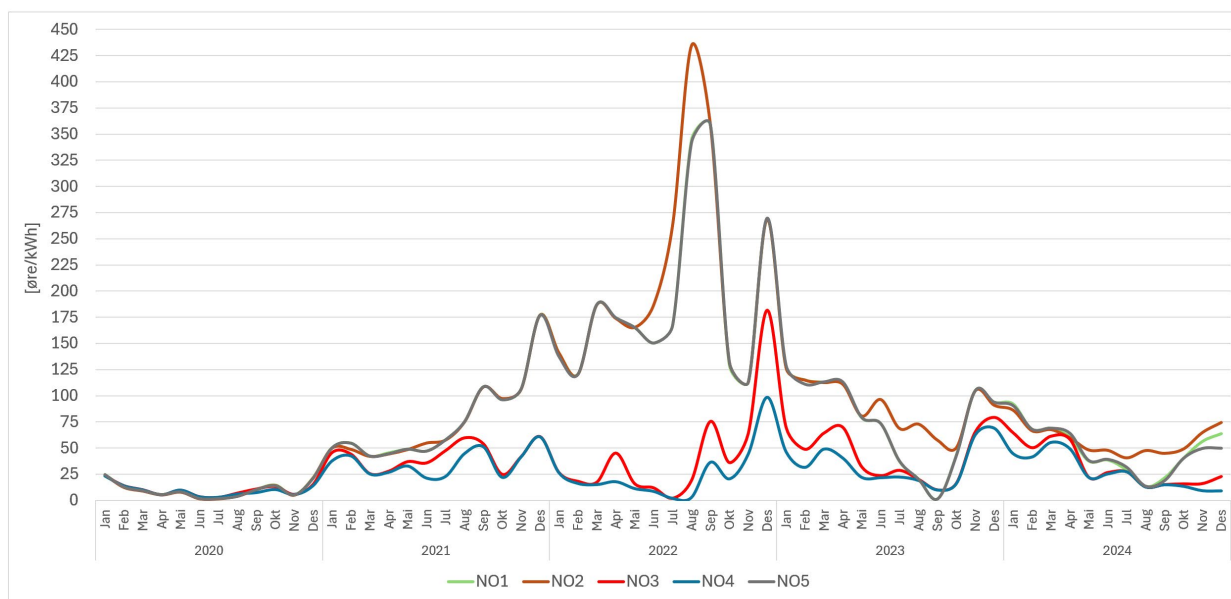
Dataene fra året 2022 som direkte brukes i modellen er månedlig produksjon av spillvarme fra avfallsforbrenningen og overskuddsvarmen som opprinnelig blir bortkjølt. Modellen har også behov for månedlig etterspørsel av termisk energi som fjernvarmeproduksjonen må tilfredsstille. For dette er det brukt månedlig netto fjernvarmeproduksjon, som er totalt termisk energi produsert fra alle produksjonsteknologiene uten tap i distribusjonsnett (ekskl. overskuddsvarme), fra samme år i sin helhet. Ettersom dette er mengden termisk energi spist inn i fjernvarmedistribusjonsnett og til forbrukerne, og representerer etterspørselen. Figur 3-4 visualiserer månedlig data brukt i modellen, som også visualiserer hvordan avfallsforbrenningen og dets overskuddsvarme holder seg nærmere konstant gjennom året, i forhold til etterspørselen som ikke korrelerer.



Figur 3-4 Månedlige data for etterspørsel (D), spillvarme (X_{sv}) og overskuddsvarme (X_{ov}) brukt i modellen

Datagrunnlag for strømpris, nettleie og avgifter til fjernvarmeproduksjon

Det er innhentet månedlig spotpriser fra Nord Pool for elspotområdene de siste 5 årene, vist i Figur 3-5 (Forbrukerrådet, u.å.).



Figur 3-5 Historisk månedlig spotpris ekskl. mva i øre/kWh for elspotområdene i Norge 2020-2024 (Forbrukerrådet, u.å.)

De siste 5 årene har spotprisen vært betydelig høyere i elspotområdene NO1, NO2 og NO5, enn i NO3 og NO4. For å modellere et fjernvarmesystem som representerer hele landet og

med ulik strømpris er det valgt å bruke de månedlige spotprisene fra alle elspotområder fra året 2020 som et lavprisscenario, året 2022 som et høyprisscenario og året 2024 som middelsprisscenario, fra alle elspotområdene. Et unntak er året 2020, der spotprisen var tilnærmet lik gjennom året for alle elspotområdene. På grunn av dette, og for å spare unødvendig tid på modellkjøring, brukes for året 2020 kun spotprisene fra NO1. Modellen kjøres dermed med 11 enkeltår med spotprisscenarioer i basisscenarioet til hver teknologi. For sammenligningen er snittprisen i lavprisscenarioet 2020 10 øre/kWh gjennom hele året, for middelsprisscenarioet 2024 er snittprisen 25 øre/kWh for lavest prisscenario NO4, og 58 øre/kWh for høyest prisscenario NO2, og for høyprisscenario 2022 er snittprisen 30 øre/kWh for lavest prisscenario NO4, og 212 øre/kWh for høyest prisscenario NO2.

I tillegg til spotprisen er det tatt med nettleie for strømbruk, som ifølge SSB sin statistikk var 15 øre/kWh som et veid gjennomsnitt for fjernvarmebedrifter i 2024 (SSB, 2025). Det er også tatt med avgifter som ifølge særavgiftforskriften § 3-12-5 er på 0,5 øre/kWh for fjernvarmebedrifter (Skatteetaten, 2019). I modellen er dermed strømprisen og brenselkostnaden (C_{ek}) til elektrokjelen et resultat av spotpris, nettleie og avgifter.

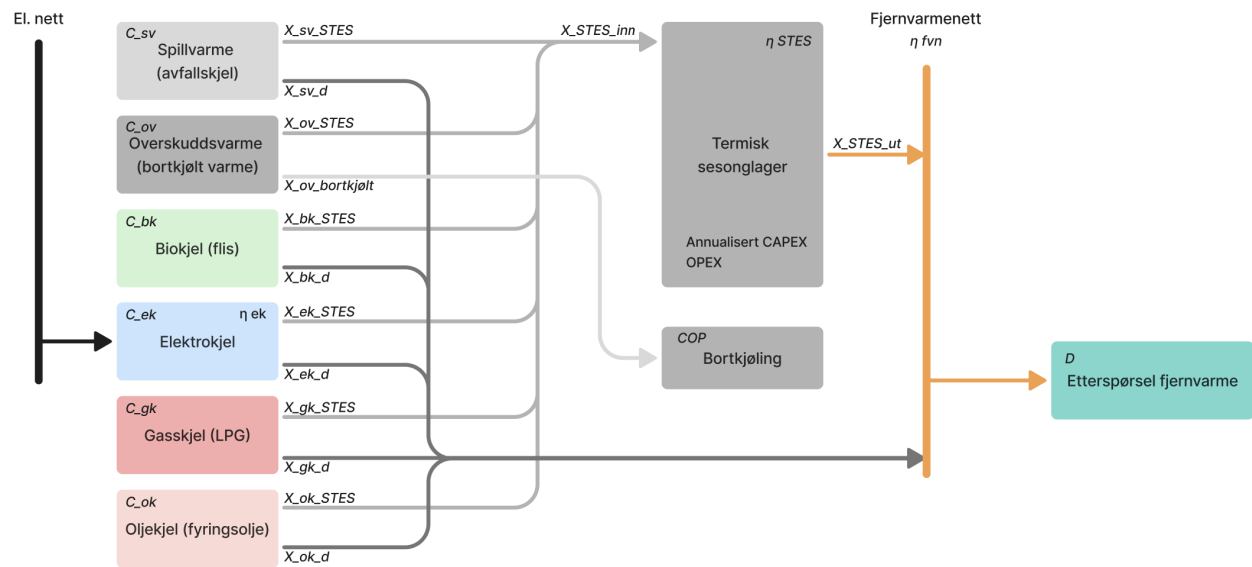
3.4.1.2 LP-modellens oppbygging og likninger

LP-modellen er skrevet i programmeringsspråket Python i Virtual Studio Code. Modellen er skrevet ved bruk av DOcplex biblioteket og bruker CPLEX som solver. Dataene brukt i modellen er lest inn fra Excel-ark, noe som simplifiserer justering av parametere og kostnader, og er hensiktsmessig for følsomhetsanalysen.

Modellen er bygget slik at produksjonsteknologiene velger i hvilken måned de produserer varme og hvor mye for å dekke etterspørselen. Unntaket er spillvarme fra avfallsforbrenningen der avfallet må brennes hver måned. Produksjonen kan gå direkte til fjernvarmenettet og etterspørselen og/eller lagres i STES til senere. Overskuddsvarmen som opprinnelig blir bortkjølt kan lagres i STES og/eller blir bortkjølt. Produksjonsteknologiene har hver sin kostnad og kapasitetsbegrensninger gitt av installert effekt og maksimal årlig produksjon. En skisse som visualiserer modellens oppbygging, er vist i Figur 3-6. Figuren viser at produksjonsteknologiene har mulighet til å levere termisk energi til STES ($X \dots STES$)

eller direkte til fjernvarmenettet ($X \dots d$) og til etterspørselen D . Unntaket er overskuddsvarmen (ov) som opprinnelig blir bortkjølt, denne kan kun brukes til termisk energilagring i STES, eller bortkjøles. Figuren viser også at elektrokjelens brenselkostnad (C_{ek}) er fra el. nettet og at kjelen har en virkningsgrad (η), og alle andre produksjonsteknologier har en produksjonskostnad C .

For hvert scenario kjøres modellen først uten muligheten til å lagre energi i STES, og så med. Resultatene fra målfunksjonen, optimal lagerkapasitet og energi levert fra STES brukes videre i lønnsomhetsanalysen.



Figur 3-6 Skisse av LP-modellens oppbygging

Målfunksjon

Modellens målfunksjon er som følgende;

$$\min \left\{ \sum_m \left[\sum_T C_{T,m} \left(\frac{X_{T,d}^m + X_{T,STES}^m}{\eta_T} \right) + C_{ov} * X_{ov,bortkjølt,m} \right] + STES_{lagerkapasitet} * (CAPEX_{annualisert_{STES}} + OPEX_{STES}) \right\}$$

Formel 1

der m er månedene 1 – 12, T = produksjonsteknologiene $\{sv, bk, ek, gk, ok\}$, vist i Figur 3-6, η er virkningsgraden, og C er marginal produksjonskostnad vist i Tabell 3-1 og Tabell 3-2. Notasjonen er også vist i Figur 3-6. I kapittel 3.4.1.3 beskrives produksjonskostnadene for hver teknologi, og $CAPEX_{annualisert_{STES}}$ og $OPEX_{STES}$ som er kostnadene til de ulike STES-

teknologiene og $STES_{lagerkapasitet}$ er beregnet lagerkapasitet til STES. Målfunksjonen optimaliserer dermed fjernvarmesystemet totale kostnad for hver måned ved å minimere de totale kostnadene til produksjonsteknologiene samt investeringen og drifts- og vedlikeholdskostnadene til STES.

STES begrensninger

Felles for alle STES begrensninger er at m er månedene 1 – 12 og T = produksjonsteknologiene $\{ov, sv, bk, ek, gk, ok\}$. STES begrensninger er følgende;

STES input balanse

$$X_{STES_{inn},m} = \sum_T X_{T_{STES},m}$$

Formel 2

Det som går inn i STES hver måned skal er lik det produksjonsteknologiene sender inn hver måned.

STES lagerkapasitet og lagringsnivå

$$STES_{lagerkapasitet} \geq STES_{nivå,m}$$

Formel 3

STES månedlig lagernivå i MWh kan ikke være større enn STES totale lagerkapsitet.

STES syklisk lagringstilstand

$$STES_{start} = STES_{nivå,12}$$

Formel 4

Modellen velger selv optimal start- og sluttnivå (første og siste måned i året) til lageret, som skal ha samme verdi.

STES lagringsnivå: første måned

$$STES_{nivå,m} = STES_{start} + X_{STES_{inn},m} - \frac{X_{STES_{ut},m}}{\eta_{STES}}$$

Formel 5

STES lagringsnivå for første måneden defineres og skal være lik startnivået, addert det som mates inn første måned, subtrahert det som går ut dividert av virkningsgraden til STES.

Virkningsgraden for STES er i modellen satt ut fra varmetapet teknologiene har fra sommer til vinter.

STES lagringsnivå: månedlig balanse

$$STES_{nivå,m} = STES_{nivå,m-1} + X_{STES_{inn},m} - \frac{X_{STES_{ut},m}}{\eta_{STES}}$$

Formel 6

STES lagringsnivå for alle andre enn første måned i året defineres og skal være lik nivået måneden før, addert det som mates inn gitt måned, subtrahert det som går ut gitt måned dividert av virkningsgraden.

STES ingen ladning og utladning i samme måned

$$X_{STES_{inn},m} \leq M * z_{ladning,m}$$

Formel 7

$$X_{STES_{ut},m} \leq M * (1 - z_{ladning,m})$$

Formel 8

der $z_{ladning,m}$ er en binær variabel (0 eller 1) og M er et stort tall ($1e10$). Ligningene begrenser modellen til å enten lade STES gitt måned, eller utlade termisk energi fra STES gitt måned.

STES maks månedlig utlading basert på effekt

$$X_{STES_{ut},m} \leq STES_{lagerkapasitet} * P_{STES} * t_m$$

Formel 9

der P_{STES} er installert utladnings effekt i MW / MWh_{lagerkapasitet} og t er antall timer i måneden. Ligningen begrenser utladningseffekten til STES.

Produksjonsbegrensninger

Felles for alle produksjonsbegrensninger er at der m er månedene 1 – 12 og T = produksjonsteknologiene $\{ov, sv, bk, ek, gk, ok, sf\}$.

Produksjon må oppfylle etterspørsel

$$\sum_T X_{T,d,m} + X_{STES_{ut},m} = \frac{D_m}{\eta_{fvn}}$$

Formel 10

der D er etterspørsel vist i Figur 3-4 og η_{fvn} er virkningsgraden i fjernvarmedistribusjonsnett.

Spillvarme (avfallsforbrenning) må utnyttes

$$X_{sv,m} = X_{sv_{STES},m} + X_{sv,d,m}$$

Formel 11

der X_{sv} er spillvarme fra avfallsforbrenningen vist i Figur 3-4. Spillvarmen må utnyttes direkte til fjernvarmenettet og etterspørselen, og/eller til energilagring i STES.

Tilgjengelig overskuddsvarme

$$X_{ov,m} = X_{ov_{STES},m} + X_{ov_{bortkjølt},m}$$

Formel 12

der X_{ov} er overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen vist i Figur 3-4. Overskuddsvarmen blir bortkjølt, og/eller til energilagring i STES.

Tilgjengelig overskuddsvarme om vinteren

$$X_{ov_{STES},m} = 0 \quad \text{for } m = \{1, 2, 3, 10, 11, 12\}$$

Formel 13

Overskuddsvarmen kan ikke brukes til ladning av STES som vist i Formel 13 ettersom «Varmeavgivelse som foregår om vinteren er nødvendig av hensyn til frostsikring av rør og utstyr ...» (Statkraft Varme, personlig kommunikasjon, 24. februar 2025).

Elektrokjel produksjonskapasitet

$$\sum_m \frac{X_{ek_{STES},m} + X_{ek_d,m}}{\eta_{ek}} \leq X_{ek}^{kap_{total}}$$

Formel 14

der η_{ek} er virkningsgraden og $X_{ek}^{kap_{total}}$ er årlig produksjonskapasitet i MWh til elektrokjelen.

$$\frac{X_{ek_{STES},m} + X_{ek_d,m}}{\eta_{ek}} \leq X_{ek}^{kap} * t_m$$

Formel 15

der X_{ek}^{kap} er installert kapasitet til elektrokjelen i MW og t er antall timer i måneden.

Biokjel (flis) produksjonskapasitet

$$\sum_m X_{bk_{STES},m} + X_{bk_d,m} \leq X_{bk}^{kap_{total}}$$

Formel 16

der $X_{bk}^{kap_{total}}$ er årlig produksjonskapasitet til biokjelen i MWh.

$$X_{bk_{STES},m} + X_{bk_d,m} \leq X_{bk}^{kap} * t_m$$

Formel 17

der X_{bk}^{kap} er installert kapasitet til biokjelen i MW og t er antall timer i måneden.

Gasskjel (LPG) produksjonskapasitet

$$\sum_m X_{gk_{STES},m} + X_{gk_d,m} \leq X_{gk}^{kap_{total}}$$

Formel 18

der $X_{gk}^{kap_{total}}$ er årlig produksjonskapasitet til gasskjelen i MWh.

$$X_{gk_{STES},m} + X_{gk_d,m} \leq X_{gk}^{kap} * t_m$$

Formel 19

der X_{gk}^{kap} er installert kapasitet til gasskjelen i MW og t er antall timer i måneden.

Oljekjel (fyringsolje) produksjonskapasitet

$$\sum_m X_{ok_{STES},m} + X_{ok_d,m} \leq X_{ok}^{kap_{total}}$$

Formel 20

der $X_{ok}^{kap_{total}}$ er årlig produksjonskapasitet til oljekjelen i MWh.

$$X_{ok_{STES},m} + X_{ok_d,m} \leq X_{ok}^{kap} * t_m$$

Formel 21

der X_{ok}^{kap} er installert kapasitet til oljekjelen i MW og t er antall timer i måneden.

3.4.1.3 LP-modellens basisscenarioer

Dette delkapittelet beskriver kapasitet, kostnader og virkningsgrader m.m. til produksjons- og STES-teknologiene brukt i basisscenario. Tabell 3-1 og Tabell 3-2 oppsummere basisscenarioene til henholdsvis produksjons- og STES-teknologiene presentert i dette kapittelet.

Tabell 3-1 Verdier i basisscenario for produksjonsteknologier

Produksjonsteknologi	Notasjon	Årlig produksjonskapasitet,		Installert effekt,		Produksjonskostnad, Virkningsgrad η	
		$X_{kap \text{ total}}$ [MWhv/år]	X_{kap} [MW]	C [NOK/MWhv]			
Overskuddsvarme	ov	-	-	strømpris / COP	-		
Spillvarme (Avfallskjel)	sv	-	-	-59	-		
Elektrokjel	ek	152 000*	40	strømpris + 2,7*	98%		
Biokjel (Flis)	bk	40 000	20	523	-		
Gasskjel (LPG)	gk	22 000	20	939	-		
Oljekjel (Fyringsolje)	ok	22 000	20	1 522	-		
Fjernvarmedistribusjonsnett	fvn	-	-	-	90%		

*for elektrokjelen oppgis kapasitet og kostnader i MWh e

Tabell 3-2 Verdier i basisscenario for STES-teknologier

STES-teknologi		BTES	ATES	CTES (eksisterende tanker/gruver)	CTES (utgravd/utsprenget)	TTES (ikke trykksatt)	PTES (kun vann)
Parameter							
Byggetid	[år]	1	1	1	3	1	2
Oppladningstid	[år]	3	3	2	2	1	1
Levetid, n	[år]	50	40	40	40	40	30
Annuitetsfaktor, a		0,063	0,066	0,066	0,066	0,066	0,073
CAPEX	[NOK/MWhlagerkapasitet]	5 000	3 500	10 000	25 000	31 667	5 000
CAPEXannualisert	[NOK/MWhlagerkapasitet/år]	317	233	665	1 662	2 105	363
OPEX andel av CAPEX	[%]	2	2	2	2	2	0,25
OPEX	[NOK/MWhlagerkapasitet/år]	100	70	200	500	633	13
Utladningseffekt	[kW/MWhlagerkapasitet]	0,5	0,6	6	6	118	3,4
Virkningsgrad, η	[%]	60	50	60	60	80	70

Ettersom LP-modellen kjøres for et år, er det for STES-teknologiene brukt en annualisert $CAPEX$ i NOK/MWh_{lagerkapasitet}/år. For å beregne $CAPEX_{annualisert}$ er det brukt en annuitetsfaktor gitt;

$$Annuitetsfaktor, a = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Formel 22

der r er avkastningskravet satt til 6% lik NVE bruker for å beregne investeringer for produksjonsteknologier (NVE, 2024) og n er estimert levetid. $CAPEX_{annualisert}$ er beregnet ved Formel 23;

$$CAPEX_{annualisert} = CAPEX * a$$

Formel 23

Basisscenario for produksjonsteknologier

I dette kapittelet beskrives parameterne brukt i basisscenarioet for produksjonsteknologiene. Gjennom litteraturstudiet ble det funnet marginalkostnader som inkluderer faste- og variable driftskostnader og brennels- og utslippskostnader. Rapporten «Kostnader i energisektoren – Kraft, varme og effektivisering» utgitt av Norges vassdrags- og energidirektorat (2015) har vært til stor nytte. Tall og beregninger til nevnt rapport er funnet på NVE sine nettsider (NVE, 2017). Kostnadene er inflasjonsjustert til 2025 og oppdatert brennelskostnad.

Virkningsgraden til fjernvarmedistribusjonsnettene er satt til 0,9, med utgangspunkt i et 10 % tap i fordelingsnettene beregnet fra statistikken i Tabell 2 Fjernvarmebalanse til SSB (2024).

Overskuddsvarme

Overskuddsvarmen er den energien som opprinnelig i fjernvarmesentralen blir bortkjølt mot luft. Månedlige kapasitetsbegrensningene for overskuddsvarmen følger verdiene oppgitt i Figur 3-4. Kostnadene C_{ov} for at overskuddsvarmen blir bortkjølt ved bruk av vifter, er basert på en COP antatt til å være 5. Ettersom viftene går på elektrisitet, vil en COP på 5 tilsvarer at 1 MWh_e avkjøler 5 MWh_v. C_{ov} er dermed månedlig strømprisen dividert på COP, som resulterer i å avkjøle 1 MWh_v koster det $\frac{1}{5}$ av den månedlige strømprisen C_{ek} .

Spillvarme (avfallsforbrenning)

De månedlige kapasitetsbegrensningene X_{sv} følger verdiene fra Figur 3-4. Marginalkostnadene C_{sv} er utfra beregningene for en avfallskjel på 40 MW og inflasjonsjustering satt til -59,2 NOK/MWh_v. Negativ marginalkostnader skyldes negativ brenselkostnad som er mottaksgebyret som renholdsverkene betaler for avfallshåndtering (NVE, 2017).

Elektrokjel

Elektrokjelenes årlige produksjonskapasitet $X_{ek}^{kap_{total}}$ er satt til 152 000 MWh_e og installert kapasitet X_{ek}^{kap} til 40 MW. C_{ek} er i kapittel 3.4.1.1 definert som månedlig strømpris inklusive nettleie og avgifter. I tillegg kommer marginalkostnader (ekskludert strømpris) på 2,7 NOK/MWh_e gitt en 40 MW elektrokjel (NVE, 2017). Virkningsgraden η_{ek} er satt til 0,98 lik elektrokjelen i beregningene til NVE (2017).

Biokjel (flis)

Biokjelenes årlige produksjonskapasitet $X_{bk}^{kap_{total}}$ er satt til 40 000 MWh_v og installert kapasitet X_{bk}^{kap} til 20 MW. Marginalkostnaden C_{bk} er satt til 523 NOK/MWh_v basert på beregningene til NVE for en 10 MW og 30 MW biokjel fyrt med flis < enn 35% fukt (NVE, 2017). Brenselkostnader er justert fra 20 øre/kWh til 40 øre/kWh basert på nyere brenselkostnader fra «EnergiRapporten» av EnergiAktuelt (2023).

Gasskjel (LPG / propan)

Gasskjelenes årlige produksjonskapasitet $X_{gk}^{kap_{total}}$ er satt til 22 000 MWh_v og installert kapasitet X_{gk}^{kap} til 20 MW. Marginalkostnaden C_{gk} er satt til 939 NOK/MWh_v basert på beregningene til NVE for en 20 MW gasskjel fyrt med LPG (NVE, 2017). Brenselkostnader er justert fra 38 øre/kWh til 75 øre/kWh basert på nyere brenselkostnader fra «EnergiRapporten» av EnergiAktuelt (2023).

Oljekjel (fyringsolje)

Oljekjelenes årlige produksjonskapasitet $X_{ok}^{kap_{total}}$ er satt til 22 000 MWh_v og installert kapasitet X_{ok}^{kap} til 20 MW. Marginalkostnaden C_{ok} er satt til 1 522 NOK/MWh_v basert på

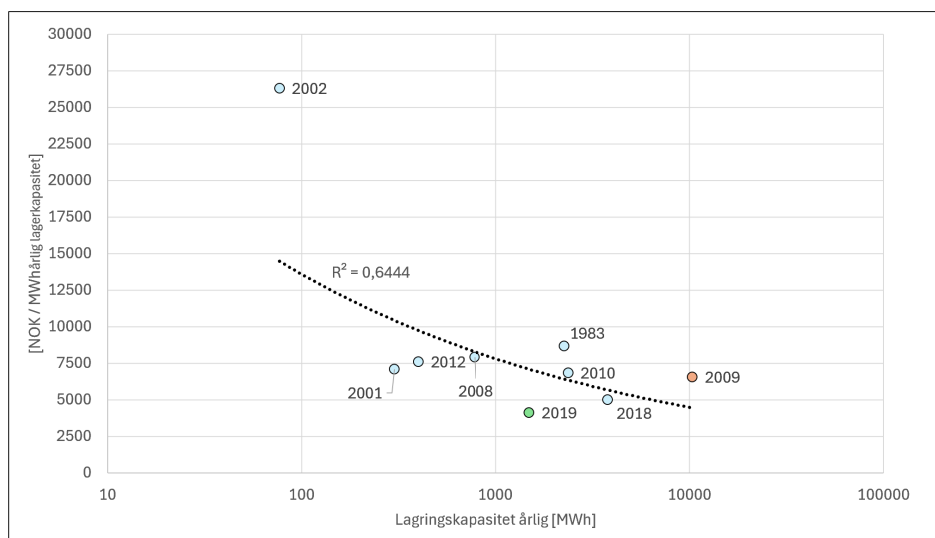
beregningene til NVE for en 20 MW oljekjel fyrt med lett fyringsolje (NVE, 2017). Brenselskostnader er justert fra 41 øre/kWh til 110 øre/kWh basert på nyere brenselskostnader fra «EnergiRapporten» av EnergiAktuelt (2023).

Basisscenario for STES-teknologiene

I dette kapittelet beskrives parameterne brukt i basisscenarioet for STES-teknologiene. Gjennom litteraturstudiet er det funnet en rekke kostnader og lagringskapasitet til realiserte STES-systemer. Flere av dataene er hentet fra rapporten «Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termisk lager i fjärrvärmenät» fra Energiforsk (2019), der data fra ulike STES-systemer fra Norden og Europa har blitt innsamlet. Disse dataene er supplementært med funn fra annen litteratur og STES-systemer ikke nevnt i rapporten. Innsamlet data er visualisert i grafer der trendlinjer laget av Excel er brukt til å beskrive kostnader, virkningsgrad og lagerkapasitet. Alle kostnader er inflasjonsjustert til 2025.

BTES – Borehole Thermal Energy Storage

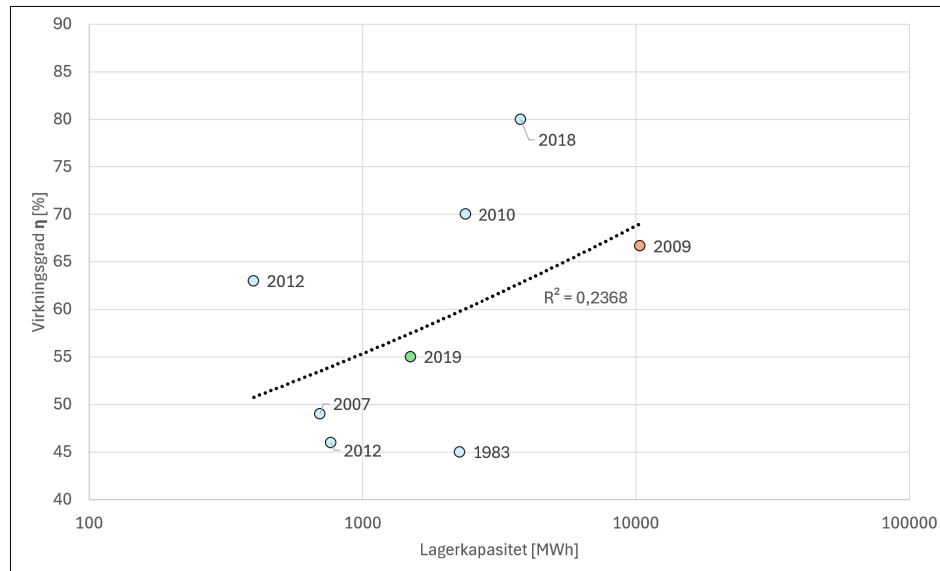
Kostnadene for BTES-systemer er hentet fra Energiforsk (2019), Akershus sykehus BTES (Midttømme, et al., 2009) og Oslo Economics / Asplan Viak (2020). Investeringskostnader per årlig lagringskapasitet for de ulike BTES-systemene er visualisert i Figur 3-7.



Figur 3-7 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte BTES-systemer i logaritmisk skala, der blått punkt: Energiforsk (2019), rødt punkt: Akershus sykehus (Midttømme, et al., 2009) og grønt punkt: Oslo Economics / Asplan Viak (2020)

I Figur 3-7 ser en at trendlinjen for investeringskostnadene, med determinasjonskoeffisient (R^2) på 0,64, avtar med økt lagringskapasitet, og at også nyere BTES har lavere kostnader gitt årstallet for realisering. Ettersom overskuddsvarme i modellens datasett er på rundt 100 GWh per år er det valgt å bruke en investeringskostnad for større og nyere anlegg. Investeringskostnaden (CAPEX) er dermed satt til 5 000 NOK / MWh_{årlig lagerkapasitet}. Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) er satt til 2 % av CAPEX. For BTES-systemer er P_{STES} satt til 0,5 kW / MWh_{lagerkapasitet}, ettersom dette var forholdet mellom effekt og årlig lagringskapasitet til de største BTES-systemene.

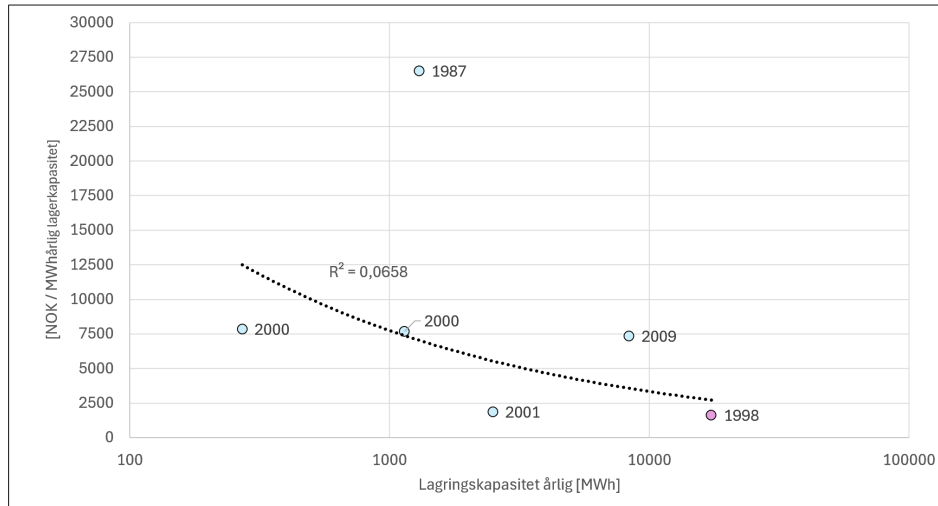
Figur 3-8 viser virkningsgrader for realiserte BTES-systemer. Selv om determinasjonskoeffisienten på 0,24 beskriver at trendlinjen i grafen ikke beskriver dataen godt, indikerer den at virkningsgraden øker med lagerkapasitet, og at nyere BTES har høyere virkningsgrad. Virkningsgraden er derfor satt til 60 %. Levetiden er satt til 50 år, byggetiden til 1 år og oppladningstiden før energiuttaking til 3 år gitt erfaringer til BTES i Emmaboda i Sverige (Ramstad, et al., 2022).



Figur 3-8 Virkningsgrader og lagringskapasitet med årstall for realiserte BTES-systemer der blått punkt: Energiforsk (2019), rødt punkt: Akershus sykehus (Midttømme, et al., 2009) og grønt punkt: Oslo Economics / Asplan Viak (2020)

ATES – Aquifer Thermal Energy Storage

Kostnadene for ATES-systemer er hentet fra Energiforsk (2019), det realiserede ATES-systemet på Oslo lufthavn, Gardermoen (Eggen & Vangsnes, 2005) og Hermann, et al. (2025).



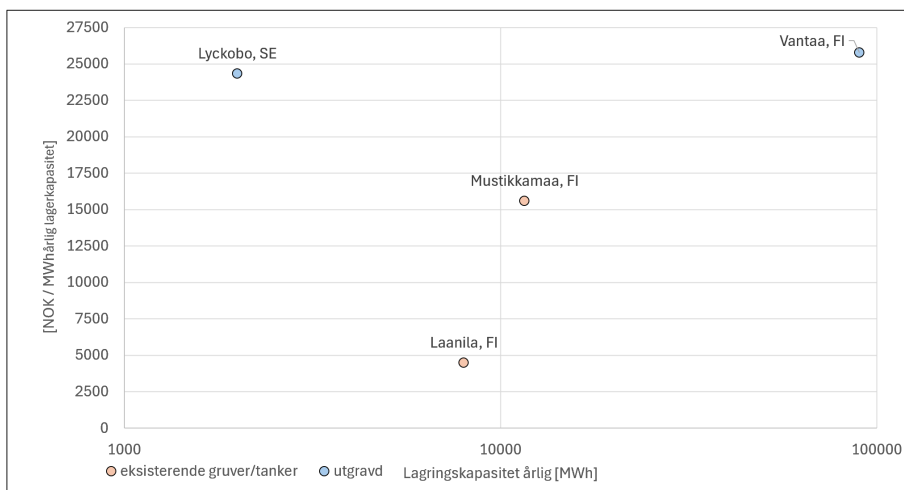
Figur 3-9 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserde ATES-systemer i logaritmisk skala, der blått punkt: Energiforsk (2019) og lilla punkt: Oslo lufthavn, Gardermoen (Eggen & Vangsnes, 2005)

Innhentede data visualisert i Figur 3-9 viser at investeringskostnadene tidligere har ligget mellom 1 600 – 7 500 NOK/MWh_{lagerkapasitet} når kostnadene for et ATES-system fra 1987 tas ut av betraktning. Trendlinjen med svært lav determinasjonskoeffisient gir lite indikasjon på avtakende investeringskostnad med økt lagerkapasitet. Hermann, et al. (2025) har derimot konkludert i sin studie at kostnadene avtar med økt lagerkapasitet. Studien undersøkte 132 eksisterende ATES-systemer i Europa og viser til at investeringskostnadene ligger mellom 1 500 – 19 000 NOK/ MWh_{lagerkapasitet} (Hermann, et al., 2025). Ettersom overskuddsvarme i modellens datasett er på rundt 100 GWh per år, er det valgt å bruke en investeringskostnad for større systemer, og CAPEX er derfor satt til 3500 NOK/ MWh_{lagerkapasitet} i basisscenarioet. OPEX er satt til 2 % av CAPEX lik ATES-systemet på Oslo lufthavn, Gardermoen (Eggen & Vangsnes, 2005). P_{STES} er satt til 0,6 kW / MWh_{lagerkapasitet} gitt ATES-systemet i Eindhoven, Nederland med lagerkapasitet på 27 500 MWh og utladningseffekt på 17 000 kW (Energiforsk, 2019). Ifølge IEA (2011) ligger virkningsgradene for ATES-systemer mellom 50 – 90 %. Data fra realiserde ATES-systemer samlet av Energiforsk (2019) viser at virkningsgraden ligger mellom 46 – 56 %. Virkningsgraden for ATES-systemer er derfor satt til 50% i

basisscenarioet. Levetid, byggetid og oppladningstid er satt lik som for BTES, henholdsvis 40 år, 1 år og 3 år.

CTES – Cavern Thermal Energy Storage

I litteraturstudiet viste det seg at flere CTES-systemer er realisert og planlagt i Finland. Lieskoski et al. (2024) har blant annet samlet inn data som lagerkapasitet, effekt og volum for disse systemene. Kostnader er hentet fra Energiforsk (2019) og andre kilder. Disse er visualisert i Figur 3-10, og er differensiert mellom CTES-systemer som er utgravd og i eksisterende gruver/tanker under bakken.



Kilder for kostnader: Lyckebo; Energiforsk (2019), Vantaa; Vantaan Energia (u.å), Mustikkamaa; Helen (2018), Laanila; European Comission (2024)

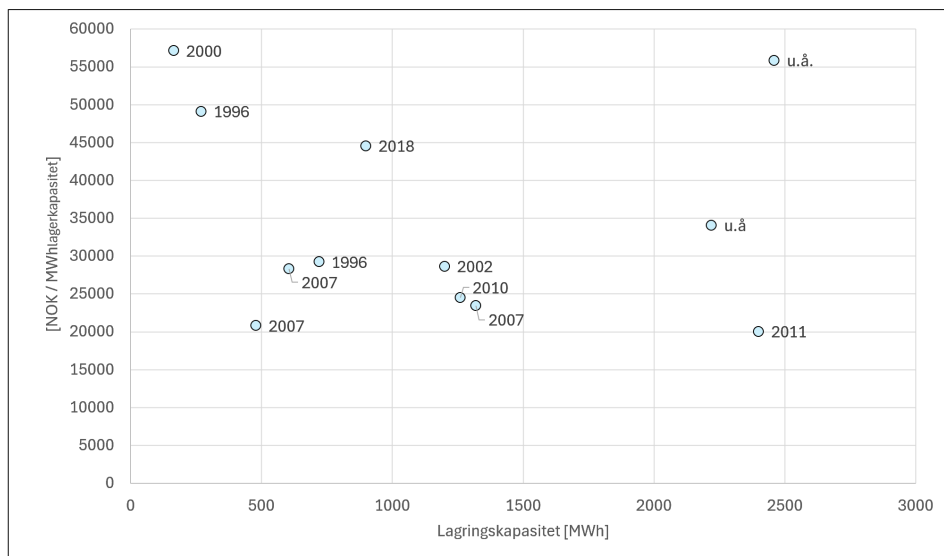
Figur 3-10 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet for CTES-systemer i logaritmisk skala

Investeringskostnadene for CTES-systemene som er utgravd viser seg å være høyere enn for de realisert i eksisterende gruver/tanker. Ut fra innsamlede data er CAPEX i basisscenarioet 25 000 NOK/ MWh_{lagerkapasitet} for utgravde CTES-systemer og til 10 000 NOK/ MWh_{lagerkapasitet} for eksisterende gruver/tanker. OPEX er satt til 2 % av CAPEX for begge basisscenarioer. Utladningseffekten P_{STES} er satt til 6 kW / MWh_{lagerkapasitet} ettersom dette var snittet for CTES-systemer innsamlet av Energiforsk (2019) og Lieskoski, et al. (2024). Virkningsgrader for CTES-systemer viste seg å være vanskelig å finne i litteraturen. I følge Energiforsk (2019) har CTES-systemet i Avesta en virkningsgrad på 65 %. Nielsen (2003) viser til at varmetapet for CTES-systemer kan være så lave som 10 % for en syklus under optimale forhold og utforming av lageret. I basisscenarioet er det satt en virkningsgrad på 70 % for begge typer CTES-

systemer. Levetiden og oppladningstiden er satt til henholdsvis 40 år og 2 år for begge typer CTES-systemer. Byggetiden er satt til 1 år for CTES-systemer i eksisterende gruver/tanker, og 3 år for CTES-systemer som blir kunstig utgravd med bakgrunn i prosjektert byggetid til CTES-systemet i Vantaa (Vantaan Energia, u.å.).

TTES – Tank Thermal Energy Storage

Kostnadene for TTES-systemer er sammenstilt av data fra realiserte ikke trykksatte TTES-systemer innsamlet av Energiforsk (2019). Lagerkapasiteten til de realiserte TTES-systemene var kun oppgitt i volum (m^3). I følge Energiforsk (2019) er lagringstettheten for slike systemer på $0,046 \text{ MWh}/\text{m}^3$, mens González (2023) og også Energistyrelsen (2018) oppgir en lagringstetthet på $0,06\text{-}0,08 \text{ MWh}/\text{m}^3$. Lagringskapasiteten er derfor omregnet fra volum til MWh med en lagringstetthet på $0,06 \text{ MWh}/\text{m}^3$. Funnene er visualisert i Figur 3-11.



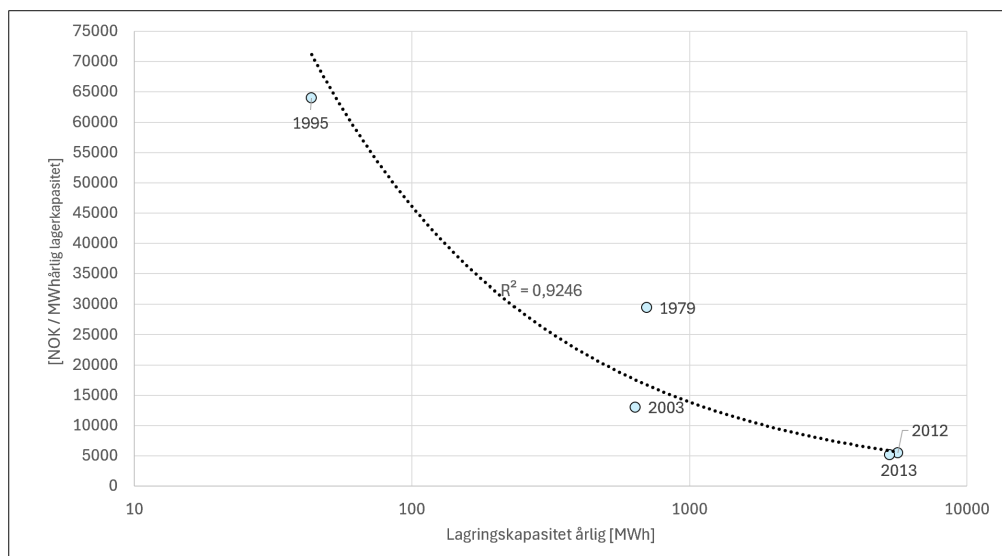
Figur 3-11 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte TTES-systemer (Energiforsk, 2019)

Funnene viser TTES-systemer med størrelser fra $3\,000 \text{ m}^3$ til $41\,000 \text{ m}^3$, tilsvarende lagerkapasitet på 165 MWh til 2500 MWh. Ettersom lagerkapasiteten ikke viser en trend i investeringskostnadene per lagerkapasitet, er det valgt å bruke et snitt av kostnadene. I basisscenarioet er derfor CAPEX satt til $32\,000 \text{ NOK}/\text{MWh}_{\text{lagerkapasitet}}$. OPEX er satt til 2 % av CAPEX. Utladningseffekten P_{STES} er satt til $118 \text{ kW}/\text{MWh}_{\text{lagerkapasitet}}$ ettersom dette var snittet for TTES-systemer innsamlet av Energiforsk (2019). Ifølge IEA (2011) ligger TTES-systemer på

en virkningsgrad mellom 50 – 90 %. TTES-systemet i Ackermannbogen i Tyskland har en virkningsgrad på 81 % (González, 2023). For basisscenarioet er dermed virkningsgraden for TTES-systemer satt til 80 %. Levetiden er satt til 40 år lik dataen brukt av Sifnaios et al., (2023), og byggetiden og oppladningstiden er satt til 1 år hver.

PTES – Pit Thermal Energy Storage

Kostnadene for PTES-systemer er hentet fra realiserte PTES-systemer samlet inn av Energiforsk (2019) og Energistyrelsen (2018). PTES-systemene vist i Figur 3-12 bruker kun vann som lagringsmaterial.



Figur 3-12 Visualisering av investeringskostnader per årlig lagerkapasitet med årstall for realiserte PTES-systemer med kun vann som lagringsmaterial i logaritmisk skala (Energiforsk, 2019)

Investeringskostnadene visualisert i Figur 3-12 viser seg å følge en trendlinje med en svært høy determinasjonskoeffisient. Trendlinjen indikerer at investeringskostnadene avtar med størrelsen på lagerkapasitet. I tillegg viser årstall for realisering av PTES-systemene at nyere systemer har lavere kostnad, men at disse også har høyere årlig lagerkapasitet. Ut fra disse dataene er det i basisscenarioet satt en CAPEX på 5 000 NOK / MWh_{lagerkapasitet}. OPEX er satt til 0,25 % av CAPEX som tilsvarer funnene til Energistyringen (2018). Virkningsgraden er i basisscenarioet satt til 70 % med bakgrunn i de to nyere PTES-systemene i Danmark, der Marstal ble realisert i 2012 og Dronningslund i 2013, med henholdsvis 64 % og 86 % virkningsgrad (Energiforsk, 2019). Utladningseffekten P_{STES} er satt til 3,4 kW / MWh_{lagerkapasitet}

ettersom dette var snittet til PTES-systemene i Marstal og Dronningslund (Energiforsk, 2019). Levetid, byggetid og oppladningstid er satt til henholdsvis 30 år, 2 år og 1 år basert på data fra *Teknologikatalogen* til den Energistyrelsen (2018).

3.4.2 Lønnsomhetsanalysens framgangsmåte

Resultatene fra LP-modellen brukes i en lønnsomhetsanalyse der netto nåverdi (NPV) beregnes ut fra kontantstrømmen. Med nåverdi menes dagens verdi av en framtidig sum, og er nyttig å vite for å kunne bedømme hvor mye et prosjekt er lønnsomt ved endt levetid. Positiv NPV viser til en lønnsom investering, og negativ til en ulønnsom investering. For å beregne et prosjekts NPV brukes nåverdimetoden, som baserer seg på fremtidige diskonterte kontantstrømmer (Bøhren & Gjærum, 2020).

Formelen som brukes i nåverdimetoden er følgende:

$$NPV = -CAPEX_{tot} + \frac{X_1}{(1+r)} + \frac{X_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{X_n}{(1+r)^n}$$

Formel 24

Der $CAPEX_{tot}$ er investeringsutgifter i starten av prosjektets levetid i år 0, X_n er kontantstrømmen i år n avgrenset av prosjektets estimert levetid, og r er avkastningskravet satt til 6%.

For å kunne bruke nåverdimetoden må det dermed først beregnes kontantstrømmen til de ulike STES-teknologiene. Kontantstrømmen består av investeringsutgiftene fratrasket driftskostnader pluss inntekter for hvert år gjennom prosjektets levetid. For STES-teknologiene er investeringsutgifter ($CAPEX_{tot}$) gitt;

$$CAPEX_{tot} = CAPEX * STES_{lagerkapasitet}$$

Formel 25

der $CAPEX$ er i NOK / MWh_{lagerkapasitet} og $STES_{lagerkapasitet}$ er lagerets lagerkapasitet i MWh_{lagerkapasitet}.

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader ($OPEX_{\text{årlig}}$) er gitt ved;

$$OPEX_{\text{årlig}} = OPEX * STES_{\text{lagerkapasitet}}$$

Formel 26

der $OPEX$ er årlige drifts- og vedlikeholdskostnader i NOK / MWh_{lagerkapasitet} / år.

Inntektene til STES-teknologiene er beregnet som unngåtte produksjonskostnader vist i Formel 27;

$$Unngåtte\ produksjonskost. = \frac{\left(OF_{uten\ STES} - \left(OF_{med\ STES} - \left(STES_{\text{lagerkapasitet}} * (CAPE_{\text{annualisert}_{STES}} + OPEX_{STES}) \right) \right) \right)}{\sum_m X_{STES_{ut,m}}}$$

Formel 27

der LP-modellen først kjøres uten mulighet for sesonglagring, og så med. Resultatene fra OF i modellene navngis $OF_{uten\ STES}$ og $OF_{med\ STES}$. De unngåtte produksjonskostnadene blir beregnet av differansen mellom disse, der $OF_{med\ STES}$ er fratrasket kostnadene til STES-systemet, og resultatet dividert på termisk energi i MWh_v levert til etterspørsel D fra STES ($\sum_m X_{STES_{ut,m}}$). De unngåtte produksjonskostnadene har benevnningen NOK/MWh_v.

Årlige inntektene fra lageret kan igjen beregnes ved å multiplisere unngåtte produksjonskostnader med $\sum_m X_{STES_{ut,m}}$ vist i Formel 28;

$$\text{Årlige inntekter} = Unngåtte\ produksjonskost. * \sum_m X_{STES_{ut,m}}$$

Formel 28

Beregningen av kontantstrømmen samt netto nåverdien tar også hensyn til byggetid og oppladningstiden til STES-systemet. Investeringsutgifter ($CAPEX_{tot}$) tas i år 0, byggetiden er påfølgende år der kontantstrømmen X_n er 0, og oppladningstiden er påfølgende år etter avsluttet byggetid der X_n består av kun utgifter fra årlige drifts- og vedlikeholdskostnader ($OPEX$). Et eksempel av kontantstrømmen er vist i Tabell 3-3.

Tabell 3-3 Eksempel av kontantstrømoppsett der levetiden er 40 år, byggetiden 1 år og oppladningstid er 2 år

år	0	1	2	3	4	5	...	40
	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	...	X ₄₀
Investeringsutgifter, CAPEX	-300							
Drifts- og vedlikeholdskostnader, OPEX		0	-10	-10	-10	-10		-10
Årlige inntekter		0	0	0	15	15		15
Kontantstrøm, X _n	-300	0	-10	-10	5	5		5

verdier i tabellen i MNOK

I tillegg beregnes også diskontert tilbakebetalingstid (DPT) som viser hvor mange år det tar før investeringen er tilbakebetalt av den diskonterte kontantstrømmen. For dette brukes en interpolert formel gitt;

$$DPT = (k - 1) + \frac{CAPEX_{tot} - \sum_{n=1}^{k-1} \frac{X_n}{(1+r)^n}}{\frac{X_k}{(1+r)^k}}$$

Formel 29

der k er det første året den diskonterte kumulative kontantstrømmen er større eller lik investeringen.

3.4.3 Følsomhetsanalysens framgangsmåte

Følsomhetsanalysen skal vise hvor følsom investeringene i hver av STES-teknologiene er for endring i variabler og parametere fra basisscenarioene. Variablene justeres prosentvis om gangen der endringene i nåverdi viser påvirket lønnsomhet (Bøhren & Gjærum, 2020). For hver endring i variabler kjøres modellen for å repetere kalkulasjonen i lønnsomhetsanalysen. Ettersom LP-modellen kun velger å investere i et STES når det er lønnsomt, vil justeringer som egentlig ville resultert i negativ NPV vises som 0 i NPV. Der dette er tilfelle, blir resultatet ekskludert for å unngå forveksles med resultater der LP-modellen har valgt å investere i STES, og NPV er nær eller lik 0. Variabler og parameter som justeres er vist i Tabell 3-4, og justeres i inkrementer på 25 % innenfor justeringsspekeret.

Tabell 3-4 Parametere og variabler som skal justeres i følsomhetsanalysen

Parameter / Variabel	Justeringsspekter	Kommentar
STES-teknologier:		
CAPEX	-50 % til +100 %	
OPEX	-50 % til +100 %	
Levetid, n	-50 % til +100 %	
Virkningsgrad, η	-50 % til +100 %	stoppes å øke for STES der $\eta > 100$ %
Diskonteringsrente, r	-50 % til +50 %	
Produksjonsteknologier:		
Olje- og gasskjel, X_{ok} og X_{gk}	-50 % til +0 %	reduert produksjonskapasitet overføres til X_{ek}

CAPEX til STES-teknologiene er valgt å justere for å direkte vise hvordan lønnsomheten påvirkes av økning og reduksjon i investeringsutgiftene. CAPEX i basisscenarioene til STES-teknologiene er basert på realiserte systemer, dets størrelse og når de er bygd. Justering av verdien i følsomhetsanalysen vil gi et bredere blikk på hvilke CAPEX som gir lønnsomme resultater. Justering av OPEX vil også gi et bredere blikk på hvordan dens økning og reduksjon påvirker lønnsomheten. Levetiden og virkningsgraden til STES-teknologiene er valgt å justere ettersom det antas at disse har mye å si for lønnsomheten til investeringen. Levetiden henger direkte sammen med hvor mange driftsår STES-systemet har på å tilbakebetale investeringen, og virkningsgraden beregner hvor mye tap det er i systemet som påvirker årlige inntekter. Diskonteringsrenten som viser til risiko i investeringen er også valgt å justere. Små endringer kan gi store utslag på lønnsomheten. Justeringer i renten viser dermed robustheten til investeringen.

For produksjonsteknologier er det valgt å redusere produksjonskapasiteter til oljekjelen ($X_{ok}^{kap_{total}}$ og X_{ok}^{kap}) og gasskjelen ($X_{gk}^{kap_{total}}$ og X_{gk}^{kap}). Valget er tatt med bakgrunn i at energiproduksjonen skal kutte ut bruk av fossile brenslers. Nærmere bestemt er det varslet et forbud mot indirekte fyring av fossile brenslers, som fyringsolje og gass, i ikke-kvotepliktig sektor fra og med 2030. Forbudet vil gi økt behov for fornybar energi, hovedsakelig elektrisitet (Klima- og miljødepartementet, 2025). Det er derfor valgt å øke elektrokjelens kapasitet tilsvarende redusert produksjonskapasitet til olje- og gasskjelene.

4 Resultater

4.1 Hovedfunn til forskningsspørsmålene

- *Hvilke teknologier for sesonglagring av termisk energi i form av følbare varme er aktuelle i Norge og hvor modne er disse?*

Kapittel 2 beskriver og presenterer de ulike SHS-teknologiene som brukes til sesonglagring. Disse viser seg å være utbredt i Norden, og at også flere installasjoner av BTES og ATES er gjort i Norge. Det ble ikke gjort funn av bruk av CTES-, TTES- og PTES-systemer for sesonglagring i Norge, derimot er disse i bruk i våre naboland, Danmark, Sverige og Finland. Alle teknologiene beskrevet i kapittel 2 anses som aktuelle i Norge generelt, derimot har flere av disse geologiske forutsetninger som må oppfylles lokalt for lokasjoner.

Modenheten viser seg å være god for lav temperatur UTES-teknologier, der mange systemer er etablert de siste tiårene. Derimot mangler det tilstrekkelig erfaringer av høy temperatur UTES-teknologier. For et fjernvarmesystem der temperaturen på vannet klassifiseres som høy temperatur, er HT-UTES teknologiene mer aktuelle. Demo- og pilotprosjekter er dermed viktig for å få kunnskap som kan vise at disse er aktuelle i Norge.

- *Hvilke teknologier egner seg for ulike geologiske forhold i Norge?*

BTES, ATES, CTES og FTES er teknologier som krever at grunnforhold har de rette egenskapene. BTES, CTES og FTES krever fast berggrunn med god termisk konduktivitet. De krystallinske bergartene, som den norske berggrunnen består av, har god egnethet for BTES, CTES og FTES. ATES krever akvifere eller porøse bergarter med grunnvann. Disse finnes også i Norge, men i mindre avgrensede områder. For alle teknologiene er det viktig med grundige geologiske og hydrologiske undersøkelser, prøveboring og tester for å vise til egnetheten lokalt.

- *Hvilke virkningsgrader, kostnader og lønnsomheter har teknologier for sesonglagring av termisk energi i form av følbare varme?*

Litteraturstudiet av etablerte SHS-installasjoner viser til virkningsgrader fra 50 % opp mot 90 %, og dermed et varmetap mellom 50% og 10% mellom sesongene sommer og vinter. For teknologiene der grunnmaterialets geologiske egenskaper er av betydning, blir virkningsgraden påvirket negativt av upassende geologiske forhold, men også systemdesign. Etablerte BTES-systemer viste blant annet at økt lagerkapasitet korrelerte til en viss grad med økt virkningsgrad.

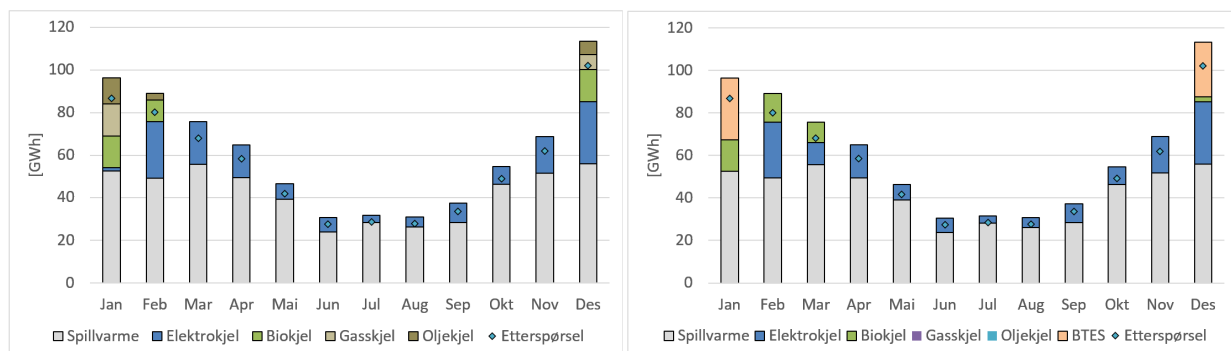
I litteraturstudiet er det funnet investeringskostnader for etablerte installasjoner. Når disse kostnadene ble satt opp mot lagerkapasiteten, kunne det for flere teknologier beskrives at investeringskostnadene per lagerkapasitet korrelerer negativt med lagerkapasiteten. Investeringskostnaden ble satt for en lagerkapasitet på 10 GWh, der ATES fikk lavest investeringskostnad med 3 500 NOK/MWh, etterfulgt av BTES og PTES med 5 000 NOK/MWh. CTES-teknologiene ble kategorisert i CTES med eksisterende gruver / tanker, og CTES med kunstig utgraving, med investeringskostnader på henholdsvis 10 000 og 25 000 NOK/MWh. For TTES ble det kun funnet kostnader for installasjoner mellom 0,2 – 3 GWh, der investeringskostnader og lagerkapasitet ikke viste korrelasjon. En snitt av kostnadene var på 32 000 NOK/MWh.

Disse kostnadene, sammen med øvrige parametere og produksjonskostnader, viste at flere teknologier vil være lønnsomme i det modellerte fjernvarmesystemet. Dette inkluderte teknologiene BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker), der både lav-, middels-, og høystrømprisscenarioene i modelleringene av basisscenarioene resulterte i positiv NPV, og DPT mellom 5 – 20 år. Disse fire teknologiene fikk også kun positiv NPV for alle strømprisscenarioene for alle justeringene i følsomhetsanalysen, og viser seg dermed svært robust mot endringer i kostnadsstrukturen, virkningsgrad, strømpris m.m. TTES og CTES (kunstige utgravinger) fikk kun positiv NPV for høystrømprisscenarioene, og følsomhetsanalysen viste at blant annet investeringskostnader må reduseres betydelig for at teknologiene blir lønnsomme for andre strømprisscenarioer.

4.2 Resultater fra LP-modellen, lønnsomhets- og følsomhetsanalysen

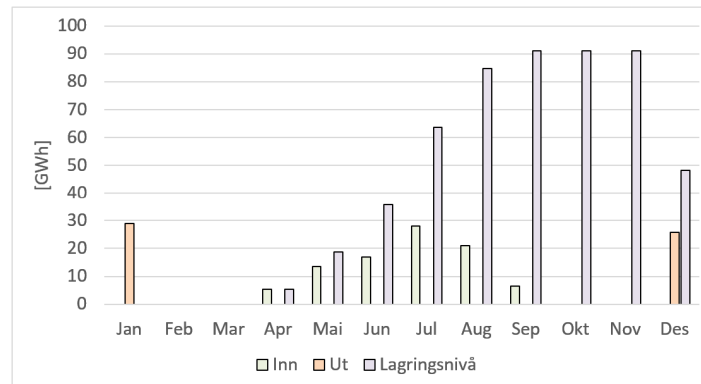
LP-modellen og lønnsomhetsanalysen ble i følsomhetsanalysen i Python kjørt nærmere 2000 ganger; 6 teknologier med 11 strømprisscenarier der parametrene ble justert 30 ganger. Resultatene gir en god oversikt over når hvilke teknologier er lønnsomme, og hvordan justering av parametrene påvirker dem.

For å først bedre forstå hvordan LP-modellen og lønnsomhetsanalysen fungerer vises det nedenfor 3 grafer, der Figur 4-1 viser LP-modellens resultat uten mulighet for lagring i STES til venstre, og med lagring i STES til høyre. I dette eksempelet er det brukt basisscenarioet til BTES med prisscenarioet 2024 NO1.



Figur 4-1 Eksempel resultatet LP-modell uten STES (venstre) og med STES (høyre)

Figur 4-1 viser hvordan produksjonsteknologier med høy produksjonskostnad, erstattes av den lagrede termiske energien i STES, som i dette tilfelle er olje- og gasskjelen i januar og desember. Dette scenarioet resulterte i unngåtte produksjonskostnader på 1 300 NOK/MWh levert ut av lageret. Total termisk energi produsert og levert oppfyller etterspørselen. Produksjonen i grafen er høyere enn etterspørselen ettersom overproduksjon må dekke for varmetapet i distribusjonsnett. LP-modellen velger også å flytte på når hvilke produksjonskapasiteter burde brukes for lavest systemkostnad. Figur 4-2 viser lagernivå med termiske energi inn og ut av STES.

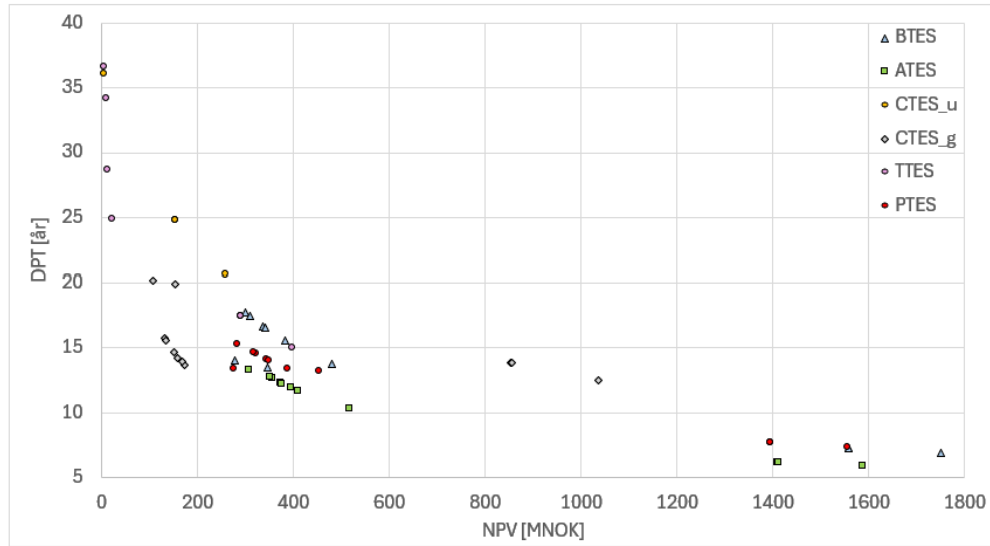


Figur 4-2 Eksempel på STES lagernivå med termisk energi inn og ut

Det som spises inn i STES er i dette tilfelle overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen. Lagernivået økes ved mer tilførsel av termisk energi, holdes så konstant i modellen til virkningsgraden / varmetapet reduserer uttaket. Kapasiteten på STES var i dette tilfelle 91 GWh, som i basisscenarioet for BTES med CAPEX på 5 000 NOK/MWh_{lagerkapasitet}, total blir et investeringsbeløp på 455 MNOK. Med en unngått produksjonskostnad på 1 300 NOK/MWh og 55 000 MWh levert ut av STES, resulterer NPV på 336 MNOK. I dette regneeksempelet er alle verdier og parametere fra basisscenarioet for BTES brukt.

4.2.1 Generelle funn fra basisscenarioene

Figur 4-3 viser resultater av alle teknologienes basisscenarioer fra lønnsomhetsanalysen, med NPV mot DPT, der høyere NPV og lavere DPT viser til mer lønnsomme prosjekter. Alle parameterne er satt lik basisscenarioene i Tabell 3-1 og Tabell 3-2, og hvert resultat tilhører et strømprisscenario. Lik for alle teknologiene er at høyprisscenarioene fra år 2022 generelt resulterte i høyere NPV og lavere DPT enn for lav- og middelsprisscenarioene, henholdsvis år 2020 og 2024.

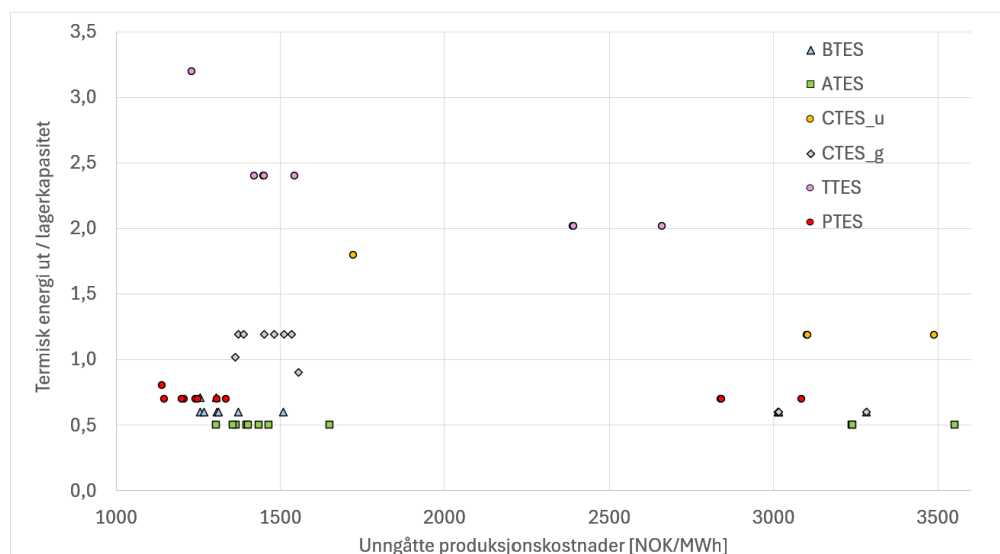


Figur 4-3 Resultat av basisscenarioer i lønnsomhetsanalysen

Figur 4-3 viser at for BTES, ATES, CTES med eksisterende tanker / gruver (CTES_g), og PTES resulterte alle strømprisscenarioene med positiv NPV, og DPT mellom 5 – 20 år. For CTES med kunstig utgraving (CTES_g) var det kun de 4 scenarioene med høyest strømpris fra høyprisscenarioene som resulterte i positiv NPV. Resterende scenarioer valgte LP-modellen som ulønnsomt og ga ingen resultater med verdiene i basisscenarioene. For TTES resulterte 8 scenarioer med positiv NPV. Disse inkluderte også høyprisscenarioene fra 2022, men derimot hadde 5 av de 8 basisscenarioene svært nærme 0 i NPV, og en DPT mellom 25 – 37 år.

Det viser det seg at selv om klassifisering av høy- middels- og lavstrømprisscenario viser til et år med høye- middels eller lave strømpriser, kan i kombinasjonen med månedlig fjernvarmeetterspørsel og spillvarmeproduksjon, resulterer i at for eksempel et høystømprisscenario kan få lavere NPV enn et middelsstrømprisscenario. En av grunnene for dette viser seg å være når på året det er lav eller høy strømpris, i forhold til etterspørselen av fjernvarme og spillvarmeproduksjon. Høye strømpriser på vinteren vil gi bedre lønnsomhet for et STES der den termiske energien i lageret stammer fra overproduksjon av spillvarme om sommeren, ettersom de unngåtte produksjonskostnadene om vinteren i dette tilfelle blir høyere.

I analyseringen av resultatene ble det gjort funn av at ikke alle teknologiene kun velger å lagre energien fra sommer til vinter, men også for å lagre energien få måneder om gangen. Slike funn ble gjort for spesielt TTES og CTES, vist i Figur 4-18 og beskrevet i kapittel 4.2.7. Dermed oppnår TTES og CTES en høyere faktor for termisk energi ut / lagerkapasitet enn selve virkningsgraden til lageret, der virkningsgraden er termisk energi ut / inn. Dette velger modellen å gjøre, ettersom TTES og CTES ikke oppnå høye nok verdier for de unngåtte produksjonskostnadene, sammenlignet med teknologienes annualisert CAPEX + OPEX / virkningsgraden. For at modellen velger å investere i et STES, må de unngåtte produksjonskostnadene være høyere enn annualisert CAPEX + OPEX / virkningsgraden, som er henholdsvis 528, 466, 519, 1 108, 2 770 og 2 631 NOK /MWh for BTES, ATES, PTES, CTES_g, CTES_u og TTES. I Figur 4-4 visualiseres unngåtte produksjonskostnad mot termisk energi ut / lagerkapasitet for STES-teknologiens basisscenarioer. I grafen havner BTES, ATES og PTES nærme virkningsgraden sin i verdien på termisk energi ut / lagerkapasitet, ettersom de unngåtte produksjonskostnadene er høyere enn annualisert CAPEX + OPEX / virkningsgraden, og lageret brukes dermed som et sesonglager av LP-modellen. For TTES og CTES er investeringskostnadene høyere enn de unngåtte produksjonskostnadene oppnådd. For å være lønnsomt må lageret for TTES og CTES brukes flere ganger i løpet av året til inn- og utladning, og faktoren mellom termisk energi ut / lagerkapasitet blir over virkningsgraden.



Figur 4-4 Basisscenarioene: Unngåtte produksjonskostnader mot termiske energi ut av STES / lagerkapasitet

4.2.2 Generelle funn fra følsomhetsanalysen

De samme STES-teknologiene der alle strømprisscenarioene kun resulterte i positive NPV i basisscenarioet, viste seg å heller ikke få negative NPV gjennom hele følsomhetsanalysen, der parametere ble justert i henhold til Tabell 3-4, for alle strømprisscenarioene. Dette er STES-teknologiene BTES, ATES, CTES_g og PTES. Disse resulterte i lavest NPV når enten virkningsgraden eller levetiden redusertes, eller når CAPEX eller diskonteringsrenten ble økt. I snitt var DPT i følsomhetsanalysen for de 4 teknologiene mellom 11 – 16 år. De 4 teknologiene viser seg dermed som robuste STES-teknologiene mot endringer i kostnadsstrukturen og parametere, gitt antagelsene i analysen.

CTES_u og TTES resulterte derimot som mindre robust mot endringer. For disse teknologiene viser det seg at CAPEX eller diskonteringsrenten må reduseres for å resultere med positiv NPV for alle strømprisscenarioene. Generelt blant alle STES-teknologiene analysert fikk de høyeste høystømprisscenarioene 2022 NO1, NO2 og NO5, høyest NPV og lavest DPT.

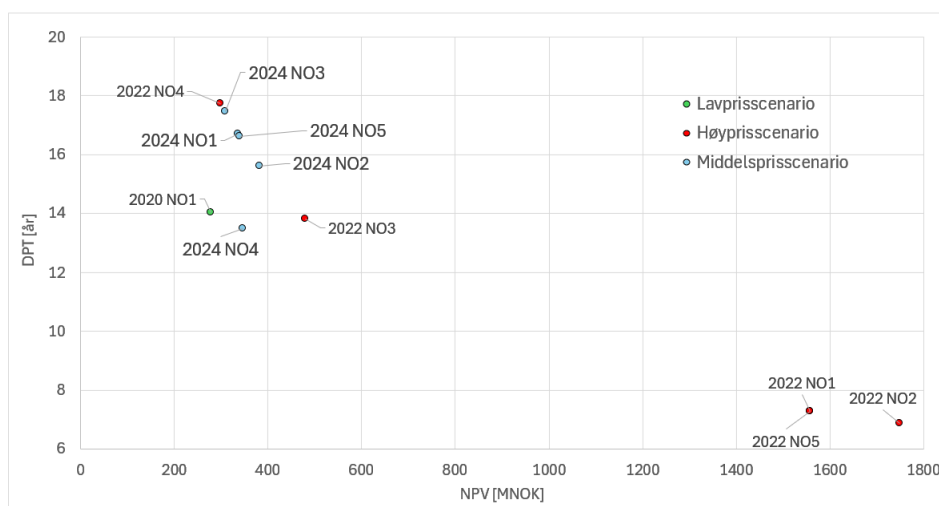
LP-modellen beregner for hver endring i følsomhetsanalysen, den mest optimal installert lagerkapasitet i forhold til hva som er lønnsomt ut fra unngåtte produksjonskostnader. Dette betyr at lavest installert kapasitet for de 4 STES-teknologiene der alle resultater i følsomhetsanalysen resulterte i positiv NPV, også forbli positiv for alle andre justeringen. For BTES var dette en kapasitet på 19 GWh, og betyr at dersom lagerkapasiteten ikke overskride 19 GWh er teknologien i analysen uansett lønnsom. For ATES, CTES_g og PTES var den samme verdien på henholdsvis 23 GWh, 6,5 GWh og 14 GWh. For BTES, ATES og PTES var dette når CAPEX ble økt med 100 % i lav- og middelsstrømprisscenarioene.

Nedjustering av årlig- og installertkapasitet til olje- og gasskjelen øker NPV i høystømprisscenarioer, men reduserer NPV i lavstrømprisscenarioer. Ettersom kapasiteten nedjustert overføres til elektrokjelen, og olje- og gasskjelens produksjonskostnad er lavere enn strømprisen i høyprisscenarioer og høyere i lavprisscenarioer, vil de unngåtte produksjonskostnadene økes i høyprisscenarioer, men reduseres i lavprisscenarioer. Høyere unngåtte produksjonskostnader vil øke NPV og motsatt.

Termisk energi inn i lagrene stammer hovedsakelig fra overskuddsvarme (*ov*) fra avfallsforbrenningen. I følsomhetsanalysen for BTES var det kun i 20 måneder av 319 år med modellert data der LP-modellen valgte å også bruke spillvarme fra avfallsforbrenning (*sv*) (15 måneder) og/eller elektrokjelen (*ek*) (5 måneder). For ATES var det samme tallet på 30 måneder, med 25 måneder fra *sv* og 5 måneder fra *ek*, for PTES 40 måneder, med 31 måneder fra *sv* og 9 måneder fra *ek*, og for CTES_g 11 måneder fra *sv*.

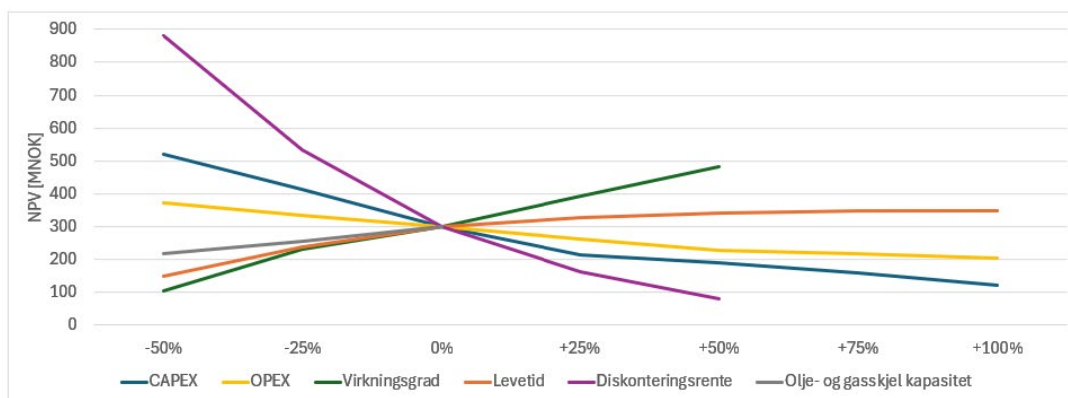
4.2.3 Resultater – BTES

Alle strømprisscenarioene i basisscenarioene for BTES resulterte i positiv NPV fra omtrent 280 MNOK for det laveste strømprisscenarioet 2020 NO1, til 1750 MNOK for det høyeste strømprisscenarioet 2022 NO2, som vist i Figur 4-5. I snitt ligger NPV for basisscenarioene på 694 MNOK. DPT ligger mellom 6 – 18 år, med et snitt på 13 år. Installert lagringskapasitet ligger for basisscenarioene mellom 61 – 91 GWh.



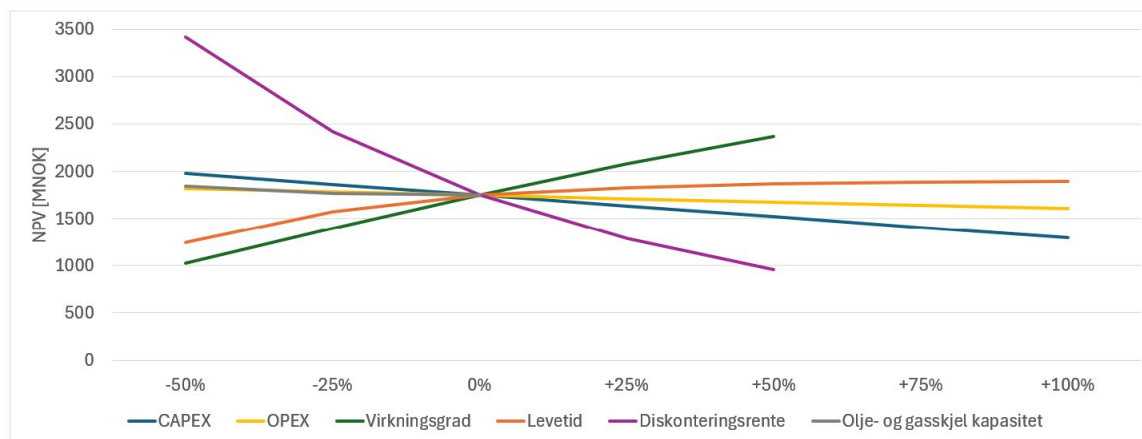
Figur 4-5 Resultater basisscenarioer BTES

I Figur 4-5 vises at strømprisscenarioet 2020 NO1 oppnår lavest NPV med 280 MNOK, men ikke lengst DPT. Lengst DPT fikk strømprisscenarioet 2022 NO4, med nærmere 18 år, og en NPV på 300 MNOK. Følsomhetsanalysen viste at samme strømprisscenario fikk lavest NPV på 79 MNOK, når diskonteringsrenten økte med 50 % fra 6 % til 9 %. For BTES resulterte dermed ingen av justeringene i følsomhetsanalysen til negativ NPV, dermed ingen ulønnsomme investeringer blant alle strømprisscenarioer. Resultatene fra følsomhetsanalysen til strømprisscenarioet 2022 NO4 er vist i Figur 4-6.



Figur 4-6 BTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO4

Figur 4-6 viser hvordan justering av parametere for BTES påvirker NPV til strømprisscenarioet der lavest NPV ble oppnådd. Ettersom modellen selv kalkulerer optimal lagerkapasitet mot hva som er lønnsomt, gir en øking av blant annet CAPEX og OPEX en ikke-lineær kurve. En dobling av CAPEX resulterer i lagerkapasitet på 30 GWh, og 50 % reduksjon i virkningsgrad i 55 GWh, mot 91 GWh i basisscenarioet. NPV forblir positiv i begge tilfeller. Diskonteringsrenten ble kun justert mellom -50 % og + 50 %, mer økning vil muligens følge til negativ NPV. Virkningsgraden er kun justert til + 50 %, ettersom høyere sats gir virkningsgrad over 100 %.



Figur 4-7 BTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2

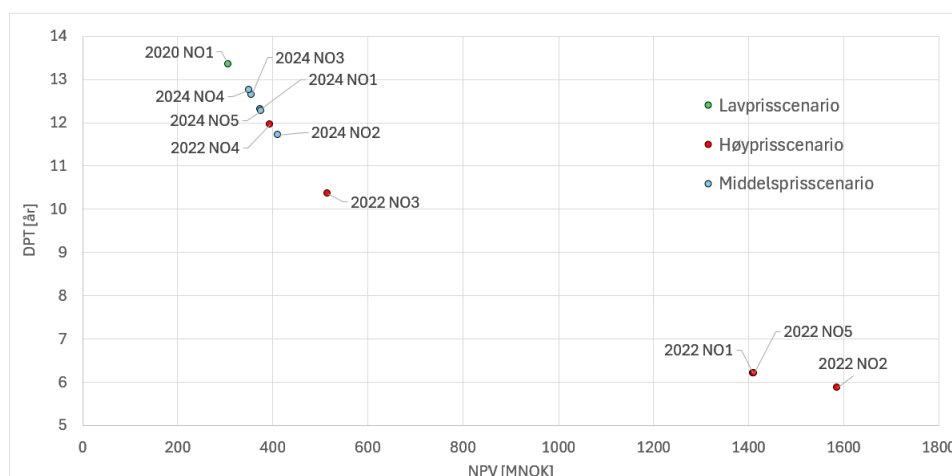
I Figur 4-7 vises resultatene fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2. Resultatene viser det scenarioet med høyest NPV, på 3 500 MNOK, når diskonteringsrenten redusertes med 50 % fra 6 % til 3 %. Ettersom prisscenario 2022 NO2 har en svært høy strømpris, viser det seg at redusering av olje- og gasskjelens kapasitet øker NPV. Det viser

seg at strømprisen og produksjonskostnaden til elektrokjelen er høyere enn produksjonskostnadene til olje- og gasskjelen, og ettersom kapasiteten til olje- og gasskjelen overføres til elektrokjelen, blir de unngåtte produksjonskostnadene ved bruk av BTES enda høyere enn basisscenarioet. Dermed en motsatt effekt av det for lavprisscenarioene. Gjennom hele følsomhetsanalysen for dette scenarioet var lagerkapasiteten konstant på 91 GWh.

Lavest lagerkapasitet var 19 GWh i prisscenario 2020 NO1 og 2024 NO3 og NO4, der CAPEX ble økt med 100 %. I følsomhetsanalysen lå lagerkapasiteten i snitt på 78 GWh, NPV på 694 MNOK og DPT på 13 år for alle justeringene og prisscenarioene for BTES. Generelt for BTES tåler CAPEX og OPEX stor økning, levetiden viser seg å ha mest innflytelse på NPV når den blir redusert, kontra lite positiv påvirkning på NPV når den økes. Prosentvis justering av virkningsgrad og diskonteringsrente har høyest stigningstall, som indikerer at virkningsgraden til et BTES-system ikke må være for lav for å være lønnsomt, og diskonteringsrenten ikke for høy. BTES viser seg dermed gitt antagelsene og resultatene i denne analysen, til å være en teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og parametere.

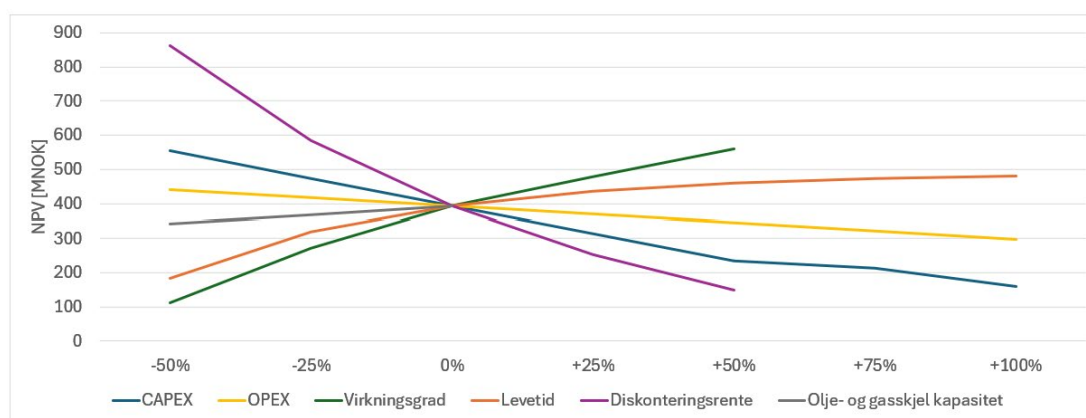
4.2.4 Resultater – ATES

Alle strømprisscenarioene i basisscenarioene for ATES resulterte i positiv NPV fra omtrent 300 MNOK for det laveste prisscenarioet 2020 NO1, til 1600 MNOK for det høyeste prisscenarioet 2022 NO2, som vist i Figur 4-8. I snitt ligger NPV for basisscenarioene på 681 MNOK. Diskontert tilbakebetalingstid ligger mellom 6 – 13 år, med et snitt på 11 år. Installert lagringskapasitet ligger for basisscenarioene mellom 87 – 91 GWh.



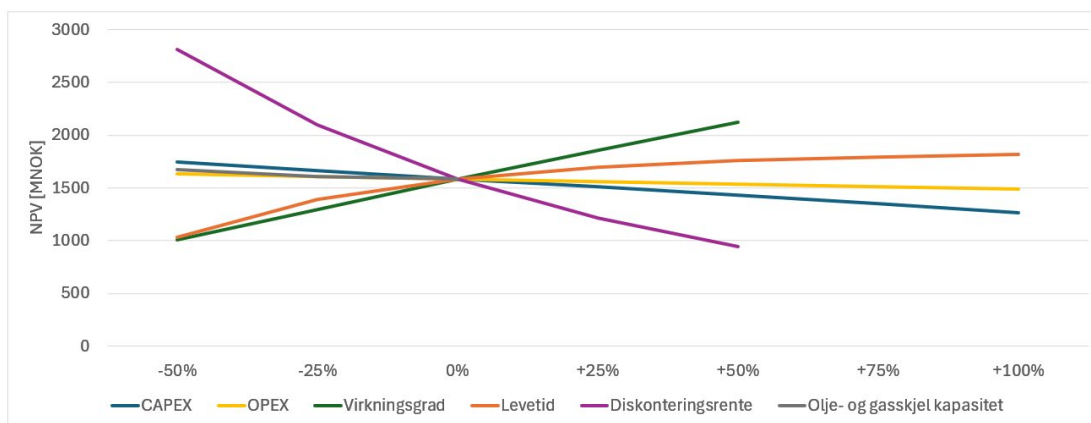
Figur 4-8 Resultater basisscenarioer ATES

I Figur 4-8 vises at strømprisscenarioet 2020 NO1 i basisscenarioet oppnår lavest NPV med omtrent 300 MNOK, og også lengst DPT på 13,3 år. Følsomhetsanalysen viste at strømprisscenario 2022 NO4 fikk lavest NPV på 112 MNOK, når virkningsgraden redusertes med 50 %, fra 50 % til 25 %. For ATES resulterte dermed ingen av justeringene i følsomhetsanalysen til negativ NPV, dermed ingen ulønnsomme investeringer blant alle strømprisscenarioer. Resultatene fra følsomhetsanalysen til strømprisscenarioet 2022 NO4 er vist i Figur 4-9.



Figur 4-9 ATES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO4

Figur 4-9 viser hvordan justering av parametere for ATES påvirker NPV til strømprisscenarioet der lavest NPV ble oppnådd. Dobling av CAPEX resulterer i NPV på 160 MNOK og en lagerkapasitet på 60 GWh, mens den ellers lå mellom 91 – 95 GWh for de andre justeringene i samme prisscenarioet.



Figur 4-10 ATES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2

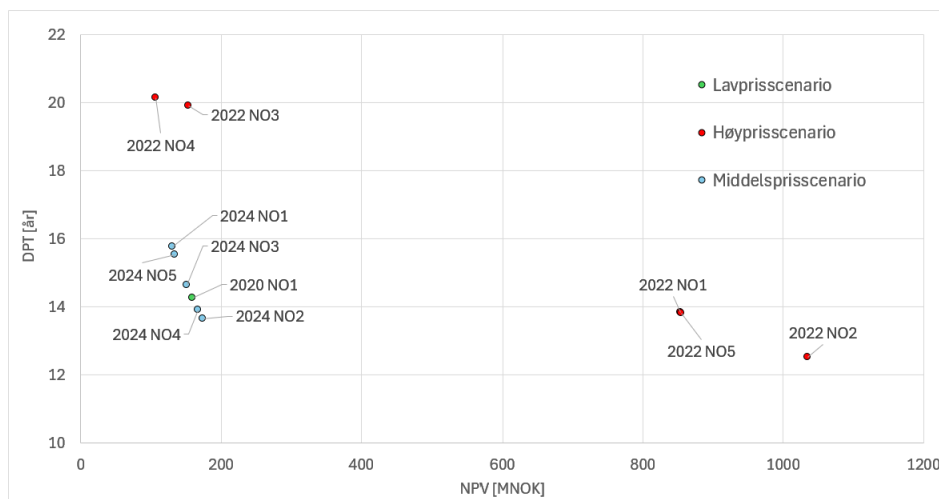
I Figur 4-10 vises resultatene fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2. Resultatene viser det scenarioet med høyest NPV, på 3 000 MNOK når diskonteringsrenten redusertes med 50 % fra 6 % til 3 %. Ettersom prisscenario 2022 NO2 har en svært høy strømpris, viser det seg at redusering av olje- og gasskjelens kapasitet, likt som for BTES, øker NPV og er den motsatte effekt av det for lavprisscenarioene som for eksempel vist i Figur 4-9. Gjennom hele følsomhetsanalysen for dette scenarioet var lagerkapasiteten konstant på 91 GWh.

Lavest lagerkapasitet var 23 GWh i prisscenario 2020 NO1 der CAPEX ble økt med 100 %. I følsomhetsanalysen lå lagerkapasiteten i snitt på 86 GWh, NPV på 691 MNOK og DPT på 11 år for alle justeringene og prisscenarioene for ATES. Generelt for ATES tåler CAPEX og OPEX stor økning, levetiden viser seg å ha mest innflytelse på NPV når den blir redusert, kontra lite positiv påvirkning på NPV når den økes. Prosentvis justering av virkningsgrad og diskonteringsrente har høyest stigningstall, som indikerer at virkningsgraden til et ATES-system ikke må være for lav for å være lønnsomt, og diskonteringsrenten ikke for høy. ATES viser seg dermed gitt antagelsene og resultatene i denne analysen, til å være en teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og parametere samt ulike strømprisscenarioer.

4.2.5 Resultater – CTES (eksisterende tanker / gruver)

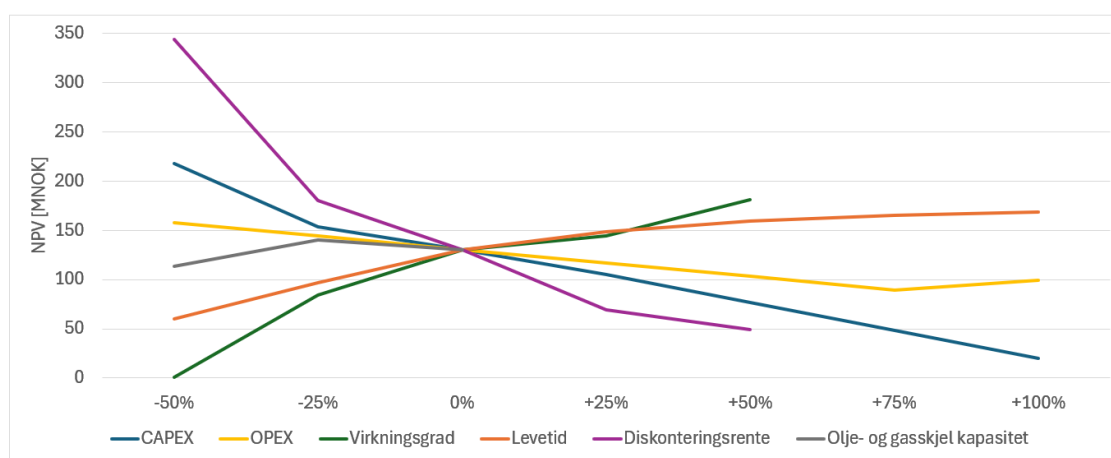
Alle strømprisscenarioene i basisscenarioene for CTES med eksisterende tanker / gruver (CTES_g) resulterte i positiv NPV fra omtrent 107 MNOK for strømprisscenarioet 2022 NO4, til 1025 MNOK for det høyeste strømprisscenarioet 2022 NO2, som vist i Figur 4-11. I snitt

ligger NPV for basisscenarioene på 365 MNOK. DPT ligger mellom 13 – 20 år, med et snitt på 15 år. Installert lagringskapasitet ligger for basisscenarioene mellom 18 – 91 GWh, med et snitt på 40 GWh.



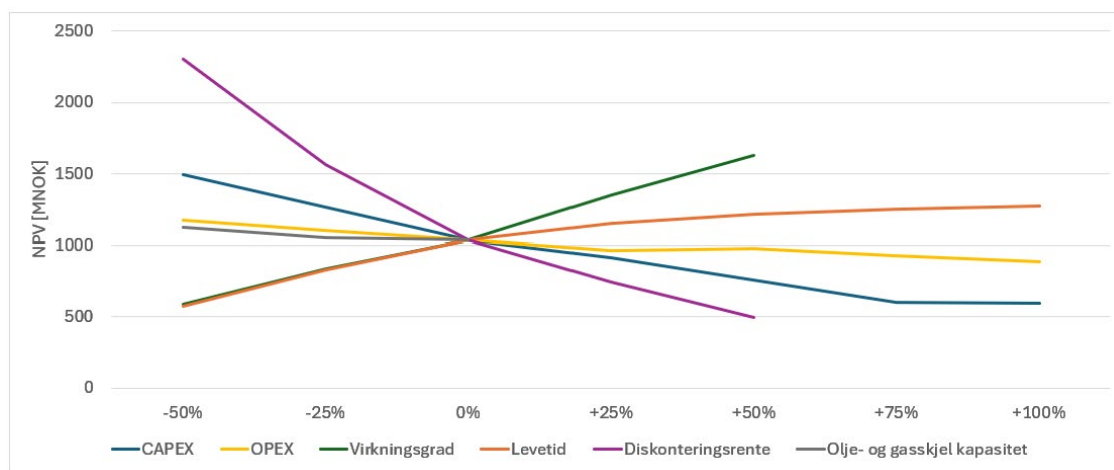
Figur 4-11 Resultater basisscenarioer CTES (eksisterende tanker / gruver)

Figur 4-11 viser at strømprisscenarioet 2022 NO4 i basisscenarioet oppnår lavest NPV med omtrent 107 MNOK, og også lengst DPT på omtrent 20 år. Følsomhetsanalysen viste at strømprisscenario 2024 NO1 fikk lavest NPV med kun 1 MNOK, når virkningsgraden redusertes med 50 %, fra 60 % til 30 %. For CTES_g resulterte dermed ingen av justeringene i følsomhetsanalysen til negativ NPV, dermed ingen ulønnsomme investeringer blant alle strømprisscenarioer. Resultatene fra følsomhetsanalysen til strømprisscenarioet 2024 NO1 er vist i Figur 4-12.



Figur 4-12 CTES_g - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2024 NO1

Figur 4-12 viser hvordan justering av parametere for CTES_g påvirker NPV til strømprisscenarioet der lavest NPV ble oppnådd. Figuren visualisere at justeringer av parametere i en retning ikke betyr at NPV kun økes eller kun reduseres. For eksempel reduseres NPV for OPEX fra 130 MNOK til 90 MNOK når satsen går fra basisscenarioet (0 %) til + 75 %, men så økes NPV for samme parameter når satsen økes til + 100 %. Grunnen for dette er at lagerkapasiteten holdes av LP-modellen konstant på 18 GWh fram til den reduseres til 11 GWh, noen som i dette tilfelle er mer lønnsomt. Økning i CAPEX følger i dette prisscenariet en tilnærmet lineær reduksjon i NPV, men holdes fortsatt over 0 i NPV. Lagerkapasiteten var i flere tilfeller lavest med 11 GWh, og høyest med 40 GWh da virkningsgraden økte med 50 %. I snitt lå lagerkapasiteten på 20 GWh, NPV på 124 MNOK og DPT på 18 år for dette prisscenarioet.



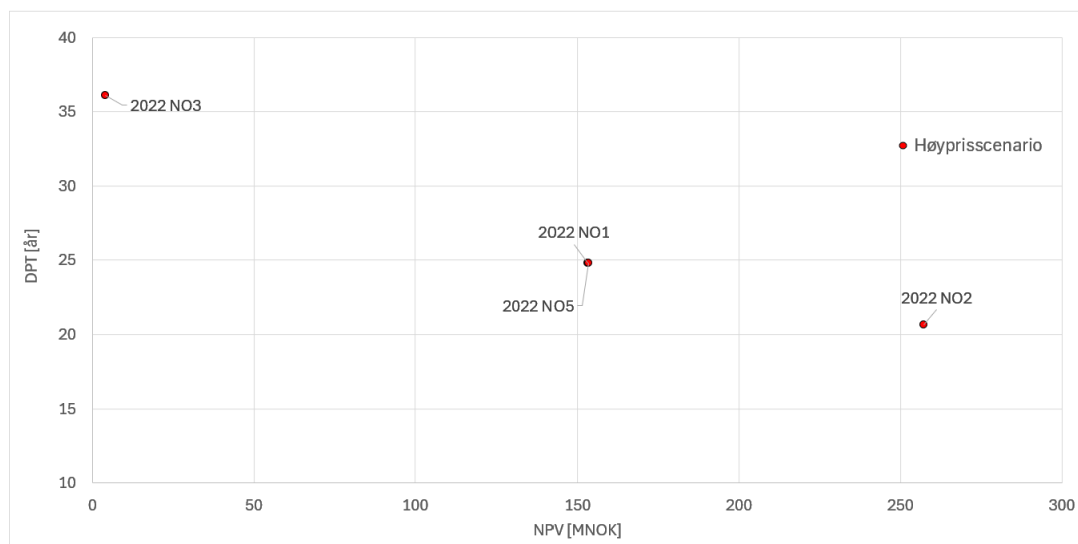
Figur 4-13 CTES_g - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2

I Figur 4-13 vises resultatene fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2. Resultatene viser det scenarioet med høyest NPV, på 2 300 MNOK når diskonteringsrenten redusertes fra 6 % til 3 %. Ettersom prisscenario 2022 NO2 har en svært høy strømpris, viser det seg at redusering av olje- og gasskjelens kapasitet, likt som for BTES og ATES, øker NPV og er den motsatte effekt av det for lavprisscenarioene. Lagerkapasiteten var for dette prisscenarioet i snitt 80 GWh, og lå generelt på 91 GWh. Når CAPEX økte med 100 % redusertes lagerkapasiteten til det laveste for dette prisscenarioet, til 29 GWh og NPV til 600 MNOK.

Lavest lagerkapasitet var 6,5 GWh i prisscenario 2022 NO3 og NO4, der CAPEX ble økt med 100 %. I følsomhetsanalysen lå lagerkapasiteten i snitt på 36 GWh, NPV på 363 MNOK og DPT på 16 år for alle justeringene og prisscenarioene for CTES_g. Generelt for CTES_g tåler CAPEX og OPEX stor økning, levetiden viser seg å ha mest innflytelse på NPV når den blir redusert, kontra lite positiv påvirkning på NPV når den økes. Prosentvis justering av virkningsgrad og diskonteringsrente har høyest stigningstall, som indikerer at virkningsgraden til et CTES_g-system ikke må være for lav, og diskonteringsrenten ikke for høy. CTES med eksisterende tanker / gruver viser seg dermed, gitt antagelsene og resultatene i denne analysen, til å være en STES-teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og parametere samt ulike strømprisscenarioer.

4.2.6 Resultater – CTES (kunstig utgravd / utsprenget)

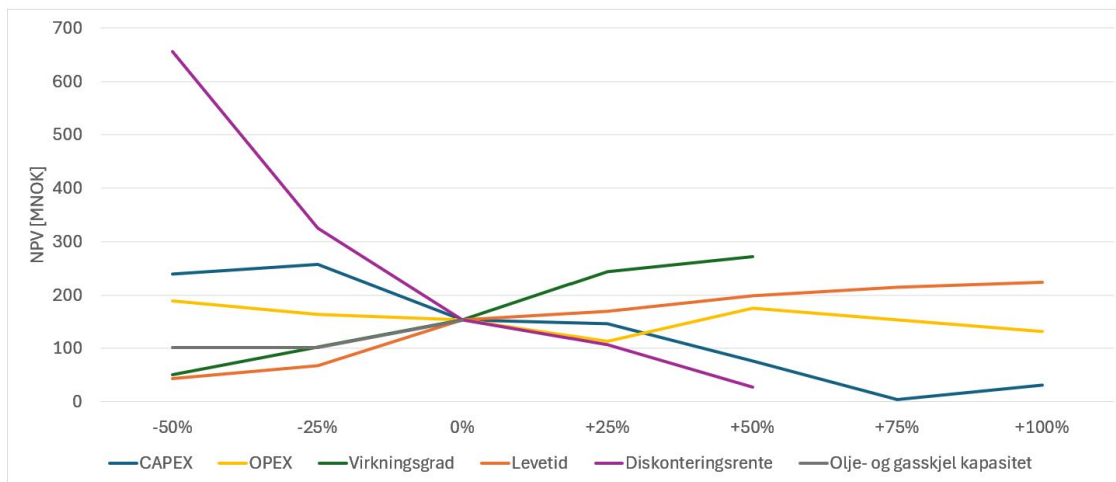
Det var få strømprisscenarioer der CTES med kunstig utgraving (CTES_u) resulterte i positiv NPV for basisscenarioene. De 4 scenarioene var alle fra 2022, året med høyest strømpris, der NPV lå mellom 4 – 260 MNOK. DPT lå mellom 25 – 36 år og lagerkapasitet mellom 4 – 20 GWh. Resultatene fra basisscenarioene er vist i Figur 4-14.



Figur 4-14 Resultater basisscenarioer CTES (kunstig utgravd / utsprenget)

For strømprisscenarioene 2022 NO1, NO2 og NO5, resulterte alle justeringene i følsomhetsanalysen i positiv NPV. Lagerkapasiteten lå mellom 6,5 og 62 GWh med et snitt på 21 GWh. I Figur 4-15 vises resultatene fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022

NO1. Igjen følger ikke alle justeringene i samme retning en lineær kurve på grunn av ulik lagerkapasitet. Grafen viser tydelig at justering av diskonteringsrenten og CAPEX har størst effekt på NPV.



Figur 4-15 CTES_u - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO1

For strømprisscenarioer der basisscenarioet ikke resulterte i positiv NPV, måtte enten CAPEX eller diskonteringsrenten reduseres med 50 % for å få alle til å ha positiv NPV. Dette er vist i Tabell 4-4.

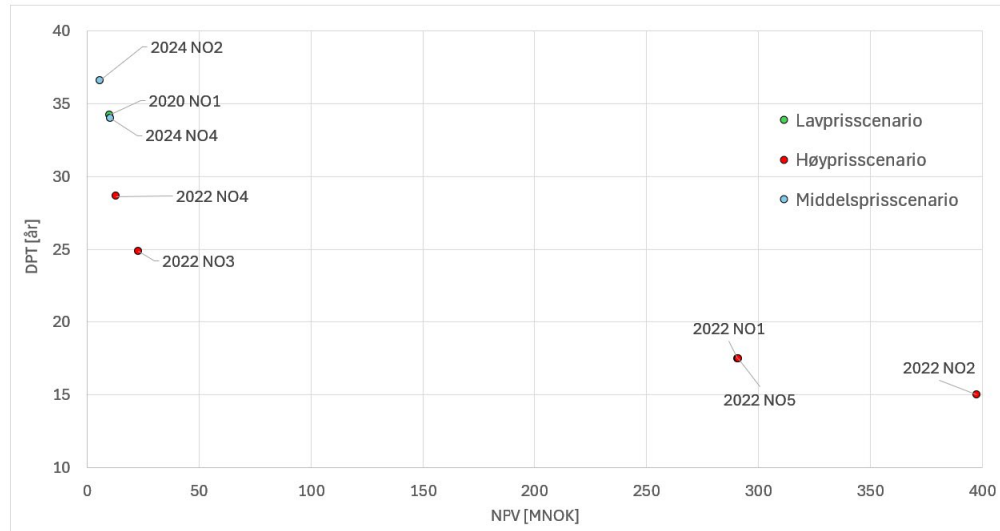
Tabell 4-1 CTES_u – Resultater av følsomhetsanalyse for strømprisscenarioer der følsomhetsanalysen resulterer i NPV < 0

Strømprisscenario	Parameter	Prosentvis justering						
		-50%	-25%	0%	+25%	+50%	+75%	+100%
2020 NO1	CAPEX	49	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2020 NO1	Diskonteringsrente	57	15	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO3	CAPEX	31	19	4	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO3	OPEX	6	11	4	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO3	Virkningsgrad	< 0	< 0	4	6	11	-	-
2022 NO3	Levetid	< 0	< 0	4	11	15	17	18
2022 NO3	Diskonteringsrente	72	24	4	< 0	< 0	-	-
2022 NO3	Olje- og gasskjel kapasitet	< 0	< 0	4	-	-	-	-
2022 NO4	CAPEX	11	6	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO4	OPEX	7	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO4	Virkningsgrad	< 0	< 0	< 0	< 0	19	-	-
2022 NO4	Levetid	< 0	< 0	< 0	< 0	3	5	6
2022 NO4	Diskonteringsrente	48	20	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO4	Olje- og gasskjel kapasitet	3	< 0	< 0	-	-	-	-
2024 NO1	CAPEX	19	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO1	Virkningsgrad	< 0	< 0	< 0	< 0	9	-	-
2024 NO1	Diskonteringsrente	6	< 0	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO2	CAPEX	55	< 0	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO2	Diskonteringsrente	68	19	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO3	CAPEX	39	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO3	Virkningsgrad	< 0	< 0	< 0	1	20	-	-
2024 NO3	Diskonteringsrente	40	3	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO4	CAPEX	53	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO4	Virkningsgrad	< 0	< 0	< 0	< 0	34	-	-
2024 NO4	Diskonteringsrente	64	18	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO5	CAPEX	22	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO5	Virkningsgrad	< 0	< 0	< 0	< 0	12	-	-
2024 NO5	Diskonteringsrente	12	< 0	< 0	< 0	< 0	-	-

Selv om prisscenarioet 2022 NO3 resulterte i basisscenario med en positiv NPV, er denne tatt med i tabellen ettersom følsomhetsanalysen viser at bare få justeringer førte til negativ NPV. I tabellen er parametere der ingen justering førte til positiv NPV ekskludert. Tabell 4-4 viser at i tillegg til reduksjon i CAPEX og diskonteringsrente, kunne også økning i virkningsgrad og levetid resultere i positiv NPV for noen prisscenarioer. Disse funnene viser at CTES med kunstig utgraving, gitt antagelsene i analysen, ikke er en STES-teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og variabler for lave strømprisscenarioer.

4.2.7 Resultater – TTES

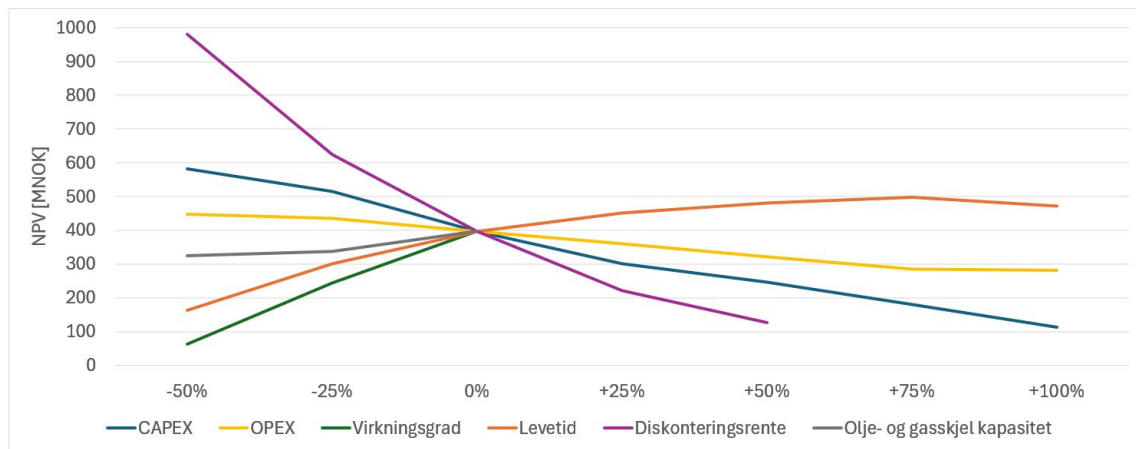
Resultatene fra basisscenarioet for TTES viser at flere strømprisscenarioer resulterer i negativ NPV og NPV nærme null. Figur 4-16 viser basisscenarioene med positiv NPV. Strømprisscenarioene 2024 NO1, NO3 og NO5 resulterte i negativ NPV, og er ikke inkludert i figuren. Av basisscenarioene med positiv NPV ligger NPV mellom 6 – 400 MNOK der 5 av 8 scenarioer har en NPV < 25 MNOK. DPT ligger mellom 15 – 34 år og lagerkapasitet mellom 3 og 16 GWh med et snitt på 8,6 GWh.



Figur 4-16 Resultater basisscenarioer TTES

Av strømprisscenarioene fikk høyprisscenarioene 2022 NO1, NO2 og NO5 kun positiv NPV i følsomhetsanalysen. Strømprisscenarioet med høyest NPV i følsomhetsanalysen er 2022 NO2, der diskonteringsrenten reduseres fra 6 % til 3 %, vises i Figur 4-17. Justering av

virkningsgraden med – 50 % resulterer i lavest NPV på 63 MNOK, fulget av 100 % økning av investeringskostnaden (112 MNOK) og 50 % økning av diskonteringsrente (126 MNOK).



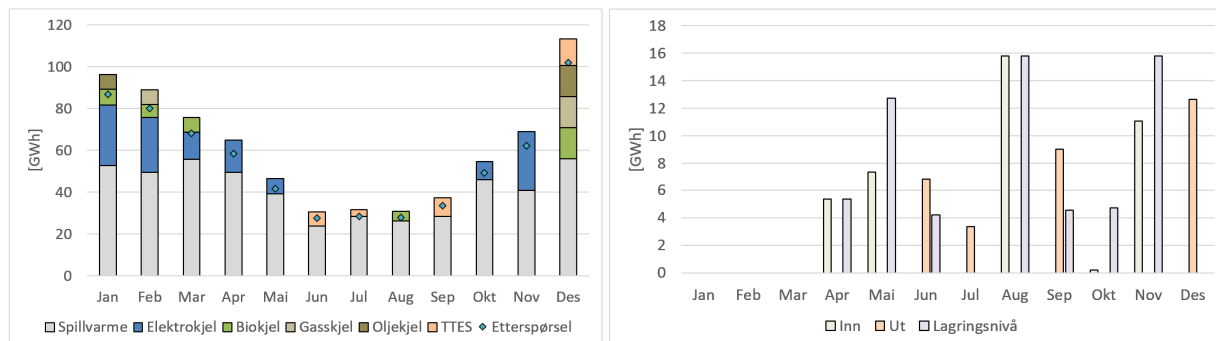
Figur 4-17 TTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2022 NO2

For resterende strømprisscenarioene viste følsomhetsanalysen at lite justering førte til negativ NPV. Dette, sammen med når NPV ble positiv, vises i Tabell 4-5.

Tabell 4-2 TTES -Resultater av følsomhetsanalyse for strømprisscenarioer der følsomhetsanalysen resulterer i NPV < 0

Strømprisscenario	Parameter	Prosentvis justering						
		-50%	-25%	0%	+25%	+50%	+75%	+100%
2020 NO1	CAPEX	107	40	10	< 0	< 0	< 0	< 0
2020 NO1	OPEX	34	21	10	< 0	< 0	< 0	< 0
2020 NO1	Virkningsgrad	< 0	< 0	10	-	-	-	-
2020 NO1	Levetid	< 0	< 0	10	19	25	28	30
2020 NO1	Diskonteringsrente	136	59	10	< 0	< 0	-	-
2020 NO1	Olje- og gasskjel kapasitet	10	12	10	-	-	-	-
2022 NO3	CAPEX	83	39	23	2	< 0	< 0	< 0
2022 NO3	OPEX	25	30	23	16	8	4	< 0
2022 NO3	Virkningsgrad	< 0	< 0	23	-	-	-	-
2022 NO3	Levetid	< 0	10	23	30	34	23	25
2022 NO3	Diskonteringsrente	108	47	23	1	< 0	-	-
2022 NO3	Olje- og gasskjel kapasitet	16	8	23	-	-	-	-
2022 NO4	CAPEX	58	25	13	< 0	< 0	< 0	< 0
2022 NO4	OPEX	26	19	13	6	< 0	< 0	< 0
2022 NO4	Virkningsgrad	< 0	< 0	13	-	-	-	-
2022 NO4	Levetid	< 0	2	13	19	22	24	25
2022 NO4	Diskonteringsrente	85	25	13	< 0	< 0	-	-
2022 NO4	Olje- og gasskjel kapasitet	12	14	13	-	-	-	-
2024 NO1	CAPEX	64	20	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO1	OPEX	3	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO1	Diskonteringsrente	64	19	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO1	Olje- og gasskjel kapasitet	< 0	< 0	< 0	-	-	-	-
2024 NO2	CAPEX	107	39	6	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO2	OPEX	33	19	6	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO2	Virkningsgrad	< 0	< 0	6	-	-	-	-
2024 NO2	Levetid	< 0	< 0	6	17	23	27	29
2024 NO2	Diskonteringsrente	135	39	6	< 0	< 0	-	-
2024 NO2	Olje- og gasskjel kapasitet	11	12	6	-	-	-	-
2024 NO3	CAPEX	90	23	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO3	OPEX	21	9	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO3	Levetid	< 0	< 0	< 0	6	12	15	17
2024 NO3	Diskonteringsrente	107	42	< 0	< 0	< 0	-	-
2024 NO4	CAPEX	107	39	10	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO4	OPEX	36	23	10	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO4	Virkningsgrad	< 0	< 0	10	-	-	-	-
2024 NO4	Levetid	< 0	< 0	10	21	27	31	33
2024 NO4	Diskonteringsrente	135	60	10	< 0	< 0	-	-
2024 NO4	Olje- og gasskjel kapasitet	15	13	10	-	-	-	-
2024 NO5	CAPEX	67	24	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO5	OPEX	7	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0	< 0
2024 NO5	Diskonteringsrente	70	24	< 0	< 0	< 0	-	-

Redusering av CAPEX eller diskonteringsrenten, eller øking av levetiden, resulterte for de fleste scenarioene en positiv NPV. For middelsstrømprisscenarioene fra året 2024 ble NPV påvirket positivt ved å redusere olje- og gasskjel kapasitet. Derimot ga det en motsatt effekt for høystrømprisscenarioene fra 2022. Ettersom virkningsgraden allerede i basisscenarioet er på 80 % for TTES, ville økt justering føre til virkningsgrad på 100 % og over. Dermed ble denne ikke justert opp, og kunne ikke påvirke NPV positivt.



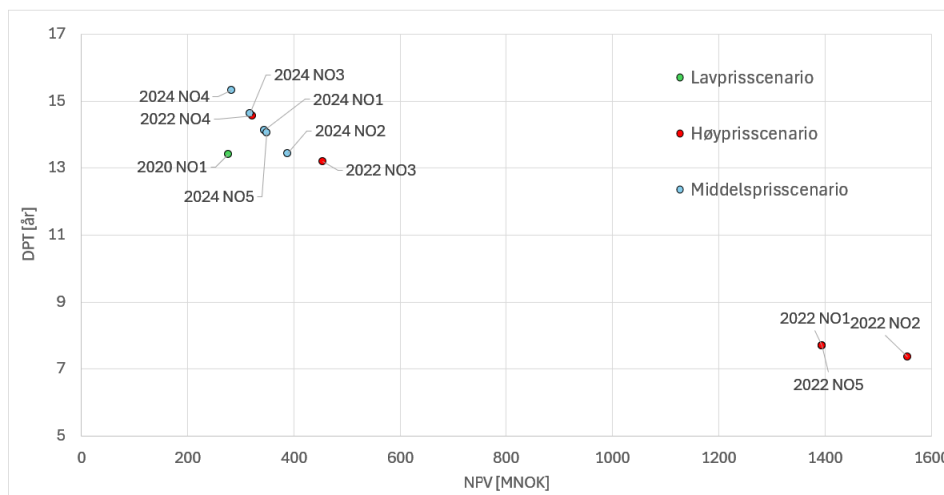
Figur 4-18 Resultatet LP-modell fra TTES basisscenario 2022 NO2

For spesielt TTES og CTES, beregnet LP-modellen at det var mer lønnsomt å bruke mindre lagerkapasitet for å lagre energi noen få måneder, enn å lagre energien en hel sesong. Et slikt tilfelle er vist for basisscenario 2022 NO2 i Figur 4-18. Til venstre vises hvordan produksjonsteknologiene og TTES tilfredsstille etterspørsel inkludert tapet i fjernvarmenettet. Til høyre vises TTES lagernivå og når termisk energi lades inn og ut. I prisscenario 2022 NO2 var strømprisen høyere på sommeren enn på vinteren, og dermed lades lageret opp om våren og velger allerede å lade ut varme om sommeren for å erstatte produksjon fra elektrokjelen. Ettersom TTES har høy utladningskapasitet og virkningsgrad i forhold til andre STES-teknologier var det kun TTES som valgt et slikt driftsmønster. Dette var selv om virkningsgraden var satt utfra varmetapet mellom sommer og vinter. Månedlig varmetap kunne i dette tilfellet resultere i bedre resultater, men er ikke undersøkt i denne analysen.

Funnene viser at TTES, gitt antagelsene i analysen, ikke er en STES-teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og variabler for lave strømprisscenarioer.

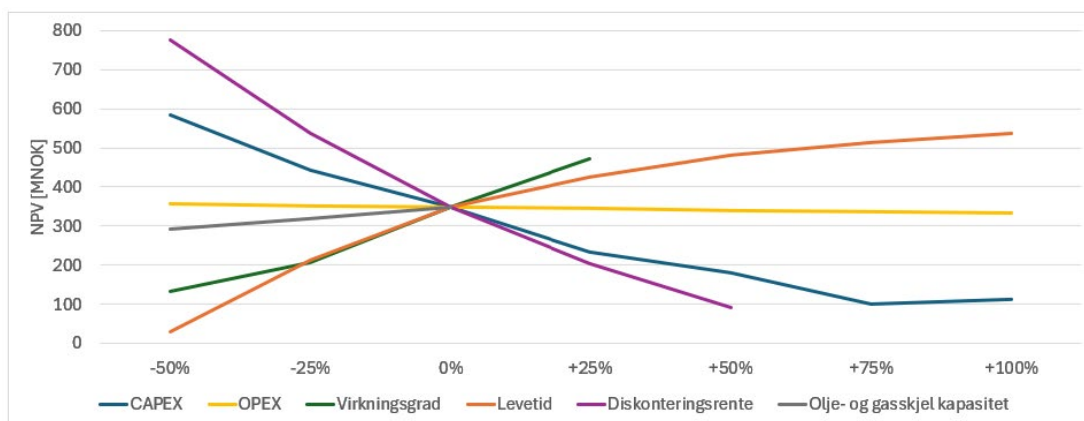
4.2.8 Resultater – PTES

Alle strømprisscenarioene i basisscenarioene for PTES resulterte i positiv NPV fra omtrent 280 MNOK for det laveste strømprisscenarioet 2020 NO1, til 1 550 MNOK for det høyeste strømprisscenarioet 2022 NO2, som vist i Figur 4-19. I snitt ligger NPV for basisscenarioene på 643 MNOK. DPT ligger mellom 7 – 16 år, med et snitt på 12 år. Installert lagringskapasitet ligger for basisscenarioene mellom 64 – 102 GWh.



Figur 4-19 Resultater basisscenarioer PTES

I Figur 4-19 vises at strømprisscenarioet 2020 NO1 i basisscenarioet oppnår lavest NPV med omtrent 280 MNOK, men ikke lengst DPT. Lengst DPT av basisscenarioene hadde strømprisscenarioet 2024 NO4. Følsomhetsanalysen viste at strømprisscenario 2024 NO5 fikk lavest NPV på 31 MNOK, når levetiden redusertes med 50 %, fra 30 til 15 år. For PTES resulterte dermed ingen av justeringene i følsomhetsanalysen til negativ NPV, dermed ingen ulønnsomme investeringer blant alle strømprisscenarioer. Resultatene fra følsomhetsanalysen til strømprisscenarioet 2024 NO5 er vist i Figur 4-20.



Figur 4-20 PTES - Resultater fra følsomhetsanalysen for strømprisscenario 2024 NO5

Figur 4-20 viser også at blant annet økning av CAPEX fører til lavere NPV, som også resulterer i lavest lagerkapasitet på 37 GWh. I følsomhetsanalysen for PTES ble lavest lagerkapasitet på 14 GWh funnet i strømprisscenario 2020 NO1 når CAPEX økte med 100 %. I snitt lå denne på 84 GWh, NPV på 635 MNOK og DPT på 13 år for alle justeringene og prisscenarioene for PTES.

Generelt for PTES, tåler CAPEX og OPEX stor økning, levetiden viser seg å ha mest innflytelse på NPV når den blir redusert kontra lite positiv påvirkning på NPV når den økes. PTES viser seg dermed gitt antagelsene og resultatene i denne analysen, til å være en STES-teknologi robust mot endringer i kostnadsstrukturen og parametere samt ulike strømprisscenarioer.

5 Diskusjon

5.1 Litteraturstudiet

Litteraturstudiet viste at det eksistere og er i bruk forskjellige teknologier for termisk energilagring. I denne oppgaven ble det kun utforsket STES-teknologiene basert på følbare varme, der flere er UTES-teknologier. Det viser seg at flere av disse teknologiene er utbredt i Norden og Europa, og at BTES- og ATES-systemer er i bruk og under planlegging i Norge. UTES-, PTES og TTES-teknologier er ifølge IEA ansett som modne for allerede 10 år siden, og i kommersiell fase med synkende investeringskrav og økonomisk risiko. Lignende funn ble gjort ved innsamlinger av investeringskostnader til realiserte anlegg, der både BTES og PTES viser trender for reduksjon av investeringskostnaden per $MWh_{\text{lagerkapasitet}}$ for etablerte anlegg i nyere tid. Når det gjelder modenhet viser derimot HEATSTORE prosjektet til at det må differensieres mellom lav temperatur (LT) og høytemperatur (HT) UTES-teknologier, der først nevnte klassifiseres i samme modenhetsgrad som IEA anslår. Derimot kunne HT-UTES-teknologier kun klassifiseres i fasen tidlig kommersielle og demo- / pilotprosjekter, og dermed lavere modenhet. HEATSTORE prosjektet konstaterer at realisering av flere HT-UTES demo- og pilotprosjekter er nøkkelen for å gi mer kunnskap og erfaring om teknologiene. Flere norske fjernvarmesystemer med overproduksjon om sommeren har gode forutsetninger til å delta med å bygge disse kunnskapene. FTES-anlegget i Tromsø Kvitebjørn Varme er et eksempel i Norge der fjernvarmesystemet lagrer overskuddsproduksjon, der erfaringene vil være fordelaktig både nasjonalt og internasjonalt.

Temperaturer på vannet produsert fra avfallsforbrenningen er i et høyere område på 60 °C til over 140 °C (Sollesned & Helgerud, 2009, s. 30), og det eldre norske fjernvarmenettet distribuerer vannet, ifølge Norsk Fjernvarme (u.å.) og Rosvold (2021), i temperaturområder på 80 - 120 °C under trykk. Nyere fjernvarme som utvikles i dag bruker energibærende vann i så lave temperaturer som 40 – 50 °C (Norsk Fjernvarme, u.å.). Dersom sesonglagret plasseres lokalt der fjernvarmen produseres av for eksempel avfallsforbrenning, og temperaturen i vannet er høy, blir de mindre modne teknologiene for HT-lagring bedre egnet. Det samme gjelder dersom STES plasseres med lengre avstand til fjernvarmeproduksjonen,

med eldre distribusjonsnett med høyere temperatur, eller der direkte høy temperatur rør bygges over lengre strekk, direkte mellom fjernvarmeproduksjon og STES. Derimot, dersom STES plassering er langs det nyere fjernvarmedistribusjonsnettet med lavere temperatur, kan de mer modne LT-teknologiene velges ved å tappe inn og ut fra distribusjonsnettet. En avgjørende faktor for plasseringen av et sesonglager er for flere av teknologiene de geologiske egenskapene i den lokale berggrunnen og fysisk plass i forhold til dimensjon.

Norges geologi har i litteraturen blitt omtalt som godt egnet for BTES-teknologier, og ettersom FTES og CTES har de samme geologiske forutsetninger, antas det at Norges geologi også egner seg for disse. ATES-systemer har behov for geologiske forutsetninger som kun finnes i noen deler av landet, og det blir dermed fort begrensinger for hvordan termisk energi fra fjernvarmesystemer kan brukes i disse, dersom ikke lokasjonene krysser hverandre. Det kan også påpekes for CTES-systemer, som enten kan etableres i allerede eksisterende gruver / tanker i fjell, eller graves ut for formålet. For først nevnte er det også hensiktsmessig at fjernvarmesystemet og graven / tanken deler lokasjon. Å grave ut et kunstig hulrom i berggrunnen kan derimot gjøres lokalt, dersom berggrunnen tillater det.

Basert på litteraturstudien fremstår BTES og FTES som de mest egnede teknologiene for Norges fjernvarmesystem, både på grunn av den godt egnede norske geologien og fordi brønnboringsteknologi og varmepumper som utnytter grunnvarme allerede er godt etablert.

PTES og TTES kan i teorien etableres dersom det er areal til det. PTES vil selv med høy spesifikk lagerkapasitet beslaglegge et stort areal, ettersom toppen av lageret ikke er flerbruksmulig. TTES med samme spesifikk lagerkapasitet kan derimot bygges i høyden over bakken, eller delvis og helt under bakken, og kan dermed bli gjemt under for eksempel mindre bygninger, parkeringsplasser eller idrettsanlegg. Dermed kan TTES være mindre arealkrevende enn PTES. BTES, FTES, CTES og ATES kan også utformes slik at området over lageret kan brukes til andre formål, noe som er fordelaktig for lokasjoner med arealmangel.

5.2 LP-modellen, lønnsomhets- og følsomhetsanalysen

Resultatene fra LP-modellen og lønnsomhets- og følsomhetsanalysen viser at flere teknologier er lønnsomme som sesonglager i det modellerte fjernvarmesystemet. Hvorvidt en teknologi viser seg å være lønnsom, avhenger av investeringskostnaden og de unngåtte produksjonskostnadene. De unngåtte produksjonskostnadene er avhengig av produksjonskostnadene til produksjonsteknologiene i fjernvarmesystemet. Strømprisene har i de siste årene vært ustabile med både høye og lave priser i alle sesonger, vist i Figur 3-5. I modellen ble det derfor brukt både lav-, middels- og høystrømprisscenarioer, der sist nevnte resulterte i svært høyere NPV. STES-systemet erstatter i dette tilfelle produksjonen fra elektrokjelen, som i høystrømprisscenarioene resulterer i høye unngåtte produksjonskostnader. Derimot blir de unngåtte produksjonskostnadene lavere i lavstrømprisscenarioene. Siden det er brukt forskjellige strømprisscenarioer, fanger modellen opp lønnsomheten blant alle.

Prognoser til NVE (2023) viser at strømprisene vil i snitt ligge på 80 øre/kWh i 2030, og synke til 49 øre/kWh mot 2040. Disse prisene ligner mest på middelsstrømprisscenarioene brukt i modellen. Dersom prognosene er rett vil kun BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker) gi lønnsomme resultater.

Ettersom modellen brukte priser fra alle elspotområder i Norge, kunne resultatene også si noe om hvor i landet STES-teknologier er lønnsomme. Elspotområdene NO3 og NO4 i nord har i de siste årene hatt betydelig lavere spotpris enn resten av landet i sør, og dermed viser modellen lavere NPV for NO3 og NO4. Prognosene til NVE (2023) viser at prisforskjellen vil reduseres mot 2030 og være fraværende i 2040. Dermed kan resultatene fra modellen være feilaktig for NO3 og NO4, dersom prognosene stemmer.

For teknologiene BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker) viser alle strømprisscenarioene lønnsomme resultater. Det betyr at selv om strømprisen er på et lavt nivå gjennom hele systemets levetid, som i dette scenarioet var et års snitt på 10 øre/kWh, resulterer lageret med positiv NPV. I dette tilfelle er det produksjonskostnadene til de andre teknologiene enn elektrokjelen som påvirker de unngåtte produksjonskostnadene til STES-

systemet. Dermed bio-, olje- og gasskjeler, der brenselkostander også svinger. Produksjonskostnadene til blant annet bio-, olje- og gasskjelen, er basert på beregninger til NVE (2015), der kostnader er inflasjonsjustert og brenselkostander er oppdatert med et snitt fra årene 2021-2023 fra EnergiAktuelt (2023). Brenselkostnadene viste en økning gjennom årene, men ingen klar sammenheng i prisvariasjon mellom sesongene, og er derfor holdt lik for alle årene i modellen. Dersom brenselprisene derimot synker til et lavere nivå igjen, vil det påvirke lønnsomheten til STES-teknologiene negativt, og resultatene vil avvike.

I modellen er det valgt å redusere olje- og gasskjelens kapasiteter, med bakgrunn i forslag fra Regjeringen om å forby bruk av fossile brenslere i energiproduksjonen. Resultatene viser at dersom kapasiteten erstattes av elektrokjelen, vil lønnsomheten til STES reduseres for lavstrømprisscenarioer, men derimot økes for høystrømprisscenarioene. Fremtidens høyere strømpriser vil dermed være gunstige for STES-systemer, der termisk energi ut fra lageret kan erstatte produksjon fra elektrokjeler.

I modellen er det bruk månedlige snittpriser for å fange opp variasjoner i sesongene. Snittprisene skjærer derimot for variasjoner i mer detaljert oppløsning som døgn eller timer. Med timesverdier på termisk energiproduksjon fra fjernvarmesystemer, etterspørsel av fjernvarme og spotpriser, kan man modellere et termisk energilager mer detaljert og tilpasse den faktiske driften til fjernvarmesystemet. Slike detaljer vil også i større grad belyse om et STES kun brukes som sesonglager, eller om korttidslagring også benyttes for å lagre energi ved prisvariasjoner mellom for eksempel natt og dag. Dette kan ha stor betydning for lønnsomheten, da optimal drift kan bidra til å øke lagerets unngåtte produksjonskostnader og redusere nødvendig lagerkapasitet.

LP-modellen beregnet i hvert scenario en optimal lagerkapasitet til STES-teknologien. For nesten alle scenarioene beregnet for BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver/tanker), valgte modellen en betydelig høyere lagerkapasitet enn 10 GWh, som investeringskostnaden var basert på. Ettersom investeringskostnaden per lagerkapasitet sank ved økningen i lagerkapasitet for flere av teknologiene, kan det bety at mange av lønnsomhetsberegningene kunne resultere i høyere NPV. Følsomhetsanalysen besvarte i denne sammenheng hvilken

lagerkapasitet teknologiene kunne ha for å forbli lønnsomme. For BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker) var dette henholdsvis 19 GWh, 23 GWh, 14 GWh og 6,5 GWh.

Virkningsgradene for STES-teknologiene brukt i modellen er basert på eksisterende installasjoner og faktaark. For UTES-teknologier er virkningsgraden svært avhengig av geologiske forhold. I følsomhetsanalysen ble virkningsgraden justert både opp og ned. Dette kan vise til teknologiernes lønnsomhet dersom geologiske forholdene ikke er optimal. Følsomhetsanalysen viste at BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker), med en redusert virkningsgrad med 50 %, fortsatt ga lønnsomme resultater for alle scenarioene. Dette kan bety at også lokasjoner med redusert geologisk egenhet kan være lønnsomme. Virkningsgradene viser til varmetapet mellom sommer og vinter. LP-modellen valgte i flere scenarioer for TTES og CTES å lade inn og ut av STES med kun få måneders mellomrom, ettersom disse teknologiene har høyere investeringskostnader enn unngåtte produksjonskostnader. Virkningsgraden kan i dette tilfellet vært et konservativt valg, ettersom varmetapet mellom måneder er mindre enn sesonger.

Resultatene viste at modellen nesten helhetlig kun valgte termisk energi fra overskuddsproduksjon som hovedkilde for oppladning av STES-teknologiene. Dette er logisk, ettersom denne energi vanligvis blir kjølt bort mot en kostnad. I det norske fjernvarmesystemet er mengden termisk energi som kjøles bort på grunn av overskuddsproduksjon, mellom 0,8 – 1 TWh i året. Å utnytte denne energien fremfor å la den gå til spille, gir betydelige økonomiske fordeler ved bruk av STES-teknologier.

Noe annet å adressere er etterspørselen av termiske energi i fremtidige år. SSB (2024) viser at netto fjernvarmeproduksjon har hatt en stabil økning fra 4,9 TWh i 2010 til 8,3 TWh i 2023, og statistikk viser ingen tegn til stagnering i denne utviklingen. Selv om klimaet har blitt varmere, er fjernvarmebehovet fortsatt økende. For et STES med levetid på flere tiår, er det fordelaktig å vite at varmebehovet også eksisterer i fremtiden.

I videre forskning er det behov for å benytte høyere tidsoppløsning i timer. Dette vil gi bedre muligheter for å implementere driften av et STES i et fjernvarmesystem, med svingninger i strømpris, produksjonsmønster og etterspørsel på termisk energi gjennom døgnet. Hvordan

de forskjellige STES-teknologiene driftes i eksisterende fjernvarmesystemer må også undersøkes. Det er også nødvendig å kombinere flere scenarioer for strømpris, produksjonsmønster og etterspørsel over flere år for å få en mer helhetlig forståelse av systemets ytelse. I tillegg er det behov for mer erfaringsdata knyttet til investeringskostnader for STES-teknologier i det norske markedet.

6 Konklusjon

For at en STES-teknologi generelt skal resultere i positiv NPV, er den avhengig av lav nok investeringskostnad per MWh lagerkapasitet og høy nok unngåtte produksjonskostnader. Resultatene fra analysen viser at BTES, ATES, PTES og CTES (eksisterende gruver / tanker) fremstår som lønnsomme STES-teknologiene i det modellerte fjernvarmesystemet. Disse teknologiene viste robust lønnsomhet i alle analysert strømprisscenarioer, samt ved justeringer i kostnadsstrukturen og virkningsgraden i følsomhetsanalysen. Følsomhetsanalysen viste at investeringskostnaden, virkningsgraden og diskonteringsrenten påvirker lønnsomheten mest. For TTES og CTES (kunstig utgraving) resulterte beregningene i få lønnsomme resultater. Disse teknologiene viste seg å være avhengige av enten svært høye strømpriser eller betydelige reduksjoner i investeringskostnader for å oppnå positive NPV. Dette indikerer at videre utvikling av disse teknologiene krever kostnadsreduksjoner og eventuelt teknologiske forbedringer for å ha potensiale som STES i et norsk fjernvarmesystem.

Lokal geologisk egenhet er avgjørende for flere av STES-teknologiene. Norges krystallinske berggrunn er godt egnet for BTES, FTES og CTES, mens ATES krever akviferer, som kun finnes store nok i begrensede områder. For PTES og TTES er arealbeslag en avgjørende faktor, der PTES kan være arealkrevende ettersom overflatearealet av lageret, i motsetning til de andre teknologiene, ikke har flerbruksmuligheter. Modenheten for undersøkte STES-teknologier er generelt høy, der alle teknologiene med unntak av FTES er i kommersiell fase.

Ut fra en helhetlig vurdering har UTES-teknologiene BTES, ATES og CTES (i eksisterende gruver/tanker) og PTES det største potensialet som STES-teknologi i det norske

fjernvarmesystemet. FTES blir en spennende teknologi å følge med på, ettersom den kan redusere antall borehull og investeringskostnader sammenlignet med BTES-teknologien.

Resultatene viste videre at STES-systemene i stor grad ble ladet med termisk energi fra overskuddsproduksjon fra avfallsforbrenning, som ellers ville blitt kjølt bort. Dette viser at STES-teknologier kan spille en viktig rolle i å utnytte allerede tilgjengelig termisk energi og redusere produksjonskostnader i fjernvarmesystemet.

7 Litteraturliste

- Alva, G., Lin, Y., & Fang, G. (2018). An overview of thermal energy storage systems. *Energy*, 144, 341-378. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.037>
- Andersson, O., Ekkestubbe, J., & Ekdahl, A. (2013). UTES (Underground Thermal Energy Storage)—Applications and Market Development in Sweden. *Journal of Energy and Power Engineering*, 7, 669-678.
- Bastesen, E., & Reilly, B. (2024). *Successful High Enthalpy Aquifer Technology Field Trials - Hydraulic Stimulation of Shallow Underground Thermal Storage Wells at an Industrial Facility in Norway*. SPE Europe Energy Conference and Exhibition, Turin, Italy. doi:<https://doi.org/10.2118/220117-MS>
- Bøhren, Ø., & Gjørsum, P. I. (2020). *Finans: Innføring i investering og finansiering*. (2. utg.). Fagbokforlaget.
- Dagestad, A., Hansen, L., & Braathen, A. (2003). *Hydrauliske egenskaper i løsmasser og fjell sett i sammenheng med EU-direktivet for deponering av avfall*. (2003.016). NGU. Hentet fra <https://openarchive.ngu.no/ngu-xmlui/handle/11250/2665066>
- Eggen, G., & Vangsnes, G. (2005). *Heat pump for district cooling and heating at Oslo Airport Gardermoen*. Proceedings 8th IEA Heat Pump Conference, Las Vegas, Nevada. Hentet fra <https://heatpumpingtechnologies.org/publications/heat-pump-for-district-cooling-and-heating-at-oslo-airport-gardermoen/>
- EnergiAktuelt. (2023, september 28). EnergiRapporten. *EnergiAktuelt, Årgang 20 Nummer 28*. Hentet fra <https://www.energiaktuelt.no/proeueutgaver.573795.no.html>
- Energiforsk. (2019). *Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termisk lager i fjärrvärménät*. (2019:598). Energiforsk AB. Hentet fra <https://energiforsk.se/program/termiska-energilager/rapporter/teknokonomisk-jamforelse-av-olika-tekniker-for-termiska-lager-2019-598/>
- Energistyrelsen. (2018). *Technology Data – Energy storage*. (0009). Energistyrelsen. Hentet fra <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>
- European Commission. (2024). *Rock cavern heat storage in Oulu, Finland*. Hentet april 4, 2025 fra Cordis: <https://cordis.europa.eu/project/id/BU.-00325-95>
- Forbrukerrådet. (u.å.). *Spotpriser*. Hentet januar 25, 2025 fra Forbrukerrådet: <https://www.forbrukerradet.no/strompris/spotpriser>
- Ganerød, G. V., & Ramstad, R. K. (2016, Mai 9). *Grunnvann som energikilde har ingen CO2-utslipp, likevel er det lite brukt i Norge*. Hentet fra Teknisk Ukeblad:

- <https://www.tu.no/artikler/grunnvann-som-energikilde-har-ingen-co2-utslipp-likevel-er-det-lite-brukt-i-norge/346855>
- González, R. M. (2023). *Energy Storage Systems A state-of-the-art study*. Savonia University of Applied Sciences. Hentet fra <https://www.theseus.fi/handle/10024/817353>
- HEATSTORE Project Consortium. (2020). *HEATSTORE – Roadmap for flexible energy systems with underground thermal energy storage towards 2050*. GEOTHERMICA ERA-NET Cofund. Hentet fra <https://www.heatstore.eu/downloads.html>
- Helen. (2018, Mars 22). *Gigantic cavern heat storage facility to be implemented in Mustikkamaa in Helsinki*. Hentet fra <https://www.helen.fi/en/news/2018/gigantic-cavern-heat-storage-facility-to-be-implemented-in-mustikkamaa>
- Helseth, L. (2024a, november 26). *varmekapasitet*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/varmekapasitet>
- Helseth, L. (2024b, november 26). *varmeledningsevne*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/varmeledningsevne>
- Herrmann, M., Fleuchaus, P., Godschalk, B., Verbiest, M., Sørensen, S., & Blum, P. (2025). *Aquifer thermal energy storage (ATES): How much do they cost?* EGU General Assembly 2025, Vienna, Austria. doi:<https://doi.org/10.5194/egusphere-egu25-15656>
- Hillier, F. S., & Hillier, M. S. (2019). *Introduction to Management Science* (Årg. 6e). McGraw-Hill Education.
- IEA. (2011). *Technology Roadmap - Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment*. IEA. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-efficient-buildings-heating-and-cooling-equipment>
- IEA. (2014). *Technology Roadmap - Energy storage*. IEA. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>
- IEA. (2024). *Renewables 2024*. IEA. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>
- Janiszewski, M. (2019). Techno-economic aspect of seasonal underground storage of solar thermal energy in hard crystalline rocks.
- Klima- og miljødepartementet. (2025). *Meld. St. 25 (2024–2025) - Klimamelding 2035 – på vei mot lavutslippssamfunnet*. Regjeringen. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20242025/id3095592/>
- Kvalsvik, K. H., Midttømme, K., & Ramstad, R. K. (2019). *Geothermal Energy Use, Country Update for Norway*. European Geothermal Congress 2019.

- Lieskoski, S., Koskinen, O., Tuuf, J., & Björklund-Sänkiäho, M. (2024, juli 15). A review of the current status of energy storage in Finland and future development prospects. *Journal of Energy Storage*, 93.
- Mahon, H., O'Connor, D., Friedrich, D., & Hughes, B. (2021). A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops. *Energy*, 239.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122207>
- Midttømme, K., Hauge, A., & Grini, R. (2009). Ground-Source Heat Pumps and Underground Thermal Energy Storage—Energy for the future. *Geology for Society*, 93-98.
- Midttømme, K., Hilmo, B., Skarphagen, H., & Nissen, A. (2000). *Kartlegging av energipotensialet i berggrunnen på kartblad Bekkestua, Bærum kommune: Varmedledningsevnen til bergarter*. NGU-rapport 2000.036. Hentet fra <https://www.ngu.no/publikasjon/kartlegging-av-energi-potensialet-i-berggrunnen-pa-kartblad-bekkestua-baerum-kommune>
- Nielsen, K. (2003). *Thermal Energy Storage A State-of-the-Art*. Sintef.
- Norsk Fjernvarme. (u.å.). *Fjerdegenerasjons fjernvarme*. Hentet mai 4, 2025 fra Norsk Fjernvarme: <https://www.fjernvarme.no/fakta/fjerdegenerasjons-fjernvarme>
- Norsk Klimaservicesenter. (2025). *Seklima Observasjoner og værstatistikk*. Hentet mars 23, 2025 fra Norsk Klimaservicesenter: <https://seklima.met.no/>
- NVE. (2015). *Kostnader i energisektoren - kraft, varme og effektivisering*. (Rapport nr 2/2015). Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2017). *Tall fra Kostnadsrapporten*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/tall-fra-kostnadsrapporten-2015/>
- NVE. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. (NVE Rapport nr. 25/2023). Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2023/>
- NVE. (2024). *Energibruksrapporten 2024*. (Rapport nr. 30/2024). Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2024, 09 24). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- Oslo Economics / Asplan Viak. (2020). *Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge*. (OE-rapport 2019-42). Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra

- <https://osloeconomics.no/en/publications/kartlegging-og-vurdering-av-potensial-for-effektivisering-av-oppvarming-og-kjoling-i-norge/>
- Raade, G. (2024, november 25). *kvarts*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/kvarts>
- Ramstad, R. K. (2014). Grunnvannsbasert oppvarming og avkjøling. Hvor langt er Norge kommet og hvilke utfordringer og muligheter står vi overfor? *Det 23. NGU-seminar om hydrologi og miljø "Grunnvann i min kommune"*. NGU.
- Ramstad, R., Alonso, M. J., Acuna, J., Andersson, O., Stokuca, M., Håkansson, N., . . . Rydell, L. (2022). The borehole thermal energy storage at Emmaboda, Sweden: First distributed temperature measurements. *Science and Technology for the Built Environment*, 29(2), 146-164. doi:<https://doi.org/10.1080/23744731.2022.2127621>
- Roas, S., Ilak, P., Rajsl, I., Bilic, T., & Trullenque, G. (2019). Multiple-Criteria Decision-Making for Assessing the Enhanced Geothermal Systems. *Energies*, 12(9), 1597. Hentet fra <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1597>
- Robertson, E. C. (1988). *Thermal Properties of Rocks*. United States Department of the Interior.
- Rosvold, K. A. (2021, Januar 26). *fjernvarme*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/fjernvarme>
- Schmidt, T., Pauschinger, T., Sørensen, P., Snijders, A., Djebbar, R., Boulter, R., & Thornton, J. (2018). Design Aspects for Large-scale Pit and Aquifer Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling. *Energy Procedia*, 149, 585-595. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.223>
- Sifnaios, I., Møller Sneum, D., Jensen, A. R., Fan, J., & Bramstoft, R. (2023). The impact of large-scale thermal energy storage in the energy system. *Applied Energy*, 349, 121663. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121663>
- Skatteetaten. (2019, 9 16). *Avgift på elektrisk kraft levert til produksjon av fjernvarme – forståelsen av begrepet "bedriften" i særavgiftsforskriften § 3-12-5*. Hentet fra Skatteetaten: <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/uttalelser/prinsipputtalelser/avgift-pa-elektrisk-kraft-levert-til-produksjon-av-fjernvarme--forstaelsen-av-begrepet-bedriften-i-saravgiftsforskriften--3-12-5/>
- Sollesned, G., & Helgerud, H. (2009). *Potensialstudie for utnyttelse av spillvarme fra norsk industri*. (ENOVA-2009:1). Enova. Hentet fra <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/952328>

- SSB. (2024, 05 13). *Fjernvarme og fjernkjøling*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå:
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>
- SSB. (2025, 04 02). *Elektrisitetsnæringens økonomiske utvikling, tabell 08358: Kraftpris og nettleie uten avgifter (øre/kWh), etter statistikkvariabel, forbrukergruppe og år*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå:
<https://www.ssb.no/statbank/table/08358/tableViewLayout1/>
- Stene, J., Midttømme, K., Skarphagen, H., & Borgnes, B. G. (2008). *Design and operation of ground-source heat pump systems for heating and colling of non-redsidential buildings*. International Heat Pump Conference 2008, Zurich, Switzerland.
- Time, R. W. (2025, februar 24). *frakturering*. Hentet fra Store Norske Leksikon:
<https://snl.no/frakturering>
- Vantaan Energia. (u.å.). *The World's Largest Cavern Thermal Energy Storage*. Hentet fra vantaanenergia.fi: <https://www.vantaanenergia.fi/en/about-us/projects/varanto-the-cavern-thermal-energy-storage/>
- Worm, J. (2017). *The Integration of Large-Scale Solar Thermal and Heat Pumps in District Heating Systems*. Online presentation at technical training course Zagreb for CoolHeating.eu, Zegreb, Croatia.
- Xu, J., Wang, R., & Li, Y. (2014). A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. *Solar Energy*, 103, 610-638.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.006>
- Yang, T., Liu, W., Kramer, G., & Sun, Q. (2021). Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110732. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelege universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway