



Lønnsomheten ved hybride off-grid mikronett i Arktis

*En casestudie av Isfjord Radio,
en avsidesliggende lokasjon på Svalbard*

Jørgen Sætherø Pettersen & Magnus Melgård Utne

Veiledere: Øystein Foros & Mario Blázquez de Paz

Masteroppgave, Økonomi og Administrasjon, Økonomisk Styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Majoriteten av de bosatte lokasjonene i Arktis er i dag isolerte samfunn der de fleste er avhengig av fossile brensler som primærkilde i sin energiforsyning. Dieselbaserte off-grid mikronett utgjør store økonomiske utgifter for lokalbefolkningen, og produksjonen har negative effekter på klima og miljø i allerede utsatte områder. I takt med teknologisk utvikling og reduserte kostnader for fornybar energi har hybride mikronett stadig blitt mer aktuelt for Arktis. Utbredelsen har økt de siste årene, men det pekes fremdeles på at flere barrierer begrenser investeringsnivåene. Denne oppgaven har som formål å studere under hvilke økonomiske forutsetninger det er lønnsomt å implementere fornybar energi i de arktiske områdene.

Det er gjennomført en bedriftsøkonomisk investeringsanalyse av et reelt prosjekt ved Isfjord Radio på Svalbard, hvor det skal etableres et hybrid off-grid mikronett i 2021. Resultatene av analysen viser at prosjektet får en NNV på -4,3 MNOK ved avkastningskrav på 6%, dieselpris på 6,4 NOK/l og ingen CO₂-avgift eller investeringsstøtte. Under disse forutsetningene er det derfor konkludert med at det ikke er lønnsomt å implementere fornybar energi. Konklusjonen underbygges av en tilbakebetalingstid på 23 år og en IRR på 2,14%. Kostnadene for de individuelle teknologiene er analysert ved LCOE, der dieselgeneratoren fremstår rimeligst med en kostnad på 2,1 NOK/kWh, sammenlignet med 2,4 og 2,7 NOK/kWh for henholdsvis vindturbinen og solcellepanelene. Ved å variere forutsetningene hver for seg er det videre konkludert at det enten kreves minst 35% investeringsstøtte, en dieselpris på 12,2 NOK/l eller en CO₂-avgift på 2 kNOK for at prosjektet skal bli lønnsomt.

Gitt tildelt Enova-støtte på 40% blir prosjektet vurdert lønnsomt, og støtteordninger har vist seg å være en sentral forutsetning for initiering av prosjekter også i andre arktiske områder. Det konkluderes med at CO₂-prising generelt er på et for lavt nivå for å alene gi lønnsomhet ved implementering av fornybar energi i Arktis. Subsidiert av diesel begrenser potensialet for besparelser, men høyere avgifter i kombinasjon med andre virkemidler kan bidra til å skape lønnsomme investeringer i hybride mikronett. I tillegg vil også de eksisterende kostnadene ved dagens energiløsning kunne ha stor betydning for lønnsomheten.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole (NHH) innen hovedprofilen økonomisk styring. Det selvstendige arbeidet utgjør 30 studiepoeng og er gjennomført høsten 2020.

Etter en spennende sommer på Svalbard ble vi introdusert for utviklingen innen off-grid mikronett de siste årene. Kombinert med de pågående klima- og miljøutfordringene, spesielt i Arktis, ble det raskt avgjort hva temaet for oppgaven skulle være. Arbeidet har tidvis vært krevende, men samtidig har det gitt oss mulighet til å lære mer om et svært spennende og aktuelt tema.

Først og fremst ønsker vi å rette en stor takk til Store Norske som har gjort det mulig å skrive denne masteroppgaven. Spesielt vil vi takke Guttorm Nygård og Geir Ove Ropphaugen for både tilsendt datamateriale, stadige oppdateringer og gode dialoger underveis. Videre ønsker vi å takke våre veiledere, Øystein Foros og Mario Blázquez de Paz, for nyttige innspill, gode råd og konstruktive tilbakemeldinger i løpet av semesteret. Avslutningsvis vil vi takke familie, kjæreste og medstudenter for støtte og minnerike opplevelser i løpet av studietiden på NHH.

Bergen, desember 2020

Jørgen S. Pettersen

Jørgen Sætherø Pettersen

Magnus Melgård Utne

Magnus Melgård Utne

Innholdsfortegnelse

<i>Sammendrag</i>	2
<i>Forord</i>	3
<i>Innholdsfortegnelse</i>	4
<i>Oversikt over figurer og tabeller</i>	7
1. Introduksjon	8
1.1 Bakgrunn	8
1.2 Formål og problemstilling	8
1.3 Avgrensning	9
1.4 Litteraturgjennomgang	9
1.5 Struktur	10
2. Introduksjon til off-grid mikronett	12
2.1 Definisjonen av mikronett	12
2.1.1 Off-grid mikronett	12
2.2 Energikilder for mikronett	13
2.2.1 Vindenergi og vindturbiner	13
2.2.2 Solenergi og solceller.....	14
2.2.3 Beregning av energiproduksjon.....	15
2.3 Energilagring for off-grid mikronett	15
2.3.1 Stasjonære batteri	16
2.3.2 Termisk energilagring	16
3. Introduksjon til Arktis og dagens utfordringer	17
3.1 Et overblikk	17
3.2 Om Isfjord Radio	19
3.2.1 Beliggenhet, eierselskap og aktivitet.....	19
3.2.2 Lokalt klima.....	21
3.2.3 Energiforsyning og forbruk.....	22
3.2.4 Etablering av et nytt hybrid mikronett.....	23
3.2.5 Prosjektavgrensning for analyseformålet	25

4.	Teori og datagrunnlag	26
4.1	Investeringsanalyse	26
4.2	Tidshorisont	27
4.2.1	Kontantstrøm	27
4.2.2	Diskonteringsrente	29
4.3	Metoder for lønnsomhetsvurderinger	30
4.3.1	Netto nåverdimetoden	31
4.3.2	Internrentemetoden	32
4.3.3	Tilbakebetalingstid	32
4.3.4	Levelized cost of energy	33
4.4	Sensitivitetsanalyser	35
4.5	Datagrunnlag	35
4.5.1	Datakilder	35
4.5.2	Evaluering av datamaterialet	36
5.	Analyse.....	38
5.1	Nullalternativet	38
5.1.1	Historiske kostnader	38
5.1.2	Forventet kostnadsutvikling	40
5.2	Budsjettering av kontantstrøm	40
5.2.1	Tidshorisont	41
5.2.2	Investeringskostnader	41
5.2.3	Drift- og vedlikeholdskostnader	42
5.2.4	Besparelser	43
5.2.5	Avkastningskrav	46
5.2.6	Kontantstrømoversikt	47
5.3	Lønnsomhetsberegninger	47
5.3.1	Nettonåverdi, IRR og tilbakebetalingstid	47
5.3.2	LCOE	48
5.4	Sensitivitetsanalyser	49
5.4.1	Investeringsstøtte	49
5.4.2	Avkastningskrav	51
5.4.3	CO ₂ -avgift og endringer i dieselpriis	53
5.4.4	Kostnader for dieselfrakt, drift og vedlikehold	55

5.5	Ikke-prissatte virkninger	57
6.	<i>Diskusjon</i>	61
6.1	Støtteordninger	61
6.1.1	Viktigheten av investeringsstøtte ved Isfjord Radio.....	61
6.1.2	Overføringsverdi til andre arktiske områder	62
6.1.3	Ulike støtteordninger i Arktis	64
6.2	Avkastningskrav	67
6.2.1	Avkastningskrav i andre prosjekter	68
6.2.2	Ulike avkastningskrav for teknologiene	69
6.3	Prising av klimagassutslipp og fossile brensler	70
6.3.1	Avgifter på fossile brensler	70
6.3.2	CO ₂ -prising	71
6.4	Kostander for diesel­frakt, drift og vedlikehold i nullalternativet	73
7.	<i>Konklusjon</i>	75
7.1	Forslag til videre studier	76
	<i>Litteraturliste</i>	77

Oversikt over figurer og tabeller

FIGUR 1: KART OVER ARKTIS (ARTIC PORTAL, AMAP, 2017)	17
FIGUR 2: KART OVER SVALBARD OG ISFJORD RADIO (GOOGLE, U.Å.-A; GOOGLE, U.Å.-B).....	20
FIGUR 3: BILDE AV ISFJORD RADIO (ALEXANDRA, 2017)	20
FIGUR 4: MÅNEDLIGE TEMPERATURMÅLINGER ISFJORD RADIO 2015-2020. (METEOROLOGISK INSTITUTT, 2020)	21
FIGUR 5: MÅNEDLIG ESTIMERT HORIZONTAL SOLINNSTRÅLING VED ISFJORD RADIO. (NASA, 2020)	21
FIGUR 6: MÅNEDLIGE VINDMÅLINGER ISFJORD RADIO 2015-2019. (METEOROLOGISK INSTITUTT, 2020)	22
FIGUR 7: OVERSIKT OVER BYGG OG INFRASTRUKTUR VED ISFJORD RADIO (MULTICONSULT, 2019).....	23
FIGUR 8: POSITIVE OG NEGATIVE KONTANTSTRØMMER MED FORDELING MELLOM NYTTE- OG KOSTANDSPOSTER.....	47
FIGUR 9: KOSTNADSFORDELING LCOE PER TEKNOLOGI.....	49
FIGUR 10: SENSITIVITETSANALYSE AV NNV VED VARIASJON I STØTTEANDEL	50
FIGUR 11: SENSITIVITETSANALYSE AV LCOE VED VARIASJON I STØTTENIVÅ	51
FIGUR 12: SENSITIVITETSANALYSE AV NNV VED VARIASJON I AVKASTNINGSKRAVET	52
FIGUR 13: SENSITIVITETSANALYSE AV LCOE VED VARIASJON I AVKASTNINGSKRAVET	53
FIGUR 14: SENSITIVITETSANALYSE AV NNV VED VARIASJON I DIESELPRIS	54
FIGUR 15: SENSITIVITETSANALYSE AV LCOE VED VARIASJON I DIESELPRIS	54
FIGUR 16: SENSITIVITETSANALYSE NNV VED VARIASJON I CO2-PRIS.....	55
FIGUR 17: SENSITIVITETSANALYSE AV NNV VED VARIASJON I DRIFT- VEDLIKEHOLD- OG DIESELFRAKTSKOSTNADER.....	55
FIGUR 18: SENSITIVITETSANALYSE AV LCOE VED +/- 50% VARIASJON I DRIFT- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER.....	56
TABELL 1: HISTORISKE KOSTNADER VED ISFJORD RADIO I PERIODEN 2015-2019.....	38
TABELL 2: VARIABLE ENERGIKOSTNADER VED ISFJORD RADIO I PERIODEN 2015-2019.....	38
TABELL 3: FORVENTEDE LØPENDE KOSTNADER VED ISFJORD RADIO.....	40
TABELL 4: OVERSIKT INVESTERINGSKOSTNADER, KAPASITET, ØKONOMISK LEVETID OG PLANLAGTE REINVESTERINGER ...	41
TABELL 5: OVERSIKT DRIFT- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER PER TEKNOLOGI	43
TABELL 6: ENERGIBESPARELSER PER TEKNOLOGI.....	44
TABELL 7: AVSKRIVNINGSSATSER PER TEKNOLOGI	46
TABELL 8: RESULTATER LØNNSOMHETSMÅL	47
TABELL 9: LCOE UTREGNINGSVERDIER OG RESULTATER	48

1. Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Et flertall av bosetningene i Arktis er avsidesliggende eller isolerte samfunn som er avhengige av lokal energiproduksjon ettersom det er begrensede muligheter for å koble seg til regionale eller nasjonale nett. Energiforsyningen for de fleste av disse bosetningene består per i dag av dieselbaserte mikronett, men de økonomiske og miljømessige utfordringene er mange og økende i antall (Das & Cañizares, 2019). Det kalde klima, begrenset tilgjengelighet og manglende infrastruktur fører til svært høye energikostnader, hvor man i enkelte bosetninger overgår nasjonale gjennomsnitt med 10-gangen (Touchette et al., 2017). Samtidig bidrar dieselforbruket til utslipp av klimagasser, sot og risiko for olje- og dieselsøl i allerede utsatte naturområder. I Arktis skjer den globale oppvarmingen omtrent dobbelt så raskt som for resten av verden, noe som fører til stadig mindre havis og smelting av isbreer og innlandsis. De pågående og forventede klimaendringene vil påvirke vegetasjon, atmosfærens sirkulasjon og karbonsyklusen – med konsekvenser for klimasystemet både i og utenfor de arktiske områdene. (Norsk Polarinstitut, 2018)

En rekke utfordringer med dagens energiløsninger, et økt fokus på klima og miljø og stadig lavere teknologikostnader for fornybar energi har ført til en økende interesse for hybride mikronett på tvers av de arktiske landene. Samtidig aktualiseres mulighetene knyttet til alternative energikilder ved at en stor andel av de eksisterende dieselgeneratorene nå nærmer seg teknisk levealder. (Cherniak et al., 2015)

1.2 Formål og problemstilling

I lys av mulighetene og utfordringene knyttet til energiforsyningen i Arktis er formålet med denne oppgaven å studere under hvilke økonomiske forutsetninger det er lønnsomt å etablere et hybrid off-grid mikronett. Samtidig skal oppgaven bidra til en økt forståelse av hvordan forutsetningene påvirker lønnsomheten i denne typen prosjekter. På bakgrunn av dette er problemstillingen som følger:

Under hvilke økonomiske forutsetninger er det lønnsomt å implementere fornybar energi i off-grid energisystemer i Arktis?

For å besvare denne problemstillingen vil det gjennomføres en investeringsanalyse av et reelt prosjekt ved Isfjord Radio, en avsidesliggende lokasjon på Svalbard. Ved å sammenligne dagens energiløsning med estimerte kostnads- og nyttevirksomheter vil lønnsomheten i prosjektet vurderes basert på ulike lønnsomhetsmål, henholdsvis netto nåverdi, internrente, tilbakebetalingstid og levelized cost of energy. Videre benyttes sensitivitetsanalyser for å fremstille lønnsomhetsvariasjoner ved endringer i aktuelle forutsetninger. Utover dette vil det også gjennomføres en vurdering av sentrale ikke-prissatte virkninger som prosjektet kan medføre. Ettersom lokasjoner på tvers av Arktis kan stå overfor flere av de samme mulighetene og utfordringene vil det deretter diskuteres hvordan innsikten og implikasjonene fra analysen kan overføres til andre arktiske områder.

1.3 Avgrensning

Oppgaven avgrenser seg til en investeringsanalyse av et allerede planlagt prosjekt, og det vil derfor ikke avgjøres hvorvidt prosjektet burde gjennomføres eller ikke. Tidsrammen og de tekniske rammebetingelsene anses å være gitt, herunder oppstartstidspunkt, valg av teknologier, optimal energimiks og estimerte kapasitetsfaktorer. Oppgaven vil derfor fokusere på de økonomiske rammebetingelse som prosjekteier står overfor.

1.4 Litteraturgjennomgang

Hybride mikronett i arktiske områder har fått stadig større plass i litteraturen de siste årene i takt med den økte interessen for forskning og utvikling på området. Det er derfor hensiktsmessig å kartlegge hvilken type litteratur som eksisterer på temaet og hvilke funn som er blitt gjort. Dette vil også bidra til å plassere denne oppgavens formål og problemstilling i forhold til tidligere studier på temaet.

Ringkjøb et al. (2020) fant at det fremdeles er mest økonomisk lønnsomt med ikke-fornybar energiproduksjon i Longyearbyen på Svalbard, men samtidig at det kreves relativt få incentiver for å erstatte deler av produksjonen med fornybare energikilder for mer sentrale arktiske samfunn. Flere mulighetsstudier har imidlertid funnet det lønnsomt å erstatte deler av dieselproduksjonen for ulike lokasjoner i de arktiske områdene (Chade et al., 2014; Das & Cañizares, 2016; Nazarova et al., 2019; Quitaras et al., 2020; Sambor et al., 2020). Det pekes på at spesielt implementering av vindkraft kan være lønnsomt, mens det for flere lokasjoner

også kan være fordelaktig å inkludere solcellepanel og batterier. Flere av studiene kommer imidlertid også frem til at produksjonsvariasjoner som følge av vær- og klimaforhold i Arktis gjør det kostbart å utfase all ikke-fornybar energiproduksjon. Schwabe (2016) fant at solceller generelt ikke var lønnsomt for Alaska, men at unntakene gjaldt lokasjoner med relativt høye dieselpriser, relativt lave installasjonskostnader, kapasitetsfaktorer for solceller nær 10% og evne til å utnytte skattefordeler knyttet til fornybar energi.

En rekke studier har også undersøkt hvilke faktorer som har størst påvirkning på fornybare investeringer i arktiske off-grid mikronett. Mortensen et al. (2017) trekker særlig frem finansieringsordninger, infrastruktur og teknologisk utvikling som sentrale drivere. Også Witt et al. (2019) og Strand (2018) peker på at teknologiene enda er relativt dyre å implementere i arktiske forhold, og forbedrede finansielle mekanismer må etableres. Studier av arktiske off-grid lokasjoner i Russland argumenter for at klimapolitikken og finansielle ordninger i større grad må være forutsigbare og tilpasset lokale forhold for å utløse økte investeringer i fornybar energi (Boute, 2013; 2016). På tvers av de arktiske landene fremheves statlig subsidiering av dieselbruk og manglende CO₂-prising som sentrale årsaker til at det fortsatt foreligger begrensede incentiver til innfasing av fornybar energi (Boute, 2016; Holdmann et al. 2019; Lovekin et al. 2016).

Tidligere studier består i hovedsak av tekno-økonomiske optimaliseringer av energimiksen basert på ulike produksjons- og lagringsteknologier, men også av studier om incentiver og barrierer knyttet til innfasing av fornybar energi. Optimaliseringene fokuserer primært på valg av energimiks, mens vurderinger av økonomiske variabler og forutsetninger ikke synes å tillegges hovedvekten i analysene. Sentrale forutsetninger på tvers av Arktis virker å være godt kartlagt, men betydningen av disse knyttes ikke opp mot faktiske lønnsomhetsberegninger. Denne oppgaven vil dermed supplere eksisterende litteratur, hvor økonomiske variabler og hensyn vil vurderes i direkte sammenheng med lønnsomhetsanalyser av et reelt prosjekt i Arktis.

1.5 Struktur

Oppgaven består av totalt 7 kapitler. Kapittel 2 og 3 vil presentere den nødvendige bakgrunnen innen mikronett og Arktis, samt gi en introduksjon til prosjektet som vil analyseres for å besvare problemstillingen. Kapittel 4 gjennomgår det teoretiske rammeverket som vil benyttes

for analysen i kapittel 5. Analysen danner utgangspunktet for diskusjon i kapittel 6, før det det konkluderes på oppgavens problemstilling og foreslås videre studier i kapittel 7.

2. Introduksjon til off-grid mikronett

Dette kapittelet definerer mikronett og sentrale aspekter knyttet til utformingen av slike energiløsninger. Med bakgrunn i prosjektet som vil analyseres i denne oppgaven, vil kapittelet fokusere på de energikildene og teknologiene som skal implementeres.

2.1 Definisjonen av mikronett

Det eksisterer enda ingen offisiell definisjon av mikronett, men de mest sentrale forutsetningene som må ligge til grunn for mikronett er gjentakende i definisjonene til internasjonale institusjoner (International Council on Large Electric Systems [CIGRE], 2015; Schwaegerl et al., 2009; Ton & Smith, 2012). En definisjon som ofte benyttes i litteraturen er etablert av det Amerikanske energidepartementets Microgrid Exchange Group (MEG):

“A microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island-mode.” (Ton & Smith, 2012, s.84)

Fra denne definisjonen fremgår det at mikronett må være distribuerte energiresurser (DER). DER kan defineres som energiresurser lokalisert nær sluttbrukerne og som umiddelbart kan dekke deler av eller hele etterspørselen ved behov. (The National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2016). Videre må mikronett kunne kontrolleres individuelt, og ikke påvirkes av hovednettet.

I likhet med at det ikke eksisterer noen offisiell definisjon på mikronett, eksisterer det heller ingen offisielle kategoriseringer av mikronett. Det sentrale for denne oppgaven er kategorisering basert på opereringsevne (Fusheng et al., 2016). Slik det fremgår av definisjonen kan mikronett opereres på to måter, ikke-autonomt dersom det er koblet på hovednettet, og autonomt dersom det er frakoblet hovednettet. Dette danner utgangspunktet for skillet mellom tilkoblede mikronett og off-grid mikronett.

2.1.1 Off-grid mikronett

Mikronett som kun opererer autonomt, ofte referert til som operering i «øymodus», definerer off-grid mikronett som vil være det sentrale for denne oppgaven. Oppgaven til off-grid

mikronett vil være å forsyne det geografiske området det opererer i med all etterspurt energi alene (Jiang et al., 2013). Off-grid mikronett er ofte lokalisert på øyer eller svært isolerte steder i forhold til hovednettet, men er også vanlig på mer sentrale steder med dårlig utbygd hovednett slik som i utviklingsland. I Norge er slike nett typisk aktuelt for steder der tilkobling til hovednett vil være svært kostbart for tilbyderer. Ettersom off-grid mikronett skal kunne dekke all energietterspørsel alene i sitt forsyningsområde stilles det også andre krav til egenskaper og størrelse enn for mikronett som primært skal fungere som en støtteressurs til hovednettet. Tilstrekkelig lagringskapasitet og dimensjonerbar produksjon er viktige egenskaper for at off-grid mikronett skal fungere stabile til enhver tid. (CIGRE, 2015)

2.2 Energikilder for mikronett

Hittil er det kun referert til mikronett som et energinettverk, men det eksisterer et vidt spekter av kilder og teknologier som utgjør energigenereringen i mikronettet. Disse kan være enten fornybare eller ikke-fornybare, men det er et stadig økende fokus på de fornybare kildene. (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2017). En kombinasjon av flere energikilder kalles hybride mikronett (Saritha et al., 2016). Av ikke-fornybare energikilder er diesel svært utbredt for off-grid lokasjoner i Arktis. Dette kan begrunnes i at dieselgeneratorer er fleksible, pålitelig og responsive til endringer i energietterspørsel (Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources [SSCEENR], 2014). Samtidig er investeringskostnadene relativt lave, og diesel tilpasset arktiske forhold kan håndtere temperaturer ned mot -44°C (Grudanova et al., 2017; SSCEENR, 2014). Av fornybare energikilder vil sol- og vindkraft utredes nærmere.

2.2.1 Vindenergi og vindturbiner

Ved utgangen av 2018 stod vindkraft for i overkant av 5% av strømproduksjonen på verdensbasis (Centre for Climate and Energy Solutions [C2ES], u.å.). De mest attraktive områdene for utnyttelse av vindressurser er kjennetegnet ved middelvindshastigheter over 6 m/s og jevne vindforhold (Sidelnikova et al., 2015). Vindforholdene vil imidlertid alltid variere i større eller mindre grad, noe som gjør at energilagring og alternative energikilder er sentralt for å dekke kritisk energietterspørsel i off-grid mikronett (IRENA, 2012).

Vind som energiressurs er i teorien gratis, men konverteringssystemene har store investeringskostnader, spesielt for isolerte eller kupertede steder (Sidelnikova et al., 2015). Både

investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader har imidlertid blitt kraftig redusert de siste årene, noe som har ført til at vindkraftsystemer har blitt mer attraktive (Weir & Østenby, 2019). Drift- og vedlikeholdskostnader for vindturbiner inkluderer blant annet driftspersonell, reservedeler og forsikring (Sidelnikova et al., 2015). Vindkraftproduksjonen anses som en fornybar energikilde, men installasjonene kan legge store krav på geografiske områder, ofte uberørt natur, så selv om energiproduksjonen er bærekraftig trenger ikke installasjonene å være det (C2ES, u.å.).

2.2.2 Solenergi og solceller

Solenergi er den raskest voksende fornybare kilden til strømproduksjon, og dekker i underkant av 3% av etterspørselen på verdensbasis (International Energy Agency [IEA], 2020). Bare i Norge har solkraftmarkedet doblet seg fra 2018 til 2019 (Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE], 2020). Den voksende trenden kan i stor grad forklares av reduserte kostnader, men også av bedre teknologier og en økning i bruk av lokale fornybare energikilder (Henden & Ericson, 2019). Solceller krever relativt lite drift og vedlikehold, og kostnadene består hovedsakelig av rutinemessige tilsyn og sporadisk arbeid knyttet til eksempelvis fjerning av snø (Zaitsev et al., 2016)

Solceller fungerer slik at fotoelektriske effekter omdanner energi fra solstråler til strøm. Da det er energien fra solstrålene som igangsetter disse prosessene er effekten av produksjonen svært avhengig breddegrad og værforhold (C2ES, u.å.). Solinnstrålingen varierer typisk fra 700 til over 2500 kWh/m² årlig avhengig av hvor man er i verden (Halvorsen, et al. 2011). Av denne grunn er solceller som teknologi for strømproduksjon betydelig mer utbredt i land nær ekvator med noenlunde stabile værforhold enn eksempelvis i Arktis som har høyere breddegrad og svært skiftende værforhold gjennom året (C2ES, u.å.).

Til tross for vesentlig lavere solinnstråling kan likevel det kalde klima bidra til å øke produksjonspotensialet noe ved høyere breddegrader. Et moment som ofte trekkes frem er at effektiviteten til solceller normalt øker under lavere temperaturer (Good et al., 2009). Sammenlignet med effektiviteten under standard testforhold for solceller ved 25°C anslår Jha (2009) at effektiviteten øker med 0,2% til 0,5% per grad. I tillegg vil refleksjonen av lys i snø bidra til høyere utnyttelsesgrad av den tilgjengelige solinnstrålingen, og derav bidra til økt energiproduksjon (Burakovskij & Jacobsen, 2012).

2.2.3 Beregning av energiproduksjon

For å beregne den årlige energiproduksjon fra energikildene multipliserer man maksimal effekt med antall fullasttimer. Effekt defineres som omsatt energi per tidsenhet og måles i watt (W) (Hofstad, 2019a). Antall årlige fullasttimer representerer hvor mange timer som kreves på maksimal effekt for å oppnå den faktiske energiproduksjonen i løpet av året, målt i wattimer (Wh) (NVE, 2019a). Sammenhengen er gitt ved:

$$\text{Fullasttimer (h)} = \frac{\text{Årlig energiproduksjon (kWh)}}{\text{Installert effekt (kW)}}$$

Forholdet mellom den årlige energiproduksjonen og hva man potensielt kunne oppnådd med maksimal ytelse gjennom hele året omtales som kapasitetsfaktoren (Hofstad, 2013) og beregnes slik:

$$\text{Kapasitetsfaktor (\%)} = \left(\frac{\text{Årlig energiproduksjon (kWh)}}{\text{Installert effekt (kW)} \times 8760 \text{ (h)}} \right) \times 100\%$$

For solcellepanel varierer kapasitetsfaktoren typisk mellom 10-30%, i stor grad avhengig av solinnstrålingen (IRENA, 2018). I tillegg vil blant annet vinklingen av panelene og eventuell bruk av tracker-teknologi, hvor 1-2 justerbare akser optimaliserer vinklingen etter solforholdene, påvirke kapasitetsfaktoren (Bolinger et al., 2016). For et gjennomsnittlig vindkraftprosjekt i Norge er kapasitetsfaktoren estimert til å være 33,8% (Sidelnikova et al., 2015). Gode og stabile vindforhold er en sentral forutsetning for høy kapasitetsfaktor, men valg av turbin kan også påvirke produksjonspotensialet. Eksempelvis vil lengre rotorblader gjøre at vindturbinen kan fange opp mer vind og produsere mere kraft i perioden hvor vindhastigheten ikke er høy nok til produksjon på maksimal effekt (NVE, 2019a). Forbedret turbinteknologi, mer gunstig plassering og høyere turbintårn har ført til en økning i kapasitetsfaktorene i nyere tid (Sidelnikova et al., 2015).

2.3 Energilagring for off-grid mikronett

Som omtalt er det en viss usikkerhet og variasjon knyttet til strømproduksjonen fra solcellepanel og vindturbiner. Dette kan håndteres ved bruk av alternative energiresurser som er mer stabile, og ofte er slike reservekilder ikke-fornybare i form av fossilt brennstoff (IRENA, 2012). Et annet alternativ er å utnytte produksjonsvariasjonen ved å lagre overflødig

energi som kan benyttes i perioder der produksjonen ikke dekker etterspørselen (United States Environmental Protection Agency, 2018). På grunn av sin tekniske kompleksitet har energilagring tidligere vært reservert store energisystemer eller svært begrenset lagring på batterier, men teknologiske fremskritt har i større grad gjort det mulig å videreføre denne metoden til mindre energisystemer som off-grid mikronett (IRENA, 2012). For prosjektet som analyseres i denne oppgaven vil batteri og termos være de sentrale lagringsteknologiene.

2.3.1 Stasjonære batteri

Stasjonære batterier vil kunne kobles til mikronett og dermed benyttes for å øke fleksibiliteten i energisystemene. På denne måten bidrar batteriene til optimal bruk av variable energikilder som solenergi og vindkraft. (IRENA, 2019) Det eksisterer en rekke ulike batteriteknologier med ulike tekniske formål og egnetheter. Litium-ion batterier er mest utbredt av de kommersielt tilgjengelige batteriene i dag som følge av høy energitetthet og relativt lang økonomisk levetid (McDowall, 2018). Markedet for stasjonære batterier regnes imidlertid ikke som modent i Norden, noe som gjenspeiles i at investeringskostnadene fremdeles er relativt høye. Fra 2020 til 2030 forventes imidlertid en halvering av investeringskostnaden for litium-ion batterier, med videre kostnadsreduksjoner etter 2030. (Hole & Horne, 2019)

2.3.2 Termisk energilagring

Termisk energilagring referer til teknologier som muliggjør lagring av termisk energi ved kjøling eller oppvarming av et lagringsmedium, slik at energien kan tas i bruk på et senere tidspunkt for kjøling og oppvarming eller i kraftproduksjon (Jacobsen & Andresen, 2018). Det finnes flere ulike kategorier av teknologier, men her fokuseres det på følbare varmelagring og bruk av vann som lagringsmedium ettersom dette er teknologien som skal anvendes i prosjektet.

I dette tilfellet lagres den termiske energien i en akkumulatortank, som er et varmemagasin for varmt vann. Akkumulatortanken kan betraktes som en stor termos og den har et relativt lite varmetap. Å investere i en akkumulatortank vil ikke føre til en direkte energibesparelse, men det muliggjør lagring av overskuddsenergi og mer optimal drift av ulike typer varmeløsninger. Dette kan videre føre til at det kreves mindre energi for å dekke nødvendig varmebehov. (Enova, 2018)

3. Introduksjon til Arktis og dagens utfordringer

3.1 Et overblikk

Arktis utgjør hav- og landområdene rundt Nordpolen, men store variasjoner i klima gjør at definisjonene av Arktis er mange og det finnes ingen naturlig vedtatt grense av området mot sør. Tidligere har man ofte brukt polarsirkelen som en avgrensning, men det finnes strøk nord for denne breddegraden med naturforhold som ikke kan betegnes som arktiske. Dette gjelder blant annet de nordlige delene av Norge. Samtidig finnes det områder langt sør for polarsirkelen med et utpreget arktisk klima, som de sørlige delene av Grønland. Dersom man skal gjøre en avgrensning oppfattes derfor tregrensen som et mer hensiktsmessig utgangspunkt. (Hisdal, 2019)

I tilfeller hvor lavlandet i nord ikke har skog, vil landskapet og klima ha en karakter som vil kunne betegnes som arktisk. Det er også slik at tregrensen mot nord i stor grad samsvarer med en skillelinje mellom steder hvor middeltemperaturen for juli er på 10 grader, et annet mål som ofte brukes til å definere Arktis (Hisdal, 2019). Figur 1 viser en oversikt over de arktiske områdene, hvor det markerte området gjengir den såkalte «10°C-isoterm»-definisjonen og den stiplede linjen viser polarsirkelen.



Figur 1: Kart over Arktis (Arctic Portal, AMAP, 2017)

Totalt sett bor det rundt fire millioner mennesker i Arktis, hvor størrelsen på bosetningene varierer fra noen få personer til over 100 000 (McDowall, 2018). Det er estimert at cirka 1500 bosetninger i de arktiske områdene har en selvstendig energiforsyning, altså et eget off-grid mikronett, mens en del også er koblet sammen i større nett (Holdmann & Asmus, 2019). Som følge av kaldt klima og perioder med mørketid har bosetningene ofte et svært høyt energiforbruk til tross for lav befolkningstetthet (Hisdal, 2019; Holdmann & Asmus, 2019)

Per i dag er over 80% av energiforsyningen for avsidesliggende lokasjoner i Arktis basert på diesel (Witt et al., 2019). Etter diesel er vannkraft den mest utbredte energikilden, men dette

gjelder i hovedsak for større bosetninger. En årsak til dette er at investeringskostnadene for slike anlegg er svært høye og man ikke kan dra nytte av stordriftsfordeler i mindre installasjoner (Tester et al., 2012). For eksempel finnes det fem vannkraftverk på Grønland til en samlet kapasitet på 91,3 MW som forsyner seks ulike byer med strøm, men i bygdene brukes fortsatt nesten utelukkende fossile brensler (Naalakkersuisut, 2017). Utover dette benyttes også generatorer basert på naturgass noen steder, eksempelvis i Inuvik i Canada (Das & Cañizares, 2019).

Flertallet av de eksisterende diesलगeneratorene i Arktis er over 40 år gamle og har et høyt dieselforbruk og høye drift- og vedlikeholdskostnader (Cherniak et al., 2015; Das & Cañizares, 2015). For eksempel har man sett produksjonskostnader på rundt \$1/kWh i noen bosetninger i Alaska mot et nasjonalt gjennomsnitt på \$0,12/kWh (Strand, 2018). I Nunavut, hvor tilnærmet all strømproduksjon er basert på diesel, viser tall fra 2017 at lokale energikostnader kan være opp til \$1,14/kWh, noe som er cirka 10 ganger høyere enn gjennomsnittet i Canada på \$0,10-0,15/kWh (Touchette et al., 2017; Quitaras, 2020). Også i de nordlige delene av Russland kan energikostnaden bli opp til \$1,5/kWh (Lovekin et al., 2016). De høye kostnadene gjør at man i mange tilfeller er avhengig av subsidier fra både lokale og nasjonale støtteordninger for å begrense strømprisen for lokalbefolkningen. Dette kan utgjøre store kostnader, hvor eksempelvis myndighetene i Nunavut i gjennomsnitt bruker 60,5 millioner canadiske dollar årlig på subsidier knyttet til bruk av diesel i deres territorium (Touchette, et al., 2017).

Diesel må importeres og lagres lokalt på dieseltanker, og brenselskostnaden med tilhørende frakt utgjør typisk den største kostnadsposten knyttet til energiforsyningen (Das & Cañizares, 2015). Ved innkjøp av diesel er man eksponert for risiko i prisvariasjoner, mens begrenset infrastruktur og tilgjengelighet gjør frakt krevende og kostbart. Enten benyttes tankskip når havet er isfritt eller så fraktes diesel via vinterveier. I noen unntakstilfeller må også drivstoff flys inn. Dette var eksempelvis tilfellet sommeren 2019 i Paulatuk, Northwest Territories (NWT) i Canada, hvor den årlige dieseltransporten ikke nådde frem som følge av at is hindret maritim trafikk i området. Dette førte til at det måtte flys inn 600 000 liter diesel til et lokalsamfunn på 265 mennesker for å sikre drift av de mest kritiske diesलगeneratorene. Denne operasjonen kostet 1,75 millioner canadiske dollar, tilsvarende i overkant av 12 millioner NOK gitt dagens kursnivåer (Quitoras, 2020).

Utover høye energikostnader så bidrar også dieselgeneratorene negativt til klimaendringer gjennom utslipp av klimagasser, sot og risiko for olje- og dieselsøl. Spesielt utslipp av sot påvirker miljøet i de arktiske områdene ettersom det fører til at albedo-effekten reduseres lokalt. Albedo-effekten beskriver evnen til å reflektere solinnstrålingen fra hvite overflater, noe som beskytter snø og is fra å smelte. Utslipp av sotpartikler gjør dermed at snø og is smelter raskere. (Das & Cañizares, 2019) Samtidig finnes det flere eksempler på utslippsulykker, hvor blant annet mer enn 9,1 millioner liter diesel har blitt sluppet ut i NWT og Nunavut siden 1970 (Quitoras, 2020). Et relativt betydelig dieselutslipp i norsk sammenheng skjedde ved Isfjord Radio på Svalbard i 2012, hvor det er estimert at opp til 150 000 liter kan ha lekket ut fra en dieseltank (Alfheim, 2012; Stav, 2012).

Som et resultat av utfordringene med dagens energiløsninger i Arktis har muligheten for hybride mikronett fått økt interesse det siste tiåret. Det har i nyere tid blitt introdusert en rekke ulike støtteordninger for å fremme denne utviklingen og flere nye prosjekter har blitt initiert. Spesielt i Alaska har mange mikronett implementert vindkraft i energimiksen, og stadig flere tar også i bruk solceller og batterilagring. (Holdmann & Asmus, 2019) I norsk kontekst er det mye diskusjon om en ny energiløsning for Longyearbyen på Svalbard, hvor det i dag er et kullkraftverk (Thema Consulting Group, 2018). I tillegg har man startet et prosjekt hvor det skal etableres et hybrid off-grid mikronett på Isfjord Radio.

3.2 Om Isfjord Radio

3.2.1 Beliggenhet, eierselskap og aktivitet

Isfjord Radio er lokalisert på vestkysten av Spitsbergen, på Kapp Linné ved innløpet til Isfjorden, se figur 2. Figur 3 viser et foto av stasjonen. Anlegget ble etablert i 1933 som radiostasjon og med fyr for skipstrafikken før det også senere ble en jordstasjon for satellittkommunikasjon. I 2003 ble det lagt en fiberkabel mellom fastlandet og Svalbard, noe som gjorde satellittstasjonen overflødig. Telenor solgte Isfjord Radio til Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS (Store Norske) i 2006, et konsern heleid av den norske stat med hovedkontor i Longyearbyen. (Stette, 2020)



Figur 2: Kart over Svalbard og Isfjord Radio (Google, u.å.-a; Google, u.å.-b)



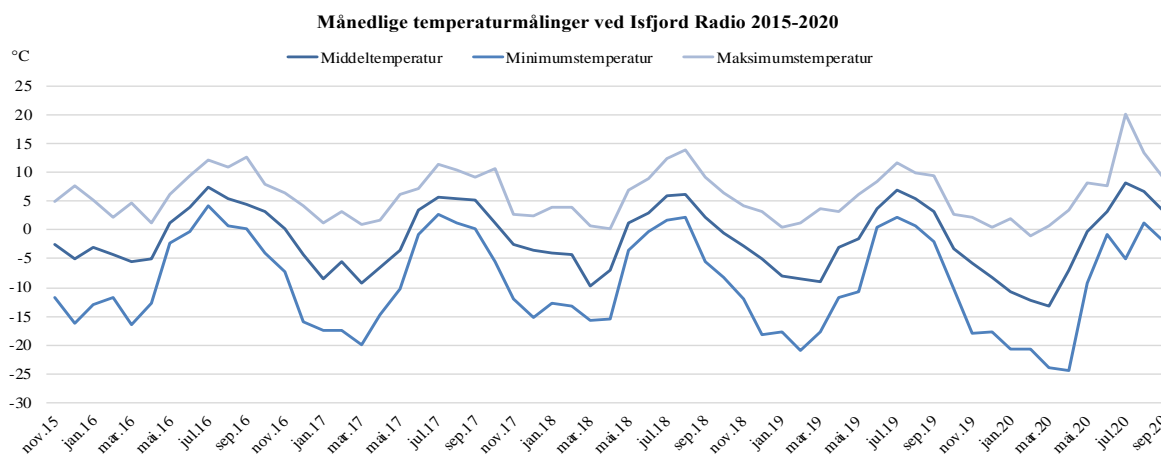
Figur 3: Bilde av Isfjord Radio (Alexandra, 2017)

Siden etableringen av Store Norske i 1916 har kjernevirksomheten vært kullgruve drift i Longyearbyen og Svea på Svalbard. I dag er det imidlertid kun én gruve som er i drift, hvor kullet som tas ut brukes til energiforsyningen i Longyearbyen og stålindustri. Konsernet har en betydelig aktivitet innen eiendomsforvaltning- og utvikling i Longyearbyen, samt arktisk logistikk. Samtidig er Store Norske ansvarlig for gjennomføring av et pågående oppryddingsprosjekt i Svea og Lunckefjell, hvor Stortinget i 2018 besluttet å avvikle gruve driften (Store Norske Spitsbergen Kulkompani, u.å.-a). Nylig har også fornybar energi blitt presentert som nytt satsningsområdet, hvor prosjektet ved Isfjord Radio, står sentralt.

Store Norske leier i dag ut Isfjord Radio til turoperatøren Basecamp Explorer og Telenor Svalbard. Mesteparten av bygningsmassen benyttes derfor primært til overnattings- og turistvirksomhet, mens den resterende delen brukes drift av stasjonen og kritisk kommunikasjonsutstyr. Isfjord Radio er vinterstengt mellom 1. november og 1. februar og det er ingen gjester til stede fra 1. oktober til 15. februar (Multiconsult, 2019). For å komme seg til stasjonen benyttes snøskuter om vinteren, noe som tar 2-3 timer fra Longyearbyen, mens stasjonen kan nås med båt på sommerstid. I perioden fra oktober til februar er det imidlertid ofte ikke mulig å komme seg frem til stasjonen med verken båt eller skuter. Løpende drift og vedlikehold ved stasjonen gjøres av Store Norske, herunder energiforsyningen.

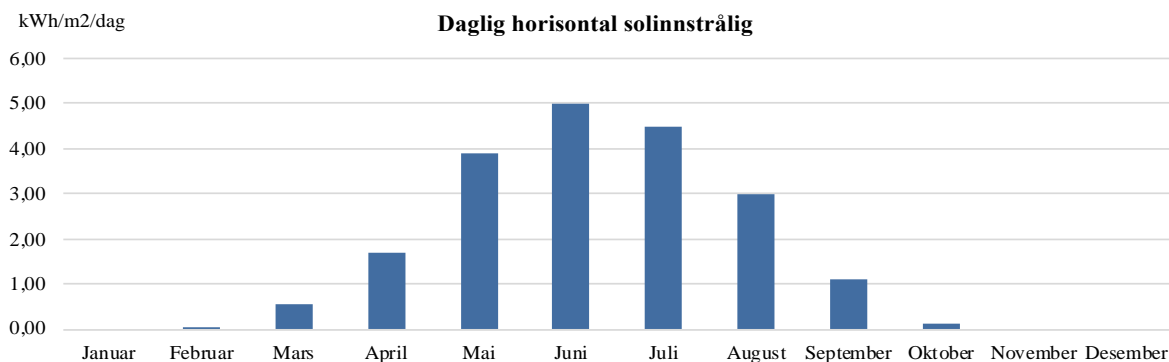
3.2.2 Lokalt klima

Figur 4 viser temperaturene ved Isfjord Radio for de fem siste årene på månedlig basis, hentet fra Meteorologisk Institutt (2020). Det fremgår at middeltemperaturen, gitt ved gjennomsnittlig temperatur per døgn, varierer fra ca. -13 til 8 grader, men det er betydelige variasjoner innad i årene. I vintermånedene varierer middeltemperaturen mellom -5 til -13 grader, mens minimumstemperaturene viser at man har dager med 20-25 minusgrader. For de varmeste dagene av året er temperaturen typisk rett over 10 grader selv om det er enkelte avvik fra dette.



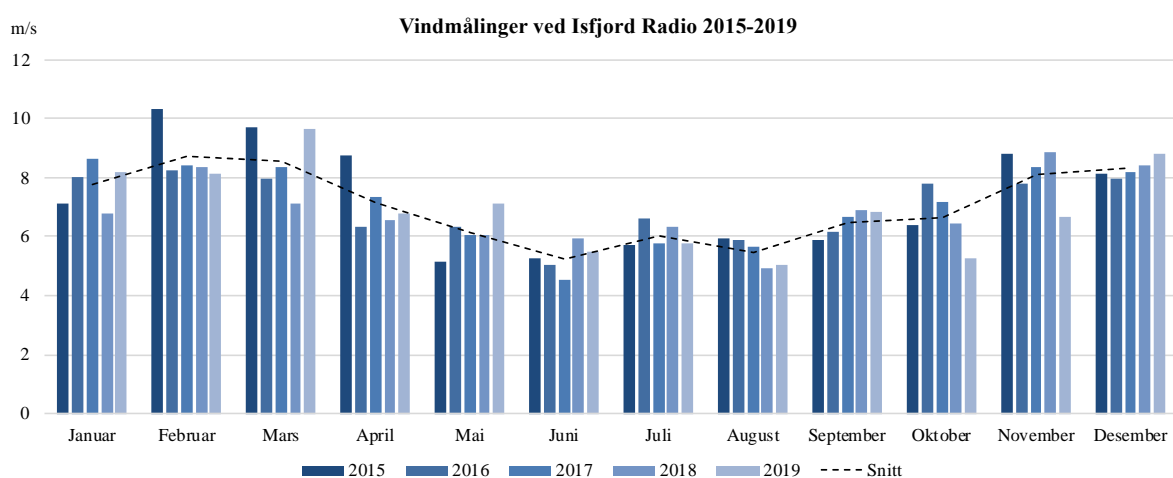
Figur 4: Månedlige temperaturmålinger Isfjord Radio 2015-2020. (Meteorologisk Institutt, 2020)

Meteorologisk Institutt gjennomfører ikke lokale målinger av solinnstrålingen ved stasjonen, men figur 5 viser estimert horisontal innstråling for Isfjord Radio målt i kWh/m²/dag basert på data fra NASA (NASA, 2020). Til tross for usikkerhet i estimatene indikerer dette at solinnstrålingen ved Isfjord Radio er lav sammenlignet med de fleste andre lokasjoner i verden. Samtidig ser man at solinnstrålingen er svært varierende i løpet av året, hvor man har perioder med tilnærmet null innstråling som følge av mørketid. I Isfjorden, hvor Isfjord Radio er lokalisert ved innløpet, vil solen stå under horisonten fra ca. 26 oktober til 15. februar (Stange, 2019).



Figur 5: Månedlig estimert horisontal solinnstråling ved Isfjord Radio. (NASA, 2020)

Videre gjør Isfjord Radio sin beliggenhet at stedet er relativt godt eksponert for vind med til dels høye vindhastigheter. Figur 6 viser gjennomsnittlig middelvind per måned ved stasjonen for 2015-2019 hentet fra Meteorologisk Institutt (2020). Som grafen viser er vinden sterkest i vintermånedene, hvor solinnstrålingen er lav. Ved etablering av et hybrid mikronett ved stasjonen vil altså vindkraft kunne gi stabil energiproduksjon når det er lite lys, mens solceller kan ha tilsvarende rolle i sommerhalvåret når vindstyrken er lavere. Gjennomsnittlig vindhastighet varierer fra 5,3 m/s i juni til 8,7 m/s i februar. Utover den presenterte gjennomsnittlige profilen er det også ofte relativt kraftige målinger, hvor de kraftigste daglige målingene typisk ligger mellom 10-25 m/s i vintermånedene (Meteorologisk Institutt, 2020).



Figur 6: Månedlige vindmålinger Isfjord Radio 2015-2019. (Meteorologisk Institutt, 2020)

3.2.3 Energiforsyning og forbruk

I dag er energiforsyningen ved Isfjord Radio basert på diesel for både strøm- og varmeproduksjon. Det er installert tre dieselgeneratorer på 195 kW hver som overvåkes og styres fra kraftstasjonen i Svea, sørøst for Longyearbyen. En av generatorene er i drift hele døgnet året igjennom, og hvilket som går styres automatisk etter fastlagte intervaller (Alfheim, 2012). En generator er tilstrekkelig til å dekke det lokale energiforbruket, men på grunn av begrenset tilgjengelighet og det kalde klima er forsyningssikkerhet viktig. Systemet er derfor dimensjonert med 100% reservekapasitet dersom en generator svikter. I tillegg er det installert kommunikasjonsutstyr ved stasjonen med et UPS-system¹. Anlegget har også en tilhørende

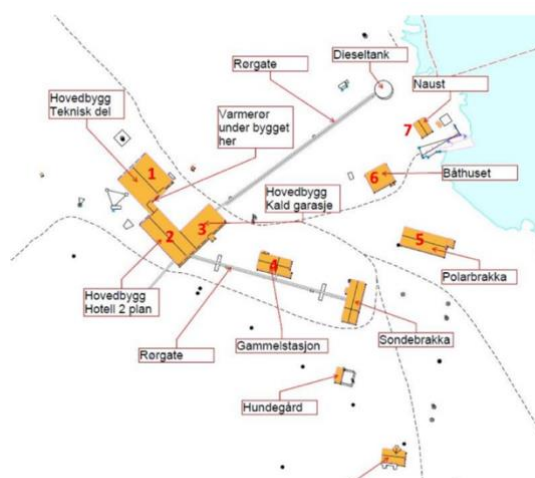
¹ Et system som kobles til driftskritisk utstyr slik at man sikrer kontinuerlig strømtilførsel (Liseter, 2019)

drivstofftank som rommer 240 kubikk (cirka 240 000 liter) diesel som fylles én gang årlig ved bruk av spesialskip fra Longyearbyen (Alfheim, 2012).

Dieselforbruket årlig er på cirka 190 000 liter, noe som indikerer et brutto energiforbruk på om lag 1 900 000 kWh og et CO₂-utslipp på 506 tonn (Miljødirektoratet, 2017). Estimert netto forbruk ved stasjonen er imidlertid 1 100 000 kWh (Multiconsult, 2019). Denne forskjellen skyldes at generatorene i stor grad driftes på konstant turtall, noe som gjør at det i perioder produseres mer energi enn behovet til stasjonen, som i dag hovedsakelig avgis til omgivelsene. Samtidig gjør permafrosten, som omfatter hele Svalbard, i kombinasjon med manglende fleksibilitet i anlegget, at man er avhengig av at bygningsmasse er oppvarmet hele året til tross for perioder uten aktivitet på stasjonen (Alfheim, 2012).

Av det netto årlige forbruket på 1 100 000 kWh anslår Multiconsult (2019) at strømforbruket utgjør 570 000 kWh, mens det termiske forbruket ligger på 380 000 kWh. De resterende 150 000 kWh består av utnyttelse av noe av varmetapet fra generatorene. Topplasten, det maksimale effektforbruket i løpet av året (Hofstad, 2019b), anslås å være 125 kWh/h og 90 kWh/h for henholdsvis strøm- og varmebehovet.

Figur 7 viser en oversikt over de ulike byggene og installasjonene ved på Isfjord Radio. Det er totalt fem bygg med oppvarming og hovedbygget kan deles inn i tre hoveddeler. Den «Tekniske delen» er der hvor dieselgeneratorene står, mens man også har hotellet og en garasje/lagringsplass i det samme bygget. Totalt utgjør oppvarmet areal ved Isfjord Radio 1 738 m². Basert på estimatene ovenfor tilsier dette et energiforbruk på 633 kWh/m² årlig. Til sammenligning viser Enovas Byggstatistikk (2017) et gjennomsnittlig energiforbruk på 272 kWh/m² for hoteller i Norge.



Figur 7: Oversikt over bygg og infrastruktur ved Isfjord Radio (Multiconsult, 2019).

3.2.4 Etablering av et nytt hybrid mikronett

Som følge av ineffektiv energiutnyttelse, forestående behov for oppgraderinger og utslipp av klimagasser planlegger Store Norske nå å etablere et hybrid mikronett basert på solceller,

vindkraft og energilagring i batteri og termisk lager med et tilhørende styringssystem (Enova, u.å.-a). I tillegg til disse tiltakene på produksjon- og lagringssiden skal det gjennomføres diverse ENØK-tiltak² på bygningsmassen for å redusere energibehovet. Et annet sentralt mål med prosjektet er å utvikle en løsning som kan selges til andre lokasjoner, fortrinnsvis i Arktis (Ylvisåker, 2020). Prosjektet har mottatt støtte fra Enova på 40% av investeringskostnadene og et forprosjekt støttet av Svalbards Miljøvernfond viser at tiltakene samlet muliggjør en reduksjon i dieselforbruk på omtrent 2/3 (Enova, u.å.-a). Utredelse vil foregå i 2020-21, mens prosjektet planlegges etablert i 2021-22 (Store Norske Spitsbergen Kulkompani, u.å.-b).

Hensikten med å etablere et solcelleanlegg er å produsere fornybar energi slik at man kan redusere dieselforbruket ved stasjonen. Det er tiltenkt å installere solcellepanel på takene til eksisterende bygg. I henhold til forprosjektet er det planlagt å installere solceller på Hotellet, Gammelstasjonen, Teknisk bygg og Polarbrakka, se figur 7 ovenfor. Ved å installere en eller flere vindturbiner skal også vindkraft bidra til å øke andelen fornybar energiproduksjon. I forprosjektet er det sett på en vindturbin med navhøyde på 37 meter og rotordiameter på 21 meter tilpasset off-grid systemer i kaldt klima.

Batteriet er tiltenkt installert inne i den tekniske delen av hovedbygget. Hovedfunksjonen til batteriet vil på kort sikt være å bidra til optimalisert drift av de eksisterende dieselgeneratorene og balansering av energiproduksjonen. Tilsvarende skal det termiske energilageret fungere som mellomlagring av termisk varme både fra dieselgeneratorene og lokal fornybar energiproduksjon. Når dieselgeneratorene benyttes ved driftsoptimalt turtall vil produksjonen av strøm og varme være større enn det er behov for ved stasjonen. Det termiske energilageret muliggjør derfor en lagring av denne overskuddsvarmen. Energien som produseres fra solceller og vindkraft skal først forsyne direkte forbruk, mens overskudd primært vil lagres i batteribanken. Ytterligere overskudd skal imidlertid lagres i det termiske energilageret via en elektrokjel som omgjør elektrisk energi til varme. Når både batteribanken og det termiske energilageret er fylt opp skal generatorene stoppes og både strøm- og varmebehov skal dekkes av lagrene. I tillegg til at lagringsteknologiene vil øke fleksibilitet i energisystemet vil de altså også bidra til at stasjonen i perioder vil kunne driftes med både termisk og elektrisk energiforsyning basert på fornybar energi.

² En fellesbetegnelse for tiltak og installasjoner hvor hensikten er å forbedre energiutnyttelsen eller redusere forbruket.

Utover dette prosjektet planlegger Store Norske på sikt å installere et system for både lagring og produksjon av hydrogen, noe som vil kunne gjøre Isfjord Radio tilnærmet utslippsfritt. Dersom prosjektet blir vellykket er det også aktuelt å installere en solcellepark og/eller flere vindturbiner. Erfaringer fra prosjektet vil kunne gjøre det enklere å ta i bruk tilsvarende teknologi for andre isolerte kraftverk på Svalbard og Arktis forøvrig, samt andre øysamfunn og avsidesliggende lokasjoner verden over (Enova, u.å.-a).

3.2.5 Prosjektavgrensing for analyseformålet

Analysen vil fokusere på tiltakene på produksjons- og lagringssiden. De planlagte ENØK-tiltakene i forprosjektet, estimert til å gi en årlig energibesparelse på 351 000 kWh, vil derfor trekkes ut. Dette gjøres primært av to grunner. For det første er hensikten å gjennomføre en lønnsomhetsanalyse med overføringsverdi til andre lignende lokasjoner i Arktis. Dette gjør det problematisk å inkludere de planlagte ENØK-tiltakene ettersom disse er basert på gjeldende tilstander og spesifikke installasjoner på Isfjord Radio. Erfaringer knyttet til produksjons- og lagringsteknologier er derimot mer overførbare ettersom de underliggende forutsetningene varierer mindre. For det andre ville inkluderingen av ENØK-tiltakene på bygningsmassen gjort det vanskelig å definere sammenligningsgrunnlaget for analysen. For å vurdere lønnsomheten av tiltakene måtte merknadene for disse blitt vurdert opp mot kostnadene for nødvendig vedlikehold og utskiftninger. Det foreligger ikke estimater på dette og det velges derfor heller en sammenligning opp mot dagens situasjon for å forenkle vurderingene av hvordan eksisterende kostnadsposter potensielt påvirkes.

Ettersom analysen vil basere seg på estimerte investeringskostnader og energibesparelser fra forprosjektet vil heller ikke eventuelle løsninger for produksjon og lagring av hydrogen vurderes. Det foreligger ikke gode estimater for dette på nåværende tidspunkt, og kostnadsbildet kan endre seg betydelig frem mot den endelige investeringsbeslutningen ettersom hydrogenløsninger er i stadig utvikling (Statkraft, 2019).

4. Teori og datagrunnlag

I dette kapittelet vil først det teoretiske rammeverket som legges til grunn for å analysere prosjektet ved Isfjord Radio presenteres. Fundamentet vil bestå av teori om investeringsanalyser fra et bedriftsøkonomisk perspektiv, hvor lønnsomheten beregnes ut fra en kontantstrømanalyse av selskapets kostnader og besparelser. Denne metoden benyttes ofte for å analysere energiprojekter ettersom dette typisk er langsiktige prosjekter med større kapitalandeler involvert (Kaminker & Stewart, 2012). Avslutningsvis vil det foretas en vurdering av analysens datamateriale.

En bedriftsøkonomisk analyse skiller seg fra en samfunnsøkonomisk analyse hvor hensikten er å tallfeste og verdsette alle kostnader og gevinster i prosjektet for alle berørte grupper i den grad det er mulig og hensiktsmessig (Sirnes et al., 2020). Et prosjekt defineres som samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom den samlede betalingsvilligheten til de berørte gruppene er større enn kostnadene (Direktoratet for forvaltning og økonomistyring [DFØ], 2018). Generelt inkluderes ikke samfunnsøkonomiske virkninger i investeringsanalyser, men trekkes gjerne inn i mer utvidede analyser som kost-nytte analyser (Dayananda et al., 2002).

I denne oppgaven vil det legges vekt på bedriftsøkonomisk lønnsomhet fremfor en fullverdig kost-nytte analyse ettersom samfunnsøkonomiske virkninger er vanskelige å tallfeste i praksis (DFØ, 2018). I tillegg er det sentralt at Store Norske sin virksomhet, med unntak av Gruve 7 og boligvirksomheten, skal drives på forretningsmessig grunnlag (Meld. St. 8 (2019-2020), s. 55). Kjøpet av Isfjord Radio er gjort av kommersielle hensyn (Alfheim, 2012).

I likhet med kost-nytte analyser vil det likevel gjennomføres en kvalitativ vurdering av sentrale virkninger som ikke enkelt kan kvantifiseres. Dette fordi noen virkninger potensielt kan påvirke selskapets fremtidige inntekter og kostnader, samtidig som også eksterne virkninger kan være viktig for beslutningstakeren i rollen som et statseid selskap. I energiprojekter utgjør slike virkninger eksempelvis miljøvirkninger og ulykkesrisiko ettersom dette ikke enkelt kan verdsettes basert på markedspriser (Jensen et al., 2003).

4.1 Investeringsanalyse

Som grunnlag for investeringsanalysen må det foretas en vurdering av investeringens fremtidige kontantstrømmer og risikoen forbundet med disse (Dayananda et al., 2002).

Kontantstrømmene vil her beskrives som endringer i forhold til nullalternativet, som representerer dagens situasjon og forventet utvikling i fravær av nye tiltak (DFØ, 2018).

4.2 Tidshorisont

Innledningsvis må det tas stilling til hvilken tidshorisont som skal benyttes i investeringsanalysen. Bruk av en lengre tidshorisont vil gi flere kontantstrømmer og dermed større analysegrunnlag. Samtidig vil det imidlertid være større usikkerhet og høyere risiko for feilestimering av kontantstrømmene desto lengre frem i tid bedriften prognoserer (Ranucci et al., 2016). Det må derfor gjøres en avveining mellom slike hensyn, men generelt bør tidshorisonten fange opp mest mulig av investeringens relevante effekter. Dette innebærer at tidshorisonten bør reflektere levetiden til investeringen (NOU 2012: 16).

4.2.1 Kontantstrøm

Kontantstrømmen fordeles typisk basert på investering-, drift- og finansieringsaktiviteter (Bøhren & Gjørum, 2009). I denne oppgaven vil det forutsettes at prosjektet i sin helhet er finansiert med egenkapital, noe som gjør at det ikke vil foreligge kostnader knyttet til gjeldsfinansiering. Det antas at det heller ikke vil forekomme andre finansielle kontantstrømmer i prosjektet.

Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter

Investeringsaktivitetene består i hovedsak av kostnaden for de fysiske eiendelene og engangsutgifter forbundet med kjøpet (Dayananda et al., 2002). For energiprojekter består engangsutgiftene primært av frakt og installasjon, og disse utgjør som regel en betydelig andel av totalinvesteringen (Krohn et al., 2009). Prosjekter innen fornybar energi kan imidlertid ofte oppnå delfinansiering gjennom ulike støtteordninger, noe som bidrar til å redusere investeringskostnaden fra bedriftens ståsted. En av de sentrale virkemiddelaktørene i Norge er Enova, som gir tilskuddsmidler til prosjekter som tar i bruk ny og innovativ energiteknologi i full skala (Enova, u.å.-b). I tillegg til investeringsutgiftene forekommer det også kostnader eller inntekter forbundet med disposisjon av eiendelene etter endt økonomisk levetid (Dayananda et al., 2002).

Kontantstrøm fra driftsaktiviteter

Nye investeringer fører også typisk til endringer i de løpende kostnadene og inntektene til bedriften. For denne oppgaven vil ikke inntektssiden være relevant, ettersom investeringen primært vil endre kostnadene til bedriften. Samtidig foreligger det ingen informasjon som tilsier at prosjektet vil medføre endringer i leieinntekter eller eventuelle andre inntektskilder ved stasjonen. Sammenlignet med nullalternativet kan investeringer føre til både økninger og reduksjoner i drift- og vedlikeholdskostnadene. For denne typen prosjekter forventes nettoeffekten å være positiv ettersom de operasjonelle kostnadene forbundet med fornybare energikilder er lave sammenlignet med ikke-fornybare energikilder (Energy Innovation: Policy and Technology LLC, 2015). Utover drift- og vedlikeholdskostnader medfører bruk av fossile energikilder også typisk kostnader knyttet til innkjøp av brensel og klimagassutslipp gjennom CO₂-prising.

CO₂-prising refererer til bruken av avgifter for bedrifters klimagassutslipp slik at de selv må bære de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med miljøfiendtlig produksjon (McKittrick, 2016). Klimapolitikken i Norge er tett knyttet opp mot forpliktelser til internasjonale avtaler, herunder Kyotoprotokollen og kvotemarkedet i EU (Bjertnæs & Tsygankova, 2020). Norge er også forpliktet til å redusere utslippene for ikke-kvotepiktig sektor gjennom avtaler i EU, noe som gjøres ved bruk av en fast CO₂-avgift. Med grunnlag i denne avgiften beregnes en CO₂-pris for antall liter diesel benyttet til energiproduksjonen som pålegges bedriften per tonn utslipp. (Hoel et al., 2020) Ved bruk av diesel som brensel benyttes en omgjøringsfaktor på 2,66 kg CO₂/liter³ og den generelle CO₂-avgiften for ikke-kvotepiktig sektor er 544 NOK per tonn CO₂ (Hoel et al., 2020; Miljødirektoratet, 2017).

Skatteeffekter

Både avskrivninger på investeringene og endringer i driftskostnader vil påvirke det skattemessige resultatet til bedriften. Avskrivningene fastsettes basert på anskaffelseskostnaden, som omfatter de utgiftene som er direkte henførbare og nødvendige for at driftsmiddelet skal bli klart til bruk. Dette vil eksempelvis inkludere transport- og installasjonskostnader. (Grant Thornton, 2017) I henhold til skattereglene skal varige og betydelige eiendeler og investeringer avskrives basert på saldometoden. Ved

³ Beregnet basert på CO₂-utslipp fra diesel på 3,17 kg/kg og en massetetthet for diesel på 0,84 kg/l (Miljødirektoratet, 2017; Statistisk sentralbyrå, u.å.)

saldoavskrivninger avskrives en fast prosentsats av restverdien på eiendelen hvert år. Hvilken sats som skal benyttes avhenger av hvilken saldogruppe eiendelen tilhører. (Altinn, 2020)

I tillegg vil det kunne oppstå skatteeffekter i forbindelse med disposisjon av eiendelene ved utrangering, som beregnes basert på forskjeller mellom bokført verdi og utrangeringsverdi (Dayananda et al., 2002). Eventuelle skattereduksjoner avhenger av at bedriften er i skatteposisjon, men dersom dette ikke er tilfellet vil reduksjonene videreføres som en utsatt skattefordel.

4.2.2 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten fastsettes basert på et avkastningskrav som representerer alternativkostnaden ved å binde kapitalen i det aktuelle prosjektet sammenlignet med tilsvarende risikable investeringer (Gjølberg & Johnsen, 2007). Avkastningskravet dekker med det markedets krav om å bli kompensert for tidsverdien til pengene og risikoen forbundet med investeringen (Shannon, 2014).

Avkastningskravet er en kombinasjon av en risikofri rente og en risikopremie, der risikoen refererer til all usikkerhet knyttet til realisasjon og timing av investeringens fremtidige kontantstrømmer. Den totale risikoen består av systematisk risiko og usystematisk risiko. Systematisk risiko knytter seg til markedet generelt og avhenger ikke av den aktuelle investeringens art. (Shannon, 2014) Systematisk risiko vil eksempelvis være knyttet til konjunktursituasjonen som påvirke pris- og lønnsnivå, valutakurser og importkostnader (Hagen, 2011a). Den usystematiske risikoen utgjør prosjektspesifikk risiko, og omfatter for eksempel konkurransesituasjon, teknologiske konkurransefortrinn og kompetanse innen forskning og utvikling (Emmot, 2011). Desto mer omfattende investeringsportefølje man har, desto større muligheter vil bedriften ha for å redusere eksponeringen mot usystematisk risiko ved diversifisering (Hagen, 2011a).

Vanlig praksis for å fastsette avkastningskravet er å benytte kapitalverdimodellen, hvor informasjon fra finansmarkedet brukes til å prise risiko og risikotillegg. Dette gjøres basert på en risikofri rente, forventet meravkastning i markedet (risikopremien) og en betakoeffisient som representerer den systematiske risikoen, målt i samvariasjonen mellom investeringen og markedet (Gjølberg & Johnsen, 2007). Hagen (2011a) argumenterer imidlertid for at aktørene i finansmarkedene kan ha for kortsiktige interesser til å være representative for den risikoen som bæres i langsiktige prosjekter. Samtidig kan markedet for langsiktige verdipapirer hevdes

å være for smalt til å gi tilstrekkelig informasjon om prising av risiko på lang sikt. Som følge av dette kan det spesielt for langsiktige prosjekter være hensiktsmessig å fastsette diskonteringsrenten basert på andre tilnæringsmetoder. Blant annet har Finansdepartementet etablert retningslinjer for håndtering av risiko i statlige prosjekter med ulike levetider. (Hagen, 2011a)

Avslutningsvis må bedriften ta stilling til nominell kontra reell diskonteringsrente, samt om beregningene skal gjøres før eller etter skatt. Fastsettelsen av diskonteringsrenten må være konsistent med hvordan kontantstrømmen defineres (Norli, 2017). Ved bruk av nominell kontantstrøm justeres fremtidige verdier for prisendringer slik at verdien samsvarer med det tidspunktet beløpene mottas på (Bøhren & Gjørnum, 2009). Generell prisstigning justeres basert på inflasjonsraten. Ved budsjettering av reell kontantstrøm oppgis fremtidige verdier i henhold til dagens prisnivå (Brealey et al., 2019). Sammenhengen mellom nominelt og reelt avkastningskrav er gitt ved:

$$r_N = r_R \times (1 + \text{Inflasjon}) + \text{Inflasjon} \quad \Leftrightarrow \quad r_R = \frac{r_N - \text{Inflasjon}}{1 + \text{Inflasjon}}$$

Bedriftens eiere er opptatt av verdiene etter skatt, og diskonteringsberegninger på kontantstrømmen må derfor ta hensyn til dette gjennom avkastningskravet (Thema Consulting Group, 2011). Sammenhengen mellom avkastningskravet før og etter skatt er gitt ved:

$$r_{FS} = \frac{r_{ES}}{1 - s} \quad \Leftrightarrow \quad r_{ES} = r_{FS} \times (1 - s)$$

Med s henvises det her til den effektive skattesatsen for investeringens kontantstrømmer. Det er viktig å bemerke at den effektive skattesatsen kan være ulik den nominelle, men ofte benyttes en forenkling om at de to skattesatsene er like (Thema Consulting Group, 2011).

4.3 Metoder for lønnsomhetsvurderinger

Det finnes en rekke ulike evalueringsmetoder for å vurdere investeringers lønnsomhet, og med ulike styrker og svakheter egner de seg til ulike formål. Det er derfor fordelaktig å benytte flere metoder i vurderingen av en investering. For denne oppgaven vil de relevante metodene være netto nåverdimetoden (NNV), internrentemetoden (IRR), tilbakebetalingstid og Levelized Cost of Energy (LCOE). Utover disse målene trekkes også bruk av realopsjoner

frem som en teoretisk riktig tilnærming for å vurdere energiprojekter, ettersom installasjonene ofte er modulære og det stadig er endringer i teknologikostnadene (Fernandes et al., 2011). Denne metoden vil imidlertid ikke benyttes i denne oppgaven ettersom tidsrammen og energimiksen for prosjektet ved Isfjord Radio er gitt.

4.3.1 Netto nåverdimetoden

Nytte- og kostnadseffekter på ulike tidspunkt gir forskjeller i risiko og tidsverdien av penger, og det er derfor behov for en metode som muliggjør sammenligning av disse i et felles verdimål. Problemet med asynkrone inntekter og kostnader er spesielt gjeldende i energiprojekter, hvor det som nevnt er store initielle kostnader og eventuelle gevinster høstes langt frem i tid. Den mest utbredte metoden i både teori og praksis for å sammenstille disse effektene er netto nåverdimetoden. NNV er et lønnsomhetsmål som summerer og neddiskonterer alle nytte- og kostnadseffektene over hele investeringens levetid for å regne ut lønnsomheten i dag. (Hagen, 2011a) Formelen for NNV er gitt ved:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KS_t}{(1+r)^t}$$

I_0 representerer initialinvesteringen, N representerer totalt antall perioder med kontantstrømmer, KS representerer netto kontantstrøm i en gitt periode t , som neddiskonteres med avkastningskravet r for med hensyn til periode t (Bøhren & Gjærum, 2009). I NNV-beregningene antas det at bedriften kan reinvestere kontantstrømmene umiddelbart til samme avkastning (Hartley, 1990). En positiv NNV indikerer at investeringen er lønnsom, mens den ikke er lønnsom ved en negativ NNV, gitt avkastningskravet som benyttes. Evalueringsmetoden kan benyttes for å rangere lønnsomme investeringer, men her vil også kapitaltilgjengelighet og kapitalanvendelse kunne ha betydning.

Likevel må en være klar over at det eksisterer begrensninger ved NNV-metoden. NNV viser hvilke investeringer som vil gi høyest inkrementell verdiøkning for bedriftens eiere, men sier ikke noe om avkastningen annet enn om den er lavere eller høyere enn avkastningskravet. Dersom eierne er opptatt av høyest mulig verdiøkning i form av prosentvis avkastning på sin kapital vil altså ikke NNV-metoden kunne benyttes som rangeringsmetode av investeringsalternativene. (Dayananda et al., 2002) Dersom det er stor usikkerhet knyttet til

fremtidig utvikling kan den tradisjonelle NNV-metoden også gi eierne et noe misvisende bilde av fleksibilitet og risikoendringer underveis i et prosjekt (Feinstein & Lander, 2002).

4.3.2 Internrentemetoden

Internrenten er den diskonteringsrenten som gjør at den summerte nåverdien av alle fremtidige kontantstrømmer blir null, altså at investeringens nåverdi blir null. IRR kan formuleres som en ligning gitt ved at NNV skal bli null der diskonteringsrenten er ukjent:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KS_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Internrenten er et avkastningsmål, og viser hvor mye bedriften i snitt vil få i avkastning per periode på investeringen over dens levetid. Altså er internrentemetoden en form for løsning på NNV-metoden sin begrensing knyttet til at den kun viser lønnsomhet i form av beløpsverdier. De investeringene som har en IRR høyere enn avkastningskravet vil være lønnsomme å investere i for bedriften, mens det motsatte vil være tilfellet ved en lavere IRR. Også denne metoden kan benyttes til å rangere lønnsomheten i ulike prosjekter ved å sammenligne meravkastning i forhold til avkastningskravet i hvert enkelt prosjekt.

Begrensningene er imidlertid også til stede for IRR-metoden. IRR viser ikke verdiøkning for bedriften i form av beløp slik NNV-metoden gjør, og disse to metodene burde derfor ses i sammenheng. (Dayananda et al., 2002) Videre kan det være slik at et prosjekt enten ikke har en internrente eller at det finnes flere internrenter dersom kontantstrømmene har flere fortegnsskift. Bruk av internrentemetoden kan også være problematisk dersom prosjektene som skal vurderes opp mot hverandre ikke har samme avkastningskrav (Bøhren & Gjørsum, 2009).

4.3.3 Tilbakebetalingstid

Med investeringens tilbakebetalingstid menes tiden det tar før investeringen har tilført bedriften verdi lik kostnaden ved investeringen. Kortere tilbakebetalingstid vil alltid være å foretrekke for bedriften, men tilbakebetalingstiden sier ikke noe om hvorvidt en investering skaper merverdi for bedriften sammenlignet med andre investeringer (Bøhren & Gjørsum, 2009). Dette lønnsomhetsmålet favoriserer investeringer hvor de positive kontantstrømmene kommer tidlig, og ignorerer verdiskapningen etter tilbakebetalingstiden når

investeringskostnadene er dekket. Til tross for disse begrensningene gir tilbakebetalingstiden likevel bedriften nyttig innsikt. Det er høyere risiko knyttet til kontantstrømmer som kommer sent i investeringens levetid, og tilbakebetalingstiden gir derfor en pekepinn på risikoen rundt lønnsomheten i prosjektet. I tillegg sier metoden noe om likviditeten til bedriften som følge av investeringen. Tilbakebetalingstid bør altså kun benyttes som en indikasjon på om og når investeringer blir lønnsomme, og ikke benyttes som en evalueringsmetode alene for å avgjøre hvilke investeringer bedriften burde gjennomføre. (Dayananda et al., 2002)

4.3.4 Levelized cost of energy

LCOE benyttes med den hensikt å kunne beregne og sammenligne levetidskostnader for ulike teknologier innen energiproduksjon. Ved å kalkulere en energikostnad per enhet (NOK/kWh) gir LCOE en mulighet til å sammenligne teknologier basert på forskjeller i kostnadsstruktur, levetid og operasjonelle forutsetninger (Cambell, 2008). I denne oppgaven tas det utgangspunkt i metoden som presenteres i Narbel et al. (2014), hvor energikostnaden evalueres basert på tre ulike komponenter: kapitalkostnader, drift- og vedlikeholdskostnader og brenselkostnader. Skatteeffekter inkluderes typisk ikke i LCOE-beregninger (Sidelnikova et al., 2015).

Kapitalkostnader

Formelen for kapitalkostnaden er gitt ved:

$$\text{Kapitalkostnad} = \left[\frac{R \times c_p}{H \times f} \right] \quad \text{der} \quad R = \frac{r \times (1 + r)^T}{(1 + r)^T - 1}$$

Investeringskostnaden er gitt ved c_p og måles i NOK per installerte kW. Kapasitetsfaktoren, f , som introdusert i kapittel 2.2.3, representerer energi produsert av total mulig produksjon over et tidsintervall H . Ofte tilsvarer dette et år i timer, altså 8 760 timer. R kalles for kapitalgjenvinningsfaktoren, og tilsvarer den andelen av investeringskostnaden som må dekkes hvert driftsår for å balansere kostnader og inntekter gjennom levetiden, gitt ved T . r utgjør diskonteringsrenten.

Drift- og vedlikeholdskostnader

For de fleste energiteknologiene påløper det også drift- og vedlikeholdskostnader i løpet av levetiden. I LCOE-beregninger er formelen for disse kostnadene gitt ved:

$$D\&V = \left[l \times \left(\frac{c_o}{H \times f} \right) \right] \quad \text{der} \quad l = \frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \times \frac{1+e}{r-e} \times \left[1 - \left(\frac{1+e}{1+r} \right)^T \right]$$

C_o representerer drift- og vedlikeholdskostnadene per installerte kW i det første driftsåret. Drift- og vedlikeholdskostnader kan både være faste og variable, men av praktiske hensyn slås dette sammen i beregningene. I likhet med for kapitalkostnadene benyttes tidsfaktoren H og kapasitetsfaktoren f til å omformere kostnadene til NOK per produserte kWh. For å ta hensyn til at kostnadene kan øke utover levetiden inkluderes en utjevningfaktor, l . Denne er avhengig av diskonteringsrenten, r , og en eskaleringsrate, e . Eskaleringsraten uttrykker hvor mye de løpende kostnadene forventes å øke årlig.

Brenselskostnader

Kostnaden for brensel er ikke-eksisterende for teknologier innen fornybar energiproduksjon som solceller og vindturbiner, men ved bruk av eksempelvis dieselgeneratorer kan brenselskostnaden utgjøre en stor andel av kostnadene per kWh. Formelen for brenselskostnader er gitt ved:

$$\text{Drivstoffkostnader} = \left[l \times \left(\frac{c_f}{H \times f} \right) \right] \quad \text{der} \quad l = \frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \times \frac{1+e}{r-e} \times \left[1 - \left(\frac{1+e}{1+r} \right)^T \right]$$

Brenselskostnaden per kW er gitt ved c_f og transformeres til en enhetskostnad på samme måte som ovenfor via faktorene H og f . En utjevningfaktor, l , kan også inkluderes i dette tilfellet for å ta hensyn til endringer i drivstoffkostnader over investeringens levetid.

LCOE

Med de tre komponentene etablert har man følgende uttrykk for LCOE:

$$LCOE = \left[\frac{R \times c_p}{H \times f} \right] + \left[l \times \left(\frac{c_o}{H \times f} \right) \right] + \left[l \times \left(\frac{c_f}{H \times f} \right) \right]$$

Resultatene fra LCOE gir altså en kostnad per produserte kWh over levetiden for hver av teknologiene. I tillegg til at resultatene kan benyttes til å sammenligne ulike teknologier, danner de også grunnlag for å sammenligne kostnadene for hver teknologi på tvers av geografiske områder. (U.S. Energy Information Administration, 2020) LCOE-beregninger kan derfor gi en indikasjon på hvilke faktorer som har størst innvirkning på teknologikostnadene, samtidig som man kan kartlegge hvorvidt noen teknologier er dyrere å ta i bruk i arktiske områder sammenlignet med andre lokasjoner.

Selv om bruken av LCOE er utbredt for å studere slike sammenhenger finnes det også svakheter med denne metoden (Aldersey-Williams & Rubert, 2019). To sentrale svakheter som trekkes frem er at LCOE har et relativt smalt syn på kostnader og at det ikke tas hensyn til at energiproduksjonen innad i en tidsperiode varierer mellom ulike teknologier (Joskow, 2011; Snieckus, 2017). Sistnevnte er spesielt relevant for teknologier som solcellepaneler og vindturbiner ettersom produksjonen til enhver tid avhenger av værforholdene.

4.4 Sensitivitetsanalyser

Lønnsomhetsberegningene baserer seg på en rekke mer eller mindre usikre forutsetninger både knyttet til kontantstrømmen og diskonteringsrenten. Et sentralt informasjonsgrunnlag for investeringsbeslutninger er derfor å ha oversikt over hvordan variasjon og endringer i disse forutsetningene påvirker investeringenes lønnsomhet. I denne oppgaven er dette også direkte relevant opp mot problemstillingen som skal besvares. Metoden kalles sensitivitetsanalyse og har til hensikt å undersøke hvordan usikkerhet i output kan forklares av usikkerhet i input (Campolongo et al., 2004). Dette vil kunne vise robustheten i investeringsanalysen ved å synliggjøre variasjoner i resultatene. Ved å synliggjøre de variablene som skaper størst usikkerhet for lønnsomheten til investeringen gir det bedriften forutsetninger for å følge opp disse nærmere, også etter investeringsbeslutningen. Samtidig danner sensitivitetsanalysen grunnlag for å diskutere resultatene av investeringsanalysen i et bredere perspektiv. (Zhamoida & Matsiuk, 2011)

4.5 Datagrunnlag

4.5.1 Datakilder

For å identifisere de sentrale kostnads- og nyttevirkningene i prosjektet ved Isfjord Radio som skal analyseres i denne oppgaven er det innhentet informasjon fra ulike datakilder. Både det kvantitative og kvalitative datagrunnlaget består i hovedsak av sekundærdata utdelt fra Store Norske. Via mailkorrespondanse er det innhentet rapporter med generelle beskrivelser av Isfjord Radio og det tiltenkte energisystemet, samt estimer for investeringskostnader og energibesparelser som ble utarbeidet i forprosjektet. For å kunne definere nullalternativet er det også hentet inn informasjon om historiske kostnader fra saldobalanser for Isfjord Radio. Av datamaterialet er det videre gjennomført en vurdering av hva som er relevant opp mot

oppgavens problemstilling og investeringsanalysen. Dette inkluderer en vurdering av hvilke kostnader som er beslutningsrelevante, utvelgelse av aktuelle historiske kostnadsposter og selektering og strukturering av kvalitativ informasjon.

I tillegg til dette benyttes ulike offentlige datakilder og kostnadsestimater fra empirisk forskning. Dette gjøres både for å kunne tallfeste kostnads- og nyttevirksomheter i prosjektet utover det materialet fra Store Norske muliggjør og for å sikre kvaliteten på dataene (DFØ, 2018).

4.5.2 Evaluering av datamaterialet

I evalueringen av datamaterialets kvalitet legges det vekt på reliabilitet og validitet (Saunders et al., 2019). Reliabiliteten handler i stor grad om hvor pålitelig datamaterialet er, og knytter seg til hvilke data som benyttes og hvordan datainnsamlingen er foretatt. For datamaterialet tildelt fra Store Norske anses reliabiliteten å være sterk. Den kvalitative informasjonen baserer seg på tekniske beskrivelser i forbindelse med anbudskonkurranser og en forhåndsmelding om utbyggingsplanene, hvor det er viktig å gi nøyaktige og reelle fremstillinger av situasjonen. Samtidig er tallmaterialet for prosjektet i stor grad utarbeidet av Multiconsult, som anses som en pålitelig aktør med mye erfaring fra lignende prosjekter. Det styrker reliabiliteten at estimatene i tillegg er evaluert av Enova gjennom søknadsprosessen for tilskudd.

Saldobalansene anses som relativt pålitelig fordi disse er hentet fra selskapets egne systemer. Historisk har imidlertid føringen av saldobalanser og kostnadsfordelinger vært noe varierende i omfang og detaljnivå, noe som kan bidra til å svekke nøyaktigheten i målingen av historiske kostnader. For å ta høyde for dette vil analysen kun basere seg på nyere kostnadsdata. Også de offentlige datakildene som er tatt i bruk anses som pålitelige, ettersom dette er anerkjente aktører som er avhengig av troverdighet (Saunders et al., 2019). Reliabilitet er imidlertid ikke nødvendigvis i samsvar med datamaterialets validitet (Gripsrud et al., 2010).

Validitet referer til hvorvidt datagrunnlaget gir dekning til å trekke gyldige slutninger om det man har satt seg som formål å undersøke, og man skiller mellom intern og ekstern validitet (Dahlum, 2020). Intern validitet brukes om vurderingen av i hvilken grad resultater er gyldige for utvalget eller fenomenet som undersøkes. Både historiske kostnader og estimater knyttet til prosjektet gjelder spesifikt for Isfjord Radio, og den interne validiteten anses derfor som relativt høy. Selv om dette dekker de mest sentrale kostnads- og nyttevirksomhetene i energiprojekter (Jensen et al., 2003), benyttes imidlertid estimater fra andre datakilder for å

kunne gjennomføre en bredere analyse. Dette kan svekke den interne validiteten ettersom det vil være usikkerhet knyttet til hvorvidt disse estimatene er representative for Isfjord Radio. Det er også en utfordring at det finnes få erfaringstall fra lignende prosjekter i Arktis. I tillegg kan det anføres at kostnadsestimater for de ulike teknologiene i prosjektet kun er på et overordnet nivå, noe som begrenser mulighetene til å studere sammenhenger på detaljnivå.

Basert på oppgavens formål og problemstilling er særlig en vurdering av ekstern validitet relevant, ettersom dette handler om hvorvidt resultater kan generaliseres til andre sammenhenger og kontekster enn den analysen er foretatt i (Ghauri & Grønhaug, 2010). Dette trekkes typisk frem som en utfordring med casestudier (Yin, 2011), og et sentralt vurderingsmoment vil her være i hvilken grad resultatene kan generaliseres til andre lokasjoner, fortrinnsvis i Arktis. Selv om det kan argumenteres for at den eksterne validiteten er noe sterkere innenfor et slikt begrenset geografisk område vil fortsatt kostnader, energiforbruk, optimal teknologisk sammensetning og potensielle energibesparelser variere. Som påpekt tidligere er også teknologikostnadene stadig i endring, noe som reduserer mulighetene til å overføre resultatene til andre tidspunkt (Johannessen et al., 2011).

Validitetsutfordringer knyttet til datamaterialet gjør at resultatene fra investeringsanalysen trolig ikke vil være direkte overførbare til andre arktiske områder. Likevel anses implikasjonene fra lønnsomhetsberegningene og den metodiske tilnærmingen å være relevant ettersom flere av de underliggende utfordringene er like på tvers av Arktis. Oppgaven har først og fremst et utforskende design, hvor formålet er å øke forståelsen for et fenomen hvor det eksisterer begrenset forskning fra tidligere (Gripsrud et al., 2010).

5. Analyse

Innledningsvis i analysen vil kostnader ved nåværende energiløsning på Isfjord Radio presenteres for å danne en forståelse av det underliggende kostnadsbildet og grunnlaget for potensielle besparelser. Videre vil forutsetninger og de aktuelle nytte- og kostnadsvirkningene gjennomgås. Deretter vil lønnsomheten i prosjektet vurderes basert på de utvalgte evalueringsmetodene og tilhørende sensitivitetsanalyser, før det gjøres en kvantitativ vurdering av ikke-prissatte virkninger.

5.1 Nullalternativet

5.1.1 Historiske kostnader

Tabell 1 viser et overordnet bilde av energirelaterte kostnader ved Isfjord Radio de siste fem årene. Som det fremgår av tabellen utgjør de variable energikostnadene den største kostnadsposten ved dagens energiløsning og disse har historisk utgjort 55-68% av de totale kostnadene. En nærmere beskrivelse av disse kostnadene er gitt i tabell 2.

Beskrivelse	2015	2016	2017	2018	2019
Personalkostnader	390 567	388 233	386 100	387 102	386 100
Driftsansvarsrelaterte transportkostnader	31 392	122 256	33 623	92 556	54 933
Vedlikeholdskostnader	486 879	280 248	417 873	240 373	685 499
Renovasjon	-	-	-	84 893	-
Konsulenthonorar	-	-	-	-	674 455
Faste driftskostnader	102 470	115 965	125 696	111 793	121 504
Drivstoffer	1 345 500	1 384 905	1 276 996	1 120 000	1 120 006
Båtfrakt	-	-	-	846 500	402 000
Andre utgifter	-	-	133 340	-	6 715
Variable energikostnader	1 345 500	1 384 905	1 410 336	1 966 500	1 528 721
Energirelaterte kostnader	2 356 808	2 291 607	2 373 627	2 883 216	3 451 213

Tabell 1: Historiske kostnader ved Isfjord Radio i perioden 2015-2019

Variable energikostnader	2015	2016	2017	2018	2019
Drivstoffer	1 345 500	1 384 905	1 276 996	1 120 000	1 120 006
Båtfrakt	-	-	-	846 500	402 000
Andre utgifter	-	-	133 340	-	6 715
Sum	1 345 500	1 384 905	1 410 336	1 966 500	1 528 721
<i>Andel av totale kostnader</i>	<i>57 %</i>	<i>60 %</i>	<i>59 %</i>	<i>68 %</i>	<i>55 %</i>

Tabell 2: Variable energikostnader ved Isfjord Radio i perioden 2015-2019

Frem til 2018 var kostnaden for båtfrakt inkludert i posten «Drivstoffer» som ellers utgjør kostnaden ved innkjøp av diesel. Svalbard er fritatt for CO₂-avgift og moms, noe som gjør at dieselprisen er relativt lav. De to siste årene har innkjøpsprisen vært på 6,4 NOK/l og

dieselpriisen på Svalbard har vært stabil gjennom perioder med varierende diesel- og oljepriser på fastlandet (Thema Consulting Group, 2018).

Frakt til Isfjord Radio kan være svært krevende som følge av værforhold og en begrenset tidsperiode i sommermånedene med isfritt hav, samtidig som dagens kai-fasiliteter ikke åpner for anløp av større skip. Årsaken til at kostnaden var over dobbelt så høy i 2018 sammenlignet med 2019 er at det kun var et spesialskip tilgjengelig som kunne ta oppdraget det året. Selv om dette anses som en ekstraordinært høy kostnad, både sammenlignet med historiske nivåer og hva man forventer fremover, illustrerer dette hvordan avhengigheten av dieseltilgang gjør at man er utsatt for denne typen risiko. Som nevnt i kapittel 3.1 har man også sett dette for andre bosetninger i Arktis, hvor man i enkelte nødstilfeller har måtte benytte flytransport for å sikre kritisk energiforsyning.

Driftspersonell er stasjonert i Longyearbyen og personalkostnadene utgjør kostnader for Store Norske sine ansattes tidsbruk og arbeidstid på Isfjord Radio, inklusiv lønn og forsikringer, boligkostnader og bevertning. I likhet med de faste driftskostnadene, som inkluderer teletjenester, lisenser og avgifter, har disse vært relativt stabile de fem siste årene. Driftsansvarsrelaterte transportkostnader er reisekostnader for frakt av personell i forbindelse med drift og fylling av dieseltank og sammen med vedlikeholdskostnadene varierer disse mer fra år til år.

Den vesentlig høyere vedlikeholdskostnaden i 2019 skyldes en utvidet motorservice på dieselgeneratorene, noe som må gjennomføres cirka hvert femte år. Dette kostet i overkant av 500 kNOK og tilsvarende service ble også gjort i 2014. Under vedlikeholdskostnadene ligger også kostnader knyttet til blant annet leie av helikopter. I mørketiden er det som nevnt tidligere ikke mulig å komme seg til stasjonen med bruk av snøskuter eller båt og det må derfor gjennomføres en til to inspeksjonsturer årlig i denne perioden. Samlet kostnad for årlige helikopterturer har variert mellom 74-123 kNOK.

To enkeltposter, henholdsvis renovasjon og konsulentonorar, er skilt ut for å vise at dette ikke er kostnader som påløper hvert år, i likhet med utvidet motorservice som nevnt ovenfor. Renovasjon utgjør transport av avfall og dette gjøres også typisk hvert femte år, mens konsulentonorarene i 2019 knytter seg til det planlagte prosjektet. Sistnevnte gjenspeiler derfor ikke en kostnad ved dagens energiforsyning og dersom man trekker ut denne ser man at kostnadsnivået er relativt likt som i 2018 med en total kostnad på 2,78 MNOK.

5.1.2 Forventet kostnadsutvikling

Til tross for variasjon i enkeltposter ser man at de totale kostnadene har vært relativt stabile over perioden med en noe oppadgående trend de to siste årene. Med bakgrunn i dette har Store Norske beregnet de forventede kostnadene i fravær av planlagte tiltak basert på snittberegninger over perioden med noen mindre justeringer grunnet forventet utvikling og de underliggende trendene. Disse er gjengitt i tabell 3.

Løpende kostnader	2020 -
Personalkostnader	385 000
Driftsansvarsrelaterte transportkostnader	55 000
Vedlikeholdskostnader	425 000
Renovasjon	17 000
Faste driftskostnader	120 000
Drivstoffer	1 250 000
Båtfrakt	400 000
Variable energikostnader	1 650 000
Energirelaterte kostnader	2 652 000
Reinvesteringer	2025
To stk. Diesellaggregat 200 kW	1 000 000

Tabell 3: Forventede løpende kostnader ved Isfjord Radio

Forventet fraktkostnad er altså satt til 400 kNOK og det er lagt til grunn at dieselpriisen forblir uendret fra dagens nivå. Dersom man skal videreføre dagens løsning er det også forventet at det må investeres i to nye dieselgeneratorer på 200 kW i 2025 grunnet alder på de eksisterende. Kostnaden for dette er estimert å være 1 MNOK, inklusiv frakt og montering. Årsaken til at man kun vil trenge to generatorer fremfor tre slik det er i dag er at nyere generatorer vil være mer effektive, samtidig som aktiviteten innen telekommunikasjon er noe lavere enn før. For de nye dieselgeneratorene anslås det, basert på simuleringer fra arktiske områder i Canada, at drift- og vedlikeholdskostnadene på 425 kNOK kan reduseres med 25% (Das & Cañizares, 2016).

5.2 Budsjettering av kontantstrøm

For å beregne lønnsomheten i prosjektet fra eiers perspektiv tas det utgangspunkt i kontantstrømmer og avkastningskrav etter skatt. I Store Norske sitt tilfelle vil ikke skattehensyn ha praktisk påvirkning på lønnsomheten i prosjektet ettersom selskapet ikke er i skatteposisjon og det heller ikke forventes at utsatte skattefordeler kan benyttes i årene fremover⁴. I lys av oppgavens problemstilling tas likevel skatteeffekter med ettersom formålet er å analysere lønnsomheten i denne typen prosjekter på et mer generelt grunnlag.

⁴ Basert på regnskapstall i nyere tid, samt personlig kommunikasjon med Store Norske.

Skatteeffekter trekkes frem som en viktig finansiell faktor for investeringer i fornybar energi og for andre aktører vil disse trolig være relevante (Mortensen et al., 2017). Skattesatsen settes lik 22% for hele analyseperioden (Regjeringen, 2020a).

Ettersom avskrivningsregler og skatteeffekter baserer seg på nominelle beløp budsjetteres nominelle kontantstrømmer i analysen (Bøhren & Gjærum, 2009). Inflasjonen settes lik inflasjonsmålet på 2% ettersom dette representerer forventet generell prisvekst over tid (Norges Bank, 2020). Alle tall som presenteres er eksklusiv merverdiavgift ettersom Svalbard er fritatt fra denne.

5.2.1 Tidshorisont

For å fange opp effektene av prosjektet over tid er analyseperioden satt fra 2021 til 2046 ettersom dette reflekterer investeringenes levetid. Det forutsettes at investeringene i solceller, batteri og termos gjennomføres i starten av 2021. Dette fordi resten av 2020 antas brukt til planlegging og prosjektering, samt at det er normalt å henføre investeringskostnader til begynnelsen av året (Bøhren & Gjærum, 2009). Sidelnikova et al. (2015) anslår at byggetiden for de aktuelle teknologiene er på opp til et år, men ettersom montering og innkjøring trolig vil være mer krevende på Isfjord Radio forutsettes det normal drift først fra starten av 2022. Energibesparelser, drift- og vedlikeholdskostnader antas å påløpe fra første år i drift. I henhold til foreløpig fremdriftsplan for prosjektet antas investeringstidspunktet for vindturbinen å være et år senere, i årsskiftet 2021-2022, med ordinær drift fra 2023. I tråd med vanlig praksis vil alle årlige inn- og utbetalinger i driftsfasen henføres til årets slutt (Bøhren & Gjærum, 2009).

5.2.2 Investeringskostnader

Tabell 4 gjengir investeringskostnadene, tilhørende kapasitet og økonomisk levetid for de ulike installasjonene basert på estimater fra Multiconsult. Innledningsvis vil det ses bort fra

Teknologi	Investeringskostnad	Kapasitet	Økonomisk levetid	Reinvesteringsbehov
Solceller	2 611 200	156 kW	25 år	
Vindturbin	5 000 000	100 kW	25 år	
Termisk energilager	1 461 600	500 kWh	25 år	
Batteri	2 932 650	400 kWh	10 år	2031: 1 524 978 2041: 1 378 346
Styringsystem	500 000		25 år	
Totalt	12 505 450			2 903 324

Tabell 4: Oversikt investeringskostnader, kapasitet, økonomisk levetid og planlagte reinvesteringer

Enova-støtten i prosjektet. Dette vil istedenfor tas inn i sensitivitetsanalyser i kapittel 5.4.1 for å diskutere hvorvidt støtteordninger er nødvendig for lønnsomhet og hva størrelsen på støtten eventuelt må være.

Ettersom batteriene anslås å ha en levetid på ti år vil det være behov for reinvestering to ganger i løpet av analyseperioden, i henholdsvis år 2031 og 2041. I denne analysen vil det tas utgangspunkt i estimert prisnedgang for litium-ion batterier i et metastudie (2020) av Cole og Frazier som baserer seg på data fra 19 ulike studier om lagringskostnader. Prisen for batterier forventes redusert med 48% fra 2021 til 2031, og 10% fra 2031 til 2041. Dette gir reinvesteringer på henholdsvis 1,52 og 1,38 MNOK.

Restverdier

For investeringene må det også tas stilling til restverdier ved slutten av den økonomiske levetiden. På den ene siden kan flere av installasjonene ha en lengre reell levetid og derav gi mer nytteverdi enn estimert (Sidelnikova et al., 2015). Samtidig kan det være verdier i materialer og komponenter ved salg eller bruk til andre formål. På den annen side kan både frakt, utskiftninger og eventuelt opprydningsarbeid være omfattende ved Isfjord Radio. Ettersom flertallet av tilsvarende installasjoner andre steder i Arktis er relativt nye virker det heller ikke å eksistere erfaringstall som kan benyttes. Som en forenkling settes derfor restverdiene lik null og implisitt gjøres det altså en antagelse om at merverdien av installasjonene, enten i bruk eller ved salg, dekker kostnadene for fjerning og transport.

Enkelte investeringer vil ikke ha nådd økonomisk levetid ved analysehorisontens slutt, år 2046. Restverdien beregnes typisk basert på et fremadskuende vurderingsprinsipp, hvor restverdien settes lik nåverdien av fremtidig nyttevirksomheter fratrukket kostnader den resterende levetiden (Hagen, 2011b). For batteriet ervervet i 2041 neddiskonteres derfor nytteverdien for den resterende økonomiske levetiden tilbake til 2046. Tilsvarende blir gjort for vindturbinen med ett år igjen av den økonomiske levetiden i 2046 ettersom driften starter først i 2023.

5.2.3 Drift- og vedlikeholdskostnader

I likhet med for restverdier foreligger det foreløpig relativt lite tilgjengelig informasjon om løpende kostnader i denne typen prosjekter i Arktis (Whitney & Pike, 2017). I dette tilfellet finnes det imidlertid nasjonale og internasjonale kostnadsestimater for ulike teknologier basert på installert effekt eller forventet energiproduksjon. Flere av estimatene er likevel ikke direkte

overførbare til Isfjord Radio ettersom de baserer seg på storskala anvendelser av teknologiene i anlegg som typisk driftes under mindre krevende forhold. For å hensynta dette benyttes i hovedsak estimerte kostnader fra sammenlignbare prosjekter i andre arktiske områder. Estimerte drift- og vedlikeholdskostnader før skatt for de ulike installasjonene er gitt i tabell 5.

Teknologi	Drift- og vedlikeholdskostnader
Solceller	13 317
Vindturbin	35 045
Batteri	4 122
Totalt	52 484

Tabell 5: Oversikt drift- og vedlikeholdskostnader per teknologi

For solcellepanelene settes drift- og vedlikeholdskostnadene til 0,5% av investeringskostnadene (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). Kostnadene for batteribanken er estimert basert på gjennomsnittskostnaden for ulike batteriinstallasjoner i NWT i Canada, på 3,29 øre per kWh, etter KPI-justering (Das & Cañizares, 2019). Til tross for at driften av vindturbinen i stor grad kan fjernstyres digitalt forventes det høyest drift- og vedlikeholdskostnader for denne installasjonen. I analysen benyttes en snittkostnad for småskala vindturbiner i Alaska, hvorav den KPI-justerte kostnaden settes til 20,15 øre per kWh. (VanderMeer et al., 2017). Det termiske energilageret vil ha minimalt behov for vedlikehold og de løpende kostnadene for denne installasjonen settes derfor lik null (Enova, 2018). Det må imidlertid påpekes at det er stor usikkerhet knyttet til disse estimatene ettersom kostnadene vil påvirkes av prosjekt- og lokasjonsspesifikke forhold (Sidelnikova et al., 2015).

5.2.4 Besparelser

Redusert dieselforbruk

I beregningen av besparelsene knyttet til redusert dieselforbruk inkluderes kun innkjøpskostnader innledningsvis. Dette gjøres fordi Svalbard som nevnt er fritatt fra CO₂-avgifter, noe som gjør at Store Norske ikke belastes for utslippskostnader. Kostnadsbesparelsene for innkjøp regnes ut i følgende tre trinn:

$$(1) \quad \text{Energiproduksjon (kWh)} = \text{Installert ytelse (kW)} \times \text{Fullasttimer} \left(\frac{\text{timer}}{\text{år}} \right)$$

$$(2) \quad \text{Dieselbesparelser} \left(\frac{1}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Dieselforbruk (l)}}{\text{Netto energiforbruk (kWh)}} = \frac{190\,000 \text{ l}}{1\,100\,000 \text{ kWh}} = 0,173$$

$$(3) \quad \text{Kostnadsbesparelse (NOK)} = \text{Energiproduksjon (kWh)} \times \text{Dieselbesparelse} \left(\frac{1}{\text{kWh}} \right) \times \text{Dieselpris} \left(\frac{\text{NOK}}{\text{l}} \right)$$

Ligning (1) viser at det først må regnes ut forventet energiproduksjon fra de fornybare produksjonsteknologiene som tas inn i energimiksen. På lagringssiden må det tas utgangspunkt i hvor mye man kan redusere energiproduksjonen fra dieselgeneratorene. Med dagens energiløsning på Isfjord Radio er det ikke mulig å senke innetemperaturen når stasjonen er vinterstengt og det opprettholdes derfor konstant innetemperatur gjennom hele året. Batteri og det termiske lageret vil tilføre energisystemet den nødvendige fleksibiliteten som gjør at temperaturen kan reduseres til et minimum om vinteren, og derav redusere forbruket. I forprosjektet er det gjennomført simuleringer av forventet årlig energiproduksjon/besparelse for de ulike teknologiene. Disse er gjengitt i tabell 6.

Teknologi	Energibesparelser (kWh)
Solceller	82 030
Vindturbin	173 900
Batteri og termisk energilager	123 000
Totalt	378 930

Tabell 6: Energibesparelser per teknologi

Videre må det, som vist i ligning (2), identifiseres hvor mange liter diesel som brukes per produserte kWh i dag. Som beskrevet under delkapittel 3.2.3 utgjør dagens dieselforbruk 190 000 liter mens nettoforbruk er på 1 100 000 kWh. Dette tilsier at det brukes 0,173 liter diesel per kWh. Som en forenkling legges samme forholdstall til grunn også etter nye dieselgeneratorer kjøpes inn, til tross for at disse i realiteten vil føre til et lavere dieselforbruk per produserte kWh. Denne oppgaven tar ikke sikte på å dekke alle tekniske detaljer og forenklingen anses som rimelig ettersom formålet først og fremst er å studere lønnsomhetsvariasjoner på like premisser.

Avslutningsvis beregnes årlig kostnadsbesparelse ved å inkludere dieselprisen, se ligning 3. Dieselprisen settes lik 6,4 NOK/liter som begrunnet i delkapittel 5.1.2. Basert på denne antagelsen vil den årlige besparelsen for redusert dieselforbruk gitt normal drift være:

$$(3) \quad \text{Kostnadsbesparelse(NOK)} = 378\,930 \text{ kWh} \times 0,173 \frac{\text{l}}{\text{kWh}} \times 6,4 \frac{\text{NOK}}{\text{l}} = 419\,585 \text{ NOK (Før skatt)}$$

En svakhet i disse beregningene er at det implisitt gjøres en antagelse om et en-til-en forhold mellom kilowattimer fra de nye installasjonene og dieselgeneratorene. Dette vil ikke alltid være mulig ettersom eksempelvis dieselgeneratorenes effektivitet vil avhenge av produksjonsnivået. Ettersom de nye installasjonene påvirker behovet for dieselgeneratorene påvirkes i realiteten også effektivitet og derav dieselforbruket per kilowattime. Det er imidlertid vanskelig å hensynta dette i beregningene og i tråd med andre studier gjøres derfor en slik antagelse. (Schwabe, 2016)

Endring i dagens drift- og vedlikeholdskostnader

Ovenfor ble forventede drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til de nye installasjonene gjennomgått, men det må også vurderes hvordan dagens løpende kostnader vil påvirkes. Prosjektet vil redusere behovet for arbeidskraft i forbindelse med vedlikehold av dieselgeneratorene, eksempelvis ved lengere tid mellom tilsyn og nødvendige service. Samtidig vil imidlertid også de nye installasjonene gi nye driftsoppgaver, blant annet som måking av snø på solcellepanelene og utskiftninger av enkeltkomponenter. Prosjektet forventes likevel ikke å utløse behov for fast bemanning ved stasjonen.

Basert på dette forutsettes det ingen endring for personalkostnader og driftsrelatert transport sammenlignet med nullalternativet. Som påpekt i kapittel 5.1 har også personalkostnadene vært relativt stabile de siste fem årene til tross for varierende drifts- og serviceaktivitet ved stasjonen. Også de faste kostnadene antas uendret sammenlignet med nullalternativet ettersom de ikke er direkte avhengig av energimiksen og også disse har vært stabile historisk.

For øvrige vedlikeholdskostnader og båtfrakt av diesel er det imidlertid rimelig å forvente kostnadsbesparelser. Som nevnt ovenfor vil mindre bruk av dieselgeneratorene føre til lengre tid mellom nødvendige servicer, samtidig som redusert dieselforbruk vil påvirke fraktbehovet og kostnadene knyttet til dette. Det anslås at de forventede kostnadene for disse to utgiftspostene, som samlet utgjør 825 kNOK årlig, i gjennomsnitt kan reduseres med 1/3 basert på det reduserte dieselforbruket. Den årlige besparelsen før skatt ved normal drift forventes derfor å være 275 kNOK sammenlignet med nullalternativet.

I tillegg til at disse utgiftspostene vil avhenge av dieselforbruket, indikerer også simuleringer av implementeringen av fornybar energi i mikronett fra Nunavut i Canada at denne antagelsen virker rimelig. I simuleringer for lokalsamfunn som i dag har eldre dieselgeneratorer, og hvor fornybar andelen settes relativt lik som i dette prosjektet (28-36%), estimeres reduksjonen i drift- og vedlikeholdskostnader til 21-27% (Das & Cañizares, 2015). Dette sammenfaller i stor grad med anslaget på netto besparelser når de nye drift- og vedlikeholdskostnadene fra investeringene som presentert i kapittel 5.2.4 trekkes fra. Etter innkjøp av nye dieselgeneratorer i 2025 anslås som nevnt en reduksjon i drift- og vedlikeholdskostnadene på 25%. Dette gir en forventet kostnad på 319 kNOK sammenlignet med 425 kNOK før de nye generatorene installeres. Gitt en reduksjon på 1/3 medfører dette en årlig besparelse på 106 kNOK før skatt etter 2025.

Endringer i behov for innkjøp av dieselgeneratorer

De forventede energibesparelsene i prosjektet på 380 000 kWh antas å medføre et redusert kapasitetsbehov i investeringen i nye dieselgeneratorer. Gitt at én generator fortsatt er nødvendig for å sikre 100% reservekapasitet, forutsettes at den ene generatoren på 200 kW kan byttes ut med en generator på 100 kW basert på informasjon fra Store Norske. Generatoren i reserve kan benyttes under vedlikehold av generatoren på 100 kW, samtidig som fornybar energi vil dekke deler av topplasten. Innhentet kostnadsestimat fra leverandør for en generator på 100 kW levert til Isfjord Radio er på 340 kNOK. Dette tilsier at man kan forvente en besparelse på 160 kNOK sammenlignet med nullalternativet i år 2025.

Endring i skattemessige avskrivninger

Avslutningsvis må endringene i de skattemessige avskrivningene inkluderes i kontantstrømmen. Avskrivningssatsene som blir benyttet for de ulike installasjonene er gjengitt i tabell 7. For vindturbinen skal gir, generator, rotor og styringsutstyr avskrives i saldogruppe d (Skatteetaten, 2019a). Dette typisk utgjør rundt 2/3 av investeringsbeløpet og det forutsettes derfor at hele anskaffelseskostnaden kan tildeles denne avskrivningssatsen (Sidelnikova et al., 2015). Ettersom solcellepanelene er tiltenkt fastmontert på bygninger og de skal forsyne bygningene med strøm anses disse som en fast teknisk installasjon i henhold til saldogruppe j (Skatteetaten, 2019b). Faste tekniske installasjoner forutsettes også å omfatte batteribanken, styringssystem, termisk energilager og dieselgeneratorer. Tilsvarende sats benyttes derfor for disse installasjonene.

Installasjon	Saldosats
Vindturbin	20 %
Solcellepanel	10 %
Batteribank	10 %
Termisk energilager	10 %
Styringssystem	10 %

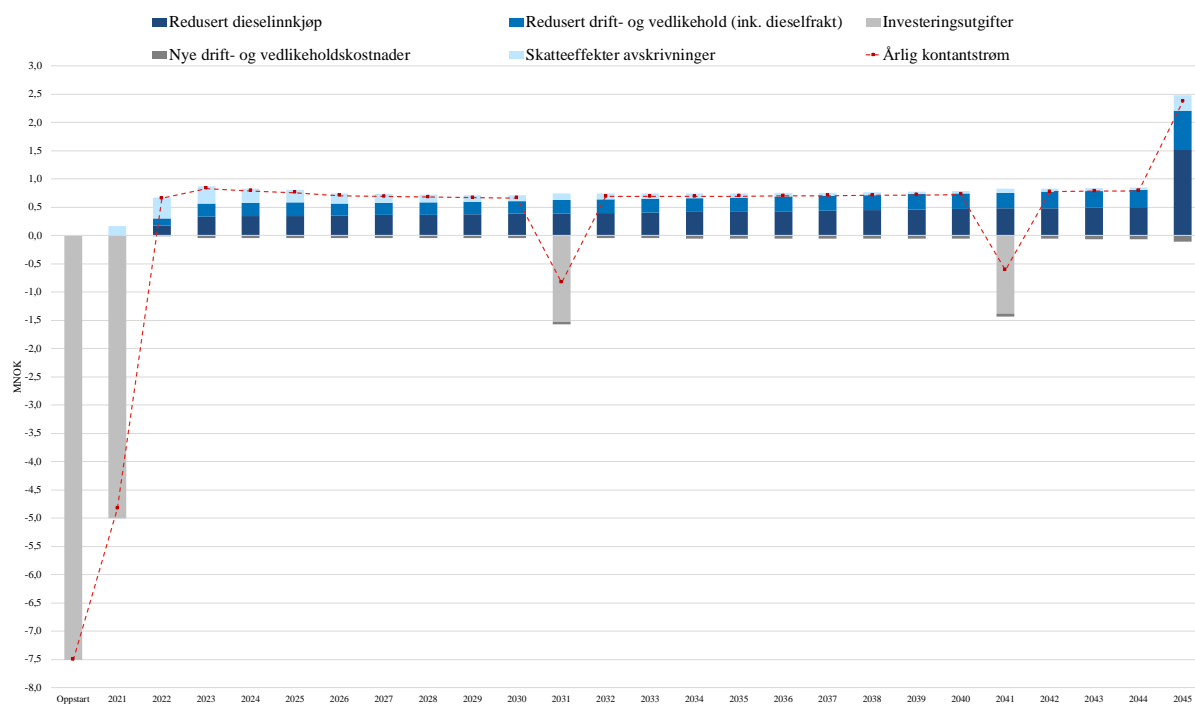
Tabell 7: Avskrivningssatser per teknologi

5.2.5 Avkastningskrav

I henhold til Finansdepartementets retningslinjer skal den reelle kalkulasjonsrenten for statlige tiltak som ikke er i direkte konkurranse med andre settes til 4% for prosjekter med en varighet på 20-40 år (DFØ, 2018). Kalkulasjonsrenten består av en risikofri komponent satt til 2,5 prosentpoeng og et risikopåslag på 1,5 prosentpoeng (NOU 2018: 17). Ettersom Isfjord Radio ikke er utsatt for konkurranse vil dette utgjøre diskonteringsrenten i analysen av prosjektet. Gitt en inflasjon på 2% gir dette et nominelt avkastningskrav 6%.

5.2.6 Kontantstrømoersikt

Figur 8 gir en fremstilling av de positive og negative kontantstrømmene i prosjektet, og en fordeling mellom de ulike postene som gjennomgått ovenfor.



Figur 8: Positive og negative kontantstrømmer med fordeling mellom nytte- og kostandsposter

5.3 Lønnsomhetsberegninger

5.3.1 Nettonåverdi, IRR og tilbakebetalingstid

Tabell 8 viser NNV, IRR og tilbakebetalingstid. For prosjektet blir NNV -4,3 MNOK under de gjeldende forutsetningene, mens internrenten er 2,14%, altså lavere enn avkastningskravet.

Prosjektet fremstår dermed ikke lønnsomt, til tross for at investeringene gir relativt store besparelser årlig sammenlignet med dagens kostnader. Dette gjenspeiles også i den lange tilbakebetalingstiden på cirka 23 år.

Lønnsomhetsmål	Verdi
NNV	-NOK 4 271 211
IRR	2,14 %
Tilbakebetalingstid	23 år

Tabell 8: Resultater lønnsomhetsmål

5.3.2 LCOE

I tillegg til en lønnsomhetsvurdering av prosjektet i sin helhet er det nyttig å sammenligne kostnadene for de ulike installasjonene ved å beregne LCOE. For å sammenligne energikostnadene kun basert på kostnader og produksjonspotensialet benyttes samme diskonteringsfaktor for de ulike teknologiene i denne analysen. Diskonteringsfaktoren settes til 6% i likhet med for nåverdiberegningene. Eskaleringsraten, e , settes lik 2% ettersom det forutsettes at de årlige kostnadene øker med inflasjonen. I motsetning til i nåverdiberegningene er nå kostnadene for solcellepanelene fordelt på de ulike byggene. LCOE-beregninger for batteri og termiske energilagere er utelatt ettersom det er vanskelig å isolere effekten for disse teknologiene.

For å kunne sammenligne kostnadene for de nye installasjonene opp mot dieselgeneratorer er det også inkludert et kostnadsestimat for en av de nye dieselgeneratorene på 200 kW i nullalternativet. Investeringskostnaden per kW, C_p , er satt basert på estimert investeringskostnad på 500 kNOK. C_0 er her beregnet basert forventede drift- og vedlikeholdskostnader etter 2025, hvor kun halvparten av kostnadene for motorservice og vedlikehold av maskiner tas med ettersom det er to generatorer totalt. Øvrige drift- og vedlikeholdskostnader vil i stor grad påløpe uavhengig av om det er en eller to generatorer ved stasjonen og disse inkluderes derfor i sin helhet. Brenselskostnaden per kW, C_f , er satt basert på årlig frakt- og innkjøpskostnad for diesel. Økonomisk levetid er satt til 20 år, selv om den tekniske levetiden kan være lengre (Das & Cañizares, 2019). Personalkostnader og driftsrelatert transport ses bort ifra ettersom disse er vanskelig å fordele på de ulike teknologiene. Beregningene av LCOE er gitt i tabell 9.

Beskrivelse	Solcellepaner					Vindturbin	Dieselgenerator
	Totalt	Hotell	Polarbrakka	Teknisk bygg	Gammelstasjonen	XANT 100kW	Nytt (200 kW)
Økonomisk levetid	25	25	25	25	25	25	20
kW	156	82,4	28,8	33,6	11,2	100	200
C_p	16 738	16 155	13 889	15 238	32 857	50 000	2 500
C_0	67	67	67	67	67	273	1395
C_f	-	-	-	-	-	-	8080
R	7,8 %	7,8 %	7,8 %	7,8 %	7,8 %	7,82 %	8,72 %
H	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
f	6,00 %	5,86 %	5,34 %	5,06 %	11,60 %	19,9 %	63 %
e	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
l	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19
Kapitalkostnad	2,49	2,46	2,32	2,69	2,53	2,25	0,04
Drift og vedlikehold	0,16	0,16	0,18	0,19	0,08	0,19	0,30
Brenselskostnader	-	-	-	-	-	-	1,75
LCOE ved Isfjord Radio	2,65	2,62	2,50	2,88	2,61	2,44	2,10

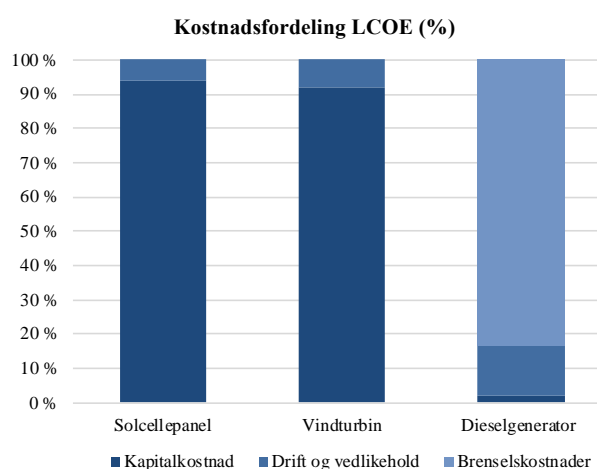
Tabell 9: LCOE utregningsverdier og resultater

Som det fremgår av tabellen er kostnaden per produserte kWh noe lavere for vindturbinen enn solcellepanelene totalt sett. For flere av solcellepanelene er drift- og vedlikeholdskostnadene noe lavere over levetiden, men kapitalkostnaden fører til en høyere LCOE. Per installerte kW

er kapitalkostnaden vesentlig høyere for vindturbinen, men den høyere kapasitetsfaktoren på 20% mot 6% for solcellepanelene gir en lavere kostnad per produserte kWh. Vindturbinen virker dermed å være rimeligere per kWh over levetiden enn solcellepanelene, men kostnadene varierer noe for de ulike solcellepanelene (2,50-2,88 NOK/kWh).

LCOE for dieselgeneratoren er imidlertid lavere enn for både solcellene og vindturbinen. Selv om det er høye brenselskostnader gjør vesentlig lavere investeringskostnader at LCOE blir lavere totalt sett. Figur 9 viser den prosentvise fordelingen av enhetskostnadene for de ulike teknologiene, hvor solcellepanelene vises samlet. Det er stor forskjell i kapitalkostnaden per installerte kW, samtidig som dieselgeneratoren kan dekke hele energibehovet ved stasjonen og derav har en høyere kapasitetsfaktor.

Kapasitetsfaktoren bidrar også til at drift- og vedlikeholdskostnadene per kWh for dieselgeneratoren ikke er vesentlig høyere enn for solcellene og vindturbinen til tross for at kostnadene per kW er betydelig høyere. Basert på en sammenligning av produserte kilowattimer over levetiden fremstår altså videre bruk av dieselgeneratorer som et mer lønnsomt alternativ enn å implementere fornybar energi.



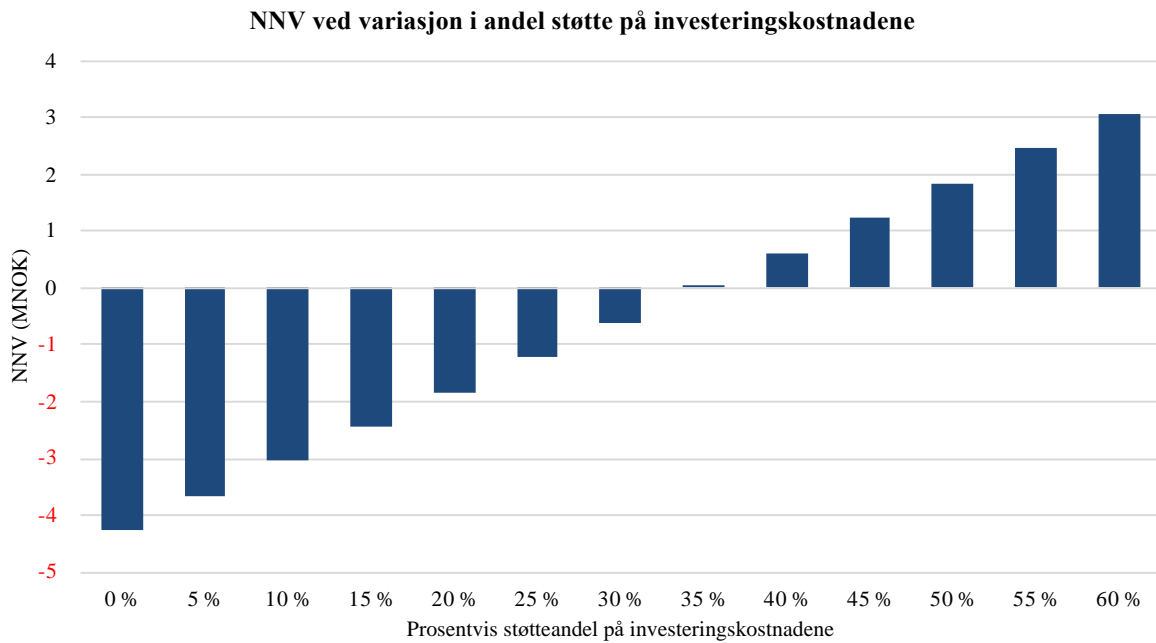
Figur 9: Kostnadsfordeling LCOE per teknologi

5.4 Sensitivitetsanalyser

Basert på de ulike lønnsomhetsmålene fremstår ikke prosjektet lønnsomt, men analysen baserer seg på en rekke forutsetninger og estimerer det knytter seg usikkerhet til. Som grunnlag for videre diskusjon er det derfor nærliggende å studere hvordan variasjon i sentrale forutsetninger påvirker resultatene.

5.4.1 Investeringsstøtte

Prosjektet ved Isfjord Radio har som nevnt mottatt Enova-støtte for investeringskostnadene, noe som ble sett bort fra i analysen ovenfor. Ettersom viktigheten av finansieringsordninger også trekkes frem i litteraturen, herunder støtteordninger som dette, inkluderes en sensitivitetsanalyse av lønnsomheten ved variasjon i støttenivå.

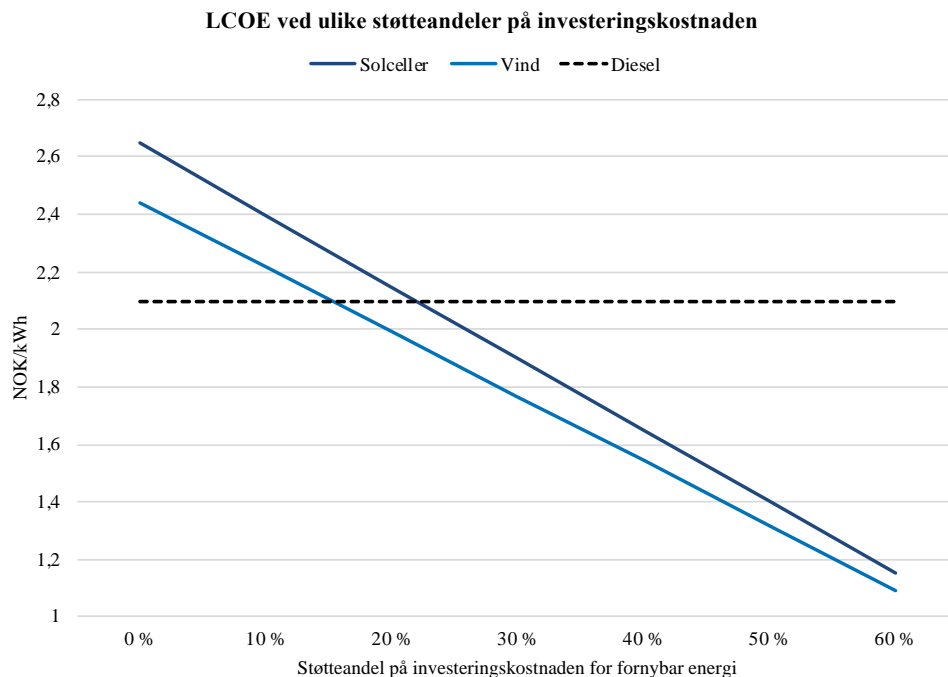


Figur 10: Sensitivitetsanalyse av NNV ved variasjon i støtteandel

Figur 10 viser hvordan netto nåverdien påvirkes av endringer i investeringsstøtten, alt annet likt. De nødvendige reinvesteringene i batterier i henholdsvis år 2031 og 2041 holdes utenfor støtten ettersom disse ikke dekkes av tildelt Enova-støtte i prosjektet. Øvre grense er satt til 60% ettersom dette utgjør maksimal prosentandel større selskap kan oppnå ved miljøinvesteringer (Innovasjon Norge, 2020). Som figuren viser er nåverdien tilnærmet null ved en støtteandel på 35%, mens en støtteandel lik den faktiske støtten i prosjektet på 40% gir en positiv nåverdi på omtrent 618 kNOK. IRR ved 40% støtteandel er på 6,85%, 0,85 prosentpoeng høyere enn avkastningskravet. Prosjektet fremstår altså lønnsomt med Enova-støtten. Investeringsstøtte på 40% har også relativt stor betydning for tilbakebetalingstiden som reduseres fra 23 til 14 år.

I figur 11 vises variasjoner i LCOE for de ulike teknologiene ved ulike støtteandeler på investeringskostnadene. Dieselgeneratorene vil naturligvis ikke omfattes av samme støtteordninger og er derfor konstant i hele intervallet. Som vist i LCOE-beregningene er utgjør investeringskostnadene for solcellepanelene og vindturbinen mesteparten av kostnaden per produserte kWh over levetiden. Dette gjør at LCOE for disse teknologiene er følsomme for variasjon i investeringsstøtte sammenlignet med teknologier som dieselgeneratoren hvor investeringskostnaden kun utgjør en liten andel av kostnaden. Ved maksimalt støttenivå på 60% ser man at LCOE omtrent halveres for begge teknologiene. Dersom dieselgeneratoren

kunne oppnådd maksimalt støttenivå ville dette ført til at LCOE gikk fra 2,1 til 2,07 NOK/kWh, altså en reduksjon på kun 3 øre.



Figur 11: Sensitivitetsanalyse av LCOE ved variasjon i støttenivå

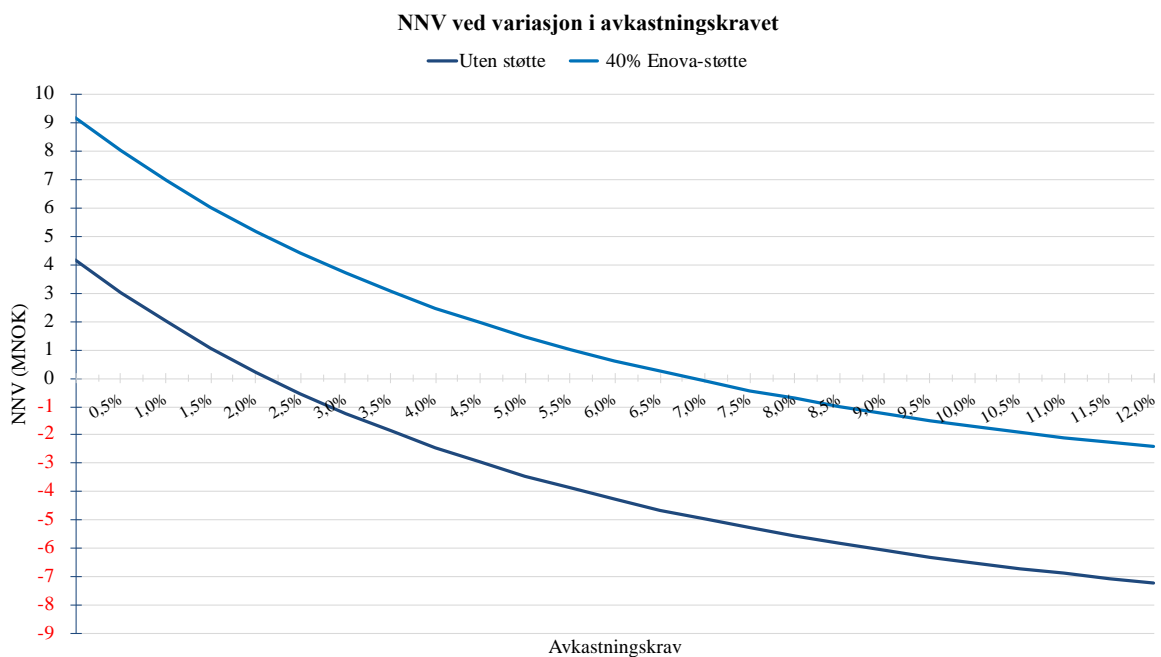
Som det fremgår av figuren blir LCOE for vindturbinen lavere enn for dieselgeneratoren når støttenivået overstiger 15%, mens man for solcellepanelene totalt sett trenger en støtteandel på minst 22%. Ved en støtteandel på 40% er LCOE for vindturbinen og solcellepanelene henholdsvis 1,5 og 1,7 NOK/kWh. Ved økning i støttenivået ser man også at LCOE for de to teknologiene konvergerer. Dette skyldes at drift- og vedlikeholdskostnadene er relativt like med 19 øre/kWh for vindturbinen mot 16 øre/kWh for solcellepanelene. LCOE for vindturbinen er lavere enn solcellepanelene i hele intervallet grunnet en lavere investeringskostnad per kWh over levetiden.

5.4.2 Avkastningskrav

Videre vil effektene av variasjon i avkastningskravet studeres ettersom dette ofte har stor betydning for lønnsomheten i energiprojekter (Khatib, 2014). Ulike avkastningskrav er også relevant fordi Store Norske ønsker å bruke erfaringene på Isfjord Radio til å selge lignende løsninger til andre steder i Arktis, hvor de trolig vil møte konkurranse. Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (2018) fastslår i sin veiledning at kalkulasjonsrenten på 6% bortfaller ved investeringsprosjekter i konkurranse med private bedrifter, og at avkastningskravet da skal reflektere andre private aktørers krav. Samtidig vil variasjon i

avkastningskravet gi nyttig innsikt i en mer generell lønnsomhetsvurdering av slike prosjekter i Arktis ettersom forskjellige aktører kan benytte ulike avkastningskrav.

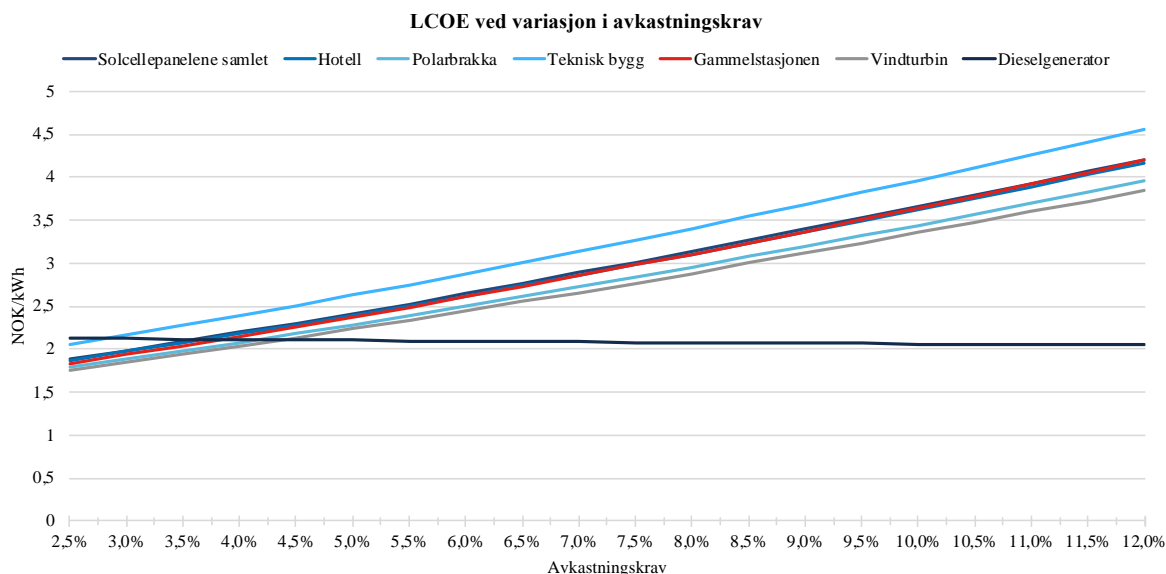
Figur 12 viser sensitiviteten til NNV gitt variasjon i avkastningskravet under to ulike scenarioer, alt annet likt. Scenarioet med 40% støtte er interessant å inkludere for videre diskusjon av nivåene som er aktuelle for dette prosjektet. Ved 40% støtte ser man at prosjektet blir lønnsomt ved avkastningskrav på 6%. Scenarioene er lønnsomme ved avkastningskrav lavere enn henholdsvis 2,14% og 6,85%, som tilsvarer IRR.



Figur 12: Sensitivitetsanalyse av NNV ved variasjon i avkastningskravet

Variasjoner i avkastningskravet påvirker også LCOE-beregningene. Det interessante her er forskjellen mellom hvordan avkastningskravet påvirker de fornybare produksjonsteknologiene og dieselgeneratoren. Som det fremgår av figur 13 er forskjellene i sensitiviteten til LCOE nokså store. Dette kan forklares i forskjellen mellom investeringskostnadene og de løpende kostnadene for de ulike teknologiene. Kapitalgjenvinningsfaktoren, som kun inngår i utregningen av investeringskostnaden per kWh, er relativt sensitiv til variasjoner i avkastningskravet sammenlignet med andre faktorer. Ettersom investeringskostnaden er høy for de fornybare teknologiene sammenlignet med dieselgeneratoren gir variasjon i avkastningskravet større utslag for disse teknologiene. For drift-, vedlikehold- og brenselkostnadene gir et økt avkastningskrav noe lavere kostnader over levetiden som følge av økt neddiskontering. Ettersom brenselkostnadene utgjør

mesteparten av enhetskostnadene for dieselgeneratoren, får man her en svak nedadgående kostnadskurve. Som følge av forskjellene i kostnadsstruktur fremstår derfor dieselgeneratoren mer lønnsom enn de fornybare teknologiene desto høyere avkastningskrav som benyttes.

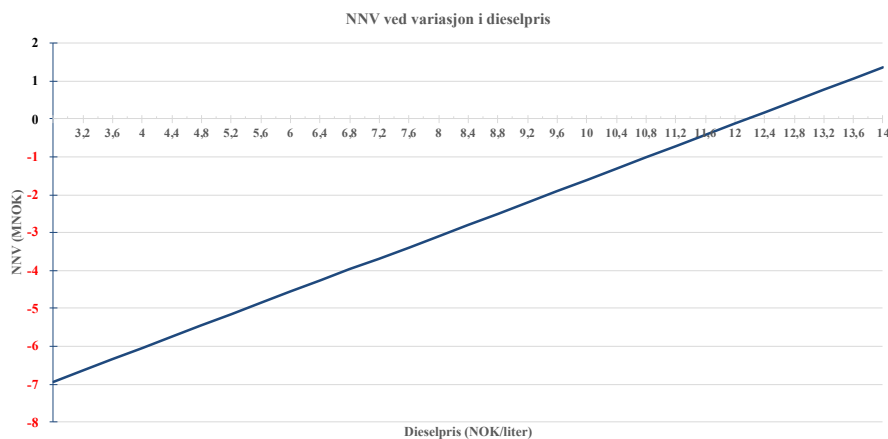


Figur 13: Sensitivitetsanalyse av LCOE ved variasjon i avkastningskravet

Ved avkastningskrav under omtrent 4,5% er ikke dieselgeneratoren lengre mest lønnsom. Vindturbinen fremstår rimeligere enn solcellepanelene i hele intervallet, men ved lavere avkastningskrav reduseres imidlertid kostnadsforskjellene.

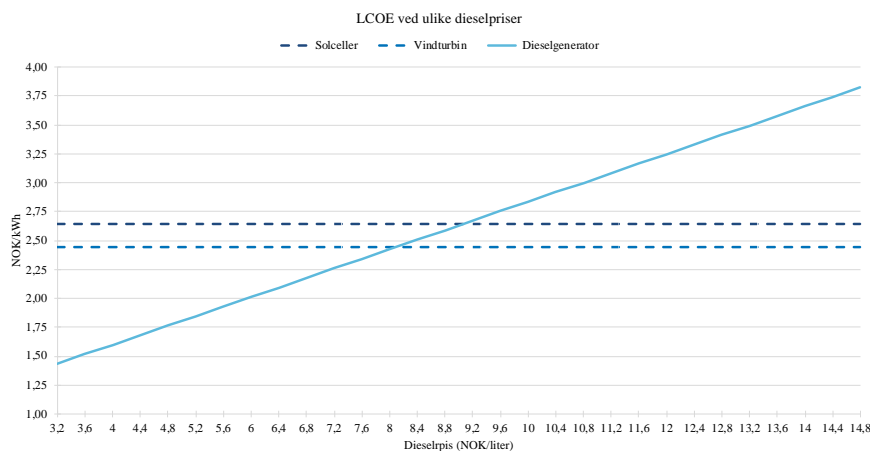
5.4.3 CO₂-avgift og endringer i dieselpris

Avgifter forbundet med ikke-fornybar energiproduksjon er spesielt relevant i en vurdering av besparelser knyttet til implementering av fornybar energi. Subsidier på diesel har blitt trukket frem som en svært relevant problemstilling for avsidesliggende lokasjoner i Arktis. I analysen ble de estimerte besparelsene for redusert dieselforbruk beregnet basert på gjeldende dieselpris som ble antatt å være konstant gjennom hele analyseperioden. Dette er en streng antagelse og figur 14 hvordan NNV påvirkes av variasjoner i dieselpris, alt annet likt.



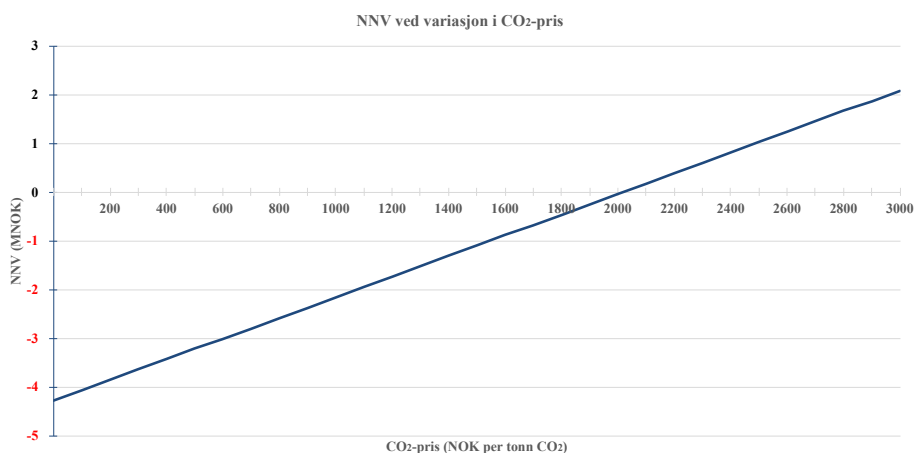
Figur 14: Sensitivitetsanalyse av NNV ved variasjon i dieselpris

Dersom alle andre faktorer holdes konstant må dieselprisen øke med 90% for at prosjektet skal bli lønnsomt. LCOE for dieselgeneratoren påvirkes primært av dieselprisen gjennom brenselkostnadene. Ved en prisøkning på henholdsvis 26% og 42% vil vindturbinen og solcellene bli vurdert som mer lønnsomme enn dieselgeneratoren, gitt at alt annet holdes likt, som vist i figur 15.



Figur 15: Sensitivitetsanalyse av LCOE ved variasjon i dieselpris

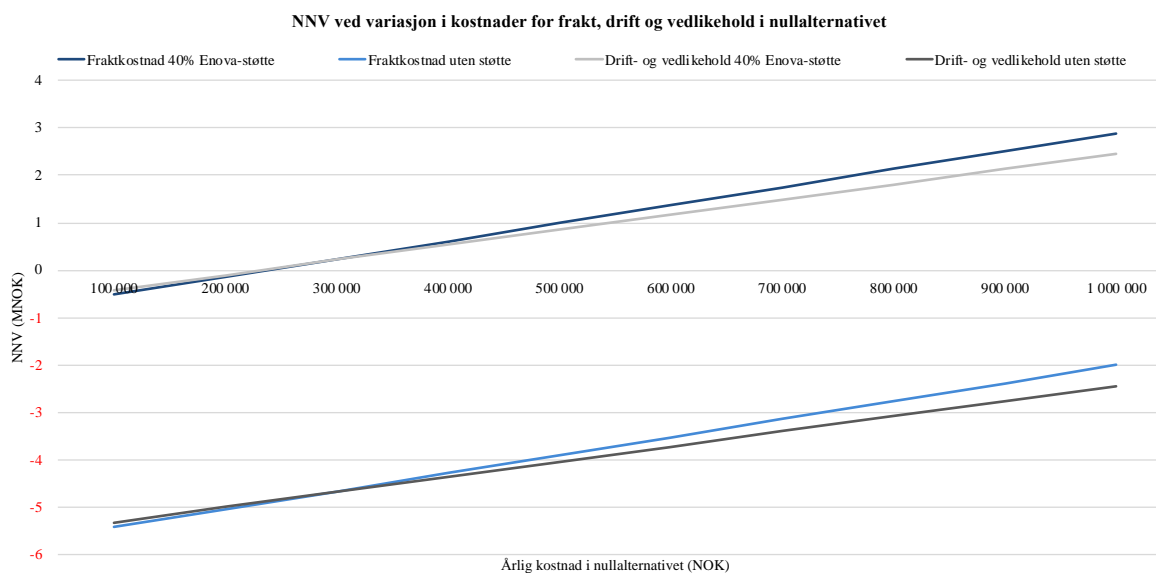
Videre er avgifter knyttet til klimagassutslipp trukket frem som en forutsetning som kan påvirke lønnsomheten. Selv om dette ikke påvirker Svalbard per i dag vil det ved en innføring av avgift ha konsekvenser for det ikke-fornybare alternativet, og medføre positive kontantstrømmer for investeringsanalysen. Figur 16 viser hvordan NNV endrer seg ved variasjoner i CO₂-avgift. Gitt at alt annet holdes likt vil det fornybare prosjektet bli vurdert som lønnsomt ved en CO₂-avgift på 2 kNOK per tonn CO₂. Gjeldende generelle avgift for ikke-kvotepliktig sektor på 544 NOK per tonn CO₂ vil altså ikke utløse en investering basert på NNV.



Figur 16: Sensitivitetsanalyse NNV ved variasjon i CO2-pris

5.4.4 Kostnader for dieselkraft, drift og vedlikehold

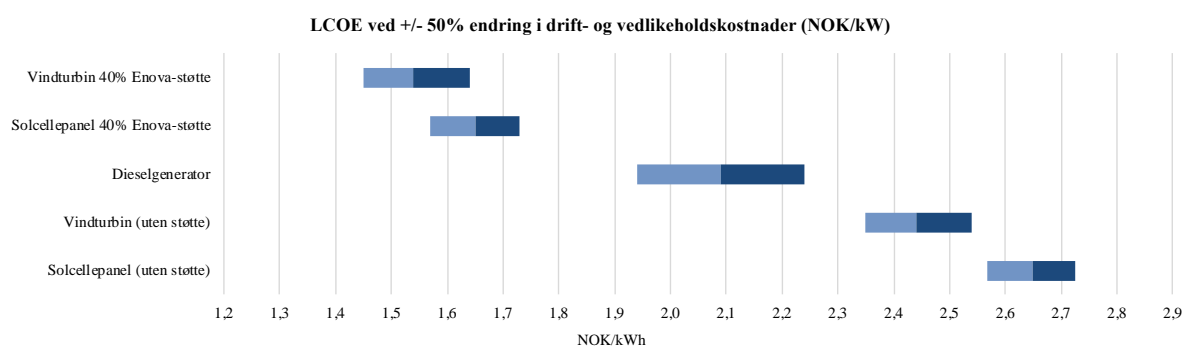
Som tidligere vist i kontantstrømvorsikten i figur 8 utgjør også reduserte drift- og vedlikeholdskostnader og dieselkraft en stor andel av de årlige besparelsene i prosjektet. Videre er det derfor hensiktsmessig å se på hvordan variasjoner i disse kostnadspostene påvirker lønnsomheten. Figur 17 viser hvordan variasjoner i henholdsvis fraktkostnadene og drift- og vedlikeholdskostnadene i nullalternativet påvirker NNV i prosjektet, gitt at de prosentvise besparelsene forblir uendret.



Figur 17: Sensitivitetsanalyse av NNV ved variasjon i drift- vedlikehold- og dieselkraftskostnader

Ettersom kostnadene for dieselrakten og drift- og vedlikehold er på samme nivå i nullalternativet, på henholdsvis 400 kNOK og 425 kNOK før skatt, viser figuren at endringer i disse postene har relativt lik betydning på NNV. Grunnen til at grafene ikke er parallelle er antagelsen om lavere potensielle besparelser for drift- og vedlikeholdskostnadene fra 2025. I en situasjon uten investeringsstøtte på 40% vil prosjektet fortsatt ikke være lønnsomt ved en dobling i en av kostnadspostene i nullalternativet, alt annet likt. Det er imidlertid tydelig at nivået på kostnadene har stor betydning for de potensielle besparelsene i prosjektet. Dersom eksempelvis forventet fraktkostnad i nullalternativet hadde vært 800 kNOK, tilsvarende kostnaden for frakt i 2018, øker NNV med cirka 1,5 MNOK, alt annet likt. Ved Enova-støtte fremstår lønnsomheten i prosjektet, målt ved NNV, som relativt robust til moderate endringer i disse kostnadspostene. Både for fraktkostnaden og drift- og vedlikehold isolert sett vil NNV være positiv så lenge kostnadene i nullalternativet ikke er lavere enn cirka 250 kNOK ved prosjektstart.

Avslutningsvis vil drift- og vedlikeholdskostnadene som kan knyttes direkte til de nye installasjonene studeres nærmere ettersom det som påpekt er stor usikkerhet i disse estimatene. Spesielt for vindturbinen kan kostnadene variere på tvers av prosjekter, og dette utgjør også mesteparten av de nye drift- og vedlikeholdskostnadene (VanderMeer et al., 2017). Sett opp mot NNV for prosjektet som helhet vil imidlertid denne kostnadsposten ha begrenset betydning for lønnsomheten gitt størrelsesforholdene sammenlignet med de andre kontantstrømkomponentene. For eksempel ville en endring på +/- 50% i de løpende kostnadene for vindturbinen per kWh, gi en endring i NNV på +/- 200 kNOK, alt annet likt. Det vil derfor ikke foretas en nærmere sensitivitetsanalyse opp mot NNV, men i sammenligning av teknologiene basert på LCOE kan slike kostnadsvariasjoner ha større betydning.



Figur 18: Sensitivitetsanalyse av LCOE ved +/- 50% variasjon i drift- og vedlikeholdskostnader

Figur 18 viser hvordan LCOE varierer for de ulike teknologiene gitt en endring på +/- 50% i drift- og vedlikeholdskostnadene per installerte effekt (C_o). For teknologiene innen fornybar energiproduksjon er både tilfellet med og uten Enova-støtte inkludert. Som det fremgår av figuren gir prosentvise endringer i drift- og vedlikeholdskostnadene størst utslag for dieselgeneratoren. Dette skyldes at kostnadene per kW i utgangspunktet er vesentlig høyere enn for solcellepanelene og vindturbinen som påpekt tidligere. Utslaget for vindturbinen er noe høyere enn for solcellepanelene, hvor parametervariasjonen gir en endring i LCOE på +/- 9 øre/kWh sammenlignet med +/- 8 øre/kWh. I fravær av Enova-støtten fremstår likevel dieselgeneratoren fortsatt mest lønnsom, mens både vindturbinen og solcellepanelene blir rimeligere ved 40% investeringsstøtte. Observasjonene underbygger altså resultatene fra sensitivitetsanalysen av LCOE i kapittel 5.4.1.

5.5 Ikke-prissatte virkninger

I tillegg til lønnsomhetsberegningene er det avslutningsvis hensiktsmessig å vurdere de mest sentrale virkningene som ikke er prissatt i kalkylen. I vurderingen av ikke-prissatte virkninger i energiprojekter legges det typisk vekt på miljøvirkninger, herunder utslipp, naturinngrep og estetikk. I prinsippet omfatter imidlertid miljøvirkningene alle effekter som prosjektet påfører naturmiljø og andre brukerinteresser utover energiformålet. (Jensen et al., 2003)

De nye installasjonene bidrar til utslippsfri energiproduksjon og reduserer dermed klimagassutslippene sammenlignet med nullalternativet. Selv om Store Norske ikke omfattes av CO₂-prising i dag, og sensitivitetsanalysen viser at eventuelle CO₂-avgifter på dagens nivåer ikke vil påvirke lønnsomheten betydelig, vil dette ha positive virkninger på miljø og klima. Totalt sett vil energibesparelsene på 380 000 kWh redusere de årlige CO₂-utslippene med cirka 175 tonn gitt dieselforbruket per kWh i dag (Miljødirektoratet, 2017). I tillegg til lavere CO₂-utslipp kan redusert dieselforbruk også blant annet bidra til mindre sotpartikler i de lokale luftstrømmene, noe som påpekt i kapittel 3.1 har spesielt negative effekter på det arktiske miljøet (Evans et al., 2015).

Utover klimagassutslipp ved forbrenning kan redusert bruk av diesel også føre til lavere risiko for dieselutslipp i form av lekkasjer under transport, lagring og håndtering. Som nevnt tidligere hadde man en betydelig diesellekkasje ved Isfjord Radio i 2012, og slike utslipp kan gi store konsekvenser for det arktiske miljøet. Svalbard sin beliggenhet gjør at utslipp kan få mer omfattende konsekvenser enn andre lokasjoner i Norge, samtidig som avstander og klimatiske

forhold gjør eventuell opprydding krevende. Utslipp kan også utgjøre en direkte økonomisk belastning, hvor Store Norske-konsernet totalt ble ilagt fire millioner i bot i forbindelse med lekkasjen i 2012. (Alfheim, 2012)

En potensiell utfordring knyttet til graden av naturinngrep er at Isfjord Radio er lokalisert på grensen til et fuglereservat og store deler av områdene rundt stasjonen utgjør vernet uberørt natur. Tiltakene i prosjektet vil derimot kun være i områder med allerede eksisterende inngrep i form av ulike bygninger, kraftledning, kjøresport og kommunikasjonsutstyr. Solcellepanelene skal som nevnt plasseres på hustakene og vil dermed ikke medføre ytterligere naturinngrep. Samtidig anses også visuell påvirkning og konsekvenser for fugl eller annet biologisk mangfold som minimal ved slike installasjoner (Thema Consulting Group, 2018). Tilsvarende gjelder for batteri og termisk energilager ettersom disse skal installeres i tilknytning til eksisterende bygg.

For å minimere naturinngrepene er det også tiltenkt at vindturbinen i stor grad skal samlokaliseres med eksisterende infrastruktur. Som tidligere nevnt er det i tillegg sett på en vindturbin med navhøyde på 37 meter og rotordiameter på 21 meter. Til sammenligning er moderne turbiner i større kraftverk opp mot 200 meter til rotorspissen (Thema Consulting Group, 2018). Valg av vindturbin i disse dimensjonene vil derfor kunne begrense påvirkningen på de villmarkspregede områdene som ligger sør og øst for Isfjord Radio. Sammenlignet med de øvrige installasjonene og nullalternativet vil denne installasjonen likevel ha en viss negativ visuell påvirkning for besøkende ved stasjonen og nærliggende naturområder. Graden av påvirkning vil blant annet variere basert på faktorer som værforhold, årstid og terrenget. Også støy og skyggekast kan påvirke nærområdet rundt vindturbinen (Thema Consulting Group, 2018).

Knyttet opp mot en lønnsomhetsvurdering kan potensielt holdninger til vindkraft og hvordan turbinen påvirker besøkende sin opplevelse av landskapet ha betydning ettersom stasjonen i dag drives som et hotell. I Norge har man sett en økende mobilisering mot utbygging av vindkraft, men nylige undersøkelser peker likevel på at flertallet fortsatt er positive eller nøytrale på nasjonalt nivå (Leiren & Linnerud, 2019). I tillegg har ikke tidligere studier funnet dokumentasjon på at utbygging av vindkraft har medført betydelige økonomiske konsekvenser for lokalt reiseliv (The Scottish Government, 2008; Heiberg et al., 2009). Det er derimot ikke nødvendigvis samsvar mellom interessen for utbygging nasjonalt og lokalt, samtidig som det også er en del turister, både norske og utenlandske, som er negative til vindturbiner i

landskapet (Leiren & Linnerud, 2019; Heiberg et al., 2009). Dersom installasjonen svekker attraktiviteten til Isfjord Radio som reisemål er dette en negativ effekt som burde tas i betraktning ettersom det kan medføre reduserte inntekter. Basert på de tidligere undersøkelsene, samt at omfanget av utbyggingen er vesentlig mindre enn for store vindkraftverk, er det imidlertid lite som tilsier at dette vil ha betydelig innvirkning i økonomisk forstand.

I forbindelse med det biologiske mangfoldet utgjør vindturbinen spesielt en kollisjonsrisiko for fugl (Hoel et al., 2019). Kollisjonsrisikoen vil imidlertid være svært avhengig av hvor turbinen lokaliseres, noe som ikke er fastsatt enda ettersom konsekvensutredninger fortsatt pågår. En lokalisering med en relativt stor avstand til våtmarksområdene innenfor fuglereservatet forventes å medføre små negative konsekvenser for fugl, mens ved valg av en mer nærliggende lokalisering legges det vekt på at avbøtende tiltak bør vurderes. Erfaringer fra vindkraftverk i Norge viser at bruk av avbøtende tiltak i form av kontrastfarger på rotorbladene kan redusere kollisjonsrisikoen betydelig (Hoel et al., 2019).

En annen risikofaktor ved installasjon av vindturbin ved Isfjord Radio er iskast, noe som kan utgjøre en risiko for både for personer, dyr og materielle skader. Både i Norge og Sverige har man hatt materielle skader som følge av iskast, men det er ikke rapportert om alvorlige personskader. For å redusere denne risikoen er det viktig å installere turbiner med avisings- eller antiisingsystemer, samt bruk av materialer tilpasset lave temperaturer og andre systemer for oppvarming. Lavere tårn og kortere rotorblader vil også bidra til å redusere kastelengden ved eventuelle iskast. (Bjerkestrand et al., 2018)

Konsekvensene av miljøvirkningene sett under ett er vanskelig å plassere ettersom det er både positive og negative virkninger knyttet til installasjonene. Vindturbinen anses å ha moderate konsekvenser for naturområdene og landskapsbildet, hvor tiltak knyttet til valg av løsning og plassering vil begrense omfanget. De positive virkningene av reduserte utslipp som ikke er prissatt i lønnsomhetsberegningene kan isolert sett forsvare en noe negativ nåverdi avhengig av hvordan tiltakene verdsettes. Fra et bedriftsøkonomisk ståsted er det imidlertid vanskelig å argumentere for at nåverdien av slike nyttevirkninger vil overstige 4,3 MNOK slik at netto nåverdi til prosjektet blir positiv.

Utover en vurdering av slike miljøvirkninger vil også virkninger knyttet til eksempelvis innovasjon, kompetansebygging og arbeidsplasser være relevant. I dette prosjektet er

innovasjon og kompetansebygging direkte avgjørende for lønnsomheten i den forstand at det er en forutsetning for å bli tildelt Enova-støtten. Dette vil imidlertid også være viktig for Store Norske som selskap og deres nysatsning og posisjon innen fornybar energi. Selskapet har nå et ønske om å bli en foregangsaktør når det gjelder bærekraft og energi på Svalbard, hvor prosjektet ved Isfjord Radio har en sentral rolle. Samtidig vil utvikling av en ny energiløsning muliggjøre prosjekter i andre arktiske områder, som nevnt tidligere. Erfaring- og læringseffekter knyttet til prosjektet vil derfor kunne gi positive ringvirkninger både for selskapet i form av nye arbeidsplasser og for lokalsamfunn andre steder i Arktis.

6. Diskusjon

Basert på analysen og bakgrunnsinformasjonen fra foregående kapitler har dette kapitlet til hensikt å diskutere resultatene og deres relevans opp mot andre arktiske områder. Oppgavens formål er å svare på følgende problemstilling:

Under hvilke økonomiske forutsetninger er det lønnsomt å implementere fornybar energi i off-grid energisystemer i Arktis?

Fra sensitivitetsanalysene er det tydelig at de studerte forutsetningene har stor betydning for lønnsomheten i denne typen prosjekter. Disse faktorene vil diskuteres nærmere sammen med resultatene fra analysen.

6.1 Støtteordninger

Som det fremgikk av sensitivitetsanalysene må støtteandelen på investeringskostnadene være minst 35% for at netto nåverdi skal overstige null, noe som er tett opp mot det faktiske støttenivået på 40%. Enova-støtten utløser med det gjennomføringen av prosjektet, gitt at NNV benyttes som beslutningskriterium, noe som også er et krav i henhold til statsstøttereguleringen i de fleste tilfeller hvor støtte tildeles (Innovasjon Norge, 2020). Utover det bedriftsøkonomiske aspektet synes også støttenivået til Enova å være satt relativt fornuftig ettersom det er utslagsgivende samtidig som det økonomiske overskuddet er begrenset. Som et tilleggsmoment indikerer likheten mellom lønnsomhetsvariasjonene i sensitivitetsanalysen og faktisk støttenivå at antagelsene i analysen totalt sett virker relativt rimelige til tross for usikkerhet knyttet til enkelte parametere.

I det påfølgende vil de underliggende årsakene som gjør at en reduksjon av investeringskostnadene gjennom Enova-støtten er avgjørende for lønnsomheten i prosjektet diskuteres. Dette er relevant ettersom tidligere studier peker på at høye investeringskostnader er en årsak til at finansielle støtteordninger fortsatt er nødvendig i Arktis.

6.1.1 Viktigheten av investeringsstøtte ved Isfjord Radio

Dersom man sammenligner LCOE-beregningene for Isfjord Radio med estimer på nasjonalt nivå er det tydelig at kostnadene per produserte kWh fra fornybar energi er relativt høye. NVE (2019b) beregner LCOE til å være 32 øre/kWh og 116 øre/kWh for henholdsvis landbasert

vindkraft og solceller på hustak. Dette er vesentlig lavere enn estimert LCOE for ny dieselgenerator ved Isfjord Radio på 2,10 NOK/kWh. For solcellepanelene ved stasjonen er imidlertid LCOE totalt sett 2,65 NOK/kWh, hvor investeringskostnaden utgjør hele 2,49 NOK/kWh. Tilsvarende tall for vindturbinen er en investeringskostnad på 2,25 av en LCOE på totalt 2,44 NOK/kWh. Investeringskostnadene alene for de to teknologiene gjør altså at dieselgeneratoren fremstår mer lønnsom i fravær av Enova-støtten.

Fra beregningene i analysen synes det å være to hovedårsaker til de høye investeringskostnadene ved Isfjord Radio. For det første bidrar relativt lave kapasitetsfaktorer til kostnadsforskjeller. Totalt sett har solcellepanelene en kapasitetsfaktor på kun 6%, noe som i stor grad skyldes den begrensede solinnstrålingen. For vindturbinen er kapasitetsfaktoren estimert til 20%. Det er noe dårligere vindforhold på Svalbard enn for flere kystnære lokasjoner på fastlands-Norge, men produksjonspotensialet vil også som nevnt avhenge av faktorer som valg av teknologi og løsning. Som påpekt i analysen av de ikke-prissatte virkningene vil valgte dimensjoner på turbinen kunne begrense naturinngrepene og effektene på landskapsbildet ved stasjonen. Sammenlignet med bruk av større turbiner vil imidlertid produksjonspotensialet være lavere, alt annet likt (NVE, 2019b). Relativt lav energiproduksjon sammenlignet med installert effekt for de to installasjonene bidrar til å drive opp kostnadene per produserte kWh.

Den andre årsaken er at investeringskostnadene i utgangspunktet er høye per installerte kW. Som det fremgikk av analysen er investeringskostnaden på 17 og 50 kNOK/kW for henholdsvis solcellene og vindturbinen, sammenlignet med 12 og 10 kNOK/kW på nasjonalt nivå (NVE, 2019b). Investeringskostnadene er som diskutert svært prosjektspesifikke ettersom disse inkluderer frakt- og montasjekostnader, samtidig som valgt løsning må være tilpasset arktisk klima. Spesielt for vindturbinen fører krevende transport og tilpasninger som avisningssystemer til økte kostnader.

6.1.2 Overføringsverdi til andre arktiske områder

Selv om analysen kun ser på installasjoner ved Isfjord Radio vil både lave kapasitetsfaktorer og høye investeringskostnader være overførbart til tilsvarende prosjekter i andre arktiske områder. Spesielt vil lave kapasitetsfaktorer for solcellepanel gjelde for samtlige av landene i større eller mindre grad som følge av begrenset og varierende solinnstråling. Eksempelvis viser målinger fra et solcelleanlegg på 104 kW i Fort Simpson, NWT Canada, en

strømproduksjon på 740 kWh den 14. juni 2020 mot totalt 0,56 kWh den 25. november (Enphase Energy, 2020). Ser man til kapasitetsfaktorer over året viser prosjekter i Longyearbyen til kapasitetsfaktorer på 5,97-7,7%, mens tilsvarende tall for installasjoner på tvers av Alaska er estimert til 6-14% (Avinor, 2019; Ringkjøb et al., 2020; Whitney & Pike, 2017).

For vindturbiner varierer rapporterte kapasitetsfaktorer i Alaska mellom 10-40% basert på variasjoner i vindhastigheter, navhøyde og valg av teknologi. De høyeste målingene synes primært å gjelde for noe større installasjoner, både i effekt, navhøyde og rotordiameter, enn ved Isfjord Radio. (VanderMeer et al., 2017) Selv om det foreligger gode vindforhold i flere av de arktiske områdene bidrar bruk av mindre installasjoner til lavere kapasitetsfaktorer enn for andre vindkraftverk under tilsvarende vindforhold (Weis & Ilinca, 2010).

Også investeringskostnadene per installerte kW pekes på som en barriere for lønnsomhet i andre arktiske områder, mye grunnet høye kostnader knyttet til frakt og installering (Morgunova et al., 2020; Allen et al., 2016). I likhet med for Isfjord Radio skyldes dette i stor grad at beliggenhet og manglende infrastruktur hindrer tilløp av større skip og vanskeliggjør logistikk (Mortensen et al., 2017). Eksempelvis er installasjonskostnadene for vindturbiner i Alaska estimert til å være 2-3 ganger høyere enn andre steder i USA (Allen et al., 2016).

Videre bidrar begrenset tilgang på leverandører av løsninger for arktisk klima til at prosjektene blir mer kostbare enn i mildere klima hvor mer utbredte løsninger benyttes (Morgunova et al., 2020). Etersom flertallet av lokalsamfunnene som baserer seg på off-grid energisystemer er relativt små har man som ved Isfjord Radio heller ikke mulighet til å utnytte stordriftsfordeler i energiproduksjonen (Allen et al., 2016). I tillegg til at erfaringer fra Alaska indikerer at større vindturbiner gir økt produksjonspotensial fremstår også investeringskostnadene per kW avtagende med økende installert effekt (VanderMeer et al., 2017).

Basert på diskusjonen ovenfor kan det delkonkluderes med at de underliggende årsakene til de høye investeringskostnadene ved Isfjord Radio også er relevant for øvrige arktiske områder. Kaldt klima og varierende sol- og vindforhold gir teknologiske og praktiske utfordringer som begrenser lønnsomheten i fornybare energiprojekter i Arktis, spesielt for mindre lokalsamfunn hvor stordriftsfordeler ikke kan utnyttes (Mortensen et al., 2017; Allen et al., 2016). For flere lokasjoner baserer derfor planleggingen av nye energiløsninger seg heller på

å bytte ut eldre dieselgeneratorer med nye som er mer effektive ettersom dette er mindre krevende å implementere og kapitalbehovet er lavere (Mortensen et al., 2017).

6.1.3 Ulike støtteordninger i Arktis

Disse utfordringene kan bidra til å forklare hvorfor støtteordninger, særlig rettet mot investeringskostnadene, anses som viktig på tvers av landene i Arktis (Mortensen et al., 2017). Samtidig er det også andre finansielle mekanismer som kan tas i bruk for å øke incentivene til å investere i fornybar energi. I lys av dette er det videre relevant å se på hvordan ulike støtteordninger kan relateres til utbredelsen av hybride mikronett i de arktiske områdene.

I Alaska har mange avsidessliggende samfunn mottatt støtte gjennom Alaska sitt «Renewable Energy Fund» (REF) (Holdmann & Asmus, 2019). Historisk har REF-programmet i stor grad lignet på Enova-ordningen, hvor ulike prosjekter har blitt tildelt tilskuddsmidler for å dekke deler av investeringskostnadene (Witt et al., 2019). Siden etableringen i 2008 har det blitt utdelt 287 tilskudd og fondet har investert cirka 290 MUSD i ulike prosjekter (Alaska Energy Authority, 2020).

Ettersom prosjektmandater og vedtatt støtte ikke er offentlig tilgjengelig er det imidlertid vanskelig å identifisere hvor stor støtteandelen har vært i lignende prosjekter som ved Isfjord Radio. Totalt sett har cirka 70% av tilskuddsmidlene i Alaska gått til prosjekter basert på vann- og vindkraft, og tall for igangsatte prosjekter i 2017 indikerer en gjennomsnittlig støtteandel på 29% av investeringskostnadene. Midlene som tildeles fra REF-programmet kombineres også ofte med andre ordninger, deriblant lån med gunstige betingelser rettet mot energiprojekter. (Alaska Energy Authority, 2019) Lignende programmer som er etablert i nyere tid i Canada og på Grønland tillater tilskuddsmidler på opptil 50% av de initielle kostnadene ved implementering av fornybar energi (Government of Canada, 2018; Natur-, Energi- og Klimaafdelingen, 2014).

Selv om det kan være store variasjoner i hvor mye støtte hvert enkelt prosjekt tildeles, samt at både teknologianvendelse og omfang varierer, samsvarer gjennomsnittlig støttenivå i Alaska relativt godt med lønnsomhetsimplikasjonene fra analysen. LCOE-beregningene indikerte at vindturbinen og solcellepanelene blir konkurransedyktige ved en støtteandel på henholdsvis 15% og 22%, men som påpekt ble ikke alle kostnader hensyntatt i disse beregningene. I likhet med at Enova-støtten er utslagsgivende for lønnsomheten i denne analysen omtales REF-programmet som avgjørende for mange av prosjektene i Alaska (Lovekin et al., 2016; Witt et

al., 2019). Basert på den nylige fremveksten av tilsvarende ordninger i de andre arktiske landene, spesielt i Canada, virker oppfatningen fortsatt å være at slike incentivordninger er nødvendig for å øke investeringsnivået (Witt et al., 2019).

De siste årene har imidlertid de statlige tilskuddene i Alaska blitt redusert, mye grunnet oljeprisfallet som har påvirket den økonomiske situasjonen og tilgjengelige midler i staten (Souba & Mendelson, 2018). Eksempelvis tok ikke REF-programmet imot søknader for nye prosjekter i perioden 2016-2018 og ordningen baserer seg nå på lånefinansiering fremfor rene tilskudd som tidligere (Souba & Mendelson, 2018; Lovekin et al., 2016). Til tross for denne utviklingen har stadig flere nye prosjekter blitt initiert (Holdmann & Asmus, 2019). Selv om det foreligger en bred enighet om at tidlig etablering av tilskuddsordninger har vært viktig for Alaska sin ledende posisjon kan dette tyde på at støttebehovet har blitt lavere. I lys av diskusjonen ovenfor kan en forklaring være at reduserte teknologikostnader og teknologisk utvikling har ført til at fornybare teknologier har blitt mer konkurransedyktige mot dieselgeneratorer. En annen mulig årsak kan være at kostnadene i nullalternativet er høyere i Alaska, noe som vil diskuteres nærmere i kapittel 6.3.

Av de arktiske landene fremstår Russland som det landet hvor ordninger for å incentivere til investeringer i fornybar energi er minst utviklet (Mortensen et al., 2017). Det finnes etablerte støtteordninger, men ingen er rettet mot off-grid energisystemer i arktiske strøk slik som ordninger i Alaska, Canada og Grønland. Den mest nærliggende finansieringsordningen synes å være rettet mot reguleringen av strømpriser i sluttbrukermarkedet, som i dette tilfellet omfatter produksjon fra fornybar energi i anlegg hvor installert effekt under 25 MW (Boute, 2016).

Ordningen går ut på at nettselskapene er forpliktet til å kompensere for nettap ved å prioritere kjøp av fornybar energi, hvor regionale tollmyndigheter regulerer prisene nettselskapene kan kjøpe for. Prisene fastsettes basert på drift- og investeringskostnadene knyttet til prosjektene innen fornybar energi (Boute, 2012). Ordningen gjelder altså mikronett som kan levere strøm til nettet og er dermed ikke aktuelt for off-grid mikronett som ved Isfjord Radio. Ordningen tas likevel med i diskusjonen fordi kritikken mot praktiseringen i Russland er relevant i lys av utformingen av finansielle støtteordninger på inntektssiden. Samtidig er også flere av mikronettene i Canada og Alaska koblet til et større nett, hvor tilsvarende eller lignende ordninger benyttes (Government of Canada, 2018; Lovekin et al., 2016). Også på Grønland, hvor alle mindre bosetninger avhenger av off-grid energisystemer, kan produsenter av

fornybar energi subsidieres basert på hva energiproduksjonen alternativt ville kostet ved bruk av fossile energikilder (Mikkola et al., 2016).

Ettersom høy tilbakebetalingstid er karakterisk for denne typen investeringer argumenteres det for at tariffen, dersom det er relevant, burde settes i en lengre tidshorisont. Det argumenteres for en horisont på 20 år burde benyttes, noe som samsvarer godt med implikasjonene fra analysen (Solano-Peralta et al., 2009; Boute, 2016). I lys av dette hevder Boute (2016) at manglende forutsigbarhet i tariffnivået gjennom tilbakebetalingstiden på investeringene utgjør en barriere for å øke implementeringen av fornybar energi i Russland. Dette fordi selv om tilbakebetalingstiden tas i betraktning så gjøres tariffbestemmelsene årlig.

I Russland er det også slik at prosjektene kun kvalifiseres for de regionale tariff-ordningene først etter at de er ferdigstilt og tilkoblet nettet. Investorene har dermed heller ikke noe garanti for at de vil omfattes av tariffene i det investeringsbeslutningen tas (Boute, 2013). Sett opp mot en investeringsanalyse vil denne manglende forutsigbarheten øke risikoen investorer påtar seg. Dette vil igjen kunne gjøre at færre prosjekter gjennomføres, sammenlignet med ordninger som i større grad reduserer investorenes risiko, som eksempelvis støtte direkte på investeringskostnadene. Manglende forutsigbarhet i politiske rammebetingelser vil diskuteres nærmere i forbindelse med CO₂-prising i kapittel 7.3.

I tillegg til dekning av investeringskostnadene gjennom tilskuddsmidler og fordelaktige lån, eller incentiver på inntektssiden, kan også fordelaktige avskrivningsplaner benyttes som et virkemiddel. Som en del av opptrappingen de siste årene har man eksempelvis i Canada nylig tatt i bruk mer aggressive avskrivningsprofiler for investeringer i fornybar energiproduksjon. «Canadian Renewable and Conservation Expenses»-programmet tillater avskrivninger på 30-50% av investeringen årlig, mens satsene i fravær av ordningen typisk er 4-20% for denne typen investeringer (Witt et al., 2019). De ordinære satsene sammenfaller delvis med saldossatsene som ble benyttet i denne analysen, og også i Norge har gunstige skattemessige rammevilkår blitt brukt for å fremme investeringer i fornybar energi.

I sammenheng med etableringen av det svensk-norske el-sertifikatmarkedet ble det for eksempel innført en spesialbestemmelse i skatteloven som innebærer at driftsmidler i vindkraftverk, ervervet i perioden 19. juni 2015 til og med inntektsåret 2021, kan avskrives lineært over fem år (KPMG, 2018). Ettersom Isfjord Radio ikke omfattes av el-sertifikatmarkedet ble ikke dette vurdert i analysen, men gitt at ordningen var aktuell ville man

fått en årlig avskrivning på 1 MNOK og dermed en redusert skattekostnad på 220 kNOK. Gitt de øvrige forutsetningene i analysen tilsvarer dette en økning i NNV på i overkant av 80 kNOK. I dette tilfellet har altså en slik ordning minimal innvirkning på lønnsomheten i prosjektet, men ved investeringer i større prosjekter vil forskjellene kunne være større.

For å få lønnsomhet i fornybare off-grid energiprojekter indikerer analysen, og erfaringer fra andre arktiske områder som belyst i diskusjonen, at finansielle støtteordninger er nødvendig. Lave kapasitetsfaktorer og høye investeringskostnader sammenlignet med installert effekt bidrar til å forklare hvorfor dette er tilfellet, til tross for at teknologier som solceller og vindturbiner nå anses som konkurransedyktige flere andre steder i verden (Statkraft, 2019). Støtteordninger som retter seg mot å redusere investeringskostnadene er derfor spesielt effektivt og kan bidra til å forklare utbredelsen i Alaska sammenlignet med de andre arktiske landene. Også andre mindre kapitalkrevende støtteordninger kan bedre lønnsomheten, men gitt høye investeringskostnader og lang tilbakebetalingstid står forutsigbarhet sentralt for å begrense risikoen for eierne. Basert på forventningene om videre kostnadsreduksjoner vil imidlertid behovet for støtte på investeringskostnadene trolig bli lavere på sikt også i Arktis, noe man nå ser tendenser til i Alaska.

6.2 Avkastningskrav

Som det fremgikk av analysen er IRR i fravær av investeringsstøtte, eller andre endringer i de underliggende forutsetningene, relativt lav på 2,14%. Ettersom dette ligger tett opp mot inflasjonen og er lavere enn den risikofrie renten, fremstår konklusjonen om at prosjektet ikke er lønnsomt som robust også ved andre avkastningskrav, gitt at alt annet holdes likt. Det kan argumenteres for at inflasjonen og den risikofrie renten i analysen er satt noe høyt gitt dagens lave rentenivåer, men bruk av et nominelt avkastningskrav på rundt 2% anses likevel som lite sannsynlig i et slikt prosjekt fra et bedriftsøkonomisk ståsted. Sensitivitetsanalysene viste imidlertid at bruk av andre avkastningskrav kan være avgjørende for hvorvidt prosjektet vurderes lønnsomt ved endringer på kostnad- eller inntektssiden. Som vist ville blant annet en økning i diskonteringsrenten på mer enn 0,85 prosentpoeng i tilfellet ved Enova-støtte resultert i en negativ NNV. I den forbindelse er det nærliggende å se på hvilke andre avkastningskrav som benyttes i sammenlignbare prosjekter.

6.2.1 Avkastningskrav i andre prosjekter

I analysen ble det tatt utgangspunkt i retningslinjene for statlige selskap og det ble antatt egenkapitalfinansiering. Mens dette fremstår som en rimelig antagelse for Store Norske ved Isfjord Radio, og tilsvarende fremgangsmåte ble brukt av Ringkjøb et al. (2020) i en mulighetsstudie av Longyearbyen, vil private aktører typisk kunne kreve en noe høyere avkastning på egenkapitalen. Private aktører står også gjerne ovenfor dyrere gjeldsfinansiering (IRENA, 2012). Kapitalkostnader og kapitalstruktur kan derfor være en faktor som trekker i retning av et høyere avkastningskrav for private investeringer, alt annet likt. Flertallet av investorene i mikronett og annen infrastruktur i Arktis er imidlertid statlige aktører, noe som kan forsvare fastsettelse av avkastningskravet basert på retningslinjer for det offentlige (Lovekin et al., 2016).

Utover kapitalstruktur og finansieringshensyn vil også vurderingen av systematisk og usystematisk risiko påvirke valg av avkastningskrav (Hagen, 2011a). Etersom både Store Norske på selskapsnivå og staten som eier anses å være veldiversifiserte ble ikke usystematisk risiko problematisert i analysen. Tilsvarende vil trolig også gjelde for mange andre investorer i Arktis, men den systematiske risikoen kan fortsatt vurderes ulikt. Eksempelvis viser Grant Thorntons (2019) kartlegging av diskonteringsrenter i prosjekter innen fornybar energi til en variasjon på 4-9% og 5-9% for henholdsvis solcelle- og vindprosjekter på tvers ulike land, sett bort fra gjeldsfinansiering. I de nordiske landene varierte avkastningskravet mellom 5-6% avhengig av teknologi. De nordiske landene ligger altså i nedre sjikt, i likhet med avkastningskrav som ble benyttet i denne analysen.

En mulig årsak til de observerte variasjonene i avkastningskrav kan være at landspesifikke faktorer påvirker den systematiske risikoen ulike aktører står overfor. Dette inkluderer blant annet politisk usikkerhet knyttet til langsiktige forpliktelser, noe som er svært relevant for denne typen prosjekter. Som påpekt i diskusjonen av støtteordninger i kapittel 6.1.3 trekkes eksempelvis manglende forutsigbarhet rundt støtteordninger frem som en risikofaktor for investeringsnivået i fornybar energi i Russland. I tillegg til at dette kan gjøre at investeringer holdes tilbake, kan det bidra til økt systematisk risiko sammenlignet med lignende prosjekter i andre arktiske land, alt annet likt.

Diskonteringsrenten i analysen er også i nedre sjikt sammenlignet med lignende mulighetsstudier i Arktis, hvor det benyttes diskonteringsrenter fra 6-10% (Chade et al., 2014;

Cherniak et al., 2015; Das & Cañizares, 2016; Das & Cañizares, 2019; Nazarova et al., 2019; Sambor et al., 2020). I likhet med tallene ovenfor viser dette til relativt store variasjoner, men det foreligger lite informasjon om hva som ligger bak valget av diskonteringsrente. I tillegg til overnevnte grunner kan bruk av høyere avkastningskrav også skyldes at det tas utgangspunkt i mindre diversifiserte eiere.

Eksempelvis er flere av prosjektene i Alaska og Canada utviklet av forbrukerorienterte organisasjoner som eies og driftes lokalt (Holdmann & Asmus, 2019; Lovekin et al., 2016). Det er grunn til å tro at slike eiere er mindre diversifiserte, og at de følgelig er utsatt for risiko knyttet spesifikt til de aktuelle investeringene i hybride off-grid mikronett. Dette kan føre til at det benyttes en risikopremie i avkastningskravet, noe som gir høyere krav til potensielle besparelser for lønnsomhet ved å implementere fornybar energi. Samtidig kan imidlertid slike eierstrukturer legge større vekt på positive miljø- og ringvirkninger enn andre investorer, som belyst i kapittel 5.5, og derav settes et lavere krav til den direkte avkastningen i prosjektet.

Statlige hensyn og ikke-prissatte virkninger kan forsvare et noe lavere avkastningskrav, men 6% som ble benyttet i analysen synes altså å være i nedre sjikt sammenlignet med andre lignende prosjektstudier. Resultatene fra analysen er svært sensitive til endringer i denne forutsetningen, og dersom det er grunner som taler for at et høyere avkastningskrav burde benyttes vil prosjektet heller ikke nødvendigvis fremstå lønnsomt med 40% investeringsstøtte, alt annet likt.

6.2.2 Ulike avkastningskrav for teknologiene

Videre kan argumenteres for at det burde vært benyttet ulike avkastningskrav når teknologienes lønnsomhet studeres individuelt (Aldersey-Williams & Rubert, 2019). Dette ettersom teknologispesifikke faktorer er forskjellig og kan gi ulik risiko, noe som burde reflekteres i avkastningskravet når teknologiene sammenlignes basert på LCOE. Teknologispesifikke faktorer utgjør blant annet produksjonsprofilenes samsvar med energietterspørselen, drift- og vedlikehold og modenhet (Oxera Consulting, 2011).

For teknologiene ved Isfjord Radio vil det i vurdering av produksjonspotensialet typisk være mindre risiko knyttet til mengden solinnstråling enn hvordan vindstyrkene vil være (Tietjen et al., 2016). I en sammenligning opp mot dieselgeneratorer vil forskjellene kunne være betydelige, hvor utbredelsen av dieselgeneratorer i Arktis i stor grad skyldes fordelene med pålitelig og stabil energiproduksjon (SSCEENR, 2014). Som påpekt i introduksjonen av

LCOE i kapittel 4.2.4 utgjør manglende hensyn til slike variasjoner en svakhet ved dette lønnsomhetsmålet, og bruk av samme avkastningskrav kan gjøre at konkurransedyktigheten til teknologiene innen fornybar energi overvurderes. Som det fremgikk av sensitivitetsanalysen har også avkastningskravet spesielt stor betydning for disse teknologiene.

I tillegg til varierende energiproduksjon kan forskjeller i drift og vedlikehold mellom teknologiene gjøre at det oppstår ulik operasjonell risiko. For de nye installasjonene vil for eksempel delene i vindturbinen være mer utsatt for vær og slitasje enn solcellepanelene hvor det ikke er bevegelige deler i modulen (Steffen et al., 2020). Som påpekt tidligere er det imidlertid også knyttet risiko til driften av dieselgeneratorene, særlig i arktiske forhold, både i form av høye kostnader og negative miljøkonsekvenser.

Både solcellepanel, landbasert vindkraft og dieselgeneratorer er modne teknologier, men forskjeller i avkastningskrav vil kunne ha spesielt stor betydning ved introduksjon av mer umodne teknologier ved Isfjord Radio. Dersom det benyttes like avkastningskrav ved introduksjon av hydrogenløsninger som er tiltenkt på sikt, kan slike teknologier fremstå som svært gode alternativer sammenlignet med andre teknologier grunnet stort potensiale. Risikoen antas imidlertid å være betydelig større, og dette burde reflekteres i avkastningskravet dersom LCOE skal inkluderes i evalueringen.

6.3 Prising av klimagassutslipp og fossile brensler

I tillegg til at støtteordninger kan incentivere til implementering av fornybar energi, er en alternativ metode å øke kostnadene knyttet til ikke-fornybare løsninger. I denne sammenhengen benytter myndighetene typisk virkemidler som avgifter for fossile brensler og klimagassutslipp, og det er høyst relevant å diskutere hvordan disse fungerer som forutsetninger for lønnsomhet ved off-grid mikronett.

6.3.1 Avgifter på fossile brensler

Dieselutgifter utgjør den største kostnadsposten for energiforsyningen både ved Isfjord Radio og andre lokasjoner i Arktis i dag, men samtidig virker lave dieselpriser å utgjøre en barriere for implementering av fornybar energi. Som diskutert under støtteordninger initieres stadig nye prosjekter i Alaska til tross for at de statlige tilskuddsmidlene har vært lavere de siste årene

(Holdmann & Asmus, 2019). En mulig årsak til dette er at det i Alaska har vært lave statlige og lokale subsidier på importert fossilt brensel relativt til andre arktiske områder med mange avsidesliggende samfunn (Holdmann et al., 2019; Mortensen et al., 2017). Subsidier på diesel benyttes i mange tilfeller i avsidesliggende og isolerte samfunn i Arktis for å jevne ut prisforskjeller sammenlignet med områder som er tilknyttet hovednettene (Boute, 2016; Holdmann et al., 2019). Dette anses å gi viktig økonomisk avlastning i områder hvor innbyggerne ellers ikke ville hatt råd til å betale den sanne energikostnaden, men samtidig svekker disse ordningene konkurranseevnen til fornybare energikilder (IEA Renewable Energy Technology Deployment, 2012).

På Svalbard subsidieres den ikke-fornybare energiproduksjonen indirekte ved at det i likhet med for andre varer også er lave avgifter på diesel. Dette gir en gunstig dieselpriis som svekker incentivene til å investere i fornybar energiproduksjon. Sparte kostnader for diesel utgjør omtrent 50% av netto nåverdien til de positive kontantstrømmene ved prosjektet på Isfjord Radio. Å fjerne de indirekte subsidiene på diesel ved å tillegge avgifter vil derfor ha relativt stor betydning for lønnsomheten. Eksempelvis øker netto nåverdi med 1,2 MNOK dersom vedtatt generell CO₂-avgift for mineralolje i 2021 på 1,58 NOK/l tillegges dagens dieselpriis (Regjeringen, 2020b).

En mulig barriere for en effektiv omlegging av subsidier fra diesel til fornybare energikilder kan være at den nåværende tilnærmingen ikke er tilpasset kostnadsstrukturen for teknologiene innen fornybar energi. Som vist i LCOE-beregningene har dieselgeneratorer relativt lave investeringskostnader med høye drift- og vedlikeholdskostnader, mens det motsatte er tilfellet for solcellene og vindturbinen. Dette gjør at støtte til energiproduksjon fra dieselgeneratorer er bedre egnet for tildeling av støtte basert på drift- og vedlikeholdskostnader i årlige budsjetter. Etersom den samme kortsiktige tilnærmingen ikke er forenelig med kostnadsstrukturen for de fornybare energikildene vil man i flere tilfeller være avhengig av strukturelle endringer i støtteordningene for å sikre økonomisk levedyktighet. Dette er trolig en av årsakene til at man på generell basis ser en fremvekst av direkte tilskuddsordninger i takt med at årlige subsidier for diesel gradvis fases ut (Holdmann et al., 2019; Witt et al., 2019).

6.3.2 CO₂-prising

Svalbard omfattes ikke i dag hverken av kvotesystemet gjennom EU eller CO₂-avgifter for ikke-kvotepliktig sektor, men dette kan endre seg i fremtiden. Som det fremgår av

sensitivitetsanalysen kreves en CO₂-avgift på 2 kNOK per tonn for at prosjektet skal bli lønnsomt, alt annet likt. En svakhet ved beregningene av kostnadene for CO₂-utslipp i kontantstrømmodellen er at transportleddet er utelatt grunnet høy usikkerhet ved eventuell prissetting. Med det ikke-prissatte transportleddet ville break-even pris blitt noe lavere, men likevel synes det lite sannsynlig at CO₂-avgifter vil bli brukt så intensivt gitt dagens avgiftsnivå på fastlandet og gjeldende ordninger på Svalbard. Dog er det trukket frem at så høye prisnivåer kan bli nødvendig for å nå togradersmålet fra Parisavtalen slik blant annet Norge har forpliktet seg til (NOU 2015: 15, s. 31). Et helt nytt initiativ fra Canadiske myndigheter der CO₂-prisingen planlegges å økes til \$170 innen 2030 viser at slike prisnivåer kan være aktuelt fremover. Initiativet inkluderer i tillegg en plan om å bevilge betydelige midler for å implementere fornybar energi ved avsidesliggende lokasjoner for å utfase dagens dieselavhengighet. (Platt, 2020; Government of Canada, 2020, Government of Canada, u.å.) Til tross for at prisene kan bli høyere frem i tid, underbygges konklusjonen om at CO₂-avgiftene generelt er på et for lavt nivå i dag til å fungere som virkemiddel alene av OECD (2017) sin rapport om investering i klima. Rapporten kommer frem til at CO₂-prising derfor må komplementeres av andre virkemidler basert på lokale forhold for å gjøre implementering av fornybar energi lønnsomt (The Organisation for Economic Co-operation and Development [OECD], 2017).

Mulige løsninger som fremheves i rapporten fra OECD (2017) er målrettede støtteordninger for investeringer i fornybar energi, opphevelse av avgiftsfritak og fjerning av subsidiering av fossile energikilder. Ser man på økte dieselpriser i sammenheng med en CO₂-avgift på 544 NOK per tonn CO₂ vil en dieselpris på 10,6 NOK/l gjøre prosjektet ved Isfjord Radio lønnsomt basert på NNV. Det medfører fortsatt en betydelig avgift på diesel sammenlignet med dagens prisnivåer, men illustrerer likevel hvordan dagens CO₂-avgift kan fungere som virkemiddel dersom myndighetene i tillegg reduserer subsidiering av ikke-fornybar energi.

CO₂-prising er i seg selv et svært kostnadseffektivt virkemiddel for å incentivere reduserte utslipp av klimagasser (Cramton et al., 2017). Likevel synes det altså ikke å være benyttet intensivt av hverken myndighetene i Norge eller generelt slik det fremgikk av OECD-rapporten. Når virkemiddelet i tillegg kombineres med andre finansielle mekanismer kan dette tyde på at CO₂-avgiften ikke reflekterer myndighetenes verdsettelse av de negative eksternalitetene fra klimagassutslipp. En tilbakeholden bruk av virkemiddelet kan skyldes de fordelingsmessige virkningene som CO₂-avgiften kan ha (Hoel, 2013). I likhet med rasjonale bak subsidier på fossile brensler kan høye CO₂-avgifter ramme deler av befolkningen som

allerede er utsatt for høye energipriser og lav inntekt (Rausch et al., 2011). Forhold som ofte gjelder avsidesliggende lokasjoner i Arktis (IEA Renewable Energy Technology Deployment, 2012). Dette kan forklare hvorfor myndighetene derfor foretrekker bruk av virkemidler med mer kontrollerbare fordelingsmessige virkninger, slik som subsidier og støtteordninger.

En annen utfordring knyttet til CO₂-prising er å etablere langsiktige avgiftssatser, og de settes derfor ofte på årlig basis. En årsak til dette er at det stadig skjer klimapolitiske endringer, samtidig som justeringsbehov kan oppstå som følge av fordelingsmessige virkninger. (Hoel, 2013) Dette kan bidra til å forklare en tilbakeholden bruk av CO₂-prising som virkemiddel ettersom forutsigbarhet er svært viktig for beslutningstakerne i investeringsbeslutninger knyttet til implementering av fornybar energi. Lønnsomheten kan være kritisk avhengig av nivået på disse avgiftene i hele prosjektets levetid, og usikkerheten kan dermed holde igjen investeringer. Dette utgjør tilsvarende problematikk som i diskusjonen av tariffordningene i Russland.

Ifølge Ahluwalia fra C2ES (2017) er det imidlertid ikke uvanlig at bedrifter benytter interne CO₂-priser uavhengig av nivået på avgiften de pålegges fra myndighetene. Årsaken til at en slik internprising benyttes er at det tar høyde for risiko knyttet til endringer i klimareguleringer og klimapolitikk som myndighetene skaper. I tillegg blir implementering av interne CO₂-priser ansett som en metode for å synliggjøre og evaluere klimarisikoen ved ikke-fornybar drift overfor kunder og eiere som har stadig større fokus på bærekraftig drift (OECD, 2018). Det kan derfor argumenteres for at lønnsomhetsvurderinger av off-grid mikronett i Arktis også burde inkludere interne avgifter for å reflektere den sanne risikoen i kontantstrømmene for dagens ikke-fornybare energiløsninger.

6.4 Kostander for dieselfrakt, drift og vedlikehold i nullalternativet

Utover at høyere innkjøpskostnader for diesel og eventuelle kostnadsbelastninger ved utslipp vil øke potensialet for besparelser viste sensitivitetsanalysene også at de underliggende kostnadene for frakt, drift og vedlikehold kan ha stor påvirkning på lønnsomheten. Som påpekt i kapittel 3.1 er dette sentrale kostnadsdrivere i energiløsningene på tvers av Arktis.

I nullalternativet ble det lagt til grunn en forventet årlig fraktkostnad for diesel på 400 kNOK, til tross for at kostnaden i 2018 var i overkant av 800 kNOK. Som nevnt ble denne kostnaden ansett som ekstraordinær, men ved slike variasjoner er det likevel en streng antagelse å anta lik fraktkostnad (reelt) i hele analyseperioden. Kostnaden kan likevel betraktes som en forventet gjennomsnittlig årlig kostnad, og ved høyere kostnadsnivåer enn ved Isfjord Radio vil behovet for øvrige virkemidler som støtteordninger eller CO₂-prising kunne være lavere.

Eksemplene som ble presentert under introduksjonen av Arktis i kapittel 3.1 tyder på at utfordringene knyttet til frakt, og derav kostnadsomfanget, kan være større for andre arktiske lokasjoner enn ved Isfjord Radio. I tillegg kan økte krav til sikkerhet og drivstoffkvalitet ved ferdsel i de arktiske sjøområdene og klimaendringer bidra til økte fraktkostnader fremover. Eksempelvis har temperaturøkninger ført til at transport via vinterveier stadig har blitt mindre pålitelig i de arktiske delene av Canada. Dette har resultert i kostnadsøkninger de siste årene ettersom mer av dieselforsyningen nå må transporteres med fly eller båt. (Quitoras, 2020) Sensitivitetsanalysen indikerer imidlertid at det kreves en vesentlig høyere fraktkostnad enn ved Isfjord Radio dersom besparelsene i denne kostnadsposten alene skal gjøre det lønnsomt å implementere fornybar energi. Fraktkostnadene er i større grad enn øvrige forutsetninger i analysen avhengig av stedsspesifikke faktorer som avstander, fraktmetode og infrastruktur. Det er derfor mindre aktuelt å diskutere dette som en generell forutsetning for lønnsomhet på tvers av arktiske områder.

Som det fremgikk av sensitivitetsanalysen vil variasjoner i drift- og vedlikeholdskostnadene potensielt ha tilsvarende effekter på lønnsomheten som dieselfrakten, men også her foreligger det store forskjeller mellom ulike lokasjoner. For eksempel estimerer Das og Cañizares (2019) kostnader fra \$0,017/kWh til 0,026\$/kWh for ulike dieselgeneratorer i de arktiske delene av Canada. Det vil dermed heller ikke foretas en nærmere diskusjon av denne forutsetningen, men naturligvis vil høyere kostnader i nullalternativet for andre lokasjoner øke potensialet for besparelser i et slikt prosjekt.

7. Konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å besvare under hvilke økonomiske forutsetninger det er lønnsomt å implementere fornybar energi i off-grid mikronett i Arktis. Det er tatt utgangspunkt i et reelt prosjekt ved Isfjord Radio på Svalbard for å besvare problemstillingen, og gjennomført en investeringsanalyse av dette fra et bedriftsøkonomisk perspektiv.

Basert på en forutsetning om ingen investeringsstøtte og CO₂-avgift, samt en dieselpris på 6,4 NOK/l og et avkastningskrav på 6%, ble prosjektet vurdert som ikke lønnsomt med en NNV lik -4,3 MNOK og en IRR på 2,14%. Kostnadene av de individuelle teknologiene er analysert ved LCOE, der dieselgeneratoren fremstår rimeligst med en kostnad på 2,1 NOK/kWh, sammenlignet med 2,4 og 2,7 NOK/kWh for henholdsvis vindturbinen og solcellene. Ikke-prissatte virkninger kan dog gjøre prosjektet noe mer attraktivt.

Med bakgrunn i resultatene fra analysen ble det diskutert hvordan sentrale forutsetninger påvirker lønnsomheten i prosjektet og hvorvidt funnene kan relateres til andre arktiske områder. Oppgaven viser at spesielt høye investeringskostnader i Arktis gjør at finansieringsstøtte fortsatt er en nødvendig forutsetning for lønnsomhet ved implementering av fornybar energi. Ved Isfjord Radio kreves en dekning på minst 35% av investeringskostnadene for lønnsomhet i prosjektet.

Videre viser analysen at lønnsomheten er svært sensitiv til avkastningskravet på grunn av profilen til kontantstrømmene i denne typen prosjekter. Subsidiert av diesel er trukket frem som en generell barriere for implementering av fornybar energi på tvers av Arktis, og ved Isfjord Radio kreves en dieselpris på 12,2 NOK/l, tilsvarende en økning på 90% fra dagens nivå, for at prosjektet skal bli lønnsomt. Kombinert med den generelle CO₂-avgiften for ikke-kvotepliktig sektor på 544 NOK per tonn CO₂ vil en dieselpris på 10,6 NOK/l være tilstrekkelig for lønnsomhet. Dagens nivåer på CO₂-prising synes generelt å være for lavt for å incentivere investeringer i fornybar energi alene. Analysen indikerer at CO₂-avgiften må være på minst 2 kNOK dersom virkemiddelet skal gi lønnsomhet i prosjektet. I tillegg kan drift-, vedlikehold- og dieselpriskostnader være sentrale forutsetninger for lønnsomhet ved implementering av fornybar energi for lokasjoner hvor disse er på særlig høye nivåer.

7.1 Forslag til videre studier

I løpet av arbeidet med oppgaven har det blitt avdekket flere interessante problemstillinger og alternative innfallsvinkler som kan være aktuelle. Analyseobjektet i denne oppgaven har vært et allerede vedtatt prosjekt hvor rammebetingelsene ble ansett som gitt, noe som har påvirket valg av både tilnærming- og evalueringsmetode. I vurderingen av nye off-grid prosjekter i Arktis vil det være relevant å se på andre lokasjoner, alternative teknologier og ulike energimikser. For å danne en bredere forståelse av hvordan ulike økonomiske forutsetninger påvirker lønnsomheten kan det også med fordel gjennomføres studier hvor flere prosjekter ses på under ett.

I valg av evalueringsmetoder ble bruk av realopsjoner utelatt ettersom det ikke ble ansett som aktuelt gitt oppgavens analyseobjekt. Realopsjoner og alternative metoder for å verdsette fleksibilitet i investeringsbeslutningene fremstår imidlertid som relevant i vurderingen av andre prosjekter. Installasjonene krever relativt store investeringer, samtidig som rammebetingelser er i kontinuerlig endring og ny informasjon blir tilgjengelig. Som påpekt forventes det videre reduksjoner i energikostnadene, og gjeldende reguleringer og bruk av politiske virkemidler kan endres. Fremveksten av kommersielt tilgjengelige løsninger innen noe mindre modne teknologier, som eksempelvis bruk av hydrogen, vil også kunne påvirke fremtidige vurderinger. Å verdsette fleksibilitet i beslutninger om oppstartstidspunkt, valg av løsning og drift kan derfor gi lønnsomhetsanalysen en ny dimensjon. Knyttet til driften kan det også frem i tid foreligge mer informasjon om løpende kostnader i slike prosjekter, hvor informasjonsgrunnlaget per i dag er begrenset.

Til tross for at det tilsynelatende har vært en økende interesse for denne tematikken de siste årene finnes det fortsatt få dyptgående økonomiske analyser på dette området. Vi håper derfor at denne oppgaven kan være til inspirasjon for andre og at det vil komme flere studier på nevnte områder fremover.

Litteraturliste

- Ahluwalia, M., B. (2017). *The Business of Pricing Carbon: How Companies are Pricing Carbon to Mitigate Risks and Prepare for a Low-Carbon Future*. Center for Climate and Energy Solutions. <https://www.c2es.org/site/assets/uploads/2017/09/business-pricing-carbon.pdf>
- Alaska Energy Authority. (2019). *Renewable Energy Fund: Status Report*. State of Alaska. <http://www.akea.org/Portals/0/Programs/Grants%20and%20Loans/Renewable%20Energy%20Fund%20Grants/REF%20Reports%20to%20the%20Legislature/REFLegStatusRprtElctrncMar2019.pdf?ver=2019-06-19-134845-683>
- Alaska Energy Authority. (2020). *Renewable Energy Fund (REF) Grants*. State of Alaska. <http://www.akenergyauthority.org/What-We-Do/Grants-Loans/Renewable-Energy-Fund-REF-Grants>
- Aldersey-Williams, J. & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, 169-179. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>
- Alexandra, B. (2017). *Isfjord Radio, Svalbard, Norway, 2017* [Bilde]. Alexandra.pics. <https://alexandra.pics/photo/isfjord-radio-svalbard-norway-2017/>
- Alfheim, L., E. (2012, 13. desember). Betydelig utslipp i norsk sammenheng. *Miljøkrim*. <https://www.okokrim.no/betydelig-utslipp-i-norsk-sammenheng.416884.no.html>
- Allen, R., Brutkoski, D., Farnswortha, D. & Larsen, P. (2016). *Sustainable Energy Solutions for Rural Alaska*. U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/04/f30/sustainable-energy-solutions-AK.PDF>
- Altinn. (2020, 20. mai). *Avskrivning*. <https://www.altinn.no/starte-og-drive/regnskap-og-revisjon/regnskap/avskrivning/>
- Arctic Portal, AMAP. (2016, april). *Arctic definition: Arctic 10°C Isotherm* [Bilde]. <https://arcticportal.org/maps-arctic-definitions>
- Avinor. (2019). *Prosjekt 17/75 – Sluttrapport: Fortsette utbygging av solkraft, Svalbard lufthavn*. Svalbards Miljøvernfond. <https://miljovernfondet.sysselmannen.no/globalassets/svalbards-miljovernfond-dokument/prosjekter/rapporter/2019/17-75-fortsette-utbygging-av-solkraft-svalbard-lufthavn---sluttrapport.pdf>
- Bjerkestrand, E., Butt, B. & Lundsbakken, M. (2018). *Nasjonal ramme for vindkraft: Temarapport om iskast* (Rapport nr 57-2018). Norges vassdrags- og energidirektorat. <https://www.nve.no/Media/6951/iskast.pdf>
- Bjertnæs, G. H. & Tsygankova, M. (2011). *Avgiftssystemer for CO₂-utslipp ved klimamål for 2020: Effekter for handels- og tjenestenæringer* (Rapporter 20/2011). Statistisk sentralbyrå. https://ssb.brage.unit.no/ssb-xmlui/bitstream/handle/11250/181089/rapp_201120.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Bolinger, M., Seel, J. & Wu, M. (2016). Maximizing MWh: A statistical analysis of the performance of utility-scale photovoltaic projects in the United States. *IEEE 43rd*

Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 3188-3192.

<https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7750254>

- Boute, A. (2012). Promoting renewable energy through capacity markets: An analysis of the Russian support scheme. *Energy Policy*, 46, 68-77.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.026>
- Boute, A. (2013). Renewable Energy Federalism in Russia: Regions as New Actors for the Promotion of Clean Energy. *Journal of Environmental Law*, 25(2), 261-291.
<https://doi.org/10.1093/jel/eqt005>
- Boute, A. (2016). Off-grid renewable energy in remote Arctic areas: An analysis of the Russian Far East. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1029-1037.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.034>
- Brealey, R. A., Myers, S. C. & Marcus, A. J. (2019). *Fundamentals of corporate finance*. (10. utg.) McGraw-Hill Education.
- Burakovskij, J., & Jacobsen C., N. (2012). *Fælles nordisk studie om pumped storage*. (Delrapport: Driftsmodellering og cost benefit analyse, nr. 3). Nordic Energy Research.
<https://www.nordicenergy.org/publications/faelles-nordisk-studie-om-pumped-storage/>
- Bøhren, Ø. & Gjørnum, P. I. (2009). *Prosjektanalyse: Investering og finansiering*. Bokforlaget Vigmstad & Bjørke AS.
- Cambell, M. (2008). *The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics*. Sunpower Corporation.
<http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/vasudev1/docs/sunpower.pdf>
- Campolongo, F., Ratto, M., Saltelli, A. & Tarantola S. (2004). *Sensitivity analysis in practice. A guide to assessing scientific models*. John Wiley & Sons, Inc.
- Centre for Climate and Energy Solution. (u.å.). *Renewable Energy*.
<https://www.c2es.org/content/renewable-energy/>
- Chade, D., Miklis T. & Dvorak, D. (2014). Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations – Grimsey island case study. *Renewable Energy*, 76, 204-211.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.023>
- Cherniak, D., Dufresne, V., Keyte, L., Mallett, A., & Schott, S. (2015). *Report on the State of Alternative Energy in the Arctic*. Carleton Sustainable Energy Research Centre.
<http://doi.org/10.11574/11250001>
- Cole, W. & Frazier, W. (2020). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update* (NREL/TP-6A20-75385). National Renewable Energy Laboratory.
<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>
- Cramton, P., MacKay, D. J. C., Ockenfels, A. & Stoft, S. (2017). *Global Carbon Pricing: The Path to Climate Cooperation*. The MIT Press.

-
- Dahlum, S. (2020, 8. juli). Validitet. *I Store Norske Leksikon*.
<https://snl.no/validitet#:~:text=H%C3%B8y%20indre%20validitet%20forutsetter%20at,som%20forskeren%20%C3%B8nsker%20%C3%A5%20m%C3%A5le>
- Das, I. & Cañizares, C. A. (2015). *Renewable Energy Deployment in Canadian Arctic. Phase I: Pre-feasibility studies and Community Engagement Report for Nunavut*. World Wildlife Fund. http://awsassets.wwf.ca/downloads/summary_and_prefeasibility_report.pdf
- Das, I. & Cañizares, C. A. (2016). *Renewable Energy Deployment in Canadian Arctic. Phase II: Feasibility studies on selected communities of Nunavut and Northwest Territories*. World Wildlife Fund. https://wwf.ca/wp-content/uploads/2020/03/Fuelling-change-in-the-arctic_2016.pdf?fbclid=IwAR3yYSIPe6HvOc7mbTuTrcR2SHycBGMG9YGDK7g34ZOgQAN4zW4Z8OZNEAE
- Das, I. & Cañizares, C. A. (2019). Renewable Energy Integration in Diesel-Based Microgrids at the Canadian Arctic. *IEEE*, 107(9), 1838–1856.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2019.2932743>
- Dayananda, D., Irons R., Harrison, S., Herbohn, J. & Rowland P. (2002). *Capital budgeting: Financial appraisal of investment projects*. Cambridge University Press.
- Direktoratet for forvaltning og økonomistyring. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*.
<https://dfo.no/fagomrader/utredning/samfunnsokonomisk-analyse>
- Emmot, T. D. (2011). *Practitioner's Complete Guide to M&As: An All-Inclusive Reference*. John Wiley & Sons, Inc.
- Energy innovation: Policy and Technology LLC. (2015, 7. februar). *Comparing The Costs Of Renewable And Conventional Energy Sources*.
<https://energyinnovation.org/2015/02/07/levelized-cost-of-energy/>
- Enova. (2017). *Enovas byggstatistikk 2017*. Enova SF.
- Enova. (2018, 5. juni). Akkumulatortank. <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/akkumulatortank/>
- Enova. (u.å.-a). *Isfjord Radio – Fullskala innovativ energi- og climateknologi*.
<https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/isfjord-radio---fullskala-innovativ-energi--og-kimateknologi/>
- Enova. (u.å.-b). *Om Enova*. <https://www.enova.no/om-enova/>
- Enphase Energy. (2020). *NTPC - Solar Generation at Fort Simpson Airport (104 kW)*.
https://enlighten.enphaseenergy.com/pv/public_systems/wBzY58297/overview
- Evans, M., Kholod, N., Malyshev, V., Tretyakova, S., Gusev, E., Yu, S. & Barinov, A. (2015). Black carbon emissions from Russian diesel sources: Case study of Murmansk. *Atmospheric Chemistry and Physics Discussions*, 15, 3257–3284. <https://doi.org/10.5194/acp-15-8349-2015>

- Feinstein, S., P. & Lander, D. M. (2002). A better understanding of why NPV undervalues managerial flexibility. *The Engineering Economist*, 47(4), 418-435.
<https://doi.org/10.1080/00137910208965043>
- Fernandes, B., Cunha, J. & Ferreira, P. (2011). The use of real options approach in energy sector investments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4491–4497.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.102>
- Fusheng, L., Ruisheng, L. & Fengquan, Z. (2016). *Microgrid Technology and Engineering Application*. Elsevier Inc.
- Ghauri, P. & Grønhaug, K. (2010). *Research Methods in Business Studies*. (4. utg.) Pearson Education Limited.
- Gjøølberg, O. & Johnsen, T. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* ENOVA.
https://www.enova.no/upload_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf
- Good, C., Persson, H., Kleven, Ø., Sulkowski, W., Ellingsen, K. & Boström, T. (2009). Solar cells above the Arctic Circle – Measuring characteristics of solar panels under real operating conditions. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 4094-4098.
<https://doi.org/10.4229/24THEUPVSEC2009-5BV.2.22>
- Google. (u.å.-a). [Isfjord Radio, Kapp Linné, Svalbard og Jan Mayen]. (2020, 5. desember).
<https://www.google.com/maps/place/Isfjord+radio/@78.062008,13.6144639,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x459ce957179fc369:0x409d536af62bafa6!8m2!3d78.0620069!4d13.6166526>
- Google. (u. å.-b). [Svalbard, Svalbard and Jan Mayen]. (2020, 5. desember).
<https://www.google.com/maps/place/Svalbard,+Svalbard+and+Jan+Mayen/@76.8460634,5.9271679,4z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x45a1cfdc4fa3c049:0x2bf373e71b35e875!8m2!3d77.8749725!4d20.9751821>
- Government of Canada. (u.å.). *Pricing Carbon Pollution*. Environment and Climate Change Canada. https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/climate-plan/annex_pricing_carbon_pollution.pdf
- Government of Canada. (2018). *Clean Technology Integration in Remote Communities: Policies, Programs, and Initiatives by Federal, Provincial, and Territorial Governments*. Energy and Mines Minister’s Conference.
<https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/emmc/pdf/2018/en/18-00018-remote-communities-full-report-eng.pdf>
- Government of Canada. (2020, 11. desember). *A Healthy Environment and a Healthy Economy*. Environment and Climate Change Canada. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2020/12/a-healthy-environment-and-a-healthy-economy.html>
- Grant Thornton. (2017). *Grant Thornton informerer* (Nr. 4/2017).
https://www.grantthornton.no/globalassets/1.-member-firms/norway/pdf/insights/grant-thornton-informerer/gt_informerer_17_4.pdf

-
- Grant Thornton. (2019). *Renewable energy discount rate survey results – 2018: A Grant Thornton and Clean Energy Pipeline initiative*. <https://www.grantthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/united-kingdom/pdf/documents/renewable-energy-discount-rate-survey-results-2018.pdf>
- Gripsrud, G., Olsson, U. H. & Silkoset, R. (2010). *Metode og dataanalyse: Beslutningsstøtte for bedrifter ved bruk av JMP*. (2. utg.) Høyskoleforlaget
- Grudanova, A. I., Gulyaeva, L. A., Krasilnikova, L. A., Shmelkova, O. I. & Boldushevskii, R. E. (2017). Jet fuel and arctic diesel fuel production by isodewaxing of waxy middle distillate fractions. *Fuel*, 193, 485-487. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.032>
- Hagen, K. P. (2011a). *Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter* (Concept rapport nr. 27). Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/CONSEPT_27_web.pdf
- Hagen, K. P. (2011b). *Verdsetting av langsiktige infrastrukturprosjekter* (SNF-arbeidsnotat nr. 06/11). Samfunns- og Næringslivsforskning AS. https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/166356/A06_11.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Halvorsen, U. M., Bernhard, P., Salvesen, F., Bugge, L., Andresen, I. & Simonsen, I. (2011). *Mulighetsstudie solenergi i Norge*. SINTEF & KanEnergi. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2427475>
- Hartley, R. V. (1990). Teaching Capital Budgeting with Variable Reinvestment Rates. *Issues in Accounting Education*, 5(2), 268-280.
- Heiberg, E., Aall, C. & Tveit, E. (2009). *Vindkraft, reiseliv og miljø – en konfliktanalyse* (Vestlandsforskningsrapport nr. 1/2009). Vestlandsforskning. https://www.vestforsk.no/sites/default/files/migrate_files/vindkraft-reiseliv-og-miljo-en-konfliktanalyse.pdf
- Henden, L. & Ericson, T. (2019). *Teknologianalyser 2018: Bruken av solkraft vokser raskt* (NVE Fakta Nr. 1/2019). Norges vassdrags- og energidirektorat. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_01.pdf
- Hisdal, V. (2019, 1. desember). Arktis. I *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/Arktis>
- Hoel, M. (2013). Bør vi subsidiere fornybar energi? *Samfunnsøkonomen*, 27(2), 4-7. https://www.cree.uio.no/publications/pdf_popular_scientific_articles/2013_2_samfok_hoel_subsidier.pdf
- Hoel, M., Moss, A. & Vennemo, H. (2020). *Kalkulasjonspris for CO2 og utslipp av CO2 i transportmodellene* (Rapport 2020/03). Vista Analyse. https://vista-analyse.no/site/assets/files/6776/va-rapport_2020-03_klimapris_og_utslipp_transport.pdf
- Hoel, P. L., Auran, J. A. & Nilsen, G. (2019). *Faggrunnlag – Fugl: Underlagsdokument til nasjonal ramme for vindkraft* (Rapport M-1307). Miljødirektoratet. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1307/m1307.pdf>
- Hofstad, K. (2013, 12. november). Kapasitetsfaktor. I *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/kapasitetsfaktor>

-
- Hofstad, K. (2019a, 31. oktober). Effekt – energi. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/effekt_-_energi
- Hofstad, K. (2019b, 12. september). Topplast - energiforsyning. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/topplast_-_energiforsyning
- Holdmann, G. & Asmus, P. (2019). *Microgrid Innovation in the Circumpolar Arctic: Lessons for Developing World Markets*. University of Alaska Fairbanks. <https://microgridknowledge.com/wp-content/uploads/2020/05/navigant-research-u-of-alaska-microgrids-circumpolar-arctic-wp.pdf>
- Holdmann, G. P., Wies, R. W. & Vandermeer J. B. (2019). Renewable Energy Integration in Alaska's Remote Islanded Microgrids: Economic Drivers, Technical Strategies, Technological Niche Development, and Policy Implications. *IEEE*, 107(9), 1820-1837. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2019.2932755>
- Hole, J. & Horne, H. (2019). *Batterier vil bli en del av kraftsystemet* (NVE Fakta Nr. 14/2019). Norges vassdrags- og energidirektorat. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf
- IEA Renewable Energy Technology Deployment. (2012). *Renewable energies for remote areas and islands (remote)*. IEA. <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2012/06/IEA-RETD-REMOTE.pdf>
- Innovasjon Norge. (2020, 1. oktober). *Statsstøtteregelverket*. <https://www.innovasjon Norge.no/no/tjenester/finansiering2/statsstotteregelverket/>
- International Council on Large Electric Systems. (2015). *Microgrids I Engineering, Economics, and experience: Microgrid Evolution Roadmap*. CIGRE publication.
- International Energy Agency. (2020). *Solar PV* (Tracking report). IEA. <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
- International Renewable Energy Agency. (2012). *Electricity Storage and Renewables for Island Power: A guide for decision makers*. IRENA. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/Electricity-Storage-and-RE-for-Island-Power.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2017). *Renewable Energy Innovation: Accelerating Research for a Low-Carbon Future*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_Accelerating_research_2017.pdf?la=en&hash=2A53295A57DD87A0A451E68A2CE7EA020729871F
- International Renewable Energy Agency. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2019). *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Enabling-Technologies_Collection_2019.pdf

-
- Jacobsen, T. & Andresen, I. (2018). *ZEB Flexible Laboratory - Sluttrapport Enova konseptutredning* (Rapportnr 2018:00043). Enova. <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/tema/konseptutredninger/alle-sluttrapper/>
- Jensen, T., Haugen, S. & Magnussen I. (2003). *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter: Håndbok* (håndbokserien Nr. 1). Norges vassdrags- og energidirektorat. https://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf
- Jha, A. R. (2009). *Solar cell technology and applications*. Auerbach Publications.
- Jiang, Q., Xue, M. & Geng, G. (2013). Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3380-3389. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2244104>
- Johannessen, A., Christoffersen, L., & Tufte, P. (2011). *Forskningsmetode for økonomisk administrative fag*. (3. utg.) Abstrakt forlag.
- Joskow, P. L. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *American Economic Review*, 101(3), 238-241. <http://doi.org/10.1257/aer.101.3.238>
- Kaminker, C. & Stewart, F. (2012). *The Role of Institutional Investors in Financing Clean Energy* (OECD Working Papers on Finance, No. 23). OECD Publishing. http://www.oecd.org/pensions/WP_23_TheRoleOfInstitutionalInvestorsInFinancingCleanEnergy.pdf
- Khatib, H. (2014). *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*. (3. utg.) The Institution of Engineering and Technology.
- KPMG. (2018, 16. november). *Vindkraft – muligheter og trusler på skatteområdet*. <https://home.kpmg/no/nb/home/nyheter-og-innsikt/2018/11/vindkraft-muligheter-og-trusler-pa-skatteområdet.html>
- Krohn, S., Morthorst, P. E. & Awerbuch, S. (2009). *The Economics of Wind Energy: A report by the European Wind Energy Association*. http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf
- Leiren, M. D. & Linnerud, K. (2019, 4. mars). Lokale forhold og prosess avgjør holdninger til vindkraft. *Klima*. <https://cicero.oslo.no/no/posts/klima/lokale-forhold-og-prosess-avgjor-holdninger-til-vindkraft>
- Liseter, I. M. (2019, 23. september). Avbruddsfri strømforsyning. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/avbruddsfri_str%C3%B8mforsyning
- Lovekin, D., Dronkers, B., & Thibault, B. (2016). *Power purchase policies for remote Indigenous communities in Canada: Research on government policies to support renewable energy projects*. World Wildlife Fund. https://wwf.ca/wp-content/uploads/2020/06/The-True-Cost-of-Fuel-in-the-Arctic_Pembina-Final-Report.pdf

-
- McDowall, J. (2018). Energy Storage in Remote Arctic Communities: Driving Down Diesel Consumption with Batteries. *IEEE Electrification Magazine*, 6(3), 27-33. <https://doi.org/10.1109/MELE.2018.2849843>
- McKittrick, R. (2016). A practical guide to the economics of carbon pricing. *SPP Research Papers*, 9(28). <https://doi.org/10.11575/sppp.v9i0.42600>
- Meld. St. 8 (2019-2020). *Statens direkte eierskap i selskaper – Bærekraftig verdiskaping*. Det kongelige nærings- og fiskeridepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/44ee372146f44a3eb70fc0872a5e395c/no/pdfs/stm201920200008000dddpdfs.pdf>
- Meteorologisk Institutt. (2020). *Observasjoner og værstatistikk: Isfjord Radio (SN99790)*. [Datasett]. Norsk Klimaservicesenter. <https://seklima.met.no/observations/>
- Mikkola, N., Randall, L. & Hagberg, A. (2016). *Green Growth in Nordic Regions: 50 ways to make it happen*. Nordic Centre for Spatial Development. <https://archive.nordregio.se/Global/Green%20growth%20in%20Nordic%20regions%2050/NordicGreenGrowth-pages.pdf>
- Miljødirektoratet. (2017). *Greenhouse Gas Emissions 1990- 2015, National Inventory Report (M-724)*. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m724/m724.pdf>
- Morgunova, M. O., Solovyev, D. A., Nefedova, L. V. & Gabderakhmanova, T. S. (2020). Renewable energy in the Russian Arctic: Environmental challenges, opportunities and risks. *Journal of Physics: Conference Series*. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1565/1/012086>
- Mortensen, L., Hansen, A. M., Shestakov, A. S. (2017). How three key factors are driving and challenging implementation of renewable energy systems in remote Arctic communities. *Polar Geography*, 40(3), 163-185. <https://doi.org/10.1080/1088937X.2017.1329758>
- Multiconsult & Asplan Viak. (2018). Rapport: *Solcellesystemer og sol i systemet* (Rapport 001). Solenergiklyngen. <https://www.multiconsult.no/assets/Rapport-solkraft-markedsutvikling-2017.pdf>
- Multiconsult. (2019). *Energy Efficiency and Renewable Energy Supply to Isfjord Radio*. Svalbards Miljøvernfond. <https://www.miljovernfondet.no/prosjekter/miljoennlig-stromproduksjon-og-enok-pa-isfjord-radio/>
- Naalakkersuisut. (2017). *Sektorplan for energi- og vandforsyning*. <https://www.nukissiorfiit.gl/wp-content/uploads/2018/07/Sektorplan-for-energi-og-vandforsyning-DA.pdf>
- Narbel, P. A., Hansen, J. P. & Lien, J. R. (2014). *Energy Technologies and Economics*. Springer International Publisher Switzerland.
- NASA. (2020, 6. mai). *Insolation Clearness Index*. [Datasett]. Prediction Of Worldwide Energy Resources. <https://power.larc.nasa.gov>
- Natur-, Energi- og Klimaafdelingen. (2014). *Retningslinjer for Udviklingsprojekter indenfor Vedvarende energi, Energieffektiviseringer og Klima*. Departementet for Miljø og Natur. <http://www.ga.gl/LinkClick.aspx?fileticket=FzU92V9Gt1A%3D&tabid=36&language=da-DK>

-
- Nazarova Y. A, Sopilko, N. Y., Kulakov A. V., Shatalova, I. I., Myasnikova, O. Y. & Bondarchuk, N. V. (2019). Feasibility Study of Renewable Energy Deployment Scenarios in Remote Arctic Communities. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(1), 330-335. <http://doi.org/10.32479/ijeep.7343>
- Norges Bank. (2020, 2. april). *Inflasjon*. <https://www.norges-bank.no/tema/pengepolitikk/Inflasjon/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019a, 1. november). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019b, 11. juni). *Kostnader i energisektoren*. <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2020, 28. august). *Solkraftmarkedet i Norge doblet seg fra 2018 til 2019*. <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/solkraftmarkedet-i-norge-doblet-seg-fra-2018-til-2019/>
- Norli, Ø. (2017). *Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk*. https://www.regjeringen.no/contentassets/eee491aa42f6465e87969ec892936898/norli_kapitaliseringsrente_vannkraft.pdf
- Norsk Polarinstitutt. (2018, 15. februar). *Klimaendringer i Arktis*. <https://www.npolar.no/tema/klimaendringer-arktis/#toggle-id-3>
- NOU 2012: 16. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf>
- NOU 2015: 15. (2015). *Sett pris på miljøet: Rapport fra grønn skattekommisjon*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf>
- NOU 2018: 17. (2018). *Klimarisiko og norsk økonomi*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2018-17/id2622043/sec7>
- Oxera Consulting. (2011). *Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies*. <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/03/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf>
- Platt, B. (2020, 11. desember). Federal carbon tax to increase to \$170 per tonne by 2030 as Liberals unveil new climate plan. *National Post*. <https://nationalpost.com/news/politics/federal-carbon-tax-to-increase-to-170-per-tonne-by-2030-as-liberals-unveil-new-climate-plan>
- Quitoras, M. R., Campana, P. E. & Crawford, C. (2020). Exploring electricity generation alternatives for Canadian Arctic communities using a multi-objective genetic algorithm approach. *Energy Conversion and Management*, 210. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112471>

-
- Quitoras, M. R. D. (2020). *Holistic and integrated energy system optimization in reducing diesel dependence of Canadian remote Arctic communities* [Doktorgradsavhandling, University of Victoria]. <http://hdl.handle.net/1828/12134>
- Ranucci, R., Reilly, G. & Souder, D. (2016). Time Horizon of Investments in the Resource Allocation Process: Review and Framework for Next Steps. *Journal of management*, 42(5), 1169-1194. <https://doi.org/10.1177%2F0149206316630381>
- Rausch, S., Metclaf, G. E. & Reilly, J. M. (2011). Distributional impacts of carbon pricing: A general equilibrium approach with micro-data for households. *Energy Economics*, 33(1), 20-33. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.023>
- Regjeringen. (2020a, 7. oktober). *Skattesatser 2021*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/skattesatser-2021/id2767458/>
- Regjeringen. (2020b, 7. oktober). *Avgiftssatser 2021*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2021/id2767486/>
- Ringkjøb, H., Haugan, P. M. & Nybø, A. (2020). Transitioning remote Arctic settlements to renewable energy systems – A modelling study of Longyearbyen, Svalbard. *Applied Energy*, 258. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114079>
- Sambor, D. J., Wilber, M., Whitney E. & Jacobsen, M. Z. (2020). Development of a Tool for Optimizing Solar and Battery Storage for Container Farming in a Remote Arctic Microgrid. *Energies*, 13(19). <https://doi.org/10.3390/en13195143>
- Saritha, Sarma, S. & Jayalakshmi, S. (2016). Hybrid Microgrid Architectures and Challenges. *International Journal for Modern Trends in Science and Technology*, 2(9), 109-116.
- Saunders, M., Lewis, P. & Thornhill, A. (2019). *Research methods for business students*. (8. utg.) Pearson Education Limited.
- Schwabe, P. (2016). *Solar Energy Prospecting in Remote Alaska: An Economic Analysis of Solar Photovoltaics in the Last Frontier State*. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/02/f29/Solar-Prospecting-AK-final.pdf>
- Schwaegerl, C., Tao, L., Lopes, J. P., Madureira, P., Mancarella, P., Anastasiadis, A., Hatziaargyriou, N. & Krkoleva, A. (2009). *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*. European Commission. <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>
- Shannon, P. P. (2014). *Cost of Capital Estimation and Applications*. (2. utg.) John Wiley & Sons, Inc.
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K., Stensby, K. E., Langseth, B., Fonnelløp, J. E., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S., Magnussen, I., Husabø, L. I., Ericson, T. & Qreishy, T. H. (2015). *Kostnader i energisektoren: Kraft, varme og effektivisering* (Rapport nr 2/015 del 1). Norges vassdrags- og energidirektorat. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf

-
- Sirnes, E., Stoltz, G. & Nilsen, H. R. (2020, 4. september). Nytte-kostnadsanalyse. I *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/nytte-kostnadsanalyse>
- Skatteetaten. (2019a). *Vindkraftverk, saldoavskrivning*. Skatte-ABC 2019. <https://www.skatteetaten.no/en/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2019/driftsmiddel--avskrivning-painntektsforing-av-saldo/D-2.106/D-2.161/>
- Skatteetaten. (2019b). *Saldogruppe j, fast teknisk installasjon i bygninger*. Skatte-ABC 2019. <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2019/driftsmiddel--avskrivning-painntektsforing-av-saldo/D-2.008/D-2.030/>
- Snieckus, D. (2017, 5. desember). LCOE is a less and less relevant metric for renewables. *Recharge*. <https://www.rechargenews.com/transition/-lcoe-is-a-less-and-less-relevant-metric-for-renewables/2-1-225971>
- Solano-Peralta, M., Moner-Girona, M., Sark, W. G. J. H. M. & Vallvè X. (2009). “Tropicalisation” of Feed-in Tariffs: A custom-made support scheme for hybrid PV/diesel systems in isolated regions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), 2279-2294. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.06.022>
- Souba, F. & Mendelson, P. B. (2018). Chaninik Wind Group: Lessons learned beyond wind integration for remote Alaska. *The Electricity Journal*, 31(6), 40-47. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.06.008>
- Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. (2014). *Powering Canada's Territories*. Senate Canada. <https://sencanada.ca/content/sen/Committee/412/enev/rep/rep14jun15-e.pdf>
- Stange, R. (2019, 3. mars). *Midnattssol og mørketid*. Spitsbergen-Svalbard. <https://www.spitsbergen-svalbard.no/svalbard-infoside/midnattssol-og-moerketid.html>
- Statistisk sentralbyrå. (u.å.). *Energiinnhold, tetthet og virkningsgrad*. <https://www.ssb.no/a/magasinet/miljo/tabell.html>
- Statkraft. (2019). *Globale energitrender og norske muligheter: Statskrafts Lavutslippsscenario*. <https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/lavutslippsscenario/2019.pdf>
- Stav, T. U. (2012, 6. januar). Dieselutslipp ved Isfjord Radio. *Norsk Rikskringkasting*. <https://www.nrk.no/tromsogfinnmark/dieselutslipp-ved-isfjord-radio-1.7943044>
- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, 88. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>
- Stette, G. (2020, 20. August). Isfjord Radio. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/Isfjord_Radio
- Store Norske Spitsbergen Kulkompani. (u.å.-a). *Ambisiøst miljøprosjekt for Norge*. <https://www.snsk.no/miljoprojektet/om-miljoprojektet>
- Store Norske Spitsbergen Kulkompani. (u.å.-b). *Vi eier boliger og næringseiendom i Longyearbyen*. <https://www.snsk.no/eiendom/isfjord-radio>

-
- Strand, H. (2018). Breaking Barriers to Renewable Energy Production in the North American Arctic. *Alaska Law Review*. 35(1), 67-115. <https://scholarship.law.duke.edu/alr/vol35/iss1/4/>
- Tester, J. W., Drake, E. M., Driscoll, M. J., Golay, M. W., & Peters, W. A. (2012). *Sustainable Energy - Choosing Among Options*. (2. utg.) The MIT Press.
- The National Association of Regulatory Utility Commissioners. (2016). *Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. <https://pubs.naruc.org/pub/19FDF48B-AA57-5160-DBA1-BE2E9C2F7EA0>
- The Organisation for Economic Co-operation and Development. (2017). *Investing in climate, investing in growth*. OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/9789264273528-en>
- The Organisation for Economic Co-operation and Development. (2018). *Policy Note on Green Investment: Energy Investment and Carbon Pricing in Emerging Markets*. OECD Publishing. https://www.oecd.org/dev/Energy_Investment_Carbon_Pricing_Note_EMnet.pdf
- The Scottish Government. (2008). *The Economic Impacts of Wind Farms on Scottish Tourism*. Energy and Climate Change Directorate. <https://www.gov.scot/publications/economic-impacts-wind-farms-scottish-tourism/>
- Thema Consulting Group. (2011). *Prinsipielt om renter før og etter skatt* (Arbeidsnotat). https://www.regjeringen.no/contentassets/9a7910829ffe4e0bace71279f68784e1/134_energinorge_vedlegg2.pdf
- Thema Consulting Group. (2018). *Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard* (THEMA Rapport 2018-09). <https://www.regjeringen.no/contentassets/cdaceb5f6b5e4fb1aa4e5e151a87859a/thema-og-multiconsult---energiforsyningen-pa-svalbard.pdf>
- Tietjen, O., Pahle, M. & Fuss, S. (2016). Investment risks in power generation: A comparison of fossil fuel and renewable energy dominated markets. *Energy Economics*, 58, 174-185. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.07.005>
- Ton, D. T. & Smith, M. A. (2012). The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 25(8), 84-94. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
- Touchette, Y., Gass, P. & Echeverría, D. (2017). *Costing Energy and Fossil Fuel Subsidies in Nunavut: A mapping exercise*. International Institute for Sustainable Development. <https://www.iisd.org/publications/costing-energy-and-fossil-fuel-subsidies-nunavut-mapping-exercise>
- United States Environmental Protection Agency. (2018). *Electricity storage*. <https://www.epa.gov/energy/electricity-storage>
- U.S. Energy Information Administration. (2020). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020*. EIA. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- VanderMeer, J., Mueller-Stoffels, M. & Whitney, E. (2017). Wind power project size and component costs: An Alaska case study. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(6). <https://doi.org/10.1063/1.4986579>

-
- Weir, D. E. & Østenby, A. M. (2019). *Teknologianalyser 2018: Kostnadseffektiv vindkraft* (NVE Fakta Nr. 3/2019). Norges vassdrags- og energidirektorat.
https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_03.pdf
- Weis, T. M. & Ilinca, A. (2010). Assessing the potential for a wind power incentive for remote villages in Canada. *Energy Policy*, 38(10), 5504-5511.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.039>
- Whitney, E. & Pike, C. (2017). An Alaska case study: Solar photovoltaic technology in remote microgrids. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(6).
<https://doi.org/10.1063/1.4986577>
- Witt, M., Stefánsson, H. & Valfells, A. (2019). *Energy security in the Arctic: Policies and technologies for integration of renewable energy*. Arctic Portal.
https://arcticyearbook.com/images/yearbook/2019/Briefing-Notes/6_AY2019_BN_De_Witt.pdf
- Zaitsev, D., Rehbinder, E., Heimdal, K. & Abbas, A. (2016). *Mot lysere tider: Solkraft i Norge – Fremtidige muligheter for verdiskaping*. Accenture & World Wildlife Fund.
https://www.wwf.no/assets/attachments/solkraft_i_norge_fremtidige_muligheter_for_verdiskaping1.pdf
- Zhamoïda, O. A. & Matsiuk, M. S. (2011). Sensitivity analysis in capital budgeting. *Economic Herald of the Donbas*, 26(4), 132-136.
- Yin, R. K. (2011). *Case Study Research: Design and Methods*. (4. utg.) Sage Publications, Inc.
- Ylvisåker, L. N. (2020, 28. August). Fleire vil inn i energiutvikling på Svalbard. *High North News*.
<https://www.highnorthnews.com/nb/fleire-vil-inn-i-energiutvikling-pa-svalbard>