

Øystein Wold, Sindre Fosse og Eirik Fagerbakke

Bærekraftige energiløsninger for leirskolen på Skårøya

Bacheloroppgave i Elektroingeniør, Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Steve Vøller

Mai 2022

Øystein Wold, Sindre Fosse og Eirik Fagerbakke

Bærekraftige energiløsninger for leirskolen på Skårøya

Bacheloroppgave i Elektroingeniør, Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Steve Vøller
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Oppgavetittel (norsk og engelsk):

Bærekraftige energiløsninger for leirskolen på Skårøya

Sustainable energy solutions for the camp on Skårøya

Forfattere:

 Sindre Fosse
 Øystein Wold
 Eirik Fagerbakke

Prosjektnummer: E2230

Innleveringsdato: 20.mai

 Gradering: åpen
 lukket

Studium: Elektroingeniør

Studieretning: Elkraft og bærekraftig energi

Veileder internt: Steve Vøller

Institutt: Institutt for elkraftteknikk

Oppdragsgiver: Skårøya Opplevelser AS

Kontaktperson: Martin Fjeldvær

Sammendrag (norsk og engelsk):

Denne rapporten omhandler løsninger for mer bærekraftig drift av Hitra leirskole på Skårøya. Løsningene utarbeides og vurderes ved bruk av simulasjoner av solcelle- og vindturbinanlegg og økonomiske analyser av mulige løsninger, samt beregninger for bruk av et varmepumpeanlegg. Det er blitt funnet at en løsning som innebærer installasjon av vindturbin vil ha god produksjon, men for stor kostnad til å anses som et økonomisk gunstig prosjekt. Videre er det funnet at et solcelleanlegg som benytter ett bygg vil ha stor nok produksjon til å gjøre prosjektet lønnsomt, men dersom en ønsker å videre øke mengden egenprodusert energi er den beste fremgangsmåten for dette å installere solcelleanlegg på hvert av de separate elektriske anleggene som tilhører leirskolen. Ved benyttelse av en sjøvarmepumpe vil det være mulig å spare store mengder energi for leirskolen grunnet den betydelige andelen av energien som går til oppvarming av vann. Det er viktig å merke at kostnader ved vindturbin og sjøvarmepumpe er blitt grovt estimert, men på konservativt vis.

This report deals with solutions for more sustainable operation of Hitra camp school on Skårøya. The solutions are prepared and evaluated using simulations of solar cell and wind turbine systems and economic analyzes of possible solutions, as well as calculations for the use of a heat pump system. It has been found that a solution that involves the installation of a wind turbine will have good production but too great a cost to be considered an economically favorable project. Furthermore, it has been found that a photovoltaic system that uses one building will have large enough production to make the project profitable, but if you want to further increase the amount of self-produced energy, the best procedure for this is to install photovoltaic systems on each of the separate electrical systems belonging to the camp school. By using a seawater heat pump, it will be possible to save large amounts of energy for the camp school due to the significant proportion of the energy that goes towards heating water. It is important to note that the costs of wind turbines and seawater heat pumps have been roughly estimated but in a conservative way.

Stikkord norsk:

 Solcelle
 Vindturbin
 Bærekraft
 Varmepumpe

Stikkord engelsk:

 Photovoltaic
 Wind turbine
 Sustainability
 Heat pump

Forord

Med denne rapporten avsluttes gruppens bachelorutdanning som elektroingeniør med retning i elkraft og bærekraftig energi ved NTNU.

Skårøya opplevelser AS har fokus på å skape bærekraftige energiløsninger for Hitra leirskole og ønsket utredning av mulighetene på Skårøya. Eiendommene og husene på Skårøya innehar mange muligheter for bærekraftig framtid.

Oppgaven med bærekraftige energiløsninger har hatt ett bredt spekter med muligheter og arbeidet med denne rapporten har resultert i dypere kunnskap ved prosjektering av bærekraftige energiløsninger og integreringen av fornybare energikilder til strømmettet.

Takk til veileder Steve Vøller ved NTNU for god veiledning og oppfølging, som i tillegg har inspirert til en arbeidshverdag i en framtidsrettet bransje som elektroingeniør.

Takk til Martin Fjeldvær ved Skårøya Opplevelser AS som har vært engasjert gjennom hele prosjektet, og har med det bidratt til et godt samarbeid med gruppen. I tillegg må en ekstra takk gis for en opplevelserik befaring på Hitra leirskole med de tilknyttede ansatte.

I. Definisjoner

kWp	Kilowatt-peak, den maksimale effekten som et solcelleanlegg kan levere.
kWh	Kilowatttime. Angir en mengde energi medd watt over en time.
Pdf	Probability density function (tetthetsfunksjon)
Peak shaving	Å redusere toppene på effektforbruket.
Oppvind	Vind med vertikal retning oppover.
Fallvind	Vind med vertikal retning nedover.
Prosumert	En kunde hos strømmettet som også leverer egenprodusert strøm tilbake, men ikke over 100kW.
Konsesjon	Tillatelse fra offentlig myndighet.
Skyggereduksjon	Reduksjon i årlig produsert effekt av et solcelleanlegg grunnet skygge.

II. Figurliste

<i>Figur 1: Hitra leirskole på Skårøya ved Kvenvær.....</i>	<i>12</i>
<i>Figur 2: Hitra leirskole.</i>	<i>12</i>
<i>Figur 3: P-dopet silisium med et fritt elektron. (Liverpool John Moores University, 2022).....</i>	<i>16</i>
<i>Figur 4: PN-overgang</i>	<i>16</i>
<i>Figur 5: Ulike typer solcellepaneler hos IFE sin utendørs testlab.....</i>	<i>17</i>
<i>Figur 6: Jorden og solen, med angitt nordlig og sørlig hemisfære på hver side av ekvator.</i>	<i>19</i>
<i>Figur 7: Vindturbiner i Bessakerfjellet vindpark i Roan kommune.</i>	<i>19</i>
<i>Figur 8: Vertikalakslende vindturbin og horisontal akslende vindturbin (Anon., 2021).....</i>	<i>21</i>
<i>Figur 9: Produksjonskurve for en tenkt turbin (Libii, 2013)</i>	<i>22</i>
<i>Figur 10: Produksjonskurve for tre klasser (Kjeller Vindteknikk, 2009)</i>	<i>23</i>
<i>Figur 11: IEC- Vindturbin klasser.....</i>	<i>24</i>
<i>Figur 12: Vindens profil i lav høyde med topografiske variasjoner (Revheim, 2017).....</i>	<i>26</i>
<i>Figur 13:Illustrasjon av bebyggelse i vindskygge (NVE, 2022</i>	<i>28</i>
<i>Figur 14: Vindrose Veiholmen 2002-2022</i>	<i>30</i>
<i>Figur 15: Vindkart over Skårøya ved 50 meters høyde</i>	<i>31</i>

Figur 16: Plot av betas og etas påvirkning på weibullfordeling (Jones, 2022).....	32
Figur 17: Kretsløpet til en varmpumpe.....	33
Figur 18: Ulike former for væske-til-vann varmpumpe.....	35
Figur 19: En del av eiendommen til Skårøya opplevelser AS som er innenfor 100-metersbeltet til sjø.	38
Figur 20: De økonomiske prisleddene for strøm 2021	40
Figur 21: Ny nettleie for nettselskapet "Lede" (Hentet fra tu.no).....	42
Figur 22: Bygnings-integrerte solcellepaneler på Strand kirke.	44
Figur 23: Slik viser PVSol et grunnleggende solcelleanlegg.....	47
Figur 24: Forbruksdata vindu i PVSol.	48
Figur 25: Modelleringsvindu i PVSol.....	48
Figur 26: Eksempel på vindu i PVSol som viser installasjonsmetode.	49
Figur 27: Resultatvindu i PVSol som viser produksjon og forbruk.	50
Figur 28: Eksempel på visualisering av data hentet fra Elhub for 5. juni 2021.....	51
Figur 29: Weibullfordelinger av Veiholmen-data med "Matplotlib".....	52
Figur 30: Eksempel på kontantstrømmen ved et anlegg prosjektert i PVSol.....	54
Figur 31: Venstre: Naustet og kai sett fra øst, Høyre: Hovedbygningen sett fra sør	58
Figur 32: Apparater i hovedhuset og internatet som antas å bruke mest energi.....	59
Figur 33: Apparater i naustloftet som antas å bruke mest energi.	60
Figur 34: Totalt forbruk per måned for hovedbygningen og internatet i 2021.	60
Figur 35: Forbruket til hovedbygningen og internatet i januar 2021.	61
Figur 36: Forbruket til hovedbygningen og internatet i juni 2021.....	61
Figur 37: Gjennomsnittlig forbruk mot antall besøkende.	62
Figur 38: Forbruket per dag for hele 2021 og antall besøkende.	64
Figur 39: Forbruk og lufttemperatur i hovedbygningen, juni 2021.	65
Figur 40: Forbruk og lufttemperatur i hovedbygningen, februar 2021.....	65
Figur 41: Forbruk og lufttemperatur i internatet, februar 2021.	66
Figur 42: Det elektriske anlegget på Skårøya	67
Figur 43: Bilde av terrenget til en del av leirskolens eiendom.....	68
Figur 44: Plot av månedlige Weibull pdf av vindhastighetene på Veiholmen (2011-2021).....	70
Figur 45: Weibull pdf for månedene ved 30 meters høyde	71
Figur 46: Støynivå for Vindturbin SD6	72
Figur 47: Avstand fra ansattbolig og hovedbygning til tenkt lokasjon for installering av Vindturbin.....	73
Figur 48: Spesifikasjoner for SD6.....	74
Figur 49: Produksjonskurve SD6 (plottet)	75
Figur 50: Årlig produksjon SD6.....	75
Figur 51: Kilde: PVEL Historical scorecard	77
Figur 52: Alle mulige konfigurasjoner av solcellepaneler for hvert bygg.....	80
Figur 53: Venstre: naustet konfigurert med paneler kun på sørvest side.	81
Figur 54: Energiflyt for konfigurasjon 2 for en dag med sterk sol.....	83
Figur 55: Energiflyt for konfigurasjon 1 for en dag med sterk sol.....	83

Figur 56: Venstre - Konfigurasjon 1 med solceller retter nordvest.....	84
Figur 57: Venstre - Konfigurasjon 1 med solceller på takflate nordvest.....	86
Figur 58: Energiflyt for konfigurasjon 1 på en sterk solskinnsdag	88
Figur 59: Energiflyt for konfigurasjon 2 på en sterk solskinnsdag	88
Figur 60: Effektflyt for konfigurasjon 3 på en sterk solskinnsdag	89
Figur 61: Solcelleinstallasjon på ansattbolig.....	90
Figur 62: Energiflyt for Ansattbolig på en sterk solskinnsdag	92
Figur 63: Solpark med 60 paneler i øst-vest konfigurasjon. Venstre: nærbilde, Høyre: oversiktsbilde.....	93
Figur 64: Øst-vest konfigurasjon en sterk solskinnsdag i juli	95
Figur 65: Øst-vest konfigurasjon en sterk solskinnsdag i april.....	95
Figur 66: Sørvendt konfigurasjon en sterk solskinnsdag i juli	96
Figur 67: Sørvendt konfigurasjon en sterk solskinnsdag i april.....	96
Figur 68: Grafisk fremstilling av produksjon med ulike solcelleinstallasjoner over en dag med sterk sol.....	97
Figur 69: Graf over en dag med sterk sol for installasjon med alle tre bygg samtidig.	99
Figur 70: Produksjon over en dag med sterk sol for alle tre 1-byggs løsninger.	100
Figur 71: Produksjon over en dag med sterk sol for alle tre 2-byggs løsningene.....	102
Figur 72: Kabel vil krysse annen eiendom, kilde: Norgeskart.no	105
Figur 73: Produksjonskurve og Weibullfordeling for en måned	109
Figur 74: Månedlig produksjon av Vindturbin opp i mot det månedlige forbruket.....	110
Figur 75: Timesproduksjon og forbruk: solceller og vindturbin.....	111
Figur 76: Dagsproduksjon og forbruk: solceller og vindturbin.....	111
Figur 77: Månedlig produksjon og forbruk: solceller og vindturbin	112
Figur 78: Nettplanleggingsmetodikk: Avvik fra nominell spenning (ProAktiv & Sintef, 2018).....	114
Figur 79: Tensio simulering: Spenning ved lett last uten produksjon	116
Figur 80: Tensio Simulering 1: Spenning ved lavlast og 27 kW produksjon.....	117
Figur 81: Tensio Simulering 2: 12,3kW innmating i måler 1 og 6,15 kW innmating i måler 2.....	117
Figur 82: Tensio Simulering 3: 31 kW innmating i måler 1 gir for høy spenning.....	118
Figur 83: Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 1.....	124
Figur 84: Følsomhetsanalyse for Case 1 med nominell rente på 8,5 %.....	126
Figur 85: Følsomhetsanalyse for case 1 med nominell rente på 3,5%.....	127
Figur 86: Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 2.....	131
Figur 87: Følsomhetsanalyse for case 2 med nominell rente på 8,5 %.....	133
Figur 88: Følsomhetsanalyse for case 2 med nominell rente på 3,5 %.....	134
Figur 89: Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 3.....	138
Figur 90: Følsomhetsanalyse for case 3 med nominell rente på 8,5 %.....	140
Figur 91: Følsomhetsanalyse for case 3 med nominell rente på 3,5 %.....	141
Figur 92: Investeringskostnader for case 4.....	142
Figur 93: Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 4.....	143
Figur 94: Følsomhetsanalyse for case 4 med nominell rente på 8,5%.....	145
Figur 95: Følsomhetsanalyse for case 4 med nominell rente på 3,5 %.....	146

<i>Figur 96: Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 5.....</i>	<i>149</i>
<i>Figur 97: Følsomhetsanalyse for case 5 med nominel rente på 8,5%.....</i>	<i>151</i>
<i>Figur 98: Følsomhetsanalyse med nominell rente på 3,5 %.....</i>	<i>151</i>
<i>Figur 99: Sensitivitetsanalyse av nedbetalingstid for Case 1.....</i>	<i>153</i>
<i>Figur 100: Sensitivitetsanalyse av LCOE for case 1.....</i>	<i>154</i>
<i>Figur 101: Scenarioanalyse for Case 1.....</i>	<i>155</i>
<i>Figur 102: Nedbetaling av sjøvarmepumpe.....</i>	<i>161</i>
<i>Figur 103: Venstre Livsløp Rec Twinpeak 4 fra EDP, Høyre Livsløp SunPower Maxeon 3 fra EDP.....</i>	<i>164</i>
<i>Figur 104: Forenklet GWP.....</i>	<i>167</i>
<i>Figur 105: CO2 ekvivalenter for 2021.....</i>	<i>168</i>
<i>Figur 106: Sammenlagt CO2 ekvivalenter for 2021.....</i>	<i>168</i>
<i>Figur 107: GWP Sammenligning mellom fornybarkilder og strømmiks.....</i>	<i>170</i>
<i>Figur 108: Prinsippskjema med inverter og batteri.....</i>	<i>171</i>
<i>Figur 109: 9,3 kWh batterisystem med Ansattbolig og Naust.....</i>	<i>172</i>
<i>Figur 110: Oppladning og utladning av 9,3 kWh batterisystem.....</i>	<i>172</i>
<i>Figur 111: 48 kWh batterisystem med Ansattbolig og Naust.....</i>	<i>173</i>
<i>Figur 112: Oppladning og utladning av 48 kWh batterisystem.....</i>	<i>173</i>

III. Tabell liste

Tabell 1: Terreng koeffisienter (norsk) (Homer Energy, 2022).....	25
Tabell 2: Utdrag av levetid på ulike typer tak fra byggforskserien	46
Tabell 3: Levetid hustakene på Skårøya	46
Tabell 4: Energiforbruk Hitra leirskole 2021.....	59
Tabell 5: Gjennomsnittlig og median forbruk mot antall besøkende på leirskolen.	63
Tabell 6: Månedlige Weibull pdf av vindhastighetene på Veiholmen 2011-2021.	69
Tabell 7: Weibull pdf for månedene ved 30 meters høyde	71
Tabell 8: Spesifikasjoner solcellepanel fra datablad.....	78
Tabell 9: Sammenligning av resultater fra PVSol for 2 konfigurasjoner på naustet.	82
Tabell 10: Sammenligning av resultater fra PVSol for konfigurasjoner av internatet.	85
Tabell 11: Sammenligning av resultater fra PVSol for konfigurasjoner av hovedbygget.	87
Tabell 12: Resultater fra PVSol for ansattbolig.	91
Tabell 13: Resultater fra PVSol for to ulike solparker.	94
Tabell 14: Resultater fra PVSol for en installasjon med alle tre bygg i bruk.....	99
Tabell 15: Resultater fra PVSol for 3 enkelte bygg.	101
Tabell 16: Resultater fra PVSol for alle tre 2-byggs løsningene.	103
Tabell 17: Sammenligning av muligheter for case 3.	104
Tabell 18: Kurser i anlegg 1 ved sammenkobling.	106
Tabell 19: Solkraft ved sammenkobling av anlegg 1 og 2.	107
Tabell 20: Times-, dags- og månedsproduksjon med solceller og vindturbin.	112
Tabell 21: Valgte invertere i kombinasjon med solceller	114
Tabell 22: 3 fase effekt for valgte invertere ved 245 V.....	115
Tabell 23: Dimensjonerende effekt for valgte invertere til de akutte annleggene i hver case	115
Tabell 24: Casenes påvirkning på strømmettet.	118
Tabell 25: Tensio Nettleiepriser for bedrift.	119
Tabell 26: Kostnader ved kjøp av strøm med kraftpris på 1 kr/kWh.	120
Tabell 27: Inntekter ved salg av strøm med kraftpris på 1 kr/kWh.....	120
Tabell 28: Estimerte installasjonskostnader for Case 1.	121
Tabell 29: Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 1.	123
Tabell 30: Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 1.....	124
Tabell 31: NNV for case 1	125
Tabell 32: LCOE variabler for Case 1.	128
Tabell 33: Investeringskostnader for Naustet.....	129
Tabell 34: Totale investeringskostnader for case 2.....	129
Tabell 35: Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 2.	130
Tabell 36: Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 2.....	131
Tabell 37: NNV for case 2	132
Tabell 38: LCOE variabler for Case 2.	134
Tabell 39: Investeringskostnader for internatet.	135

Tabell 40: Totale investeringskostnader for case 3.....	136
Tabell 41: Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 3.	137
Tabell 42: Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 3.....	138
Tabell 43: NNV for case 3.....	139
Tabell 44: Tabell LCOE variabler for Case 3.....	141
Tabell 45: Investeringskostnader for case 4. 92.....	142
Tabell 46: Årlige besparelser med tre ulike strømpriser, Case 4.	142
Tabell 47: Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 3.....	143
Tabell 48: NNV for case 4.	144
Tabell 49: Variabler til LCOE analyse for case 4.....	146
Tabell 50: Investeringskostnader for Case 5.....	147
Tabell 51: Tabell Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 5.	148
Tabell 52: Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 5.....	149
Tabell 53: NNV for case 5.....	150
Tabell 54: LCOE variabler for case 5.....	152
Tabell 55: Total kostnad fastbeløp anlegg 1.....	156
Tabell 56: Utdrag fra pristabell fra Lede.....	157
Tabell 57: Faste beløp per måned i 2021 med ny tariff.....	157
Tabell 58: Faste månedspriser med Case 1.....	159
Tabell 59: Total fastpris med case 1.....	159
Tabell 60: Besparelser og nedbetalingstid for sjøvarmepumpe.	161
Tabell 61: Livsløpet til solceller fra EDP.....	163
Tabell 62: GWP fra solcellepanelene fra EDP.....	164
Tabell 63: CO2 ekvivalenter med ulike løsninger for energiproduksjon.....	169
Tabell 64: Miljøgevinst med ulike løsninger for energiproduksjon.....	170
Tabell 65: Resultater fra simuleringene med to forskjellige batterier.....	174
Tabell 66: Samlede resultater fra økonomisk analyse for hver case.	177
Tabell 67: Nedbetalingstid for hver case.....	177
Tabell 68: GWP for fornybare kilder.....	180
Tabell 69: GWP besparelse for miljøet med forenklete verdier for strømmiks.....	180
Tabell 70: GWP besparelse for miljøet estimert med strømmiksverdier.....	181

1. Innhold

1	Innledning	11
1.1	Oppgavetekst	13
1.2	Bakgrunn	13
2	Teori	15
2.1	Solenergi	15
2.1.1	Solcelleteknologi	15
2.2	Vindkraft	19
2.2.1	Småskala vindturbiner - Design	20
2.2.2	Vindressurser	28
2.3	Varmepumpe	33
2.3.1	Varmepumpens prinsipp	33
2.3.2	Sjøvarme	34
2.4	Batterier	36
2.5	Relevante lover og regler	37
2.5.1	Anleggskonsesjon	37
2.5.2	Plan og bygningsloven	37
2.6	Offentlige finansieringskilder	38
2.7	Strømkostnader	39
2.7.1	Norsk Kraftmarked	39
2.7.2	Nettets kostnadsstruktur	39
2.7.3	Egenprodusert strøm	41
2.7.4	Fremtidig Nettleie	42
3	Metodikk	43
3.1	Dimensjonering av solcelleinstallasjoner	43
3.1	PVSol	47
3.2	ELHub	50
3.3	Python og Matlab	51
3.4	LCOE Analyse	52

3.5	<i>Nedbetalingstid</i>	53
3.6	<i>Nåverdiberegning</i>	54
3.6.1	Diskonteringsrente	55
3.6.2	Følsomhetsanalyse og scenarioanalyse	56
4	Resultater	58
4.1	<i>Befaring til Skårøya</i>	58
4.2	<i>Effektbehovet til Skårøya</i>	59
4.2.1	Oppgitt informasjon.....	59
4.2.2	Undersøkelse av Elhub data.....	60
4.2.3	Oppvarming av vann.....	66
4.3	<i>Ressursgrunnlag for Skårøya</i>	67
4.3.1	Elektrisk anlegg	67
4.3.2	Terreng og Vindressurser.....	67
4.4	<i>Valg av utstyr</i>	71
4.4.1	Vindturbin.....	71
4.4.2	Solcellepaneler.....	76
4.4.3	Invertere.....	78
4.4.4	Sjøvarmepumpe	79
4.5	<i>Forberedende undersøkelser av muligheter</i>	80
4.5.1	Naustet	80
4.5.2	Internatet	84
4.5.3	Hovedbygget.....	86
4.5.4	Ansattbolig.....	90
4.5.5	Solceller i terreng.....	92
4.6	<i>Valg av caser</i>	97
4.6.1	Case 1 Anlegg 1: Ett bygg	100
4.6.2	Case 2: Anlegg 1: To bygg	101
4.6.3	Case 3: Anlegg 1 og 2: Et bygg og Internatet	104
4.6.4	Case 4: Anlegg 1: Vindturbin	109
4.6.5	Case 5: Anlegg 1: Vindturbin og Ansattbolig.....	110
4.7	<i>Spenningskvalitet i nettet</i>	112
4.7.1	Påvirkning på spenningsparameterene	113
4.7.2	Lokal produksjon	114
4.7.3	Tensio Simuleringer.....	116
4.8	<i>Økonomi og LCOE analyse</i>	119
4.8.1	Kostnader og inntekter ved forbruk og salg av strøm	119

4.8.2	Case 1	120
4.8.3	Case 2	128
4.8.4	Case 3	135
4.8.5	Case 4	142
4.8.6	Case 5	147
4.8.7	Sensitivitetsanalyser.....	152
4.8.8	Nåværende tariff og fremtidig tariff	156
4.8.9	Sjøvarmepumpe	160
4.9	<i>Miljøanalyse av fornybare kilder</i>	162
4.9.1	Solceller	162
4.9.2	Vindturbin SD6.....	165
4.9.3	GWP fra forsyningsnettet	166
4.10	<i>Batteriløsning med solcelleinstallasjon</i>	170
5	Diskusjon	175
5.1	<i>Sjøvarmepumpe</i>	175
5.2	<i>Vind og Vindturbin</i>	175
5.3	<i>Økonomisk analyse av caser</i>	176
5.4	<i>Miljøanalyse</i>	180
5.5	<i>Batteriløsninger</i>	183
6	Konklusjon	184
7	Videre arbeid	186
7.1	<i>Vindturbin</i>	186
7.2	<i>Effektivisering</i>	186
7.2.1	Sjøvarmepumpe	186
7.2.2	Solfanger.....	186
7.3	<i>Batteri</i>	186
8	Litteraturfortegnelse	187
9	Vedlegg	194

1 Innledning

I dag er det et voksende ønske om fornybar energi (Kantar, 2020) og mer bærekraftige metoder for energiforbruk. Dette kan sees i den raske utbyggingen av både solcelleteknologi og vindkraft (International Energy Association, 2021), samt lover og regler som legger opp til utarbeiding av slike installasjoner (NVE, 2022). I tillegg til den sosiale støtten for fornybare energikilder er det også et økonomisk insentiv for privatkunder og bedrifter, ettersom egenprodusert strøm og redusert forbruk kan spare mye penger der hvor det er gunstig, slik som for eksempel områder med relativt lavt forbruk, store tak-areal til solcellepaneler, eller områder hvor store deler av forbruket går til oppvarming som kan gjøres av varmepumper eller solfangere. Det er ikke bare produksjon av fornybar energi som har sett stor utvikling, men også effektivisering av eksisterende teknologier ettersom dette også vil føre til spart energi og lavere klimapåvirkninger. Som eksempel har solfangere blitt en mer aktuell teknologi i nyere tid ettersom dette er en effektiv måte å varme opp vann ved hjelp av solen.

Etter oppdrag fra Hitra leirskole skal det utarbeides en løsning for mer bærekraftig drift av leirskolen ved bruk av energieffektivisering og fornybar energi. Oppdragsgiver ønsker å få presentert den best mulige løsningen for å oppnå en mer bærekraftig drift av leirskolen, som samtidig er økonomisk forsvarlig. Leirskolen består i dag av tre bygg; et naust, et hovedbygg med kjøkken, og et internat hvor det hovedsakelig er soverom og dusjer. Det er også planlagt å bygge en mindre ansattbolig hvor de fast ansatte kan bo under sesong i nærmeste framtid.

Denne prosjektgruppen vil ta for seg oppdragsgivers ønske om å få bærekraftig drift og finne den beste måten dette kan gjøres på. Leirskolen kan bruke dette arbeidet til å vurdere realismen for energiproduserende og energieffektiviserende prosjekter. Rapporten inneholder en teoridel som forklarer de konseptene som inngår i dette prosjektet, en seksjon som forklarer metodikken som brukes til å få resultater, en seksjon som viser de resultatene som gruppen finner, en diskusjonsdel som trekker frem nyanser og diskuterer resultatene en konklusjon, og til slutt videre arbeid som kan gjøres. I figur 1 og 2 kan man se lokasjonen og eiendommen til leirskolen.



Figur 1 Hitra leirskole på Skårøya ved Kvenvær.



Figur 2 Hitra leirskole.

1.1 Oppgavetekst

Oppgavetekst fra oppdragsgiver:

Det er strøm og vanntilførsel til øya. Det er 70 sengeplasser fordelt på 3 hus. Driftssesongen er mars til og med oktober. Det er stort forbruk av varmtvann i sesongen, f.eks. til ca. 15-20 dusjer. For å nå våre mål om mest mulig bærekraftig drift ønsker vi å utforske mulighetene for å ta i bruk alternative energikilder til strøm og oppvarming av hus og varmtvann. Vi er interesserte i å utforske gevinsten ved både solceller, solvarmere til varmtvann og sjøvarmepumper enten hver for seg eller i kombinasjon.

Plassering av solceller/solvarmere kan både være på tak, men også i terreng. Det er en ganske dyp bukt rett ved husene som går ned til ca. 30 m, hvor det kanskje er mulig å utnytte varmen i sjøvannet. En sentral del av oppgaven vil være å vurdere realismen i prosjektet både ved å analysere el-nettet og dagens forbruksprofiler med hensyn til kraftsalget til nettet er aktuelt når forbruket er lavt. Installasjonskostnader må vurderes opp mot mulig innsparing og levetid på anlegget samt driftskostnader.

1.2 Bakgrunn

I verden i dag er det oppstått et søkelys på miljøet og hvordan mennesker påvirker det. Flere land har inngått avtaler om hvordan de skal redusere sitt miljø påvirkning gjennom ulike løsninger, og sentralt i slike diskusjoner står energiproduksjon. Det å kunne produsere energi på en måte som kan anvendes i lang tid fremover, er et mål som har vært med på å forme teknologier som solceller og vindturbiner.

Både energiproduksjon og energieffektivisering er to tiltak som kan redusere den negative miljøpåvirkningen som kommer ved større forbruk av strøm fra strømmettet. Flere husholdninger og bedrifter iverksetter slike tiltak. Det blir ofte brukt fornybare energikilder til egen energiproduksjon, da dette medfører flere goder, for eksempel mer uavhengighet fra strømmettet og en miljøvennlig profil av bedriften.

En bedrift som har tatt interesse for å iverksette slike tiltak er Hitra Leirskole. Dette er en bedrift som driver leirskole og feriehusutleie på Skårøya utenfor Kvenvær på Hitra. De ønsker nå å utforske mulighetene for å oppnå mer bærekraftig drift ved løsninger for energiproduksjon og energiutnyttelse på øya. Hitra Leirskole tar inn rundt 700 elever per år, på arealer med 70 sengeplasser fordelt mellom to bygninger. Leirskolen har gode solforhold, vindforhold og ligger nær sjøvann. På Leirskolen er det fasiliteter for dusjing og matlaging, samt oppvarming av bygninger og vann. Bruken av slike fasiliteter varierer i stor grad med sesongen da leirskolen hovedsakelig driver med overnattinger i perioden mars til oktober.

2 Teori

2.1 Solenergi

Solenergi, eller solkraft, er en ren kilde til energi som ikke kan tømmes i nærmeste framtid. Solen stråler på alle deler av jorden og denne strålingen inneholder store mengder energi som er ønskelig å utnytte til for eksempel elektrisitet eller oppvarming. Jorden treffes kontinuerlig av 173 000 terawatt med energi fra solen (Chandler, 2011). For å sette dette i et perspektiv, så brukte hele jorden totalt ca. 113 000 Th i 2017 (International Energy Agency, u.d.). Dermed kan hele verdens energibehov dekkes for et år hvis all energien solen sender til jorden kan utvinnes i en time.

Dette er selvsagt ikke realistisk, men solcelleteknologi har hatt kraftig fremvekst i de nylige årene og i 2021 sto solkraft for produksjon av 3,7 % av verdens energiproduksjon (Jones, 2022), som er en økning fra bare 1,36 % i 2016, altså 5 år tidligere. Dette viser en klar endring i fokuset til energiprodusenter, og er dermed et veldig interessant område i de kommende årene. Måten det utvinnes energi fra solstråling i dag er hovedsakelig gjennom to metoder. Enten brukes det solcelleteknologi, som skal bli nærmere forklart i neste seksjon, eller så brukes solstråler som soltermisk energi, typisk til oppvarming av vann for eksempel.

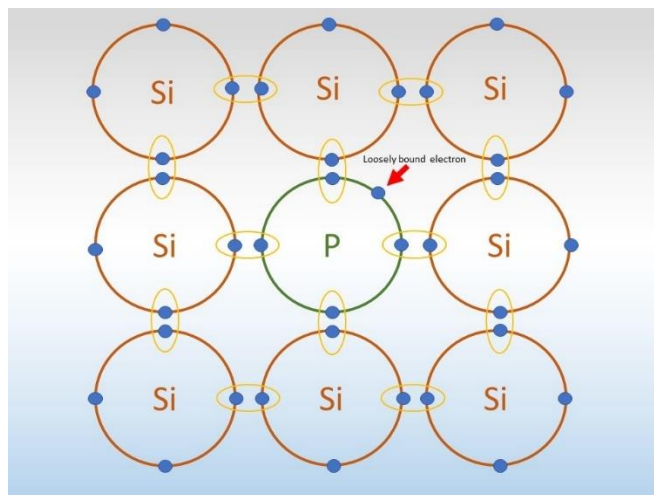
2.1.1 Solcelleteknologi

2.1.1.1 Solcellens prinsipp

Solceller er en veldig ofte brukt metode for å utvinne energi fra solen, ettersom denne teknologien gjør det mulig å gjøre om solenergi til elektrisk energi, som er veldig anvendelig. Når det snakkes om solcellepaneler, så er dette paneler som består av flere enkelte solceller. En solcelle er en enhet som omdanner solenergien til elektrisk energi ved hjelp av den fotovoltaiske effekten.

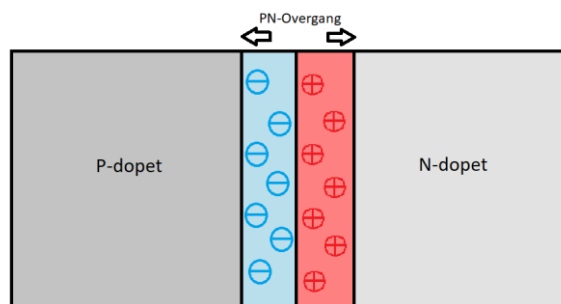
En solcelle består typisk av to lag bestående av silisium som er ulikt dopet. Doping i denne sammenhengen betyr at silisiumet er blitt tilsatt atomer av et annet stoff, slik at det får annerledes egenskaper. Ved å dope ett lag med f.eks. bor, og det andre med fosfor, skapes en forskjell i antall elektroner mellom lagene ettersom det er et ulikt antall elektroner i bor og fosfor. Dette gir oss et negativt ladet og ett positivt ladet lag. Det brukes silisium som

hovedmateriale fordi dette er en halvleder, noe som betyr at det kreves mindre energi for å få elektronene til å eksitere sine baner rundt atomer og vandre mellom atomene (Fysisk institutt, UiO, 2017).



Figur 3 P-dopet silisium med et fritt elektron. (Liverpool John Moores University, 2022)

Når solen treffer en slik solcelle, vil fotoner få elektroner til å eksitere sine skall og bevege seg mellom atomene. Elektronene vil først bevege seg direkte mellom lagene, men etter hvert vil det danne seg en såkalt pn-overgang hvor det oppstår en region i det negative laget som er positivt ladet, og en negativt ladet region i det positive laget. Dermed kan ikke flere elektroner bevege seg gjennom denne overgangen, men når det kobles en kabel mellom de to lagene fra utsiden, vil det oppstå en strøm av elektroner i kabelen (Fysisk institutt, UiO, 2017). Når en kobler flere slike celler sammen, så ender en opp med det som kalles et solcellepanel.



Figur 4: PN-overgang

2.1.1.2 Multikrystallinsk eller monokrystallinsk

Når det har vært snakk om solcellepaneler i de siste årene, har det vært snakk om både multikrystallinske paneler og monokrystallinske paneler. Dette er to ulike teknologier innenfor solcellepaneler, som har annerledes utforming og effektivitet. Multikrystallinske solcellepaneler består av flere silisiumkrystallkorn som vokser i hverandre og danner et lag. Dette gir slike solcellepaneler en karakteristisk fargegjenspeiling på overflaten, typisk blå.

Monokrystallinske solcellepaneler består derimot av en enkelt krystall som gjør at overflaten er homogen og typisk svart. Denne mangelen av farge kommer av at mer sollys absorberes av disse panelene. Monokrystallinske paneler har som regel høyere effektivitet enn multikrystallinske, men er dyrere i produksjon av samme effekt. Det har vært hovedsakelig multikrystallinske solcellepaneler i bruk tidligere, mens dagens marked går mot monokrystallinske paneler. For slike paneler er det typisk en effektivitet på 16-20 % som kan forventes (Otovo, 2021).



Figur 5 Ulike typer solcellepaneler hos IFE sin utendørs testlab.

2.1.1.3 Innstråling av sol

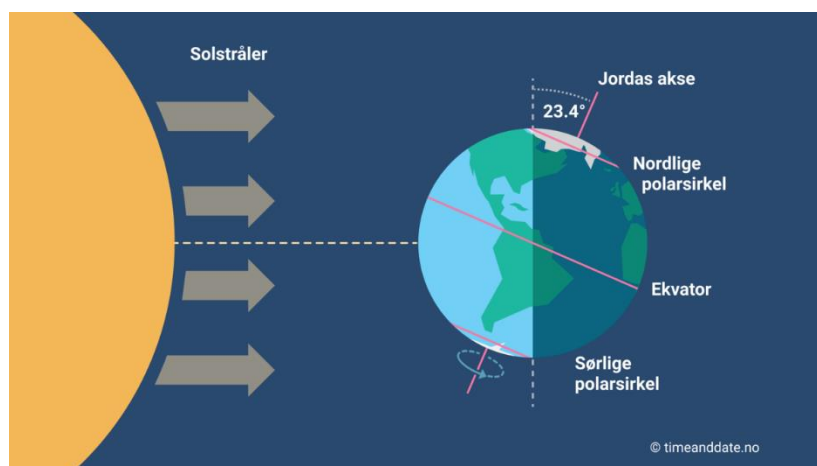
Mengden sol som treffer solcellepanelene er en av de viktigste faktorene som påvirker hvor gunstig et solcelleanlegg er. Mengden sol påvirker direkte hvor mye energi som produseres av solcellene og dermed er det ønskelig å planlegge en installasjon som får mest mulig solstråler til å treffe panelene. I Norge er det relativt lite sol i forhold til land som ligger lenger sør, men det er fremdeles nok solstråler til at et solcelleanlegg kan være gunstig i mange situasjoner (Otovo, 2021).

Fordi det ikke er mulig å styre styrken til solen eller hvordan skyene beveger seg, er den eneste muligheten for å maksimere mengden sol som treffer panelene å vinkle dem slik at mest mulig sol treffer dem. Det finnes en optimal vinkel som baserer seg på hvor man er lokalisert på jorden. Denne vinkelen maksimerer mengden solstråler som treffer et solcellepanel i løpet av en dag. I dette prosjektet benyttes programvare for å finne den optimale vinkelen.

En typisk brukt tommelfingerregel er å bruke breddegradene til anleggets lokasjon, og trekke fra 15 grader. For Skårøya er breddegradene for installasjonen $63,15^\circ$ og dermed blir den optimale vinkelen for solcellepaneler her $63,15^\circ - 15^\circ = 48,15^\circ$.

Til slutt kan det styres hvordan en orienterer solcellepanelene i forhold til nord, sør, øst og vest. Generelt er regelen her at dersom en skal utføre installasjonen i den nordlige hemisfæren så er den beste orienteringen sørover, og i den sørlige hemisfæren er den beste orienteringen nordover (Amin, et al., 2018). Dette er for å få sollys til å treffe panelet over størst mulig tidsrom på dagen, og i den nordlige hemisfæren holder solen seg i den sørlige delen av himmelen.

Å justere orienteringen og vinkelen fritt er dessverre bare mulig dersom monteringen utføres på et flatt tak, eller solcellepanelene er montert på bakken. I mange tilfeller blir panelene montert på skrått tak, direkte på takflaten og dermed blir både orienteringen og vinklingen satt til orienteringen og vinkelen til takflaten. Av denne grunn er det hensiktsmessig å undersøke flere aktuelle bygg for å finne den som vil ha best mulig produksjon ved installasjon av solcellepaneler.



Figur 6 Jorden og solen, med angitt nordlig og sørlig hemisfære på hver side av ekvator.

2.2 Vindkraft

En annen energikilde som også er tilgjengelig over hele verden, er vind. Vind gir kinetisk energi som mennesker har brukt i flere hundre år til alt fra å drive kornmøller til å bevege seilskip over lange distanser. Bare i nyere tid har mennesker begynt å transformere denne kinetiske energien om til elektrisk energi slik at den kan brukes på flere måter, og dette gjøres ved hjelp av vindturbiner som bruker vindens kinetiske energi til å drive en generator (Statkraft, 2022).



Figur 7 Vindturbiner i Bessakerfjellet vindpark i Roan kommune.

I likhet med solkraft er også vindkraft et teknologiområde i utvikling, og det har sett en stor utbredelse i senere år. I 2021 dekket vindkraft ca. 6,6% av verdens energiforbruk, som er en økning fra bare 2% i 2011 (Jones, 2022). På tross av denne globale utviklingen har vindkraft møtt stor motstand i Norge, hvor flere grupper mener at utbyggingen av vindkraftverk skjemmer naturen rundt dem og er til skade for miljøet.

I september 2020 var 42% av nordmenn imot utbygging av vindkraft på land i Norge (Habberstad, 2020). Som eksempel er det typisk å vise til fugler som blir drept av rotorbladene på vindturbiner, eller dyr som blir truet av slik utbygging på deres beiteområder. Av denne grunn er det store samfunnsmessige faktorer som må tas hensyn på når en skal bygge vindkraftverk i Norge, hvor uberørt natur er viktig for mange.

2.2.1 Småskala vindturbiner - Design

Vindturbiner kommer i ulike størrelser og fasonger. I dette kapitlet vil det ses nærmere på hvilke vindturbiner det er å velge mellom, og hvilke fordeler og ulemper de kan ha i for ulike terreng og vindforhold.

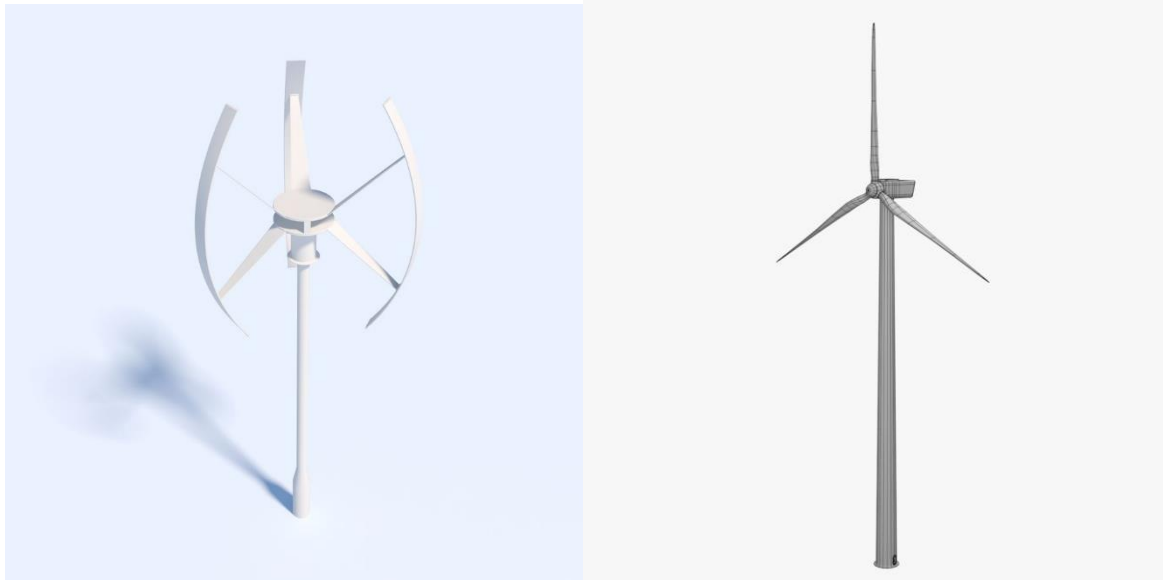
Vindturbiner er delt inn i 2 hovedkategorier, hvis man skiller dem ut ifra størrelse. Det er småskala vindkraft og storskala vindkraft. I standarden IEC 61400-2 er småskala vindkraft definert som turbiner med rotorareal mindre enn 200 m², men akkurat som for definisjonen av bærekraft finnes det ikke en endelig definisjon (IEC, 2014). Småskala vindkraft kan ses på som betegnelse for relativt små vindturbiner som ofte er installert på hytter, husholdninger, gårdsbruk osv. (Revheim, 2017) De største småskala vindturbinene har som oftest en merkeeffekt på ca. 20 kW-50 kW, og en rotordiameter opp til 15 meter, men i denne rapporten vil en vindturbin på 6 kW analyseres.

Videre er det som oftest 2 hovedkategorier på småskala vindturbiner; Vertikalakslende vindturbiner (VAWT) og horisontalakslende vindturbiner (HAWT).

HAWT er den turbinen som folk flest ser for seg når det er snakk om en vindturbin. Dette designet er det mest utbredte designet av vindturbiner, og gjør at rotoren kan dekke mye av vinden uten at rotoren blir unødvendig tung, ettersom mengden av rotorblad per rotorareal er liten. Dette medfører at investeringskostnadene i all hovedsak vil være billigere for en HAWT enn en VAWT, dersom kapasiteten er lik. Ved middels til høyere vindhastigheter vil HAWT også ha en bedre effektivitet enn for en VAWT. Alt i alt vil det produseres mer strøm til en lavere pris ved en HAWT der det er gode vindressurser. (Revheim, 2017)

På den andre siden har VAWT sine fordeler. VAWT er delt inn i 2 turbinkategorier («Savonius» og «Darrieus», men denne rapporten vil ikke gå inn på spesifikasjonene av disse). Ved lavere vindhastigheter vil en VAWT kunne være mer effektiv i energiproduksjonen

enn en HAWT. Disse turbinene lager også mindre støy, kan plasseres tettere og trenger ikke å justere seg i forhold til vindretning. Det kan også gjøres et argument for at det vil redusere faren for fugleliv, og dette er redegjort for i kapittel «2.2.1.5 Fare for fugleliv». Det er et stort potensiale for utbygging av VAWT, men per i dag er strømproduksjonen for lav, og turbinene er for dyre. (Revheim, 2017).



Figur 8: Vertikalakslende vindturbin og horisontal akslende vindturbin (Anon., 2021)

2.2.1.1 Produksjon

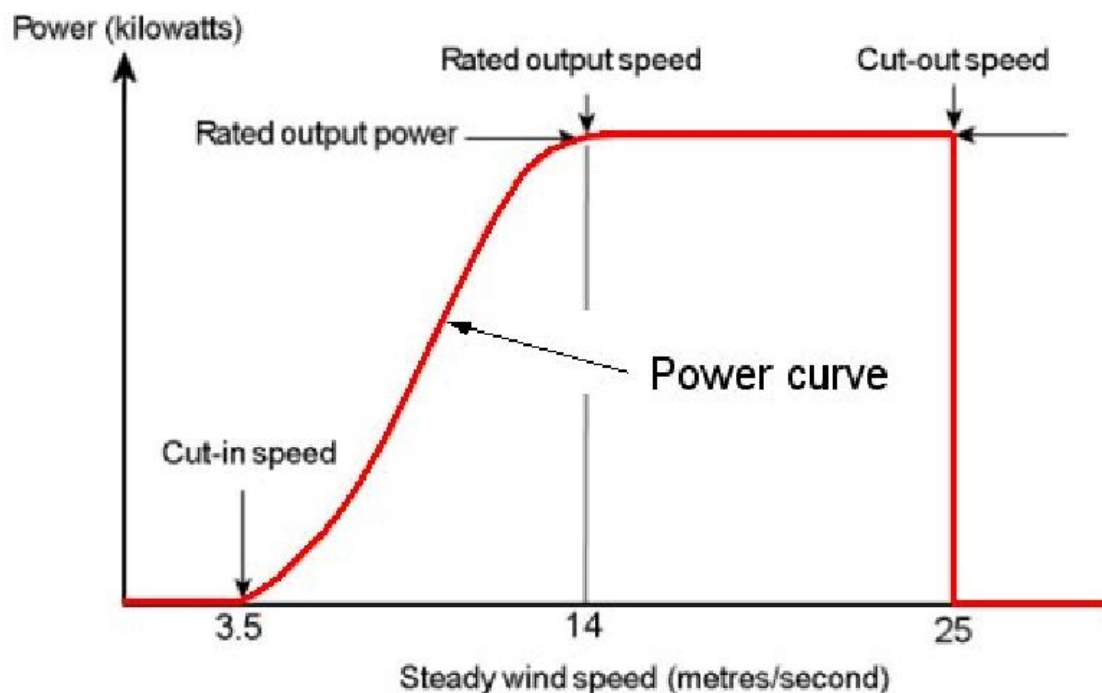
Ved anvendig av vindturbiner er det gunstig å se på produksjon av elektrisk effekt, og den teoretiske elektriske effekten fra en vindturbin er gitt ved:

$$P = \rho \cdot \left(\frac{V^3}{2}\right) \cdot A_{\text{Turbin}} * C_p \quad (1)$$

P er effekten til vindturbinen, A_{Turbin} er Rotorarealet til turbinen, ρ er luftens tetthet og C_p er virkningsgraden til turbinen. Som man kan se fra formelen vil den største variabelen på effekten være vindhastigheten, ettersom denne er opphøyd i tredje potens. Det er derfor viktig å få et godt estimat på vinden slik at det blir best mulig forventet produksjon. Dersom retningen og høyden til en tenkt lokasjon er lik, vil det kun være turbinen som vil være varierende for produksjon. (Revheim, 2017)

I figuren under er produksjonskurven for en ideell vindturbin vist. Der vil utgangseffekten øke med hastighetene på vinden. Produksjonen starter først ved vindhastighet lik 3,5 m/s som er

«cut-in speed»-en til turbinen, og slutter når vindhastigheten er på 25 m/s, som er «cut-out speed»-en til vindturbinen. Både cut-in speed og cut-out speed vil variere med valg av turbin. Turbiner er designet for ulike formål og for ulike forhold, og designulikhetene vil påvirke produksjonskurven, både effektprofilen og intervallet av vindhastigheter.

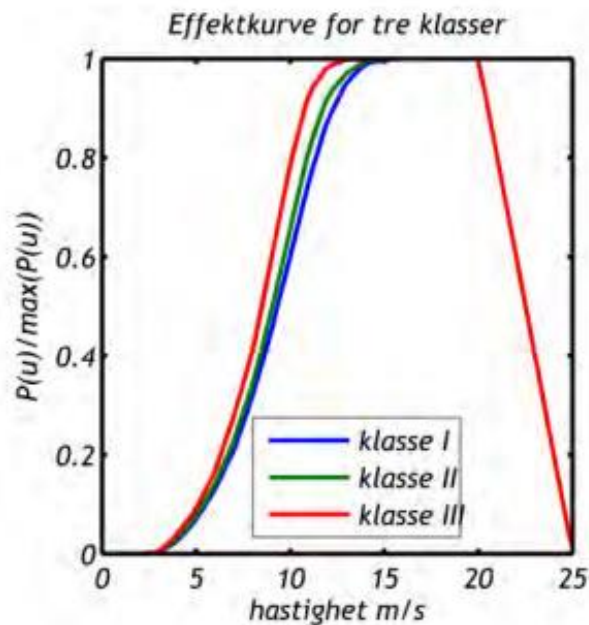


Figur 9: Produksjonskurve for en tenkt turbin (Libii, 2013)

2.2.1.2 IEC-klasser

Når man velger vindturbiner, vil det være aktuelt å se på virkningsgradene til turbinen ved ulike vindhastigheter. Virkningsgraden er den vindenergien man får omgjort elektrisk energi. Det vil være best å velge en vindturbin som har best mulig virkningsgrad ved ulike vindhastigheter, basert på de forholdene turbinen blir lokalisert. For å sammenligne virkningsgradene til ulike vindturbiner er det aktuelt å se på produksjonen ved like vindhastigheter. Det må her merkes at det ikke vil være gunstig å fokusere på maksproduksjonen til en vindturbin. (Revheim, 2017) Det vil heller være gunstig å se hvilken produksjon turbinen har ved spesifikke vindhastigheter, og finne en egnet turbin ut ifra lokasjonens hastigheter. Det er i utgangspunktet 4 klasser; IEC-klasse I/II/III/IV. For hver av disse klassene vil turbinen kunne produsere mer elektrisk strøm i forhold til installert ytelse på generatoren ved at rotorarealet er større for disse turbinene. Klasse II produserer mer enn klasse I, klasse III produserer mer enn II osv. (Trønder Energi,

2019) I figuren under vil man se hvordan produksjonskurven til en fiktiv vindturbin vil variere ut ifra hvilken klasse den er designet for.



Figur 10: Produksjonskurve for tre klasser (Kjeller Vindteknikk, 2009)

Vindturbin klasse 1 er egnet for å tåle ekstreme værforhold med en årlig middelvindhastighet over 8,5 m/s. Disse turbinene vil på grunn av sikkerhet og garanti, ha mindre rotor, og er på mindre master for å kunne være mer robuste, men vil fortsatt kunne produsere lik den teoretiske produksjonskurven. Vanligvis veier disse turbinene mye, som gjør de dyrere (RenewablesFirst, 2015). Klasse 1 og klasse 2 vindturbiner vil kreve ekstra nøyaktighet i kartleggingen av vinden for å fastsette den årlige middelvindhastigheten og turbulensen til lokasjonen, slik at den optimale vindturbinen kan bli designet og forsikre en pålitelig drift. (RenewablesFirst, 2015) I figur 11 er de forskjellige klassene definert av IEC. De ulike klassene kan skilles på den årlige vindhastigheten, men det er også vanlig å skille klassene basert på variasjonene på vinden. Mange produsenter kommuniserer med kundene sine for å finne det optimale designet på turbinen for den tenkte lokasjonen. (LM Wind Power, u.d.)

IEC Wind Classes				
	I (High Wind)	II (Medium Wind)	III (Low Wind)	IV (Very Low Wind)
Reference Wind Speed	50 m/s	42.5 m/s	37.5 m/s	30 m/s
Annual Average Wind Speed (Max)	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	6 m/s
50-year Return Gust	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s	42 m/s
1-year Return Gust	52.5 m/s	44.6 m/s	39.4 m/s	31.5 m/s

Figur 11: IEC- Vindturbin klasser

2.2.1.3 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktoren til en vindturbin beskriver kvotienten mellom årsproduksjonen og teknisk mulig maksimal produksjon av en vindturbin. En god måte å se for seg kapasitetsfaktoren vil være å se hvor mange timer en vindturbin må produsere med full last for å produsere det årlige utbytte, dette kalles for brukstiden (Energy schweiz, 2022). Det er 8760 timer i løpet av et år og kjeller Vindteknikk estimerte at brukstiden ved området til Skårøya ligger på mellom 2500-3000 timer i 50 meters høyde. Disse timene vil tilsvare en brukstid og kapasitetsfaktor på ca. 29%-34%. En landbasert park med kapasitetsfaktor over 34,2% regnes som en meget god vindpark. Dersom kapasitetsfaktoren er mellom 30,8% til 34,2 % vil den landbaserte vindparken regnes som en god vindpark. (Karoliussen, 2019)

2.2.1.4 Høydevariasjoner

Generelt vil det være et ønske om at Vindturbiner skal være så høyt oppe som mulig for å best mulig vindforhold, men basert på faktorer som kostnader og estetikk vil det i praksis være begrensinger på høyden. (Revheim, 2017) I formel 2 blir endringen i vindhastigheten beskrevet. Denne formelen tar som forutsetning at vindhastigheten er proporsjonal med den logaritmiske endringen av høyden over bakken. På den måten kan man finne vindhastighetene ved ulike høyder (Homer Energy, 2022).

$$V_{hub} = \frac{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{anem}}{z_0}\right)} \cdot V_{anem} \quad (2)$$

z_0 er «the surface roughness length» som på norsk kan beskrives som overflate ruheten til terrenget. Endringen i vindhastigheter ved høydevariasjoner påvirkes av bl.a. ruheten på overflaten, dette gjenspeiles i z_0 .

Som man kan se fra formel 2, vil en liten koeffisient føre til en større endring av vindhastighetene. Det vil derfor være ønskelig å ha et terreng som gir en liten koeffisient og samtidig øke høyden så høyt som mulig for å øke vindhastighetene. I tabellen nedenfor er ulike koeffisientverdier vist for ulike terreng.

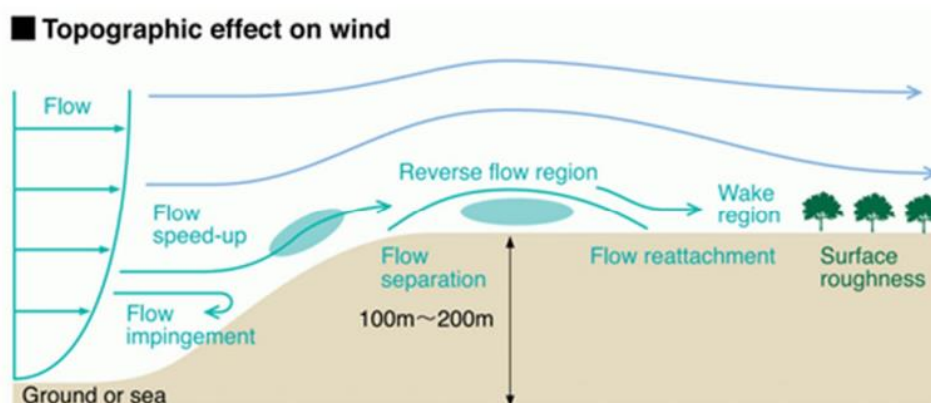
Terreng beskrivelse	z_0 [m]
<i>Glatt terreng; Is eller gjørme</i>	0,00001
<i>Rolig åpen sjø</i>	0,0002
<i>Blåsende hav</i>	0,0005
<i>Snø overflate</i>	0,003
<i>Grov beitemark</i>	0,01
<i>Brakkland</i>	0,03
<i>Avlinger</i>	0,05
<i>Få trær</i>	0,1
<i>Mange trær, få bygninger</i>	0,25
<i>Skog</i>	0,5
<i>ørken</i>	1,5
<i>Sentrum av by, høye bygninger</i>	3,0

Tabell 1: Terreng koeffisienter (norsk) (Homer Energy, 2022)

V_{anem} og z_{anem} er den vindhastigheten og høyden som er målt. Den vanligste høyden for målestasjoner er 10 meter (dette er også tilfellet for målestasjonen på Veiholmen som blir beskrevet nærmere lenger ned).

V_{hub} og z_{hub} er den vindhastigheten og høyden der vindturbinen skal produsere elektrisk strøm. Denne høyden er som førnevnt varierende med faktorer som kostnader og estetikk.

På grunn av denne koeffisienten, og generelt vanskelighetene med å kartlegge vindforholdene, vil det være vanskelig å estimere produksjonen til småskala vindturbiner ved lavere høyder. (Revheim, 2017) I figur 12 er det vist hvordan vindretning og vindhastigheten kan påvirkes av blant annet hindringer og terrengformasjoner.



Figur 12: Vindens profil i lav høyde med topografiske variasjoner (Revheim, 2017)

2.2.1.5 Fare for fugleliv

Et av konfliktområdene mellom installasjoner av vindturbiner og folket er faren for fugleliv. I 2007 ble det gjort et intervju med seksjonssjefen i seksjon for energikonsesjon i NVE, Arne Olsen angående en illustrasjon som viser en fugl som har krasjet i bladene på en vindturbin. Han redegjør for statistikken med ni døde havørn på Smøla Vindpark i perioden 2005- 2007, og at vindturbiner med rotorblader på 45m i lengde kan oppnå 220 km/t. (Olsen, 2007) Norge har over 50 prosent av Europas samlede havørnsbestand, og det vil derfor være ønskelig å gjøre tiltak for å redusere dødeligheten av spesielt havørn. (Syverhuset, 2020).

Tiltak som kan redusere faren for fugler er gitt i et forskningseksperiment av Norsk institutt for naturforskning, de konkluderer med «(...) Vindturbiner som er malt i mørke farger, bruk av UV-lys og endring av plassering kan redusere risikoen for at fugler kolliderer.» (Syverhuset, 2020). Å male rotorbladene svarte reduserte dødeligheten av fugl med 70%. Tiltaket vil også være ressurs sparende å male turbinbladene før installasjonen er ferdig. (Syverhuset, 2020).

I tillegg er det et spørsmål om designet på turbinen vil redusere risikoen for fugler. Den største designforskjellen er HAWT turbiner og VAWT turbiner, og det er bekreftet at turbinbladene på vertikalakslende vindturbiner beveger seg i samme retning som fuglene flyr i, med samme hastighet. Denne bevegelsen fører til at det vil være lettere for fugler å se bladene, kontra hvis det er en horisontalakslende vindturbin. (Stanford Woods, 2017).

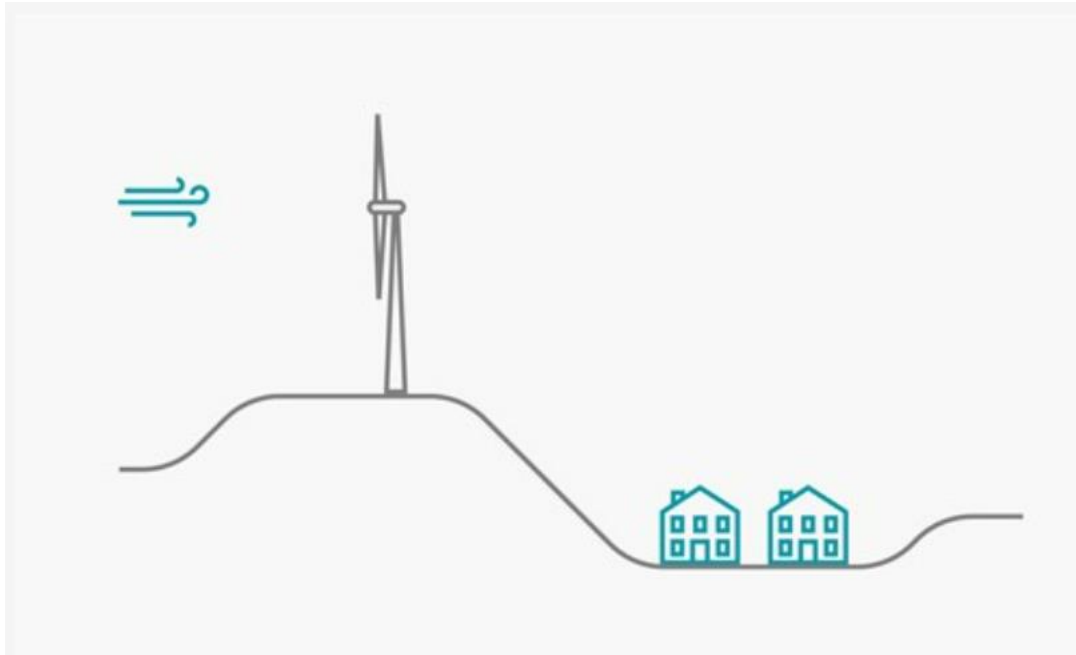
All statistikk og tiltak som er redegjort for, gjelder for storskalavindturbiner. På grunn av at småskala vindturbiner er relativt lite utbredt og er under utvikling, er det ikke gjort mye forskning rundt risiko for fugler i forhold til småskala vindturbiner. Derfor blir det vanskelig å bekrefte at noen tiltak vil ha en betydelig effekt for risikoen. Senere i rapporten er valget av vindturbin for leirskolen blant annet basert på det faktum at det ikke er gjort mye undersøkelser, og det er derfor gjort en antagelse om at designet til vindturbinen ikke vil ha betydelig innvirkning på risikoen for skade på fugleliv.

2.2.1.6 Støy

Ved installering av småskala vindturbiner vil det være hensiktsmessig å installere en vindturbin som ikke lager for mye støy, eventuelt plassere turbinen langt nok unna for at det ikke vil være ubehagelig for andre. I 2021 la Miljødirektoratet fram retningslinjer for å behandle støy i arealplanleggingen, «T-1442». Ut ifra disse retningslinjene er det blant annet krav om at grenseverdien på støynivå ikke kan overstige 45 dB. (NVE, 2022)

Støy er lyder som er uønsket av mottaker, og hva som oppfattes som støy vil derfor kunne variere fra person til person. Langvarige kraftige støybelastninger på ca. 85 dB og kortvarige lydimpulser på 135 dB vil kunne føre til permanente hørselskader. (NVE, 2022) En gressklipper gir lyd i størrelsesorden på ca. 90 dB, og store moderne vindturbiner som er dimensjonert for å produsere i MW vil kunne ha støy nivå opp imot 108 dB. Derfor ga stortinget ut en melding om vindkraftverk på land, med innhold som at bebyggelse bør være på minst 800 meter avstand fra vindkraftverket. (NVE, 2022)

For småskala vindturbiner vil støy nivå variere fra designet på turbinen til lokasjon av turbinen. Som tidligere nevnt vil en VAWT generelt ha et mindre støynivå sammenlignet med HAWT, og det kan være en nødvendighet å velge en VAWT, dersom avstanden til bebyggelse ikke er stor nok til å være under grenseverdien på 45 dB. I tillegg vil støynivået øke med vindhastighetene, men på grunn av lydnivået i vinden kan vinden maskere for støy fra vindturbiner. Det er et unntak der maskeringen ikke gjelder, og det er hvis bebyggelsen ligger i vindskygge. Når bebyggelsen eller mottakeren er i vindskygge vil vinden allerede maskeres for mottaker. Vinden vil derfor ikke maskere støy fra vindturbinen. Dette fenomenet er vist i figur 13.



Figur 13: Illustrasjon av bebyggelse i vindskygge (NVE, 2022)

2.2.2 Vindressurser

For en vindturbin er den mest essensielle faktoren vindhastigheten. Vindforholdene sammen med produksjonskurven til vindturbinene vil være direkte knyttet til hvor mye strøm som kan produseres. De beste estimatene for vinden vil selvfølgelig være estimert ut ifra vinddata ved tenkt lokasjon for turbinen, men dette er ofte ikke mulig å få til. Det kreves blant annet finansielle ressurser til måleutstyr og det kreves flere målinger over tid (Revheim, 2017). Derfor er det i dette prosjektet tatt i bruk 2 databaser med illustrasjoner og data; Meteorologisk institutt og Kjeller Vindteknikk.

2.2.2.1 Gode vindforhold

Vindhastigheten ved lokasjonen til en vindturbin vil som tidligere nevnt være viktig, men det vil også være andre faktorer som påvirker vindenergien som en vindturbin vil kunne omgjøre til elektrisk strøm. For en horisontalakslede vindturbin vil vindretning, vindhastighet, vindvariasjoner og topografien til lokasjonen være viktige faktorer (Revheim, 2017).

Vind er luft i bevegelse, og for en vindturbin vil det være relevant å se på vinden som beveger seg horisontalt. Det er ugunstig for en vindturbin å ha mye turbulens og variasjoner i vertikalplanet (Revheim, 2017). Basert på hva slags overflate terrenget har og hvilke hindringer

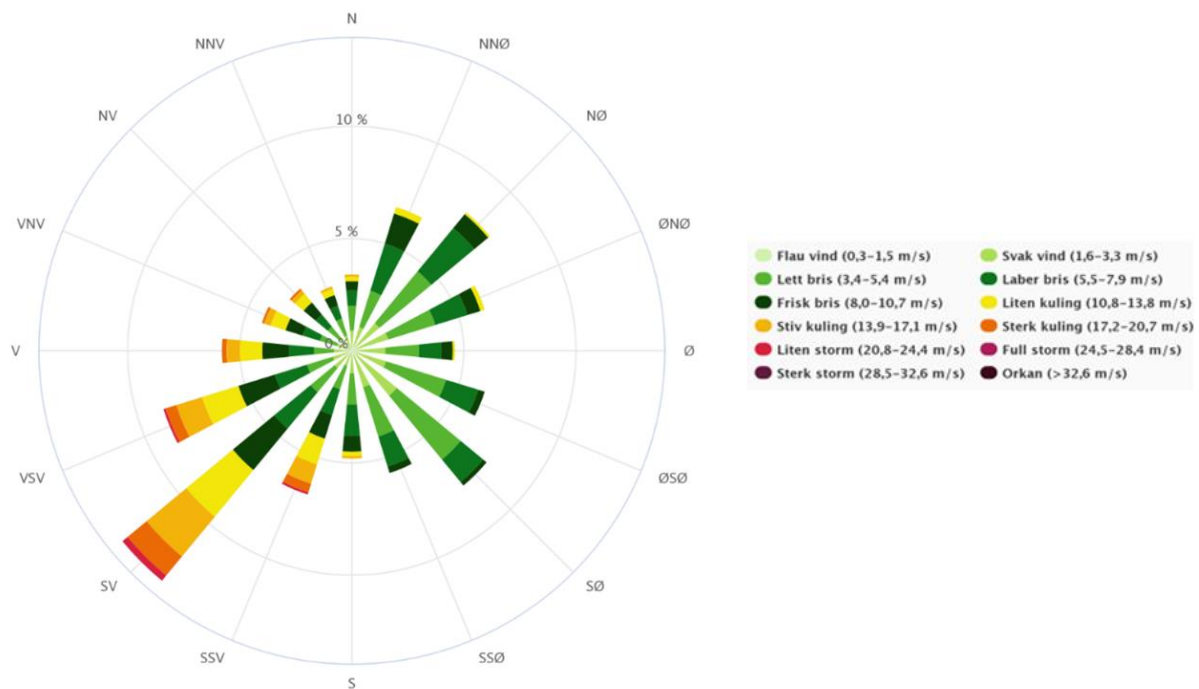
som er i veien, kan vinden bli turbulent og det vil derfor være aktuelt å lokalisere vindturbiner i en høyde der vinden har stabilisert seg, og ikke går i oppvind eller fallvind. Vind er luft i bevegelse, og for en vindturbin vil det være relevant å se på vinden som beveger seg horisontalt. Det er ugunstig for en vindturbin å ha mye turbulens og variasjoner i vertikalplanet (Revheim, 2017). Basert på hva slags overflate terrenget har og hvilke hindringer som er i veien, kan vinden bli turbulent og det vil derfor være aktuelt å lokalisere vindturbiner i en høyde der vinden har stabilisert seg, og ikke går i oppvind eller fallvind. Vind er luft i bevegelse, og for en vindturbin vil det være relevant å se på vinden som beveger seg horisontalt. Det er ugunstig for en vindturbin å ha mye turbulens og variasjoner i vertikalplanet (Revheim, 2017). Basert på hva slags overflate terrenget har og hvilke hindringer som er i veien, kan vinden bli turbulent og det vil derfor være aktuelt å lokalisere vindturbiner i en høyde der vinden har stabilisert seg, og ikke går i oppvind eller fallvind.

Vindhastigheten er i denne rapporten til å beskrive størrelsen, men er i hovedsak en vektor. Den har derfor en størrelse og retning. Retningen til vindhastighetene vil være delt opp i hastigheten i horisontale planet og hastigheten i det vertikale planet (Seter, 2020).

Vindretningen er den retningen der vinden blåser fra (Seter, 2020). En vindrose er en grafisk fremstilling som viser vindretningene og vindhastighetene for en lokasjon (Seter, 2021).

Figur 14 viser vindretningene og vindhastighetene for målestasjonen på Veiholmen, som er den nærmeste målestasjonen, i perioden 2002-2022 i 10 meters høyde. Vindretningene viser ingen dominerende vindretning, men at det vil være vindretninger fra sør-vest og vest-sør-vest områdene som vil dekke ca. 20 % av vindhastighetene mellom 10 – 20 m/s. For vindhastigheter under 10 m/s vil det være flere tilfeller (ca. 15%) som kommer fra den nord-østlige retningen. Man kan også lese av forholdet mellom lave vindhastigheter og høye vindhastigheter for de ulike vindretningene ved å se på inndelingen av stolpene. Større stolpe indikerer flere hendelser/større antall vindhastigheter i samme kategori. Summen av alle stolpene skal være 100%.

I sammenligning har meteorologisk data fra 1956-2019 for Bodø lufthavn blitt behandlet ved 10 meters høyde av Norconsult på oppdrag av Rambøll i 2019 (Norconsult AS, 2019). I deres rapport viser dem til en vindrose av dataene. Fra denne vindrosen kan man se at det er en dominant retning, der opp imot 25% av de målte vindhastighetene er i retningen øst.



Figur 14: Vindrose Veiholmen 2002-2022

2.2.2.2 Kjeller Vindteknikk og Norsk klimaservice

Meteorologisk institutt er åpne med sine offisielle datagrunnlag og gir dermed alle tilgang til deres data. Alle deres målestasjoner og andre målestasjoner i Europa skal i utgangspunktet måle vind i 10 meter høyde. I tillegg til vind har de fleste værstasjoner tilgang til data om blant annet sol og temperatur, som gjør det enkelt for alle personer å blant annet estimere energiproduksjon til teknologier som blir påvirket av vær og klima. I denne rapporten er data grunnlaget for vindkalkulasjonene hentet fra Veiholmen stasjon med nær beliggenhet til Skårøya.

Kjeller Vindteknikk laget i 2009 i et vindkart for NVE. De utarbeidet kart for årlige middelvindhastigheter, brukstiden og ising over hele Norge i høydene 50/80/120 meters høyde. I figur 15 er kartet for årlig middelvindhastighet ved områdene rundt Skårøya ved høyden 50 meter er vist i figuren under. Som tidligere nevnt vil vindhastighetene variere med blant annet terrenget i slike høyder, og derfor er det ikke laget et vindkart for høyder under 50 meter. På grunn av høydeforskjellene vil det ikke være gunstig å estimere lokale vindhastigheter ved lavere høyder ved hjelp av kartet, men de vil være forprosjekteringsestimater for å se om det i

det hele tatt vil være en egnet lokasjon for å installere vindturbiner. Figur 15 viser også lokasjonene til Veiholmen og Skårøya. Kartet viser at det er et skille på den årlige vindhastigheten mellom disse lokasjonene, og det vil derfor være nærliggende å bruke Veiholmen dataene som et estimat på hvordan vinden oppfører seg, men verdiene vil være overestimert. I tillegg er det mye land rundt leirskolen sammenlignet med Veiholmen, dette vil også ha en negativ effekt på vindforholdene ved leirskolen.



Figur 15: Vindkart over Skårøya ved 50 meters høyde

2.2.2.3 Weibullfordeling

Weibullfordelingen er en kontinuerlig sannsynlighetsfordeling som blir blant annet brukt til væranalyser. Weibullfordelingen har 2 parametere, β som er formfaktoren, og η som er skaleringsfaktoren. (Nielsen, 2018) Dersom en stokastisk variabel «X» kan beskrives ved Weibullfordelingen vil den på matematisk form skrives $X \sim W(\beta, \eta)$. I formel 3 er tetthetsfunksjonen til Weibullfordelingen med to parametere vist.

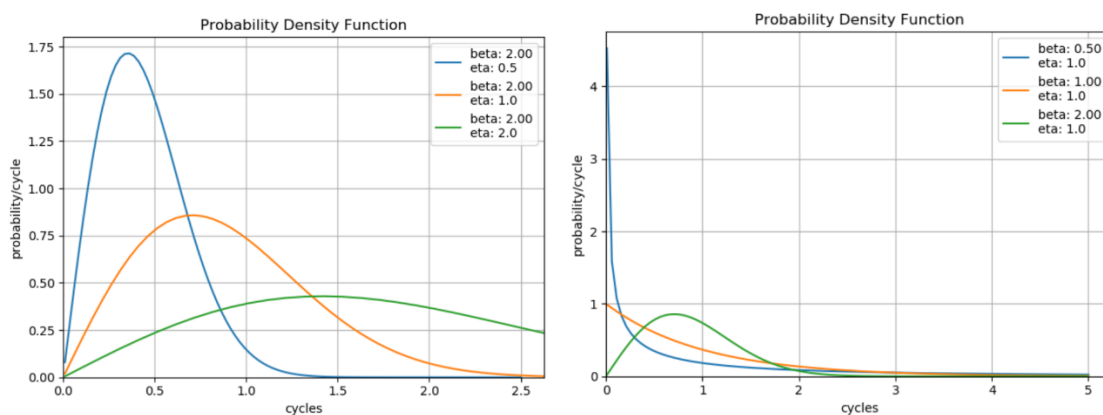
$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)^\beta}, \quad x \geq 0 \quad (3)$$

Det er 2 ulike metoder som er mest utbredt for å finne parameterne til en Weibullfordeling; lineær regresjonsmetode (lr) og maksimale sannsynlighetsmetode (MLE) (Jones, 2017). Gitt at

det vil være mulig å beskrive dataene ved hjelp av en Weibullfordeling, vil vanligvis begge metodene gi tilnærmet like verdier på parameterne, men MLE vil være den foretrukne metoden når det er tilgang til store mengder data. (Jones, 2017)

Skaleringsfaktoren η bestemmer hvordan fordelingen skales for de ulike hastighetene. Denne parameteren korresponderer også til den verdien som 63% av vindhastighetene befinner seg under. Formfaktoren β bestemmer hvordan fordelingen vil formes. (Jones, 2017) For alle vindhastigheter vil de fleste formfaktorene være mellom 1,5 og 2,5, og vil drastisk kunne endre profilen som man kan se i figuren under.

I figur 16 kan man se hvordan Weibullfordelingene vil variere med parameterne. Beta er parameteren β , og eta er parameteren η . Langs y-aksen er sannsynligheten og langs x-aksen er sykluser. Ved økning av eta vil fordelingen «slakes ut». I praksis vil denne forandringen føre til at sannsynligheten vil øke ved lavere sykluser. For alle vindhastigheter vil de fleste formfaktorene være mellom 1,5 og 2,5, og vil med det kunne endre profilen til hele fordelingen, men ikke i en slik grad vist i figuren under.



Figur 16: Plot av betas og etas påvirkning på weibullfordeling (Jones, 2022)

Ved produksjonens av en vindturbin vil det være aktuelt å se på produksjonskurven og Weibullfordelingen av vindhastighetene. Formelen for å finne estimert månedlig produksjon av en vindturbin med cut-out speed å 25 m/s ut ifra en Weibullfordeling er gitt ved:

$$E = 24 \cdot [\text{dager i måneden}] \cdot \int_0^{25} f(x) \cdot P(x) dx \quad (4)$$

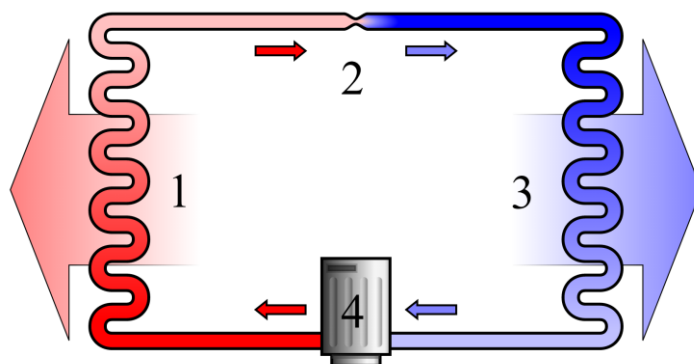
I en sammenligning av 11 småskala vindturbiner på Zeeland i Nederland ble det funnet i resultatene at en formfaktor på 1,6 vil gi betydelig dårligere utbytte på produksjon enn når formfaktoren var 2,4 med samme middelvindhastighet. De konkluderer i den rapporten med at det ikke er nok grunnlag å kun ha middelvindhastighetene til å estimere produksjonen til en vindturbin (Ingreenious, 2009)

2.3 Varmepumpe

2.3.1 Varmepumpens prinsipp

En varmepumpe er en maskin som forflytter varme mellom temperaturnivåer, ved bruk av typisk elektrisk energi (Varmepumpeforeningen, 2022). Den vanligste bruken av slik teknologi er til oppvarming av innendørsområder. Virkemåten til en varmepumpe kan beskrives som et kretsløp vist i figur 17 og her brukes transportering av varme fra kalde omgivelser til varme som eksempel. I dette kretsløpet går det et kjølemedium som blir påvirket av ulike komponenter. I de kalde omgivelsene er dette kjølemediet en gass med lav temperatur og lavt trykk som trekker til seg varme fra de relativt varmere omgivelsene.

Den første komponenten mediet møter er en kompressor (4) som øker trykket og dermed også temperaturen til mediet. Dette gjøres fordi videre sendes mediet til en kondensator (1) hvor det kondenserer og gir dermed i fra seg varme. Nå har mediet altså transportert varme fra kalde omgivelser til varme. Det eneste som gjenstår er å slutte kretsen ved hjelp av en reduksjonsventil (2) som senker trykket og temperaturen til mediet før det sendes inn i en fordampner (3) hvor det igjen blir til en gass (Varmepumpeforeningen, 2022).



Figur 17: Kretsløpet til en varmepumpe.

2.3.1.1 Varmefaktor, COP og SCOP

Ved å bruke elektrisitet til å drive transporten av energi, istedenfor å bruke den til å varme opp rom direkte, reduseres det kraftig hvor mye elektrisk energi som behøves for å oppnå den samme varmeeffekten. Denne effektiviteten benevnes typisk ved den såkalte varmfaktoren eller COP (Coefficient Of Performance). Varmefaktoren angir forholdet mellom avgitt effekt og tilført effekt til en varmepumpe (Varmepumpeforeningen, 2019). Dersom det brukes en varmfaktor på 3, betyr det at en får ut tre ganger så mye effekt som varmepumpen behøver tilført. Altså hvis en tilfører 1kW for å drive en slik pumpe, så vil den levere 3kW termisk effekt.

Ved planlegging av slike varmepumpeanlegg er det vanlig å se på denne faktoren i et større perspektiv. SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance) angir dette forholdet over et helt år (Varmepumpeforeningen, 2019). Dette vil gi et mer korrekt mål for hvor energibesparende en varmepumpe er, ettersom varmfaktoren kan variere med årstider.

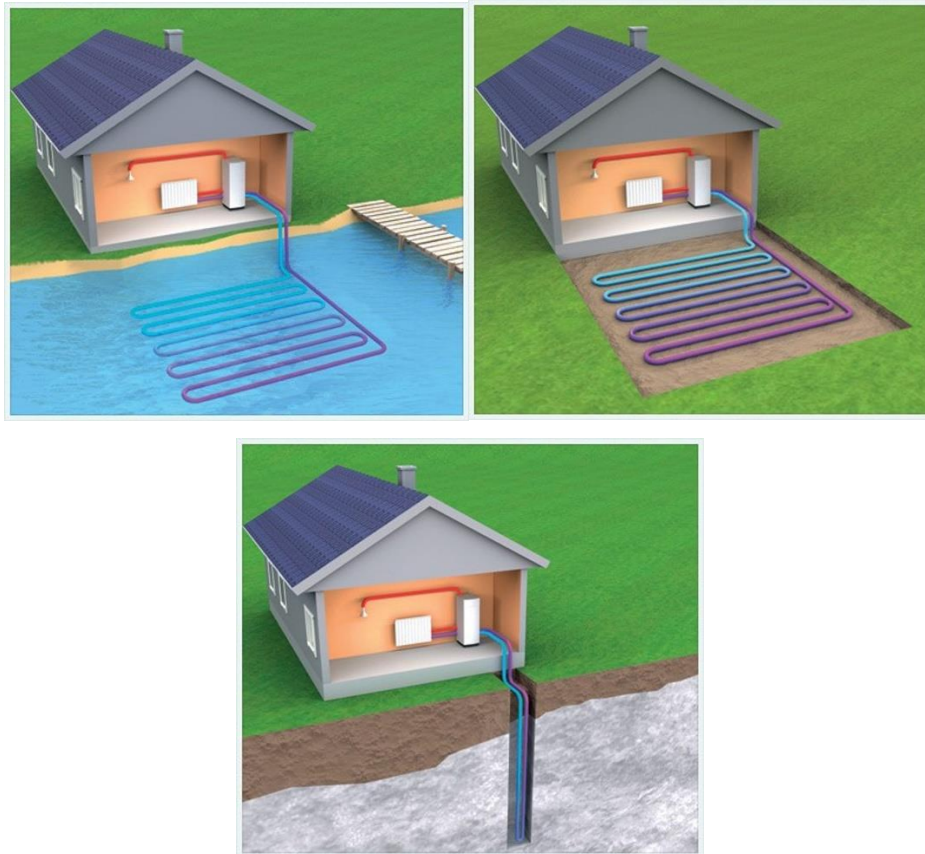
Ved planlegging av slike varmepumpeanlegg er det vanlig å se på denne faktoren i et større perspektiv. SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance) angir dette forholdet over et helt år (Varmepumpeforeningen, 2019). Dette vil gi et mer korrekt mål for hvor energibesparende en varmepumpe er, ettersom varmfaktoren kan variere med årstider.

2.3.2 Sjøvarme

Med grunnprinsippet bak en varmepumpe forklart, kan det videre sees på ulike måter å hente energi på. Typisk kalles variasjonene innen varmepumper for luft-til-luft, væske-til-luft, væske-til-vann o.l. Dette er betegnelser som forklarer hvordan energien hentes og hva den brukes til. En luft-til-luft varmepumpe, for eksempel, henter energi fra luften utenfor og bruker denne til å varme opp luften innendørs. Luft-til-vann vil også hente energi fra luften utenfor, men vil bruke denne energien til å varme opp vann i stedet. Dette kan være i form av vannbåren varme til et hus, eller bare til oppvarming av byggets bruksvann.

I dette prosjektet vurderes det bruk av væske-til-vann varmepumpe, som for eksempel bergvarmepumpe, sjøvarmepumpe eller jordvarmepumpe. I et slikt system hentes energi fra enten havbunnen, dypt inne i fjell eller dypt under jorden. Dette gjøres fordi disse områdene

har en mer stabil temperatur enn f.eks. luft. Når temperaturen som benyttes er mer stabil, kan en lage mer effektive pumper som ikke må håndtere store variasjoner og som også vil kunne levere mer stabil oppvarming.



Figur 18 Ulike former for væske-til-vann varmepumpe. Til venstre: Sjøvarmepumpe, til høyre: jordvarmepumpe, nederst: bergvarmepumpe.

Dette prosjektet omhandler bygging på en øy, på et anlegg som befinner seg like ved sjøvann. Videre gjør dette det mest hensiktsmessig å se på sjøvarmepumper. Dette er den samme teknologien, som bergvarme og jordvarme men energien hentes fra havbunnen. Ved å grave ned en såkalt kollektorslange i havbunnen, vil kjølemediet kunne ta til seg energi fra temperaturen der nede når det sirkulerer gjennom kollektorslangen. Resten av installasjonen plasseres på land, hvor det består av selve varmepumpeenheten og en kollektortank for varmtvann, eller videre røranlegg for vannbåren varme.

2.4 Batterier

Batterier har kjemisk lagret energi som kan konverteres til elektrisk energi ved behov. Oppladbare batteri kan lades opp og utlades. Det finnes flere typer batterikjemi som blybatteri og litiumbatteri. De ulike teknologiene har forskjellig pris, levetid og kapasitet. I denne rapporten ser vi kun på litium batteri som er den ledende teknologien for dagens batteri.

Batteriets kapasitet kan beskrives både i energi og effekt. Energimengden er angitt i kWh og momentaneffekt er angitt i kW. Litium batteri har gjerne større energimengde enn momentaneffekt (Burheim, 2017). Som et eksempel har et batteri med energimengde 10 kWh og momentaneffekt på 2 kW dermed raskeste utlading på 5 timer.

Batteriet har en levetid som er angitt i ladesykluser. Når litium batteriet lades blir det dannet et fast lag av elektrolytten (Solid-electrolyte interface, SEI) som trengs for litium-ionenes kjemiske reaksjon inne i batteriet. Etersom batteriet gjennomgår mange ladesykluser vil dette laget av SEI vokse og gjøre det vanskeligere for litium-ionenes kjemiske reaksjon å skje, dermed reduseres kapasiteten til batteriet (Burheim, 2017). Etter batteriets levetid i ladesykluser er forbigått, karakteriseres batteriet som utløpt av sin levetid selv om batteriet fortsatt vil fungere med redusert kapasitet. En ladesyklus er en full ladesyklus fra 0% til 100%, og dermed brukes ikke nødvendigvis en ladesyklus hver gang et batteri lades.

Bruk av batteri kan benyttes til å redusere kostnader med å kutte topper på energibehovet eller med utladning av batteri når man skulle ønske det med styring av batteriene.

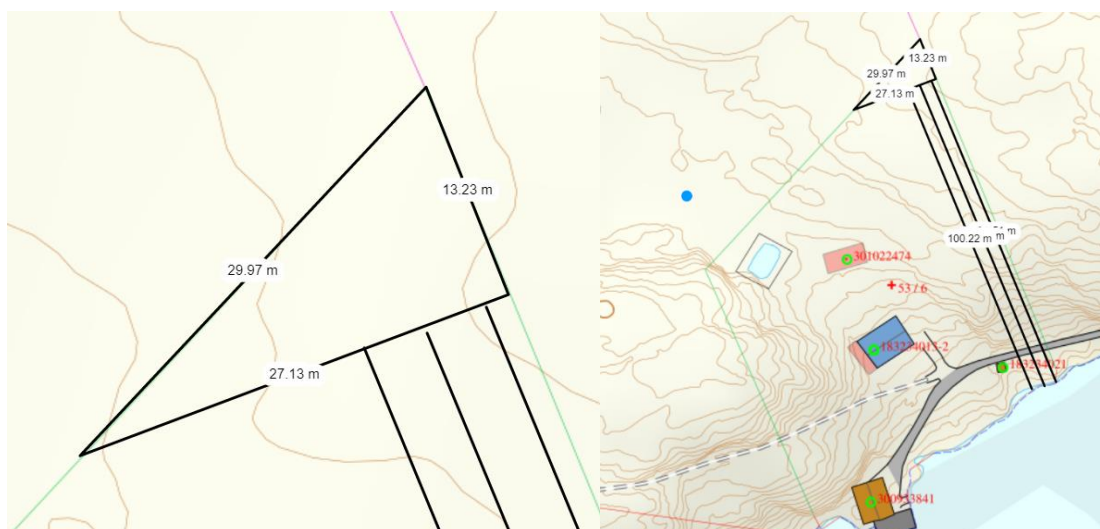
2.5 Relevante lover og regler

2.5.1 Anleggskonsesjon

Det kreves anleggskonsesjon for å drive høyspent kraftledninger og lavspent ledninger men det finnes unntak (Lovdata, 2019). Det kreves anleggskonsesjon for å drive høyspent kraftledninger og lavspent ledninger men det finnes unntak (Lovdata, 2019). Unntaket er når kundens hovedsikringskapasitet er under 200 A med 3 faser og 230 V. I tillegg sier paragraf §3-1-a i energilovforskriften at unntak som søknad for konsesjon gis til kundespesifikke lavspent ledninger. Kundespesifikke ledninger er definert med at den er eid av forbruker selv og berører kun eiendommen som er eid av kunden selv.

2.5.2 Plan og bygningsloven

Mindre anlegg som ikke krever konsesjon, kan likevel være omfattet i plan og bygningsloven og krever byggesøknad (NVE, 2022). Mindre anlegg som ikke krever konsesjon, kan likevel være omfattet i plan og bygningsloven og krever byggesøknad (NVE, 2022). I henhold til pbl. §1-8 er det byggeforbud innenfor 100-meter til sjø, dette området kalles for 100-metersbeltet. På grunn av denne loven vil det kun være en liten del av eiendommen som kan brukes til å installere solcellepaneler eller vindturbiner. I figur 18 er arealet av den ene eiendommen som ikke er innenfor 100-metersbeltet til sjø tegnet med svarte streker. Arealet som gjenstår er det eneste arealet innenfor eiendommen som da ikke er innenfor 100-metersbeltet. Bedriften kan søke om dispensasjon ved utbygging innenfor 100-metersbeltet, men på grunn av denne loven vil installasjoner av vindturbin(er) være lokalisert i dette arealet ved analyser.



Figur 19 En del av eiendommen til Skårøya opplevelser AS som er innenfor 100-metersbeltet til sjø.

2.6 Offentlige finansieringskilder

Ved installasjoner av fornybare og bærekraftige energikilder er det relativt store investeringskostnader. Gjennom de siste årene har de nye teknologiene vært under utvikling som både har gjort teknologien bedre, men som også redusert kostnadene. Selv med de reduserte kostnadene er fremdeles store summer som må betales, og det må derfor være økonomisk gunstig å installere teknologiene for å kunne vurdere om inntjeningen vil være verdt kostnadene. I den private sektoren finnes det finansielle offentlige støtteordninger. Eksempelvis bidrar Enova og innovasjon Norge med tilskudd for nye FOU-prosjekter innenfor grønn plattform. Alt som er under kategorien grønn omstilling (definert av EU taksonomi) vil kunne få støtte, både bedrift og privat. I tillegg legger Enova innskudd på 47 500 kr til alle private husholdninger som velger å produsere egen elektrisitet. (Enova, 2022)

For bedrifter innenfor næring er det ingen tilskudd ved installasjon av fornybare og bærekraftige energikilder. Med mindre det er i symbiose med andre bedrifter eller industrielle prosesser. (Enova, 2022) For sjøvarmepumpen er det heller ingen offentlige finansieringskilder for bedrifter. Enova stiller med innskudd til teknologier som hjelper med oppvarming av bolig/bolig+vann, men ikke bare vann.

Banker som DNB har lagt fram såkalte grønne lån som gjør det mulige for bedrifter å ta opp gunstige lån for å dekke deler av livsløpskostnadene til grønne tiltak. Blant disse tiltakene er

grønne bygg, energieffektivisering og fornybar energi, der installasjoner av blant annet vindturbin på land og solcelleanlegg er kategorisert som «gyldige aktiviteter». (DNB, 2021) Det finnes da muligheter for leirskolen å finne økonomisk støtte, men denne rapporten har ikke gått nærmere inn på de spesifikke mulighetene.

2.7 Strømkostnader

I Norge er strømprisen som strømforbrukerne må betale, delt inn i 2 produkter. Det første produktet er kraftprisen og det andre produktet er nettleien til det lokale nettselskapet. En måte å se det på er at forbruker kjøper strømmen av en kraftleverandør og får den levert av nettselskapet. På den måten betaler forbrukeren både for selve varen og transporten av varen. Grunnen til at det skal betales en egen avgift til nettselskapet er at disse pengene skal dekke faste og variable kostnader knyttet til transporten av strøm; vedlikehold og utvikling av EL-nettet. (NVE, 2021).

2.7.1 Norsk Kraftmarked

Norge er delt inn i 5 ulike prisområder som er basert på kapasiteten til nettet i de ulike delene. Dette vil si at dersom det oppstår en enorm økning av forbruket i et prisområde som nettet ikke har kapasitet til, kan disse områdene blir endret på. Det er derfor en avgjørende faktor at nettselskapene har kontroll på overføringskapasiteten i nettet, og holder nettet vedlike. (Energi Norge, 2022)

2.7.2 Nettets kostnadsstruktur

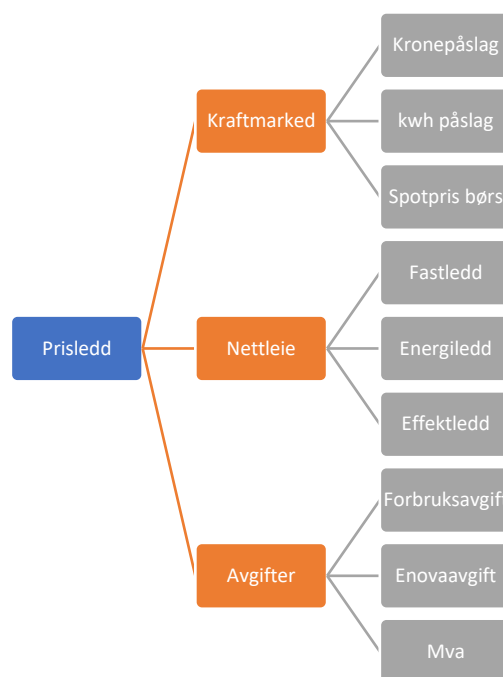
Nettleien består av et fastledd som utgjør 5/6 av nettleien og skal dekke de marginale tapskostnadene, og et energiledd som utgjør 1/6 av nettleien og dette leddet skal reflektere forbrukerens strømforbruk. De marginale tapskostnadene oppstår ved transportering av strømmen. Når strømmen transporteres vil det forekomme tap av strøm i form av varme. Desto større forbruket er, desto mer strøm vil bli omgjort til varme, og desto høyere blir dette energileddet. (NVE, 2019)

I dagens struktur vil ikke inntektene fra energileddet som gjenspeiler marginalkostnadene være tilstrekkelig for å dekke de faste kostnadene, men energileddet vil gi et riktig estimat på prisen av utnyttelsen av nettet. På grunn av dette vil nettselskapene ha et tariffledd som dekker de

faste kostnadene, og samtidig gi en rimelig avkastning på investeringene i nettet. Derfor deles nettleien opp i et fastledd og et energiledd (Hafslund, 2019). Absolutt alle kunder på distribusjonsnettet må betale fastleddet, der utgiften går til å dekke kundespesifikke kostnader og generelle faste kostnader i nettet. Dette fastleddet vil variere ut ifra hvilken kundegruppe forbrukeren er satt inn i.

I tillegg til fastledd og energiledd, kan de større forbrukerne bli påtvunget å betale et effektledd, men dette bestemmer nettselskapet. Effektleddet kan deles inn i 2 deler igjen; Effekttariff og Effektafregning. Det skal merkes at større forbrukere ikke betaler dette effekttariffen basert på forbruket, men på størrelsen på anlegget. Desto høyere hovedsikring forbruker har, desto mer strøm kan de potensielt trekke fra nettet.

På toppen av kraftprisen og nettleia må forbrukerne betale avgifter for strømmen; forbruksavgift til staten, Enova-avgift og merverdiavgift (mva). Forbruksavgiften blir også kalt EL-avgiften som blir fastslått og betalt av staten, og vil dermed være en skatteavgift. Enova-avgiften er avgift som inngår i nettleien og er i dag på 1,00 øre/kwh og 800 kr per år for næring. Til slutt vil merverdiavgiften bli lagt på de førnevnte avgiftene. (Pedersen, 2021) Siden det er monopol på strømforsyning i Norge er det strenge reguleringer og restriksjoner fra RME (Reguleringsmyndighetene) som hindrer nettselskapene i å ta overbetalt for strømmen. (NVE, 2021)



Figur 20: De økonomiske prisleddene for strøm 2021

2.7.3 Egenprodusert strøm

I all hovedsak er en plusskunde en strømforbruker som produserer sin egenproduserte elektrisk energi og selger overskuddskraften tilbake til kraftleverandøren sin. Så lenge det installerte anlegget ikke er konsesjonspliktig, krever omsetningskonsesjon eller innmater nettet mer enn 100kW, vil man kunne være registrert som en plusskunde hos nettselskapet. Den produserte energien er hovedsakelig til å dekke sitt eget energibehov, men ved tider der produksjonen er større enn effektforbruket vil det være gunstig å mate overskuddskraften tilbake til nettet. Slik lovene er i dag, vil det ikke være mulig å direkte overføre den produserte energien til andre strømkunder.

Plusskundene må ta kontakt med en kraftleverandør som har mulighet for å ta imot den produserte energien, og deretter kan kraftleverandøren selge den energien til andre strømkunder. Videre vil det være aktuelt å se på kapasiteten til overbelastningsvernet som vanligvis er plassert i hovedtavlen. Så lenge den nåværende kapasiteten til overbelastningsvernet ikke må økes, trenger ikke forbruker å betale anleggsbidrag. (NVE, 2021)

En plusskunde er definert som en sluttbruker som både har forbruk og produksjon bak sitt tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i nettet ikke overstiger 100 kW (NVE, 2021).

Plusskunden kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg eller anlegg som krever omsetningskonsesjon. Plusskunden er fritatt for å betale fastledd for kraft som blir levert til nettet (NVE, 21). Overstiger man grensen på 100 kW blir man fortsatt regnet som Prosument, men man blir ikke regnet som plusskunde og må betale derfor betale fastleddet. Overstiger en produksjon 1 GWh kreves det i tillegg omsetningskonsesjon.

En fordel med å være registrert som plusskunde hos nettselskapet er å få fritak på innmatingstariffen. Årsaken til at plusskunder slipper å betale denne tariffen er at den egenproduserte strømmen vil som førnevnt, i all hovedsak dekke sitt eget forbruk, og betaler dermed indirekte innmatingen allerede gjennom nettleien. Plusskunden skal dermed bare betale for fastleddet og verdien av energileddet ved forbruk, og vil få betalt verdien av energileddet ved salg av egenprodusert strøm.

2.7.4 Fremtidig Nettleie

Som beskrevet i kapitlene over, består nettleien av et fast ledd og et energiledd, i tillegg kan nettselskapet legge på et effektledd som skal dekke for det høyeste forbruket/den største kapasiteten. Fra og med juni 2022 skal nettleien endres, og etter et samarbeid med de største kraftaktørene i Norge, skal fastleddet i nettleien basere seg på effektavregning. Det vil si at forbrukeren vil bli kategorisert inn i en av flere grupper måned for måned. Variabelen som setter forbruker inn i en av disse gruppene er størrelsen på de effekttoppene innenfor en spesifikk periode til forbrukeren den forrige måneden. (TU Energi, 2021)

I figur 21 kan man se de ulike kategoriene som nettselskap lede har lagt fram. Ikke alle nettselskapene har lagt fram hvilke «tall/skille» de skal bruke for de ulike kategoriene, men strukturen og prinsippet med effektavregning vil være det samme. Fast leddet har byttet navn til kapasitetsledd, og når effekttoppene øker, vil også kategorien forbruker blir plassert i endres samsvarende.

Nettleie (N100) - Priser for kunder med forbruk under 100 000 kWh/år			
Energiledd	Inkl. mva	Ekskl. mva	
Energiledd vinter (oktober-mars)	16,00	12,80	øre/kWh
Reduksjon energiledd natt (kl 22 - kl 06)	-8,00	-6,40	øre/kWh
Energiledd sommer (april-september)	13,50	10,80	øre/kWh
Reduksjon energiledd natt (kl 22 - kl 06)	-6,75	-5,40	øre/kWh
Offentlige avgifter	Inkl. mva	Ekskl. mva	
Forbruksavgift*	20,86	16,69	øre/kWh
Avgift Energifondet (Privat)	1,25		øre/kWh
Avgift Energifondet (Næring)		800,00	kr/år
Kapasitetsledd**	Inkl. mva	Ekskl. mva	
0-5 kW	266,25	213,00	kr/mnd
5-10 kW	478,75	383,00	kr/mnd
10-15 kW	691,25	553,00	kr/mnd
15-20 kW	905,00	724,00	kr/mnd
20-25 kW	1117,50	894,00	kr/mnd
25-50 kW	1755,00	1404,00	kr/mnd
50-75 kW	2818,75	2255,00	kr/mnd
75-100 kW	3882,50	3106,00	kr/mnd
100-150 kW	5477,50	4382,00	kr/mnd
150-200 kW	7605,00	6084,00	kr/mnd
200 kW -	10795,00	8636,00	kr/mnd

Figur 21: Ny nettleie for nettselskapet "Lede" (Hentet fra tu.no)

3 Metodikk

3.1 Dimensjonering av solcelleinstallasjoner

Ved planlegging av et solcelleanlegg er det viktig å tenke på hvordan solcellepanelene skal monteres. Dersom de skal være på tak, finnes det ulike metoder å gjøre dette på basert på hvilken effekt en ønsker og hva slags tak som brukes. Dersom det er et flatt tak som skal monteres på, er det hovedsakelig to metoder for montering, sørvendt eller øst/vest. Disse måtene å montere paneler på har beskrivende titler, ettersom sørvendt montering betyr å montere panelene med en vinkling som peker dem sørover, ettersom dette er hvor mest mulig sol stråler inn fra. Øst/vest montering er litt mer komplisert ettersom slik montering innebærer å parvis montere ett panel mot øst og ett mot vest slik at en får utnyttet mer av takarealet og benyttet solen over en større del av døgnet.

Dersom det er skråtak det skal monteres på, kan monteringen bli litt vanskeligere ettersom skråtak kan ha ulike utforminger slik som takstein, metall, eller takplater. En vanlig løsning for slike tak er å montere skinner som panelene monteres på og dermed utnytte takets egen vinkling mot solen. Når dette gjøres, er det en god ide å planlegge i forkant om takets orientering gjør det egnet for solcelleinstallasjon. Dersom et tak har svært stor vinkling og peker mot nord for eksempel, vil produsert energi være betydelig mindre enn ved optimale forhold.

En siste metode for montering av solcellepaneler kalles for BIPV. Dette betyr bygnings-integrerte solceller og er definert som at solcellene er en del av bygningen på et vis som erstatter deler av bygningskroppen, istedenfor å være et tillegg på den. Dette betyr at BIPV sparer både materialforbruk og arbeidskraft siden det ikke kommer i tillegg til resten av arbeidet med bygningen, men også at planleggingen av et solcelleanlegg må komme relativt tidlig i byggeprosjektet. Slike typer solceller har sett stor utvikling i de siste årene, men det er blitt såpass mange ulike produkter på markedet at det ikke er en stor grad av standardisering for slike paneler. Et eksempel på denne typen montasje er Strand kirke som er vist i figur 22.



Figur 22 Bygnings-integrerte solcellepaneler på Strand kirke.

Videre for prosjektering av solcelleanlegg er det flere faktorer som må tenkes på ved dimensjonering. Solcellepanelene vil bli utsatt for ulike farer som kan skade anlegget og dermed redusere produksjonen. En slik faktor kalles for vindlast og angir hvor mye vind panelene kan regnes med å utsettes for. Dette vil selvsagt variere voldsomt med plassering, vinkling og skjerming av panelene, men bør estimeres på forhånd slik at riktig metode for montering kan benyttes. Vindlast er spesielt viktig for paneler montert på flatt tak som er vinklet mot solen, fordi mer vind vil påvirke panelet jo større vinkelen mellom panelet og taket er. Et problem i motvirkning av vindlast er at det ikke er optimalt å skjerme panelene da slik skjerming også vil redusere mengden sol som treffer solcellene. Dagens solcellepaneler oppgir ofte i datablader hvor mye vindlast de tåler, ofte angitt i pascal. Prioritering for montering bør være optimal produksjon først, og så forsterke panelene mot vindkast sist.

En annen faktor som må tas hensyn på, spesielt i Norge, er snølast. Dette er en faktor som angir hvor mye snø panelene bør kunne tåle. Solcellepaneler oppgir også hvor mye snølast de tåler i pascal, altså hvor mye vekt som kan ligge på panelet uten at det tar skade. Dersom mengden snø overstiger denne vekten kan solcellepanelene bli knust under vekten og må dermed erstattes. En byggingeniør må typisk for å verifisere at taket tåler snølasten i tillegg til vekten av solcellepanelene. Snø kan også lett skli av solcellepaneler på tak, derfor bør det typisk installere snøfangere som sikring på taket. For en installasjon i Norge er det gunstig å dimensjonere solcellepanelene til å tåle kraftig snøfall, dersom dette skulle oppstå.

Ved planlegging av den elektriske koblingen til solcelleinstallasjonen er en faktor som bør tenkes på, hvordan solcellepanelene grupperes i såkalte «strenger». Strenger er paneler koblet i serie og det er vanlig å ha flere strenger i parallell i en installasjon. Fordi en streng ikke vil kunne produsere mer enn det panelet i strengen som produserer minst, er det en god ide å gruppere slik at det er liten forskjell mellom mengden skygge som treffer paneler i samme streng. Dersom det er mye skygge på en spesifikk del av et tak, bør eventuelle paneler plassert her være i en egen streng, slik at de ikke reduserer mengden effekt som produseres av resten av solcellepanelene på taket.

En siste faktor som bør tas hensyn til for å vurdere hvor gunstig et slikt prosjekt er, er levetiden til taket som skal monteres på. Dersom selve taket har nådd slutten av sin levetid, har det lite å si hvor mye av levetiden som gjenstår for solcellepanelene. Hvis selve taket må rehabiliteres må et installert solcelleanlegg tas ned og monteres igjen på nytt tak som er en uønsket kostnad. Det er altså ønskelig å montere et slikt anlegg på et bygg hvor anlegget kan være montert over hele sin levetid, for å redusere kostnader. I Byggforskserien med delserie byggforvaltning-700.320 finnes data om forventet levetider på forskjellige tak. I tabell 2 er det vist et utdrag fra seksjonen om levetid på tak for ulike vanlige typer taktekke og som sammenligning har et typisk solcelleanlegg en levetid på ca. 25 år.

Taktekke	Forventet levetid
Asfalttakbelegg	25 år
Takfolie, mekanisk festet	25 år
Tegltakstein	50 år
Betongtakstein	50 år
Båndtekning, sinklegert (falsede plater)	40 år
Båndtekning, kobber	50 år
Forsinkede stålplater, malt	15 år
Stålplater med plastebelegg	40 år
Aluminiumsplater	50 år
Asfaltshingel	25 år
Bordtak/treshingel	30 år
Torvtak	40 år
Skifer	60 år
Takfolie med shingelballast	20 år
Sementbaserte plater	25 år

Tabell 2: Utdrag av levetid på ulike typer tak fra byggforskserien

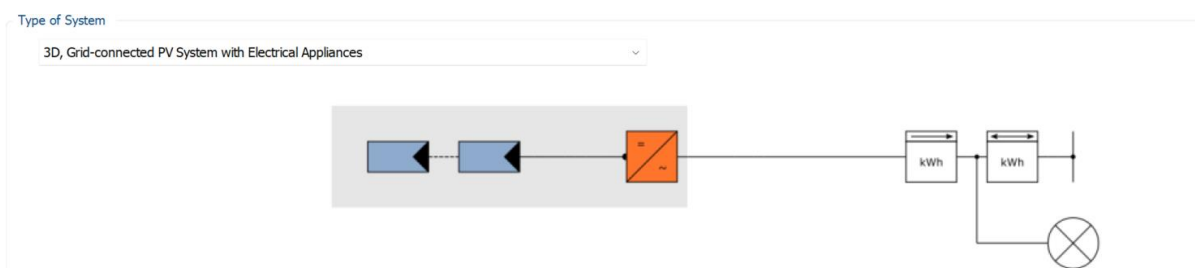
I dette prosjektet er det 4 bygg på Skårøya som er aktuelle for prosjektering. Alle disse har tak som har forventet levetid på linje med levetiden på 25 år til solcelleinstallasjonen

Hus	Byggeår	Type tak	Levetid igjen
Hovedhus	2011	Decra classic 40 års produktgaranti levetid	29 år
Ansattbolig	2022	Asfalttakbelegg 25 års levetid	25 år
Internat	2011	Decra classic 40 års produktgaranti levetid	29 år
Naust	2014	Aluminiumsplater 50 års levetid	42 år

Tabell 3: Levetid hustakene på Skårøya

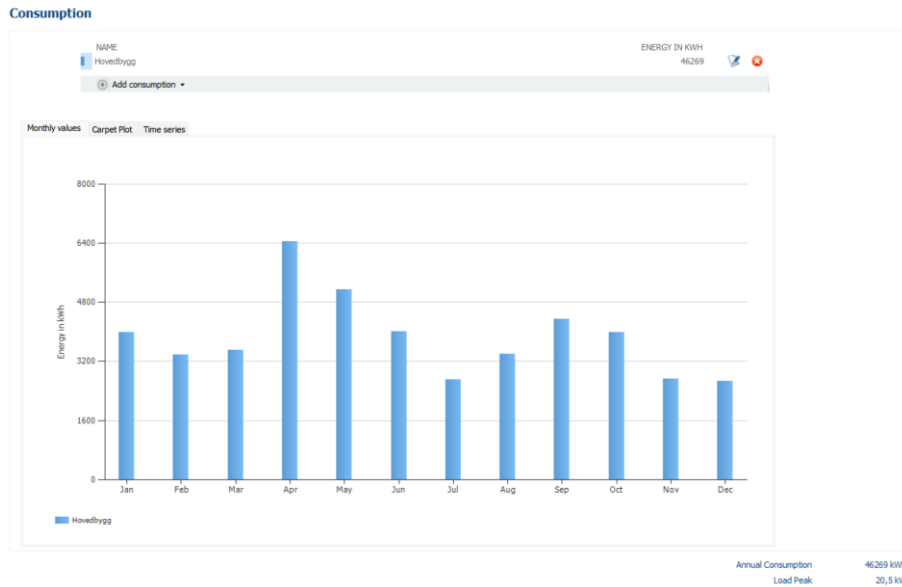
3.1 PVSol

Ved å benytte programvaren PVSol, kan gruppen gjennomføre gode analyser av planlagte installasjoner basert på faktorer som sol, horisontprofilen, skyggelegging på tak og bakke, og kabellengder, samt mye annet. PVSol tar for seg den helhetlige prosessen ved å planlegge et solcelleanlegg og den starter med å lage en grunnleggende modell for hvordan systemet skal operere. I dette tilfellet er det for hvert tilfelle et solcelleanlegg som er koblet til strømmettet og forbrukerkurser. I figur 23 under er det vist hvordan PVSol viser frem et grunnleggende solcelleanlegg. Fra venstre i bildet er det representert med blå figurer det siste og første solcellepanelet i konfigurasjonen. Videre kommer en oransje blokk som representerer en inverter som gjør om likestrømmen fra solcellene til vekselstrøm. Neste blokk er en strømmåler for den produserte strømmen fra anlegget, før en kommer til selve strømmåleren for hele bygget, og en sirkel som representerer forbruket. Den vertikale streken helt til høyre i figuren representerer tilkoblingen til strømmettet.



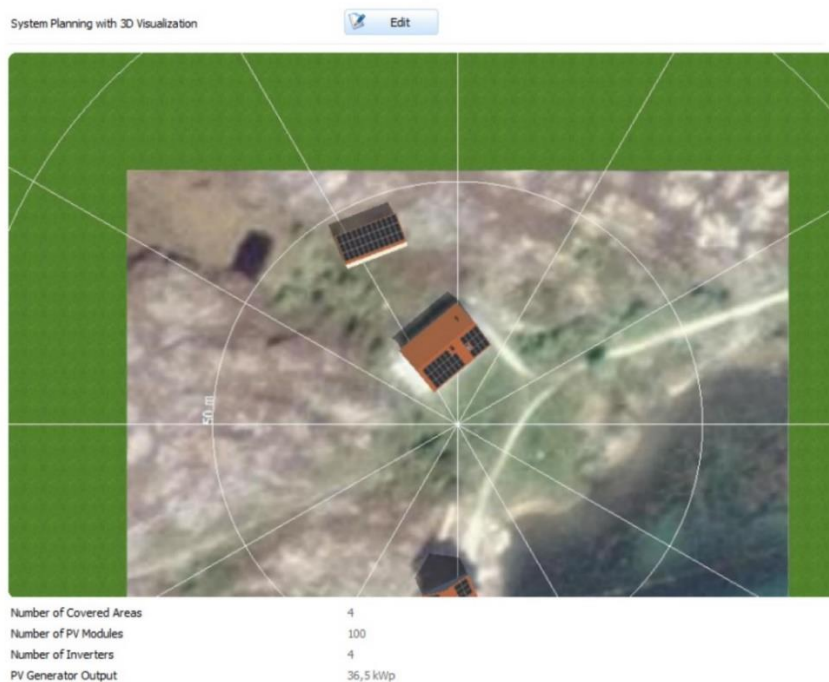
Figur 23 Slik viser PVSol et grunnleggende solcelleanlegg.

Videre i prosessen legges det inn forbruksprofilen til installasjonen, slik at resultater senere kan veies opp mot forbruket. Dette er det mulig å hente fra nettsider som ELHub (Statnett SF, 2022), eller å ta kontakt med nettselskapet som forvalter det lokale strømmettet. Figur 24 viser et eksempel på en forbruksprofil i PVSol



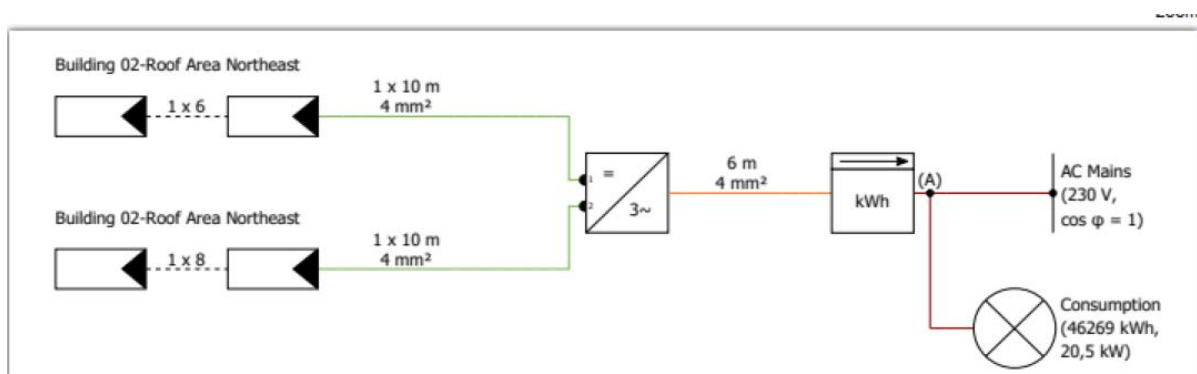
Figur 24 Forbruksdata vindu i PVSol.

Den neste delen av prosessen er den desidert mest tidkrevende og innebærer å modellere eventuelle bygg som skal prosjekteres på, og videre konfigurere nøyaktig hvor solcellepaneler skal monteres og hvordan de skal kables. Her kan man gå veldig detaljert i prosjekteringen og plassere små elementer som piper og karnapper på taket, og jo mer detaljert en prosjekterer anlegget her, desto mer nøyaktig vil resultatene bli.



Figur 25 Modelleringsvindu i PVSol

Den neste delen av prosessen er å justere små detaljer rundt montasje av systemet, slik som kabellengder og tykkelser. Dette gjøres for å estimere effekttap i kabler, og kan også tas med i en kostnadsberegning senere. Her kan en i tillegg plassere målere en ønsker å ta med i anlegget. I figur 26 kan en se et eksempel på en prosjektert installasjon hvor solcellemodulene er lengst til venstre, før de går inn til likeretteren og videre til måler og forbruk.



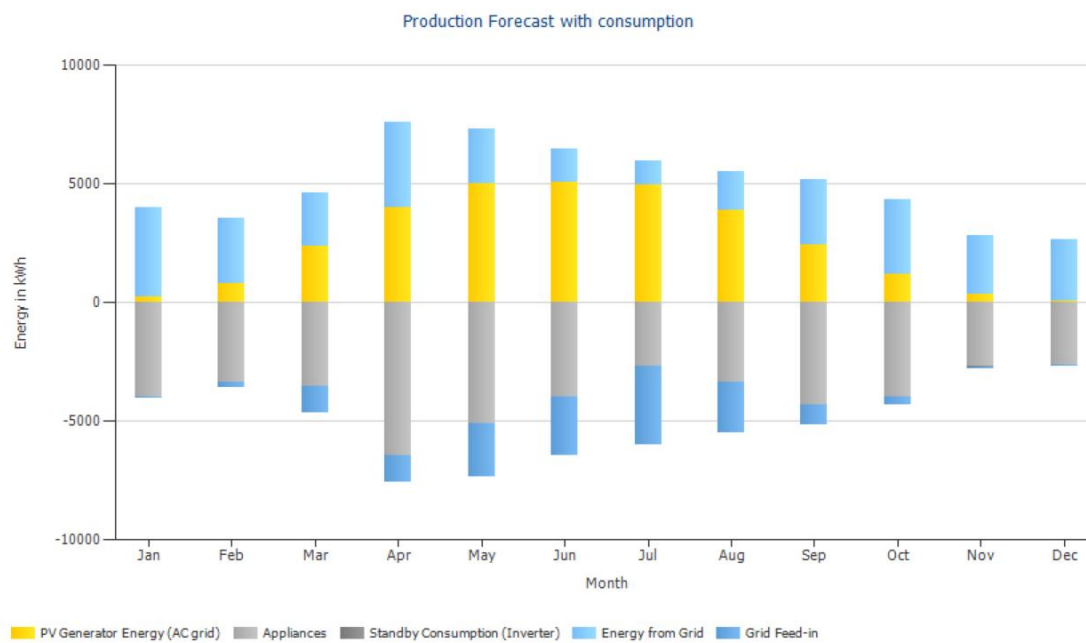
Figur 26 Eksempel på vindu i PVSol som viser installasjonsmetode.

Avsluttende kommer en seksjon hvor det settes inn verdier for det økonomiske aspektet ved simuleringen. Her informeres programmet om variabler som strømpris, inflasjon og kostnad per kWp. I dette prosjektet er ikke dette en detaljert nok metode for å beregne den økonomiske delen av installasjoner, så dette vil bli gjort senere og i mer detalj. Hensikten med å bruke dette programmet for denne gruppen er å beregne hvordan produksjonen vil utarte seg for de ulike typene installasjoner som kan utføres på Skårøya.

Når en har fullført hver tidligere seksjon kan man gå videre til resultat-vinduet hvor det vil bli presentert resultatene av simuleringen. Her kan man se på mange ulike resultater fra simuleringen, presentert med flere forskjellige grafer og tabeller. Herfra vil nyttig data bli hentet til å foreta sammenligninger, og en egen graf-editor vil bli brukt til å danne grafer til bruk i rapporten.

Financial Analysis		Tech. Quality of the PV System	
Internal Rate of Return (IRR)	14,34 %	PV Generator Energy (AC grid)	30 340 kWh/Year
Revenue or Savings	30331,3 kr/Year	Spec. Annual Yield	829,66 kWh/kWp
Accrued Cash Flow (Cash Balance)	462 624,08 kr	Performance Ratio (PR)	86,7 %
System integration		Grid Feed-in	
Energy from Grid	29 763 kWh/Year	Grid Feed-in	13 777 kWh/Year

Production Forecast Use of PV Energy Coverage of Consumption



Figur 27 Resultatvindu i PVSol som viser produksjon og forbruk.

3.2 ELHub

For et slikt prosjekt som dette er det nødvendig å vite hvordan energiforbruket til det eksisterende anlegget er i dag. Her behøves det detaljert data, men over et stort område, helst et år. For å skaffe slik data benytter denne prosjektgruppen nettsiden ELHub. Dette er et selskap som digitaliserer målte verdier fra strømmålere i hele landet. Her kan kraftselskaper, private aktører og tredjeparter hente ut den informasjonen de behøver, og analysere videre for å effektivisere sitt forbruk.

Prosjektgruppen har tilgang på leirskolens data på ELHub gjennom oppdragsgiver, og henter all data angående forbruket til leirskolen i 2021. Herfra hentes data i .csv filer og formateres inn i ELHub hvor det fordeles per måned og totalt for året. Ved bruk av Excel skal det utformes grafer som viser variasjoner i forbruket over et gjennomsnittlig døgn, totalt over en måned og sortert etter antall kWh. Basert på tidlige observasjoner kan det også bli grunnlag for videre analyser mot andre faktorer, slik som lufttemperatur, eller antall besøkende.

Slik data skal også videre brukes i simulasjonsprogrammer slik at det kan estimeres verdier som hvor mye av forbruket som dekkes og hvordan produksjonsprofilen passer med forbruksprofilen. Oppdragsgiver er også interessert i å se dataene i en mer visuell form, noe som vil være til nytte for gruppen da oppdragsgiver kan identifisere trender i dataene. Målet med å samarbeide med oppdragsgiver om dette er å kunne plassere flest mulig av de trendene som sees i Excel, og tilegne dem de apparater som er ansvarlige for forbruket.



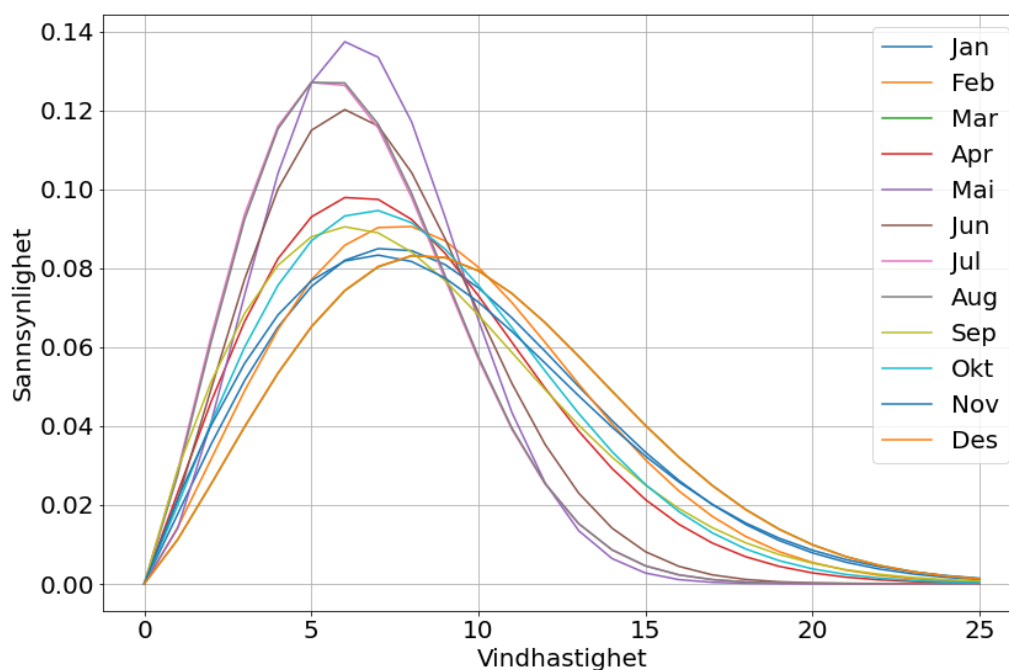
Figur 28 Eksempel på visualisering av data hentet fra Elhub for 5. juni 2021

3.3 Python og Matlab

Programmeringsspråket Python er brukt til å estimere Weibull fordelingene til de månedlige vindressursene på Skårøya. Ut ifra denne estimerte fordelingen er det blitt utregnet en forventet mengde energiproduksjonen fra vindturbinene. Weibull fordelingene er blitt estimert ved hjelp av et bibliotek ved navn «Weibull 0.1.3», der tallene representerer versjonen til biblioteket. Dette biblioteket er hovedsakelig laget for å finne den 2-parametriske Weibull sannsynlighetsfordelingen ved hjelp av ligning (1).

I tillegg er produksjonskurven til den valgte vindturbinen blitt lagt inn som lister i Python slik at produksjonen kan bli punktvis regnet ut. På den måten vil det bli en estimert produksjon, men verdiene vil kun være nøyaktige med en avrunding på 100 Wh i måneden. Ettersom produksjonen til en vindturbin vil være så og si umulig å fastslå, vil resultatene være en god forventningsverdi.

Grunnet vanskeligheter med å fremstille flere Weibullfordelingene med liten step (mindre enn 1) i Python, ble det aktuelt å bruke Matlab sin innebygde Weibull pdf funksjon for å fremstille Weibull fordelingene. En figur av Weibullfordelingene med Matplotlib er vist i figur 29



Figur 29: Weibullfordelinger av Veiholmen-data med "Matplotlib"

Programmeringsspråket Python er også brukt til å utføre nødvendige beregninger i miljøanalysen for beregning av akkumulert degradering av kWh og CO₂ ekvivalenter for fornybare kilder og strømmiks. Python ble også brukt til å utforme et program som beregner nedbetalingstider i den økonomiske analysen.

3.4 LCOE Analyse

Fordi dette prosjektet omhandler i stor grad sammenligning av ulike metoder for produksjon av energi, er det bestemt at det skal brukes *energikostnad over levetiden* til å sammenligne de ulike muligheter som oppstår. Dette betegnes som oftest på engelsk da som *Levelized cost of energy*, forkortet til LCOE. Når det sees på energikostnaden menes det å se på de samlede kostnadene ved anlegget fordelt på produsert energi over levetiden.

LCOE er gitt ved følgende formel:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

I_t : Investerings- og utviklingskostnader

M_t : Drifts- og vedlikeholdskostnader

F_t : Energi- og brenselskostnader

E_t : Energi produsert

n : Økonomisk levetid i år

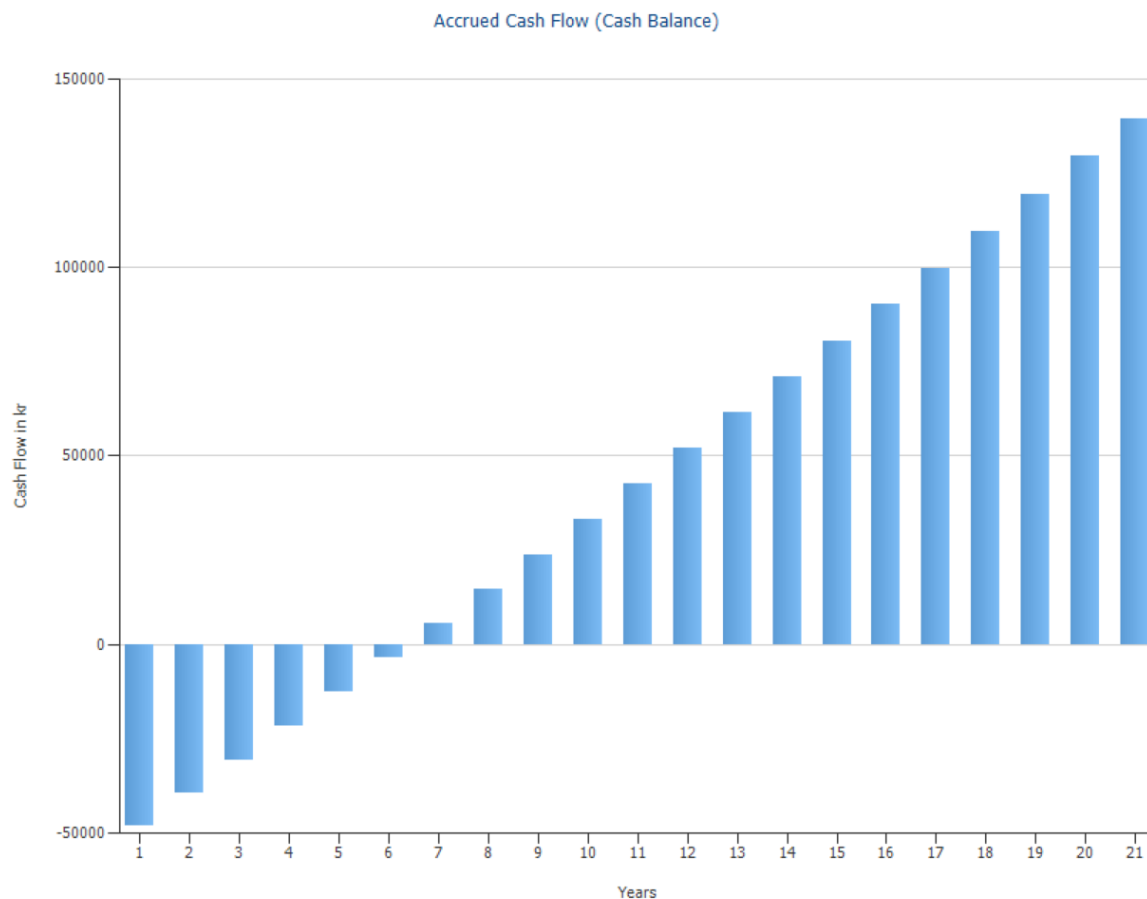
r : Diskonteringsrente

Denne formelen gir LCOE som kr/kWh og kan da brukes til å sammenligne ulike metoder basert på hvor mye det koster en per produsert kWh.

3.5 Nedbetalingstid

For å videre detaljere forskjeller mellom valgte mulige installasjoner, planlegger prosjektgruppen å bruke nedbetalingstid som en faktor ved sammenligning. Det vil si å se på hvor lang tid det tar før hver mulige installasjon har tjent inn de kostnadene som kommer av installasjon. Dette vil være svært gunstig for oppdragsgiver å vite, ettersom det er ønskelig å begynne å tjene inn penger ved bruk av en slik installasjon tidligst mulig, spesielt dersom det skal skaffes lån til installasjonen.

For å finne frem til nedbetalingstid ved ulike prosjekterte anlegg, vil gruppen finne estimater for kostnader ved installasjon og materialer, og lage et estimat for total investeringskostnad. Videre vil det bli utarbeidet en projeksjon for fremtidige strømpriser som kan brukes sammen med simulert fremtidig produksjon for hvert anlegg, til å estimere inntjeningen til anleggene over hele levetiden. Nedbetalingstiden vil være det tidspunktet hvor hele investeringssummen er blitt tjent inn av anleggets strømproduksjon.



Figur 30 Eksempel på kontantstrømmen ved et anlegg prosjektert i PVSol..

3.6 Nåverdiberegning

Nåverdi beregning er en investeringsmetode som brukes til å regne ut dagens verdi av et prosjekt med fremtidige kontantstrømmer. Kontantstrømmene tilsvarer inntektene til prosjektet og kan variere fra periode til periode. Nåverdien (NV) tar utgangspunkt i at et beløp en får om et par år er mindre verdt i dagens kroner enn kronebeløpet. (Torvatn, 2019). For at et prosjekt skal være lønnsomt må nettonåverdien være større enn null. Nettonåverdien er da nåverdien til all kontantstrømmene i tillegg til investeringskostnadene. Dersom nettonåverdien (NNV) er mindre enn 0 vil det ikke være et lønnsomt prosjekt. Det vil til slutt være gunstig å sammenligne NNV for prosjektene, og dermed finne det beste økonomiske prosjektet for leirskolen.

Formelen for Nettonåverdi er vist under.

$$NNV = k_0 + NV = k_0 + \sum_{t=1}^N \frac{k_t}{(1+r_t)^t} \quad 6$$

$k_0 = \text{investeringskostnad (ofte negativt fortegn)}$

$r_t = \text{diskonteringsrente}$

$k_t = \text{periodiske kontantstrømmer}$

$N = \text{antall perioder med kontantstrømmer}$

I dette prosjektet er de fremtidige kontantstrømmene funnet ved å ta inntektene ved salg summert med de besparte kostnadene. Det forutsettes her at produksjon, kostnad, inntekter og inflasjon holdes likt over hver periode. Det er derfor antatt at salg tilbake til nettet og besparte kostnader ved kjøp av strøm fra nettet i hvert prosjekt, vil være likt for alle år og kan derfor summeres. Kostnader som service utgifter som kommer fortløpende ved vedlikehold av teknologiene er blitt neglisjert. I tillegg har de inntektene ved salg tilbake til nettet blitt redusert med en skattesats på 38%. Når det er en konstant kontantstrøm og ikke noe restverdi i hver periode, kan formelen for NNV skrives slik:

$$NNV = k_0 + \sum_{t=1}^N \frac{k_t}{(1+r_t)^t} = -G + k \cdot \frac{1 - (1+r_t)^{-N}}{r_t} \quad 7$$

der $k_0 = -G$ og $k_t = k$

3.6.1 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten i nåverdiberegningene tilsvarer prosjektets avkastningskrav og er i generell investeringsanalyse kjent som den nominelle renten. (Torvatn, 2019) En risikofri diskonteringsrente vil være å sette den lik inflasjonen. En slik diskonteringsrente vil forutsette ingen usikkerhet i prosjektet. I NVEs håndbok om kostnader ved produksjon av kraft og varme fra 2011 er det blitt utarbeidet kalkulasjonsrenter/reelle renter på både vindkraftverk og solcellepaneler. Der blir det anbefalt å sette en reel rente på 6% på både solcellepaneler med levetid på 25 år og vindkraftverk med levetid på 20 år. (NVE, 2011)

Ettersom de faste kostnadene ved installasjon av vindturbiner er så store, og de fremtidige kontantstrømmene er sterkt avhengig av den produserte energien fra denne teknologien, vil det være aktuelt for dette prosjektet å bruke en reel rente på 6% ved videre utregninger. På den andre siden er det brukt simuleringsprogrammer med datagrunnlag for solinnstråling på Kristiansund for flere tiår i PVSol simuleringene. Det gode datagrunnlaget og den nøyaktige projekteringen gjør at simuleringene kan være realistiske. Det kan derfor argumenteres for at den reelle renta på 6% ikke vil være så høy for solcasene, og derfor vil det også være relevant å se på hvordan prosjektene vil utarte ved en lavere rente. Det har derfor også blitt sett på samtlige solcaser med en reel rente på 1 %. Ved en nettonåverdiberegning vil usikkerhetene ved inntektene reflekteres i den nominelle renta, som da kan bestå av inflasjonen og den reelle renta.

Det viktigste å huske på er at inflasjonen ikke skal tas hensyn til både i renten og i kontantstrømmene. I dette prosjektet er inflasjonen tatt hensyn til i renten, og formelen for diskonteringsrenten blir slik:

$$r_n = r_r \cdot (1 + infl) + infl \quad (8)$$

Inflasjonen er en vedvarende vekst i det generelle prisnivået. (Stoltz, 2019) Denne veksten vil variere fra år til år, og vil derfor være vanskelig å estimere 25 år fram i tid. For videre utregninger har det blitt satt en gjennomsnittlig inflasjon på 2,5% år hvert år for de neste 25 årene. Inflasjonen er en vedvarende vekst i det generelle prisnivået. (Stoltz, 2019) Denne veksten vil variere fra år til år, og vil derfor være vanskelig å estimere 25 år fram i tid. For videre utregninger har det blitt satt en gjennomsnittlig inflasjon på 2,5% år hvert år for de neste 25 årene. Med en reel rente på 6% og en inflasjon på 2,5 prosent får man en nominell rente på ca. 8,5 % (nøyaktig: 8,65%) ved å bruke formelen over.

3.6.2 Følsomhetsanalyse og scenarioanalyse

En følsomhetsanalyse er en analyse av parameterens påvirkning på prosjektet ved å variere en og en parameter om gangen. (Torvatn, 2019) I dette prosjektet er det blitt sett på påvirkningen av variasjoner i parameterne: tid, inntekt og nominell rente. Disse parameterne har blitt variert med en verdi på 80% av sin verdi til 120% av sin verdi, dvs $\pm 20\%$. Det vil tilsvare en tidsvariasjon fra 20-til 30 år og en nominellrentevariasjon fra 6,9% til 10,38%.

Inntektene for hvert prosjekt vil være ulike og er derfor en viktig parameter å se på ettersom den varierer med den estimerte produksjonen for hvert prosjekt. Investeringskostnaden til hvert prosjekt er ikke variert ettersom den vil være fast og skal i utgangspunktet være lettere å estimere nøyaktig enn fremtidige inntekter og kostnader.

I tillegg har det blitt utført en scenario analyse for case 1, for å se innvirkningen av fordelingen på bespart forbruk og salg tilbake til nettet ved ulike strømpriser på kraftmarkedet.

4 Resultater

4.1 Befaring til Skårøya

Det ble utført en befaringsreise på Skårøya den 5. – 6. mars 2022. Dette ble gjort med den hensikt om å orientere gruppens deltagere om forholdene på Skårøya og leirskolen. Gruppen ble hentet på morgenen den 5. mars på Kvenvær og kjørt til øya med båt. Under befaringsreisen ble det foretatt fotografering og observering av de ulike byggene, til senere bruk ved modellering i simuleringssystemer. Det ble foretatt en gjennomgang av de ulike elektriske apparatene i de forskjellige byggene, og for varmtvannsberedere ble både modell og merke notert.



Figur 31 Venstre: Naustet og kai sett fra øst, Høyre: Hovedbygningen sett fra sør

Terrenget i det nære området ble også fotografert og observert. Det ble forsøkt å gjøre enkle målinger av høydedata ved hjelp av smarttelefoner, men dette utstyret ble vurdert som altfor unøyaktig. Gruppen fikk også en grundig gjennomgang i hvordan forholdene på leirskolen er under sesongtid, samt en tur til et utsiktspunkt på øya. Ved avslutning av befaringsreisen stod prosjektgruppen igjen med et bedre innblikk i leirskolens virksomhet, og et bedre grunnlag for vurdering og dimensjonering av elektriske anlegg.

4.2 Effektbehovet til Skårøya

4.2.1 Oppgitt informasjon

For å finne den optimale løsningen for bærekraftig energi på Skårøya, er det gunstig for gruppen å få et godt innblikk i hvordan energiforbruket er i dag. Basert på slik informasjon vil prosjektgruppen ikke bare kunne imøtekomme dette behovet med bærekraftig energi på best mulig måte, men også muligens redusere hvor mye energi det er behov for gjennom effektivisering.

Det første grunnlaget for dagens situasjon som ble oppgitt til gruppen var gjennom en presentasjon av Skårøya fra oppdragsgiver hvor det ble angitt totalt strømforbruk i 2021, både for begge anlegg og individuelt. Videre i denne presentasjonen viste oppdragsgiver tall for fakturert forbruk i hver måned av året 2021. Det ble også oppgitt flere apparater i de ulike byggene som oppdragsgiver antok brukte mest energi.

Hitra leirskole strømforbruk 2021	
Anlegg 1 (Hovedbygning og Naust)	46 506 kWh
Anlegg 2 (Internatet)	25 162 kWh
Totalt	71 668 kWh

Tabell 4: Energiforbruk Hitra leirskole 2021

I starten av prosjektet var det ikke klart hvilket av anleggene som tilhørte hvilket bygg, men etter en rask undersøkelse ble det funnet at anlegget som bruker mest energi består av hovedbygningen og naustet, mens anlegget som trekker mindre er internatet. Det er altså klart mindre energibehov til internatet enn de to andre bygningene, og et totalt behov på over 70 000 kWh.

Hovedbygningen	
2x Varmtvannsberedere 200L/3kW	
Steamer/oppvask	
Kombidamp	
Kjølerom	
Kjøleskap	
4x fryser	
Oppvarming (panelovner, gulvvarme osv.)	
2 dusjer	
	Internatet
	2x varmtvannsberedere 281L/3kW
	Oppvarming (panelovner)
	12 dusjer

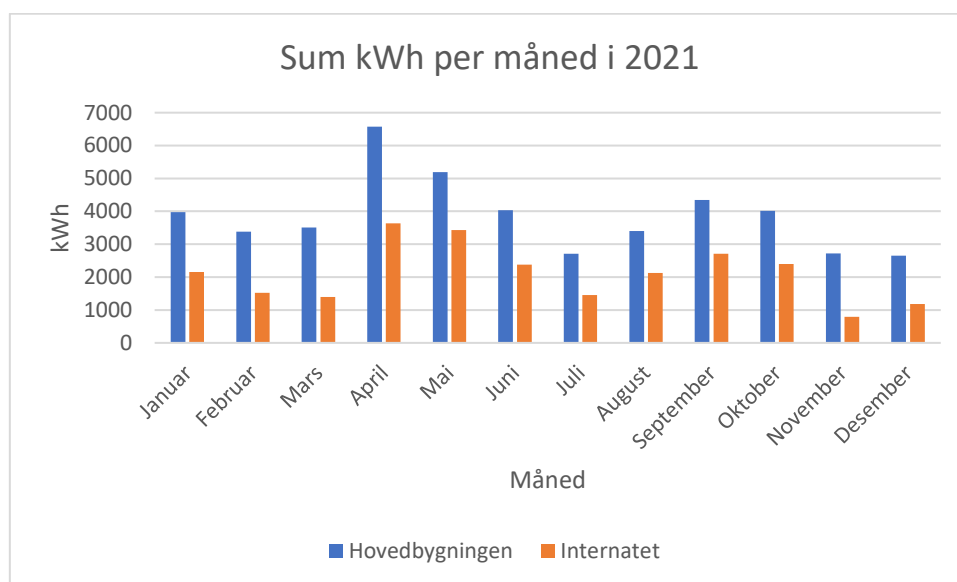
Figur 32 Apparater i hovedhuset og internatet som antas å bruke mest energi.

Naustloftet
Varmtvannsbereider 200L/3kW
Oppvarming (panelovner)
1 dusj

Figur 33 Apparater i naustloftet som antas å bruke mest energi.

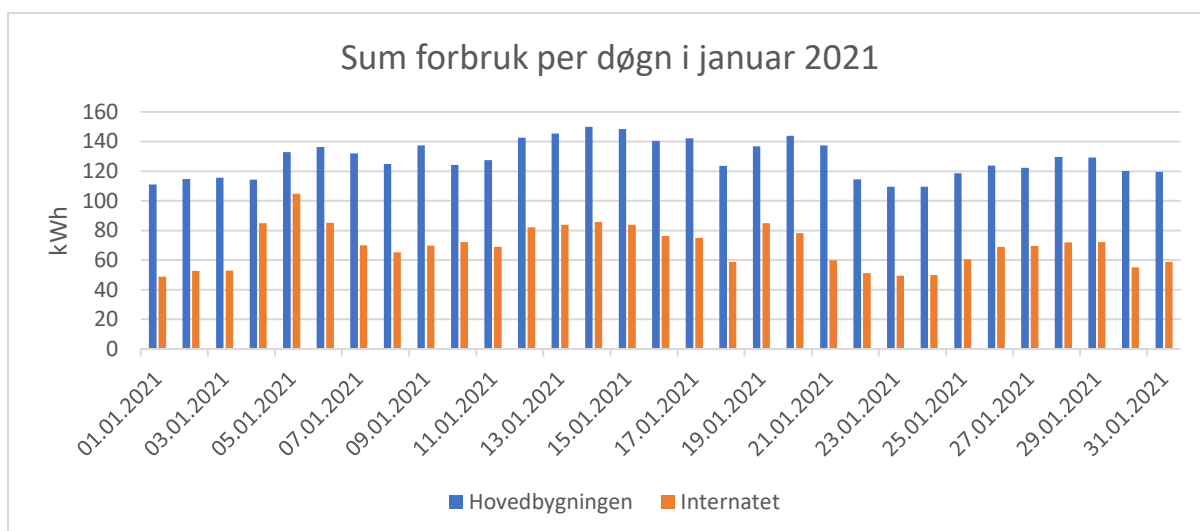
4.2.2 Undersøkelse av Elhub data

Det neste gruppen gjorde var å hente ut data fra Elhub gjennom oppdragsgiver, for å kunne analysere forbruket til leirskolen i mer detalj. Her ble det hentet datasett med gjennomsnittlig forbruk per time i løpet av hele 2021. Det første gruppen så på var forbruksprofilen for hele året og hvordan den endret seg, vist under i figur 34.

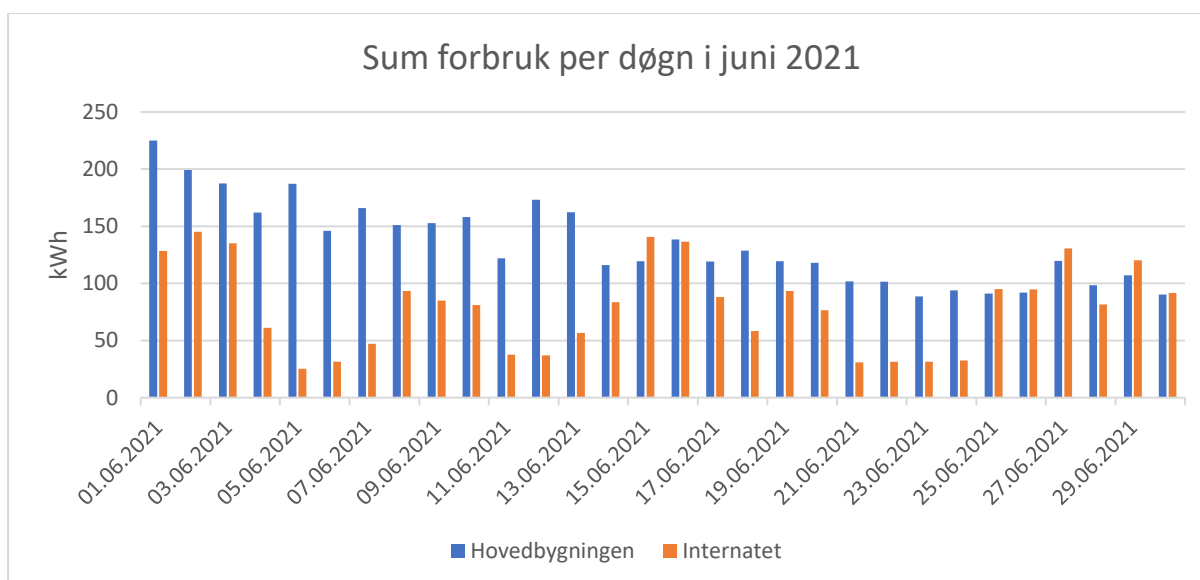


Figur 34 Totalt forbruk per måned for hovedbygningen og internatet i 2021.

Fra denne grafen kan det sees at forbruket øker kraftig i april og varierer i styrke frem til oktober hvor det igjen synker til et lavere punkt. Oppdragsgiver har informert om at dette er månedene hvor leirskolen er i drift, og dermed er disse resultatene begrunnet. Videre kan en se at det er et klart lavere forbruk i internatet enn i hovedbygningen og naustet, gjennom hele året. Basert på denne analysen av hele året, og kunnskapen om sesongdriften til leirskolen, ble det bestemt at en analyse av en måned i drift og en måned utenom sesongen var gunstig. Dette gjøres for å få et innblikk i hvordan forbruksprofilen til bedriften endrer seg basert på sesongen.



Figur 35 Forbruket til hovedbygningen og internatet i januar 2021.

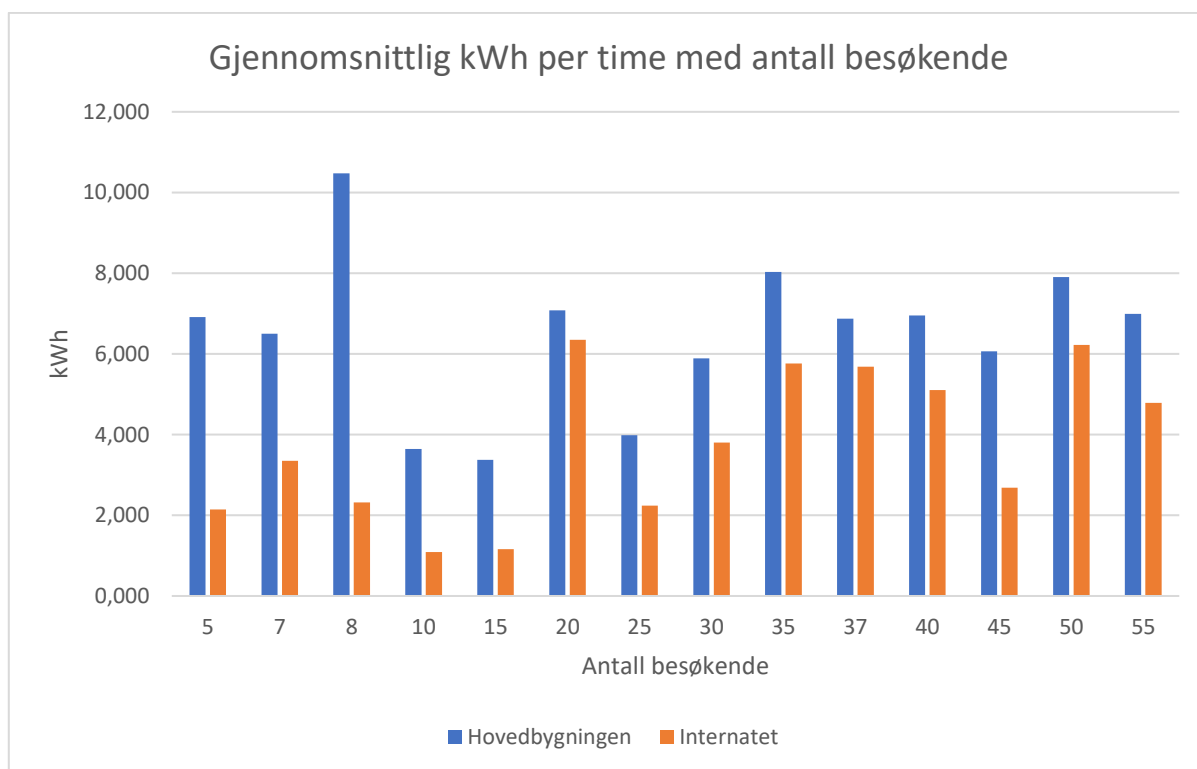


Figur 36 Forbruket til hovedbygningen og internatet i juni 2021.

Fra figur 35 og 36 kan det sees at det er en viss økning i forbruket til hovedbygningen, i hvert fall i starten av juni, mens den største økningen sees på internatet. Her varierer forbruket kraftig gjennom måneden, såpass at den 15. juni overgår forbruket til internatet det til hovedbygningen. Fordi internatet kun brukes av gjester på leirskolen, så er en økning å forvente for denne bygningen. Når flere personer skal dusje hver dag vil varmtvannsberederne i dette bygget måtte være aktive mye oftere og i lengre perioder enn i januar. Variasjonene som oppstår i juni, kan det tenkes at skyldes den varierende mengden gjester ved leirskolen. Dette gir da grunn for videre analyse med antall gjester som variabel.

For å se på hvordan antall besøkende påvirker energiforbruket, ble det nødvendig å vite hvor mange besøkende det var og til hvilken tid i løpet av 2021. Heldigvis var oppdragsgiver behjelpelig med dette og vedlegg 1 viser en tabell med informasjon over antall besøkende på leirskolen, som ble utformet basert på informasjon gruppen fikk fra dem.

Fra denne informasjonen kom det klart frem hvorfor det ble sett et større forbruk i starten av juni og kraftige variasjoner lenger ut i måneden, ettersom det var 50 besøkende i starten av juni og variasjon mellom 0, 30 og 50 videre utover. Videre sees det at antall gjester som leirskolen har på besøk kan variere helt fra 5 til 50. Ved å sortere alt forbruk i løpet av året etter hvor mange gjester som var til stede, kan det muligens oppdages en korrelasjon mellom disse variablene som kan være gunstig for oppdragsgiver å vite. Resultatene for denne undersøkelsen er vist i figur 37 og tabell 5.



Figur 37 Gjennomsnittlig forbruk mot antall besøkende.

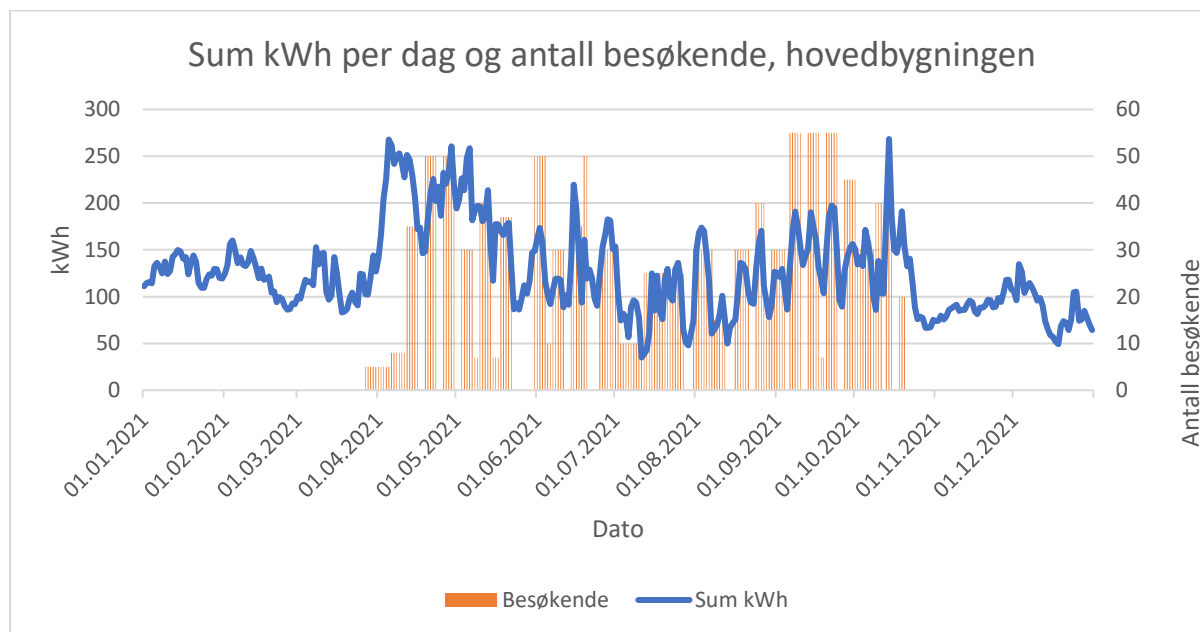
<i>Besøkende</i>	Hovedbygningen		Internatet	
	Gjennomsnittlig kWh	Median kWh	Gjennomsnittlig kWh	Median kWh
5	6,9	6,2	2,1	2,2
7	6,5	6,0	3,4	3,7
8	10,5	10,1	2,3	2,3
10	3,6	3,2	1,1	0,9
15	3,4	2,8	1,2	0,8
20	7,1	6,3	6,4	5,9
25	4,0	3,2	2,2	1,8
30	5,9	5,3	3,8	3,5
35	8,0	7,8	5,8	5,7
37	6,9	6,6	5,7	5,5
40	7,0	6,5	5,1	4,8
45	6,1	5,3	2,7	2,4
50	7,9	7,6	6,2	5,8
55	7,0	6,5	4,8	4,1

Tabell 5: Gjennomsnittlig og median forbruk mot antall besøkende på leirskolen.

Basert på disse resultatene er det ikke mulig å fremstille en god korrelasjon mellom antall besøkende og forbruket til leirskolen. Det kan sees at når antall besøkende overstiger 25 så er behovet til internatet jevnt større enn ved lavere antall mennesker, men det kan ikke lages en faktor for hvor mye større forbruket vil bli basert på disse resultatene. Det kan konkluderes med at antall besøkende ikke er den viktigste faktoren for å estimere forbruket til leirskolen, ettersom det er flere tilfeller hvor det ikke er noen tilsynelatende sammenheng i det hele tatt, slik som ved 8 besøkende. Her var det klart noe annet som skapte en voldsom økning i energibruken. En mulighet er at ved få besøkende er det muligens venner eller gjester som hovedsakelig befinner seg i hovedbygningen og dermed øker forbruket selv om antall besøkende er færre.

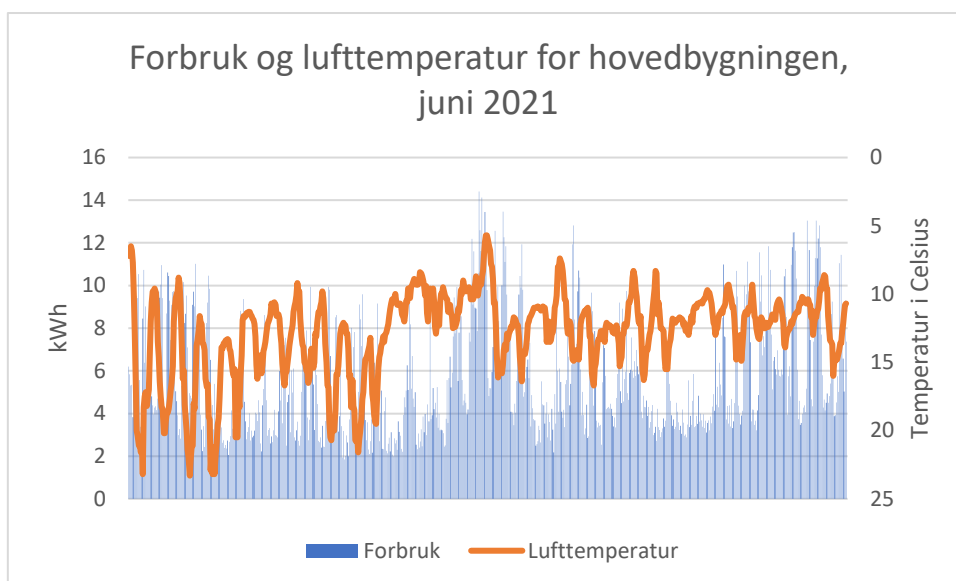
Selv om det ikke ble funnet noen direkte korrelasjon mellom timesforbruket til leirskolen og antall besøkende, ble det utført en sammenligning mellom total forbruk per dag og antall besøkende for hele 2021.

Under er det en graf som viser denne sammenhengen, og det kan sees at antall gjester har en klar innvirkning på den totale energibruken, men det var ikke mulig å utarbeide en modell for estimering av denne sammenhengen.

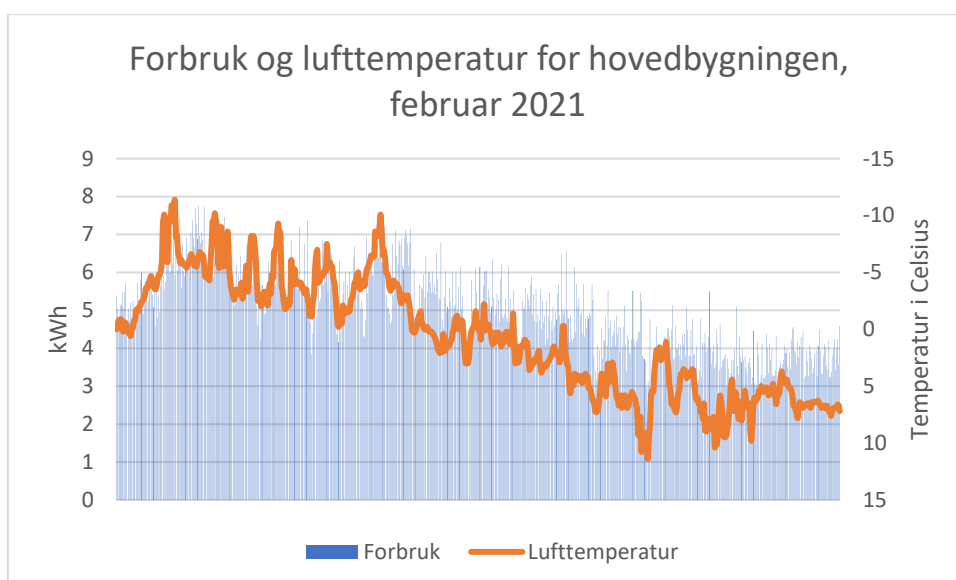


Figur 38 Forbruket per dag for hele 2021 og antall besøkende.

Avslutningsvis for Elhub analysen ble det vurdert om det er en korrelasjon mellom lufttemperaturen på Skårøya og energiforbruket til leirskolen. Dette spørsmålet hadde opphav i hvordan mye av energien går til oppvarming av hus. Videre vil en slik korrelasjon kunne forklare eventuelle jevne endringer i forbruket over et år. For å se etter denne sammenhengen ble det funnet temperaturdata fra Veiholmen i 2021, og det ble sett på to ulike måneder i 2021, juni og februar. Dette ble gjort fordi det er store forskjeller i forbruket når leirskolen er i drift og når den ikke er det, og dermed vil dette kunne gi veldig forskjellige resultater.

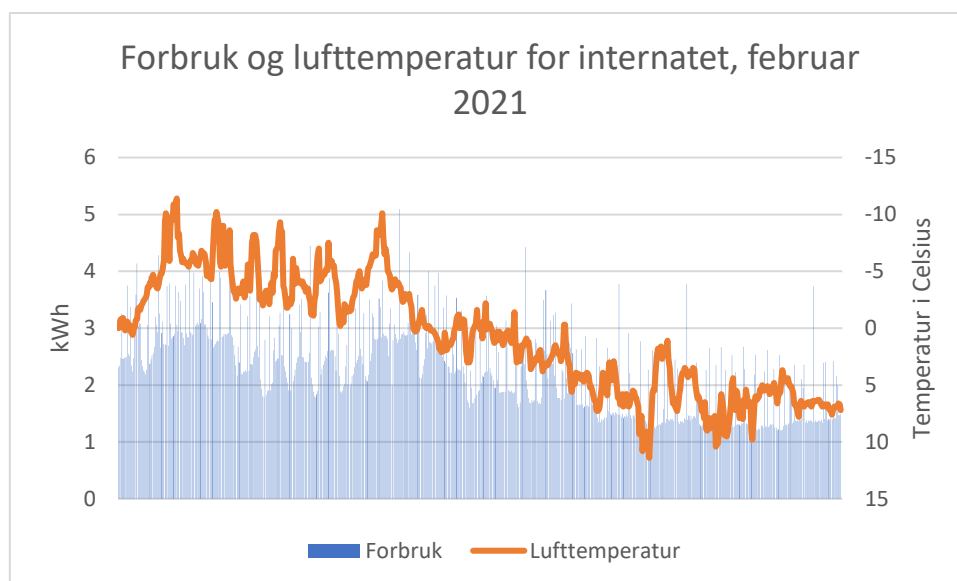


Figur 39 Forbruk og lufttemperatur i hovedbygningen, juni 2021.



Figur 40 Forbruk og lufttemperatur i hovedbygningen, februar 2021.

Figur 39 og 40 viser at det er lite tilsynelatende korrelasjon mellom lufttemperaturen og forbruket i juni, når det er mange besøkende på leirskolen, men i februar er det mer tilsynelatende sammenheng. Dette kan skyldes at når leirskolen ikke er i drift, går energien som brukes i større grad til å holde byggene varme, mens denne andelen av energiforbruket blir mye mindre når det er besøkende som dusjer og spiser og bruker mye andre apparater. Begge disse grafene representerer hovedbygningen, men de samme resultatene ble oppdaget når det ble sett på internatet.



Figur 41 Forbruk og lufttemperatur i internatet, februar 2021.

4.2.3 Oppvarming av vann

Under befaring og analyse av forbruket til leirskolen på Skårøya ble det klart at internatet er det bygget hvor vannforbruket er størst. Det er dermed her det skal fokuseres på og avklares hvilke muligheter for reduksjon av energiforbruk som finnes.

Situasjonen i dag er at behovet dekkes av 2 varmtvannsberedere på 281L av typen OSO Hotwater Saga Xpress SX 300. Begge de nevnte berederne har to varmeelementer på 3kW, men bruker kun ett varmeelement om gangen slik at den totale varmeeffekten er 6kW for systemet, og den totale kapasiteten er 562L. Basert på forbruket funnet gjennom ELHub og informasjon fra oppdragsgiver, kan det legges til grunn at varmtvannsberederne tømmes to ganger daglig, når elevene ved leirskolen dusjer på morgenen og om kvelden. Dette gir berederne en periode på 6-8 timer til å varme opp vannet fra 20 til 60 grader. For å varme opp vann kreves det 4186 joule for å varme opp 1L med en grad celsius. For å omgjøre dette til Watt må en dele på tid, og dermed kan det utledes følgende formel:

$$P_{kW} = \frac{4.2 * L * (T_2 - T_1)}{3600} \quad 10$$

T_1 = Starttemperatur

T_2 = Sluttemperatur

L = Mengden vann i liter

P_{kW} = Energien som kreves i kW

Når det settes inn de oppgitte verdiene ender en opp med 26.2kW. Dette er energien som kreves for å varme opp 562L vann fra 20 til 60 grader på én time. I dette tilfellet er det mer gunstig å vite hvor mye effekt som kreves for å varme opp vannet på 6 timer, da dette er en realistisk tidsperiode mellom tømning av tanker. For å finne dette behøver en bare å dele på 6, og da ender en opp med 4.36kW. Altså er det eksisterende anlegget mer enn godt nok for å dekke behovet for varmtvann i internatet, og dersom det skal dimensjoneres et tilsvarende anlegg ved bruk av varmepumpe så er det 4.36kW som skal gås ut ifra.

4.3 Ressursgrunnlag for Skårøya

4.3.1 Elektrisk anlegg

Nåværende situasjon på Hitra leirskole er at det er 2 forskjellige elektriske anlegg koblet med målepunkt opp mot forsyningsnettet. Heretter er målepunktet i Hovedbygningen kalt måler 1, og målepunktet i Internatet kalt måler 2. Ansattboligen blir koblet opp mot måler 1.



Figur 42 Det elektriske anlegget på Skårøya

Produksjon av kWh fra energikildene er i denne rapporten sett opp mot forbruket på måler 1 og måler 2 fra 2021 for å kunne fastsette lønnsomheten i de forskjellige mulighetene av installasjoner som finnes. Det er sett bort ifra fremtidig forbruk fra Ansattbolig i disse betraktningene. Elhub data fra målerne fra 2021 er herved omtalt som forbruket til installasjonen.

4.3.2 Terreng og Vindressurser

Ved å kartlegge terrenget til Skårøya kan man sette en minimumshøyde for å oppnå gunstig produksjon for vindturbinen. Samtidig kan man sjekke realiteten ved verdiene fra Veiholmen. Det høyeste punktet på tomten til bedriften er ca. 20 meter. Der det høyeste berget/fjellet er Skåravarden som er 35,5 meter høyt.

Det er tilnærmet 1km avstand mellom denne varden og leirskolen, som gjør at vinden vil kunne avta over en slik avstand. Det vil derfor være nærliggende å anta at vindhastigheter i den nordvestlige retningen for leirskolen vil bli redusert.

Fra figur 43 er det rimelig å anta at det ikke er lokale topografiske hindringer nær leirskolens eiendom. Ut ifra terrenget og vindrosen til Veiholmen dataene, har det blitt satt en z_0 lik 0.01 for videre utregninger, og Skåravarden blir ikke sett på som en hindring. I praksis kan dette gi en større forventet produksjon enn i realiteten, ettersom fjellet kan påvirke vindhastighetene fra den nordvestlige retningen.



Figur 43: Bilde av terrenget til en del av leirskolens eiendom

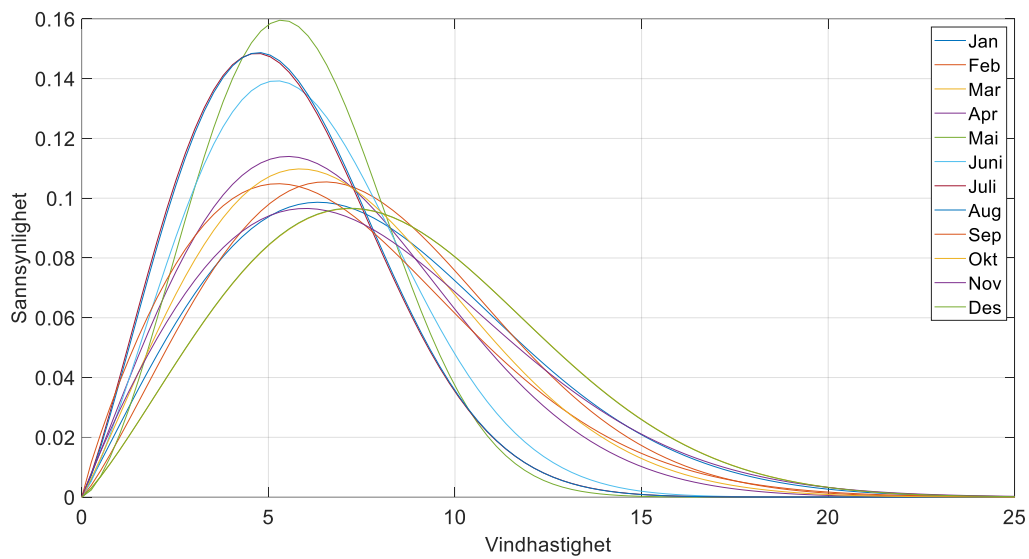
Weibullfordelingene til samtlige måneder i 10 meters høyde er vist i tabell 6 og visualisert i figur 44. Dataene er målt i middelvinds verdier over et døgn. Ettersom vind dataene må være så uavhengige som mulig vil det ikke være nærliggende å bruke vinddata i minutt oppløsning, men heller i times- og/eller døgn oppløsning. I denne rapporten er det brukt døgn oppløsninger som gjør at det ikke vil være tvil om vinddataenes uavhengighet.

Det må her nevnes at det ikke vil være nøyaktige verdier for vinden uavhengig om det ville bli brukt timesoppløsning eller døgnoppløsning, ettersom Veiholmen er et par km unna leirskolen, og vil dermed ikke gi nøyaktige verdier.

I Sommer månedene er formparameteren β såpass stor at den forventede produksjonen blir lavere i disse månedene. Måneden Mai har en formfaktor på 2,58 som gjør at denne måneden vil ha minst forventet produksjon i forhold til middelvindhastigheten. På den andre siden har måneden november en formfaktor på 1,94 som gjør at den vil ha størst forventet produksjon i forhold til middelvindhastigheten.

	Gjennomsnittshastighet	Standardavvik	β	η
Jan	7,77	4,07	2,04	8,81
Feb	7,62	3,72	2,18	8,63
Mar	8,37	4,08	2,20	9,49
Apr	6,74	3,53	2,05	7,65
Mai	5,77	2,33	2,58	6,49
Jun	5,95	2,77	2,27	6,73
Jul	5,38	2,67	2,20	6,17
Aug	5,46	2,61	2,22	6,20
Sep	6,94	3,98	1,88	7,87
Okt	7,07	3,65	2,08	8,02
Nov	7,68	4,27	1,94	8,71
Des	8,35	4,08	2,20	9,48

Tabell 6: Månedlige Weibull pdf av vindhastighetene på Veiholmen 2011-2021.

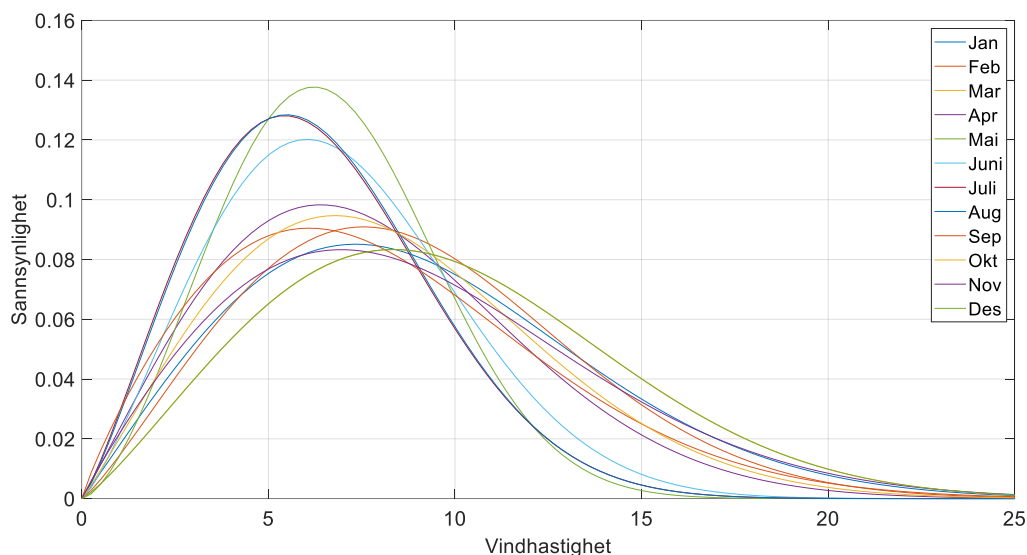


Figur 44: Plot av månedlige Weibull pdf av vindhastighetene på Veiholmen (2011-2021)

Videre har disse dataene blitt regulert med en høyde økning på 20 meter og en z_0 på 0.01 meter. De nye Weibullfordelingene er vist i tabell 7 og visualisert i figur 45. Fordelingene har samme formparameter, men annerledes skaleringsfaktor, og gir derfor gi like forventede produksjonsforhold mellom månedene, men den forventede månedsproduksjonen har økt.

	Gjennomsnittshastighet	Standardavvik	β	η
Jan	9,00	4,70	2,04	10,21
Feb	8,80	4,30	2,18	10,01
Mar	9,70	4,73	2,20	11,00
Apr	7,80	4,09	2,05	8,87
Mai	6,68	2,70	2,58	7,52
Jun	6,90	3,20	2,27	7,80
Jul	6,23	3,10	2,20	7,15
Aug	6,33	3,03	2,22	7,18
Sep	8,03	4,61	1,88	9,12
Okt	8,19	4,22	2,08	9,30
Nov	8,90	4,96	1,94	10,10
Des	9,68	4,73	2,20	10,99

Tabell 7: Weibull pdf for månedene ved 30 meters høyde



Figur 45: Weibull pdf for månedene ved 30 meters høyde

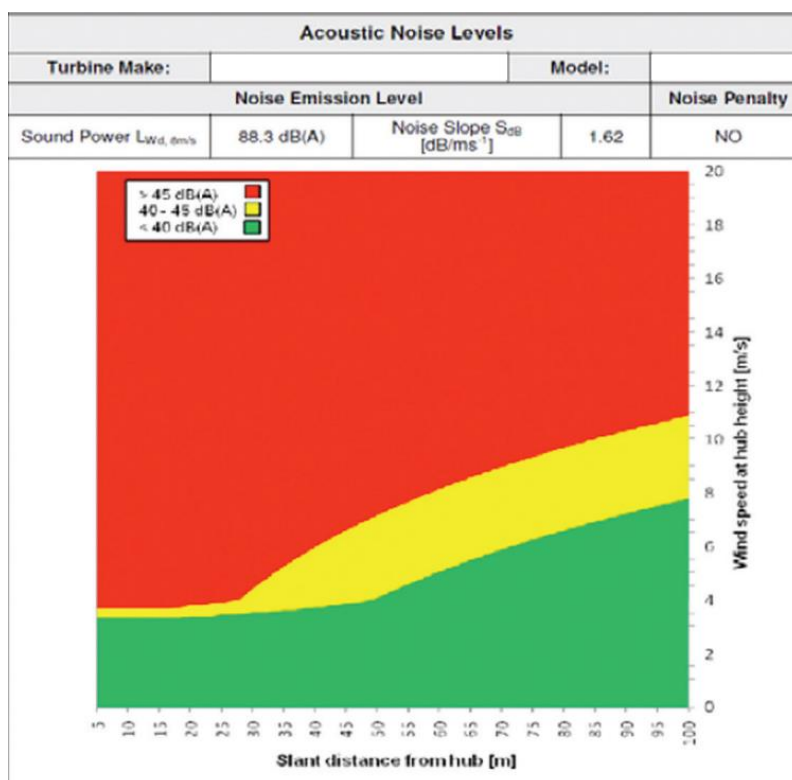
4.4 Valg av utstyr

4.4.1 Vindturbin

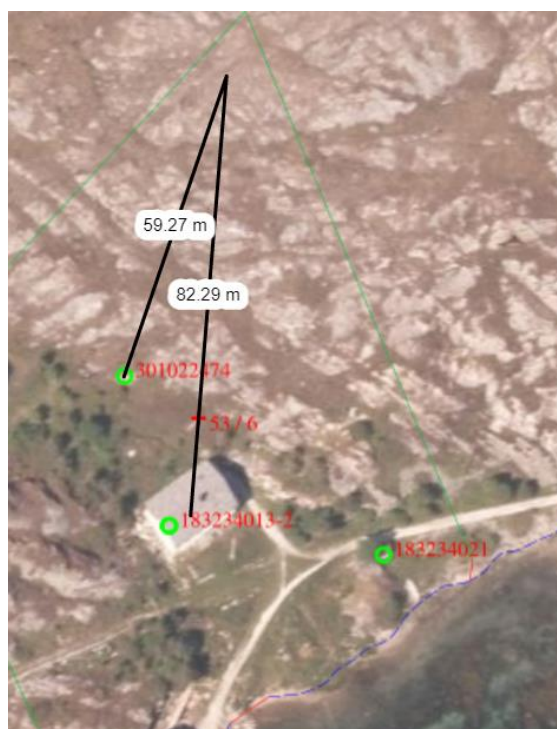
Vindturbiner har de siste årene vært under stor utvikling, og med det har det blitt valgt to vindturbiner som kan tåle varierende og krevende værforhold. Skårøya er lokalisert nær kysten som gjør at vær og vind kan være ekstreme, og det vil derfor være gunstig å velge vindturbiner som er laget for å tåle ekstreme værforhold.

Produksjonsprofilen til en vindturbin er motsatt av forbruksprofilen til Skårøya, der forbruket øker om våren og sommeren. Den akkumulerte Forbruksprofilen til leirskolen for hver måned er vist i figuren under. I løpet av året ligger grunnforbruket på ca. 3 500 kWh i måneden. Basert på denne profilen vil det være ønskelig å velge ut en vindturbin som vil ha forventet produksjon som er tilnærmet lik grunnforbruket. I denne rapporten er det 1 vindturbin som vil bli analysert; SD6 (6kW)

I figur 46 er det vist hvor mye støy vindturbinen «SD6» vil lage ved ulike vindhastigheter, og hvordan støynivået vil variere med avstanden fra turbinen. Figur 13 viser linjer fra en tenkt lokasjon av vindturbinen til ansattboligen og hovedbygget. Det er ca. 50 meter fra turbinen til ansattboligen. Ved å lese av støynivåkurven til turbinen i figur 12, vil dette tilsvare en maksgrense på vindhastigheten for 9 m/s for vindturbinen SD6. For avstanden til hovedbygget på ca. 80 meter vil denne avstanden tilsvare en vindhastighet maksgrense på ca. 10 m/s for vindturbinen.



Figur 46: Støynivå for Vindturbin SD6



Figur 47: Avstand fra ansattbolig og hovedbygning til tenkt lokasjon for installering av Vindturbin

I følge retningslinjene til miljødirektoratet er støygrensen $L_{den} > 45dB$ en årsmiddelverdi. (Miljødirektoratet, 2021) Så lenge vindturbinen SD6 i gjennomsnitt ikke ser en årsmiddel vindhastighet på 9 m/s vil støynivået være innenfor grenseverdien ved denne lokasjonen. Fra tabell 5 kan man se at det vil være en årsmiddelvind på ca 8- 8,5 m/s ved 30 meters høyde over havet på vindturbinen.

4.4.1.1 Vindturbin SD6

Vindturbinen som er valgt for leirskolen er Vindturbinen «SD6». Denne vindturbinen er en 6kW horisontalakslende vindturbin og er en klasse 1 vindturbin. Den er dermed designet for å tåle ekstreme vær og vind forhold, og kunne produsere ved større vindhastigheter. I figur 48 er detaljene på vindturbinen, og i tillegg er det opplyst om at det ikke er aktiv regulering av posisjonen på vindturbinen. Dette vil føre til at vindturbinen vil kunne justere seg etter hvor vinden kommer fra, uten en mekanisk komponent.

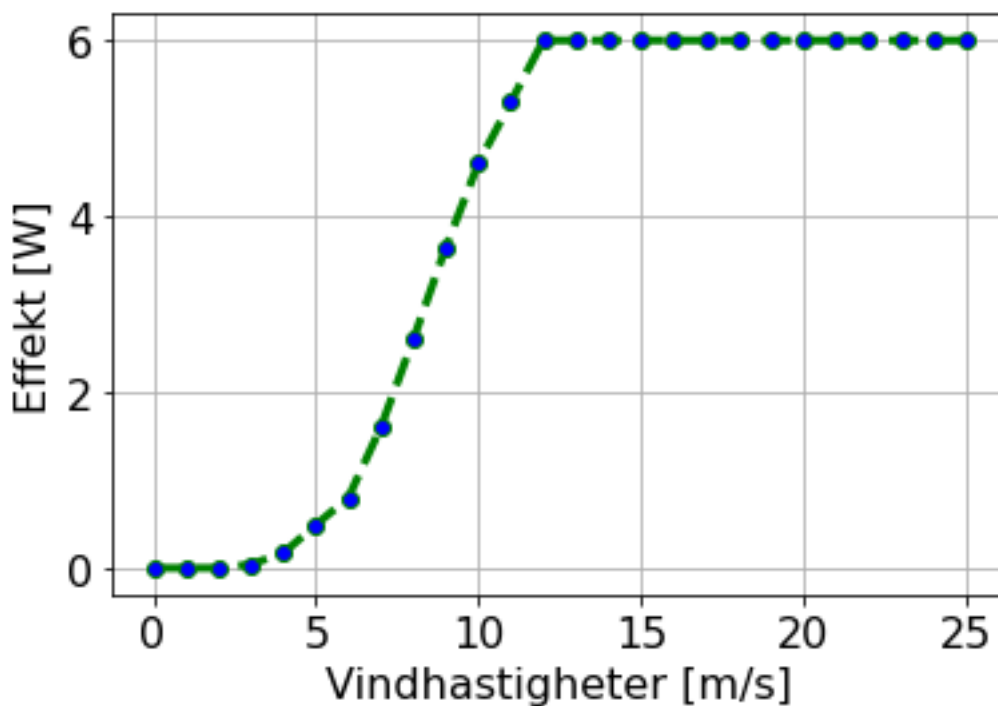
SD6

PRODUCT SPECIFICATION

Rated Power	6kW
Applications	Agricultural, Domestic, Remote Islands, Utility, Telco
Solutions	Grid Tied & Battery Charge, 48V, 300V
Architecture	Downwind, 3 Bladed, Self Regulating
Rotor	5.6m Diameter
Blade Material	Glass Thermoplastic Composite
Generator	Brushless Direct Drive Permanent Magnet
Tower Height Options	9m / 15m / 20m Taperfit Monopole - Hydraulic
Tower Specification	Class 1 Rated / Galvanised Steel
Foundation Options	Pad / Root / Rock Anchor
Cut In Speed	2.5m/s
Cut Out Speed	None - Continuous Operation
Survival Wind Speed	Designed to Class 1 (70m/s)
Warranty	5 Years
Cold Climate Options	Available on Request
Colour Options	Light Grey (RAL7035) Black (RAL9005)

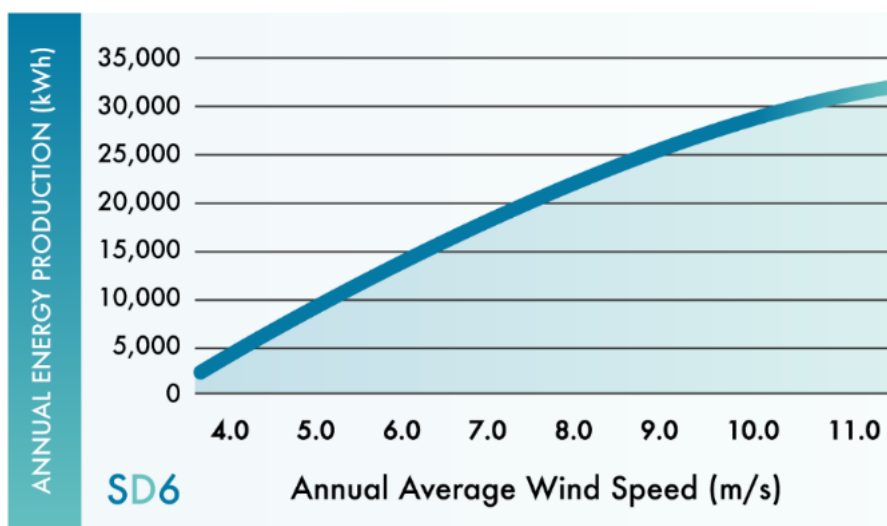
Figur 48: Spesifikasjoner for SD6

Fra Produksjonsselskapet «SD Wind Energy» har det blitt sendt en Excel fil med data som viser effektproduksjons profilen til den småskala vind turbinen «SD6». Disse effektdataene var oppgitt i [mph] (miles per hour) som er manuelt blitt omgjort til [m/s] for hensiktsmessige grunnet bl.a. visuell forståelse og videre utregninger. Effektproduksjonen til denne turbinen ved ulike vindhastigheter er derfor blitt av avrundet med 10W, men er tilnærmet identisk de opprinnelige dataene, og gir samme produksjonskurve. I figur 49, er produksjonskurven til denne turbinen illustrert, og man kan se at turbinen begynner å produsere med en vindhastighet på ca. 3m/s og vil nå sin maksimalproduksjon ved 13 m/s (SD Wind Energy, 2022) Som førnevnt slutter de fleste vindturbiner å produsere strøm over 25 m/s av sikkerhetsmessige årsaker for turbinen, men denne turbinen er designet for å håndtere store vindhastigheter opp til 70 m/s (SD Wind Energy, 2022), som betyr at turbinen vil kontinuerlig produsere maksproduksjon ved økende vindhastigheter over 13 m/s.



Figur 49: Produksjonskurve SD6 (plottet)

Produksjonsselskapet har selv lagt ut estimater for den årligproduksjonen. I figur 50, kan man se hvordan den årlige produksjonen varierer med årsmiddelvinden, og vil øke med ca. 5kWh per m/s. for leirskolen ved 20 meter vil det ifølge denne grafen være en produksjon mellom 20 000 og 25 000 kWh i året.



Figur 50: Årlig produksjon SD6

4.4.2 Solcellepaneler

Produksjon av solcellepaneler har hatt stor utvikling de siste årene og det har blitt mange produsenter å velge mellom av solcellepaneler. Nesten 70% av produksjonen av paneler foregår i Kina (Statista, 2022).

I valget av solcellepaneler er noen av de viktigste faktorene bærekraft og kvalitet. I produksjon av solcellepaneler brukes wafere som er en tynn skive av halvledere (Store Norske Leksikon, 2021). Disse er laget av silisium. I nord-vest Kina utvinnes det en stor andel av silisiumet som brukes i de kinesiske bedriftene som lager silisium wafere. Det har kommet rapporter om brudd på menneskerettigheter og tvungent arbeid for Uyghur befolkningen i utvinningen av silisium i denne regionen (Sheffield Hallam University, 2022). I valget av solcellepaneler bør produsenten som velges ha fokus på bærekraft i alle prosesser.

Solcellebransjen har vært preget av mange forskjellige typer paneler med forskjellige grad av kvalitet. En organisasjon som sammenligner solcellepanelenes kvaliteter er PVEL og DNV/GL som har en test som heter «PV Module Reliability Scorecard». Denne rangerer produsentene av solcellepaneler innenfor «Top performers» (PVEL, 2021).



	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2014
Jinko	■	■	■	■	■	■	■
Trina Solar	■	■	■	■	■	■	■
JA Solar	■	■	■	■		■	■
Q CELLS	■	■	■	■	■	■	
REC Group	■	■	■	■	■	■	
Astronergy	■	■		■	■		■
GCL	■	■	■	■	■		
LONGi	■	■	■	■	■		
Adani/Mundra	■	■	■	■			
Maxeon/SunPower	■	■		■	■		
Phono Solar	■		■	■		■	
Seraphim	■	■	■		■		
Silfab	■	■	■		■		
Vikram Solar	■	■	■		■		
Boviet	■	■	■				
First Solar	■	■		■			
HT-SAAE	■	■		■			
Hyundai	■				■		
LG Electronics	■			■			
Talesun	■				■		
DMEGC	■						
ET Solar	■						
HHDC	■						
Jolywood	■						
Risen Energy	■						
VSUN	■						

Figur 51: Kilde: PVEL Historical scorecard

REC Solar har 6 år på rad fra 2016 til 2021 blitt kåret til en «Top performer» i «PV module reliability scorecard». REC gruppen drives etter «modern slavery act» som innebærer at driften av selskapet og forsyningskjeden skal drives uten brudd på menneskerettigheter (REC Solar, 2021). I denne rapporten er det valgt å bruke solcellepaneler fra dette norskstartede selskapet som produserer solcellepaneler i Singapore med silisium fra blant annet underselskapet REC Solar Norway (tidligere Elkem Solar). Silisiumet fra Norge har et lavt karbonavtrykk på grunn av norsk strømmiks (Rec Solar, 2018). I denne bacheloroppgaven er det valgt å prosjektere solcelleinstallasjonene med REC Solar TwinPeak 4 365 Wp som har følgende spesifikasjoner:

Type panel	Rec Solar TwinPeak 4
Wp/panel	365
Degradering første år	2 %
Degradering resterende år	0,50 %
Garanti	25 år
Effektivitet	20 %
Pris	2500 kr

Tabell 8: Spesifikasjoner solcellepanel fra datablad

Solcellepaneler kan få mange ytre påvirkninger. Saltkorrosjon, hagl, mekanisk belastning og vind er faktorer som vil være viktig for solcellepaneler på Skårøya. Saltkorrosjon er spesielt viktig i kyststrøk hvor konsekvensen kan være misfarging og degradering av solcellepanelene. Panelene har også et lag med glass hvor hagl kan være potensielt skadelig for glasset. Mekanisk belastning som snø har også påvirkning på panelene. Sterk vind kan også forårsake skade på panelene. REC Solar sine paneler er sertifisert for saltkorrosjon standarden, tåler opptil 35 mm store hagl, er sertifisert for stor mekanisk belastning og tåler vind opp til sykklon styrke (REC Group, 2022).

I tillegg til gode spesifikasjoner på panelene har selskapet fokus på resirkulering av vann brukt i produksjonsprosessen, resirkulering av slam fra saging av wafere som etter behandling kan brukes på nytt som silisium i produksjonsprosessen, energibruk fra egen solcelleinstallasjon på fabrikken, resirkuleringsprogram for brukte solcellepaneler og fokus på sirkulærøkonomi (REC group, 2021).

4.4.3 Invertere

Ved valg av invertere for denne bacheloroppgaven ble det tidlig bestemt å bruke utstyr fra SMA Solar Technologies fordi dette er et anerkjent merke som ofte brukes i kombinasjon med solcellepaneler fra REC Solar (Unbound Renewable Energy, 2022). Ved valg av invertere for denne bacheloroppgaven ble det tidlig bestemt å bruke utstyr fra SMA Solar Technologies fordi dette er et anerkjent merke som ofte brukes i kombinasjon med solcellepaneler fra REC Solar (Unbound Renewable Energy, 2022).

SMA er et stort tysk selskap som spesialiserer seg på å invertere til solcellesystemer, og har mange produkter i det norske markedet som passer til solcelleanlegg i ulike størrelser.

Blant produktene fra SMA er det Sunny Tripower inverterne som passer best til størrelsene på mulige solcelleanlegg på Skårøya. Blant Tripower produktene dekkes en veldig stor rekkevidde av produsert effekt, fra 1 kW helt opp til 100 kW (Europe Solar Store, 2022). For dette prosjektet vil denne rekkevidden håndtere alle mulige realistiske anlegg som prosjekteres.

Ved valg av størrelse på inverteren er det hensiktsmessig å underdimensjonere utstyret i forhold til maksimaleffekten til solcelleanlegget. Dette skyldes at solcelleanlegg sjelden når maksimal effekt og at det typisk er tap i anlegget. Dette avviket fra maksimal effekt estimeres til å være 15-20 %, og for inverteren fører avvik fra nominell verdi til større tap under transformeringen fra DC til AC. Dermed er det ønskelig å ha en inverter som vil operere nærmere sin nominelle verdi så ofte som mulig, og dette gjøres ved å underdimensjonere inverteren i forhold til solcelleanlegget med ca. 15-20 %.

4.4.4 Sjøvarmepumpe

Gjennom kommunikasjon med ulike produsenter av varmepumper har gruppen endt opp med en varmepumpe fra Bosch av typen Bosch Compress 6000 4,5 LW/M. Denne har en varmeeffekt på 4,7 kW, altså over behovet til bygget, og en tilført effekt på bare 1,4 kW. Ved å ta i bruk en slik varmepumpe vil en dermed kunne redusere det maksimale forbruket med 4,6 kW, eller 77%.

Til tross for prosjektgruppens gjentatte forsøk var det ikke mulig å oppdrive kostnader for installasjon av et slikt anlegg fra lokale installatører. Flere ulike selskaper ble kontaktet, men respons var sjelden og i tilfeller hvor gruppen fikk svar var det ikke mulig å oppdrive kostnader med mindre realiteten i prosjektet var sikker. Grunnet mangel på slik markedsinformasjon kan det ikke estimeres mer nøyaktig enn estimerer på 100 000 – 300 000 kr fra Energismart. Grunnet vanskeligheter med tilkomst til Skårøya er det reelt å anta at kostnader vil være i det dyrere sjiktet, altså 300 000 kr.

4.5 Forberedende undersøkelser av muligheter

Før simulering og vurdering av ulike scenarier kan gjøres, må det bestemmes hvordan installasjoner skal utføres på de ulike byggene. Av denne grunn er det blitt utført individuelle simuleringer på enkelte bygg for å bestemme hvordan den best mulige konfigurasjonen av solceller blir på det bestemte bygget. Slike vurderinger blir basert på effektivitet og total produksjon, med noen få grove økonomiske betraktninger. I denne tidlige fasen er det ikke mulig å utarbeide en detaljert og fullstendig økonomisk analyse av mulighetene, men forskjell i mengden krevde paneler eller invertorer blir brukt som klare indikatorer på kostnad, samt klare forskjeller i installasjonsmetode.

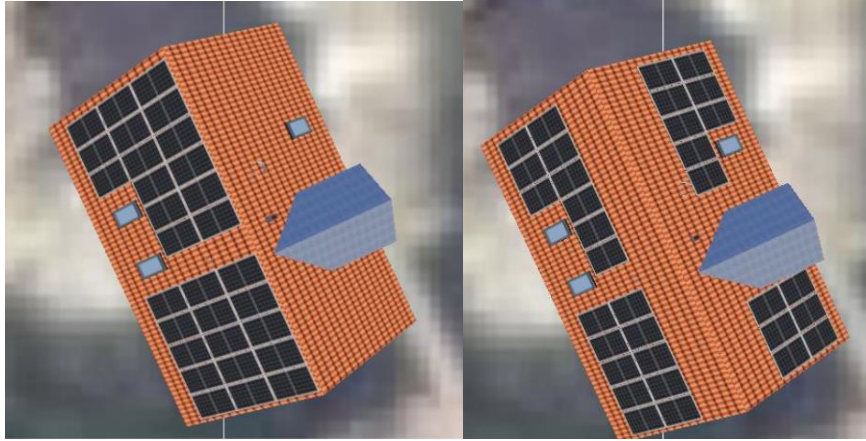
Naustet	Hovedbygningen	Internatet	Ansattbolig	Solceller i terreng
<ul style="list-style-type: none">• Montering på begge sider av taket.• Montering bare på sørvestlige side.	<ul style="list-style-type: none">• Montering på begge sider av taket.• Montering bare på sørøstlige side.• Montering bare på nordvestlige side.	<ul style="list-style-type: none">• Montering på begge sider.• Montering bare på sørøstlige side.• Montering bare på nordvestlige sider.	<ul style="list-style-type: none">• Bare en mulig takflate for montering.	<ul style="list-style-type: none">• Muligheter for å montere solcellepaneler på bakke i området.

Figur 52: Alle mulige konfigurasjoner av solcellepaneler for hvert bygg.

4.5.1 Naustet

Naustet ligger lengst sør av alle bygningene i prosjektet og har et saltak med sider mot nordøst og sørvest. På den nordøstlige siden er det et karnapp som skaper mer skygge, samt et vindu som hindrer plassering av solcellepanel. På den sørvestlige siden er det to slike vinduer som reduserer mengden paneler som kan monteres.

I henhold til NEK 400 712C.2.2 kan solcelleinstallasjoner på tak som utnytter begge sider av taket, ikke ha moduler i en avstand mindre enn 0.6m fra takmønet. På grunn av dette vil det være en mindre rad med solcellepaneler på hver side av taket. Av denne normen oppstår det da to muligheter. Det kan monteres paneler på begge sider av taket med færre rader på hver side, eller det kan monteres bare på en side av taket med flere paneler. Disse konfigurasjonene, vist under har blitt analysert videre i PVSol.



*Figur 53: Venstre: naustet konfigurert med paneler kun på sørvest side.
Høyre: Naustet konfigurert med paneler på nordøst side.*

Videre vil solcellepaneler på begge sider av taket bli kalt konfigurasjon 1 og paneler bare på sørvest-side kalt konfigurasjon 2.

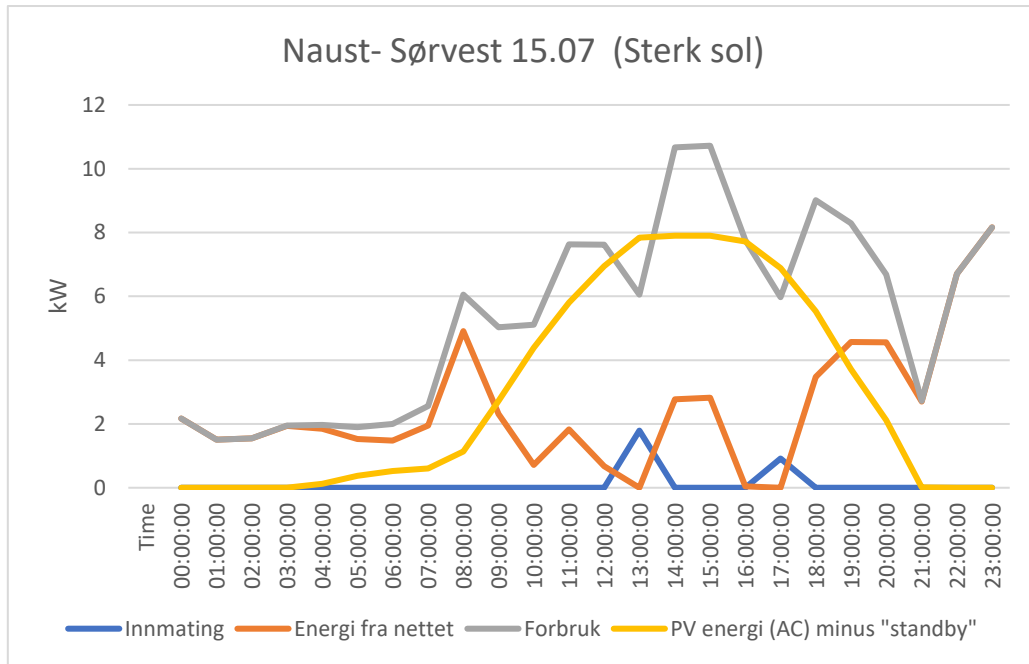
Konfigurasjon 1 vil gi en reduksjon i installert effekt på 1 kWp, men vil også gi en økning i effektiviteten samt større total produksjon over et år. Fordi det er mindre blokkeringer på den sørvestlige siden er det også mindre tap grunnet skyggelegging av paneler, som resulterer i en reduksjon fra 2,5 % til 0,6 %.

En fordel med å ha paneler på hver side av taket er at solen vil treffe panelene over en større tidsperiode av dagen, og kan dermed dekke behovet lengre. Konfigurasjon 1 vil dekke mer av forbruket, mens konfigurasjon 2 selger mer tilbake til nettet.

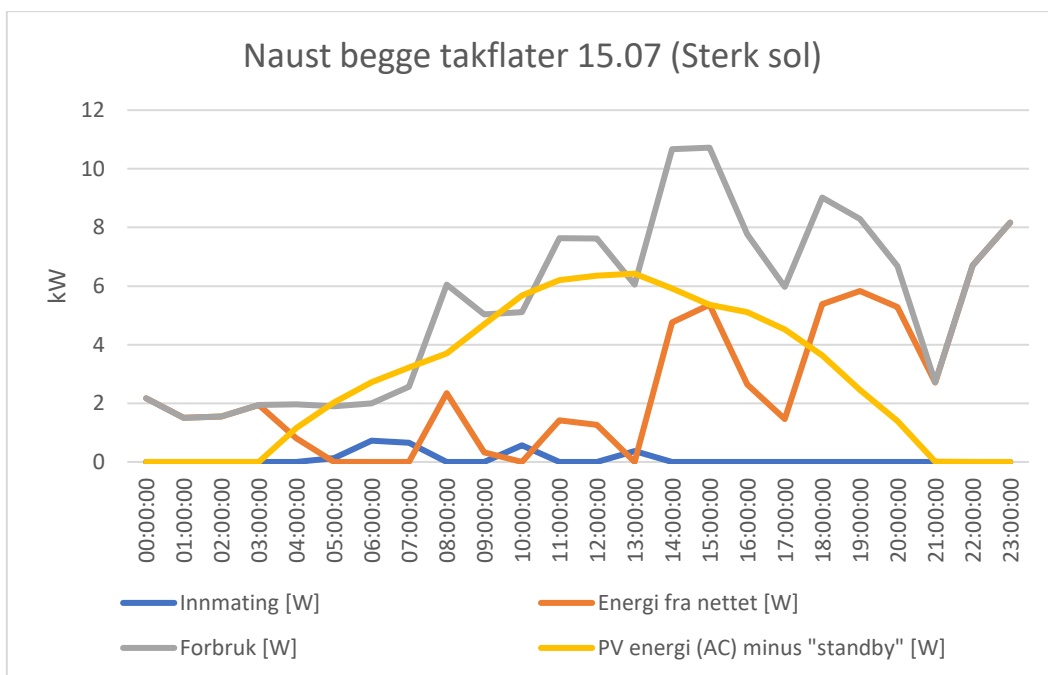
Simuleringsresultater		
Installasjon	Naust begge sider	Naust bare sørvest
Antall moduler	33	30
Installert effekt	12,05 kWp	10,95 kWp
Spesifikk ytelse	731,88 kWh/kWp	832,49 kWh/kWp
Effektivitet	84,53 %	86,44 %
Skyggereduksjon	2,5 %/år	0,6 %/år
Årlig produksjon	8 844 kWh/år	9 130 kWh/År
Til eget bruk	8 149 kWh/År	8 088 kWh/År
Levert til nettet	695 kWh/År	1 042 kWh/År
Andel til eget bruk	88,6 %	92,1 %
Årlig forbruk	46 283 kWh/År	46 298 kWh/År
Energimengde solkraft	8 088 kWh/År	8 149 kWh/År
Energimengde nett	38 195 kWh/År	38 149 kWh/År
Andel sol	17,5 %	17,6 %
Inverter	STP10.0	STP8.0
kWp / inverter	120,5 %	136,9 %

Tabell 9: Sammenligning av resultater fra PVSol for 2 konfigurasjoner på naustet.

Figur 54 og figur 55 viser en dag med sterk sol for de to konfigurasjonene, og man kan observere at produksjonskurven dekker en lengre periode med konfigurasjon 1, mens konfigurasjon 2 er kortere og dekker en senere periode. Dette skyldes selvsagt at denne siden er mot vest hvor solen går ned om kvelden. Det kan også sees her at forbruket til dette anlegget er delvis forskjøvet mot kvelden, slik at produksjonen fortsatt dekker en stor andel av forbruket med konfigurasjon 2.



Figur 54: Energiflyt for konfigurasjon 2 for en dag med sterk sol.



Figur 55: Energiflyt for konfigurasjon 1 for en dag med sterk sol.

Fordi konfigurasjon 2 har bedre effektivitet, større total produksjon, mindre tap av skyggelegging, og passer bedre med forbruksprofilen til anlegget, har prosjektgruppen valgt å gå videre med denne konfigurasjonen for naustet.

Det å bare montere paneler på en side av taket, samt å bruke tre færre paneler vil også sannsynligvis gjøre dette til den billigere løsningen med hensyn på installasjon.

4.5.2 Internatet

Solcelleinstallasjoner kan gjøres hensiktsmessig på Internatet i 3 forskjellige konfigurasjoner:

Konfigurasjon 1: Solceller på Internatet på taket som er vendt nordvest

Konfigurasjon 2: Solceller på Internatet på taket som er vendt sørøst

Konfigurasjon 3: Solceller på begge disse takene



Figur 56: Venstre - Konfigurasjon 1 med solceller retter nordvest

Midten – Konfigurasjon 2 med solceller på takflate sørøst

Høyre – Konfigurasjon 3 med solceller på begge takflater

Med kun solceller på konfigurasjon 1 vil den spesifikke ytelsen for kWh per kWp per år være helt nede i 480 kWh/kWp på grunn av deres orientering i forhold til sola og terrenget. Som en tilnærming kan en solcelleinstallasjon på denne breddegraden optimalt ha en spesifikk ytelse mellom 981 kWh/kWp og 710 kWh/kWp (Teknisk Ukeblad, 2022). For 26 solcellepaneler med 1 inverter vil årsproduksjonen på 4571 kWh kunne karakteriseres som lav for en installasjon på denne størrelsen.

Solceller montert i konfigurasjon 2 har med 929 kWh/kWp en høy spesifikk ytelse for denne breddegraden. I tillegg er årsproduksjonen på 8837 kWh og denne installasjonen må kunne karakteriseres som gunstig.

Konfigurasjon 3 med solceller på begge tak reduserer ikke antall solceller slik som på Naustet, da denne solcellepanelinstallasjonen er i henhold til NEK:400-772-C-2-2. Det er likevel kun 58.4% av solstrømmen som vil bli brukt i eget forbruk sett fra forbruket til måler 2 på Internatet i 2021. Resten vil bli solgt til nettet.

Konfigurasjon 3 vil produsere 2000 kWh mer per år som vil bli brukt til eget anlegg enn konfigurasjon 2. Sett ut ifra investeringskostnader på 26 solcellepaneler ekstra og en større inverter på konfigurasjon 3 i forhold til konfigurasjon 2, i tillegg til installasjonskostnader som hører med for 2 forskjellige takflater kan det være vanskelig å forsvare løsning med solceller på begge tak.

Det er derfor valgt å gå videre med konfigurasjon 2 med solceller på Sørøstlig vendt tak for dypere analyse med LCOE, uten å se på energiflyten.

Simuleringsresultater			
Installasjon	Internatet Nordvest	Internatet Sørøst	Internatet Nord og Sør
Antall moduler	26	26	52
Installert effekt	9,49 kWp	9,49 kWp	18,98 kWp
Spesifikk ytelse	480,14 kWh/kWp	929,69 kWh/kWp	708,03 kWh/kWp
Effektivitet	85,07 %	86,69 %	86,52 %
Skyggereduksjon	1,5 %/År	0,7 %/År	1,1 %/År
Årlig produksjon	4 571 kWh/År	8 837 kWh/År	13 464 kWh/År
Til eget bruk	3 767 kWh/År	5 802 kWh/År	7 877 kWh/År
Levert til nettet	804 kWh/År	3 035 kWh/År	5 587 kWh/År
Andel til eget bruk	82,40 %	65,60 %	58,40 %
Årlig forbruk	25 176 kWh/År	25 176 kWh/År	25 188 kWh/År
Energimengde solkraft	3 767 kWh/År	5 802 kWh/År	7 877 kWh/År
Energimengde nett	21 410 kWh/År	19 375 kWh/År	17 311 kWh/År
Andel solkraft	15,00 %	23,00 %	31,30 %
Inverter	STP8.0	STP8.0	Sunny tripower 15000
kWp / inverter	118,6 %	118,6 %	126,5 %

Tabell 10: Sammenligning av resultater fra PVSol for konfigurasjoner av internatet.

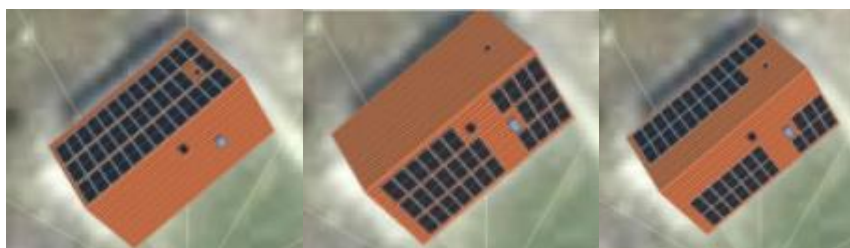
4.5.3 Hovedbygget

Hovedbygget kan også installeres i 3 forskjellige konstellasjoner.

Konfigurasjon 1: Solceller på taket som er vendt nordvest

Konfigurasjon 2: Solceller på taket som er vendt sørøst

Konfigurasjon 3: Solceller på begge disse takene



Figur 57: Venstre - Konfigurasjon 1 med solceller på takflate nordvest

Midten – Konfigurasjon 2 med solceller på takflate sørøst

Høyre – Konfigurasjon 3 med solceller på begge takflater

Konfigurasjon 1 har 38 paneler og en noe lav spesifikk ytelse på 554 kWh/kWp. Det vil imidlertid produseres 7700 kWh per år.

Konfigurasjon 2 har 7 paneler mindre enn konfigurasjon 1. Disse har høy spesifikk ytelse på 914 kWh/kWp og vil dermed produsere nesten 3000 kWh mer enn konfigurasjon 1 per år.

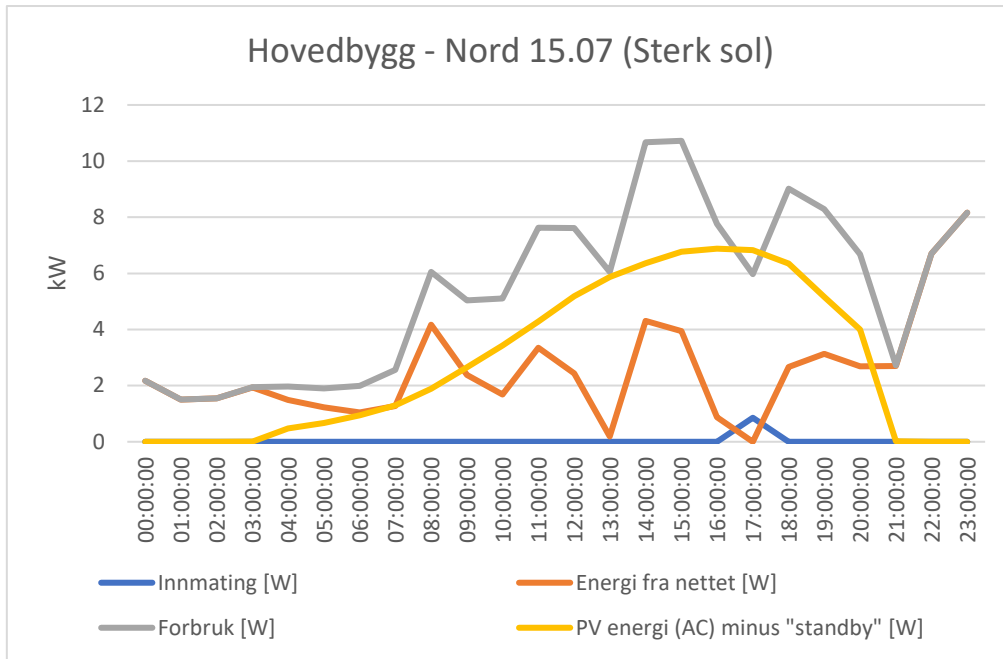
Konfigurasjon 3 har god spesifikk ytelse på 705 kWh/kWp og vil produsere 1000 kWh mer per år enn konfigurasjon 2. Det er 13 flere solcellepaneler i konfigurasjon 3 og det skal i tillegg installeres på to takflater med en større inverter enn konfigurasjon 2.

Når det skal installeres solceller på begge takflater vil igjen normen i NEK:400-772-C-2-2 inntreffe og dermed reduseres antall paneler på begge takflater mot takmønet. Dermed blir det kun 1000 kWh mer produksjon per år for begge takflater. Konfigurasjon 2 vil komme best ut med tanke på installasjonskostnader og investeringskostnader, og konfigurasjon 3 vil komme best ut i forhold til produksjon.

Simuleringsresultater			
Installasjon	Hovedbygg Nord	Hovedbygg Sør	Hovedbygg Nord og Sør
Antall moduler	38	31	44
Installert effekt	13,87 kWp	11,32 kWp	16,06 kWp
Spesifikk ytelse	553,91 kWh/kWp	914,02 kWh/kWp	704,91 kWh/kWp
Effektivitet	86,97 %	87,29 %	84,65 %
Skyggereduksjon	1,8 %/År	1,4 %/År	1,0 %/År
Årlig produksjon	7 697 kWh/År	10 356 kWh/År	11 347 kWh/År
Til eget bruk	6 987 kWh/År	8 871 kWh/År	9 864 kWh/År
Levert til nettet	710 kWh/År	1 486 kWh/År	1 483 kWh/År
Andel til eget bruk	90,80 %	85,60 %	86,90 %
Årlig forbruk	46 283 kWh/År	46 283 kWh/År	46 295 kWh/År
Energimengde solkraft	6 987 kWh/År	8 871 kWh/År	9 864 kWh/År
Energimengde nett	39 296 kWh/År	37 413 kWh/År	36 431 kWh/År
Andel sol	15,10 %	19,20 %	21,30 %
Inverter	STP10.0	STP10.0	Sunny tripower 15000
kWp / inverter	138,7 %	113,2 %	107%

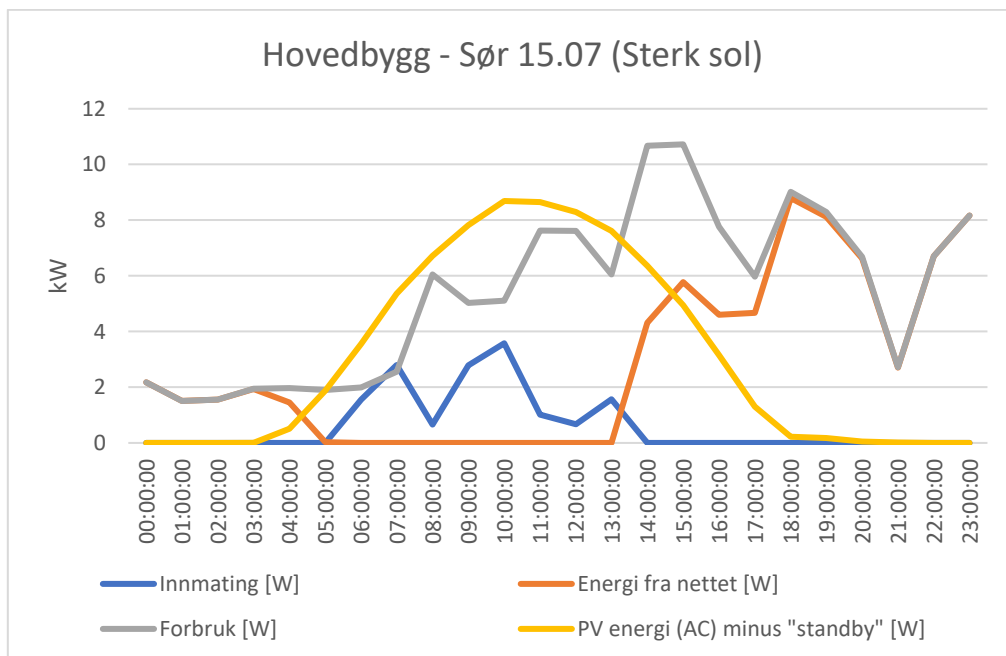
Tabell 11: Sammenligning av resultater fra PVSol for konfigurasjoner av hovedbygget.

For beste valg av konfigurasjon i de forberedende undersøkelsene blir det nødvendig å se på energiflyten. Med solcellepanelene på konfigurasjon 1 som er vendt mot nordvest vil hovedproduksjonen foregå på ettermiddagen og mot kvelden.



Figur 58: Energiflyt for konfigurasjon 1 på en sterk solskinnsdag.

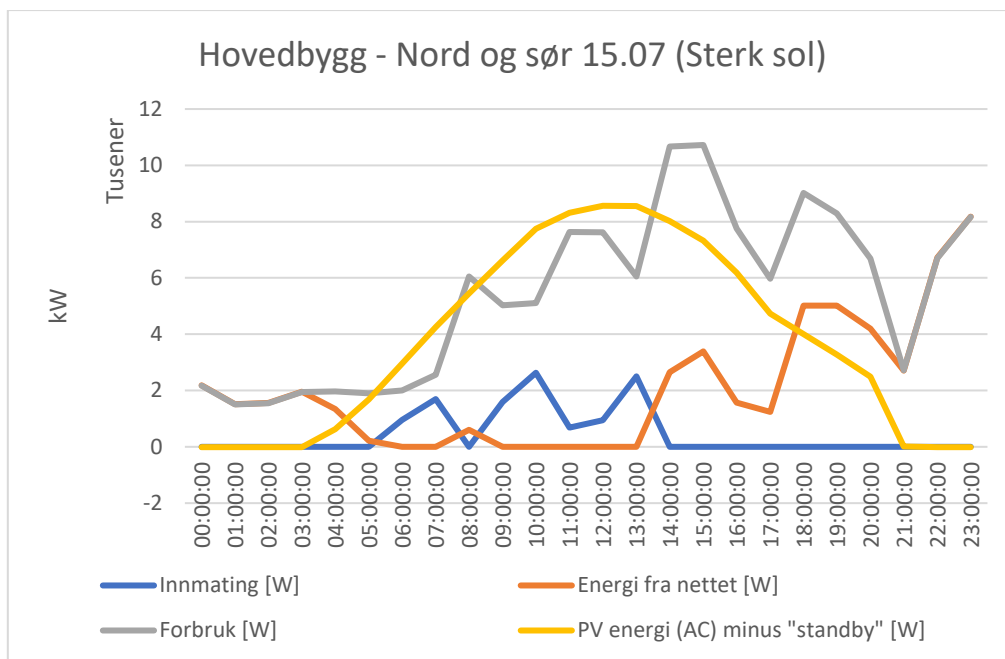
Med solcellepanelene på konfigurasjon 2 som er vendt mot sørøst vil hovedproduksjonen foregå på morgenen og midt på dagen.



Figur 59: Energiflyt for konfigurasjon 2 på en sterk solskinnsdag

Med konfigurasjon 3 med solceller på begge takene vil hovedproduksjonen foregå midt på dagen og strekke seg lenger ut mot ettermiddagen og kveld. I analysen av elhub data fra måler

1 vises det at det foregår to topper av bruk av energi. Disse foregår på morgenen når det lages frokost og ettermiddag når det lages middag på kjøkkenet. Ved valg av konfigurasjon 3 vil man dekke mer av energiforbruket på ettermiddagen og dermed er konfigurasjon 3 den mest gunstige løsningen.



Figur 60: Effektflyt for konfigurasjon 3 på en sterk solskinnssdag

4.5.4 Ansattbolig

Den fremtidige ansattboligen er prosjektert med 9 graders helning på tak, som er da betraktet som et flatt tak i normen NEK:400-772 tillegg C-2-2. Normen presiserer at solcellene skal være montert i minst 1 meter avstand fra en av takets ytterkanter. Denne tolkningen av forskriften som er angitt i normen kan tenkes å være beregnet til typiske flate tak på høye bygninger. På plantegningen fra Eggen Arkitekter er ansattboligen prosjektert med høyde på bygningen fra 4 meter til 5.5 meter. Det vil her være rom for å ta en egen risikovurdering for å avvike fra normen og dermed få brukt hele takflaten for montasje av solcellepaneler. Bruk av hele takflaten er vist i figur



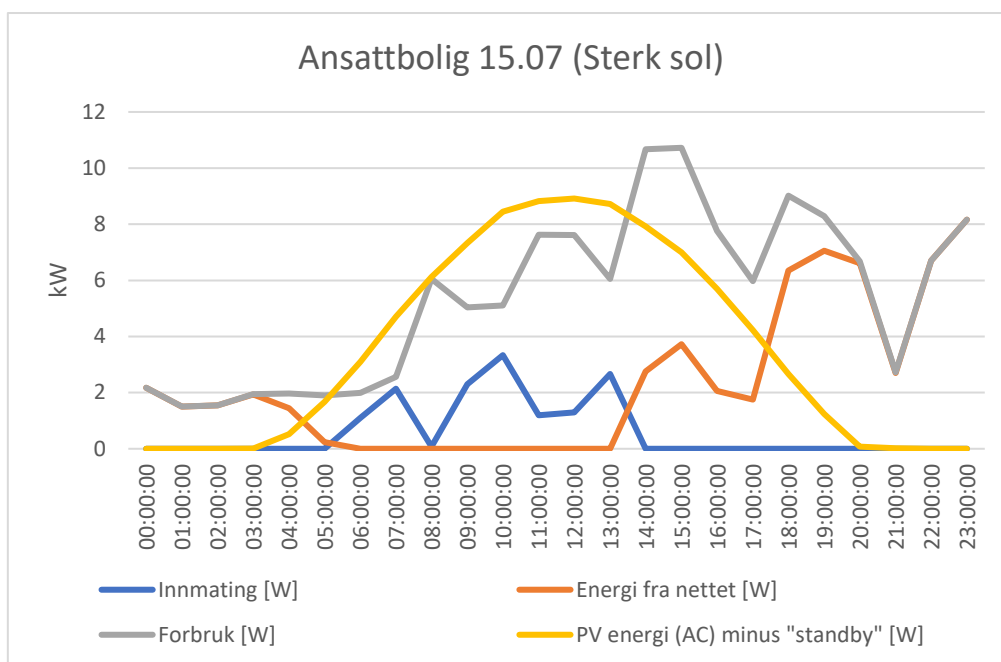
Figur 61 Solcelleinstallasjon på ansattbolig

Med en produksjon på 11 000 kWh per år på 36 paneler med god spesifikk ytelse kWh/kWp på ansattboligen vil dette være en lønnsom installasjon. Produksjonen til ansattboligen er like stor som med 44 paneler på to takflater til hovedhuset.

Simuleringsresultater	
Installasjon	Ansattbolig
Antall moduler	36
Installert effekt	13,14 kWp
Spesifikk ytelse	849,43 kWh/kWp
Effektivitet	88,33 %
Reduksjon pga. skygge	0,4 %/År
Årlig produksjon	11 176 kWh/År
Til eget bruk	9 576 kWh/År
Levert til nettet	1 600 kWh/År
Andel til eget bruk	85,70 %
Årlig forbruk	46 283 kWh/År
Energimengde solkraft	9 576 kWh/År
Energimengde nett	36 708 kWh/År
Andel solkraft	20,70 %
Inverter	SMA STP 10.0 - 3AV-40
kWp / inverter	131,4%

Tabell 12: Resultater fra PVSol for ansattbolig.

Produksjonen vil være på topp midt på dagen og vil dermed ha en profil typisk for et sørvendt tak for solcellepaneler.

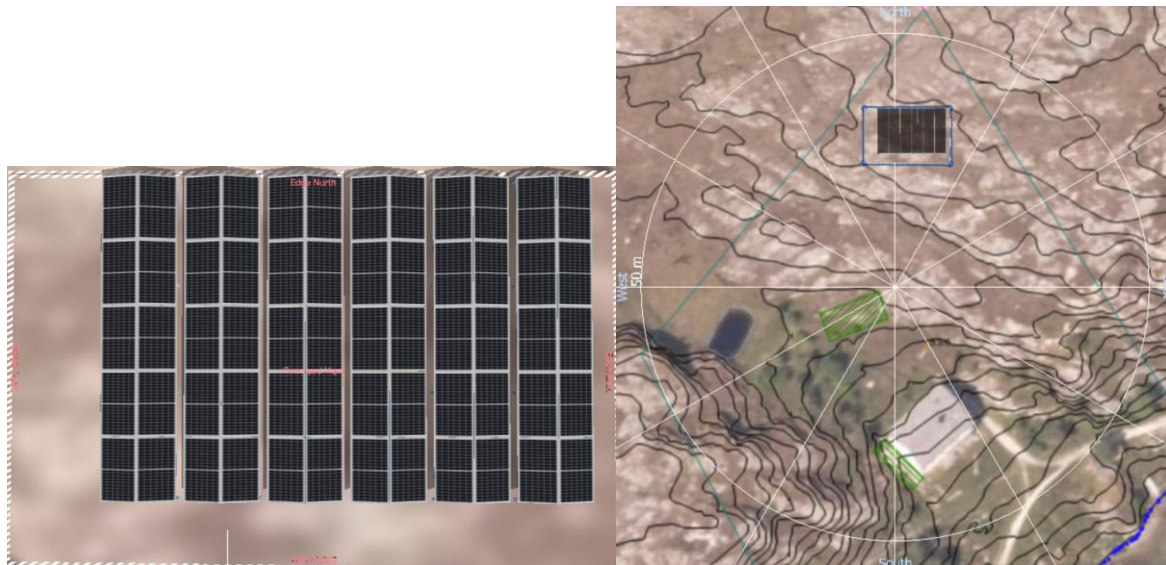


Figur 62: Energiflyt for Ansattbolig på en sterk solskimmsdag

4.5.5 Solceller i terreng

Eiendommen til Hitra leirskole har et stort ubrukt område nord for hovedhuset. I dette området finnes det muligheter for solceller montert i terrenget som kan brukes som en løsning istedenfor solceller på tak. To måter å montere solceller i terreng på vil være å ha solcellepaneler i sørvendt konfigurasjon eller solcellerpaneler i øst-vest konfigurasjon. Med tanke på at dimensjonerende referansevind til Hitra ligger på 30 m/s i henhold til NS-EN 1991-1-4:2005/NA:2009, er et montasjesystem med maksimum 10 graders helning fornuftig i forhold til vindlasten på installasjonen.

Det er to områder med mindre høydeforskjeller hvor det antakeligvis er praktisk å få bygget et montasjesystem for solcellepark. Ett lenger nord oppe på berggrunn, og ett rett nord for ansattboligen som har noe myr i tillegg til berggrunn. For visualisering og simulering er det valgt å bruke området som bare har berggrunn lengst nord.



Figur 63: Solpark med 60 paneler i øst-vest konfigurasjon. Venstre: nærbilde, Høyre: oversiktsbilde



Figur Solpark med 60 paneler i sørvendt konfigurasjon. Venstre: nærbilde, Høyre: oversiktsbilde

Solceller i terreng vil kunne ha mange forskjellige konfigurasjoner basert på antall solcellepaneler plass til i terrenget som er egnet. Antall solcellepaneler lagt til grunn i denne simuleringen er et konservativt anslag basert på å bruke mest mulig av produsert solenergien selv, en annen konstellasjon kunne ha vært enda flere paneler hvor det vil bli mer salg av solenergi til nettet.

Øst-vest konfigurasjon og sørvendt konfigurasjon med samme inngangsparametere har en forskjell i at øst-vest vil produsere 1400 kwh mindre i løpet av året enn sørvendt konfigurasjon. Sørvendt solpark spesifikk ytelse er omtrentlig 70 kWh/kWp mer enn øst-vest konfigurasjon.

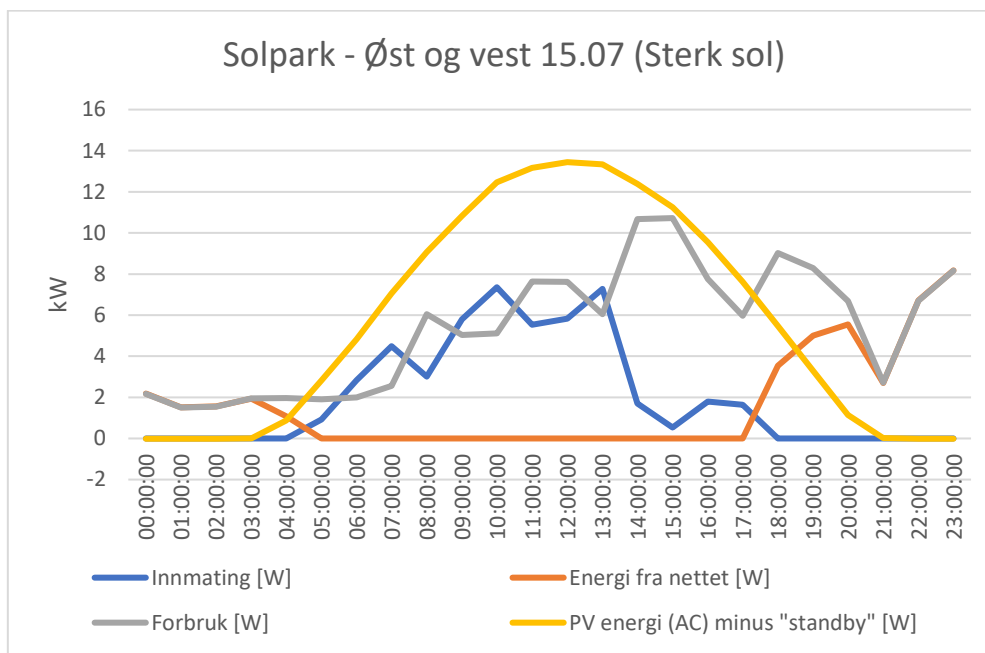
Samtidig så vil øst-vest konfigurasjon produsere noe lengre ut på kvelden, men ikke mye. I øst-vest konfigurasjon vil 11900 kwh gå til eget forbruk, mens i sørvendt konfigurasjon vil 12350 kwh gå til eget forbruk og dermed er forskjellen på omtrent 450 kwh. For å dekke mer av egenforbruket på vår og høst kan man øke antall solcellepaneler, men da vil også salget til nettet på sommeren øke når strømmen er som billigst.

Det kan være utfordringer med kostnad knyttet til installasjon av montasjesystemet og vindlast de forskjellige systemene vil klare å håndtere. I praksis kan det være montasjesystemene som avgjør hvilken type av øst-vest eller sørvendt som bør brukes.

Simuleringsresultater		
Installasjon	Solpark 1 Øst-vest	Solpark 2 Sørvendt
Antall moduler	60	60
Installert effekt	21,90 kWp	21,90 kWp
Spesifikk ytelse	727,83 kWh/kWp	795,11 kWh/kWp
Effektivitet	82,45 %	81,33 %
Skyggereduksjon	1,0 %/År	1,1 %/År
Årlig produksjon	15 965 kWh/År	17 439 kWh/År
Til eget bruk	11 899 kWh/År	12 355 kWh/År
Leverert til nettet	4 066 kWh/År	5 084 kWh/År
Andel til eget bruk	74,50 %	70,80 %
Årlig forbruk	46 295 kWh/År	46 295 kWh/År
Energimengde solkraft	11 899 kWh/År	12 355 kWh/År
Energimengde nett	34 396 kWh/År	33 940 kWh/År
Andel solkraft	25,70 %	26,70 %
Inverter	Sunny Tripower 20000TL-30	Sunny Tripower 20000TL-30
kWp / inverter	100,95%	100,96 %

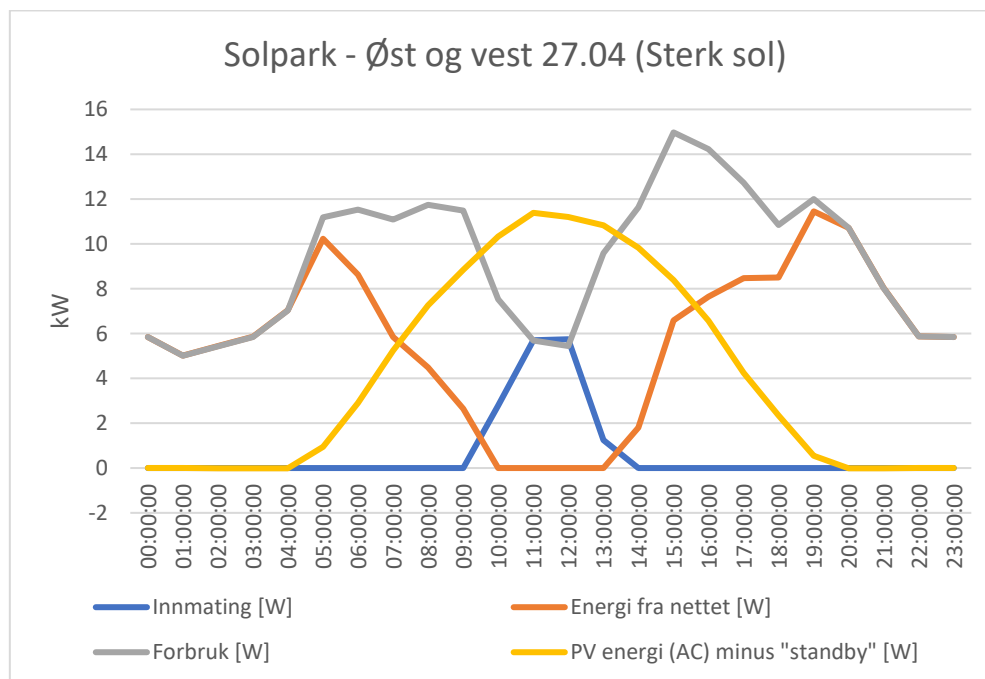
Tabell 13 Resultater fra PVSol for to ulike solparker.

Øst-vest konfigurasjon får en produksjon på 14.74 kwh midt på dagen og slutter sin produksjon etter kl. 20 på kvelden en sterk solskinnsdag i juli.



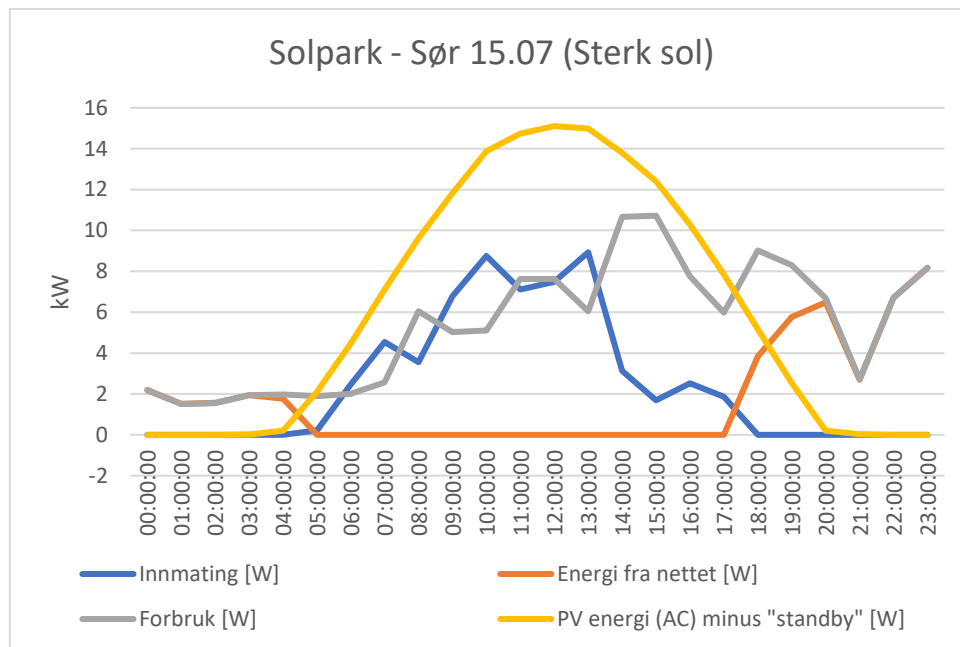
Figur 64 Øst-vest konfigurasjon en sterk solskinnsdag i juli

Øst-vest konfigurasjon har mest produksjon midt på dagen mellom de to periodene det er mest forbruk på måler 1 denne dagen i april.



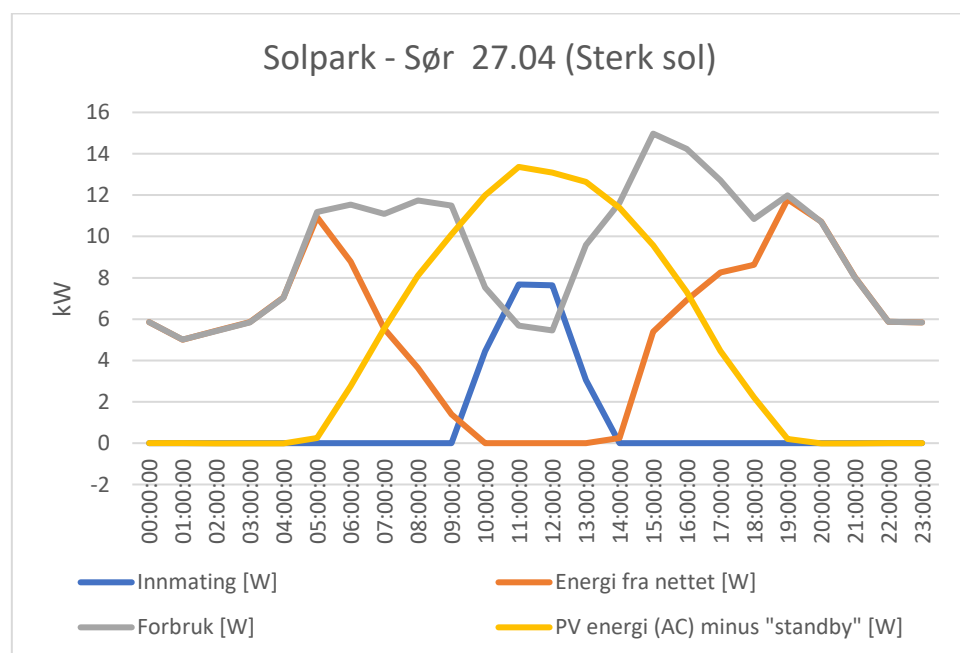
Figur 65 Øst-vest konfigurasjon en sterk solskinnsdag i april

Solpark med sørvendt konfigurasjon får en produksjon på opptil 16.75 kwh midt på dagen og slutter sin produksjon kl. 20 på kvelden.



Figur 66 Sørvendt konfigurasjon en sterk solskinnsdag i juli

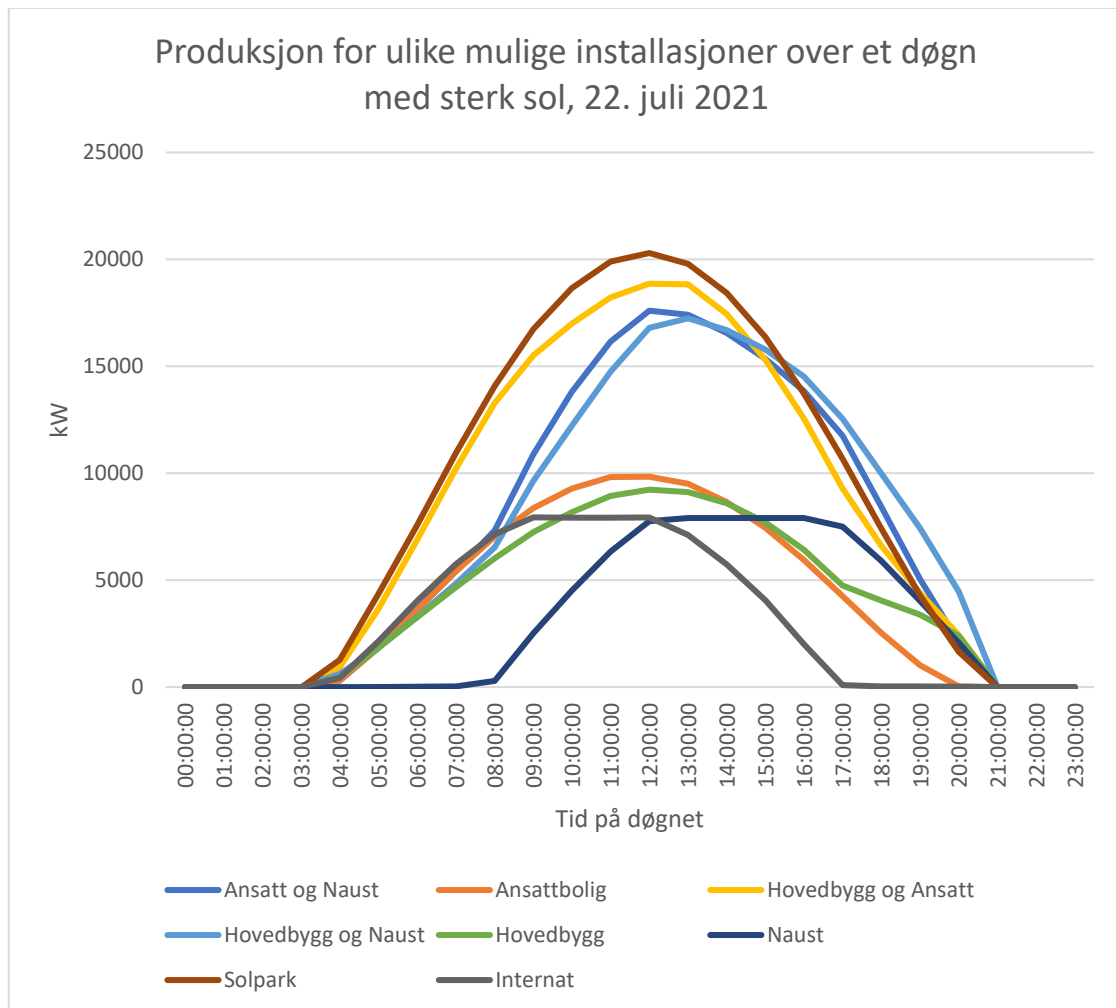
Sørvendt konfigurasjon har også mest produksjon midt på dagen mellom de to periodene det er mest forbruk på måler 1 denne dagen i april.



Figur 67 Sørvendt konfigurasjon en sterk solskinnsdag i april

4.6 Valg av caser

Nå som grunnleggende undersøkelser er gjennomført for solcelleinstallasjoner og de beste løsningene for individuelle installasjoner er funnet, kan det dannes caser som skal sees på videre i prosjektet. Basert på solcelleundersøkelsene ble figuren under utformet for å vise produksjonen til ulike kombinasjoner.



Figur 68 Grafisk fremstilling av produksjon ved ulike mulige solcelleinstallasjoner over en dag med sterk sol.

Basert på resultatene vist i figur 68 er det identifisert at det er ønskelig å se på to ulike typer solcelleinstallasjon, basert på kW produsert i løpet av en dag med mye sol. En mindre case med bare en installasjon, og en større case med to installasjoner.

Når det gjelder solcelleinstallasjon i terreng ble det gjort videre undersøkelser og Solenergiklyngen kunne meddele at de ikke kjenner til noen solparker montert på berggrunn i

Norge. I tillegg kunne en annen rådgiver hos Solenergiklyngen meddele at solcelleinstallasjoner på berggrunn ikke er kommersielt utbredt og det finnes lite data angående løsningen. Det poengteres at det mest sannsynlig er en fordyrende løsning sammenlignet med et solcellerack på flat mark. Et annet poeng som kommer fram, er at ballast til solparken i forhold til vindlasten på Skårøya bør prioriteres framfor optimalt skråstilte paneler som vil gi høyest årsproduksjon om et slikt prosjekt kan realiseres. I tillegg kommer andre fordyrende elementer som sikring av solcelleparken som vanligvis gjøres ved å inngjerde området til solparken.

Kommunikasjon med Kverneland Energi som har installert solparker viser til at den type montasje som ofte er brukt i bransjen for slike systemer antageligvis vil ha utfordringer i forhold til at det må støypes betongfundamenter på berggrunn for festing av montasjesystemet når grunnen har ujevn høyde. Etter oversendelse av montasjeanvisning til montasjesystemet kommer det fram at med en løsning med 60 solcellepaneler blir dette mange betongfundamenter som skal støype ned stag i korrekt vinkel.

Terrenget til solparken ligger innenfor 100 metersbeltet fra sjø, hvor det er i henhold til pbl §1-8 er byggeforbud. Etter kommunikasjon med Hitra kommune ved Monica Jensø meddeles det at solparken i terrenget vil kreve detaljregulering til Hitra kommune sin arealdel og vil være søknadspliktig i henhold til pbl §1-6.

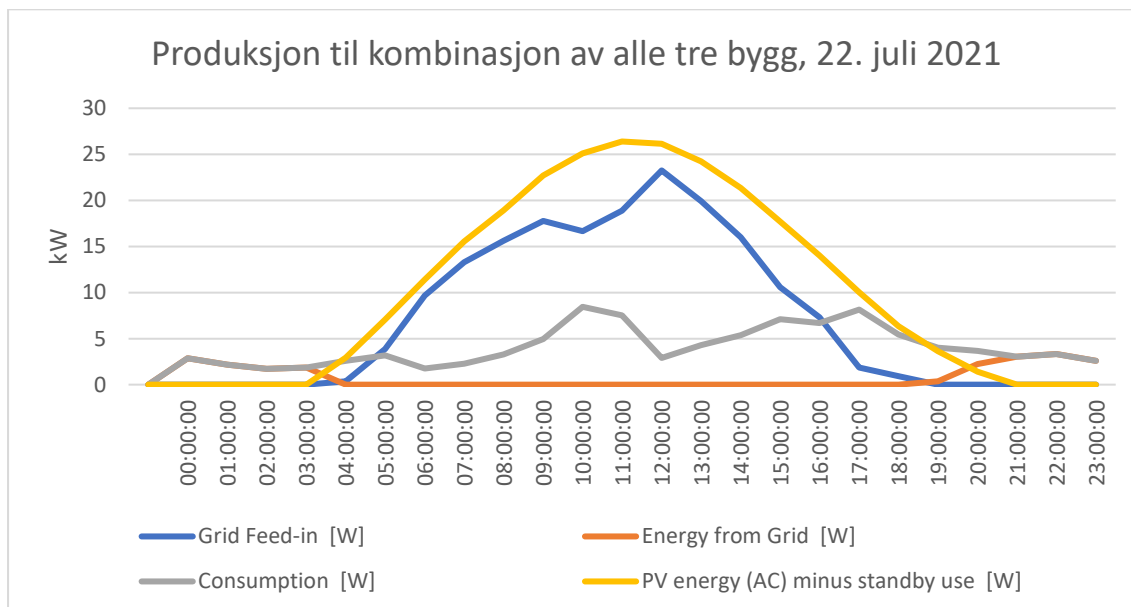
Solpark er en interessant løsning med tilstrekkelig årsproduksjon av solenergi. Likevel finnes det lite harde data på solcelleløsninger på berggrunn. Siden aktørene i bransjen projiserer at det blir en fordyrende løsning med tanke på berggrunnen, i tillegg til at det vil komme ekstra kostnader til med tilførselskabel til anlegget i terrenget vil det være vanskelig å estimere lønnsomheten i et slikt anlegg når usikkerhetsfaktorene er så mange. Det er derfor valgt å bruke kun solcelleinstallasjoner på bygg i valg av typer case. Dermed blir det en mindre case med solcelleinstallasjon på ett bygg, og en større case med installasjon av solceller på to bygg. Siden Hitra leirskole er delt opp i to ulike anlegg, er det også ønskelig å se på en case med sammenkobling av anlegg. For å videre analysere muligheten for bruk av vindkraft er det også ønskelig med en case som ser på installasjon av en vindturbin, samt en case som kombinerer vindkraft og solkraft. Totalt blir det da 5 caser som skal videre analyseres med hensyn på økonomi, produksjon og miljø.

Det ble også sett på muligheter for å ta i bruk alle tre bygningene i anlegg 1 som da ville resultere i 4 takflater. Etter analyse i PVSol av denne muligheten er det blitt hentet ut følgende resultater for en kombinasjon av naust, hovedbygning og ansattbolig.

Simuleringsresultat	
Installasjon	Naustet, hovedbygning og ansattbolig
Installert effekt	40,15 kWp
Spesifikk ytelse	794,26 kWh/kWp
Effektivitet	87,24 %
Skyggereduksjon	0,7 %/År
Årlig produksjon	31 947 kWh/År
Til eget bruk	17 173 kWh/År
Levert til nettet	14 773 kWh/År

Tabell 14 Resultater fra PVSol for en installasjon med alle tre bygg i bruk.

I figur 69 ble det klart at dette er en overdimensjonert løsning som vil produsere langt mer enn det det er behov for, og er dermed ikke en gunstig løsning for Skårøya.

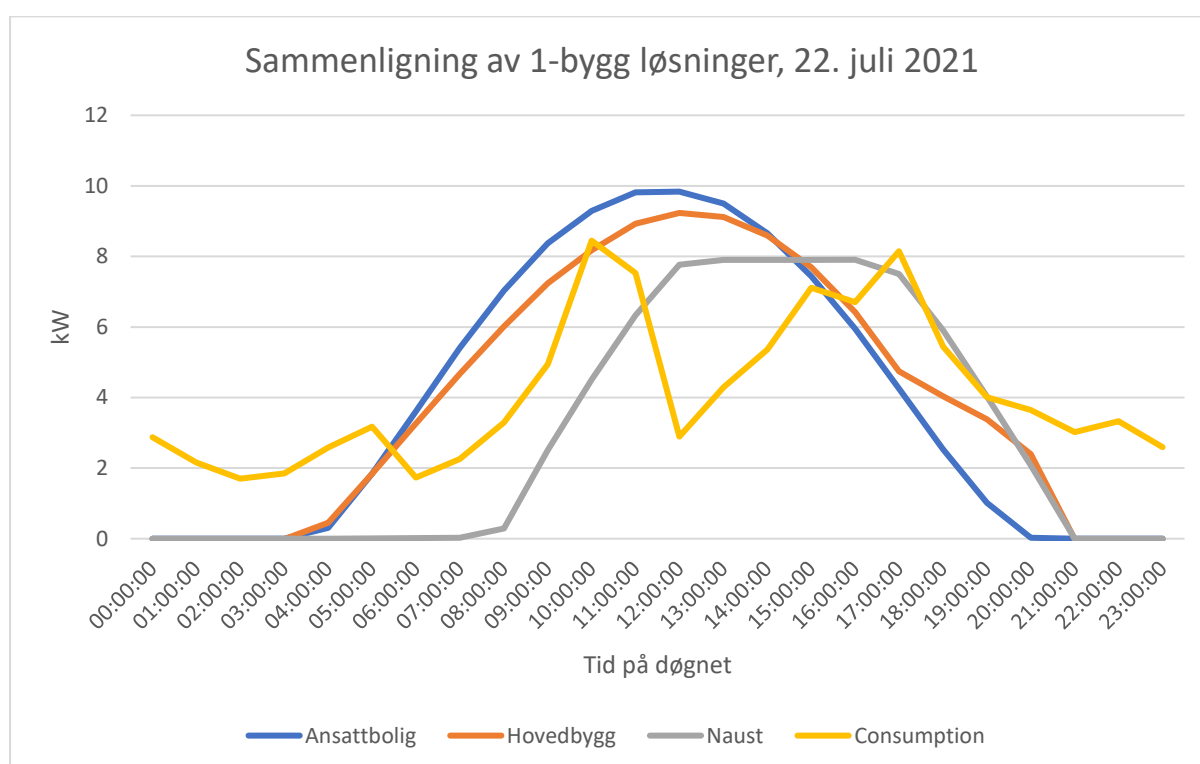


Figur 69 Graf over en dag med sterk sol for installasjon med alle tre bygg samtidig.

4.6.1 Case 1 Anlegg 1: Ett bygg

Ved valg av case med kun ett bygg for anlegg 1, ble det analysert forskjeller mellom installasjon på ansattboligen, hovedbygningen og naustet. Dette er bygg som har lignende takareal, men ulike vinklinger og orientering. På grunn av disse årsakene er det fremdeles forskjeller mellom hvordan de ulike konfigurasjonene produserer og den optimale løsningen må finnes.

Først sees det på en grov visualisering av produksjonen til de ulike byggene på en dag med sterkt solskinn.



Figur 70 Produksjon over en dag med sterk sol for alle tre 1-byggs løsninger.

Basert på figur 70 er det klart at ansattboligen og hovedbygningen produserer mer enn naustet, og at ansattboligen har aller størst produksjon. En annen ting å merke er at naustet har en forskjøvet produksjonskurve som skyldes at taket er vendt mot sørvest. Til slutt sees det også at hovedbygningen vil ha en liten tilleggsproduksjon mot kvelden som ansattboligen mangler. Dette skyldes trolig at hovedbygget er konfigurert med paneler på hver side av taket og dermed vil det produsere mer på kvelden, men det er tvilsomt at en så liten forskjell er verdt kostnadene av å montere solcellepaneler på en ekstra takflate.

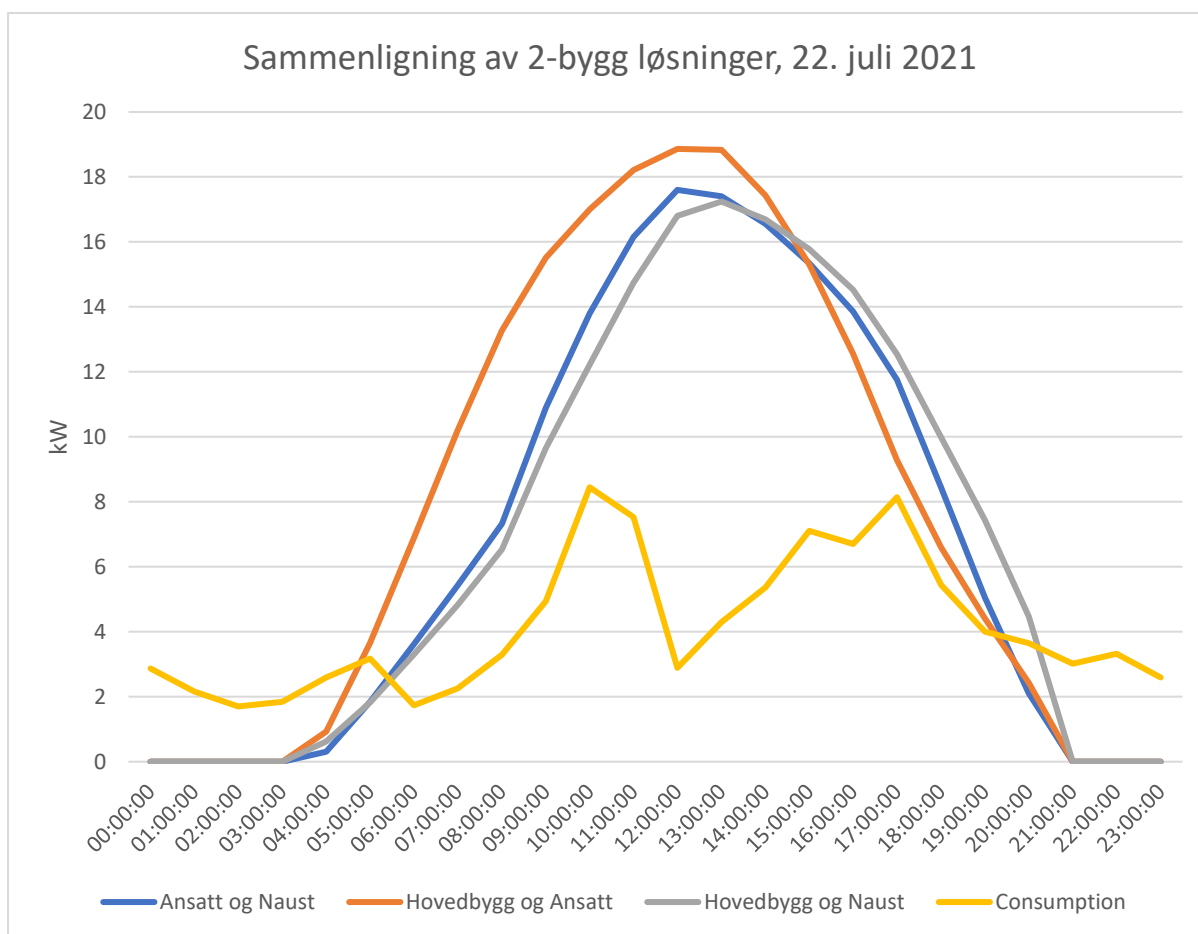
Ved gjennomgang av tabell 14 ser man det først at hovedbygget har et mye større antall moduler enn de andre løsningene. Dette fører dermed ikke til en tilsvarende økning i den årlige produksjonen, og av denne grunn er ikke dette en særlig effektiv løsning. Videre sammenligning av ansattboligen og naustet fører til tall som varierer tilsvarende med forskjellen i antall moduler, men grunnet den større totale produksjonen og den jevnere produksjonskurven til ansattboligen er det denne installasjonen som velges å gå videre med i analyse av casen.

Simuleringsresultater			
Installasjon	Naustet	Ansattbolig	Hovedbygg
Antall moduler	30	36	44
Installert effekt	10,95 kWp	13,14 kWp	16,06 kWp
Spesifikk ytelse	832,49 kWh/kWp	849,43 kWh/kWp	704,91 kWh/kWp
Effektivitet	86,44 %	88,33 %	84,65 %
Skyggereduksjon	0,6 %/År	0,4 %/År	1,0 %/År
Årlig produksjon	9 130 kWh/År	11 176 kWh/År	11 347 kWh/År
Til eget bruk	8 088 kWh/År	9 576 kWh/År	9 864 kWh/År
Leverert til nettet	1 042 kWh/År	1 600 kWh/År	1 483 kWh/År
Andel til eget bruk	88,60 %	85,70 %	86,90 %
Andel solkraft	17,50 %	20,70 %	21,30 %

Tabell 15 Resultater fra PVSol for 3 enkelte bygg.

4.6.2 Case 2: Anlegg 1: To bygg

Når det skal benyttes to bygg samtidig, oppstår det igjen tre ulike metoder dette kan gjøres på. En kan ha både naust og ansattbolig, eller naust og hovedbygning, eller hovedbygning og ansattbolig. Til å begynne med kan det sees på de ulike produksjonskurvene de nevnte konfigurasjonene vil ha ved en solskinnsdag, slik som ble gjort for løsninger med ett bygg.



Figur 71 Produksjon over en dag med sterk sol for alle tre 2-byggs løsningene.

Fra figur 71 kan ser man at løsningen med hovedbygget og ansattboligen samtidig vil ha den største produksjonen, noe som gir mening da dette vil dekke 3 takflater og ha flest solcellepaneler. Videre blir det klart at enhver løsning med naustet vil ha en forskjøvet produksjonskurve grunnet det sørvestlig vendte taket på naustet. Da den grafiske analysen resulterte i relativt sammenlignbare kurver må det videre sees på tallene til de ulike løsningene for å gjøre en avgjørelse.

Simuleringsresultater			
Installasjon	Ansattbolig og naust	Hovedbygg og ansattbolig	Hovedbygg og naust
Antall moduler	66	80	74
Installert effekt	24,09 kWp	29,20 kWp	27,01 kWp
Spesifikk ytelse	841,73 kWh/kWp	779,59 kWh/kWp	768,81 kWh/kWp
Effektivitet	87,47 %	87,52 %	86,82 %
Skyggereduksjon	0,5 %/År	0,8 %/År	0,7 %/År
Årlig produksjon	20 306 kWh/År	22 807 kWh/År	20 809 kWh/År
Til eget bruk	14 000 kWh/År	15 004 kWh/År	14 429 kWh/År
Levert til nettet	6 306 kWh/År	7 802 kWh/År	6 380 kWh/År
Andel til eget bruk	68,90 %	65,70 %	69,30 %
Andel solkraft	30,20 %	32,40 %	31,20 %

Tabell 16 Resultater fra PVSol for alle tre 2-byggs løsningene.

Tabell 15 det igjen observeres at å ta i bruk hovedbygningen med sin optimale konfigurasjon, vil medføre en kraftig økning i antall solcellemoduler. Denne økningen vil klart ha en stor innvirkning på mengden installert effekt, men igjen blir ikke dette reflektert i den mengden energi produsert over et år. Om en ser på disse resultatene opp mot de som ble funnet for 1-bygg løsninger, kan en også se at «til eget forbruk» blir kraftig redusert, noe som skyldes at det produseres mer energi på enkelte tidspunkt enn man klarer å bruke, som dermed blir solgt tilbake til nettet. Hovedmålet til dette prosjektet er å dekke behovet til leirskolen i størst grad og dermed er det hensiktsmessig å se etter løsningen som gjør dette. Blant de utvalgte 2-bygg løsningene er det løsningen med hovedbygg og ansattbolig som kommer ut dårligst med hensyn på denne faktoren, mens forskjellen mellom de andre to installasjonene er relativt liten.

På bakgrunn av den mye lavere mengden paneler, og den høyere andelen av produsert energi som blir forbrukt, velger prosjektgruppen å gå videre med ansattbolig og naust som sin 2-bygg case.

4.6.3 Case 3: Anlegg 1 og 2: Et bygg og Internatet

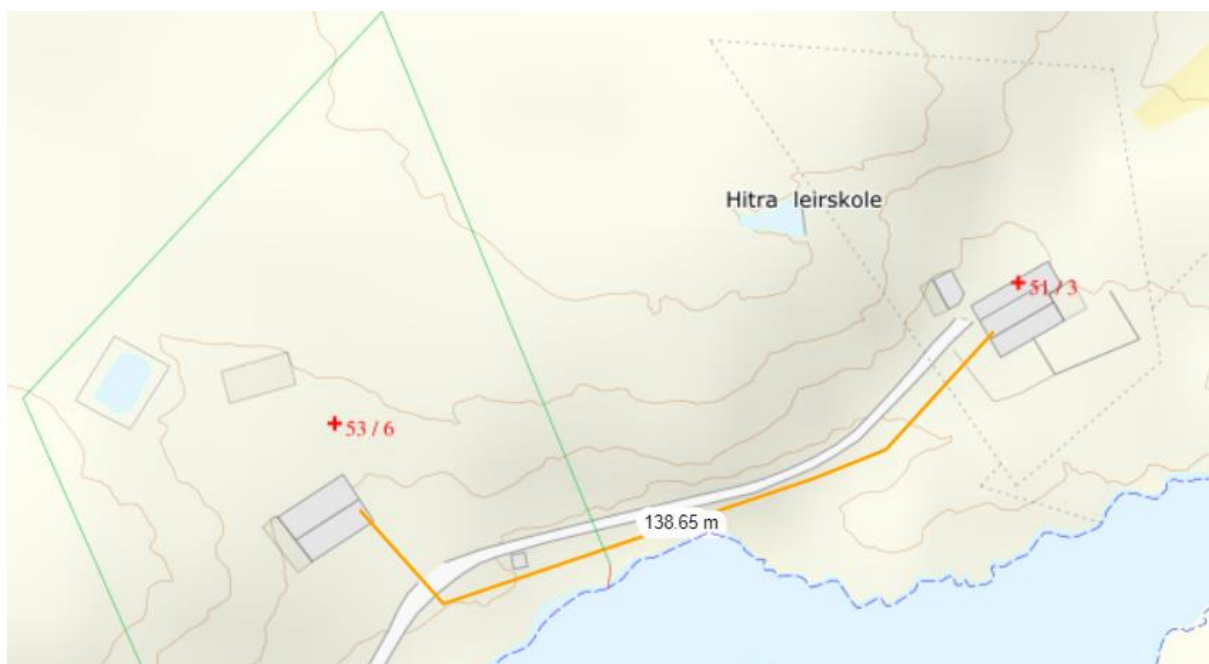
Internatet har høy innstråling av kWh/kWp og dermed vil det være en gunstig plass å montere solceller på. Med sammenligning mot Ansattbolig på måler 1 vil Internatet ha mindre paneler og derfor produsere noe mindre kWh/år. Bare 65% vil gå til egenforbruk, men energibehovet ved måler 2 er mindre og dermed er andel solstrøm ved Internatet omtrentlig det samme som ved Ansattboligen. Både solceller på Internat alene og solceller på Ansattbolig alene er gunstige løsninger.

Simuleringsresultater				
Installasjon	Ansattbolig	Internatet Sørøst	Ansattbolig og Internat	Ansattbolig og Naust
Antall moduler	36	26	62	66
Installert effekt	13,14 kWp	9,49 kWp	22,63 kWp	24,09 kWp
Spesifikk ytelse	849,43 kWh/kWp	929,69 kWh/kWp	881,48 kWh/kWp	841,73 kWh/kWp
Effektivitet	88,33 %	86,69 %	87,44 %	87,47 %
Skyggereduksjon	0,4 %/År	0,7 %/År	0,5 %/År	0,5 %/År
Årlig produksjon	11 176 kWh/År	8 837 kWh/År	19 977 kWh/År	20 306 kWh/År
Til eget bruk	9 576 kWh/År	5 802 kWh/År	16 227 kWh/År	14 000 kWh/År
Levert til nettet	1 600 kWh/År	3 035 kWh/År	3 750 kWh/År	6 306 kWh/År
Andel til eget bruk	85,70 %	65,60 %	81,20 %	68,90 %
Årlig forbruk	46 283 kWh/År	25 176 kWh/År	71 460 kWh/År	46 283 kWh/År
Energimengde solkraft	9 576 kWh/År	5 802 kWh/År	16 227 kWh/År	14 000 kWh/År
Energimengde nett	36 708 kWh/År	19 375 kWh/År	55 233 kWh/År	32 283 kWh/År
Andel solkraft	20,70 %	23,00 %	22,70 %	30,20 %

Tabell 17: Sammenligning av muligheter for case 3.

En konfigurasjon av to solcelleinstallasjoner er Ansattboligen fra måler 1 sammen med Internatet som i dagens anlegg står på måler 2. Disse kan kombineres til en løsning ved å fjerne målepunktet på Internatet og koble sammen anleggene med utvidelse av eksisterende elektroinstallasjon. Om man legger sammen de to solcelleinstallasjonene og ser bort i fra tap i kabelen som vil koble sammen de to anleggene har Ansattbolig og Internat nesten like tall som den gunstige konfigurasjonen Ansattbolig og Naust, men Ansattbolig og Internat har bedre utnyttelse av solstrømmen ved større bruk av den produserte energien til eget forbruk. Ansattbolig og Internat sammenkoblet kan være en gunstig løsning om kostnaden for den elektriske installasjonen ikke er for høy.

Kabelen for sammenkobling av anleggene vil gå over en eiendom som per i dag ikke er eid av Skårøya opplevelser AS. Som nevnt i kapittelet om anleggskonsesjon vil det da med dagens regler utløse krav om konsesjon i henhold til energiloven. Etter samtale med Asle Selsfors ved RME, kommer det fram at vanlig praksis er å ikke gi konsesjon i slike tilfeller. I denne rapporten gjøres det likevel undersøkelser for muligheten for sammenkobling, om regelverket skulle endre seg.



Figur 72 Kabel vil krysse annen eiendom, kilde: Norgeskart.no

Den interne elektroinstallasjonen må kontrolleres om den har kapasitet nok til å håndtere strømføringsevnen en slik sammenkobling innebærer. Det må også sjekkes om overbelastningsvern på inntaket må økes. Må OV økes kan det hende kapasiteten til nettselskapet må økes med utskiftning av nettselskapets kabler i forsyningsnettet, og dermed må kunden betale anleggsbidrag til nettselskapet for å dekke kostnadene i forsyningsnettet som følge av kapasitetsøkningen (NVE, 21). En siste faktor som kommer inn er hvordan kabelen skal legges i praksis. En mulighet er å bruke de eksisterende lavspentmastene til nettselskapet som er på Skårøya som føringsvei til kabelen, da dette kan være en ønsket løsning kontra å grave ned kabel siden terrenget består i stor grad av berggrunn.

Ved bruk av prosjekteringsverktøyet Febdok for sammenkobling av anleggene beregnes det at kabelen mellom husene må være en 95 mm² aluminiums kabel for å tilfredsstille kravene til spenningsfall i henhold til NEK:400-5-52F. I tillegg må det etableres ny sikring foran kabel i sikringsskapet i Hovedhuset på minst 63A. Siden all belastning på Internettet nå må gå gjennom Hovedhuset ved ingen innstråling av sol er det nødvendig å se hva strømføringsevnen på kabelen mellom kortslutningsvern og OV på Hovedhuset må være i henhold til NEK:400-5-52B.

Hovedhuset	Enfase kurs	Trefase kurs
7 stk.	16A	
8 stk.	10A	
1 stk.		25A
2 stk.		32A
1 stk.		63A
Totalt	192A	152A

Tabell 18: Kurser i anlegg 1 ved sammenkobling.

$$P_{enfase} = U * I = 44,16 \text{ kW} \quad 11$$

$$P_{trefase} = \sqrt{3} * U * I = 60,55 \text{ kW} \quad 12$$

Med en lav samtidighetsfaktor på 0,5 resulterer dette i dimensjonerende strøm på:

$$I = \frac{P_{total} * 0,5}{\sqrt{3} * 230} = 131,4 A$$

Dagens overbelastningsvern på Hovedhuset ligger på 80A og inntakskabelen er også dimensjonert med en strømføringsevne på 96A. Dermed må dagens kortslutningsvern mot nettselskapet skiftes ut, inntakskabel mellom kortslutningsvernet og sikringsskapet, nytt overbelastningsvern i sikringsskapet i hovedhuset, nytt vern til sammenkoblingskabel, ny sammenkoblingskabel på 90 kvadrat og skinnene i sikringsskapet til Hovedhuset må også sjekkes for strømføringsevne. Det vil resultere i en betydelig kostnad for utstyr og montasje av elektriker, i tillegg til at anleggsbidrag fra nettselskapet kan kreves som ekstra kostnad når kortslutningsvern må skiftes ut. Det kan også hende at nettselskapets stikk ledning må kontrolleres fra nettselskapets side.

For å se om det er økonomisk lønnsomt å utføre endringer i det elektriske anlegget for sammenkobling er det nødvendig å se på gevinsten ved sammenkobling. Med dagens installasjon basert på forbruket fra 2021 vil en sammenkobling utgjøre en bedre utnyttelse av PV energien som produseres på 849 kWh per år.

Simuleringsresultater			
Installasjon	Ansattbolig og Internat	Sammenkoblet	Sammenligning
Årlig produksjon	20 013 kWh/År	19 977 kWh/År	-36 kWh/År
Til eget bruk	15 378 kWh/År	16 227 kWh/År	849 kWh/År
Leveret til nettet	4 635 kWh/År	3 750 kWh/År	- 885 kWh/År

Tabell 19: Solkraft ved sammenkobling av anlegg 1 og 2.

Gevinsten over 25 år for bedre utnyttelse av produsert kWh til eget konsum ved å sammenkoble anlegg blir:

$$kWh \text{ gevinst} = \left(849 \text{ kWh} * 2\% \text{ degradering} + \sum_1^{24} 849 \text{ kWh} * 0.5\% \text{ degradering}^x \right)$$

$$kWh \text{ gevinst} = 18861 \text{ kWh}$$

18861 kWh blir over levetiden utnyttet i eget anlegg istedenfor å kjøpe denne energien fra nettet. Med en forenklet estimering av 1 kr/kWh har det ikke stort utslag å sammenkoble anleggene ved kun å se på eksisterende forbruk. Det fremtidige forbruket til Ansattboligen er ikke med i simuleringene. For å se på ett teoretisk best mulig scenario kan man anta at all energien som ble produsert i begge PV-anleggene går til eget forbruk ved sammenkobling på grunn av økt forbruk ved Ansattbolig.

$$\begin{aligned}
 \text{Max kWh/år} &= 19977 \text{ kWh} - 15368 \text{ kWh} = 4609 \text{ kWh} \\
 \text{Max kWh} &= \left(4609 \text{ kWh} * 2\% \text{ degradering} + \sum_1^{24} 4609 \text{ kWh} * 0.5\% \text{ degradering}^x \right) \\
 \text{Max kWh} &= 102393 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Med et maksimum på 100 000 kWh gevinst over levetiden kan man gjøre noen forenklinger for å se om det lønner seg å utføre sammenkobling uten å fullføre en fullstendig LCOE analyse. Ved en spotpris på 0.5 kr kWh ved salg til nettet og 1 kr/kWh ved kjøp fra nettet blir den økonomiske gevinsten ved sammenkobling

$$\begin{aligned}
 \text{Max økonomisk gevinst} &= \left(100\,000 \text{ kWh} * 1 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) - \left(100\,000 \text{ kWh} * 0,5 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) \\
 \text{Max økonomisk gevinst} &= 50\,000 \text{ kr}
 \end{aligned}$$

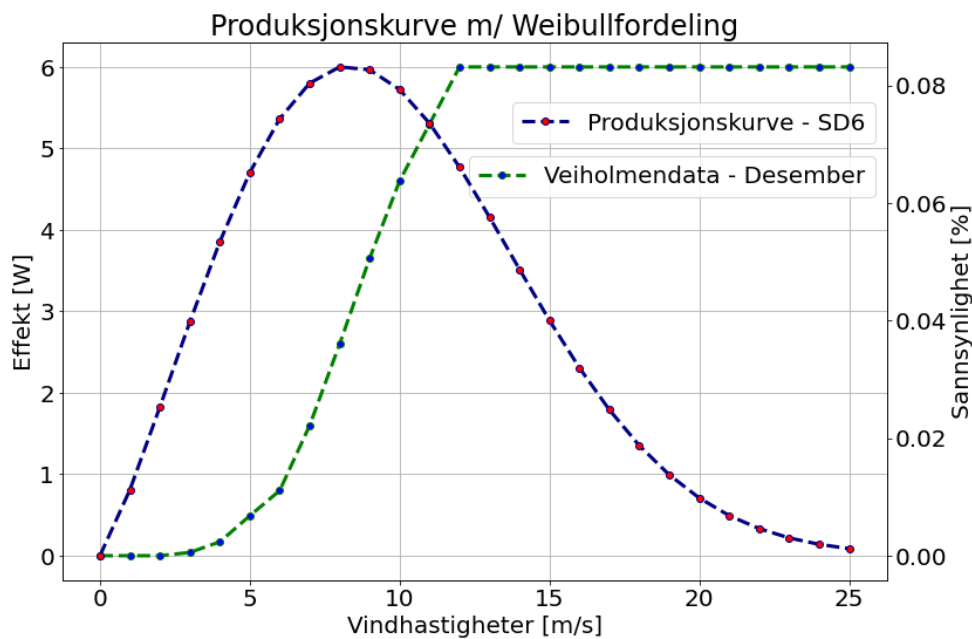
En kabel mellom husene vil alene kunne koste i prissjiktet 70 000 kr uten montering (Elektroimportøren, 2022). Andre materielle kostnader vil være ny kabel mellom sikringsskapet og kortslutningsvern i Hovedhuset, nytt overbelastningsvern, muligens nytt sikringsskap når bryterne er blitt større, i tillegg til utgifter for prosjektering og timespris på elektriker.

Ved et scenario med maks utnyttelse av solstrømmen som blir produsert er det ikke lønnsomt med sammenkobling av anleggene når bare sammenkoblingskabelen er dyrere enn potensiell inntjening. Likevel er to solcelleinstallasjoner på hvert sitt anlegg en gunstig løsning for bærekraftige energiløsninger som det må utredes LCOE for.

4.6.4 Case 4: Anlegg 1: Vindturbin

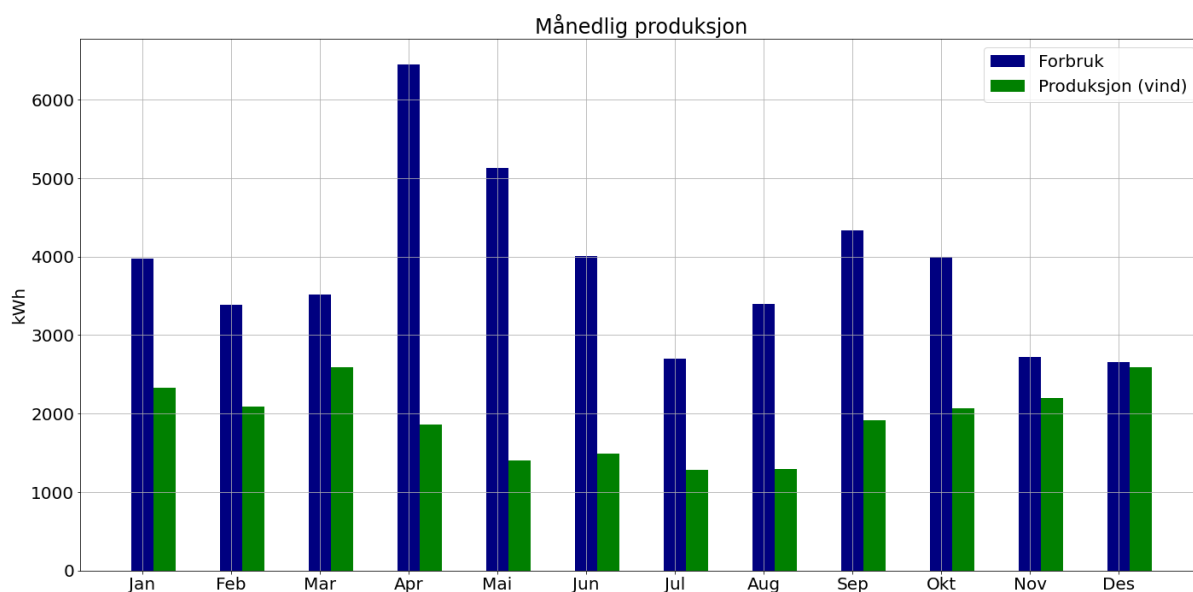
En installasjon som kan være gunstig for leirskolen er å installere en relativt stor vindturbin i terrenget. Ettersom det ikke vil være realistisk å prosjektere en installasjon basert på times eller døgnverdier er det i denne casen kun tatt høyde for den månedlige produksjonen for vindturbin i terrenget, og denne produksjonen vil sammenlignes med det månedlige forbruket på leirskolen.

Som beskrevet i kapittel 2.2.2.3 Weibullfordelingen vil den forventede produksjonen være knyttet til Weibullfordelingen av vindhastighetene. I figur 52 er produksjonskurven for SD6 plottet sammen med Weibullfordelingen av måneden Desember. Selv om denne vindturbinen kan produsere over vindhastigheter på 25 m/s, kan man se fra Weibullfordelingen at det vil være tilnærmet lik 0 % sannsynlighet ved slike vindhastigheter. Der er derfor brukt formel 4 for å regne ut den forventede månedsproduksjonen for denne vindturbinen.



Figur 73: Produksjonskurve og Weibullfordeling for en måned

Vindturbinen SD6 vil ikke være den beste vindturbinen å installere for leirskolen. Denne vindturbinen vil i løpet av året produsere 23 000 kWh i løpet av året, og er tilnærmet halvparten av det årlige forbruket på anlegg 1. I figuren under er den månedlige produksjonen for SD6 vist opp i mot det månedlige forbruket. Ut ifra figuren kan man se at det mest sannsynlig vil være en månedlig dekningsgrad på 100%, med en stor del av forbruk som ikke blir dekket i store deler av året. Den årlige produksjon er estimert til å være ca. 23 000 kWh, og vil dekke ca. 50% av det årlige forbruket.



Figur 74: Månedlig produksjon av Vindturbin opp i mot det månedlige forbruket

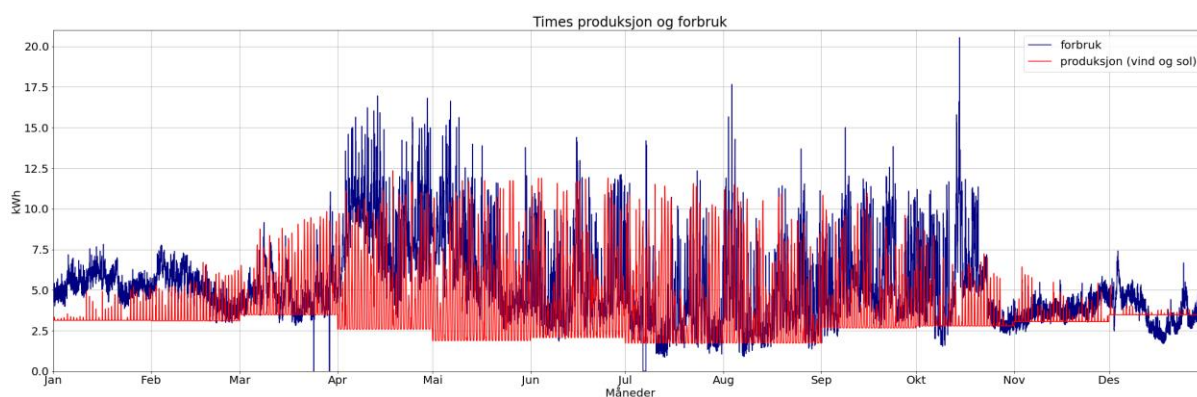
4.6.5 Case 5: Anlegg 1: Vindturbin og Ansattbolig

Produksjonen fra en vindturbin vil være kontinuerlig, og vil derfor alltid kunne gi et bidrag til enten salg eller dekning av forbruket. Solceller vil kun produsere strøm på dagen, noe som gjør at det vil være gunstig å kombinere de to teknologiene sammen for å få en større produksjon, og forhåpentligvis en større dekningsgrad på forbruket, enn hvis det kun var sol.

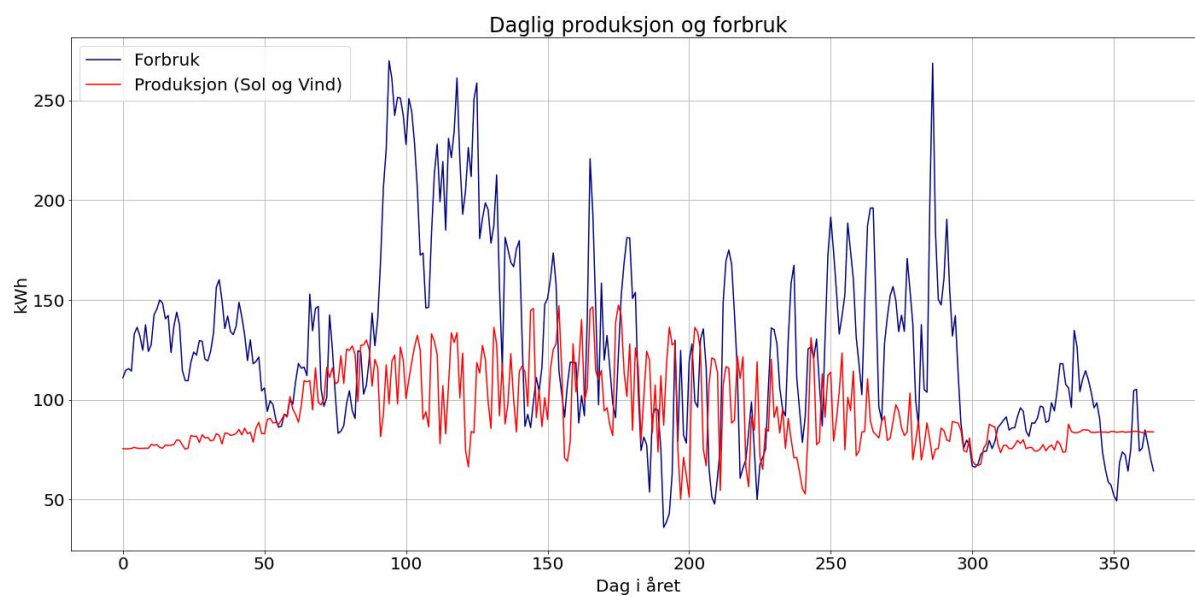
I denne casen er det sett på hvordan installasjonen av en SD6 og solcellepanel på ansattboligen vil påvirke det nåværende anlegget. Produksjonen til en vindturbin er gitt i den estimerte månedsproduksjonen til vindturbinen SD6, der times- og dagsproduksjonen til solcelleanlegget er summert med produksjonen fra vindturbinen. Hvor stor del av produksjonen som vil dekke forbruket er gitt ved formelen:

$$\text{Dekning}[\%] = (\text{produksjon} - \text{overproduksjon}) / \text{Forbruk}$$

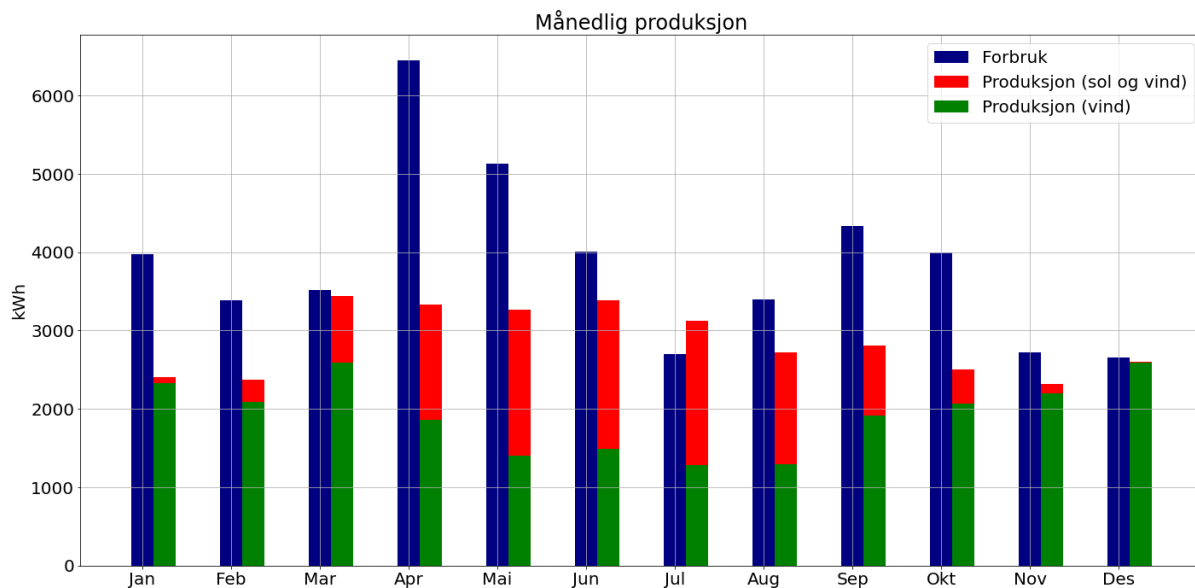
I figur 75, 76 og 77 er produksjonsresultatene vist i form av årlig times-,dags- og månedsproduksjon for installasjon av både vind og sol. Med tanke på produksjonen kan man se for alle figurene at solcellepanelet vil være et godt tilskudd for å dekke mer av grunnbehovet til leirskolen, men selv med dette tilskuddet vil det være underdimensjonert i forhold til timesforbruket og dagsforbruket.



Figur 75: Timesproduksjon og forbruk: solceller og vindturbin



Figur 76: Dagsproduksjon og forbruk: solceller og vindturbin



Figur 77: Månedlig produksjon og forbruk: solceller og vindturbin

I tabell 19 er estimatene på dekningsgraden gitt for e ulike produksjonene. Disse resultatene viser en tydelig trend med økning av dekningsgrad desto mer akkumulert produksjonen og forbruket blir. Dette tyder på at forbruksprofilen og produksjonsprofilen oppløst i timesverdier ikke samsvarer 100%, men er selvsagt den mest nøyaktige oppløsningen med tanke på at solcasene er simulert i timesoppløsning.

	Timesproduksjon	Dagsproduksjon	Månedproduksjon
Årlig forbruk	46270 kWh	46270 kWh	46270 kWh
Årlig produksjon	34280 kWh	34280 kWh	34280 kWh
Overproduksjon	4142 kWh	1980 kWh	420 kWh
Dekningsgrad	65%	70%	73%
Resterende forbruk	16285 kWh	13969 kWh	12357 kWh

Tabell 20 Times-, dags- og månedsproduksjon med solceller og vindturbin.

4.7 Spenningskvalitet i nettet

Nettselskap har etter energiloven §3-4 plikt til å tilknytte anlegg med produksjon av energi til nettet. Plusskunder har også rett til å kunne utnytte sin inntakssikring, sitt overbelastningsvern (OV) i begge retninger uten at nettselskapet kan kreve anleggsbidrag (ProAktiv & Sintef,

2018). Men ved tilkobling av produksjon kan det forekomme endringer i spenningskvaliteten i forsyningsnettet. Blir spenningskvaliteten utenfor spesifiserte grenseverdier kan kunden bli utbedringsansvarlig som medfører en betaling for nettjenester jf. Kontrollforskriften §1-4.

Forskrift om Leveringskvalitet (FoL) regulerer kravene til spenningskvalitet. Langsomme spenningsvariasjoner, spenningsprang, flimmer, spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger i forsyningsnettet er noen faktorer som kan bli påvirket ved tilknytning av solcelleanlegg (REN, 2020)

4.7.1 Påvirkning på spenningsparameterene

Langsomme spenningsvariasjoner innebærer at spenningen skal være innenfor nominell spenning +/- 10% som i vårt tilfelle betyr spenningsbånd fra 207 V til 253V.

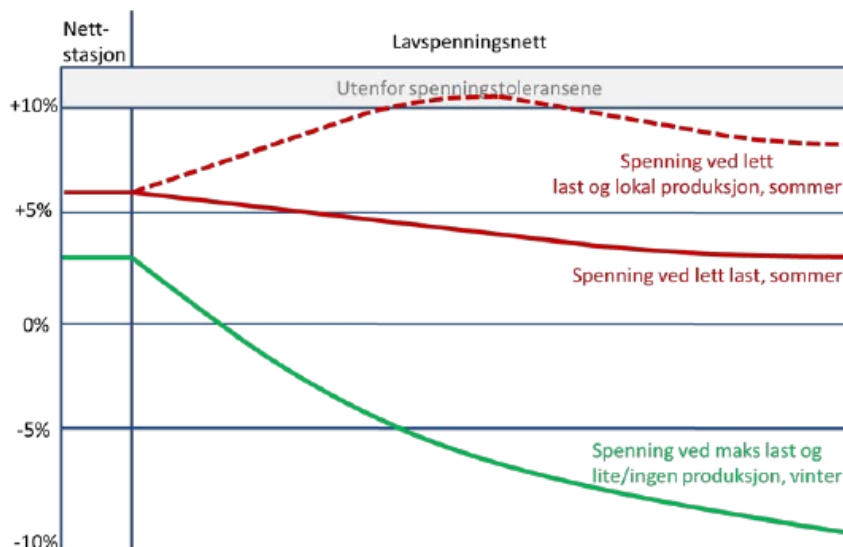
Spenningsvariasjoner innebærer at det skal ikke være spenningsprang på mer enn 3% stasjonært eller 5 % kortvarig med en endring som skjer raskere enn 0.5 % per sekund ifølge definisjonen på spenningsprang i FoL. Når det gjelder solceller vil dette kun skje ved utkobling av solcelleanlegget ved feil (REN, 2020)

Flimmer innebærer at produksjonen fra et solcelleanlegg vil variere med skydekke og klokkeslett på dagen og dermed skape spenningsvariasjoner. Skydekket varierer i midlertidig ikke raskt nok til å gjøre utslag på flimmerverdiene i nettet (REN, 2020)

Spenningsusymmetri innebærer at det kan forekomme spenningsusymmetri om solcelleanleggene er enfaset. I FoL er det angitt at det ikke skal forekomme mer enn 2% spenningsusymmetri, men dette er ikke et tema her når alle invertere koblet til anlegget er trefase.

Overharmoniske spenninger og THD innebærer at solcellevekselrettere genererer overharmoniske spenninger i nettet med kraftelektronikken i vekselretteren. Alle vekselretterne brukt i prosjekteringen av våre caser er fra SMA og er i henhold til standardene i IEC 61000-3-3 og IEC 61000-3-12 som er kravet og dermed er dette heller ikke et tema her.

Dermed ser en kun på de langsomme spenningsvariasjonene i denne rapporten, siden den vil være dimensjonerende for om lavspenningsnettet vil være innenfor tillatt spenningsbånd. Spenningen stiger ved innmating av effekt og den høyeste spenning er ikke nødvendigvis ved transformator. Nettet må derfor driftes sånn at det både er rom for spenningsfall og spenningsstigning innenfor spenningsbåndet angitt i FoL.



Figur 78 Nettplanleggingsmetodikk: Avvik fra nominell spenning (ProAktiv & Sintef, 2018)

Ved for mye innmating av effekt kan spenningen bli for høy. Dette kan forekomme ved lav last med lokal produksjon.

4.7.2 Lokal produksjon

Før nettselskapet kan godkjenne tilknytning av nye plusskunder må de sjekke om det er kapasitet ledig i nettet for tilknytning uten å gjøre tiltak på nettsiden. For dimensjonerende innmatet effekt til nettet fra produksjon brukes det for nettplanlegging maksimum produsert effekt fra inverteren som dimensjonerende variabel. I de forskjellige typene case er det prosjektert med invertere som passer installasjonen.

Vekselretter	Nominell effekt ved 230 V	Maks produsert strøm	Antall faser	Spenning
SMA STP 6.0	6 kW	3 x 9.1 A	3	230 V
SMA STP 8.0 - 3AV-40	8 kW	3 x 11.6 A	3	230 V
SMA STP 10.0 - 3AV-40	10 kW	3 x 14.5 A	3	230 V

Tabell 21: Valgte invertere i kombinasjon med solceller

I henhold til Renblad 3040 dimensjoneres effekten ut til nettet med spenningen hos kunden i lettlast. Man vil anslå verst tenkelig scenario, og da brukes 245 V som et konservativt anslag for bestemmelse av maksimum effekt til nettet med lav last hos kunden. Formel for trefaseeffekt er gitt ved:

$$P_{3\phi} = 3 * P_{1\phi} = 3 * \underset{15}{|V_{1\phi}|} * |I_{1\phi}| * \cos(\phi) \quad 14$$

Vekselretter	3 fase effekt	Spenning
SMA STP 6.0	6,7 kW	245V
SMA STP 8.0 - 3AV-40	8,5 kW	245V
SMA STP 10.0 - 3AV-40	10,7 kW	245V

Tabell 22: 3 fase effekt for valgte invertere ved 245 V

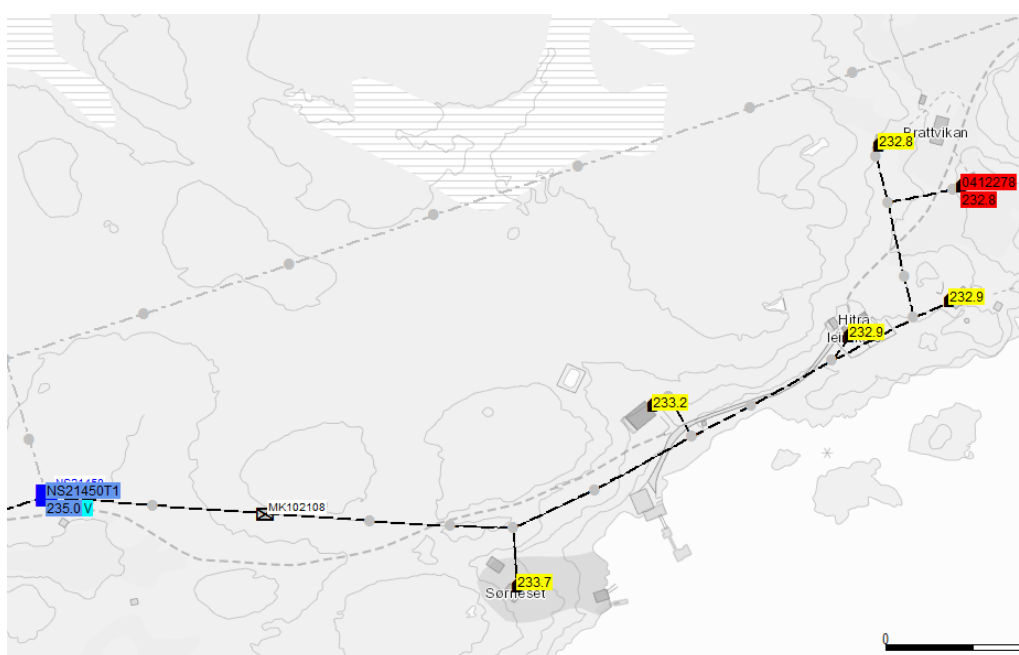
I de forskjellige installasjonene er det da forskjellige kombinasjoner av maksimum dimensjonerende effekt som kan brukes inn i simuleringer av spenningskvaliteten av nettselskapet Tensio.

Case	Vekselrettere	Dim effekt måler 1	Dim effekt måler 2
Case 1 - Ansattbolig	SMA STP 10.0 - 3AV-40	10,7 kW	
Case 2 - Ansattbolig og Naust	SMA STP 10.0 - 3AV-40 + SMA STP 8.0 - 3AV-40	19,2 kW	
Case 3 – Ansattbolig og Internatet	SMA STP 10.0 - 3AV-40 +SMA STP 8.0 - 3AV-40	10,7 kW	8,5 kW
Case 4 – Vindturbin i terreng	SMA STP 10.0 - 3AV-40 + SMA STP 8.0 - 3AV-40	10,7 kW	8,5 kW
Case 5 – SD6 og Ansattbolig	SMA STP 8.0 - 3AV-40 + SMA STP 6.0	16,7 kW	

Tabell 23: Dimensjonerende effekt for valgte invertere til de akutte anleggene i hver case

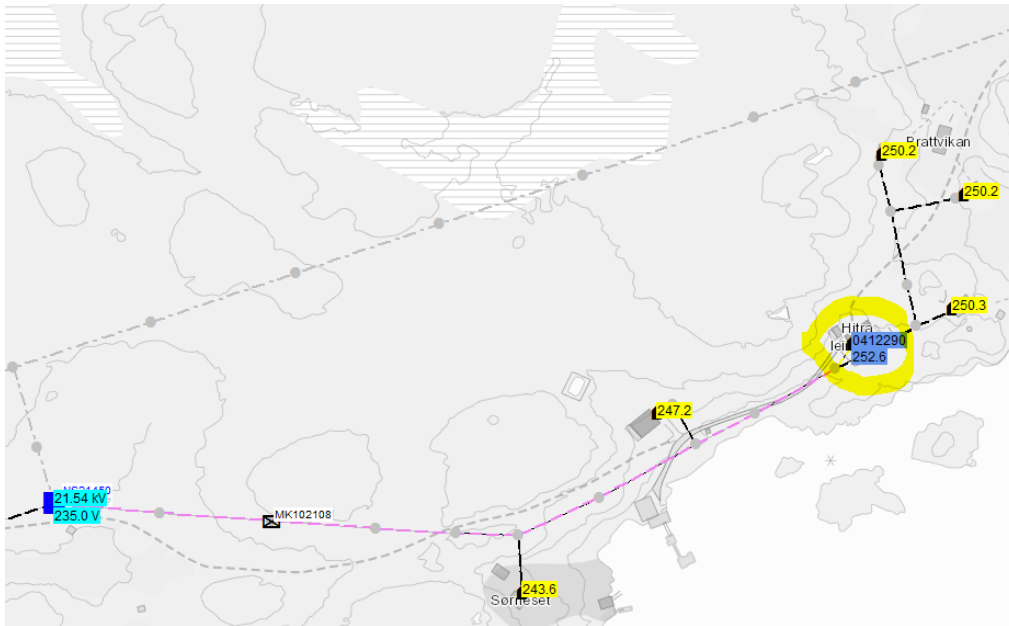
4.7.3 Tensio Simuleringer

Nettselskapet Tensio har gjort simuleringer ved lett last på lavspentnettet under trafo NS21450 på Skårøya. 3 forskjellige simuleringer er ifølge Tensio gjort med utgangspenning 235V fra trafo. I kommunikasjonen med Tensio kommer det fram at de bruker effekten ved 245V for verst tenkelig scenario, mens selve simuleringen er gjort med 235V spenning ved trafo. Simulering 1 er gjort med 27 kW inn på måler 1 i lavlast, simulering 2 er gjort med 12,3 kW inn på måler 1 og 6,15 kW inn på måler 2, simulering 3 er gjort med 31 kW inn på måler 1. Ved lett last uten innmating av produsert effekt ligger spenningen på 233.2 V på hovedbygningen og 232.9 V på Internatet.



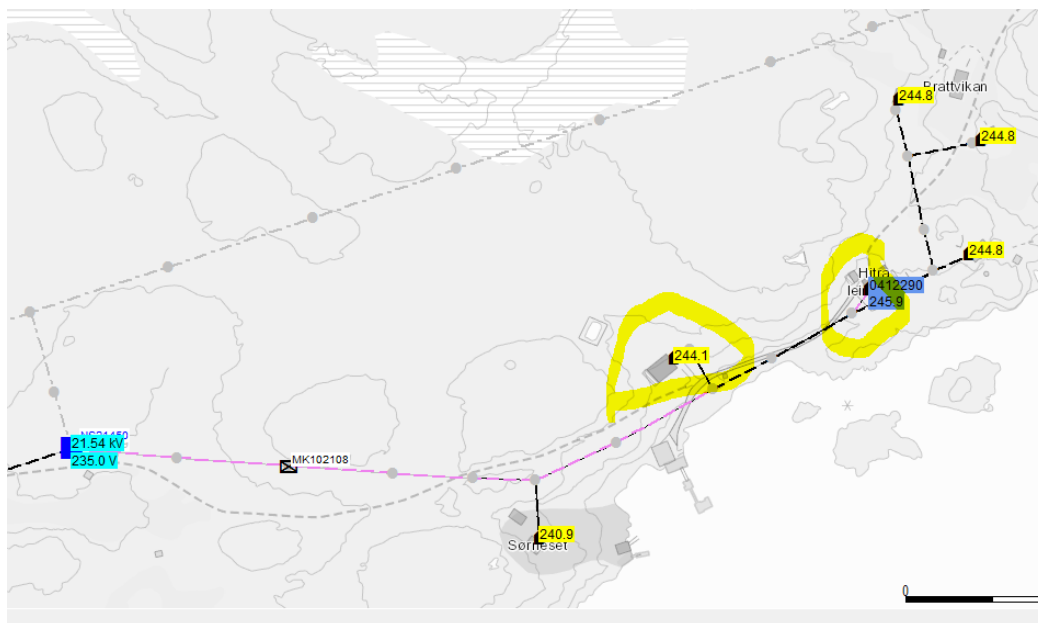
Figur 79 Tensio simulering: Spenning ved lett last uten produksjon

I simulering 1 med en produksjon på 27 kW inn på måler 1 i Hovedhuset vil spenningen øke til 252.6V ved måler 2. Spenningen på internatet vil her ligge helt opp mot maks spenning som er på 253 V i spenningsbåndet. Dette er da altså opp mot maksimum hva nettet tåler uten tiltak.



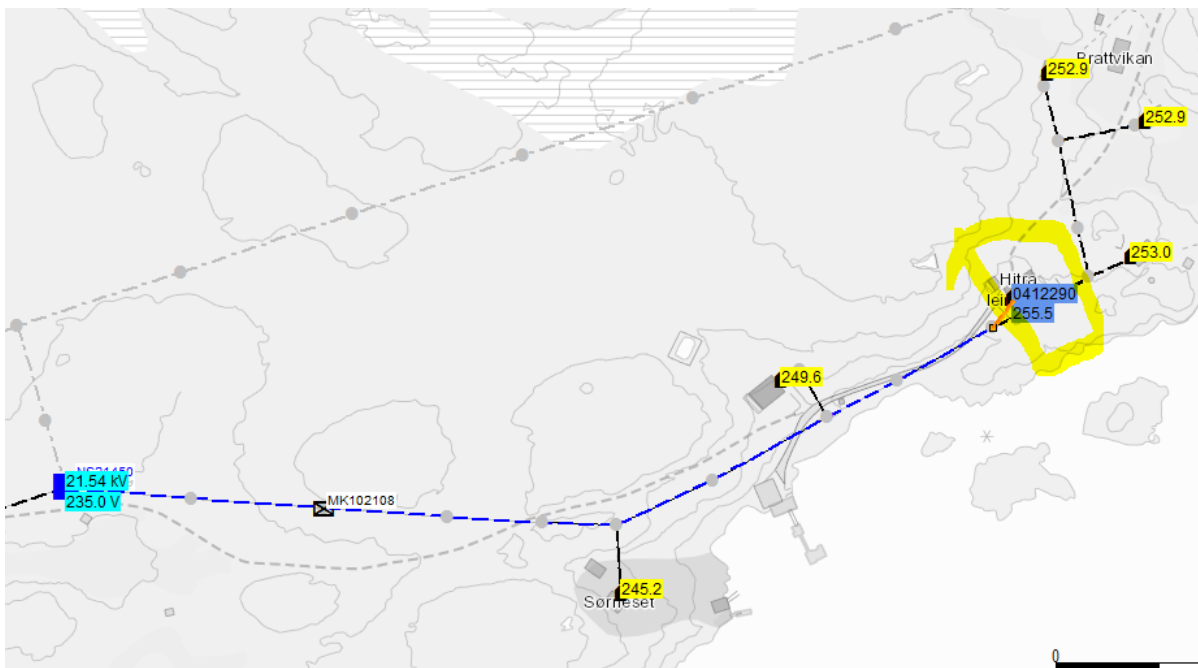
Figur 80 Tensio Simulering 1: Spenning ved lavlast og 27 kW produksjon

I simulering 2 med en innmating av 12.3 kW ved måler 1 på hovedhuset og 6.15 kW på måler 2 ved Internatet vil spenningen også stige, men det er fortsatt innenfor kravene i FoL.



Figur 81 Tensio Simulering 2: 12,3kW innmating i måler 1 og 6,15 kW innmating i måler 2

I simulering 3 med en innmating på 31 kW ved måler 1 i Hovedhuset blir spenningen for høy i lavspennettet. 255.5 V er mer spenning enn spenningsbåndet i FoL tillater.



Figur 82 Tensio Simulering 3: 31 kW innmating i måler 1 gir for høy spenning

Case 1, 2 og 5 har da innmatet effekt i nettet langt under toleransegrensen på 27 kW og kan installeres uten endring i nettets struktur. Tensio simulerte også 12,3 kW inn på måler 1 og 6,15 kW inn på måler 2 samtidig i simulasjon 2 som resulterte i en spenning på 245.9 V som høyeste spenning ved Internatet. Når kravet i FoL er på 253 V som maksimum vil Case 3 og Case 4 med 10,7 kW inn på måler 1 og 8,5 kW inn på måler 2 trolig være godt innenfor kravene. Dermed kan alle casene utføres uten ekstra kostnader knyttet til utbedringer av nettet.

Case	Dim effekt måler 1	Dim effekt måler 2	Spenningsøkning i nettet
Case 1 - Ansattbolig	10,7 kW		Godkjent
Case 2 - Ansattbolig og Naust	19,2 kW		Godkjent
Case 3 – Ansattbolig og Internatet	10,7 kW	8,5 kW	Sannsynlig Godkjent
Case 4 – Vindturbin i terreng	10,7 kW	8,5 kW	Sannsynlig Godkjent
Case 5 – SD6 og Ansattbolig	16,7 kW		Godkjent

Tabell 24 Casenes påvirkning på strømmettet.

4.8 Økonomi og LCOE analyse

4.8.1 Kostnader og inntekter ved forbruk og salg av strøm

For de økonomiske analysene av de ulike casene er det essensielt å få karlagt hvilke utgifter og inntekter som kommer fra å bruke produksjonen til eget forbruk og ved salg tilbake til nettet. I tabell 19 er det redegjort for nettleie avtalene til de to anleggene. For videre utregninger er ikke fastbeløpet tatt hensyn til i inntektene ved produksjon ettersom det er en konstant utgift som ikke vil endre seg med produksjonen.

Bedrift energi målt	NET-L (Anlegg 1)	NET-S (Anlegg 2)
Fastbeløp	4080 kr/år	2270 kr/år
Energiledd	12 øre/kWh	12 øre/kWh
Forbruksavgift	15,41 øre/kWh	15,41 øre/kWh
Enova-avgift	1 øre/kWh	1 øre/kWh

Tabell 25 Tensio Nettleiepriser for bedrift.

Som nevnt i kapittel 2.7 vil strømkostnadene bli påvirket av statlige endringer og endringer i kraftmarkedet. Det er derfor ikke tatt hensyn til historiske priser og avgifter ved utregning av de totale kostnadene for kjøp av strøm. Etter samtale med veileder og oppdragsgiver har det blitt enighet om et utgangspunkt på 1 kr/kWh ved kjøp av strømmen. Dette vil da være en summert verdi av leddene spotpris, påslag per kWh og påslag i kroner, se tabell 20 og 21. De totale inntektene og kostnadene per kWh er gitt i tabellen under. Disse verdiene er blitt brukt i NNV-analysen som parametere for inntektene ved besparte inntekter og inntekter ved salg tilbake til nettet.

Prisledd	Øre/ kwh
<hr/>	
Kraftpris:	
spotpris børs	
Kraftpris: påslag per kWh	
Kraftpris: påslag i kroner	
satt til 1 kr/kwh	100
<hr/>	
Nettariff: energiledd	12
Forbruksavgift	15,41
Enova-avgift	1
Mva	25%
<hr/>	
Sum	160,5125

Tabell 26 Kostnader ved kjøp av strøm med kraftpris på 1 kr/kWh.

Prisledd	Øre / kwh
<hr/>	
Kraftpris: spotpris børs	
Kraftpris: påslag per kWh	
Kraftpris påslag i kroner	
satt til 1 kr/kwh	100
<hr/>	
Nettariff: energiledd	12
Mva	25%
<hr/>	
sum	112

Tabell 27 Inntekter ved salg av strøm med kraftpris på 1 kr/kWh.

4.8.2 Case 1

Case 1 består av solcellepaneler montert eksklusivt på ansattboligen. Denne installasjonen vil inneholde 36 solcellepaneler koblet til en SMA Solar Technology STP10.0 inverter. Under kan en se de estimerte kostnadene ved en slik installasjon. Kostnader er hentet fra leverandører av de aktuelle varene, samt vanlige tall for lønnet installasjonsarbeid. For monteringsmaterialet til solcellepanelene ble det brukt K2 Base, et nettprogram som kan planlegge en solcelleinstallasjon og gir kostnader ved monteringsmateriell som resultat.

I dette estimatet er det også regnet med ett utskift av inverteren i løpet av levetiden til anlegget.

Beskrivelse	Utstyr	Info	Antall/ lengde	Pris/stk.	Pris
Solcellepanel	REC365TP4		36,00	kr 2 500	kr 90 000
Inverter	STP10.0		1,00	kr 18 500	kr 18 500
DC Kabel	2x4mm ² Kabel	3x2m	6,00	kr 50	kr 300
Koblingsboks	4 in 1 ut MC4 koblingsboks		1,00	kr 1 500	kr 1 500
AC Kabel	3x4mm ² Kabel		14,00	kr 60	kr 840
MC4 Kontakt			40,00	kr 60	kr 2 400
Festemateriell		Fra K2 Base	1,00	kr 19 100	kr 19 100
Vedlikehold	STP10.0	Utskift av inverter	1,00	kr 18 500	kr 18 500
				Sum materiell	kr 151 140
Arbeid panel		0,6t/panel	21,60	kr 1 000	kr 21 600
Arbeid kabler			4,00	kr 1 000	kr 4 000
Arbeid tilkobling i tavle			3,00	kr 1 000	kr 3 000
Prosjektering			8,00	kr 1 000	kr 8 000
Transport			1,00	kr 10 000	kr 10 000
Arbeid ved vedlikehold			1,00	kr 1 000	kr 1 000
				Sum arbeid	kr 47 600
				Sum total	kr 198 740,00

Tabell 28 Estimerte installasjonskostnader for Case 1.

4.8.2.1 Nedbetalingstid

Nå som investeringskostnaden er blitt funnet til å være 198 740kr for case 1, kan en bruke dette til å beregne nedbetalingstiden, men først må inntjening estimeres. Fra valg av solcellepanel er det funnet en degradering på 2 % det første året og 0,5 % de resterende 24 årene. Dette brukes til å lage estimater for produksjon hvert år av levetiden til anlegget. Videre behøves det en strømpris og grunnet usikkerheten rundt denne prisen har gruppen valgt å bruke tre ulike strømpriser for å få et variert resultat. De valgte strømprisene er 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh. Disse verdiene er blitt valgt fordi 0,5 kr/kWh er nærme det strømprisen er i dag, men det er også

ønskelig å vite hvordan en økning vil påvirke økonomien til et slikt prosjekt. Ved å multiplisere produksjon med strømpris finner en total inntjening det året, men det er viktig å merke at denne forenklede utregningen ikke tar høyde for mindre faktorer som avgifter og MVA.

Resultatene fra denne analysen er vist i tabell 28 og 29. Her ble det funnet at en strømpris på 1,5 kr/kWh vil føre til en relativt rask nedbetalingstid på ca. 12,5 år. Videre ble prosjektet også nedbetalt med en strømpris på 1 kr/kWh, men da vil det ta ca. 19 år før prosjektet har tjent seg inn og det er bare 6 år igjen av levetiden. Når strømprisen er nærmere det den er i dag vil nedbetalingen ta lengre tid enn prosjektets levetid. Figur 83 visualiserer disse resultatene.

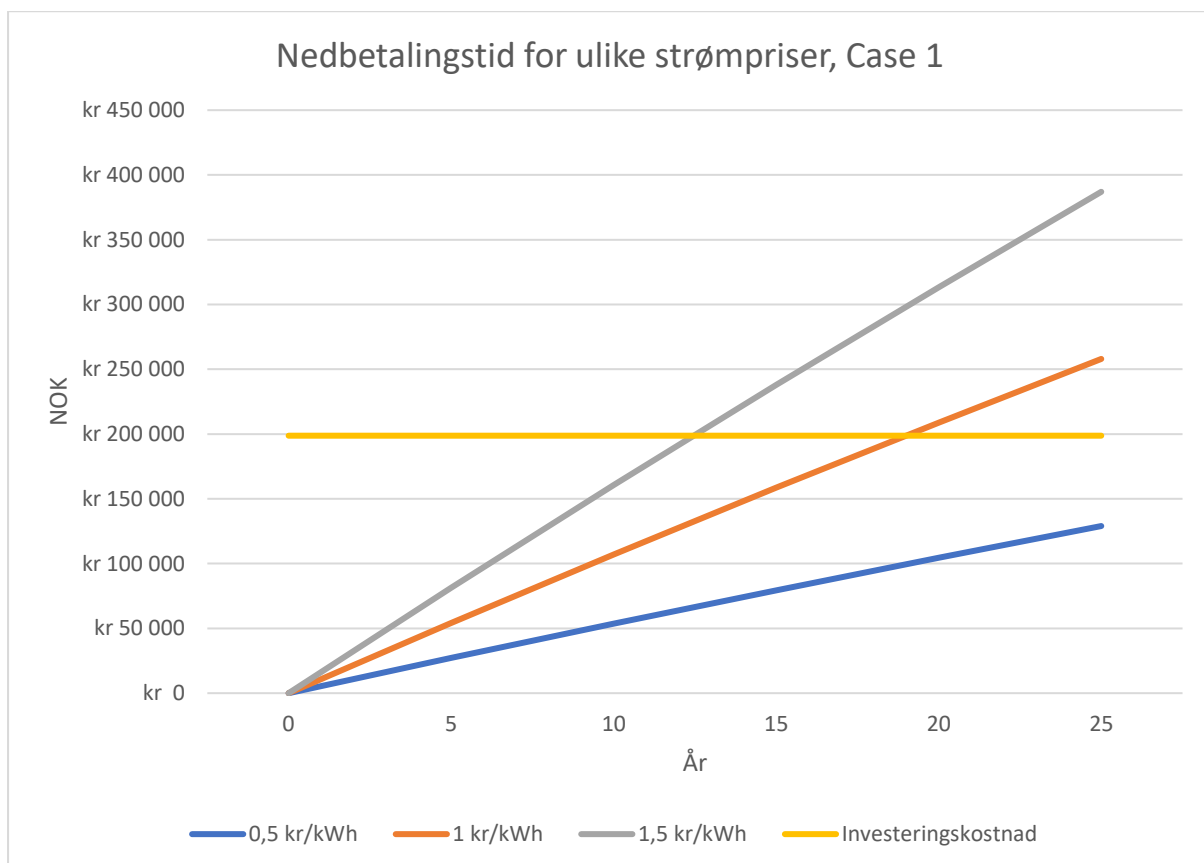
		Case 1		
		Strømpris (kr/kWh)		
		0,5	1	1,5
År	Produksjon med degradering (kWh)	Inntjening		
1	10952	kr 5 476	kr 10 952	kr 16 429
2	10898	kr 5 449	kr 10 898	kr 16 347
3	10843	kr 5 422	kr 10 843	kr 16 265
4	10789	kr 5 395	kr 10 789	kr 16 184
5	10735	kr 5 368	kr 10 735	kr 16 103
6	10681	kr 5 341	kr 10 681	kr 16 022
7	10628	kr 5 314	kr 10 628	kr 15 942
8	10575	kr 5 287	kr 10 575	kr 15 862
9	10522	kr 5 261	kr 10 522	kr 15 783
10	10469	kr 5 235	kr 10 469	kr 15 704
11	10417	kr 5 209	kr 10 417	kr 15 626
12	10365	kr 5 182	kr 10 365	kr 15 547
13	10313	kr 5 157	kr 10 313	kr 15 470
14	10262	kr 5 131	kr 10 262	kr 15 392
15	10210	kr 5 105	kr 10 210	kr 15 315
16	10159	kr 5 080	kr 10 159	kr 15 239
17	10108	kr 5 054	kr 10 108	kr 15 163
18	10058	kr 5 029	kr 10 058	kr 15 087
19	10008	kr 5 004	kr 10 008	kr 15 011
20	9958	kr 4 979	kr 9 958	kr 14 936
21	9908	kr 4 954	kr 9 908	kr 14 862
22	9858	kr 4 929	kr 9 858	kr 14 787
23	9809	kr 4 904	kr 9 809	kr 14 713
24	9760	kr 4 880	kr 9 760	kr 14 640
25	9711	kr 4 856	kr 9 711	kr 14 567

Tabell 29 Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 1.

Etter år	Sum bespart		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
0	kr 0	kr 0	kr 0
5	kr 27 109	kr 54 218	kr 81 326
10	kr 53 547	kr 107 093	kr 160 640
15	kr 79 330	kr 158 660	kr 237 990
20	kr 104 475	kr 208 950	kr 313 426
25	kr 128 998	kr 257 996	kr 386 994

Nedbetalingstid (år)	Strømpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
25+	25+	18,97	12,45

Tabell 30 Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 1.



Figur 83 Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 1.

4.8.2.2 Nettonåverdi

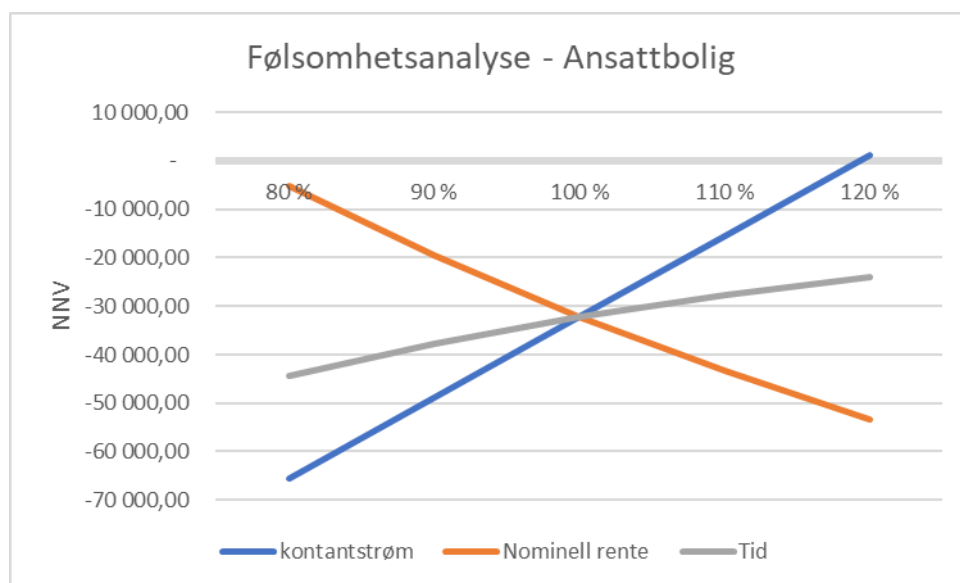
Tabellen under viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene for prosjektet med ansattboligen. Nederst i tabellen er nettonåverdien til prosjektet vist, og det er tydelig at dette prosjektet ikke vil være lønnsomt. Dette prosjektet er den minste installasjonen av solceller, og med det vil det være en mindre dekningsgrad og salg tilbake til nettet sammenlignet med de andre solcasen.

Produsert	Bespart forbruk (kWh/år)		9 576
	Salg til nettet (kWh/år)		1 600
investeringskostnad	Materialer	kr	151 140
	Installasjon	kr	47 600
Variabel kostnad/år	Service	-	
Bespart kostnad/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Forbruksavgift	kr	0,15
	Enova-avgift	kr	0,01
	Mva		25 %
	Bespart	kr	1,61
Tjent på salg/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Tjent	kr	1,12
Inntekt ved bespart/år		kr	15 371
Inntekt ved salg/år		kr	1 792
Inntektsskatt			38 %
Inntekt ved salg/år m/ skatt		kr	1 111
Total inntekt/år		kr	16 482
Inflasjon			2,5 %
Reel rente			6,0 %
Nominell rente			8,7 %
NNV		-kr	32 146

Tabell 31: NNV for case 1

4.8.2.2.1 Følsomhetsanalyse

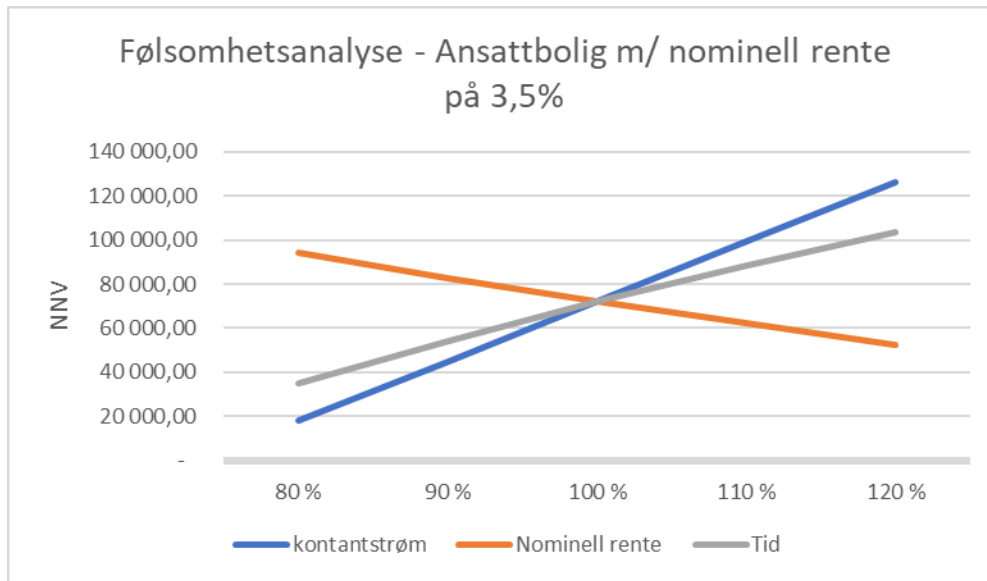
I følsomhetsanalysen av solcellepaneler på ansattboligen er det verdt å merke seg at når kontantstrømmene øker med mer enn 20% vil prosjektet gå i tilnærmet null i løpet av 25 år. I tillegg er det verdt å merke at variasjonene på tid ikke vil ha like stor påvirkning på NNV som variasjonene på kontantstrømmen og renten. For variasjoner med 80% til 120% på parameterne vil ikke denne installasjonen være lønnsom sett i et økonomisk perspektiv. Følsomhetsanalysen for solceller på ansattboligen er vist i figur 84



Figur 84: Følsomhetsanalyse for Case 1 med nominell rente på 8,5 %

Med en nominell rente på 3,5% i case 1 er det tydelig at prosjektet blir lønnsomt. NNV vil ha en verdi på ca 35 000kr og kontantstrømmene vil minke mindre i verdi for hvert år som kommer.

I figur 85 er det vist hvordan følsomhetsanalysen blir påvirket av en reduksjon på den nominelle renta.



Figur 85: Følsomhetsanalyse for case 1 med nominell rente på 3,5%

4.8.2.3 LCOE Analyse

Som nevnt tidligere i denne rapporten er LCOE en verdi som oppgis i kr/kWh og informerer om hvor mye som betales per kWh produsert. Dette gjøres ved å se på total kostnad og total produksjon over hele levetiden til prosjektet. Som nevnt tidligere er formelen for LCOE som følger (formel 5):16

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t : Investerings- og utviklingskostnader

M_t : Drifts- og vedlikeholdskostnader

F_t : Energi- og brenselskostnader

E_t : Energi produsert

n : Økonomisk levetid i år

r : Diskonteringsrente

Fra tidligere utregninger er følgende variabler blitt bestemt for Case 1:

I_t	Kr 179 240,-
M_t	Kr 19 500,-
F_t	Kr 0,-
E_t	11 176 kWh
n	25
r	4%

Tabell 32 LCOE variabler for Case 1.

Når disse tallene settes inn i formelen for LCOE får man følgende resultat:

$$\text{LCOE}_{\text{Case 1}} = 1,023 \text{ kr/kWh}$$

Ved valg av denne casen vil det altså koste ca. 1kr per produsert kWh over levetiden til anlegget på 25 år.

4.8.3 Case 2

Case 2 består av ansattboligen og naustet på Skårøya. Dette er en installasjon som gir stor produksjon, men som igjen har større kostnader ved installasjon og vedlikehold. Totalt vil et slikt anlegg inneholde 66 solcellepaneler fra SMA Solar Technology, av typer REC365TP4. Dette gir en total installert effekt på 24,09kWp, med en simulert årlig produksjon på 20 306 kWh/år. Til naustet anvendes en 8kW inverter kalt STP8.0-3AV-40 og ansattboligen bruker den samme 10kW inverteren som i Case 1. Kostnader til denne installasjonen er hentet på likt vis som ved Case 1 og igjen starter den økonomiske analysen med investeringskostnadene vist under. Her vises kostnadene for installasjon på naustet, ettersom kostnadene for ansattboligen vil være de samme som i case 1. Hovedsakelig kommer forskjellene fra det reduserte antallet paneler og den mindre inverteren.

Beskrivelse	Utstyr	Info	Antall/ lengde	Pris/stk.	Pris
Solcellepanel	REC365TP 4		30,00	kr 2 500	kr 75 000
Inverter	STP8.0		1,00	kr 16 600	kr 16 600
DC Kabel	2x4mm ² Kabel	2x10m	20,00	kr 50	kr 1 000
AC Kabel	3x4mm ² Kabel		30,00	kr 60	kr 1 800
MC4 Kontakt			32,00	kr 60	kr 1 920
Festemateriell		Fra K2 Base	1,00	kr 5 300	kr 5 300
Vedlikehold	STP8.0	Utskift av inverter	1,00	kr 16 600	kr 16 600
				Sum materiell	kr 118 220
Arbeid panel		0,6t/panel	18,00	kr 1 000	kr 18 000
Arbeid kabler			4,00	kr 1 000	kr 4 000
Arbeid tilkobling i tavle			3,00	kr 1 000	kr 3 000
Prosjektering			8,00	kr 1 000	kr 8 000
Transport			1,00	kr 10 000	kr 10 000
Arbeid ved vedlikehold			1,00	kr 1 000	kr 1 000
				Sum arbeid	kr 44 000
				Sum total	kr 162 220

Tabell 33 Investeringskostnader for Naustet.

Sum materiell ansattbolig	kr 151 140,00
Sum materiell naust	kr 118 220,00
Total sum materiell	kr 269 360,00
Sum arbeid ansattbolig	kr 47 600,00
Sum arbeid naust	kr 44 000,00
Total sum arbeid	kr 91 600,00
Total kombinert sum	kr 360 960,00

Tabell 34 Totale investeringskostnader for case 2.

4.8.3.1 Nedbetalingstid

Videre skal det igjen sees på hvor lang tid det vil ta før investeringskostnadene er blitt tjent inn igjen for case 2. Igjen blir det brukt 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh som strømpris med 2% degradering i det første året og 0,5% de neste 24. Med en stor investeringskostnad, men også større produksjon har Case 2 veldig like resultater med lik nedbetalingstid som Case 1. Dette skyldes det like forholdet mellom kostnad og produksjon for de 2 casene. Det er fremdeles ikke mulig å tjene inn investeringskostnaden i løpet av anleggets levetid med en strømpris på 0,5 kr/kWh.

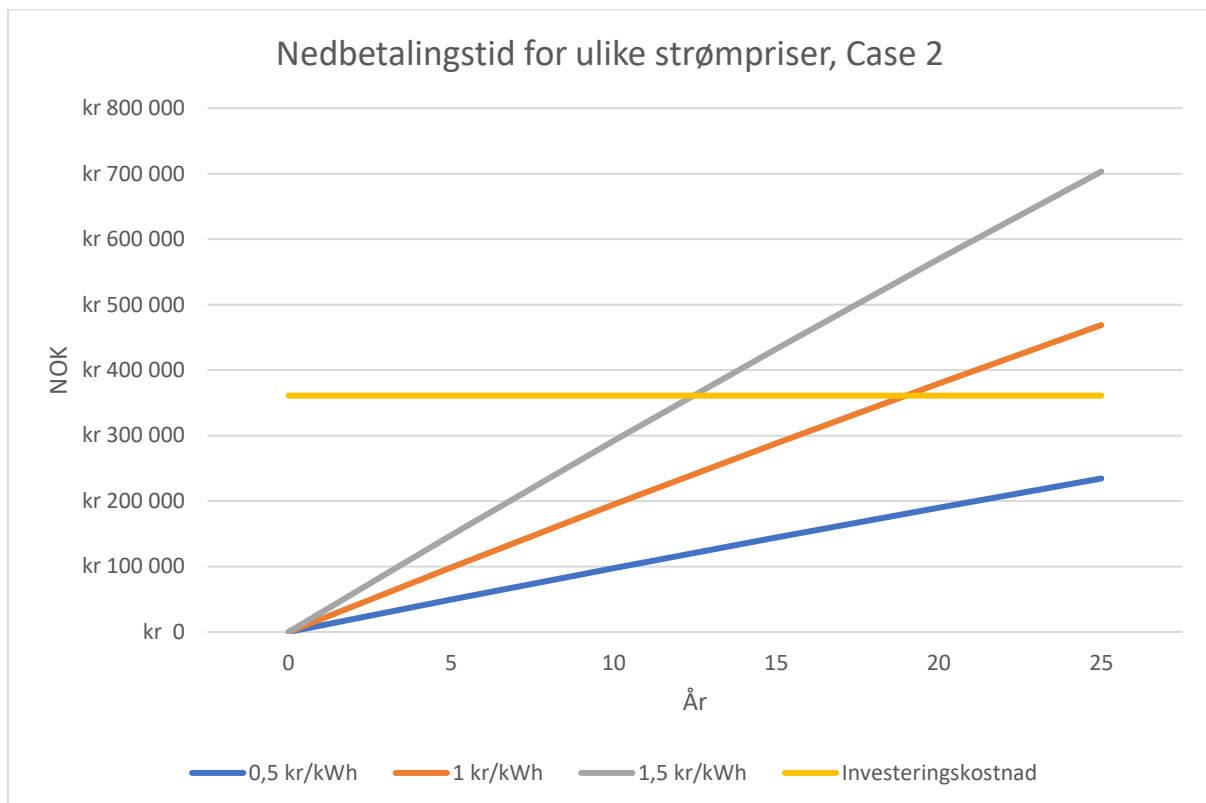
Case 2		Strømpris (kr/kWh)		
		0,5	1	1,5
År	Produksjon med degradering (kWh)	Inntjening		
1	19900	kr 9 950	kr 19 900	kr 29 850
2	19800	kr 9 900	kr 19 800	kr 29 701
3	19701	kr 9 851	kr 19 701	kr 29 552
4	19603	kr 9 801	kr 19 603	kr 29 404
5	19505	kr 9 752	kr 19 505	kr 29 257
6	19407	kr 9 704	kr 19 407	kr 29 111
7	19310	kr 9 655	kr 19 310	kr 28 965
8	19214	kr 9 607	kr 19 214	kr 28 821
9	19118	kr 9 559	kr 19 118	kr 28 677
10	19022	kr 9 511	kr 19 022	kr 28 533
11	18927	kr 9 463	kr 18 927	kr 28 390
12	18832	kr 9 416	kr 18 832	kr 28 249
13	18738	kr 9 369	kr 18 738	kr 28 107
14	18644	kr 9 322	kr 18 644	kr 27 967
15	18551	kr 9 276	kr 18 551	kr 27 827
16	18459	kr 9 229	kr 18 459	kr 27 688
17	18366	kr 9 183	kr 18 366	kr 27 549
18	18274	kr 9 137	kr 18 274	kr 27 412
19	18183	kr 9 092	kr 18 183	kr 27 275
20	18092	kr 9 046	kr 18 092	kr 27 138
21	18002	kr 9 001	kr 18 002	kr 27 002
22	17912	kr 8 956	kr 17 912	kr 26 867
23	17822	kr 8 911	kr 17 822	kr 26 733
24	17733	kr 8 866	kr 17 733	kr 26 599
25	17644	kr 8 822	kr 17 644	kr 26 466

Tabell 35 Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 2.

Etter år	Sum bespart		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
0	kr 0	kr 0	kr 0
5	kr 49 255	kr 98 509	kr 147 764
10	kr 97 290	kr 194 581	kr 291 871
15	kr 144 137	kr 288 274	kr 432 411
20	kr 189 824	kr 379 648	kr 569 472
25	kr 234 380	kr 468 761	kr 703 141

	Strømpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nedbetalingstid (år)	25+	18,97	12,44

Tabell 36 Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 2.



Figur 86 Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 2.

4.8.3.2 Nettonåverdi

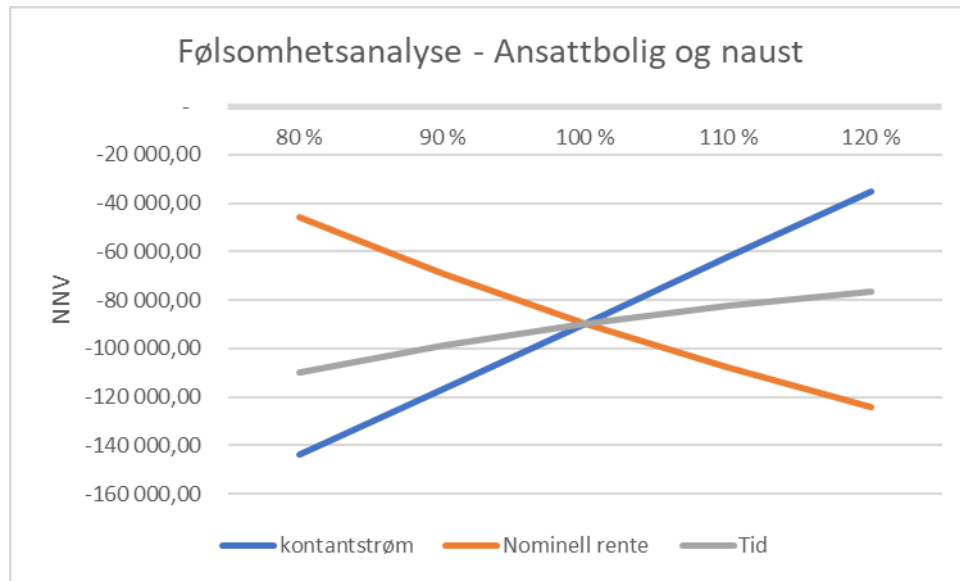
Tabellen under viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene for prosjektet med ansattboligen og naustet. Nederst i tabellen er nettonåverdien til prosjektet vist, og igjen er tydelig at dette prosjektet ikke vil være lønnsomt. Dette prosjektet er den største installasjonen av solceller på anlegg 1, og vil ha en større dekningsgrad og salg tilbake til nettet en kun solceller på ansattboligen.

Produsert	Bespart forbruk (kWh/år)	14 000	
	Salg til nettet (kWh/år)	6 306	
investeringskostnad	Materialer	kr	269 360
	Installasjon	kr	91 600
Variabel kostnad/år	Service	-	
Bespart kostnad/kWh	Kraftmarked	kr	1
	Energiledd	kr	0,12
	Forbruksavgift	kr	0,15
	Enova-avgift	kr	0,01
	Mva		25 %
	Bespart	kr	1,61
Tjent på salg/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Tjent	kr	1,12
Inntekt ved bespart/år		kr	22 472
Inntekt ved salg/år		kr	7 063
Inntektsskatt		38 %	
Inntekt ved salg/år m/ skatt		kr	4 379
Total inntekt/år		kr	26 851
Inflasjon			2,50 %
Reel rente			6,00 %
Nominell rente			8,65 %
NNV		-kr	89 560

Tabell 37: NNV for case 2

4.8.3.2.1 Følsomhetsanalyse

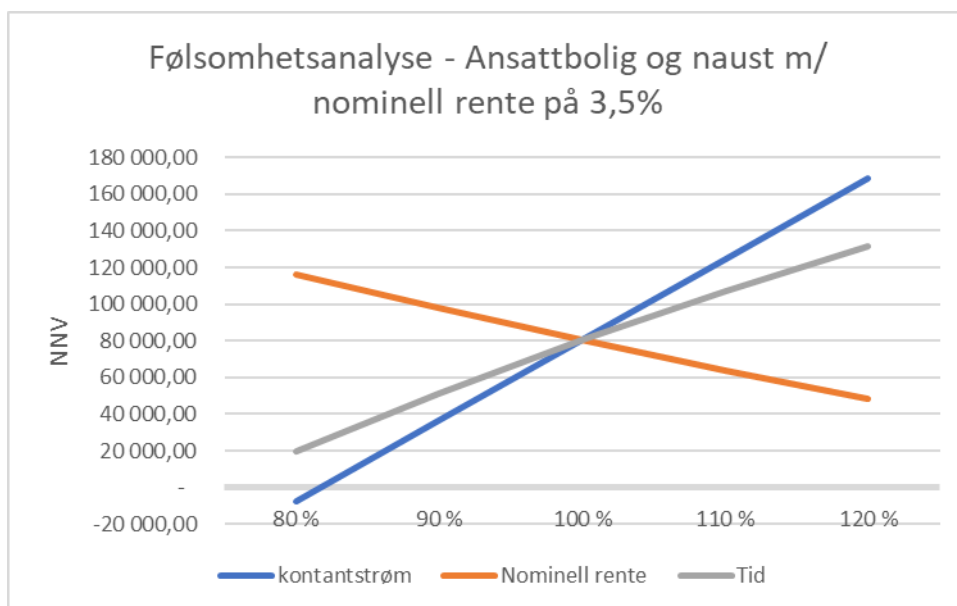
I følsomhetsanalysen av solcellepaneler på ansattboligen og naustet er det ingen av variasjonene som vil føre til at prosjektet blir lønnsomt. Variasjonene på parameterne har samme påvirkningen på NNV i dette prosjektet som i prosjekt 1, men i dette prosjektet må kontantstrømmene øke, eller renten må reduseres betydelig for at det skal være et lønnsomt prosjekt. Følsomhetsanalysen for solceller på ansattboligen er vist i figur 89.



Figur 87 Følsomhetsanalyse for case 2 med nominell rente på 8,5 %.

Med en nominell rente på 3,5% i case 2 er det tydelig at prosjektet blir lønnsomt. NNV vil ha en verdi på ca 80 000kr, kontantstrømmenes påvirkning på NNV øker fra $\pm 50\ 000$ kr til $\pm 70\ 000$ kr, og levetidens prikning øker fra $\pm 20\ 000$ kr til $\pm 60\ 000$ kr

I figur 90 er det vist hvordan følsomhetsanalysen blir påvirket av en reduksjon på den nominelle renta.



Figur 88: Følsomhetsanalyse for case 2 med nominell rente på 3,5 %

4.8.3.3 LCOE Analyse

Igjen er det også ønskelig å sammenligne LCOE for de ulike casene, og dermed brukes den samme formelen som tidligere. Fra tabellene over kan variablene i formelen hentes ut, og de er som følger:

I_t	Kr 360 960,-
M_t	Kr 37 100,-
F_t	Kr 0,-
E_t	20 306 kWh
n	25
r	4%

Tabell 38 LCOE variabler for Case 2.

Når disse tallene settes inn i formelen for LCOE får en følgende resultat:

$$\text{LCOE}_{\text{Case 2}} = 1.0205 \text{ kr/kWh}$$

4.8.4 Case 3

Case 3 består av ansattboligen og internatet. Denne installasjonen vil altså dekke det totale forbruket til leirskolen, sammenlignet med tidligere caser som bare var installert på hovedanlegget. Et slikt anlegg er blitt prosjektert med 26 solcellepaneler på internatet og 36 paneler på ansattboligen. Som tidligere krever ansattboligen en inverter på 10kW, mens internatet er prosjektert med en på 8kW. Total produksjon for hele anlegget er blitt simulert i PVSol til å være 19 977kWh/år. Akkurat som i case 2 og case 1 er ansattboligens kostnader like, så under er det bare vist investeringskostnadene for internatet og en summering av totale kostnader for case 3.

Beskrivelse	Utstyr	Info	Antall/ lengde	Pris/stk.	Pris
Solcellepanel	REC365TP4		26,00	kr 2 500	kr 65 000
Inverter	STP8.0		1,00	kr 16 600	kr 16 600
DC Kabel	2x4mm ² Kabel	2x10m	20,00	kr 50	kr 1 000
AC Kabel	3x4mm ² Kabel		6,00	kr 60	kr 360
MC4 Kontakt			30,00	kr 60	kr 1 800
Festemateriell		Fra K2 Base	1,00	kr 11 700	kr 11 700
Vedlikehold	STP8.0	Utskift av inverter	1,00	kr 16 600	kr 16 600
				Sum materiell	kr 113 060
Arbeid panel		0,6t/panel	15,60	kr 1 000	kr 15 600
Arbeid kabler			4,00	kr 1 000	kr 4 000
Arbeid tilkobling i tavle			3,00	kr 1 000	kr 3 000
Prosjektering			8,00	kr 1 000	kr 8 000
Transport			1,00	kr 10 000	kr 10 000
Arbeid ved vedlikehold			1,00	kr 1 000	kr 1 000
				Sum arbeid	kr 41 600
				Sum total	kr 154 660

Tabell 39 Investeringskostnader for internatet.

Sum materiell ansattbolig	kr 151 140,00
Sum materiell internat	kr 113 060,00
Total sum materiell	kr 264 200,00
Sum arbeid ansattbolig	kr 47 600,00
Sum arbeid naust	kr 41 600,00
Total sum arbeid	kr 89 200,00
Total kombinert sum	kr 353 400,00

Tabell 40 Totale investeringskostnader for case 3.

4.8.4.1 Nedbetalingstid

Igjen foretas det en analyse for å finne nedbetalingstiden basert på de samme faktorene: strømpriser på 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh og degradering på 2% det første året og 0,5% de neste 24. Med en investeringskostnad på 353 400kr og produksjon på 19 977kWh/år ender Case 3 opp med nedbetalingstider som igjen er veldig nærme de som er blitt funnet for tidligere caser. Her kan en se den laveste nedbetalingstiden så langt på 12,38 år, men i forhold til Case 1 med 12,45 år er dette bare en forskjell på 0,07 år eller nesten én måned.

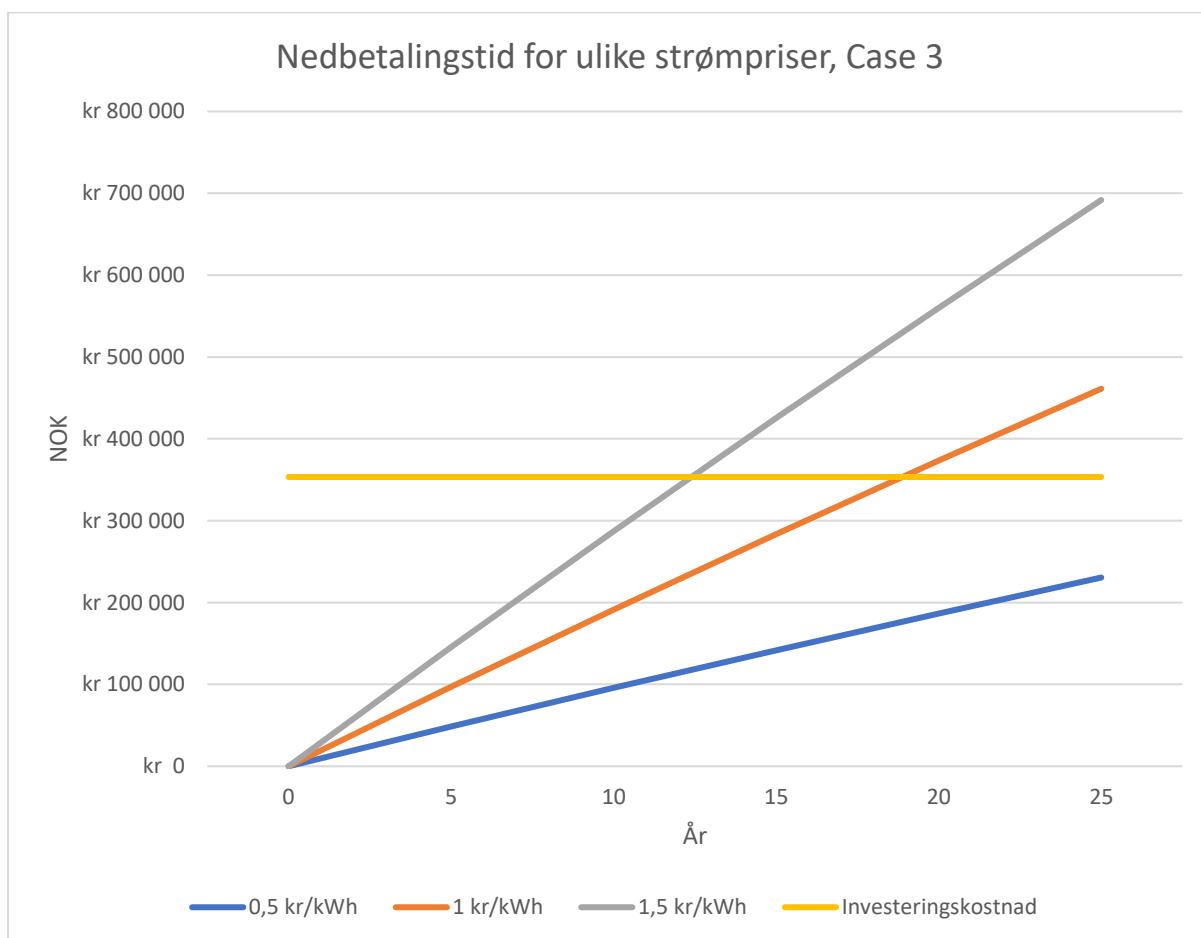
Dersom en videre tar høyde for de usikkerhetene ved variablene brukt i utregningen, er dette en neglisjerbar forskjell som ikke kan brukes til å vurdere den ene casen bedre enn den andre.

Case 3		Strømpris (kr/kWh)		
		0,5	1	1,5
År	Produksjon med degradering	Inntjening		
1	19577	kr 9 789	kr 19 577	kr 29 366
2	19480	kr 9 740	kr 19 480	kr 29 219
3	19382	kr 9 691	kr 19 382	kr 29 073
4	19285	kr 9 643	kr 19 285	kr 28 928
5	19189	kr 9 594	kr 19 189	kr 28 783
6	19093	kr 9 546	kr 19 093	kr 28 639
7	18997	kr 9 499	kr 18 997	kr 28 496
8	18902	kr 9 451	kr 18 902	kr 28 354
9	18808	kr 9 404	kr 18 808	kr 28 212
10	18714	kr 9 357	kr 18 714	kr 28 071
11	18620	kr 9 310	kr 18 620	kr 27 930
12	18527	kr 9 264	kr 18 527	kr 27 791
13	18435	kr 9 217	kr 18 435	kr 27 652
14	18342	kr 9 171	kr 18 342	kr 27 514
15	18251	kr 9 125	kr 18 251	kr 27 376
16	18159	kr 9 080	kr 18 159	kr 27 239
17	18069	kr 9 034	kr 18 069	kr 27 103
18	17978	kr 8 989	kr 17 978	kr 26 967
19	17888	kr 8 944	kr 17 888	kr 26 833
20	17799	kr 8 899	kr 17 799	kr 26 698
21	17710	kr 8 855	kr 17 710	kr 26 565
22	17621	kr 8 811	kr 17 621	kr 26 432
23	17533	kr 8 767	kr 17 533	kr 26 300
24	17446	kr 8 723	kr 17 446	kr 26 168
25	17358	kr 8 679	kr 17 358	kr 26 038

Tabell 41 Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 3.

		Sum bespart		
Etter år	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh	
0	kr 0	kr 0	kr 0	
5	kr 48 457	kr 96 913	kr 145 370	
10	kr 95 714	kr 191 428	kr 287 142	
15	kr 141 802	kr 283 603	kr 425 405	
20	kr 186 748	kr 373 497	kr 560 245	
25	kr 230 583	kr 461 166	kr 691 749	
		Strømpris		
		0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nedbetalingstid (år)		25+	18,87	12,38

Tabell 42 Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 3.



Figur 89 Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 3.

4.8.4.2 Nettonåverdi

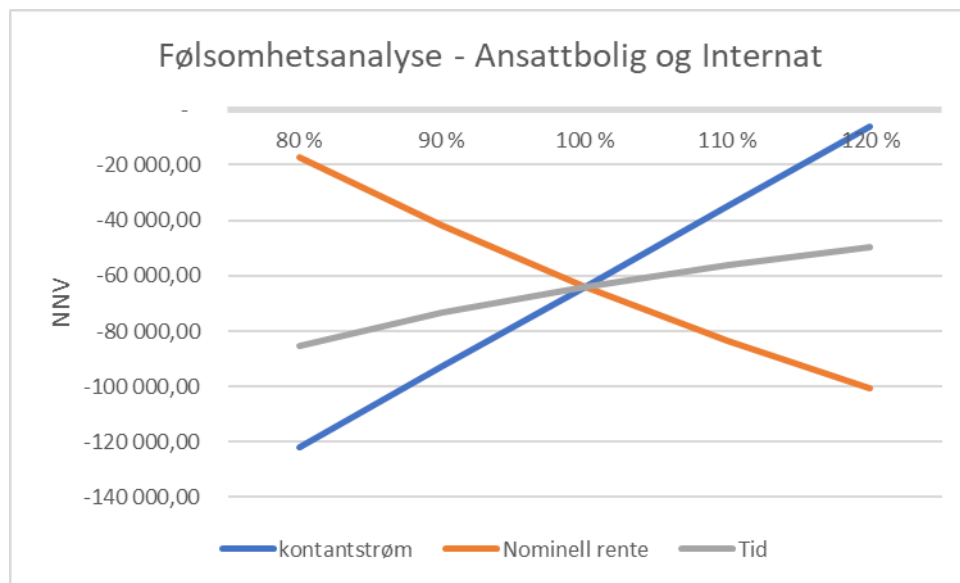
Tabellen under viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene for prosjektet med ansattboligen og internatet. Nederst i tabellen er nettonåverdien til prosjektet vist, og igjen er det tydelig at dette prosjektet ikke vil være lønnsomt. Dette prosjektet er den største installasjonen av solcellepaneler, og vil ha en større dekningsgrad og salg tilbake til nettet en solceller på kun ansattboligen og ansattboligen og naustet.

Produsert	Bespart forbruk (kWh/år)		16227
	Salg til nettet (kWh/år)		3750
investeringskostnad	Materialer	kr	264200
	Installasjon	kr	89200
Variabel kostnad/år	Service		
Bespart kostnad/kWh	Kraftmarked	kr	1
	Energiledd	kr	0,12
	Forbruksavgift	kr	0,15
	Enova-avgift	kr	0,01
	Mva	25 %	
	Bespart	kr	1,61
Tjent på salg/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Tjent	kr	1,12
Inntekt ved bespart/år		kr	26 046
Inntekt ved salg/år		kr	4200
Inntektsskatt			38 %
Inntekt ved salg/år m/skatt		kr	2604
Total inntekt/år		kr	28 650
Inflasjon			2,50 %
Reel rente			6,00 %
Nominell rente			8,65 %
NNV		-kr	63809

Tabell 43: NNV for case 3

4.8.4.2.1 Følsomhetsanalyse

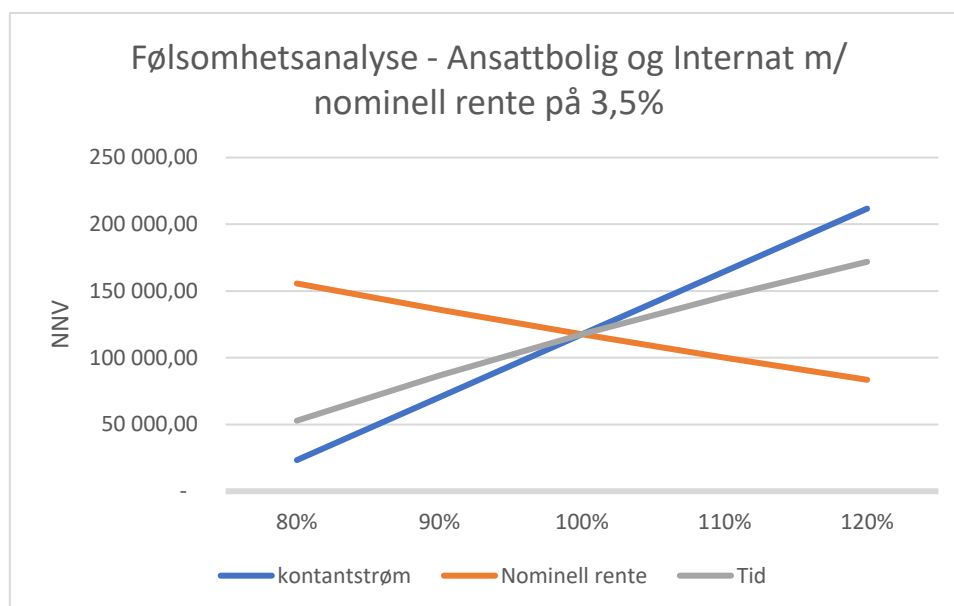
I følsomhetsanalysen av solcellepaneler på ansattboligen og naustet er det igjen ingen av variasjonene som vil føre til at prosjektet blir lønnsomt. Variasjonene på parameterne har samme påvirkningen på NNV i dette prosjektet som i prosjekt 1 og 2, men i dette prosjektet må kontantstrømmene øke, eller renten må reduseres i en mindre grad for at det skal være et lønnsomt prosjekt. Følsomhetsanalysen for solceller på ansattboligen og naustet er vist i figur 92.



Figur 90 Følsomhetsanalyse for case 3 med nominell rente på 8,5 %.

Med en nominell rente på 3,5% i case 3 er det tydelig at prosjektet blir lønnsomt. NNV vil ha en verdi på ca. 120 000kr, kontantstrømmenes påvirkning på NNV øker fra $\pm 55\ 000$ kr til $\pm 90\ 000$ kr, og levetidens prikning øker fra $\pm 15\ 000$ kr til $\pm 60\ 000$ kr.

I figur 93 er det vist hvordan følsomhetsanalysen til case 3 blir påvirket av en reduksjon på den nominelle renta.



Figur 91: Følsomhetsanalyse for case 3 med nominell rente på 3,5 %

4.8.4.3 LCOE Analyse

Under, i tabell 43, vises de variablene som skal brukes i LCOE-formelen for case 3.

I_t	Kr 316 300,-
M_t	Kr 37 100,-
F_t	Kr 0,-
E_t	19 977 kWh
n	25
r	4%

Tabell 44 Tabell LCOE variabler for Case 3.

Når disse tallene settes inn i formelen for LCOE får en følgende resultat:

$$LCOE_{\text{Case 3}} = 1,0146 \text{ kr/kWh}$$

4.8.5 Case 4

Case 4 består av en enkelt vindturbin av typen SD6 koblet til anlegg 1. Dette er en vindturbin på 6 kW som estimert vil produsere over 23 000 kWh per år på Skårøya. Grunnet manglende informasjon fra installatører og manglende tidligere erfaring er kostnader ved en slik installasjon blitt grovt estimert til 750 000 kr etter korrespondanse med Vannhandel og Getek. Grunnet størrelsen på delene til et slikt anlegg er det antatt at transport med helikopter blir nødvendig og dermed er kostnader for dette også estimert, basert på informasjon fra oppdragsgiver. Den totale utregningen av investeringskostnader er vist i tabell 44, vist under. Den totale kostnaden ble estimert til 812 100 kr.

Vindturbin overslag	kr 750 000,00
Helikopter	
<i>Oppmøte</i>	kr 21 000,00
<i>Timespris (3 timer)</i>	kr 38 700,00
<i>Lastemann</i>	kr 2 000,00
<i>Startavgift</i>	kr 400,00
Sum helikopter	kr 62 100,00
Totalt	kr 812 100,00

Tabell 45 Investeringskostnader for case 4. 92

4.8.5.1 Nedbetalingstid

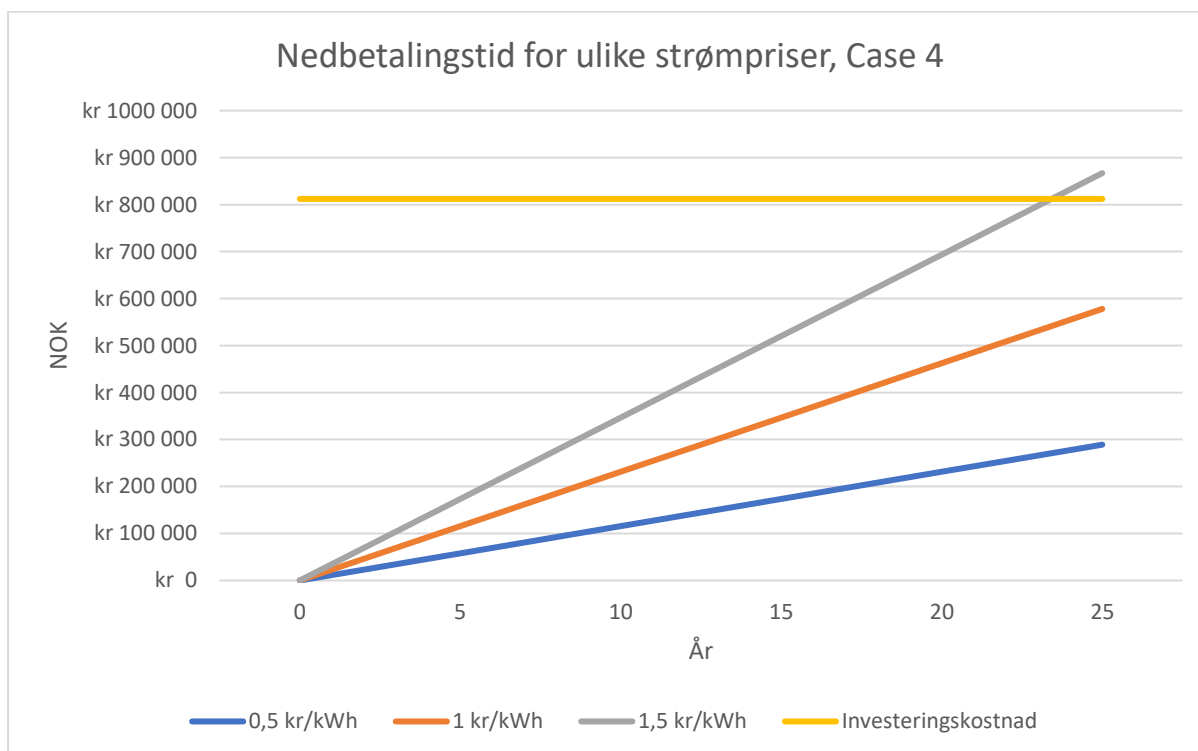
Det neste steget for case 4 er å finne ut hva nedbetalingstiden er. Dette gjøres ved å bruke estimert årsproduksjon og ulike estimater for strømpris. For vindturbinen SD6 er den årlige produksjonen estimert til å være 23 118 kWh og i kontrast med tidligere caser er det ikke aktuelt med degradering for en vindturbin. Strømprisen er estimert til 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh. Resultatene fra denne analysen er vist i tabellene under. Grunnet den veldig store kostnaden ved installasjon av vindturbin er det bare nedbetalt innen anleggets levetid når det er en strømpris på 1,5 kr/kWh, men selv da vil det ta 23,42 år før installasjonen har tjent seg selv inn igjen.

Case 4	Strømpris (kr/kWh)		
	0,5	1	1,5
Årlig produksjon	Årlig inntjening		
23118	kr 11 559	kr 23 118	kr 34 677

Tabell 46 Årlige besparelser med tre ulike strømpriser, Case 4.

Etter år	Sum bespart		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
0	kr 0	kr 0	kr 0
5	kr 57 795	kr 115 590	kr 173 385
10	kr 115 590	kr 231 180	kr 346 770
15	kr 173 385	kr 346 770	kr 520 155
20	kr 231 180	kr 462 360	kr 693 540
25	kr 288 975	kr 577 950	kr 866 925
	Strømpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nedbetalingstid (år)	25+	25+	23,42

Tabell 47 Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 3.



Figur 93 Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 4.

4.8.5.2 Nettonåverdi

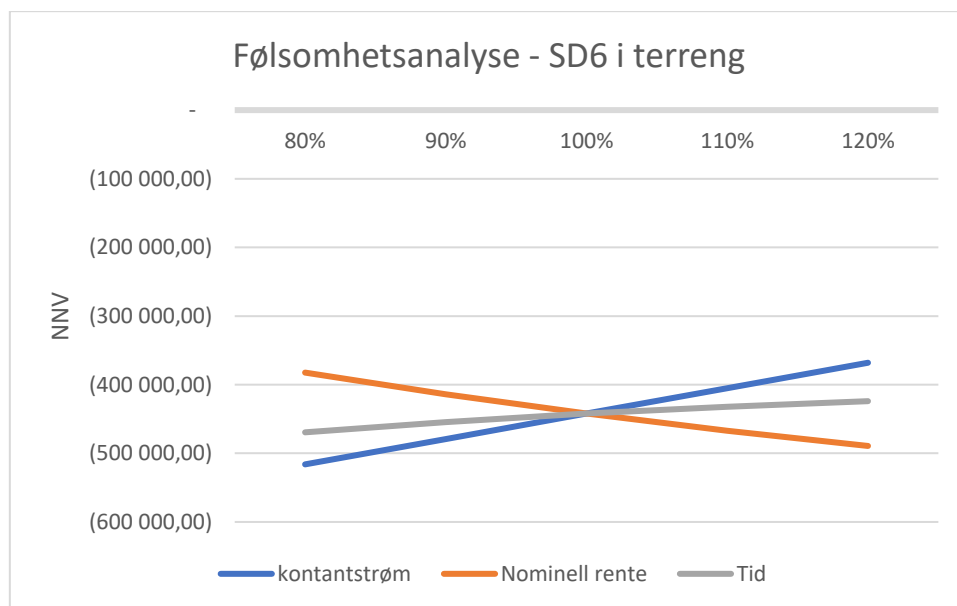
Tabell 47 viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene for prosjektet med vindturbinen SD6 i terreng. Nederst i tabellen er nettonåverdien til prosjektet vist, og igjen er det tydelig at dette prosjektet ikke vil være lønnsomt. Dette prosjektet er den eneste innstasjonen med kun vindturbin i terreng, og vil ha en stor dekningsgrad, men mindre salg tilbake til nettet enn prosjektene med solcellepaneler. Installasjonskostnadene for prosjektene med vindturbiner sammenlignet med investeringskostnadene for prosjektene med solcellepaneler er betydelig større, som gjøre at det også må være en betydelig større inntekt for at det vil være lønnsomt å kun installere vindturbin , men dette er ikke tilfellet for vindturbinen SD6.

Produsert	Bespart forbruk (kWh/år)		22 619
	Salg til nettet (kWh/år)		436
investeringskostnad	Materialer		-
	Installasjon	kr	812100
Variabel kostnad/år	Service	-	
Bespart kostnad/kWh	Kraftmarked	kr	1
	Energiledd	kr	0,12
	Forbruksavgift	kr	0,15
	Enova-avgift	kr	0,01
	Mva		25 %
	Bespart	kr	1,61
Tjent på salg/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Tjent	kr	1,12
Inntekt ved bespart/år		kr	36 306
Inntekt ved salg/år		kr	488
Inntektsskatt			38 %
Inntekt ved salg/år m/ skatt		kr	303
Total inntekt/år		kr	36 608
Inflasjon			2,50 %
Reel rente			6,00 %
Nominell rente			8,65 %
NNV		-kr	442 071

Tabell 48 NNV for case 4.

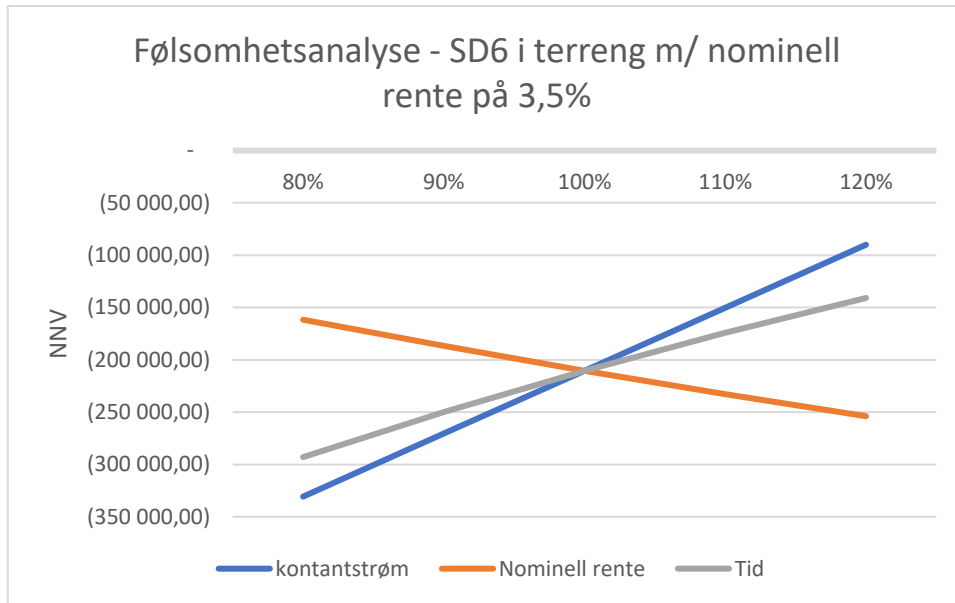
4.8.5.2.1 Følsomhetsanalyse

I følsomhetsanalysen av SD6 i terreng er det igjen ingen av variasjonene som vil føre til at prosjektet blir lønnsomt. Variasjonene på parameterne har samme påvirkningen på NNV i dette prosjektet som i prosjekt 1 og 2 og 3, men i dette prosjektet kan man se at ingen reelle variasjoner på parameterne vil føre til at prosjektet blir lønnsomt. Følsomhetsanalysen for SD6 i terreng er vist i figur 96. For at inntektene i prosjekt 4 skulle fått en NNV lik null med disse parameterne; måtte enten det besparte forbruket vært lik ca. 50 000 kWh, med salg tilbake til nettet lik 0, eller energien solgt tilbake til nettet vært lik ca. 120 000 kWh, med bespart forbruk lik 0.



Figur 94: Følsomhetsanalyse for case 4 med nominell rente på 8,5%

Med en nominell rente på 3,5% i case 4 vil prosjektet fortsatt ikke være lønnsomt. NNV vil ha en verdi på ca. -210 000kr, men kontantstrømmenes påvirkning på NNV øker fra $\pm 75 000$ kr til $\pm 120 000$ kr, og levetidens påvirkning øker fra $\pm 20 000$ kr til $\pm 75 000$ kr. I figur 97 er det vist hvordan følsomhetsanalysen til case 3 blir påvirket av en reduksjon på den nominelle renta.



Figur 95: Følsomhetsanalyse for case 4 med nominell rente på 3,5 %

4.8.5.3 LCOE Analyse

Under vises en tabell med de variablene som skal brukes i LCOE-formelen for case 4.

I_t	Kr 812 100,-
M_t	Kr 0,-
F_t	Kr 0,-
E_t	23 118 kWh
n	25
r	4%

Tabell 49 Variabler til LCOE analyse for case 4.

Når disse tallene settes inn i formelen for LCOE får en følgende resultat:

$$LCOE_{\text{Case 3}} = 2,249 \text{ kr/kWh}$$

4.8.6 Case 5

I case 5 består anlegget av en vindturbin av typen SD6, på 6kW, og solcellepaneler montert på ansattboligen. Igjen er dette den samme konfigurasjonen av paneler på ansattboligen med 36 stk. og en 10kW inverter, så investeringskostnadene for denne delen av installasjonen er allerede funnet til å være 198 740 kr. For vindturbin var det ikke like enkelt å oppdrive kostnader for individuelle deler av et slikt anlegg, men etter å ha kontaktet ulike leverandører har prosjektgruppen fått et overslag på 750 000 kr basert på en tidligere utført installasjon av en lik 6kW vindturbin.

Dette var en installasjon som ble gjort med veitilgang, og dermed blir det økte kostnader for transport til Skårøya. Fra oppdragsgiver har gruppen fått oppgitt priser fra et selskap som driver transport med helikopter i området, og dermed har kostnader ved transport blitt estimert.

Investeringskostnader Case 5	
Ansattbolig	
Materiell	kr 151 140,00
Arbeid	kr 47 600,00
Sum	kr 198 740,00
Vindturbin overslag	kr 750 000,00
Helikopter:	
-Oppmøte	kr 21 000,00
-Timespris (3 timer)	kr 38 700,00
-Lastemann	kr 2 000,00
-Startavgift	kr 400,00
Sum helikopter	kr 62 100,00
Total sum	kr 1 010 840,00

Tabell 50 Investeringskostnader for Case 5.

4.8.6.1 Nedbetalingstid

Når investeringskostnaden er funnet for installasjonen, er neste steg å finne ut hvor mye et slikt anlegg vil tjene over sin levetid og hvorvidt det vil betale for seg selv. For denne casen gjøres dette ved å først beregne produksjon fra solceller med 2% degradering det første året og 0,5% for de neste 24. Videre legges produksjonen til vindturbin til uten degradering fordi dette ikke er aktuelt for vind, og til slutt multipliseres årlig produksjon med strømprisen det året. Strømprisen er igjen her satt til 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh for å få et variert resultat.

Det blir fort tydelig i tabell 50 at Case 5 har en mye større produksjon enn de tidligere casene som er blitt sett på, og dette reflekteres i besparelsene per år. Likevel er investeringskostnaden for et slikt anlegg såpass stor at prosjektet bare vil betales ned med en strømpris på 1,5 kr/kWh og selv da vil dette ta 20,08 år.

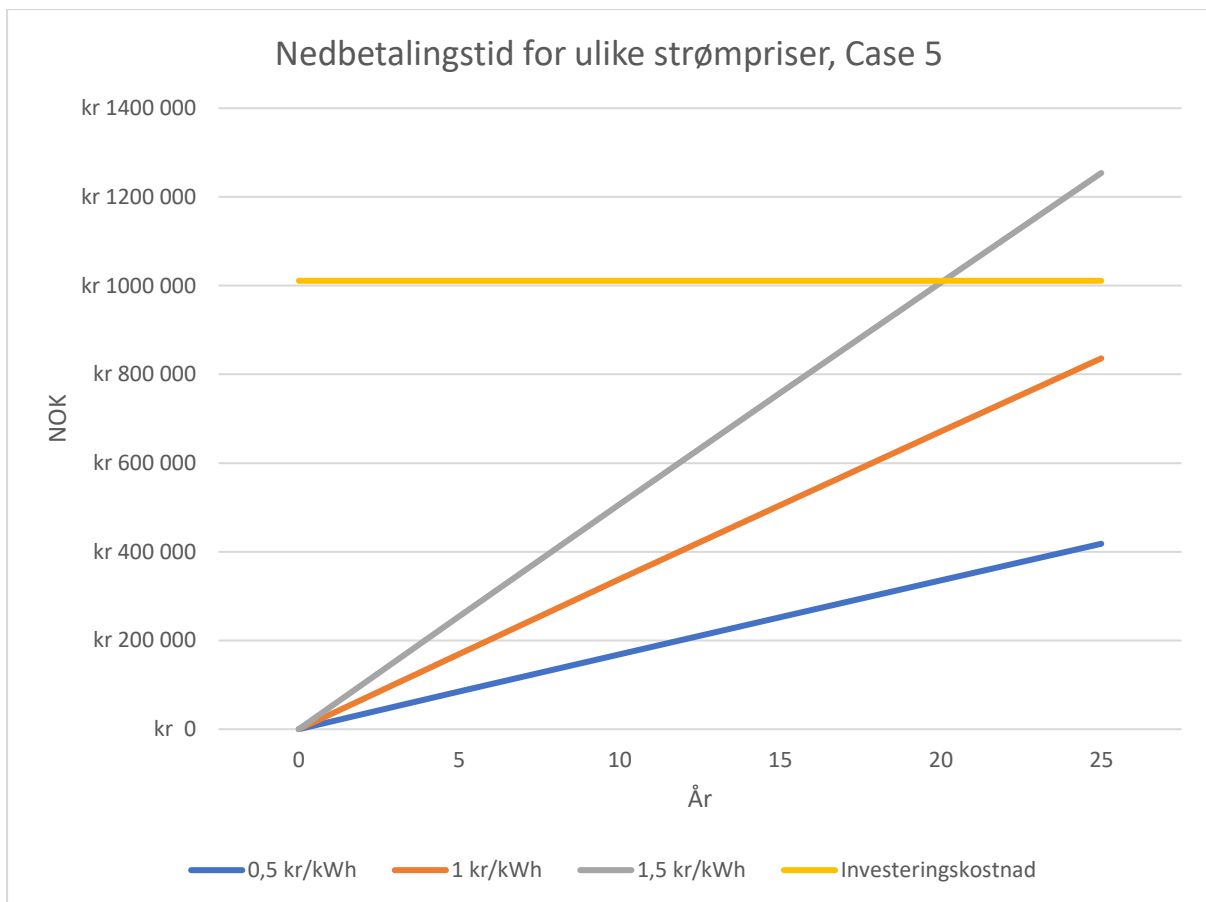
Case 5		Strømpris (kr/kWh)			
Vindturbin produksjon (kWh):		23118	0,5	1	1,5
År	Solcelleproduksjon med degradering (kWh)	Total produksjon (kWh)	Inntjening		
1	10952	34070	kr 17 035	kr 34 070	kr 51 106
2	10898	34016	kr 17 008	kr 34 016	kr 51 024
3	10843	33961	kr 16 981	kr 33 961	kr 50 942
4	10789	33907	kr 16 954	kr 33 907	kr 50 861
5	10735	33853	kr 16 927	kr 33 853	kr 50 780
6	10681	33799	kr 16 900	kr 33 799	kr 50 699
7	10628	33746	kr 16 873	kr 33 746	kr 50 619
8	10575	33693	kr 16 846	kr 33 693	kr 50 539
9	10522	33640	kr 16 820	kr 33 640	kr 50 460
10	10469	33587	kr 16 794	kr 33 587	kr 50 381
11	10417	33535	kr 16 768	kr 33 535	kr 50 303
12	10365	33483	kr 16 741	kr 33 483	kr 50 224
13	10313	33431	kr 16 716	kr 33 431	kr 50 147
14	10262	33380	kr 16 690	kr 33 380	kr 50 069
15	10210	33328	kr 16 664	kr 33 328	kr 49 992
16	10159	33277	kr 16 639	kr 33 277	kr 49 916
17	10108	33226	kr 16 613	kr 33 226	kr 49 840
18	10058	33176	kr 16 588	kr 33 176	kr 49 764
19	10008	33126	kr 16 563	kr 33 126	kr 49 688
20	9958	33076	kr 16 538	kr 33 076	kr 49 613
21	9908	33026	kr 16 513	kr 33 026	kr 49 539
22	9858	32976	kr 16 488	kr 32 976	kr 49 464
23	9809	32927	kr 16 463	kr 32 927	kr 49 390
24	9760	32878	kr 16 439	kr 32 878	kr 49 317
25	9711	32829	kr 16 415	kr 32 829	kr 49 244

Tabell 51 Tabell Årlige besparelser med degradering og tre ulike strømpriser, Case 5.

	Sum bespart		
Etter år	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
0	kr 0	kr 0	kr 0
5	kr 84 904	kr 169 808	kr 254 711
10	kr 169 137	kr 338 273	kr 507 410
15	kr 252 715	kr 505 430	kr 758 145
20	kr 335 655	kr 671 310	kr 1 006 966
25	kr 417 973	kr 835 946	kr 1 253 919

	Strømpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nedbetalingstid (år)	25+	25+	20,08

Tabell 52 Totale besparelser og nedbetalingstid, Case 5.



Figur 96 Nedbetalingstid med ulike strømpriser, Case 5.

4.8.6.2 Nettonåverdi

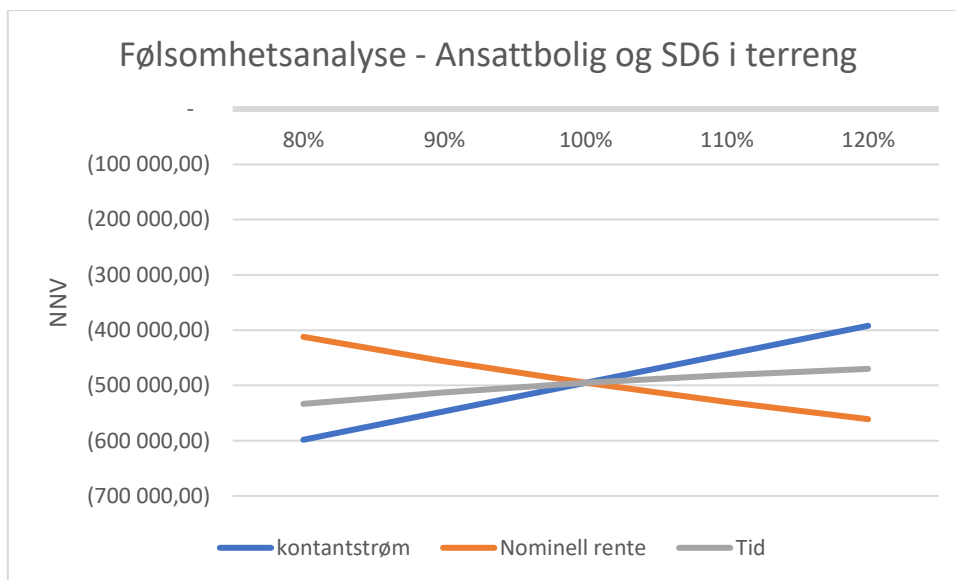
Tabell 52 viser alle kostnader og inntekter som er brukt i nåverdiberegningene for prosjektet med SD6 i terreng og ansattboligen. Nederst i tabellen er nettonåverdien til prosjektet vist, og igjen er det tydelig at dette prosjektet ikke vil være lønnsomt. Dette prosjektet er det eneste prosjektet som har kombinert teknologiene vindturbiner og solcellepaneler. Denne kombinasjonen skulle øke både bespart forbruk og salg til nettet uten å heve investeringskostnadene for mye, men ut ifra hva som ble funnet i case 4, vil det kreve enorme mengder energi fra solcellene som er urealistisk for installasjon av solcellepaneler på vanlige husholdningsboliger.

Produsert	Bespart forbruk (kWh/år)		29985
	Salg til nettet (kWh/år)		4142
investeringskostnad	Materialer	-	
	Installasjon	kr	1 010840
Variabel kostnad/år	Service	-	
Bespart kostnad/kWh	Kraftmarked	kr	1
	Energiledd	kr	0,12
	Forbruksavgift	kr	0,15
	Enova-avgift	kr	0,01
	Mva		25 %
	Bespart	kr	1,61
Tjent på salg/kWh	Kraftmarked	kr	1,00
	Energiledd	kr	0,12
	Tjent	kr	1,12
Inntekt ved bespart/år		kr	48 130
Inntekt ved salg/år		kr	4639
Inntektsskatt			38 %
Inntekt ved salg/år m/ skatt		kr	2876
Total inntekt/år		kr	51006
Inflasjon			2,50 %
Reel rente			6,00 %
Nominell rente			8,65 %
NNV		-kr	495284

Tabell 53: NNV for case 5

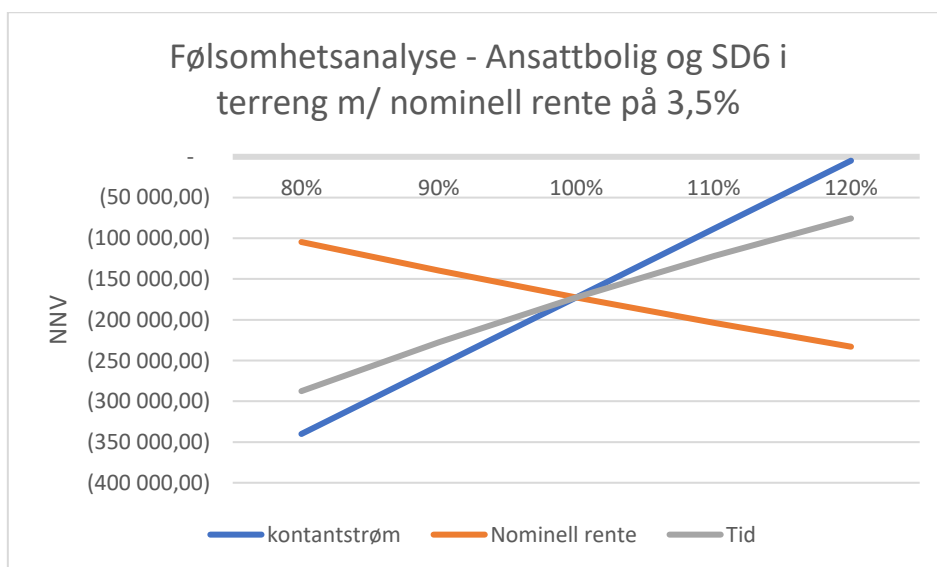
4.8.6.2.1 Følsomhetsanalyse

Følsomhetsanalysen for dette prosjektet har igjen ingen betydning for utfallet på NNV. Prosjektet er som forventet økonomisk urealistisk. Resultatene fra følsomhetsanalysen av prosjekt med solcellepaneler på ansattboligen og SD6 i terreng er vist i figur 97.



Figur 97: Følsomhetsanalyse for case 5 med nominell rente på 8,5%

Med en nominell rente på 3,5% i case 5 vil prosjektet fortsatt ikke være lønnsomt. NNV vil ha en verdi på ca. -170 000kr, men kontantstrømmenes påvirkning på NNV øker fra $\pm 100\ 000$ kr til $\pm 170\ 000$ kr, og levetidens prikning øker fra $\pm 35\ 000$ kr til $\pm 1000\ 000$ kr. I figur 100 er det vist hvordan følsomhetsanalysen til case 5 blir påvirket av en reduksjon på den nominelle renta.



Figur 98: Følsomhetsanalyse med nominell rente på 3,5 %

4.8.6.3 LCOE Analyse

Under vises en tabell med de variablene som skal brukes i LCOE-formelen for case 5.

I_t	Kr 991 340,-
M_t	Kr 19 500,-
F_t	Kr 0,-
E_t	34 294 kWh
n	25
r	4%

Tabell 54 LCOE variabler for case 5.

Når disse tallene settes inn i formelen for LCOE får en følgende resultat:

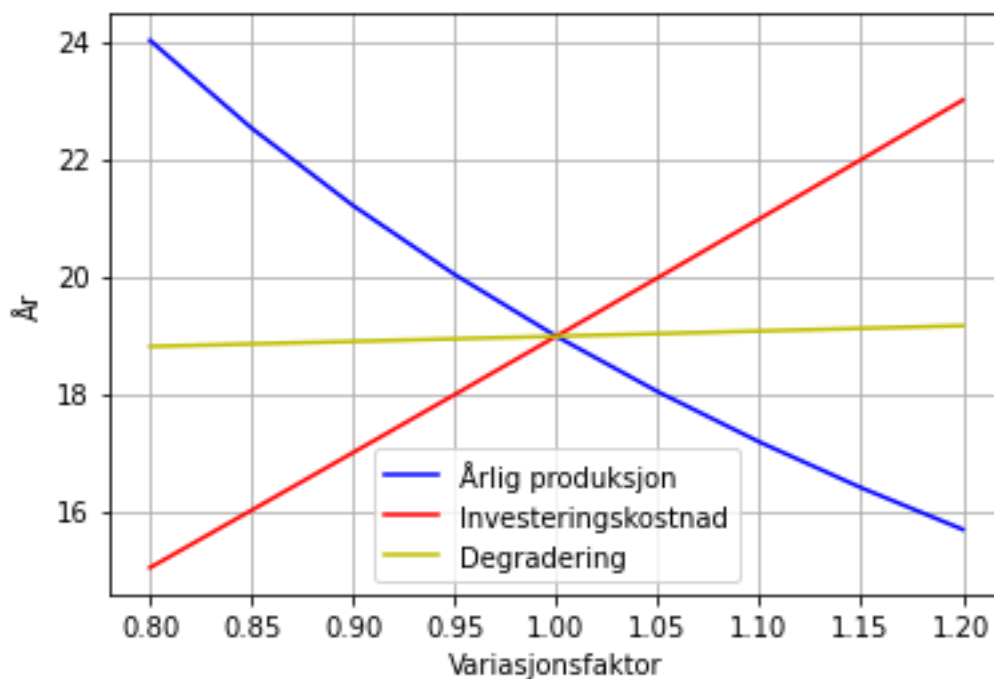
$$\text{LCOE}_{\text{Case 3}} = 1,758 \text{ kr/kWh}$$

4.8.7 Sensitivitetsanalyser

4.8.7.1 Nedbetalingstid

Fordi dette er et estimat hvor flere variabler er usikre, er det gunstig å utføre en sensitivitetsanalyse for å se hvor stor innvirkning variasjon i de ulike variablene har på nedbetalingstiden. Dette er blitt utført ved hjelp av Python og er fremstilt for Case 1 i figuren under. Denne figuren kan tolkes på følgende måte. Langs x-aksen er det vist variasjonsfaktoren som angir hvor stor endring hver variabel i utregningen er blitt utsatt for. Som eksempel vil avlesning av den røde linjen helt til høyre på grafen vise hvordan en 120 % økning av investeringskostnaden vil påvirke nedbetalingstiden langs y-aksen.

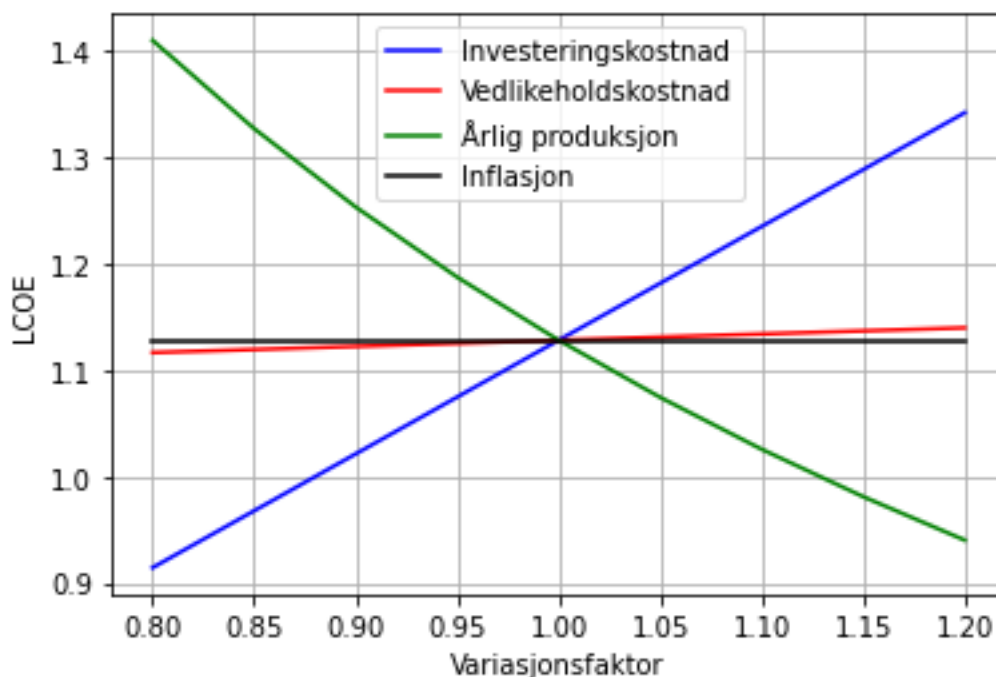
Her kan det tolkes at faktorene med størst innvirkning er investeringskostnaden, og årlig produksjon. Alle de viste linjene er beregnet med strømpris lik 1 kr/kWh ettersom variasjon med strømpris er gjort tidligere for hver case, men å ta med variasjonsfaktoren for strømprisen her vil danne en identisk linje som årlig produksjon ettersom dette er to variabler som multipliseres med hverandre. Her kan det tolkes at en reduksjon i årlig produksjon vil føre til en eksponentiell økning i nedbetalingstiden. Endringer i investeringskostnaden har derimot en lineær effekt på nedbetalingstiden. Til slutt er det også tatt med en variasjon i den årlige degraderingen på 0.5 %, men dette har relativt lite innvirkning på nedbetalingstiden til et slikt prosjekt.



Figur 99 Sensitivitetsanalyse av nedbetalingstid for Case 1.

4.8.7.2 LCOE

En slik sensitivitetsanalyse er også interessant for å vite hvilke variabler som har størst innvirkning på LCOE verdiene som er blitt funnet. Dette er blitt gjort med case 1 som eksempel og er vist i figuren under. Her kan det sees at årlig produksjon og investeringskostnad har omvendt innvirkning enn hverandre og begge påvirker LCOE i stor grad. Her sees det en lik innvirkning som for nedbetalingstiden hvor investeringskostnaden har en lineær innvirkning mens årlig produksjon har en mer eksponentiell innvirkning som øker kraftigere jo mer det reduseres. Vedlikeholdskostnaden har tilnærmet ingen innvirkning, noe som gir mening ettersom dette er en veldig liten kostnad som kun behøves å utføre 1-2 ganger i løpet av anleggets levetid. Til slutt er det interessant at inflasjon ikke har noen innvirkning på LCOE slik som det har på nedbetalingstiden.



Figur 100 Sensitivitetsanalyse av LCOE for case 1.

4.8.7.3 Netto nåverdi

I tillegg til følsomhetsanalysen ved NNV for samtlige caser er det utført en scenario analyse for installasjon av solceller på ansattboligen (Case 1). Her har det blitt sett på 11 forskjellige scenarioer. Hvert scenario representerer en fordeling av produksjonen i salg tilbake til nettet og dekningen av eget forbruk. I praksis vil denne analysen beskrive hvor lønnsomt prosjektet er avhengig av om det passer forbruksprofilen til leirskolen basert på de samme parameteren i NNV utregningen. Det første scenarioet representerer en fordeling med 10 % av det opprinnelige besparte forbruket, som da vil si at de resterende 90% er blitt lagt til andelen med salg tilbake til nettet. Det andre scenarioet representerer da 20%, scenario 3 representerer 30% osv. Utregning for fordelingen i scenarioene er vist under:

Scenario 1:

bespart forbruk: $9576 \text{ kWh} * 0,1 = 957,6 \text{ kWh}$

Salg til nettet: $1600 \text{ kWh} + (9576 - 9576 * 0,1) \text{ kWh} = 10218,4 \text{ kWh}$

Scenario 2:

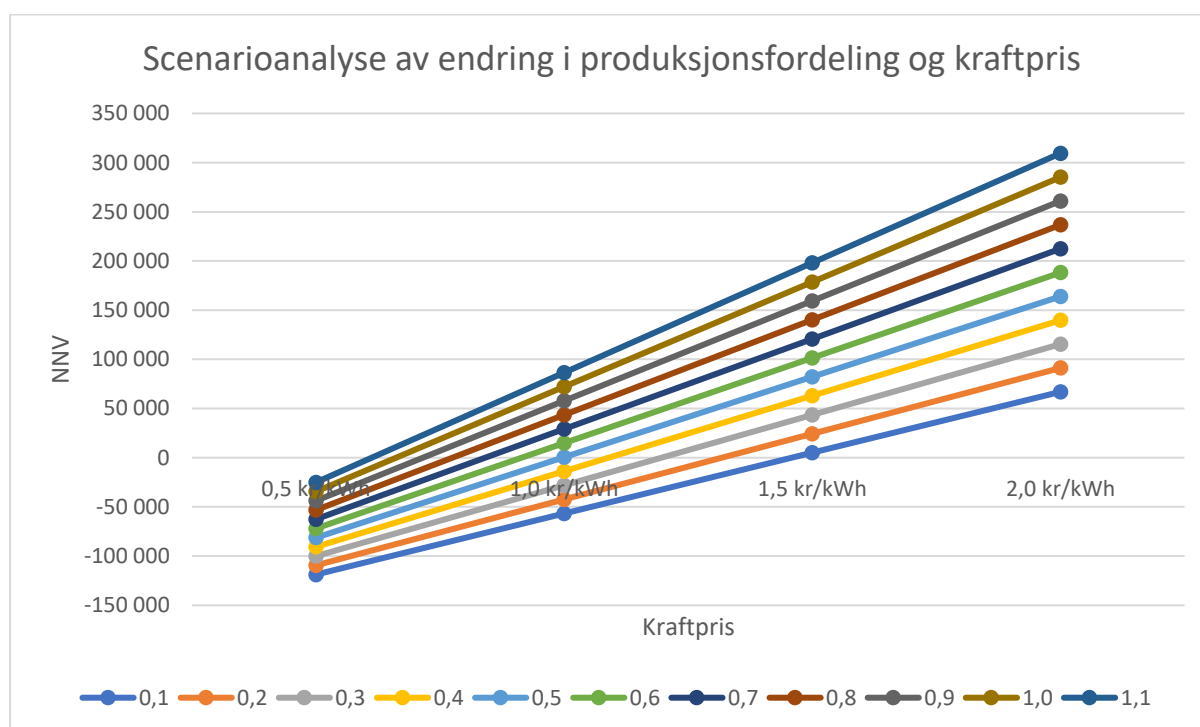
bespart forbruk: $9576 \text{ kWh} * 0,2 = 1915 \text{ kWh}$

Salg til nettet: $1600 \text{ kWh} + (9576 - 9576 * 0,2) \text{ kWh} = 9261 \text{ kWh}$

osv...

Disse scenarioene er vist for 4 ulike priser på kraftmarkedet; 0,5/1,0/1,5/2,0 [kr/kWh], se figur 84. Scenario 1 er den blå grafen med minst negativ NNV (graf: 0,1) ved kraftpris lik 0,5 kr/kWh. Scenario 1 med foredling på 10% av det opprinnelige besparte forbruket går fra NNV lik -120 000 ved 0,5 kr/kWh til 67 000 ved 2,0 kr/kWh. Scenario 11 med fordeling på 110% av det opprinnelige besparte forbruket (mørkeblå graf: 1,1) går fra NNV lik -25 000 ved 0,5 kr/kWh til 310 000 ved 2,0 kr/kWh. NNV til hvert scenario endrer seg tilnærmet lineært med økningen av kraftprisen. Ved større andel bespart forbruk vil det være et større stigningstall på grafen som fører til at NNV vil øke mer i verdi ved økning av kraftpris. Det vil derfor være mer gunstig ved høyere kraftpriser å bruke produksjonen til eget forbruk. Ved lavere priser vil det fortsatt være gunstig, men det vil bli mer essensielt å bruke produksjonen til eget forbruk når prisene blir større.

I tillegg er alle scenarioene lønnsomme når kraftprisen overstiger 1,5 kr/kWh, men ved 1,0 kr kWh er det kun være 5/11 scenarioer som er lønnsomme (NNV > 0).



Figur 101: Scenarioanalyse for Case 1

4.8.8 Nåværende tariff og fremtidig tariff

Denne prosjektoppgaven ble utført i en periode hvor det implementeres en ny strømtariff i Norge. Den nye tariffen vil endre hvordan strømkunder blir fakturert for sitt forbruk, basert på totalt strømforbruk og den timen med størst forbruk over måneden. Denne timen med høyest forbruk vil plassere kunden i en gruppe med et gitt fastbeløp som må betales og dermed er det ønskelig å redusere maksimalt forbruk for å havne i en billigere gruppe. Dette er mer utdypende forklart i kapittel 2.6.4, men det er klart at en sammenligning mellom dagens tariff og den fremtidige er relevant å se på.

4.8.8.1 Nåværende tariff

Fordi denne tariffen hovedsakelig endrer det faste beløpet som betales månedlig er det dette beløpet som skal sammenlignes og det er dermed dette som skal finnes først. I figur 83 i kapittel 4.8.1 er prisene som utgjør fastleddet i strømprisen. Det er også funnet at anlegg 1 hadde et totalt forbruk på 46 501 kWh i 2021.

Det totale forbruket kan brukes videre til å finne tall for de ukjente verdiene, vist i tabellen under. Her kan det sees at forbruksavgift og energileddet utgjør store deler av den totale faste kostnaden av strømmen. Det totale sluttbeløpet for 2021 med tidligere tariff ble altså 21 614 kr.

Totalt forbruk (kWh)	46501,00
Energiledd	kr 5 580,12
Forbruksavgift	kr 7 165,80
Enova-avgift	kr 465,01
Fastbeløp	kr 4 080,00
Sum	kr 17 290,93
Sum inkl. mva	kr 19 198,64

Tabell 55 Total kostnad fastbeløp anlegg 1.

4.8.8.2 Fremtidig tariff

Den nye tariffen innfører altså grupperinger av kunder etter deres høyeste forbrukstime i løpet av en måned. Fordi det ikke er blitt publisert prisen i den nye tariffen for Tensio, den lokale leverandøren til Hitra leirskole, brukes det videre de samme prisene som i kapittel 2 fra nettselskapet Lede. Et utdrag av disse faste prisene er vist i tabellen under.

Kapasitetsledd	Pris Inkl. mva
0-5 kW	kr 266,25
5-10 kW	kr 478,75
10-15 kW	kr 691,25
15-20 kW	kr 905,00
20-25 kW	kr 1 117,50

Tabell 56 Utdrag fra pristabell fra Lede.

Videre skal det benyttes forbruksdata for leirskolen fra 2021 til å estimere kostnader. Det som behøves er da de maksimale verdiene for hver måned av året for anlegg 1, slik at faste kostnader per måned kan estimeres. Denne utregningen er vist i tabellen under.

Måned	Maks forbruk (kWh)	Pris (NOK)
Januar	7,82	kr 478,75
Februar	7,76	kr 478,75
Mars	11,05	kr 691,25
April	16,96	kr 905,00
Mai	16,63	kr 905,00
Juni	14,4	kr 691,25
Juli	14,2	kr 691,25
August	17,66	kr 905,00
September	15,01	kr 905,00
Oktober	20,55	kr 1 117,50
November	5,85	kr 478,75
Desember	7,41	kr 478,75
	Sum fastbeløp	kr 8 726,25
	Total sum	kr 23 844,89

Tabell 57 Faste beløp per måned i 2021 med ny tariff.

Dette gir et nytt fastbeløp som må legges sammen med de samme leddene som i utregningen med dagens tariff, nemlig energileddet, forbruksavgiften og enovaavgiften. Når alle disse summene legges sammen ender en opp med det totale beløpet på 23 845 kr. Dermed kan det sees at de nye tariffene medfører en høyere total fast pris, grunnet vektingen av de maksimale forbruks-tidspunktene. For en bedrift som Hitra leirskole hvor strømforbruket varierer kraftig og kan ha veldig høye topper basert på antall besøkende, er det da viktig å være oppmerksom på hvor mye energi som forbrukes.

4.8.8.3 Fremtidig tariff med Case 1

Et siste scenario som kan være interessant å analysere er hvordan den fremtidige tariffen vil fakturere leirskolen dersom det er blitt installert et solcelleanlegg. Dette vil nemlig redusere forbrukstoppene og muligens også de faste månedsprisene fra strømleverandøren. For å kunne regne ut nye månedspriser med solcelleinstallasjonen i case 1, brukes de simulerte verdiene fra PVSol for 2021. Her kan det hentes ut hvor mye energi som trekkes fra nettet til enhver tid, og dette vil være det nettselskapet ser på som skolens nye forbruk. Videre kan de maksimale verdiene per måned hentes, samt det totale forbruket over hele året, og brukes til å finne totale kostnader. Under er resultatet av denne utregningen og det faste beløpet ble funnet til å bli 8085 kr, altså nesten 700 kr mindre enn scenario uten solcelleanlegg.

Case 1		
Sum år (kWh)	36708	
Måned	Maksimal effektforbruk (W)	Pris (NOK)
Januar	7823,93	kr 478,75
Februar	7770,93	kr 478,75
Mars	10040,92	kr 691,25
April	15302,67	kr 905,00
Mai	13892,25	kr 691,25
Juni	12903,00	kr 691,25
Juli	12833,19	kr 691,25
August	14114,84	kr 691,25
September	13544,39	kr 691,25
Oktober	20545,82	kr 1 117,50
November	5854,95	kr 478,75
Desember	7415,94	kr 478,75
	Sum fastbeløp	kr 8 085,00

Tabell 58 Faste månedspriser med Case 1.

Videre må de andre leddene i strømprisen regnes ut basert på det totale strømforbruket over året. Dette ble funnet til å være 36 708 kWh med case 1 installert. Dermed ble utregningen av den totale strømprisen som vist i tabellen under. Resultatet blir at det totale faste leddet i strømprisen blir 20 019 kr, som er en reduksjon på ca. 3825 kr eller 16 %. Det kan sees at med den nye strømtariffen vil et slikt anlegg ikke bare redusere kostnader ved å redusere mengden strøm som trekkes fra nettet, men også ved å redusere maksimalverdiene over et år.

Case 1	
Totalt forbruk (kWh)	36708
Fastbeløp	kr 8 085,00
Energiledd	kr 4 404,96
Forbruksavgift	kr 5 656,70
Enovaavgift	kr 367,08
Sum	kr 18 513,74
Sum inkl. mva	kr 20 019,69

Tabell 59 Total fastpris med case 1.

4.8.9 Sjøvarmepumpe

Som nevnt i tidligere delkapittel er det blitt valgt en sjøvarmepumpe som leverer en varmeeffekt på 4,7 kW, med en tilført effekt på bare 1,4 kW. Sammenlignet med varmtvannsberederne som er på Skårøya i dag, som behøver tilført effekt på 6 kW, er dette en reduksjon på 77 %. For å benytte denne reduksjonen til å estimere besparelser i NOK, er det behov for hvor mye energi som årlig går til oppvarming av vann på internatet. Dette kan estimeres ved hjelp av ELHub data som tidligere er blitt analysert.

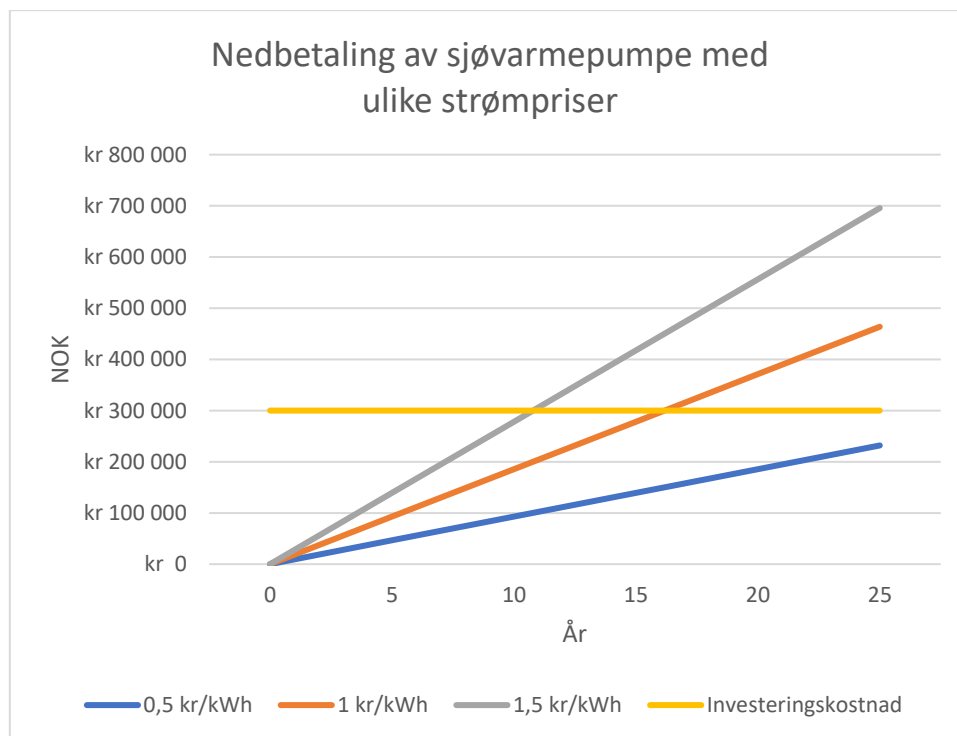
Fordi bruksmønsteret til leirskolen er veldig forskjellig basert på tid på året, er det gunstig å finne estimater for forbruk i to måneder, en i sesong og en utenfor sesong. Først sees det på en måned i sesongen til leirskolen hvor varmtvannsberederne er i bruk ofte, nemlig mai. Dette er en måned med flere besøk til leirskolen, og dette har resultert i et gjennomsnittlig forbruk på 4,6 kW per time denne måneden. 0,6 kW av dette kan estimeres til å være panelovnene i bygget, og dermed er forbruket til varmtvannsberederne i snitt denne måneden 4 kW.

Neste steg er å finne forbruket i en måned utenfor sesong, og her er det blitt valgt desember. Fra Elhub analysene er det gjennomsnittlige forbruket denne måneden 1,59 kW og igjen kan ca. 0,59 kW estimeres til å gå mot panelovner slik at det resterende forbruket er på 1 kW.

Hitra leirskole er i drift fra mars til september, altså 7 måneder, og ute av drift fra oktober til februar, de resterende 5 månedene. Med dette som forhold og forbrukstallene funnet tidligere, kan et estimat for gjennomsnittlig forbruk over et år settes for varmtvannsberederne og dette ble 2,75kW. Fordi det er 8760 timer i et år, gir dette et årlig forbruk på 24090 kWh. Tidligere har det blitt funnet at ved bruk av sjøvarmepumpe kan forbruket reduseres med 77 %, som da vil tilsvare 18550 kWh hvert år. Nå som dette tallet er blitt funnet kan også økonomi beregnes, basert på de tre tidligere brukte strømprisene på 0,5, 1, og 1,5 kr/kWh. Resultatene fra denne utregningen er vist under i tabell 59. Her ble det funnet at en strømpris på 0,5 kr/kWh er for lite for å nedbetale anlegget innen 25 år, men med høyere strømpriser blir dette mulig.

Case 4	Strømpris (kr/kWh)		
	0,5	1	1,5
Årlig produksjon	Årlig inntjening		
18550	kr 9 275	kr 18 550	kr 27 825
	Sum bespart		
Etter år	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
0	kr 0	kr 0	kr 0
5	kr 46 375	kr 92 750	kr 139 125
10	kr 92 750	kr 185 500	kr 278 250
15	kr 139 125	kr 278 250	kr 417 375
20	kr 185 500	kr 371 000	kr 556 500
25	kr 231 875	kr 463 750	kr 695 625
	Strømpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nedbetalingstid (år)	25+	16,17	10,78

Tabell 60 Besparelser og nedbetalingstid for sjøvarmepumpe.



Figur 102 Nedbetaling av sjøvarmepumpe.

4.9 Miljøanalyse av fornybare kilder

Energien fra fornybare energikilder kan erstatte energien som vanligvis ville ha vært kjøpt fra det eksisterende strømmettet. I miljøanalysen sees det på om det er lønnsomt for miljøet målt i CO₂ ekvivalenter med livsløpet til fornybarløsninger i forhold til kjøp av energi fra forsyningsnettet målt i CO₂ ekvivalenter.

Næringslivet og offentlige institusjoner i Norge opplever økende etterspørsel etter miljødokumentasjon (Lca.no, 22). En måte å dokumentere miljøpåvirkninger fra et produkt på er «Environmental Product Declaration» (EDP). En EDP har en internasjonal standard for beskrivelse av den miljømessige påvirkningen et produkt har gjennom sin levetid med «Life Cycle Assessment» (LCA) analyse. LCA analysen i en EDP er laget av bedriftene selv i samsvar med standarden, og er i tillegg godkjent av en uavhengig bedrift. Dette gjør det mulig å sammenligne LCA for forskjellige produkter (The International EPD System, 22).

Det siste året har det kommet flere EDP gjennom EDP Norge for forskjellige solcellepaneler. Spesifikk sammenligning av solcelleinstallasjoner har da blitt mulig. Det er gjort forenklinger i miljøanalysen av solcelleinstallasjoner ved at det sees kun på selve solcellepanelene, mens inverter, kabler, vern og tilhørende utstyr er utelatt i denne miljøanalysen. Vindkraft har til nå ikke samme spesifikke sammenligningsgrunnlaget med EDP, men det er gjort generelle studier med livsløpsanalyser som kan legges til grunn for en miljøanalyse med hensyn på klimagassutslipp også her.

4.9.1 Solceller

REC Solar og Sunpower har nylig fått EDP fra EDP-Norge som er den norske EDP organisasjonen. Sunpower var først ute med EDP for sin Maxeon serie som kom i oktober 2021 og REC Solar kom med EDP for sin TwinPeak 4 serie i starten av april 2022. For en miljømessig analyse av solcelleinstallasjoner sees det i denne rapporten på to typer av solcellepaneler, henholdsvis REC TwinPeak 4 365 Wp som alle solcelleinstallasjonene er prosjektert med, i tillegg til Sunpower Maxeon 3 400 Wp.

Det standardiserte EDP livsløpet er delt opp i forskjellige kategorier fra A til D hvor kategoriene representerer faser av livsløpet fra vugge til grav hos solcellepanelene. De forskjellige kategoriene er tallsatt i forbruk eller utslipp.

Kategori	Produktfase	Monteringsfase	Bruksfase	Slutfase	Utenfor systemets grensesnitt
A1	Rå materialer				
A2	Transport				
A3	Produksjon				
A4		Transport			
A5		Montering			
B1			Bruk		
B2			Vedlikehold		
B3			Reparering		
B4			Erstatning		
B5			Oppussing		
B6			Energiforbruk i drift		
B7			Vannforbruk i drift		
C1				Dekonstruksjon og rivning	
C2				Transport	
C3				Avfallsbehandling	
C4				Avhending	
D					Gjenvinningspotensial

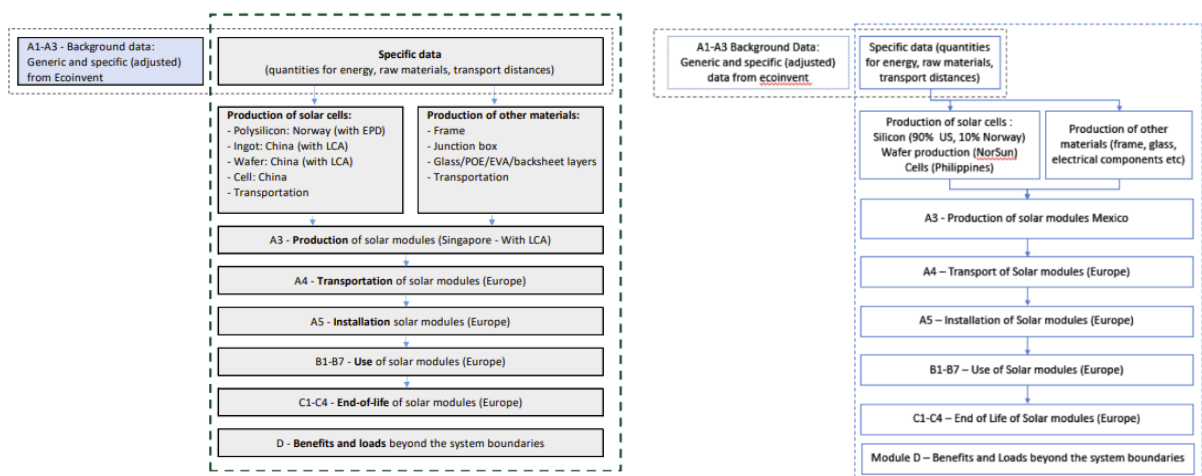
Tabell 61 Livsløpet til solceller fra EDP

Det er i denne rapporten valgt å se på «Global warming potential» (GWP) fra EDP som her er klimagassutslippene representert i CO₂ ekvivalenter.

Solcellepanel	REC TwinPeak 4 365 Wp	Sunpower Maxeon 3 400 Wp
Indikator	GWP	GWP
Enhet	kg CO ₂ / 1 Wp	kg CO ₂ / 1 Wp
A1-A3	0,60800	0,34200
A4	0,03960	0,01350
A5	0,00358	0,00086
B1-B7	0	0
C1-C4	0,01110	0,00138
D	- 0,00138	- 0,13800
EPD Total	0,62400	0,22000

Tabell 62 GWP fra solcellepanelene fra EDP

En observasjon fra tabellen over er at produksjonsfasen (A1-A3) til REC sine paneler har nesten dobbelt så mye CO₂ ekvivalenter som panelene fra Sunpower. En faktor kan være forskjell i CO₂ ekvivalenter i energien brukt i produksjonen hos REC. Ifølge EDP er utslippene til energien brukt i produksjonsfasen til REC oppgitt til 1,061 CO₂ ekvivalenter/kWh for ingot, wafer og cell fra Kina. Sunpower panelene har angitt at waferproduksjon fra Norge er gitt til 0,020 CO₂ ekvivalenter/kWh, i tillegg til at cellene kommer fra Filippinene med ekvivalenter på 0,723 CO₂ ekvivalenter/kWh.



Figur 103 Venstre Livsløp Rec Twinpeak 4 fra EDP, Høyre Livsløp SunPower Maxeon 3 fra EDP

For å se på miljøpåvirkningen av en solcelleinstallasjon er det valgt å se på Ansattboligen som er prosjektert med 36 stk REC TP4 365 Wp paneler som vil produsere 11 176 kWh per år. I tillegg er det valgt å foreta en miljøanalyse på Ansattboligen prosjektert med 36 stk. Sunpower Maxeon 3 400 Wp som vil produsere 12160 kWh per år.

4.9.1.1 REC Twinpeak 4 365 Wp Ansattbolig

I EDP for REC Twinpeak 4 er utslippene angitt i funksjonelle tall per 1 Wp. Tallgrunnlaget i EDP kommer fra 375 Wp modell, og kan som beskrevet i EDP ekstrapoleres for 365 Wp paneler. For 36 stk. REC TP4 365 Wp paneler vil den totale kg CO₂ ekvivalenter i livsløpet kunne bli funnet vha. følgende formel:

$$kgCO_2ekv = EDP_{total} * W_{p,ny} * \frac{W_{p,gammel}}{W_{p,ny}} * (antall\ paneler)$$

Som gir:

$$kg\ CO_2ekv_{REC\ TP\ 4\ 365Wp} = EDP_{total} * 365\ Wp * \frac{375}{365} * 36\ paneler$$

$$kg\ CO_2ekv_{REC\ TP\ 4\ 365Wp} = 8424\ kg\ CO_2\ ekvivalenter$$

4.9.1.2 Sunpower Maxeon 3 400 Wp Ansattbolig

I EDP for SunPower Maxeon 3 blir det totale kg CO₂ ekvivalenter i livsløpet tilsvare:

$$kg\ CO_2ekv_{Sunpower\ Max\ 3\ 400\ Wp} = EDP_{total} * 400 * 36\ paneler$$

$$kg\ CO_2ekv_{Sunpower\ Max\ 3\ 400\ Wp} = 3164\ kg\ CO_2\ ekvivalenter$$

4.9.2 Vindturbin SD6

De totale kg CO₂ ekvivalenter som en vindturbin representerer har ikke en spesifikk EDP, og må derfor estimeres ut fra LCA beregnet generelt for vindkraft. I rapporten «Nasjonal ramme for vindkraft» publisert av NVE vises det til at gjennomsnittet av 50 LCA analyser som er gjort for forskjellige størrelser av vindkraftverk er på 0,0094 kg CO₂ ekvivalenter per kWh. Med en årsproduksjon på 23 000 kWh per år vil det med en levetid på 25 år tilsvare:

$$kg\ CO_2ekv_{Vindturbin\ SD6} = 0,0094 \frac{kg\ CO_2}{kWh} * 23\ 000\ kWh * 25\ \text{år}$$

$$kg\ CO_2ekv_{Vindturbin\ SD6} = 5405\ kg\ CO_2\ ekvivalenter$$

4.9.3 GWP fra forsyningsnett

For å finne ut om de globale miljøutslippene gitt i GWP blir mindre med solceller eller vindturbin i forhold til å kjøpe strømmen fra det eksisterende forsyningsnett, er det naturlig å se på antall CO₂ ekvivalenter per kWh i energien kjøpt fra forsyningsnett uten fornybarløsninger.

4.9.3.1 Forenklet GWP

En forenkling kan være å se på en forholdsverdi for det norske strømmettet som er oppgitt i EDP for REC til 0.021 kg CO₂ per kWh, mens den i Sunpower sin EDP som er 1 år eldre er den oppgitt til 0.020 kg CO₂ per kWh. I denne rapporten er det brukt 0,021 kg CO₂ per kWh som forenklet GWP verdi på strømmiks.

REC Solar TP 4 har en garantert levetid på 25 år og vil produsere 11 176 kWh med maksimum 2 % degradering første året og deretter maks 0,5% degradering hvert år ut garantitiden. CO₂ ekvivalenter fra forsyningsnett med samme mengde energi som energiproduksjonen fra REC paneler vil tilsvare:

$$kg\ CO_2\ ekv = \left(11176\ kWh * 2\% \text{ degradering} + \sum_2^{25} 11176\ kWh * 0.5\% \text{ degradering}^x \right) * 0.021 \frac{kg}{kWh}$$

kg CO₂ekv = 5162 kg CO₂ ekv fra forsyningsnett med antall kWh fra REC

Sunpower Maxeon 3 400 Wp har også en levetid på 25 år og vil produsere 12160 kWh med maksimum 2 % degradering det første året og deretter maks 0.25% degradering hvert år ut garantitiden. CO₂ ekvivalenter fra forsyningsnett med samme mengde energi som energiproduksjonen fra Sunpower paneler vil tilsvare:

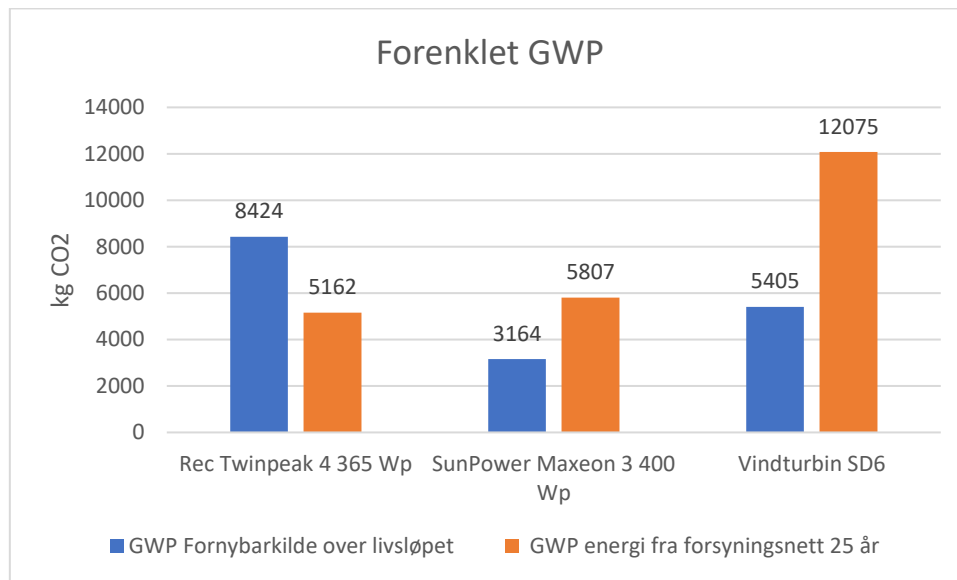
$$kg\ CO_2\ ekv = \left(12160\ kWh * 2\% \text{ degradering} + \sum_2^{25} 12160\ kWh * 0.25\% \text{ Degradering}^x \right) * 0.021 \frac{kg}{kWh}$$

kg CO₂ekv = 5807 CO₂ ekv fra forsyningsnett med antall kWh fra Sunpower

Det er estimert at vindturbin SD6 vil produsere omtrentlig 23 000 kWh årlig. CO₂ ekvivalenter fra forsyningsnett med samme mengde energi som energiproduksjonen fra Vindturbin SD6 vil tilsvare

$$kg\ CO_2ekv = 23\ 000\ kWh * 25\ \text{år} * 0.021\ \frac{kg}{kWh}$$

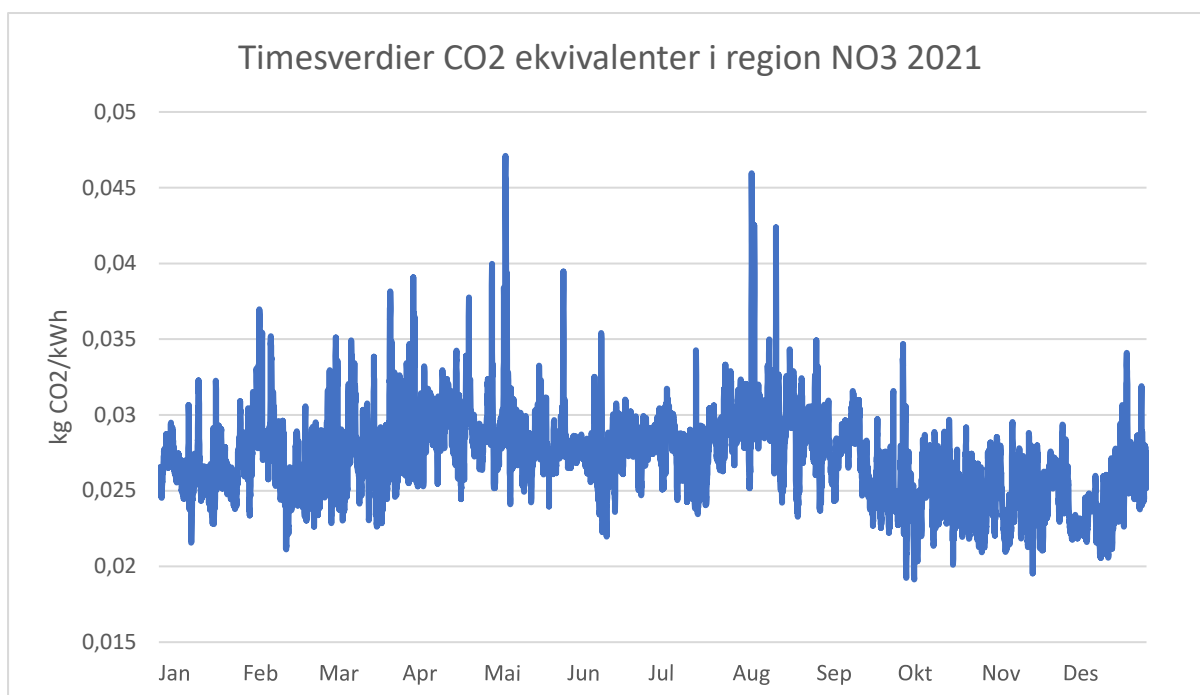
$kg\ CO_2ekv = 12\ 075\ ekv$ fra forsyningsnettet med antall kWh fra SD6 turbin



Figur 104 Forenklet GWP

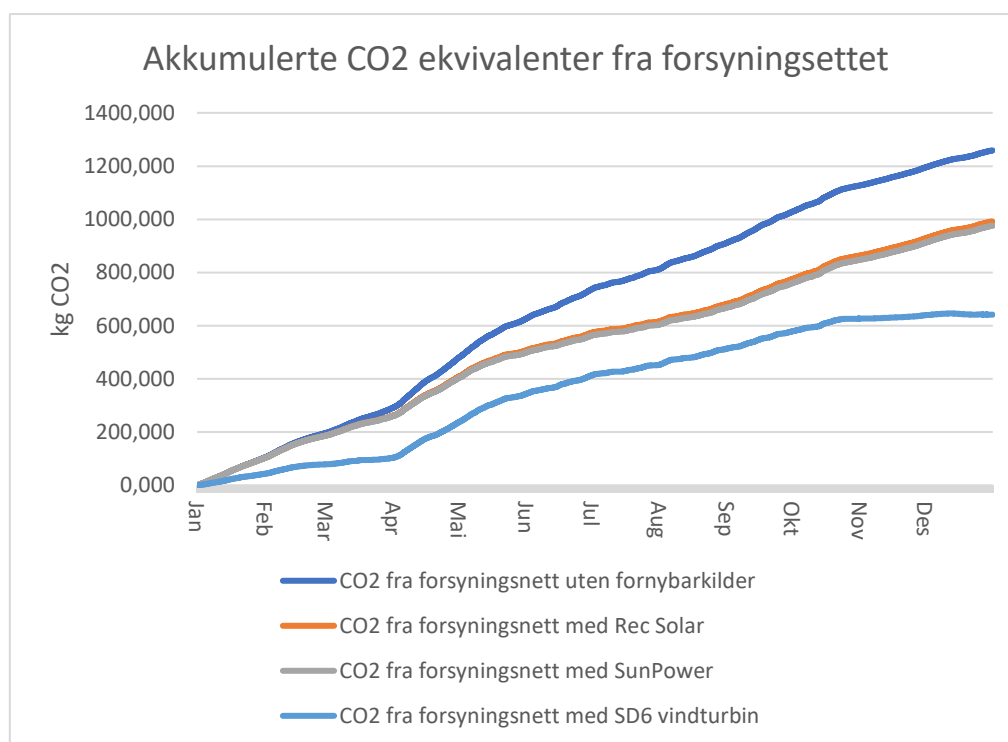
4.9.3.2 GWP fra strømmiks 2021

Strømmiksen i Norge har til enhver tid forskjellige CO₂ ekv/kWh. Strømmiksen består av CO₂ ekvivalenter fra de forskjellige energikildene som til enhver tid er til stede i systemet (Norsk klimastiftelse, 2022). En mer nøyaktig beregning av GWP fra forsyningsnettet kan gjøres ved å se på opprinnelsen til den fysiske strømmen i nettet. Kraftforsyningen i Norge er delt inn 5 forskjellige regioner i Norge hvor Midt-Norges region kalles NO3 (Øie, 2019)). ElectricityMap har en database med de faktiske CO₂ ekvivalentene i de forskjellige regionene, hvor det er mulig å hente historiske data (Electricitymap, 2022). For forskning og akademiske oppgaver var ElectricityMap villig til å bidra med ett år med verdier og da ble verdiene for 2021 valgt for å beregnes sammen med energiforbruket fra 2021 hentet fra Elhub.



Figur 105 CO₂ ekvivalenter for 2021

Med timesverdier på CO₂ ekvivalenter fra 2021 i forsyningsnettet kan man gjøre en mer eksakt beregning for dette året. Ifølge figur 86 var den reelle CO₂ ekvivalenten stort sett over 0,021 kg CO₂ per kWh i 2021.



Figur 106 Sammenlagt CO₂ ekvivalenter for 2021

Total CO₂ ekvivalent i 2021 fra forsyningsnettet på måler 1 var 1259 kg CO₂.

Total CO₂ ekvivalent i 2021 med REC TP4 solcelleinstallasjon ville ha vært 992 kg CO₂.

Total CO₂ ekvivalent i 2021 med SunPower Max 3 solcelleinstallasjon ville ha vært 976 kg

CO₂. Total CO₂ ekvivalent i 2021 med vindturbin SD6 ville ha vært 641 kg CO₂.

Type	År 2021	Gevinst i kg CO ₂
kg CO ₂ ekvivalenter fra nett 2021	1259	0
kg CO ₂ ekvivalenter fra nett 2021 med REC paneler	992	267
kg CO ₂ ekvivalenter fra nett 2021 med Sunpower paneler	976	283
kg CO ₂ ekvivalenter fra nett 2021 med Vindturbin SD6	641	618

Tabell 63: CO₂ ekvivalenter med ulike løsninger for energiproduksjon.

For å modellere en mer eksakt CO₂ ekvivalent for de neste 25 årene på Skårøya settes det som definisjon at strømmiksen for 2021 vil være gjeldene de neste 25 årene. De totale CO₂ ekvivalentene for sol og vind scenarioene vil være

$$\begin{aligned}
 & \text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med REC TwinPeak 4}} = \\
 & \left(267 \text{ kg CO}_2 * 2 \% \text{ degradering} + \sum_2^{25} 267 \text{ kg CO}_2 * 0.5 \% \text{ degradering}^x \right) \\
 & \text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med REC TwinPeak 4}} = 5872 \text{ kg CO}_2
 \end{aligned}$$

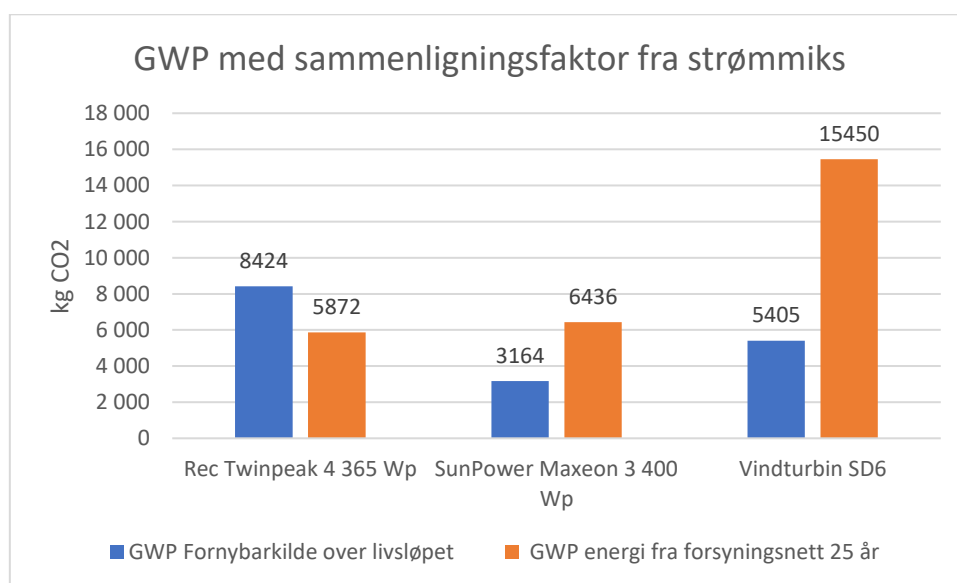
$$\begin{aligned}
 & \text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med Sunpower Maxeon 3}} = \\
 & \left(283 \text{ kg CO}_2 * 2 \% \text{ degradering} + \sum_2^{25} 283 \text{ kg CO}_2 * 0.25\% \text{ Degradering}^x \right) \\
 & \text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med Sunpower Maxeon 3}} = 6436 \text{ kg CO}_2
 \end{aligned}$$

$$\text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med Vindturbin SD6}} = \left(\sum_1^{25} 618 \text{ kg CO}_2 \right)$$

$$\text{Total kg CO}_2\text{ekvivalenter}_{\text{med Vindturbin SD6}} = 15450 \text{ kg CO}_2$$

Fornybar løsning	kWh produsert	kg CO ₂ LCA	kg CO ₂ forsyningnett	Miljøgevinst kg CO ₂
REC TwinPeak 4 365 Wp	11176	8424	5872	-2552
SunPower Maxeon 3 400 Wp	12160	3164	6436	3272
Vindturbin SD6	23000	5405	15450	10045

Tabell 64: Miljøgevinst med ulike løsninger for energiproduksjon.

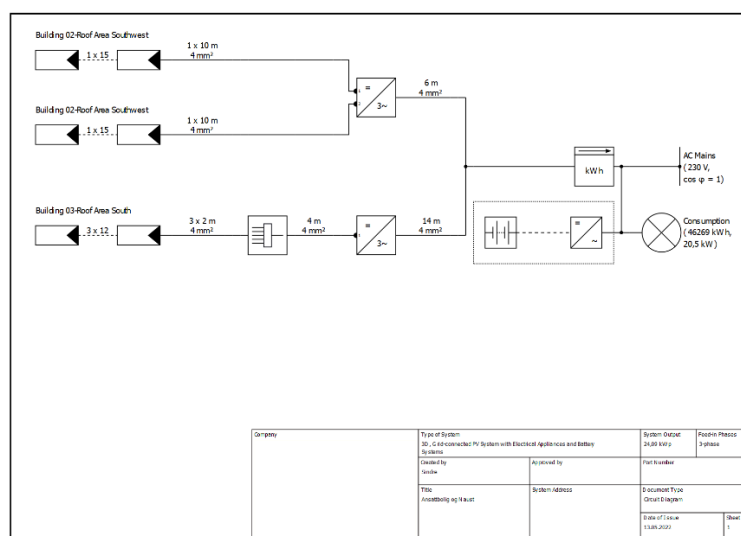


Figur 107: GWP Sammenligning mellom fornybarkilder og strømmiks

4.10 Batteriløsning med solcelleinstallasjon

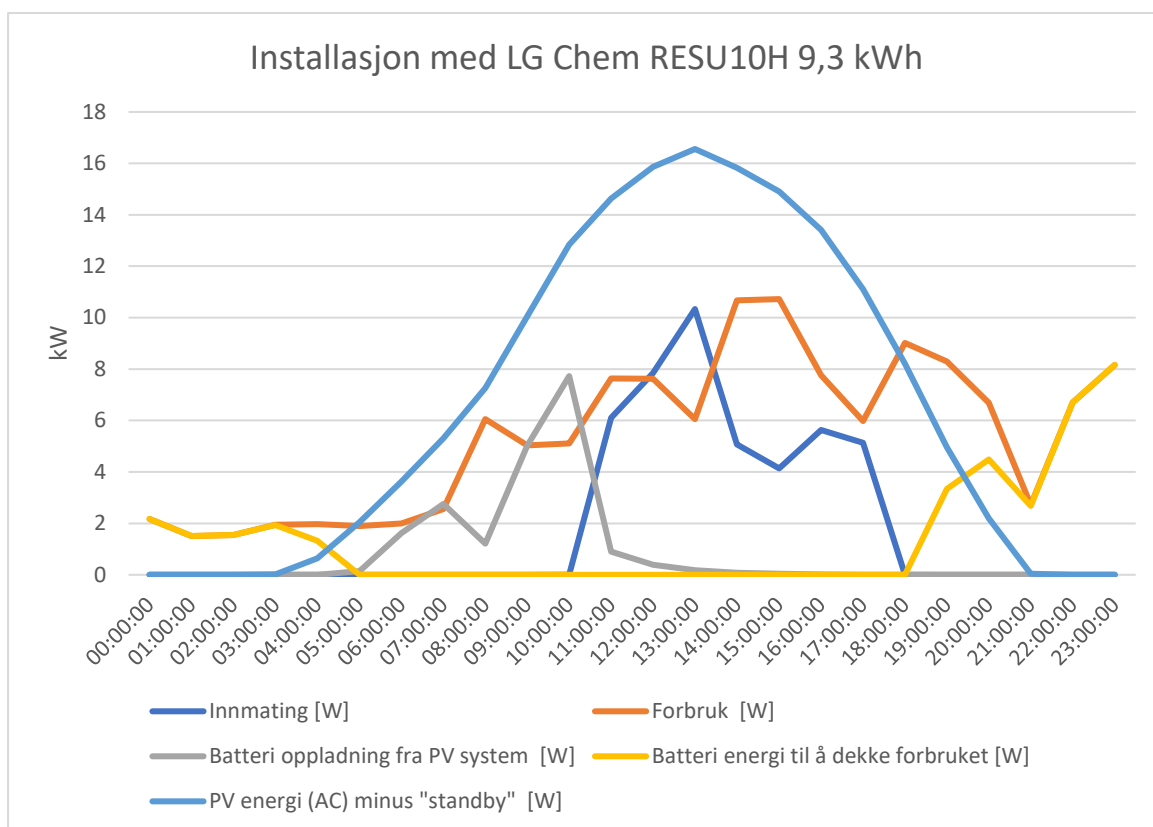
Batterier er en teknologi for energilagring. Ved å tilføye energilagring til produksjonsløsningene kan man få inn ekstra inntekter i form av besparelse av kostnader ved kjøp av strøm fra el-nettet. I denne seksjonen sees det på hvordan et batteri kan opptre i samspill med en solcelleinstallasjon. Det er simulert i PVSol hvor mange kWh som kan bli bespart ved 170

å installere 2 forskjellige batterisystemer til solcelleinstallasjonen Ansattbolig og Naust med kapasitet på henholdsvis 48 kWh og 9,3 kWh. Disse to batterisystemene er koblet sammen med en egen inverter. Det finnes styringskomponenter som kan angi parametere for oppladning og utladning av batteriene, men dette vil ikke bli tatt med i analysen. Det sees også kun på oppladning av batteriene med energi fra solceller, ikke oppladning av batteri med energi fra nettet.

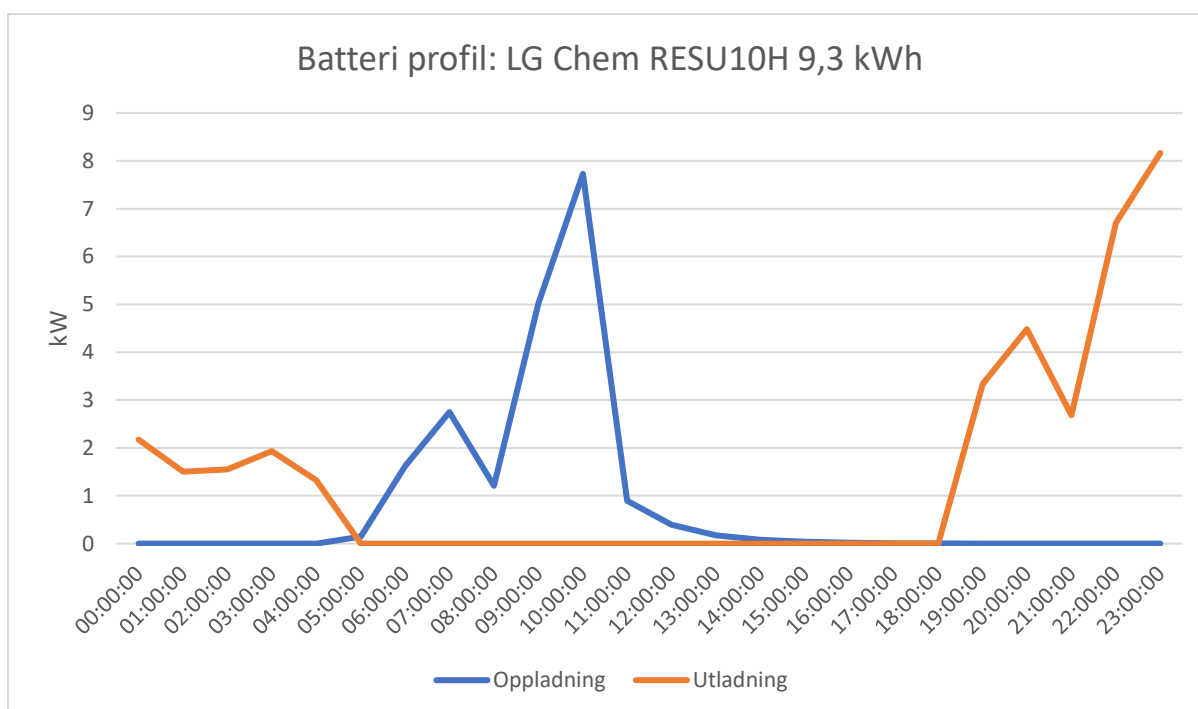


Figur 108 Prinsippkjema med inverter og batteri

Den første løsningen som er simulert er inverter SMA Sunny Boy Storage 5.0 med batteri LG Chem RESU10H med kapasitet på 9,3 kWh og momentaneffekt 5,0 kW. Batteriet lades opp mellom kl 05 og kl 18 når den produserte solenergien er større enn forbruket av energi i installasjonen. Batteriet lades ut fra kl 18 når energiforbruket er større en produsert solenergi.



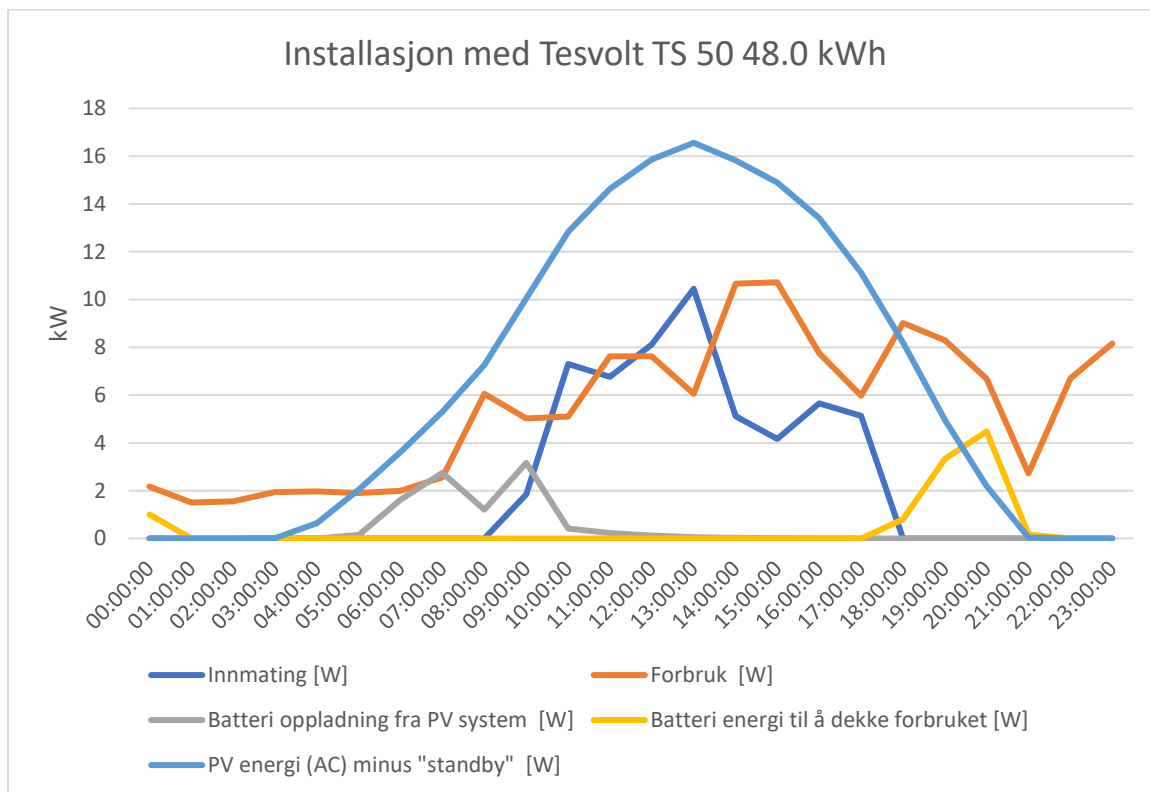
Figur 109 9,3 kWh batterisystem med Ansattbolig og Naust



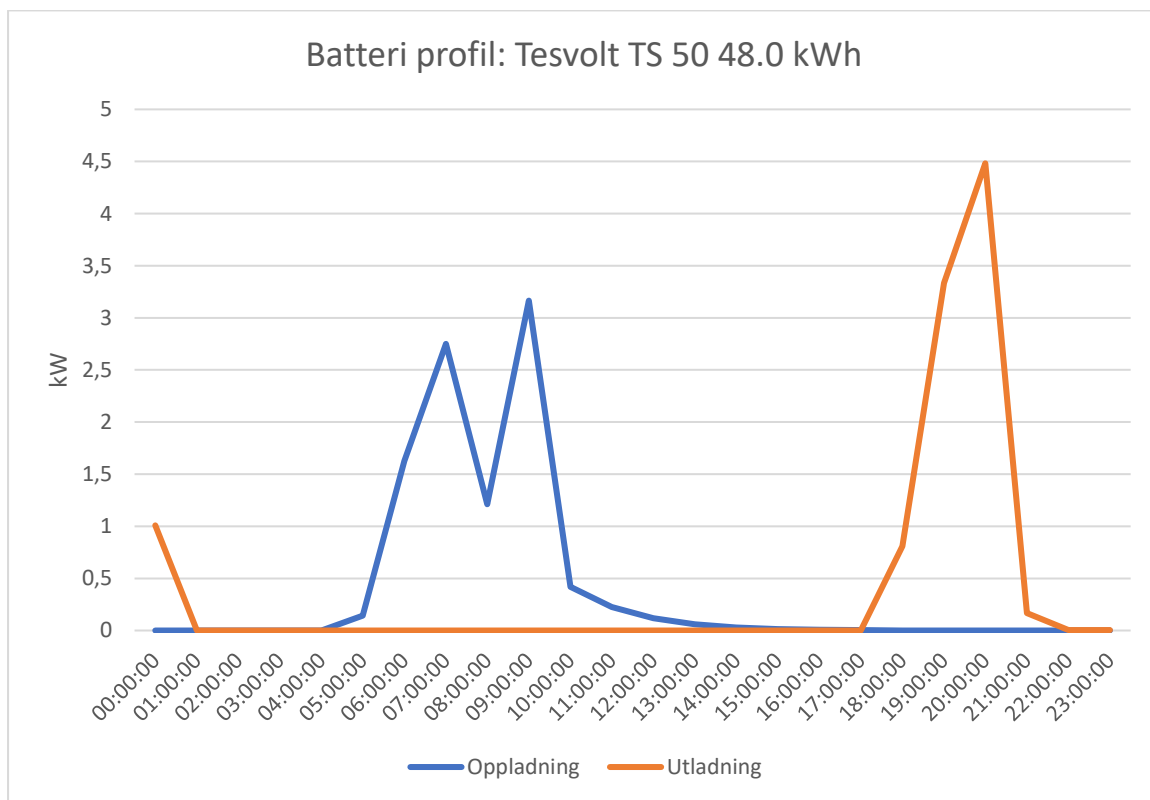
Figur 110 Oppladning og utladning av 9,3 kWh batterisystem

Den andre løsningen som er simulert er SMA Sunny Island 8.0H med batteri Tesvolt TS 50 med kapasitet på 48.0 kWh og momentaneffekt på 42,3 kW. Batteriet lades opp mellom kl 04 og 172

kl 17 når den produserte solenergien er større enn forbruket av energi i installasjonen. Batteriet lades ut fra kl 17 når energiforbruket er større en produsert solenergi.



Figur 111 48 kWh batterisystem med Ansattbolig og Naust



Figur 112 Oppladning og utladning av 48 kWh batterisystem

Batterisystemer kan være kostbare og for å se om disse simuleringene kan bli lønnsomme sees det her på reduksjon av energi solgt til nettet over et helt år. Det minste batteriet med kapasitet på 9,3 kWh reduserer forbruket av energi fra nettet med 1660 kWh/år, og det største batteriet reduserer forbruket av energi fra nettet med 3842 kWh/år.

Batteri type	Energi kjøpt fra nettet	Energi solgt til nettet	Spart energi med batteri
Ingen	32 298 kWh/år	6 306 kWh/år	
LG Chem RESU10H 9,3 kWh	30 638 kWh/år	4 524 kWh/år	1660 kWh/år
Tesvolt TS 50 48.0 kWh	28 456 kWh/år	1 793 kWh/år	3842 kWh/år

Tabell 65 Resultater fra simuleringene med to forskjellige batterier

5 Diskusjon

5.1 Sjøvarmepumpe

Resultatene for vurdering av sjøvarmepumpe som en metode for effektivisering av leirskolen ble at et slikt anlegg kan kraftig redusere effekten som kreves for å varme opp vann, og for internatet ble det redusert med så mye som 77%. Dette er basert på en beregning av effektbehov for oppvarming av 581L vann 2 ganger per døgn som resulterte i at valgt varmepumpe kun behøvde å levere 4,7kW varmeeffekt. I dagens situasjon er det installert en varmeeffekt på maksimalt 6kW, så dermed vil det bli en reduksjon i hvor mye varmeeffekt som er tilgjengelig dersom en spesiell situasjon skulle dukke opp hvor mer varmtvann er nødvendig. Det må vurderes av oppdragsgiver om ekstra kapasitet er en nødvendighet og dersom dette er tilfellet, er det flere varmepumper å velge mellom som også vil kraftig redusere effektbehovet samtidig som de kan levere 6kW og mer.

Kostnadene ved et slikt anlegg ble veldig grovt estimert grunnet manglende informasjon fra installatører. Investeringen ble estimert til 300 000 kr basert på et overslag fra energismart.no, men det er mye usikkerhet rundt dette tallet, spesielt ettersom leirskolen er plassert på en øy med utfordrende tilkomst. Dersom det viser seg at det er nødvendig med helikopter for å frakte større deler av anlegget ut til øya kan dette drastisk øke investeringskostnaden for prosjektet. For å få et godt estimat av kostnader ved et slikt anlegg er en god metode for dette å bestille en befaring fra en lokal installatør, da dette i flere tilfeller utføres gratis. For denne prosjektgruppen var en slik befaring ikke mulig å gjennomføre da dette må tas mellom prosjekteier og installatør.

Resultatene fra videre økonomisk utregning ble at den valgte varmepumpen kan redusere årlig forbruk med 18 550kWh og dermed spare nesten 20 000 kr per år hvis strømprisen er på 1kr/kWh. Med dette som antatt strømpris og inflasjon på 4%, ble nedbetalingstiden for et slikt anlegg 13 år og totale besparelser over 20 år ble over 574 000kr. Når en trekker i fra investeringskostnaden på 300 000kr, ender en opp med en gevinst på 274 000kr.

5.2 Vind og Vindturbin

Vinddataene som har blitt brukt er hentet fra Veiholmen, og vil med det være det beste datagrunnlaget for vindestimering for leirskolen uten nøyaktige målinger fra tenkt lokasjon. Kartet fra Kjeller Vindteknikk med årsmiddelvindhastigheter i 50 meters høyde for ulike

områder i Norge viser at det er en forskjell på årsmiddelvinden på Veiholmen og Skårøya. Denne forskjellen, samt Skåravarden gjør det rimelig å anta at produksjonen til vindturbinen er overestimert. De månedlige produksjons estimatene som er blitt utført i en 20 meters høyde forskjell på anemometeret ved Veiholmen og Skårøya vil ha samme profil, men månedsverdiene kan være overestimert med mellom 200-500kWh.

For valget av vindturbin er det valgt en vindturbin med 6kW maksproduksjon som er egnet for IEC-klasse 1 forhold. Denne vindturbinen er underdimensjonert i forhold til forbruket, og det kan argumenteres for at en IEC-klasse 1 vindturbin ikke er nødvendig for en slik lokasjon. Ved å velge en annen klasse kan produksjonen øke og kostnadsinntektene minke, men selv da vil kostnadsinntektene til vindturbinen være relativt store. investeringskostnadene til vindturbinen har blitt opplyst av leverandører uten noe kjennskap til forholdene på Skårøya. Dette gjør at vindturbiner generelt vil kunne være enda større enn det har blitt prosjektert med. Men på grunn av støygrensen på 45 dB som miljødirektoratet har satt, sammen med den relativt korte avstanden til leirskolen, kan det lovlig sett bli vanskelig å velge en større vindturbin med dagens regler.

I tillegg var det vanskeligheter for gruppen å få tak i testresultater av andre vindturbiner, som støynivåer og produksjonskurver. Forespørsler om tilgang til testresultater av andre vindturbiner ble ikke svart fra leverandører og produsenter, som gjorde vindturbinen SD6 til den beste turbinen å analysere. Selv med vissheten om at denne turbinen ikke ville være den beste turbinen med tanke på produksjon, ble den valgt for å få et generelt innblikk i produksjonsprofilen for en tenkt vindturbin på leirskolen. Etter samtaler med leverandør ble det oppgitt investeringskostnader for en 10 kW vindturbin, men på grunn av manglende data ble ikke en slik turbin analysert.

5.3 Økonomisk analyse av caser

I denne rapporten er det blitt gjennomført økonomiske analyser som har resultert i ulike resultater for de valgte casene. For hver case ble det funnet nedbetalingstid, NNV, eller netto nåverdi, og LCOE. Dette er størrelser som skal brukes til å sammenligne det økonomiske aspektet ved hver case for å finne ut om en av dem er bedre enn de andre. De samlede resultatene for hver case er vist i tabell 65 og 66.

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Investeringskostnad (NOK)	198 740	360 960	353 400	812 100	1 010 840
Årlig produksjon (kWh)	11 176	20 306	19 977	23 118	34 294
NNV med 8,5 % rente (NOK)	-32 146	-89 559	-63 808	-442 071	-495 283
NNV med 3,65 % rente (NOK)	72 168	26850	117 522	-210 372	-172 462
LCOE (kr/kWh)	1,023	1,021	1,015	2,249	1,758

Tabell 66 Samlede resultater fra økonomisk analyse for hver case.

Nedbetalingstid			
	Strømpris (kr/kWh)		
Case	0,5	1	1,5
Case 1	25+	18,97	12,45
Case 2	25+	18,97	12,44
Case 3	25+	18,87	12,38
Case 4	25+	25+	23,42
Case 5	25+	25+	20,08

Tabell 67 Nedbetalingstid for hver case.

Den første delen av de økonomiske analysene var investeringskostnadene. Her er det en tydelig økning for hver case, men også et stort hopp mellom case 3 og case 4. Dette skyldes de store estimerte kostnadene på 750 000 kr ved installasjon av vindturbin. Investeringskostnadene har stor innvirkning på resultatene til case 4 og 5, men usikkerheten rundt denne verdien er også stor ettersom den bare er basert på en annen bedrift sitt tidligere prosjekt med en lik vindturbin, samt estimerte transport-kostnader. Prisene som er brukt i estimering av investeringskostnader for solcelleanlegg er også preget av usikkerhet ettersom informasjon rundt pris for solcellepaneler og invertere ikke kunne oppdrives av installatører. Kostnadene for slike komponenter er i stedet hentet fra nettsider som selger slike produkter og kan variere fra de prisene en installatør kan ta betalt for dem.

Videre i analysene ble det utført en beregning av nedbetalingstid. Dette er en relativt forenklet beregning som tar utgangspunkt i tre forskjellige strømpriser slik at ulike eventualiteter kan sammenlignes. Det første en kan se på resultatene for nedbetalingstid er at enhver installasjon

med en strømpris på 0,5 over sin levetid, enten konstant eller gjennomsnittlig, vil ikke betales ned i løpet av de 25 årene som anlegget er forventet å operere.

Videre er det tydelig at det er veldig små forskjeller mellom nedbetalingstid for casene som kun benytter solcelleteknologi. Dette kan sannsynligvis skyldes estimatene for investeringskostnadene hvor mengden paneler har en stor innvirkning og dermed skaper en korrelasjon mellom installert effekt og investeringskostnad. Den største forskjellen mellom 18,87 år for case 2 med en strømpris på 1 kr/kWh og 18,97 for case 1 og 2. Dette utgjør en forskjell på 0,1 år som tilsvarer litt over én måned. Grunnet usikkerhetene rundt estimatene som har dannet disse resultatene kan ikke en slik liten forskjell benyttes til å gjøre et valg mellom disse casene. Forskjellene i nedbetalingstid kommer ikke sterkt fram før en ser på installasjoner med vindturbiner. Grunnet den store investeringskostnaden ved installering av en vindturbin ble nedbetalingstidene mye større for case 4 og 5, og bare innenfor levetiden på 25 år dersom strømprisen er 1,5 kr/kWh. Selv om dette er relativt grove estimater for kostnader og produksjon, er forskjellen i nedbetalingstid stor nok her til å kunne anslå vindturbin som et mindre økonomisk gunstig prosjekt. Resultatene fra nedbetalingstid-analysen ble altså at solcelleanlegg vil betale for seg selv raskere enn anlegg som benytter vindturbiner og det er mer sannsynlig at et slikt prosjekt vil betales ned innen levetiden og begynne å tjene penger for eieren.

For Nettonåverdi-metoden var det tydelig at den nominelle renta på prosjektene hadde en stor betydning på lønnsomheten. Ingen av prosjektene vil være et lønnsomt prosjekt med en slik usikkerhet, og det ble derfor sett på samtlige caser med en nedsatt nominell rente på 3,5 % istedenfor 8,5 %. Denne endringen fikk store utslag på NNV for alle casene, og solcasene ble lønnsomme. På grunn av det gode datagrunnlaget i simulasjonene ble det bestemt at det ikke vil være aktuelt å benytte en slik rente for økonomisk analyse av solcasene. Case 1 ble derfor analysert med en scenarioanalyse for å se hvordan fordelingen av produksjonen ville påvirke inntjeningen av produksjonen for solcasene. Denne analysen viste en tilnærmet lineær økning på NNV for alle scenarioene med pris økningen. Denne oppførselen på NNV ved prisøkning stemmer bra med den forutsatte tanken om at det vil lønne seg å bruke den produserte energien til eget forbruk, framfor å selge desto mer strømmen koster, men det var ikke betydelig store forskjeller på de ulike scenarioene. Man kan dermed konkludere med at det generelt vil være

mer gunstig å bruke produksjonen til eget forbruk framfor å selge, så lenge man ikke har et lagringssystem som lagrer den produserte energien når prisene er lave.

For vindturbin casene hadde ikke endringen i den nominelle renta noe påvirkning på lønnsomheten. Investeringskostnadene vil være for store opp imot produksjonen med denne vindturbinen ved en lokasjon som Skårøya i en slik høyde. Som nevnt i kapittel 5.2 vil den månedlige produksjonen til SD6 være overestimert, som vil føre til at inntektene vil være overestimert, som igjen vil føre til at prosjektet blir enda mer ulønnsomt. Foreksempel ble det redegjort for at en NNV lik 0 for case 4 vil kreve at det besparte forbruket måtte vært ca. 50 000 kWh eller energien solgt tilbake til nettet måtte vært ca. 120 000 kWh. Med det, så vil Case 4 kreve en vindturbin på minimum 15 kWh for samme vindforhold. En turbin på 15 kWh ville økt investeringskostnadene til flere millioner, som deretter vil gjøre at NNV mest sannsynlig ikke vil være positiv med rente på 8,5%.

Som avslutning på den økonomiske analysen for hver case ble det også regnet ut LCOE, som angir hvor mye det betales per produserte kWh over levetiden til et slikt anlegg. Dette er et relevant tall å ha ettersom en ikke ønsker å ha en høyere kr/kWh enn strømprisen. Det er her viktig å presisere at å sammenligne denne verdien mot dagens strømpris ikke vil være helt nøyaktig ettersom dette er prisen per kWh over hele levetiden til prosjektet, altså 25 år. Det er altså hensiktsmessig å ha et perspektiv for fremtidig utvikling av strømpris i tankene når LCOE vurderes. I dette prosjektet ble det relativt små forskjeller mellom LCOE for de tre første casene som baserer seg på solcelleteknologi, med case 3 som den aller minste på 1,015. Forskjellene mellom LCOE for disse tre casene er på det meste 0,008 og dette vil bare utgjøre noe hundre kroner med leirskolens forbruk på over 70 000 kWh/år. Av denne grunn er ikke LCOE en verdi som kan benyttes til å velge blant case 1, 2 og 3. Case 4 og 5 derimot viser betydelig større forskjeller både fra hverandre og de andre casene. Dette skyldes igjen de store investeringskostnadene ved benyttelse av en vindturbin. Her kan en se at ved realisering av case 4 vil det være nødvendig med en strømpris på over 2,25 kr/kWh for at dette prosjektet vil kunne tjene inn penger. Dette er et veldig stort hopp fra strømprisen i dag, som ligger i dag på mindre enn 1 kr/kWh og det er dermed mindre sannsynlig å tjene penger med denne casen. Case 5 er litt mer realistisk med en LCOE på 1,758, men dette vil også være et hopp på over 200 % fra dagens strømpris. Det kan altså begrunnes at basert på LCOE vil sannsynligvis være ulønnsomt å velge en case med vindturbin framfor en case med bare solcelleteknologi.

5.4 Miljøanalyse

I miljøanalysen som ble foretatt i bacheloroppgaven avdekket at det var mulig å estimere GWP for livsløpet til de forskjellige fornybare energikildene som ble vurdert installert. Ved sammenligning av de forskjellige kildene i miljøanalysen er resultatet at Sunpower Maxeon 3 har lavest CO₂ avtrykk i løpet av sin levetid.

Type energikilde	kWh/år	GWP livsløp
REC Solar TwinPeak 4 365 Wp	11 176 kWh/år	8424 kg CO ₂
Sunpower Maxeon 3 400 Wp	12160 kWh/år	3164 kg CO ₂
Vindturbin SD6	23 000 kWh/år	5405 kg CO ₂

Tabell 68: GWP for fornybare kilder

Den forenklete versjonen av forsyningsnettet med 0,021 kg CO₂ ekvivalenter per kWh resulterer i besparelse av miljø med installasjon av Sunpower solcellepaneler og Vindturbin SD6, men ikke med solcellepaneler fra REC Solar.

Type energikilde	GWP livsløp	Forenklet GWP forsyningsnettet	GWP besparelse
REC Solar TwinPeak 4 365 Wp	8424 kg CO ₂	5162 kg CO ₂	-3262 kg CO ₂
Sunpower Maxeon 3 400 Wp	3164 kg CO ₂	5807 kg CO ₂	2643 kg CO ₂
Vindturbin SD6	5405 kg CO ₂	12075 kg CO ₂	6670 kg CO ₂

Tabell 69: GWP besparelse for miljøet med forenklete verdier for strømmiks

Med estimering av de reelle CO₂ ekvivalenter per kWh fra norsk strømmiks i region NO3 med premiss om at timesverdiene fra 2021 blir gjeldende de neste 25 årene er resultatet økt besparelse av miljøet, men fortsatt er det kun Sunpower paneler og vindturbin SD6 som har besparelse.

Type energikilde	GWP livsløp	Strømmiks GWP forsyningsnettet	GWP besparelse
REC Solar TwinPeak 4 365 Wp	8424 kg CO ₂	5872 kg CO ₂	-2552 kg CO ₂
Sunpower Maxeon 3 400 Wp	3164 kg CO ₂	6436 kg CO ₂	3272 kg CO ₂
Vindturbin SD6	5405 kg CO ₂	15450 kg CO ₂	10045 kg CO ₂

Tabell 70: GWP besparelse for miljøet estimert med strømmiksverdier

Ved valg av REC Solar TwinPeak 4 panelene i starten av bachelor var det ikke kommet en EDP for produktet. Det ble tatt et raskt overslag fra estimerte CO₂ ekvivalenter oppgitt av produsent på varedeklarasjon for produksjon av panelene (Rec Group, 2021). Ifølge deklarasjonen har TwinPeak 4 panelene på Ansattbolig et karbonfotavtrykk på 6164 kg CO₂. Denne ble sammenlignet med referanseverdi på 0,020 kg CO₂/kWh. Tar man ikke hensyn til degradering vil de vært lønnsomme i norske forhold når fotavtrykket for strømmiksen i Norge ville tilsvart 6675 kg CO₂. Resultatet av denne kalkylen viste en knapp besparelse av miljøet med REC paneler. Dette samsvarer ikke med EDP for REC panelene som ble sluppet i april 2022 hvor det tas hensyn til livsløpet fra vugge til grav. I sammenligningene av EDP kom det raskt frem at Sunpower som allerede hadde EDP for sitt panel hadde mindre utslipp i produksjonsfasen.

Selv om silisiumet til REC panelene kommer fra Norge, er produksjon av wafere og tilhørende produkter gjort i Kina, før dette sendes til Singapore for produksjon av selve solcellepanelene. Dette øker antageligvis utslippene for REC panelene sammenlignet med Sunpower panelene som bruker silisium fra USA og Norge. Sunpower produserer wafere hos Norsun i Norge før dette sendes til Mexico for produksjon av selve solcellepanelene.

I solcelleinstallasjonene er det ikke tatt høyde for inverttere, vern og kabler i miljøanalysen. I tillegg er heller ikke installatørens utslipp tatt med.

Transport fra Kvenvær til Skårøya er heller ikke tatt med i beregningen verken for solcelleinstallasjon eller for vindkraft. Dermed kan det være miljøutslippene for installasjonene vil overstige gevinsten sammenlignet med norsk strømmiks når alle faktorene er tatt med i en full livsløpsanalyse.

Selv om miljøanalysen viser at det blant våre utvalgte paneler kun er Sunpower panelene som vil gi miljøgevinst i klimagassutslipp, er markedet i utvikling og nye typer paneler blir stadig utviklet. Utstillingen Intersolar Europe er verdens ledende utstillingsvindu for solindustrien og har nettopp blitt gjennomført i München i mai (Intersolar Europe, 2022). Her ble REC Solar en av vinnerne i kategorien «Photovoltaics» med sitt nye panel Alpha pure series. Dette panelet har ifølge Intersolar lavt karbonfotavtrykk, men er også i tillegg en av de første solcellepanelene som er blitt sertifisert fritt for bly og er dermed et godt bærekraftig valg (The Smartere Award, 2022). Dette panelet har også EDP for Norge og har en forskjell i at silisiumet brukt til panelene kommer fra Tyskland istedenfor Norge som med TwinPeak panelene og har dermed høyere ekvivalente klimagassutslipp. Det kan dermed også finnes andre gode alternativer med forskjellige faktorer som har betydning for miljøet.

Når det gjelder miljøanalysen av vindkraft har den stor usikkerhet i det estimerte CO₂ avtrykket, ettersom gjennomsnittet av de 50 LCA analysene tatt med i rapporten til NVE er beregnet ut ifra store vindkraftverk. Jo større et vindkraftverk er, jo mindre vil det miljømessige fotavtrykket være og det er gjort lite forskning på avtrykket hos småskala vindkraft. Trolig kan dette være på grunn av mange produsenter som bruker forskjellige materialer i produksjonen av vindturbinene. Dermed er det ikke sikkert resultatene fra vind kan sammenlignes med den spesifikke analysen som solcellepaneler har, selv om det trolig vil resultere i miljøgevinst også med vindturbin.

Alle miljøberegninger er gjort på norsk strømmiks, og skulle sammenligning blitt gjort mot europeisk strømmiks som ifølge Electricity map var på 0,231 kg CO₂/kWh i 2020 ville alle produsenter ha resultert i besparelse for miljøet (Energi og klima, 2022).

For å illustrere tallene bak miljøgevinsten vil besparelsen på 3272 kg CO₂ ekvivalenter med Sunpower Maxeon 3 400 Wp på Ansattboligen omtrentlig tilsvare å kjøre 34 ganger tur/retur fra Trondheim til Oslo med en ny bil som følger EU's mål for utslipp fra en bil (European

Comission, 2022). Besparelsen på 10045 kg CO₂ ekvivalenter for miljøet ved installasjon av vindturbinen SD6 vil omtrentlig tilsvare å kjøre ganger 106 ganger tur/retur fra Trondheim til Oslo med bil.

Foruten klimagasspåvirkning fra produksjon av solceller dette er det få kjente innvirkningsfaktorer på naturen om solcellene monteres på bygninger. Når det gjelder vindturbiner kan det finnes flere miljøpåvirkninger i tillegg til ekvivalente klimagassutslipp under livsløpet. Det er som tidligere nevnt under teori om vindkraft at det er dokumentert 9 døde havørn i perioden 2005-2007 på Smøla vindpark. Smøla vindpark er et storskala vindkraft anlegg med rotorblader på minimum 74 meter i diameter (Statkraft, 2022). Den prosjekterte vindturbin SD6 har rotorblad med 5,6 meter i diameter og er betydelig mindre. Det finnes ikke dokumentasjon på om statistikken for storskala vindkraft vil gjelde for småskala vindturbiner.

5.5 Batteriløsninger

Med et batteri som ladet seg opp med energi fra solcelleinstallasjonen og utladet seg når energiforbruket var større enn energiproduksjonen til solcellene, viste simuleringene med et 9,3 kWh batteri at energibehovet ble redusert med 1660 kWh/år. Batteriet på 48 kWh reduserte kun energibehovet med omtrentlig det dobbelte av det mindre batteriet, henholdsvis 3842 kWh.

Batteriet på 9,3 kWh som reduserte energiforbruket med 1660 kWh/år ligger i prisklassen rundt 50 000 kr (Europe Solarshop, 2022), i tillegg til at inverteren SMA Sunny Boy kan estimeres til rundt 20 000 kr (Europe Solar Store, 2022). Med en forenkling om strømpris på 1 kr/kWh vil det avhenge av batterisystemets levetid om investeringen er lønnsom slik den er simulert her. Som en observasjon kan man også se at under halvparten av batterikapasiteten ble brukt under utladning av 48 kWh batteriet i figur 112 i kapittel 4.10 og dermed brukes ikke en hel batterisyklus. I produktbeskrivelsen for Tesvolt batteriet er det angitt at batteriet har 8000 sykluser i levetiden (Anon., 2022), mens batteriet fra LG har 6000 sykluser i levetiden (Europe Solare Store, 2022). Her kan det gjøres en dypere analyse av sykluser, levetiden på batteriene og produktmuligheter med styring av utladninger for å få mer eksakt data.

6 Konklusjon

Gjennom dette prosjektet har det blitt funnet at en løsning for mer bærekraftig drift av Hitra leirskole er aktuelt, og det er flere måter å gå frem for å oppnå dette.

For vindturbin casene kommer det tydelig fram ved den økonomiske analysen at den valgte vindturbinen SD6, ikke vil være gunstig å installere. Vindressursene på Skårøya er gode nok til at det må vurderes å sette inn en større vindturbin enn SD6, men på grunn av at datagrunnlaget for vindforholdene ved Veiholmen er upresist for Skårøya, må det må gjøres mer nøyaktige målinger av vindforholdene på leirskolen for at man skulle kunne senke risikoen ved installasjonen i den økonomiske analysen.

Solcasene hadde relativt lave investeringskostnader og gode datagrunnlag for estimeringen av produksjon. Dette gjorde at risikoen ved prosjektene kunne senkes, og det var derfor andre eksterne faktorer, som fordelingen av produksjon, som avgjorde om solcasene ville være lønnsomme. Ut ifra NNV beregningene kom det fram at case 3 vil ha høyest NNV på 120 000 kr med ca. 3,5 % nominell rente. Det vil derfor være mest gunstig for leirskolen å installere case 3 med et økonomisk perspektiv. Case 1 hadde en høy NNV med lavere investeringskostnader enn case 3, så case 1 vil også være et gunstig prosjekt.

Effektivisering av det eksisterende anlegget ved bruk av en sjøvarmepumpe er etter utførte analyser funnet til å være en veldig aktuell løsning som sannsynligvis vil betales ned i løpet av sin levetid. Estimaten for kostnadene ved installasjon av et slikt anlegg er grovt estimert så å utføre en befaring med en lokal installatør kan være gunstig for å få et bedre estimat som da kan vurderes mot denne rapportens analyser.

I miljøanalysen hadde Sunpower Maxeon 3 panelene en miljøbesparelse i GWP sammenlignet med den norske strømmiksen region NO3. REC Solar Twinpeak 4 panelene viste seg å koste miljøet CO₂ ekvivalenter i forhold til hva samme energimengde fra strømmiksen tilsvarer i CO₂ ekvivalenter. Likevel er det en usikkerhetsfaktor når inverttere, vern og kabler ikke er tatt med. Vindturbinen SD6 hadde også miljøbesparelse i GWP og ble estimert fra gjennomsnittet av 50 LCA analyser fra storskala vindkraft. Usikkerheten om gjennomsnittstallene fra storskala vindkraft vil gjelde for småskala vindkraft er til stede og de kan brukes som grunnlag for sammenligning.

Simuleringen av 2 løsninger med batteri ga redusert energibehov fra forsyningsnettet. Likevel hadde ingen av batteriløsningene stort utslag på energibehovet, og det er usikkert om investeringskostnadene til et batterianlegg vil kunne forsvares med foreliggende data i denne rapporten. Det bør utføres en mer utdypende analyse av produkter og styringsmåter for best utnyttelse av lagring av produsert energi.

7 Videre arbeid

7.1 Vindturbin

Den valgte vindturbinen SD6 er underdimensjonert for Skårøya, det vil derfor være gunstig å analysere en større vindturbin med Leirskolens vindforhold for å se om det kan være gunstig å installere en vindturbin. Det vil også være aktuelt å gjøre nye analyser med vinddata fra leirskolen, i motsetning til å bruke Veiholmensdata.

7.2 Effektivisering

7.2.1 Sjøvarmepumpe

Prosjekteringen av sjøvarmepumpe i dette prosjektet ble hindret av manglende informasjon fra installatører rundt kostnader ved installasjon. Ønskelig videre arbeid med dette konseptet er en mer grundig økonomisk analyse og installasjonsmetode, men her blir det nødvendig å opprette kontakt med lokal installatør. En mulighet for oppdragsgiver er å benytte seg av flere installatørers tilbud om gratis befaring, fordi dette er hos mange et krav som må oppfylles før kostnader kan estimeres.

7.2.2 Solfanger

Et innspill fra oppdragsgiver for dette prosjektet var muligheten for å benytte solfangere for oppvarming av vann, men dette ble ikke sett på i denne rapporten. Dette ble utelatt grunnet mangel på tid og usikkerhet rundt beregninger for et slikt anlegg. I tillegg vil et solfangeranlegg benytte samme arealer som solcellepaneler for å ta imot solstråler og en slik prioritering av solcellepaneler mot solfangere ble det ikke mulighet til å vurdere. Videre arbeid med en slik løsning vil måtte sammenligne solfangere med sjøvarmepumpe i forhold til hvor mye energi som blir bespart. Når det kommer til mangel på takplass for både solfanger og solceller, så kan det også være hensiktsmessig å sammenligne disse teknologiene og se på hvor mye energi som utvinnes med hver løsning.

7.3 Batteri

Det kan være hensiktsmessig å detalj prosjektere batteri sammen med casene presentert i denne rapporten for å analysere om lagring av energi vil ha et positivt økonomisk utslag på Skårøya sin installasjon. Forskjellige produkttyper med styring av batteriutladning iforhold til å kutte toppene til energibehovet til Skårøya, eller som en batteribank for lading av elektriske båter kan være interessant.

8 Litteraturfortegnelse

Amin, S. et al., 2018. *Solar panel orientation*. [Internett]

Tilgjengelig på: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Solar_panel_orientation

Anon., 2021. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://free3d.com/3d-model/vertical-axis-wind-turbine-3d-model-9688.html>

Anon., 2022. *ZeroHomebills*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.zerohomebills.com/product/tesvolt-battery-module-4-8-kwh/>

Burheim, O. S., 2017. *Engineering energy storage*. 1 red. London: Elsevier Inc.

Chandler, D. L., 2011. Shining brightly. *MIT News*, 26 Oktober.

DNB, 2021. *Sustainable Product Framework*, s.l.: s.n.

Electricitymap, 2022. *Electricitymap*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://electricitymap.org/>

Elektroimportøren, 2022. *Elektroimportøren*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.elektroimportoren.no/pfsp-1kv-4x95-afv-35-mm-1018055/Product.html>

Energi Norge, 2022. *Kraftmarkedet*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.energinorge.no/fornybarometeret/kraftmarkedet/>

Energi og klima, 2022. *Energi og klima*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://energiogklima.no/klimavakten/live-data-strom-og-co2/>

Energy schweiz, 2022. *Energiutbytte*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://wind-data.ch/tools/powercalc.php>

Enova, 2022. *Samtale*. s.l.:s.n.

Enova, 2022. *Solcelleanlegg*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/solcelleanlegg/>

Europe Solar Store, 2022. *Europe Solar Store*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.europe-solarstore.com/sma-sunny-boy-storage-5-0.html>

Europe Solar Store, 2022. *Europe Solar Store*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.europe-solarstore.com/sma-sunny-boy-3600-smart-energy-23.html>

Europe Solar Store, 2022. *SMA Sunny Tripower*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters/sma/sunny-tripower.html>

Europe Solare Store, 2022. *Europe Solare Store*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.europe-solarstore.com/lg-chem-resu-10h-400v-lithium-ion-storage-battery.html>

Europe Solarshop, 2022. *Europe Solarshop*. [Internett]
Tilgjengelig på: <http://www.europe-solarshop.com/manufacturers/lg-chem/lg-chem-resu10h.html>

European Commission, 2022. *Climate action*. [Internett]
Tilgjengelig på: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en

Fysisk institutt, UiO, 2017. *Solcellen*, Oslo: UiO.

Habberstad, M., 2020. Vindmotstand økt med 68 prosent. *Den Norske Turistforening*, 13 Oktober.

Hafslund, 2019. *Effekttariffer - hva betaler man egentlig for?*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://hafslundradgivning.no/nyheter/effekttariffer-hva-betaler-man-egentlig-for>

Homer Energy, 2022. *Wind Resource Variation with Height*. [Internett]
Tilgjengelig på:
https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/wind_resource_variation_with_height.html

Hyttetorget AS, 2022. *PowerWall 48V 6,15kWt*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.hyttetorget.no/power-wall-48v-120-ah>

IEC, 2014. *Wind turbines: Small wind turbines*, s.l.: s.n.

Ingreenious, 2009. *1. Evaluatie meetresultatentestveld kleine windturbines Zeeland*, s.l.: s.n.

International Energy Agency, u.d. [Internett]
Tilgjengelig på: iea.org

International Energy Association, 2021. *Renewables 2021*, s.l.: IEA.

Intersolar Europe, 2022. *Intersolar Europe*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.intersolar.de/about-intersolar-europe-impressions>

Jones, D., 2022. *Global Electricity Review 2022*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>

Jones, J. R., 2017. *briefintro.html*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://weibull.readthedocs.io/en/v0.0.12/briefintro.html>

Kantar, 2020. *Klimabarometeret 2020*.

Karoliussen, H., 2019. *Vindkraft*, Trondheim: NTNU.

Kjeller Vindteknikk, 2009. *Vindkart for Norge*, Oslo: NVEs hustrykkeri.

Lane, C., 2022. *Solar Reviews*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.solarreviews.com/blog/sunpower-to-stop-manufacturing-solar-panels>

Lca.no, 22. *Lca.no*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://lca.no/>

Libii, J., 2013. *Comparing the calculated coefficients of performance of a class of wind turbines that produce power between 330 kW and 7 , 500 kW*, s.l.: Semantic Scholar.

Liverpool John Moores University, 2022. *Semiconductors*. [Internett]
Tilgjengelig på:
https://www.schoolsobservatory.org/learn/tech/instruments/inst_ccd/semiconductors

LM Wind Power, u.d. *What is a wind class?*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>

Lovdata, 2019. *Energilovforskriften*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959>

Miljødirektoratet, 2021. *RETNINGSLINJE FOR BEHANDLING AV STØY I AREALPLANLEGGING*, s.l.: Regjeringen.

Nielsen, K. L., 2018. *Weibullfordelingen*, s.l.: NTNU.

Norconsult AS, 2019. *CFD vindanalyse*, Bodø: s.n.

Norsk klimastiftelse, 2022. *Energi og klima*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://energiogklima.no/klimavakten/live-data-strom-og-co2/>

Norsun, 2022. *Norsun*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.norsun.no/about>

NVE, 2011. *Kostnader ved produksjon av Kraft*, s.l.: NVEs hustrykkeri.

NVE, 2019. *Nettleie for forbruk*. [Internett]
Tilgjengelig på:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/>

NVE, 2021. *Nettleie*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/>

NVE, 2021. *Plusskunde*. [Internett]

Tilgjengelig på:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>

NVE, 2022. *Kraftproduksjon fra Vindturbiner*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>

NVE, 2022. *Lover og regler*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraft/lover-og-regler/>

NVE, 2022. *NVE*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraft/lover-og-regler/>

NVE, 2022. *NVE*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/>

NVE, 2022. *Støy*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/stoey/>

NVE, 21. *NVE*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/bakkemontert-solkraft/>

NVE, 21. *NVE - RME*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/bakkemontert-solkraft/>

Olsen, A., 2007. *Feil om fugledød og vindkraft* [Intervju] (16 Jan 2007).

Otovo, 2021. *Solceller i Norge – hvor effektive er de?*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.otovo.no/blog/solcellepanel-solceller/solceller-norge-virkningsgrad/>

Pedersen, R., 2021. *Slik er strømprisen bygget opp*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.smartepenger.no/96-bolig/484-slik-er-stromprisen-bygget-opp>

ProAktiv & Sintef, E. N., 2018. *Proaktiv plusskunde håndbok*, Trondheim: Energi Norge.

PVEL, 2021. *PVEL*. [Internett]

Tilgjengelig på: https://modulescorecard.pvel.com/wp-content/uploads/2021-PV-Module-Reliability-Scorecard_May-27-21.pdf

Rec Group, 2021. *Rec*. [Internett]

Tilgjengelig på:

https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/certisolis_light_20211112_en_0.pdf?t=1651825022

REC group, 2021. *Rec Group*. [Internett]

Tilgjengelig på:

https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/rec_csrrreport2021_0605_web_s.pdf?t=1652734513

REC Group, 2022. *Rec Group*. [Internett]

Tilgjengelig på:

https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/rec_quality_certs_flyer_2020917_web.pdf?t=1652738291

Rec Solar, 2018. *REC leaves a lasting impression.*. [Internett]

Tilgjengelig på: https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/wp_-_recs_class-leading_carbon_footprint.pdf?t=1651327301

REC Solar, 2021. *REC group*. [Internett]

Tilgjengelig på:

https://www.recgroup.com/sites/default/files/modern_slavery_act_2021_2021-06-01_final.pdf

REN, 2020. *Renblad 3040*, s.l.: REN.

RenewablesFirst, 2015. *What is the wind class of a wind turbine?*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/what-is-the-wind-class-of-a-wind-turbine/>

Revheim, P. P., 2017. *Muligheter for småskala vindkraft i Møre og Romsdal*, s.l.: Energi og Klima.

SD Wind Energy, 2022. *SD6 Wind Turbine*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://sd-windenergy.com/small-wind-turbines/sd6-6kw-wind-turbine/>

Seter, K., 2020. *Vind*. [Internett]

Tilgjengelig på: <https://snl.no/vind>

Seter, K., 2021. *Vindrose*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://snl.no/vindrose>

Sheffield Hallam University, 2022. *Helena Kennedy Centre*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.shu.ac.uk/helena-kennedy-centre-international-justice/research-and-projects/all-projects/in-broad-daylight>

Stanford Woods, 2017. *Bird-safe Wind Turbines*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://woods.stanford.edu/research/funding-opportunities/realizing-environmental-innovation-program/bird-safe-wind-turbines>

Statista, 2022. *Statista*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.statista.com/statistics/668749/regional-distribution-of-solar-pv-module-manufacturing/>

Statkraft, 2022. *Statkraft*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.statkraft.no/om-statkraft/hvor-vi-har-virksomhet/norge/smola-vindpark/>

Statkraft, 2022. *Vindkraft*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vindkraft/>

Statnett SF, 2022. [Internett]
Tilgjengelig på: elhub.no

Stoltz, G., 2019. *Inflasjon*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://snl.no/inflasjon>

Store Norske Leksikon, 2021. *SNL*. [Internett]
Tilgjengelig på: https://snl.no/wafer_-_mikroelektronikk

Syverhuset, A. O. S., 2020. *Å male vindturbiner svarte kan føre til at færre fugl blir drept*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://forskning.no/alternativ-energi-energi-fugler/a-male-vindturbiner-svarte-kan-fore-til-at-faerre-fugl-blir-drept/1731268>

Teknisk Ukeblad, 2022. *Teknisk Ukeblad*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.tu.no/deltav/solceller/annonse-derfor-er-solceller-mer-effektivt-i-lofoten-enn-i-bergen/503362>

The International EPD System, 22. *The International EPD System*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.environdec.com/home>

The Smartere Award, 2022. *The Smartere Award*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.thesmartere-award.com/en/hall-of-fame/hall-of-fame.html>

Torvatn, T., 2019. *Teknologiledelse-for ingeniørstudier*. Bergen: Fagbokforlaget.

Trønder Energi, 2019. *Konsjesjonssøknad Svarthammaren vindkraftverk*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201901245/2665894>

TU Energi, 2021. *Slik blir den nye nettleia: Pris grenser på 5 og 10 kw*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.tu.no/artikler/slik-blir-den-nye-nettleia-pris-grenser-pa-5-og-10-kw/514897>

Unbound Renewable Energy, 2022. *SMA 11.52 kW Grid Tied Solar System with SMA Inverter and 32x REC 360w Panels*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://unboundsolar.com/1892121/unbound-solar/solar-kits/sma-11.52-kw-grid-tied-solar-system-with-sma-inverter-and-32x-rec-360w-panels>

Vannhandel, 2022. *Realitet ved innstallasjoner* [Intervju] (03 Mai 2022).

Varmepumpeforeningen, 2019. *Hva er COP?*. [Internett]
Tilgjengelig på: [https://www.varmepumpeinfo.no/sporsmal-og-svar-om-varmepumper/hva-er-cop#:~:text=Effektfaktor%20eller%20COP%20beskriver%20ytelsen,coefficient%20of%20performance\)%20eller%20varmefaktor.](https://www.varmepumpeinfo.no/sporsmal-og-svar-om-varmepumper/hva-er-cop#:~:text=Effektfaktor%20eller%20COP%20beskriver%20ytelsen,coefficient%20of%20performance)%20eller%20varmefaktor.)

Varmepumpeforeningen, 2022. *Slik virker en varmepumpe*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://www.varmepumpeinfo.no/verdt-a-vite-om-varmepumper/slik-virker-en-varmepumpe#:~:text=Prosessen%20i%20en%20varmepumpe%20skjer,arbeidsmediet%20oppta%20og%20avgi%20varme.>

Øie, A., 2019. *Strøm*. [Internett]
Tilgjengelig på: <https://strøm.no/strømregioner-norge>

9 Vedlegg

Vedlegg 1 – Tabell med besøkende på Hitra leirskole i 2021.

Vedlegg 2 – Forklaring av variabler fra PVSol simulasjoner.

Vedlegg 3 – Plakat for prosjektet.

Vedlegg 1 – Besøkende på Hitra leirskole 2021

Besøkende totalt for leirskolen								
Dag	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober
1		5		50	30	30	30	45
2		5		50	30	30	30	30
3		5	30	50	10	30	30	30
4		5	30	50	10	30	30	30
5		5	30	10	10	30		30
6		8	30	10	10	30	55	30
7		8	30	30	10	30	55	30
8		8	7	30	10	15	55	30
9		8	7	30	10	15	55	40
10		8	40	30	10	15	55	40
11		8	40	30	10	15		40
12		35	40		25	15		
13		35	40		25		55	40
14		35	40	35	25		55	40
15		35	7	35	25		55	40
16		35	7	35	25	30	55	
17			7	35	25	30	55	
18			37	35	25	30	7	20
19		50	37	50	25	30	7	20
20		50	37	50	25	30	55	20
21		50	37		25	30	55	
22		50	37		25		55	
23		50			25		55	
24					25	40	55	
25				30	25	40		
26		50		30	25	40		
27	5	50		30	25	40	45	
28	5	50		30		15	45	
29	5	50		30		15	45	
30	5	50		30		30	45	
31	5		50		30	30		

Vedlegg 2 - Forklaring av variabler fra PVSol simulasjoner:

Installasjon	Eksempel
Antall moduler	35
Installert effekt	14,05 kWp
Spesifikk ytelse	821 kWh/kWp
Effektivitet	84,5 %
Skyggereduksjon	2,5 %/år
Årlig produksjon	8 850 kWh/år
Til eget bruk	8 150 kWh/År
Levert til nettet	700 kWh/År
Andel til eget bruk	88,6 %
Årlig forbruk	41 200 kWh/År
Energimengde solkraft	8 100 kWh/År
Energimengde nett	38 200 kWh/År
Andel sol	17,5 %
Inverter	STP10.0
kWp / inverter	120,5 %

Antall moduler	Hvor mange solcellepaneler som er installert i anlegget.
Installert effekt	Den maksimale installerte effekten som teoretisk kan produseres av anlegget.
Spesifikk ytelse	Forholdstallet mellom den simulerte årlige produserte effekten og den installerte.
Effektivitet	Forholdet mellom hvor mye energi som simulert produseres og produksjon ved et perfekt teoretisk effekt.
Skyggereduksjon	Årlig tap i produksjon grunnet skygge på solcellepaneler.
Årlig produksjon	Den simulerte årlige produksjonen til solcelleinstallasjonen.
Til eget bruk	Hvor mye av den produserte energien som går til å dekke eget forbruk.
Levert til nettet	Hvor mye av den produserte energien som går tilbake til strømmettet.
Andel til eget bruk	Prosentandel av årlig produsert energi som går til å dekke eget forbruk.
Årlig forbruk	Totalt årlig forbruk som er blitt lagt inn i PVSol.
Energimengde solkraft	Hvor mye av forbruket som kommer fra solcelleinstallasjonen.
Energimengde nett	Hvor mye av eget forbruk som kommer fra strømmettet.
Andel sol	Prosentandelen av eget forbruk som kommer fra solkraft.
Inverter	Hvilken type inverter som er brukt til den aktuelle installasjonen.
kWp / inverter	Forholdet mellom installert effekt og den nominelle effekten til inverteren. Dette tallet angir over-/underdimensjonering.

Bærekraftige energiløsninger på Skårøya

Øystein Wold, Eirik Fagerbakke og Sindre Fosse

Bakgrunn

Hitra leirskole på Skårøya ønsker å utforske mulighetene for mer bærekraftig drift av skolen. Spesifikt er de interessert i teknologier som solkraft og vindkraft, men også muligheter for effektivisering som varmepumper og solfangere. En slik løsning er gunstig for skolen både fordi det kan føre til billigere drift, men også fordi et slikt anlegg kan brukes til å lære barna ved leirskolen om for eksempel solkraft eller vindkraft.

Hitra leirskole består i dag av tre bygg, et hovedbygg, et naust og et internat. Leirskolen ligger like ved vannet langs sørkysten av Skårøya og nås med båt fra Kvenvær.

Oppgaven

Denne prosjektgruppen hadde som mål å utforske både muligheter for effektivisering av det eksisterende anlegget på Skårøya, og løsninger for produksjon av fornybar energi.



Solceller

En veldig gunstig løsning på Skårøya er solcellepaneler ettersom det er en relativt flat øy med få momenter som kan skyggelegge slike paneler. Solcellepaneler er relativt billige former for fornybar energi som kan levere mye energi i den varme delen av året, men veldig lite når det blir mørkt i vinterhalvåret. Et slikt anlegg består av solcellepaneler montert på tak, vegger eller bakke, og en inverter som gjør som den produserte likespenningen til vekselspanning som kan brukes av eier og strømmettet.

Vindturbin

En vindturbin utnytter vindens kinetiske energi til å drive en generator som dermed produserer strøm. I kontrast med sol produserer vindturbiner en god mengde energi hele året og ofte mer under vinterstid. Problemet med denne teknologien er de store kostnadene ved installering av en vindturbin.

Varmepumpe

En varmepumpe er en enhet som transporterer varme mellom omgivelser med ulik temperatur. Den gjør dette ved å sende væske gjennom et kretsløp hvor væsken endrer trykk og dermed går mellom væskeform og gassform. Under fordamping til gass trekker stoffet til seg varme og senere i kretsløpet under kondensering avgir det varme igjen. Dermed er varmen forflyttet dersom fordamping og kondensering skjer i ulike omgivelser.

Metode

For simulering av solcelleinstallasjoner har gruppen brukt programvaren PVSol. For utregning av nedbetalingstid og følsomhetsanalyser har det blitt brukt programmeringspråket Python. ELhub er blitt benyttet for å hente data om forbruket til leirskolen.

Alternativer

Det er utarbeidet flere forskjellige Caser som inneholder ulike muligheter for, og kombinasjoner av, fornybare kilder til energi.

Case 1	Solcellepaneler på ansattboligen
Case 2	Solcellepaneler på ansattboligen og naustet
Case 3	Solcellepaneler på ansattboligen og internatet
Case 4	Vindturbin
Case 5	Vindturbin og solcellepaneler på ansattboligen

Resultater

Det ble funnet at enhver anlegg med vindturbin ikke er gunstig økonomisk sett grunnet store investeringskostnader. Videre ble det funnet to anbefalinger av ulik størrelse. For realisering av et mindre anlegg med bare ett bygg er det best å benytte den nye ansattboligen. Dersom et større anlegg er ønskelig er det optimalt å benytte ansattboligen sammen med internatet for dette, og da bruke sørsiden av taket til internatet. Dette vil dekke dobbelt så mye av forbruket som ved ett bygg, men investerings-kostnadene vil være tilsvarende større.

Under er et utdrag av resultatene vist med nedbetalingstid. Anleggenes levetid er 25 år så lengre tid enn dette er ikke lønnsomt.

	Nedbetalingstid (år)		
	Strømpris (kr/kWh)		
	0,5	1	1,5
Case 1	25+	18,97	12,45
Case 2	25+	18,97	12,44
Case 3	25+	18,87	12,38
Case 4	25+	25+	23,42
Case 5	25+	25+	20,08

Det ble også funnet at et sjøvarmepumpeanlegg vil være lønnsomt, men basis for denne analysen var veldig grove estimater for investeringskostnad grunnet manglende informasjon fra installatører.

Konklusjon

En løsning for bærekraftig drift av Hitra leirskole er mulig og kan realiseres på ulike måter. For produksjon av energi er solcellepaneler den beste løsningen for dette rent økonomisk. Effektivisering ved bruk av sjøvarmepumpe er veldig aktuelt, men det anbefales å utføre en befaring for å få et bedre estimat av kostnader. Gruppen fikk ikke prosjektert løsninger med batteri men dette kan også være veldig aktuelt for reduksjon av eget forbruk og bør kanskje sees på videre i et lignende prosjekt.

Kontaktinformasjon

Web: hitraleirskole.no

Mail: kontakt@hitraleirskole.no

