

Martin August Egerdahl
Thomas Dybvig Hansen
Johan Shields

Solcelleanlegg og energilagring på Sveberg Teknosenter

Teknologisk og økonomisk analyse for en
potensiell utvidelse av eksisterende anlegg

Bacheloroppgave i Fornybar energi, ingeniør

Veileder: Alejandro Oyarce Barnett

Mai 2021

Martin August Egerdahl
Thomas Dybvig Hansen
Johan Shields

Solcelleanlegg og energilagring på Sveberg Teknosenter

Teknologisk og økonomisk analyse for en potensiell
utvidelse av eksisterende anlegg

Bacheloroppgave i Fornybar energi, ingeniør
Veileder: Alejandro Oyarce Barnett
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk

Fakultet for ingeniørvitenskap

Institutt for energi- og
prosesseteknikk

Bacheloroppgave

Prosjekttittel: Solcelleanlegg og energilagring på Sveberg Teknosenter	Gitt dato: 11.01.2021 Leveringsdato: 20.05.2021
Project title: PV-system and energy storage at Sveberg Technocenter	Antall sider/vedlegg: 61/7
Prosjektdeltakere: Martin August Egerdahl Thomas Dybvig Hansen Johan Shields	Veileder: Alejandro Oyarce Barnett alejandro.barnett@hystar.com
Studieprogram: Fornybar energi, ingeniør	Emnekode: TFNE3001
Bedrift: GETEK AS	Bedriftskontakt: Martin Brunstad Høydal martin@getek.no

Fritt tilgjengelig

Free for publication

Forord

Bacheloroppgaven er skrevet av tre medstudenter ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim. Oppgaven er den avsluttende delen av bachelorstudiet og teller 20 poeng av studieforløpet. Arbeidet er utført i samarbeid med GETEK AS via deres ansatt: Martin Brunstad Høydal. Gruppen vil dermed takke både GETEK og Høydal for deres samarbeid og hjelp i varigheten av denne bacheloroppgaven.

Oppgaven omhandler en utvidelse av solcelleanlegget på Sveberg Teknosenter. Det er utført en teknisk analyse for å kunne evaluere ytelsen på utvidelene i sammenheng med byggets forbruk. Den økonomiske analysen ble utført på to forskjellige metoder. Først en kontantstrømanalyse for å finne nedbetalingstid etterfulgt av *Levelized Cost of Energy* for å bestemme lønnsomheten over hele levetiden. Med bakgrunn i analysene ble det til slutt fremlagt en konklusjon hvor en anbefaling til byggeier er presentert.

Gruppen vil til slutt takke intern veileder fra NTNU, Alejandro Oyarce Barnett ved Institutt for energi- og prosessteknikk, for hans hjelp og engasjement i forbindelse med oppgaven.

Trondheim, 20. mai 2021

Martin August Egerdahl

Martin August Egerdahl

Thomas Dybvig Hansen

Thomas Dybvig Hansen

Johan Shields

Johan Shields

Sammendrag

Hensikten med bacheloroppgaven var å levere et tilbud for en potensiell utbygging av det eksisterende solcelleanlegget på Sveberg Teknosenter. Per dags dato er det tre separate anlegg med et samlet produksjonspotensial på 20.5 kWp som ble installert i 2015, 2018 og 2020. Det skal konkluderes med en anbefaling som vurderer lønnsomheten av utvidelsen opp mot byggets forbruk, samt en løsning for overskuddsproduksjon.

Programmet PV*SOL er benyttet for simuleringer. Eksakte mål ble tegnet fra planskisse av bygget. Geografisk lokasjon og innstrålingsdata ble valgt til Trondheim lufthavn for å oppnå simulerte resultater så realistiske som mulig. Forbruksdata i bygget ble hentet fra byggeiers Elhub og implementert i PV*SOL. Sanntidsdata for energiproduksjon fra dagens anlegg ble hentet fra Solarweb, som er en tjeneste levert av Fronius. I samarbeid med GETEK ble det valgt ut komponenter for utvidelsen.

Etter diskusjon i gruppen og med veileder ble det bestemt å konstruere fem scenarier. Første scenario omhandler en utvidelse med én batteripakke for å undersøke lønnsomheten. Andre og tredje omfatter en utvidelse på 42.55 kWp med 115 nye solcellemoduler. To muligheter for overskuddslagring ble benyttet, hvor førstnevnte scenario tar høyde for en batteripakke på 48 kWh og sistnevnte tar bakgrunn i tre nye ladestasjoner. I det fjerde scenarioet ble det simulert en større utbygging på 77.09 kWp, tilsvarende 209 nye moduler, en batteripakke på 76.8 kWh og tre nye ladestasjoner for elektriske kjøretøy. Bakgrunnen for det fjerde scenarioet var å undersøke en tilnærmet maksimal energiproduksjon for bygget, samt en nysgjerrighet for implikasjoner med større anlegg. Grunnet store mengder tap tilhørende andre, tredje og fjerde utvidelse, ble et femte scenario opprettet. Her ble anlegget utvidet med 16.28 kWp i form av 44 øst/vestvendte solcellemoduler.

I forbindelse med økonomisk analyse er det utført to metoder. Første er en kontantstrømanalyse som baserer seg på komponentpriser fra forskjellige leverandører for å erverve en forståelse for kostnader tilknyttet et solcelleanlegg. Andre metoden er en *Levelized Cost of Energy*-analyse og ble benyttet for å beregne lønnsomheten for hvert enkelt scenario. Analysen er beregnet med bakgrunn i simulert produksjonsdata fra PV*SOL og et prisestimat fra GETEK, oppgitt i kroner per utbygd kilowattpeak. Prisen er proporsjonal med størrelsen på anlegget, henholdsvis 10 000 kr/kWp for scenario 2, 3 og 5, og 9 250 kr/kWp for scenario 4.

Tekniske resultater ble analysert og presentert, hvor energiproduksjon og tap grunnet overskuddsproduksjon var fremhevet. Av de fire utvidelsene med solceller har scenario 5 minst tap. Det ble videre foretatt en lønnsomhetsanalyse av batteripakkene i scenario 1, 2 og 4. Fra resultatene ble det tydelig at batteripakke ikke er en del av et endelig tilbud. Resultatet fra den økonomiske analysen viste at scenario 5 hadde kortest nedbetalingstid, samt lavest *Levelized Cost of Energy*-verdi. Scenario 5 er den anbefalte utvidelsen på grunnlag av presenterte resultater. Dersom byggeier ønsker å utvide med en større installasjon, anbefales tredje scenario med en plusskundeavtale fremfor en batteripakke.

Abstract

The purpose of the bachelor thesis was to submit an offer for a potential expansion of the existing photovoltaic system at Sveberg Teknosenter. As of today, there are three separate installations that were constructed in 2015, 2018 and 2020. The final offer includes an expansion of the PV-system, as well as a solution for storing surplus energy that is economically feasible.

The PV*SOL software was used for simulations. Exact measurements were drawn from the floor plan of the building. The geographical location and solar irradiance data were chosen to Trondheim Airport to achieve simulated results as realistic as possible. Consumption data for the building was obtained from the building owner's Elhub and implemented in PV*SOL. Real-time data for energy production from the existing installation was obtained from Solarweb, which is a service provided by Fronius. In collaboration with GETEK, components were selected for the expansion.

After discussion in the group and with the supervisor, it was decided to look at five different scenarios. The first scenario involves an expansion with one battery pack to examine profitability. The second and third include an extension of 42.55 kWp with 115 new solar modules. Various possibilities for surplus storage were explored, where the former considers a battery pack of 48 kWh and the latter is based on three new charging stations. In the fourth scenario, a major development of 77.09 kWp was simulated, corresponding to 209 new modules, a battery pack of 76.8 kWh and three new charging stations for electric vehicles. The background for the fourth scenario was to examine an approximate maximum energy production for the building, as well as a curiosity for implications belonging to larger PV-systems. Due to high amounts of losses associated with the second, third and fourth expansion, a fifth scenario was created with the intention of trying to optimize energy production for the building's consumption. Here, the plant was expanded by 16.28 kWp in the form of 44 east/west facing PV modules.

For the economic analysis, two methods have been performed. The first is a cash flow analysis that is based on component prices from different suppliers to acquire a better understanding of costs associated with a plant. The second method used is a Levelized Cost of Energy analysis and was used to calculate the profitability of each scenario. The analysis is calculated based on simulated production data from PV*SOL and a price estimate from GETEK stated in Norwegian kroner per developed kilowatt peak. The price is directly proportional to the size of the PV-system, 10 000 NOK/kWp for scenarios 2, 3 and 5, and 9 250 NOK/kWp for scenario 4, respectively.

Technical results were analyzed and presented, where energy production and losses due to surplus production were highlighted. Of the four extensions with solar cells, scenario 5 had the least amount of loss. A profitability analysis was also performed on the battery packs for scenarios 1, 2 and 4. From the results, it became clear that the battery pack is not part of a final offer. The result from the economic analysis showed that scenario 5 had the shortest down payment period, as well as the lowest Levelized Cost of Energy value. Scenario 5 is the recommended extension based on the presented results. If the building owner desires to expand with a larger installation, the third scenario with a prosumer agreement rather than a battery pack is recommended.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Symbolliste	vii
Begrepsliste	viii
Figurer	ix
Tabeller	xii
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling	1
1.2 Bidragsyttere	1
1.3 Mål og avgrensninger	2
1.4 Oppbygging av oppgaven	2
2 Teori	3
2.1 Solinnstråling	4
2.1.1 Air Mass - AM0	5
2.1.2 Solinnstråling i Norge	5
2.2 Solcelleanlegg	6
2.2.1 Virkemåte av solceller	6
2.2.2 Solcelletyper	7
2.2.3 Serie- og parallellkobling av solceller	7
2.2.4 Ytelsefaktorer i solcelle	8
2.2.5 Festebraketter	9
2.3 Vekselretter	10
2.3.1 Maximum Power Point og Tracking - MPP/MPPT	10
2.3.2 Tre typer vekselrettere	11
2.3.3 Virkningsgrad og levetid	12
2.4 Batteri	12
2.4.1 Litium-ionbatteri	13
2.4.2 State of Charge og Depth of Discharge	14
2.5 Alternativ energilagring	14
2.5.1 Nettilkoblet og ikke-nettilkoblet batteri	15
2.5.2 Energilagring i elektriske kjøretøy	16
2.5.3 Plusskundeavtale	16
2.6 Økonomiske parametere	17
2.6.1 Levelized Cost of Energy	18
2.6.2 Offentlig støtte og subsidier	19
2.6.3 Prisutvikling for solceller	19
2.6.4 Prisutvikling for litium-ionbatterier	20
2.7 Elektrisk installasjon	20

3	Forarbeid	22
3.1	Sveberg Teknosenter	22
3.1.1	Eksisterende anlegg	22
3.2	Teknisk analyse av Sveberg Teknosenter	23
3.3	Leverandører	24
3.3.1	Solcellemodul	24
3.3.2	Festebraketter	24
3.3.3	Vekselrettere	25
3.3.4	Batteripakke	25
3.4	Elektrisitetspriser	25
4	Programmer og metoder	27
4.1	Solarweb	27
4.2	PV*SOL	27
4.3	Fremgangsmetode for utvidelse av solcelleanlegg i PV*SOL	31
5	Resultater	32
5.1	Scenario 1 — Dagens installasjon med én batteripakke	32
5.2	Scenario 2 — Utvidelse av solcelleanlegget og med én batteripakke	34
5.3	Scenario 3 — Utvidelse av solcelleanlegget og med tre ladestasjoner	36
5.4	Scenario 4 — En større utvidelse av solcelleanlegg, med batteripakke og tre ladestasjoner	37
5.5	Scenario 5 — Liten utvidelse av solcelleanlegg	39
5.6	Kontantstrømanalyse	40
5.6.1	Scenario 1	41
5.6.2	Scenario 2 og 3	41
5.6.3	Scenario 4	42
5.6.4	Scenario 5	43
5.7	Levelized Cost of Energy-analyse	43
6	Diskusjon	45
6.1	Solinnstråling	45
6.2	Vinkling av solcellen	45
6.3	Soiling	45
6.4	Solceller	45
6.5	Vekselrettere	46
6.6	Batteripakker	46
6.7	Ladestasjoner	46
6.8	Tapsfaktorer i komponenter	47
6.9	Overproduksjon	47
6.10	Dagens anlegg sammenlignet med simuleringer	47
6.11	Strømpriser	47
6.12	Kontantstrømanalyse	48
6.13	Levelized Cost of Energy — Metode	48
6.14	Plusskundeavtale	49
6.15	Kablingsplan	49
6.16	Scenario 1	49
6.17	Scenario 2	50

6.18 Scenario 3	50
6.18.1 Sammenligning av scenario 2 og 3	51
6.19 Scenario 4	52
6.20 Scenario 5	52
6.21 Levelized Cost of Energy-analyse	53
6.22 Feilkilder	53
7 Videre arbeid	55
8 Konklusjon	56
Referanser	57
A Plantegninger for Sveberg Teknosenter	I
B Prisliste for komponenter	VI
C Prisliste for scenario 2 og 3	VII
D Prisliste for scenario 4	VIII
E Prisliste for scenario 5	IX
F Historisk data for strømpriser	X
G Levelized Cost of Energy-analyse	XI

Symbolliste

Symbol	Definisjon	Enhet
AC	Årlige kostnader	kr
AEP	Årlig energiproduksjon	W
Capex	Investeringskostnader oppstart (Capital expenditures)	kr
DoD	Utladingsnivå / Depth of Discharge	%
E_{inn}	Mengden energi kunden mater inn	kWh
i	Prosjektets økonomiske levetid	år
I	Strøm i ampere	A
L_f	Årlig tapsfaktor (degraderingsrate)	%
M	Marginaltapssatsen	%
n	År nummer fra start	år
r	Diskonteringsrente	%
S_{E-ledd}	Summen kunden får for den innmatede energien	kr
SoC	Ladenivå / State of Charge	%
S_{Spot}	Spotprisen til nettselskapet	kr/kWh
U	Spenning i volt	V
V	Volum i liter	l
–	Wattimer / Watt hour	Wh
–	Maks effekt ved standardiserte forhold / Watt peak	Wp

Begrepsliste

Begrep	Definisjon	
AC	Vekselstrøm	Alternating current
AM	Luftmasse	Air Mass
DC	Likestrøm	Direct current
FDV	Forvaltning, drift og vedlikehold	Management, operation and maintenance
Halfcut	Solcellepanel bestående av celler i to deler	Solar panel consisting of cells in two parts
LCoE	Den nivåiserte energikostnaden	Levelized Cost of Energy
MPP	Maksimum effektpunkt	Maximum power point
MPPT	Maksimum effektpunktssporing	Maximum power point tracking
Mva	Merverdiavgift	Value Added Tax (VAT)
NOK	Norske kroner	Norwegian kroner
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	—
P-N junction	En grense mellom p-type og n-type materiale i en halvleder, som fungerer som en likeretter	A boundary between p-type and n-type material in a semiconductor device, functioning as a rectifier
PV	Fotovoltaisk	Photovoltaic
Senit	Et punkt hvor lodmlinjen forlenget oppover treffer himmelkulen	A point where the vertical line extended upwards hits the celestial sphere
Spotpris	Prisen energiselskapet betaler for energien	The price the power company pays for the energy
Soiling	Tilsmussing av solceller	Soiling on photovoltaic panels
SSB	Statistisk sentralbyrå	Statistics Norway
USD	Amerikanske dollar	United States Dollar
Vekselretter	Enhet som konverterer DC til AC	An apparatus which converts direct current into alternating current
V2G	Toveis lagring av energi i elektriske kjøretøy	Vehicle to(2) Grid

Figurer

2.1	Utvikling av installert solenergi i Norge fra 2002 – 2020 [4]	3
2.2	Global solinnstråling [8]	4
2.3	AM0, AM1 og AM2 fremvist som et forhold av solens posisjon [9]	5
2.4	Solinnstråling i Norge med januar til venstre og juli til høyre [12]	5
2.5	Illustrering av et komplett solcelleanlegg [13]	6
2.6	Skjematisk forklaring av en solcelle [15]	6
2.7	Solcellepaneler [17]	7
a	Monokrystallinsk	7
b	Polykrystallinsk	7
2.8	Seriekoblet solcelleanlegg [19]	8
2.9	Parallellkoblet solcelleanlegg [20]	8
2.10	Skisse av et øst/vest anlegg med fastlåst vinkel [29]	10
2.11	Komponentskisse av vekselretterens funksjon i et solcelleanlegg med batteripakke [32]	10
2.12	Maximum Power Point Tracking søker alltid å være ved <i>MPP</i> ved å justere spenningen [34]	11
2.13	Mikrovekselretter tilkoblet hver enkelt solcellemodul [35]	11
2.14	Kombinasjon av flere strengvekselrettere [35]	12
2.15	Kombinasjon av flere strenger i én enkelt sentralvekselretter [35]	12
2.16	Prinsippskisse av et batteri [39]	13
2.17	Sammenligning av batteriteknologier basert på volumetrisk og gravimetrisk energitetthet [43]	14
2.18	Forholdet mellom <i>SoC</i> og <i>DoD</i> for et batteri [45]	14
2.19	Batteri tilkoblet solcelleanlegg [47]	15
2.20	Batteri tilkoblet solcelleanlegg og distribusjonsnett [47]	15
2.21	Kompensasjon for tap i nettet	17
2.22	Prisreduksjon på solcelleinstallasjoner fra 2010 til 2050 [57]	19
2.23	Litium-ionbatteriets prisutvikling og estimering frem mot 2030 [58]	20
a	Prisutvikling	20
b	Fremtidig prisutvikling	20
3.1	Skisse av fasaden tilhørende Sveberg Teknosenter [60]	22
3.2	Sveberg Teknosenter med solcelleinstallasjoner [60]	23
3.3	Forbruksdata for Sveberg Teknosenter i 2020	23
3.4	Produksjonsdata fra eksisterende solcelleanlegg	24
3.5	Øst/vest festesystem [66]	25
3.6	Batteripakke [68]	25
3.7	Strømpris fra 2003 til 2020 [70, 71]	26
4.1	Overvåking av energiproduksjon i Solarweb [74]	27
4.2	Valg av systemtype, klimatiske forhold og nettsystem [75]	28
4.3	3D-modellering i PV*SOL	29
4.4	Valg av kjøretøy, ønsket kjørelengde og tidspunkt for lading [75]	29
4.5	Valg av batteripakke i PV*SOL [75]	30
4.6	Energy Flow Graph [75]	30
5.1	Eksisterende solcelleanlegg tegnet i PV*SOL	32
a	Sør- og østfasade	32

b	Tak	32
5.2	Simulert og reell energiproduksjon sammenlignet med byggets forbruk — Scenario 1	33
5.3	Fordeling av solenergi — Scenario 1	33
a	Månedlig	33
b	Årsbasis	33
5.4	<i>State of Charge</i> for batteripakken på 9.6 kWh	33
a	Månedlig	33
b	Timesoversikt	33
5.5	Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 2	34
a	Sør- og østfasade	34
b	Tak	34
5.6	Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon — Scenario 2 . . .	34
a	Månedlig	34
b	Timesoversikt	34
5.7	Prosentvis energitap ved forskjellige batteristørrelser	35
5.8	Fordeling av solenergi — Scenario 2	35
a	Månedlig	35
b	Årsbasis	35
5.9	<i>State of Charge</i> for batteripakken på 48.0 kWh	35
a	Månedlig	35
b	Timesoversikt	35
5.10	Fordeling av solenergi — Scenario 3	36
a	Månedlig	36
b	Årsbasis	36
5.11	<i>State of Charge</i> for elektriske kjøretøy	36
5.12	Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 4	37
a	Sør- og østfasade	37
b	Tak	37
5.13	Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon — Scenario 4 . . .	37
a	Månedlig	37
b	Timesoversikt	37
5.14	Prosentvis energitap ved forskjellige batteristørrelser	38
5.15	Fordeling av solenergi — Scenario 4	38
a	Månedlig	38
b	Årsbasis	38
5.16	<i>State of Charge</i> for batteripakken på 76.8 kWh	38
a	Månedlig	38
b	Timesoversikt	38
5.17	<i>State of Charge</i> for elektriske kjøretøy	39
5.18	Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 5	39
a	Sør- og østfasade	39
b	Tak	39
5.19	Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon	40
a	Månedlig	40
b	Timesoversikt	40
5.20	Fordeling av solenergi — Scenario 5	40
a	Månedlig	40

b	Årsbasis	40
5.21	Kontantstrøm for scenario 1	41
5.22	Kontantstrømanalyse	42
a	Scenario 2 med batteripakke	42
b	Scenario 3 med tre nye ladestasjoner	42
5.23	Kontantstrøm for scenario 4	42
5.24	Kontantstrøm for scenario 5	43

Tabeller

2.1	Tapsgraden i produksjon fra snø ved forskjellige lokasjoner i løpet av et år. [24, 25]	9
2.2	Kompensasjon for å minimere tap i nettet med plusskundeavtale	16
2.3	<i>Levelized Cost of Energy</i> basert på analyser fra NVE [52]	18
5.1	Antagelse av elbiler for de tre eksisterende ladestasjonene	32
5.2	Antagelse av elektriske kjøretøy for de nye ladestasjonene	36
5.3	Investeringskostnad basert på prisestimer fra GETEK	43
5.4	<i>Levelized Cost of Energy</i> for scenario 2 til 5	43
5.5	Sensitivitetsanalyse for scenario 3	44
5.6	Sluttresultat av sensitivitetsanalyse for scenario 3	44
B.1	Prisoverslag for vekselretter [76], batteripakke, festebrakett og solcellemodul [77]	VI
C.1	Totalkostnad for scenario 2 og 3	VII
D.1	Totalkostnad for scenario 4	VIII
E.1	Totalkostnad for scenario 5	IX
F.1	Oversikt over strømpriser fra 2003 til 2020 hentet fra SSB [70, 71]	X
G.1	<i>LCoE</i> for scenario 2	XI
G.2	<i>LCoE</i> for scenario 3	XII
G.3	<i>LCoE</i> for scenario 4	XIII
G.4	<i>LCoE</i> for scenario 5	XIV

1 Innledning

I FNs sjuende klimamål om ren energi til alle er det satt et mål om at Norges totale energibehov skal komme fra fornybare energikilder innen 2030. For at dette skal realiseres må mer fornybare energiproduksjon utbygges. Solenergi er den mest voksende fornybare energisektoren i Norge. Dermed tok vi kontakt med GETEK og forhørte oss om en oppgave innen solenergi. Det ble rask enighet om hva en ville oppnå med denne type oppgave. Det ble lagt stort fokus på en praktisk rettet oppgave, altså en konsulentrolle der energilagring skulle stå for en stor del av oppgaven.

En oppgave som omhandler dimensjonering og planlegging av et solcelleanlegg med tilhørende batteribank ville være en unik mulighet til å skape et innblikk i en konsulents arbeidsoppgaver og hverdag. Det var også ønskelig å benytte samme simuleringsverktøy som GETEK av interesse og læring. Dette vil i praksis bety at store deler av oppgaven skulle bli utført i et simuleringsverktøy. Det endelige tilbudet vil være basert på resultater fra simuleringer.

GETEK har over 30 års erfaring innen solcellebransjen. Allerede tidlig på 80-tallet leverte selskapet solcellemoduler til hytter uten tilknytting til nettet. GETEK utfører ikke kun salg av solcellemoduler, men bidrar også i installasjon og videre drift og vedlikehold av anlegget. De har ledet og utført prosjekter en rekke steder: alt fra Troll stasjon i Antarktis, til Oseana på vestlandet som omtales som Norges flotteste solcellebygg med integrerte moduler i fasade og tak som dekker 20% av byggets energiforbruk. [1]

1.1 Problemstilling

Målet for prosjektet var å levere et tilbud til en potensiell utvidelse av et eksisterende solcelleanlegg på Sveberg Teknosenter. Bygget har et bruksareal på 1400 kvadratmeter fordelt over tre etasjer. Per dags dato er det installert 70 solcellemoduler på tak og fasade, som har et samlet produksjonspotensiale på 20.5 kWp. Oppgaven omhandler en teknologisk og økonomisk analyse av en potensiell utvidelse av anlegget, samt undersøke muligheten for lagring av overskuddsenergi. På bakgrunn av dette er problemstillingen følgende:

En økonomisk og teknologisk analyse av en potensiell utbygging på et eksisterende solcelleanlegg med mulighet for lagring av overskuddsenergi

1.2 Bidragsyttere

I forbindelse med oppgaven er det to veiledere gruppen forholder seg til. Alejandro Oyarce Barnett vil være veileder gjennom NTNU, og vil hjelpe med det faglige innholdet og relevant teori. Barnett har sin bakgrunn i brenselcelle- og batteriteknologi og dette vil komme godt med da problemstillingen tar høyde for lagring av overskuddsenergi i batterier. Martin Brunstad Høydal er kontaktperson fra samarbeidsbedriften GETEK. Høydal vil bidra med nødvendig data fra bygget som skal benyttes, programvaren PV*SOL og relevant informasjon rundt gjennomføringen av oppgaven. Gjennom hele vårsemesteret, til 20. mai er det planlagt ukesmøter med begge veiledere for å oppdatere hverandre underveis i arbeidet.

1.3 Mål og avgrensninger

I løpet av utvidelsen av oppgaven er det delmål en ønsker å oppfylle:

- Danne grunnlag for forståelsen av et solcelleanlegg
- Analyse av det eksisterende anlegget
- Simulere og modellere potensielle utvidelser i PV*SOL
- Teknisk og økonomisk analyse av utvidelsene
- Konkludere med et endelig tilbud

Avgrensningene i oppgaven satt av gruppen var at batteriet som potensielt skulle implementeres kun var ment for lagring av overproduksjon. Et offgrid batteri kan ikke utnytte de naturlige prisforskjellene som oppstår i strømmettet for å tjene penger. Dermed vil nedbetalingstiden for batteripakken være lenger, men til gjengjeld øker levetiden.

1.4 Oppbygging av oppgaven

Bacheloroppgaven er bygd opp av åtte hovedkapitler med tilhørende underkapitler. Disse hovedkapitlene tar for seg hver sin relevante del av oppgaven:

Kapittel 2 blir oppgavens temaområder presentert. Her er relevant teori fremlagt for å kunne forstå resultat og diskusjon.

Kapittel 3 omhandler alt arbeid utført i forkant av prosjektering av en potensiell utvidelse. Her blir Sveberg Teknosenter introdusert og en analyse av dagens solcelleanlegg er presentert

Kapittel 4 omhandler programmer og metoder. En generell og spesifikk gjennomgang av simuleringsverktøyet PV*SOL er presentert. I tillegg en forklaring av Solarweb.

Kapittel 5 viser til resultater fra simuleringsverktøyet PV*SOL, samt en økonomisk analyse i form av kontantstrøm og *Levelized Cost of Energy*.

Kapittel 6 omhandler diskusjon av de presenterte scenarioene. Her er resultatene fra kapittel 5 diskutert, og antagelsene gjort underveis er forsvart. Potensielle feilkilder er også presentert.

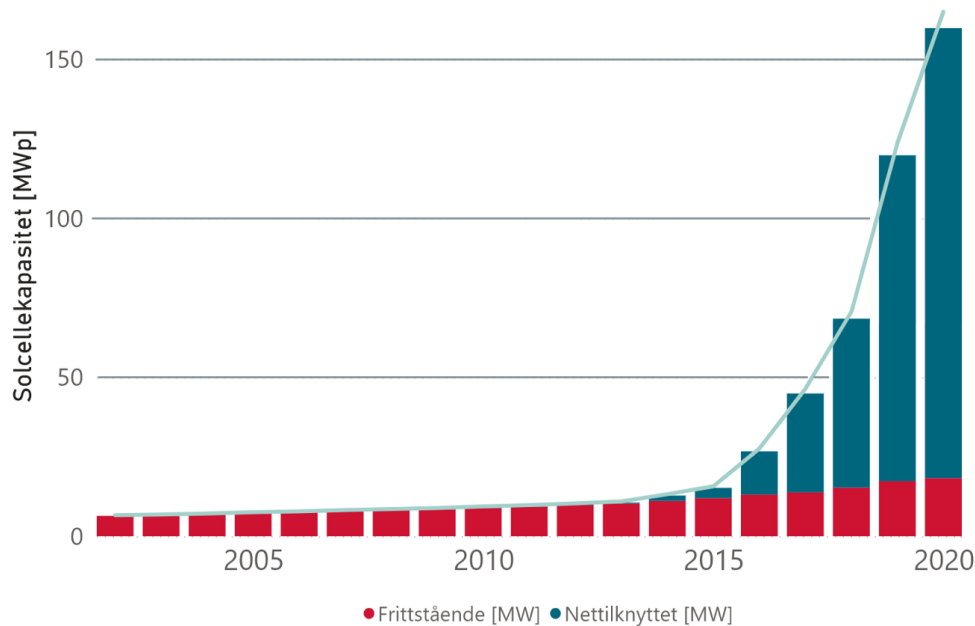
Kapittel 7 er videre arbeid for oppgaven. I denne delen er det fremlagt idéer for hvordan en kan videre analysere Sveberg Teknosenter.

Kapittel 8 omhandler konklusjon på bakgrunn av den økonomiske og teknologiske analysen. Her er det endelige tilbudet for utvidelsen av solcelleanlegget presentert.

2 Teori

Solenergi er en uuttømmelig energikilde og er derfor et av de beste alternativene for energiproduksjonen innenfor fornybare energikilder. Norge har opplevd stor vekst innen solenergi de siste fem årene og i 2019 ble det installert 51 MW. Dette tilsvarer en dobling av installert effekt sammenlignet med 2018, da den var 23.5 MW. Ifølge NVE gjaldt 60% av utvidelsen på nærings- og industribygg og 35% ble installert på private husholdninger. I takt med utvidelse av solenergi, har det også vært en betydelig økning på nettilknyttede anlegg. Ved utgangen av 2015 var det kun 3 MW tilkoblet direkte på elnettet, mens i 2019 var andelen økt til 100 MW. [2]

I 2020 ble det installert 40 MW med solenergi i Norge. Dette tilsvarer en reduksjon på 21.5% sammenlignet med året før, og er første gang bransjen har opplevd nedgang. 2020 var et år med lave strømpriser, som typisk demper tiltak som reduserer strømkostnadene i bygg. Figur 2.1 viser den totale installerte effekten av solcelleanlegg i Norge fra 2002 til 2020. Ved utgangen av 2020 var det installert 160 MW solenergi i Norge hvor 87.5% er nettilknyttede anlegg. Rapporter fra NVE tilsier at fra 2022 til 2040 vil den nødvendige energimengden i landet øke med 20 TWh, hvor syv av disse skal produseres fra solenergi. [3]



Figur 2.1: Utvikling av installert solenergi i Norge fra 2002 – 2020 [4]

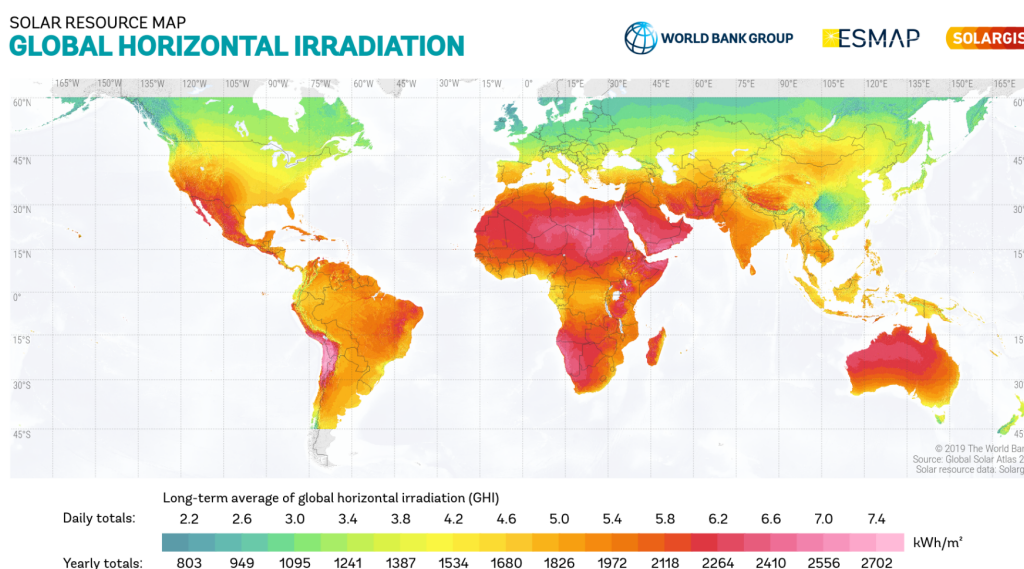
En betydelig prisreduksjon på både solceller og batterier de siste årene gjør solenergianlegg til en gunstig investering. I tillegg tilbyr Enova subsidier for å installere et solcelleanlegg på privatboliger. Dermed er det mulig å trekke fra totalkostnaden på anlegget med opptil 28 750 kroner. For næringsbygg finnes det ingen støtteordning for solcelleanlegg. Derimot kan en søke støtte for å installere et solfangeranlegg, der støtten tilsvarer 201 kroner per utbygde kvadratmeter. Videre i kapitlet er det presentert relevant teori for å danne en forståelse for resultat og diskusjon. [5]

2.1 Solinnstråling

Solinnstråling, eller ofte referert som sollys er en generell terminologi for elektromagnetisk stråling levert av solen. Årlig innstråling tilsvarer omlag 15 000 ganger mer energi enn det globale energibehovet [6]. Hvor intens solinnstrålingen er vil avhenge av flere faktorer:

- Geografisk lokasjon, breddegrad
- Sesong og tid på døgnet
- Atmosfæriske tilstander, absorpsjon og spredning av lys
- Lokale atmosfæriske effekter, vanndamp, skyer og luftforurensning

Figur 2.2 viser gjennomsnittlig solinnstråling på verdenskartet, gitt i kWh/m². På verdenskartet er det vist gradering av solinnstrålingen, hvor mørkere rødfarger tilsvarer større mengder irradians. Her vil breddegraden være den mest dominerende faktoren for nivået på solinnstrålingen. En kan lese fra figuren at områdene rundt ekvator har markant høyere nivå sammenlignet med områdene i Nord-Europa. [7]



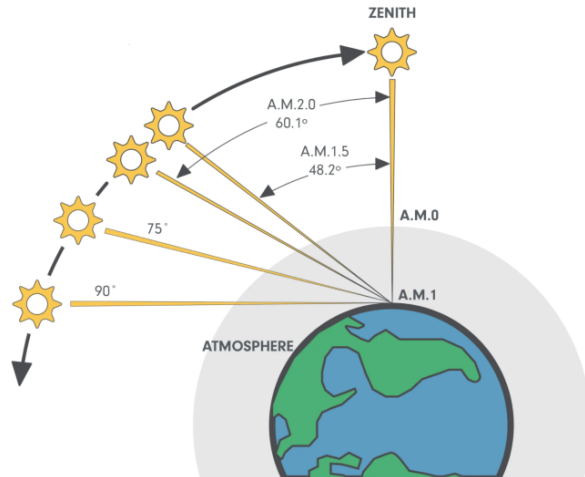
Figur 2.2: Global solinnstråling [8]

En annen faktor er årstider og tid på døgnet. Grunnet jordens skrå akse (23.5°) vil sesongene gjennom året endres, og sollyset vil være betydelig redusert i vintermånedene. Vinkelen resulterer i lengre dager på den nordlige halvkule fra vårjevndøgn i mars til høstjevndøgn i september, og lengre dager på den sørlige halvkule de resterende seks månedene. I tillegg vil jordas rotasjon føre til variasjon på sollyset. Tidlig om morgningen og sent på ettermiddagen vil solen være i horisonten, som er det laveste punktet. Derimot vil solinnstrålingen være mest intens midt på dagen når solen er på det høyeste punktet. [7]

Det skiller videre mellom diffust og direkte sollys. Grunnet vår atmosfære blir mye av sollyset absorbert av gasser i atmosfæren. Det som penetrerer det første laget, blir blokkert delvis av luftforurensning, vanndamp og/eller skyer. Atmosfæriske tilstander høyere opp kan redusere mengde sollys med opptil 10% på klare og tørre dager. Er det derimot fuktig, tykke skyer og høy luftforurensning kan dette redusere store mengder av sollyset. [7]

2.1.1 Air Mass - AM0

Luftmasse er definert som banelengden til solstrålen gjennom atmosfæren, uttrykt som et forhold når solen står i senit (direkte over). I figur 2.3 er det vist en skisse for hvordan fordelingen er. I det ytre rom er AM0 definert, det vil tilsis ingen luftmasse da fotonet passerer gjennom vakuum fra solen. Når fotonet entrer atmosfæren i senit, altså med 0 grader innfallsvinkel, er dette da definert som AM1 og er den korteste veien til overflaten. Ser en videre på figuren og ender opp 60.1° fra senit, vil en ende på AM2. Dette vil da tilsvare en lengde det dobbelte av AM1. [9]

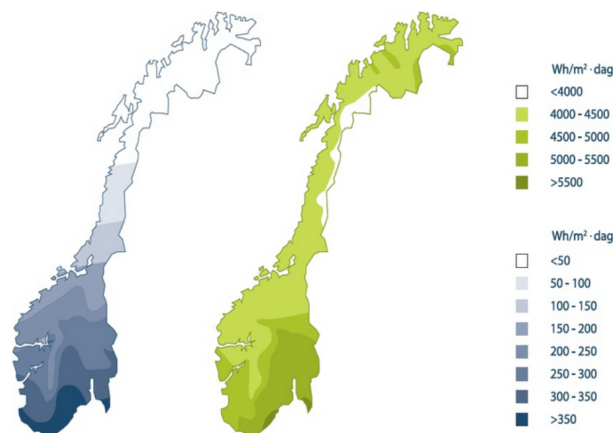


Figur 2.3: AM0, AM1 og AM2 fremvist som et forhold av solens posisjon [9]

2.1.2 Solinnstråling i Norge

I Norge er den årlige solinnstrålingen mellom $700 - 1\,000 \text{ kWh/m}^2$. Figur 2.4 viser en klar forskjell mellom solinnstråling i januar (venstre) og juli (høyre). I Nord-Norge er det mørketid og en vil få tilnærmet null sollys til å utnytte for energiproduksjon. Derimot i sommermånedene kan en se at solinnstrålingen er relativ lik som resten av landet, med forbehold om sør- og østlandet som ligger litt høyere. Solinnstrålingen i Norge er desidert høyere fra mai til juli/august. Selvom det er lite sollys om vinteren i Norge, fra november til februar er det fortsatt flere totale soltimer i Norge, enn land lenger sør. Derimot er solintensiteten lavere i nord, der Norge har $600 - 1\,000 \text{ kWh/m}^2$, mens Italia kan oppnå $1\,000 - 1\,300 \text{ kWh/m}^2$.

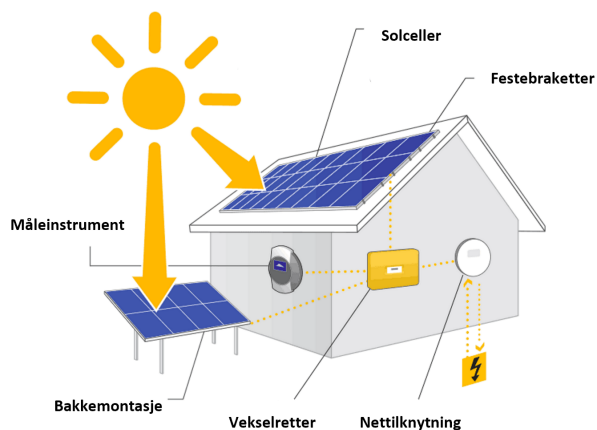
Antall soltimer varierer hvor i Norge du er. Tar en utgangspunkt i Bodø og Kristiansand på sommerstid, så vil førstnevnte ha flere soltimer, men mindre produksjonspotensial med henholdsvis 805 og 995 kWh/m^2 . Trondheim har en gjennomsnittlig solinnstråling (1994 – 2010) lik 887 kWh/m^2 . I tillegg vil lokale forhold spille stor rolle, dette omfatter blant annet skydekke, skjerming fra fjell og bygninger og vegetasjon. [10, 11]



Figur 2.4: Solinnstråling i Norge med januar til venstre og juli til høyre [12]

2.2 Solcelleanlegg

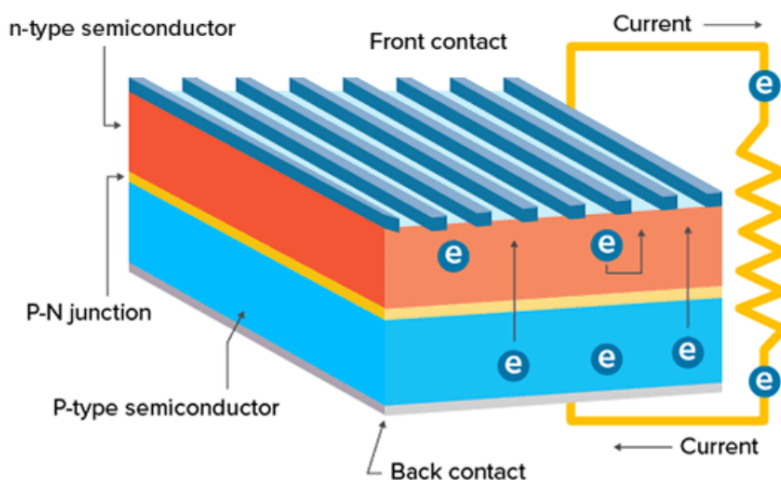
En typisk solcelleinntallasjon vil inneholde solcellemoduler, festebraketter, vekselretter og kabling mellom modulene og til vekselretter og er vist i figur 2.5. Med dette anlegget kan en generere egen energi ved å utnytte den potensielle energien til sollyset. I tillegg kan en velge å lagre overskuddsenergi i batterier, eller tilkoble anlegget sitt på elnettet og selge energi gjennom en plusskundeavtale.



Figur 2.5: Illustrering av et komplett solcelleanlegg [13]

2.2.1 Virkemåte av solceller

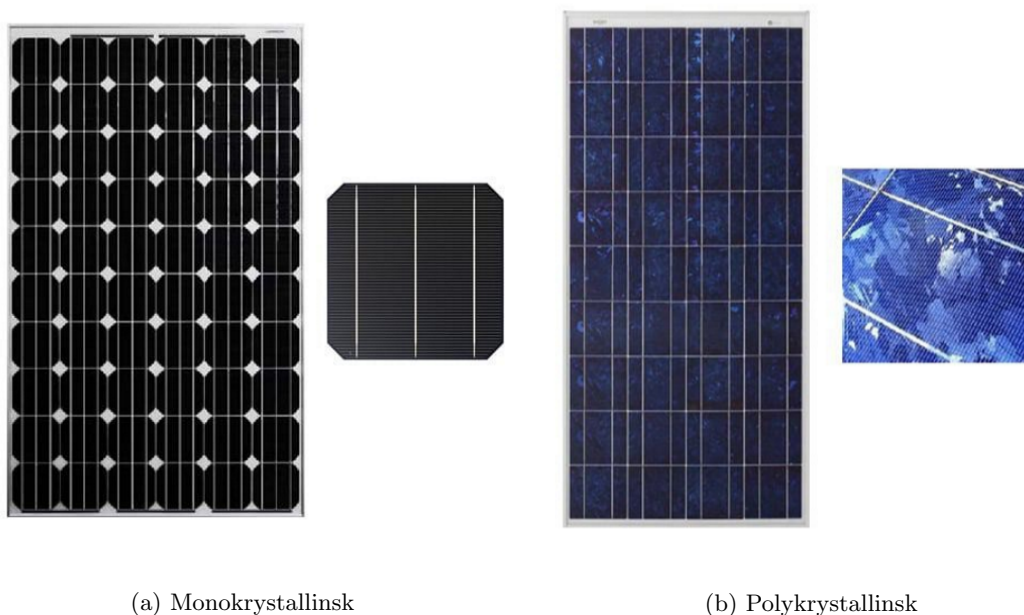
En solcelle er delt opp i to ulike lag, en positiv (P) og en negativ (N) side. Solceller er konstruert av halvleder-materiell, der grunnstoffet silisium (Si) som regel benyttes. Stoffet er ikke en god elektrisk leder, men i kombinasjon med et annet grunnstoff med ulike elektroner i ytterste lag, legges det til rette for å generere en elektrisk krets. Prosessen kalles doping. Nederste sjiktet av PV-cellen blir tilført grunnstoffet bor, som bindes med silisiumet og ender opp med en positiv ladning (P). I øverste sjikt blir det tilsatt grunnstoffet fosfor slik at den elektriske ladningen blir negativ (N). Mellomlaget på den positive og negative siden refereres som et *P-N junction* og er vist i figur 2.6. Her vil elektronets bevegelse produsere et elektrisk felt som fører til at elektroner kun kan flyte fra positiv til negativ side. Når et foton treffer solcellen, vil fotonets energi eksitere elektroner i begge lag til et høyere energinivå. Forutsatt at fotonets energi er av høyere størrelse. Grunnet P-N skillet vil elektronene bli forhindret fra å gå fra negativ til positiv ladning. Dermed må elektronene velge alternativ rute som er en utvendig krets. Herfra vil elektronene flyte gjennom den ytre kretsen og produsere DC-spenning. Ytelsen til solceller er målt i kilowattpeak, og er definert som effekt avgitt under en solinnstråling på $1\,000\text{ W/m}^2$, 25 °C og AM1.5. [14]



Figur 2.6: Skjematisk forklaring av en solcelle [15]

2.2.2 Solcelletyper

Når en snakker om solceller deles de opp i tre hovedtyper: tynnfilm, mono- og polykrystallinske. Det er primært de to sistnevnte som benyttes. Begge typene er produsert fra silisiumblokker. Den store forskjellen mellom dem er at monokrystallinske består av én type silisiumkrystaller skjært i tynne skiver. Polykrystallinske er bygd opp av flere forskjellige typer krystaller smeltet sammen for å danne den tynne skiven. En kan lett skille de to forskjellige solcellepanelene ut i fra utseendet. Mono-solceller fremstår som ensfargede paneler i mørke toner, mens poly-solceller består av flere forskjellige silisiumkrystaller og har flere fargetoner, se figur 2.7. [16]



Figur 2.7: Solcellepaneler [17]

Grunnet de ulike produksjonsmetodene på solcelletypene varierer de i både pris og virkningsgrad. En solcelle bestående av en tynn skive av én enkelt krystall er betydelig mer kostbart enn å smelte flere krystaller sammen. Dette gjør at den monokrystallinske solcellen er dyrere enn polykrystallinske på markedet, men til gjengjeld en høyere virkningsgrad. Mono-solcellen har en praktisk virkningsgrad mellom 15 – 24%, mens poly-solcellen har typisk 10 – 20%. [16]

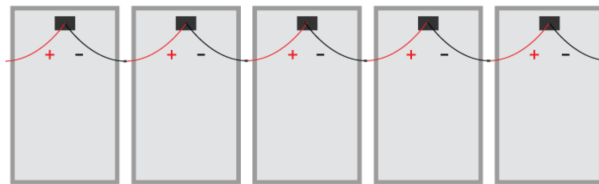
2.2.3 Serie- og parallellkobling av solceller

Det finnes to metoder for å koble et solcelleanlegg og er fortrinnsvis serie- eller parallellkoblet anlegg. I figur 2.8 er det vist en skisse av solceller koblet i serie. Når en kobler i serie, går en fra negativ terminal til positiv terminal på neste solcellemodul. Benytter en seriekobling på anlegget, vil total spenningen (U_{tot}) være lik summen av alle delspenningene i seriekoblingen, se ligning 2.1. Strømmen (I) i et seriekoblet anlegg forblir konstant gjennom hele kretsen og er vist i ligning 2.2. Ulempen med seriekobling er hvis et av panelene for eksempel ligger i skyggen. Siden strømmen er konstant gjennom hele kretsen i en seriekobling, vil strømmen bli redusert til det panelet som produserer minst. [18]

$$U_{tot} = U_1 + U_2 + U_2 + U_x \quad (2.1)$$

$$I_{tot} = I_1 = I_2 = I_3 = I_x \quad (2.2)$$

Ulempen med seriekoblingen er hvis et av panelene for eksempel ligger i skyggen. Siden strømmen er konstant gjennom hele kretsen i en seriekobling, vil strømmen bli redusert til det panelet som produserer minst. [18]

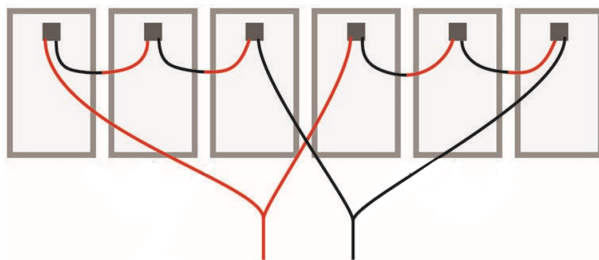


Figur 2.8: Seriekoblet solcelleanlegg [19]

Den andre metoden er å koble panelene i parallell. Istedenfor å koble fra positiv til negativ pol, kobler en alle positive og alle negative terminaler på separate tilkoblingsklemmer. I en parallellkobling er den totale spenningen konstant, mens strømmen er summen av alle delstrømmene i kretsen, se figur 2.9, samt ligning 2.3 og 2.4. Dette vil i praksis være det motsatte av en seriekobling. [18]

$$U_{tot} = U_1 = U_2 = U_3 = U_x \quad (2.3)$$

$$I_{tot} = I_1 + I_2 + I_2 + I_x \quad (2.4)$$



Figur 2.9: Parallellkoblet solcelleanlegg [20]

Det er viktig å ta grunnlag i valgt type vekselretter når en skal velge serie- eller parallellkobling. I listen nedenfor er det presentert parametere en må ta høyde for. Det er viktig å opprettholde en min- og maksimum spenningsnivå inn på vekselretteren, samtidig der en ikke overgår maksimal *input* strøm. For å oppsummere, kobles det i serie er det spenningen som er varierende. Derimot i parallell er det strømmen som er den varierende parameteren.

- Minimum DC input spenning
- Maksimum DC input spenning
- Maksimum input strøm

2.2.4 Ytelsefaktorer i solcelle

Alle elektroniske komponenter vil få redusert virkningsgrad gjennom levetiden, og solcellepaneler er ingen unntak. En studie utført av *National Renewable Energy Laboratory* i 2012 konkluderer med at panelene mister mellom 0.5 og 3% virkningsgrad fra original kapasitet hvert år. Tar en utgangspunkt i den totale energiproduksjonen fra et solcelleanlegg, er det flere ytre faktorer som i tillegg vil redusere produksjonspotensialet. [21] Se listen nedenfor:

- Soiling
- Temperatur
- Snø
- Skygge
- Vinkling av solcelleanlegg

Soiling innebærer smuss, pollen, veistøv og sot som tildekker overflaten på solcellen. I følge en studie utført var i det 2018 et energitap tilsvarende 3 – 4% grunnet soiling på verdensbasis. Her vil regnværsdager være til god hjelp da det skyller bort det meste av smuss. [22, 23]

Temperaturen i Norge er i favør for energiproduksjonen. I gjennomsnitt vil produksjonen kunne øke opptil 0.4% per grad temperaturen synker. Sammenligner en Oslo og Bodø på en sommerdag, vil temperaturene være henholdsvis 30 og 18 grader. Dette kan tilsvare en økning i produksjonspotensialet tilsvarende 4.8%. [22]

Snøfall på vinterstid kan blokkerer delvis eller all produksjon av energi. Multiconsult har gjort en tilnærming for tap i de største byene for fasade og takinstallasjon i Norge basert på data fra en solcellepark i Sverige. Data fra studien er vist i tabell 2.1. Velger en å installere på fasade vil snøfall ikke være et problem. Installerer anlegget på flatt tak, som stort sett er vanlig for næringsbygg, vil snøfall være en påvirkende faktor. For Trondheim ble det beregnet en reduksjon av energiproduksjon tilsvarende 80% i januar og februar, samt 50% i mars og desember. [22, 24]

Tabell 2.1: Tapsgraden i produksjon fra snø ved forskjellige lokasjoner i løpet av et år. [24, 25]

Installasjon	Område	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Tak	Kristiansand	60%	60%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%
	Trondheim	80%	80%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%
	Tromsø	90%	90%	60%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%
Fasade	—	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

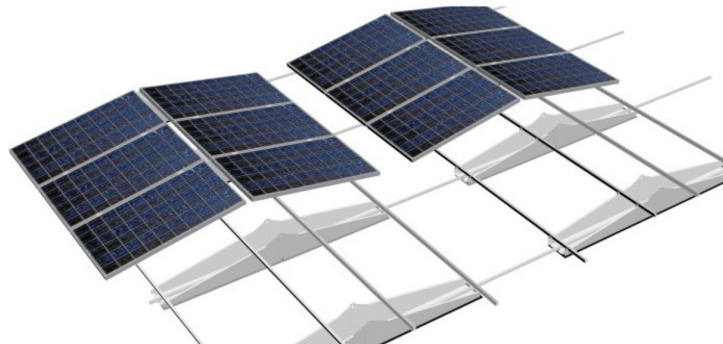
Vinklingen av et solcelleanlegg påvirker produksjonspotensialet i stor grad. Breddegraden solcelleanlegget befinner seg på vil være med å bestemme optimal vinkling for energiproduksjon. Generelt i Norge gjennom sommerhalvåret er vinkling rundt 20° gunstig, dermed kreves en høyere vinkel på omtrentlig 60° i vinterhalvåret. Om vinteren er det stort sett lav sol i hele landet, og dermed kan løsningen være installasjon på fasade for å opprettholde energiproduksjon, da en også har høyere energibehov. [26, 27]

Skygging fra nærliggende åser og bygninger kan være et stort problem for produksjon. Det er derfor viktig å implementere skygging ved prosjektering av solcelleanlegg for å gjøre resultatene realistiske. I tettbygde strøk er skygger fra nærliggende bygninger et problem som fører til energitap. Derimot vil anlegg lokalisert i åpne landskap og eksempelvis industriparken være mindre utsatt for skygger fra bygninger. [22]

2.2.5 Festebraketter

Det finnes flere typer patenter på festestruktur til solceller på tak- og fasadeinstallasjoner. På taket vil solcelleanlegget være mindre utsatt for vindkast, men være mer mottakelig for snømengder. Velger en installasjon på fasade, vil snø ha liten betydning. Derimot kan vindkast påføre store krefter, og festesystemet må være riktig konstruert. I figur 2.10 er det vist en skisse

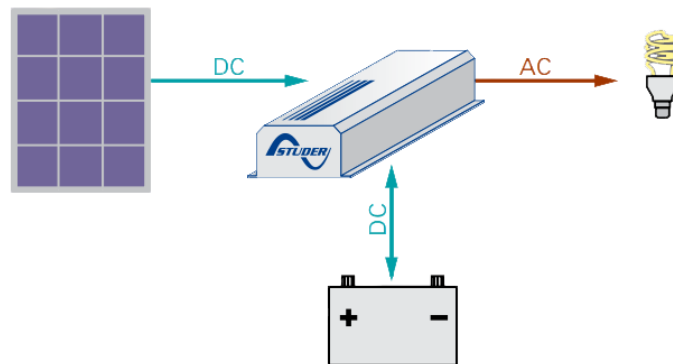
av et øst/vest anlegg. I denne type festestruktur er det en fastlåst vinkel. Som nevnt er det flere patenter for festesystemer. Der en for eksempel kan etterjustere vinklingen og følge solens posisjon gjennom dagen med en ekstern motor. En gjenganger for patenter er at de må motstå påførte krefter, for eksempel vindkast og snø. I tillegg skal alltid produsentens anvisning følges for å opprettholde kvalitet og sikkerhet. [28]



Figur 2.10: Skisse av et øst/vest anlegg med fastlåst vinkel [29]

2.3 Vekselretter

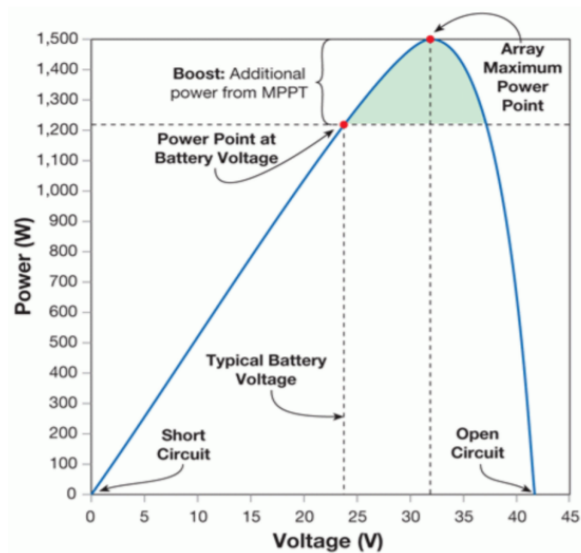
Spenning og strøm deles inn i to kategorier, like- og vekselstrøm/spenning. For at komponenter tilknyttet et solcelleanlegg skal fungere sammen er det viktig at de to formene ikke blandes. En vekselretter er en komponent som endrer likespenning til vekselspenning og dermed endres strømmen i samme prosess. Dette er svært sentralt for å få DC-siden til solcelleanlegget til å fungere med AC-siden til bygget. I figuren 2.11 vises flyten hvor DC-spenning fra batteri og solceller blir transformert til AC-spenning gjennom vekselretteren. Kapasiteten justeres etter størrelsen på solcelleanlegget. Det er nødvendig at anleggets vekselretter er designet for å håndtere den installerte effekten til installasjonen. [30, 31]



Figur 2.11: Komponentskisse av vekselretterens funksjon i et solcelleanlegg med batteripakke [32]

2.3.1 Maximum Power Point og Tracking - MPP/MPPT

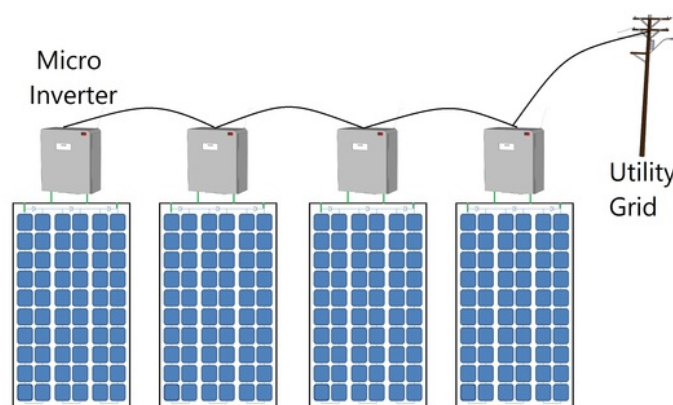
Maximum Power Point Tracking er en metode for å optimalisere ytelsen fra solcelleanlegget til et batteri eller til elnettet ved å regulere ytelsen opp mot et “Maximum Power Point”. Når spenningen endres vil strømmen gå i motsatt retning for å opprettholde effekten til solcellene. Dette gjøres for å skape en optimalisert samspill mellom solceller, batteri og det elektriske anlegget. Figur 2.12 illustrerer sammenhengen mellom spenning og effekt i forhold til *MPP*. [33]



Figur 2.12: Maximum Power Point Tracking søker alltid å være ved *MPP* ved å justere spenningen [34]

2.3.2 Tre typer vekselrettere

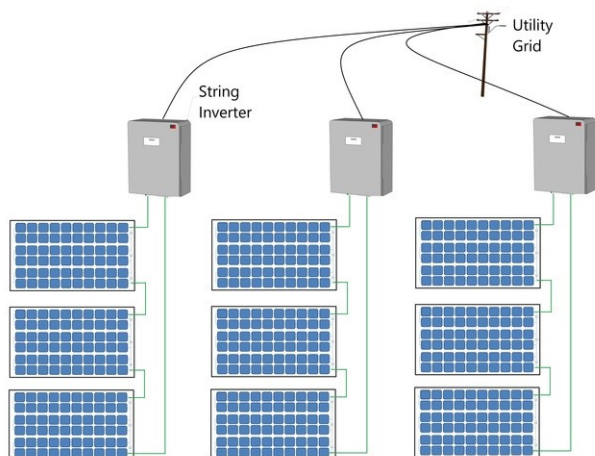
Mikroveselretter, ofte kalt *modulinverter*, illustreres i figur 2.13. Som vist i figuren, har hvert enkelt solcellepanel en dedikert vekselretter, gjerne på baksiden av panelet. Størrelsen varierer gjerne fra 50 og opp til 500 watt, der et typisk solcellepanel er 270 – 390 W. Fordelen med å benytte mikroveselrettere er at en har mulighet til *Maximum Power Point Tracking* på hvert eneste panel. Det er også høyere fleksibilitet ved en senere utvidelse av anlegget da en ikke er begrenset av dagens vekselretters kapasitet. I tillegg er skygge et mindre problem, da hver enkelt solcelle opererer individuelt. Ulempene er høye kostnader per watt og mer vedlikeholdskostnader. [35]



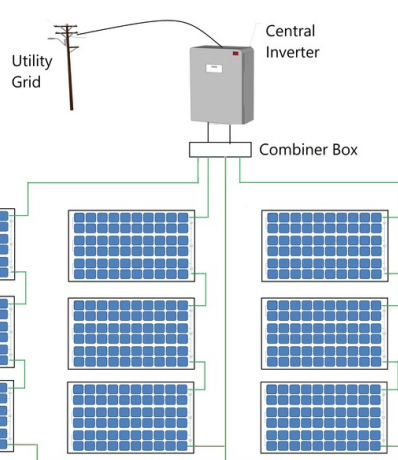
Figur 2.13: Mikroveselretter tilkoblet hver enkelt solcellemodul [35]

Strengveselretter er hovedsakelig brukt i privatboliger og næringsbygg. Vekselretterne kommer i to versjoner, tilkobling med én enkelt streng eller flere strenger, såkalte multi-strengveselrettere. Disse vekselretterne benyttes ofte på større anlegg siden de enkelt kan kobles sammen, mens de opprettholder oversikten over *Maximum Power Point Tracking*. Den relativt lave vekten i kombinasjon med en simpel installasjonsprosess gjør denne typen vekselrettere meget funksjonell. Det er også gode muligheter til å utvide anlegget i ettertid grunnet at det

ikke krever alt for mye kabling på DC-siden. For større anlegg vil en da ha flere av denne typen vekselretter, hvor hver vekselretters energi kombineres med de andre på AC-siden. Ulempene er blant annet at ytelsen kan svekkes dramatisk ved delvis skygging og høy pris per kilowatt. Figur 2.14 viser skjematisk hvordan en strengvekselretter blir installert. [35]



Figur 2.14: Kombinasjon av flere strengvekselrettere [35]



Figur 2.15: Kombinasjon av flere strenger i én enkelt sentralvekselretter [35]

Sentralvekselrettere benyttes på større anlegg og er på størrelser opp til 100 MW. De tar i bruk flere strenger som tilkobles til én enkelt vekselretter som kan levere store mengder energi ut på et elnett. Fordelene er lave kostnader per kilowatt, enkelt design og vedlikehold. Ulempene er høy kostnad for kabling på DC-siden, kun én enkelt *MPPT*, og en får drastisk energitap ved delvis skygging. Figur 2.15 viser skjematisk hvordan en sentralvekselretter er satt opp. [35]

2.3.3 Virkningsgrad og levetid

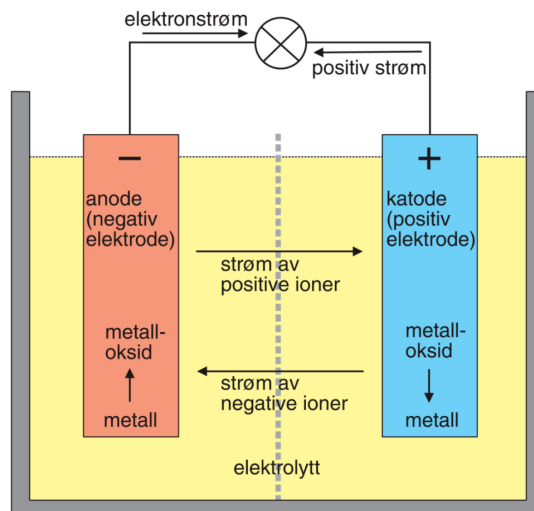
Virkningsgraden til vekselrettere ligger som regel mellom 95 og 98%. Selvom en aldri kan oppnå 100% virkningsgrad på vekselretterne er de veldig godt utviklet slik at energitapet er minimalt. Levetiden til en tradisjonell strengvekselretter kan variere rundt 8 – 12 år, mens nye avanserte innovasjoner kan ha opp mot 20 års levetid. Dette er vesentlig kortere enn en forventet levetid for et helt solcellesystem og må derfor gjerne byttes minst én gang. Fordelen når det kommer til slike vekselrettere er at de er enkle å feilsøke og erstatte når de er defekte, i tillegg til at de er relativt billige. [36–38]

2.4 Batteri

Batterier er en innretning som omdanner kjemisk energi til elektrisk energi. Ved dette kan en lagre energi som enkelt kan disponeres etter behov. Et batteri består av én eller flere celler som deles inn i tre komponenter, to elektroder og en elektrolytisk løsning. Den ene elektroden har et overskudd av elektroner og er negativt ladet. Denne kalles en anode og er vist som oransje i figur 2.16. Den andre elektroden er vist som blå i figuren og kalles katode. Her oppstår et underskudd av elektroner som skaper en positiv ladning.

Når et batteri avgir elektrisk energi frigis elektroner fra anoden som transporteres til katoden via en ytre krets. Dette kalles en redoksreaksjon siden det foregår en reduksjon i katoden og en oksidasjon i anoden. Den kjemiske reaksjonen skaper en forskjell i polaritet mellom elektrodene

og den elektrolytiske løsningen. Dette fører til en strøm av ioner gjennom den porøse skilleveggen som skaper en sluttet krets i cellen. Den stiplede linjen i figuren er en porøs skillevegg som lar ioner transportere gjennom, men samtidig hindrer en direkte reaksjon mellom elektrodene. [39]



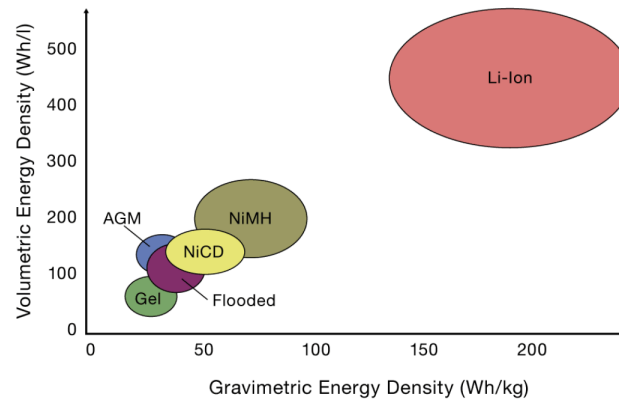
Figur 2.16: Prinsippskisse av et batteri [39]

En skiller ofte batterier inn i to hovedgrupper, primær- og sekundærbatterier. Primærbatterier kan bare omdanne kjemisk energi til elektrisk energi, mens sekundærbatterier kan også omdanne elektrisk energi til kjemisk energi. Sekundærbatterier er dermed batterier som kan brukes flere ganger. Når et sekundærbatteri lades opp og elektrisk strøm omdannes til kjemisk energi går elektronene i cellen motsatt vei av det de gjør når et batteri blir utladet. Dermed skifter elektrodene polaritet og elektronstrømmen skifter retning. [40]

Batteriets utseende og oppbygning kan ha stor variasjon basert på tenkt bruksområde. Fordelen med batteriet er at det lett kan masseproduseres med et stabilt høyt ytelsesnivå. Batteriet er slitesterkt og kan håndtere store mengder trykk uten å bli deformert. En voksende etterspørsel etter mer effektive lagringsmuligheter introduserte den prismatiske battericellen tidlig på 90-tallet. Denne batteritypen er oppbygd av et solid prismatisk skall som er fylt opp av tynne anode-, katode- og separatorlag. Disse cellene kan deretter kobles sammen enten i serie eller parallell. Prismatiske batterier blir benyttet i alt fra mobiltelefoner til store industrielle batterier på grunn av sin høye energitetthet og versatile oppbygning. Batteriets lagvise oppbygning og prismatiske form gjør det mer kostbart å produsere sammenlignet med sylindrebatteriet. [41]

2.4.1 Litium-ionbatteri

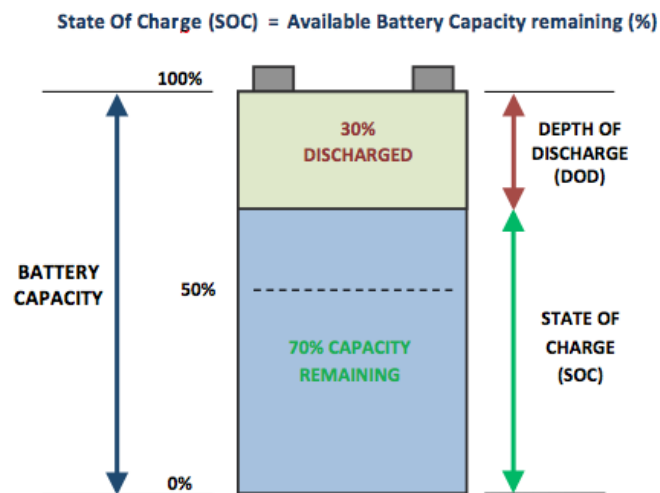
Det mest brukte sekundærbatteriet i dagens samfunn er litium-ionbatteriet. En celle i et litium-ionbatteri består av en positiv katode av litium-koboltoksid, en negativ anode av karbon og en organisk elektrolytt som ion-transportør. Batteriet har flere bruksområder og kan finnes i alt fra mobiltelefoner til elbiler. Grunnen til dette er høy energitetthet og stabil nominell celledspenning på 3.6 – 3.7 V. I figur 2.17 vises energitettheten i sammenligning med andre batteriteknologier. Batteriet har også en egenskap til å tåle flere ladesykluser uten store tap grunnet selvutlading, under to prosent per år. En stor ulempe med batteriet er at de fungerer i et relativt smalt temperaturvindu, 0 – 40°C. Ved temperaturer over vil elektrolytten i cellen dekomponere, og ved for lave reduseres kapasiteten og dermed batteriets effektivitet drastisk. [39, 42]



Figur 2.17: Sammenligning av batteriteknologier basert på volumetrisk og gravimetrisk energitetthet [43]

2.4.2 State of Charge og Depth of Discharge

State of Charge referer til ladenivået for et batteri i forhold til batteriets fulle kapasitet, og er oppgitt i en prosentverdi. *SoC* er en målestørrelse som er avhengig av batteriets tilgjengelige kapasitet. Når batteriets ytelse minsker grunnet degradering vil den totale mengden energi som kreves for å nå 100% *SoC* minke. [44]



Figur 2.18: Forholdet mellom *SoC* og *DoD* for et batteri [45]

Depth of Discharge er ofte brukt som et alternativ til *SoC*. Det er definert som mengden energi som er tatt ut fra et batteri i forhold til den totale kapasiteten og presenteres også som en prosentandel. *DoD* kan være nyttigere å bruke når det kommer til levetiden til batteriet ettersom det er mindre påvirket av utvendige faktorer. I figur 2.18 er sammenhengen mellom *SoC* og *DoD* fremvist. *DoD* kan uttrykkes som ligning 2.5. [46]

$$DoD = 100 \% - SoC \quad (2.5)$$

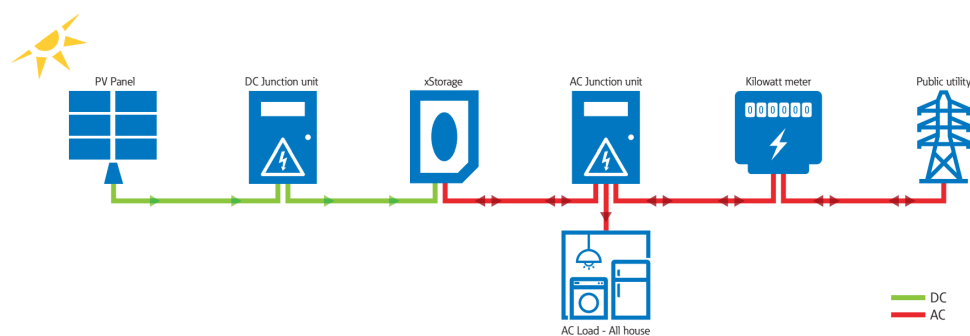
2.5 Alternativ energilagring

Det finnes forskjellige måter å håndtere overskuddsproduksjon, hvor den mest tradisjonelle er å benytte en stasjonær batteripakke. I delkapittelet er nettilkoblede batteri, bidireksjonal lading med elektriske kjøretøy og plusskundeavtale undersøkt.

2.5.1 Nettkoblet og ikke-nettkoblet batteri

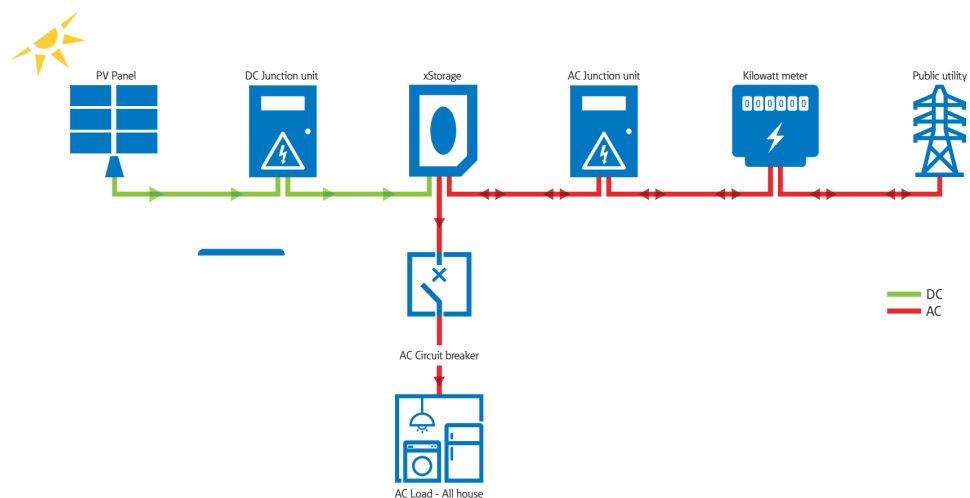
Ved å benytte solcelleanlegg til lokal energiproduksjon finnes det store muligheter til å begrense den nødvendige energien fra nettet. Anlegget kan i perioder produsere mer energi enn det bygget forbruker og løsningen kan være å benytte et batteri. For tilkobling av batteriet er det primært to gjeldende installasjonsmetoder. Første gjelder kun tilkobling på solcelleanlegget, og andre er en kombinasjon med anlegg og elnettet.

Første mulighet er vist i figur 2.19, og viser tilkobling av solcelleanlegget direkte inn på batteriet. For batteriet er det en innebygd vekselretter som omgjør DC til AC slik at energien kan benyttes til husets apparater. Her er det ingen direkte forbindelse mellom distribusjonsnettet og batteriet, og størrelsen trenger kun å dimensjoneres etter solcelleanlegget. I dette tilfellet vil en kun lade batteriet i perioder hvor det produseres mer energi enn det forbrukes. Den lagrede energien kan dermed hentes ut i perioder med lav produksjon og bistå til å minske energibehovet fra nettet ved høye strømpriser. [47]



Figur 2.19: Batteri tilkoblet solcelleanlegg [47]

En annen mulighet er å benytte et batteri med større kapasitet som er koblet direkte til solcelleanlegget og distribusjonsnettet, slik vist i figur 2.20. På denne måten kan forbrukeren utnytte fluktuasjonene i strømprisene som oppstår i nettet i løpet av døgnet til å spare penger. Dette skjer ved å fylle opp batteriet når strømprisen er på sitt laveste, og bruke energien når den er på sitt høyeste. På denne måten tjener eieren av batteriet inn differansen i strømprisen på de to tidspunktene for hver ladesyklus.



Figur 2.20: Batteri tilkoblet solcelleanlegg og distribusjonsnettet [47]

2.5.2 Energilagring i elektriske kjøretøy

Dagens bilpark blir stadig mer elektrifisert. Innen 2025 har regjeringen et mål om at alle nye biler som selges skal være nullutslippskjøretøy. Elbilparken i Norge kan bidra til å lagre overskuddsenergi som vil redusere energitoppene. Dermed kan en benytte elbilbatterier som en løsning til lagring av overskuddsenergi fra solcelleanlegg. [48]

Vehicle to Grid handler om å benytte tilgjengelig batterikapasitet i elektriske kjøretøy for å avlaste elnettet i energiintensive timer. Ved å benytte seg av bidireksjonale ladestasjoner, kan elbilparken fungere som en alternativ lagringsmetode. Det er derimot infrastruktur som er den store utfordringen. Det kreves en omfattende ladeinfrastruktur som tillater lading begge veier (V2G - Vehicle to Grid). I tillegg må batteripakken i kjøretøyet håndtere hyppige inn- og utladninger, samtidig må teknologien tillates av fabrikanten. Ofte er batteriene oppgitt i levetid i form av ladesykluser. Ved hyppig inn- og utlading vil denne reduseres raskere. [49]

2.5.3 Plusskundeavtale

Et alternativ til energilagring kan være å selge overskuddsenergien. Dette innebærer å tegne en plusskundeavtale med det lokale energiselskapet. Avtalen gir kunden mulighet til å selge overskuddsstrøm, og alle som produserer sin egen energi kan bli plusskunde. En husstand produserer normalt ikke nok energi gjennom året for å dekke sitt eget bruk, men i enkelte perioder er det overskuddsproduksjon. Ordningen gjelder derimot ikke for produksjonsanlegg der det produseres energi som selges videre til andre forbrukere. [50]

For å bli en plusskunde hos energiselskapet er det krav kunden må oppfylle. Innenfor vekselretter, innkobling, merking, jording, måling og idriftsettelse har selskapet klare krav dersom en ønsker plusskundeavtale. Det er i tillegg et krav som presiserer at innmatet effekt ikke skal overstige 100 kW på et tidspunkt. Hvis grensen overstiger dette, er anlegget definert som et mindre kraftanlegg og må følge andre regler og avgifter. [50]

Ligning 2.6 beregner prisen kunden får betalt per kWh som mates inn i strømmettet hvor $S_{E\text{-ledd}}$ er summen kunden får for den innmatede energien. E_{inn} er mengden energi kunden mater inn i strømmettet, S_{spot} er spotprisen til nettselskapet og M er marginaltapssatsen og er en faktor som skal kompensere for overføringstap. [50]

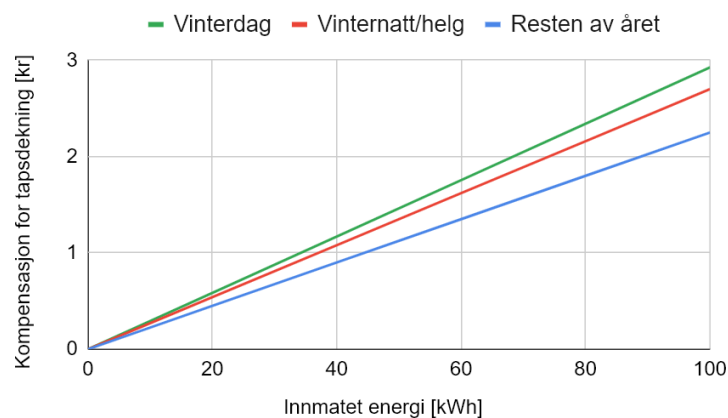
$$S_{E\text{-ledd}} = E_{\text{inn}} \cdot S_{\text{spot}} + E_{\text{inn}} \cdot S_{\text{spot}} \cdot M \quad (2.6)$$

Ved å selge overskuddsstrømmen tjener kunden penger ved at strømleverandøren betaler kunden gjennom et negativt energiledd på strømregningen. Hvor mye kunden får for hvert energiledd avhenger av hvilke perioder av året energien blir matet inn i nettet. Grunnen til dette er at marginalsatsen endrer seg ved forskjellige deler av året. En vinterdag vil marginalsatsen ligge på 6.5%, en vinternatt eller helg ligger den på 6%, mens resten av året er den 5%. [50]

Tabell 2.2: Kompensasjon for å minimere tap i nettet med plusskundeavtale

	Innmating [kWh]	Spotpris [kr/kWh]	Marginalsats [%]	Kompensasjon [kr]
Vinterdag	100	0.45	6.5	2.925
Vinternatt/Helg	100	0.45	6.0	2.700
Resten av året	100	0.45	5.0	2.250

I figur 2.21 er kompensasjonen plusskunden mottar for å minimere tap i nettet basert på tabell 2.2. I grafen er det presentert data for tre forskjellige perioder, vinterdag (grønn), vinternatt/helg (rød) og resten av året (blå). Fortjenesten er høyere på vinteren, da etterspørselen etter energi er større.



Figur 2.21: Kompensasjon for tap i nettet

2.6 Økonomiske parametere

En anskaffelse av et solcelleanlegg for egen energiproduksjon skal ikke bare være bra for miljøet, men også en måte for forbrukeren å spare penger. Lønnsomheten av en solcelleinstallasjon blir ofte målt over lengden anlegget må produsere energi før det er nedbetalt. Dette kalles nedbetalingstid og blir kalkulert basert på direkte investeringskostnad. [51] For å gjøre en komplett beregning på dette er det viktig å kjenne fire aspekter:

- Investeringskostnad
- Levetid
- Årlig energiproduksjon
- Inflasjon

Direkte investeringskostnader gjelder for hele anlegget og er fra starten av planleggingsfasen til anlegget står ferdig installert og produserer energi. Det er gitt at en vet levetiden for komponenter, da et solcelleanlegg gjerne prosjekteres med 30 års levetid. Kostnadene omfatter blant annet solcellemoduler, vekselretter, festbraketter, prosjekteringskostnader og installasjonskostnader. Det er viktig å ta grunnlag i en forventet årlig energiproduksjon. For å regne seg frem til dette benyttes ofte simuleringsverktøy.

For å kunne regne ut nedbetalingstiden er den forventede årlige energiproduksjonen og inflasjon i markedet sentrale. Den årlige kontantstrømmen blir beregnet ved å se på energiproduksjonen multiplisert med strømprisen hvor inflasjonen er inkorporert. Denne summen blir den årlige inntjeningen til anlegget, og nedbetalingstiden er perioden det tar før anlegget er nedbetalt. Den simplifiserte utregningen for nedbetalingstid er vist i ligning 2.7.

$$\text{Nedbetalingstid} = \frac{\text{Investeringskostnad}}{\text{Årlig energiproduksjon} \cdot \text{Strømpris} \cdot \text{Inflasjon}} \quad (2.7)$$

2.6.1 Levelized Cost of Energy

Levelized Cost of Energy (LCoE) er en metode for å beregne energipris basert på anleggets totale produksjon over planlagt levetid. Analysen benyttes tidlig i prosjektfasen eller ved grove overslag. Ligningen 2.8 er en forenklet fremstilling av *LCoE*-ligningen hvor det tas høyde for kostnader over levetiden. Kostnadene omhandler investeringskostnader, utskiftning av komponenter, samt drift og vedlikehold, dividert med summen av energiproduksjon over den totale levetiden. *LCoE* måler lønnsomheten til et prosjekt. [24]

$$\text{Levelized Cost of Energy} = \frac{\text{Investeringskostnad} + \text{Vedlikehold}}{\text{Årlig energiproduksjon} \cdot \text{Levetid}} \quad (2.8)$$

I ligning 2.9 er metoden for å regne ut reell *LCoE*-verdi. Det antas en lineær effektnedgang for solcellepanelene og at diskonteringsrente som benyttes ikke er korrigert for antagelser som angår inflasjon. Tilnærmingen er nyttig når forskjellige anlegg bestående av samme teknologi skal sammenlignes. Dette er på grunnlag av at de årlige vedlikeholdskostnadene vil ligge på likt nivå, og dermed ha minimal innflytelse på inflasjonsraten. Fra en studie i 2013 utført av Enova er årlige drifts- og vedlikeholdskostnader antatt å være respektive 2 og 0.5% av investeringskostnaden for henholdsvis næringsbygg og privatboliger. Diskonteringsraten er individuell og bestemmes i hovedsak av investor og avhenger blant annet av prosjektets risiko og forventning til økonomisk utbytte. En typisk verdi for renten som blir benyttet for solcelleinstallasjoner er 6%. [24]

$$LCoE = \frac{\text{Capex} + \sum_{n=1}^i \frac{\text{AC}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^i \frac{\text{AEP} \cdot (1-L_f)^n}{(1+r)^n}} \quad (2.9)$$

- AC = Årlige kostnader
- AEP = Årlig energiproduksjon
- Capex = Investeringskostnader oppstart
- i = Prosjektets økonomiske levetid
- L_f = Årlig tapsfaktor (degraderingsrate)
- n = År nr.
- r = Diskonteringsrente

NVE publiserer jevnlig oppdateringer for kostnadene i energisektoren basert på *LCoE*. I tabell 2.3 er det gjort en analyse basert på solenergi for store flate tak og hustak. Tabellen viser resultater fra 2019 og estimater for 2040. Det er tatt høyde for en levetid på 30 år og en brukstid på 900 timer. *FDV* er drifts- og vedlikeholdskostnader og antas til å være 70 kr/kW per år. Kostnadene i 2040 er basert på antagelser av NVE. Kostnad per installert kilowattpeak i 2019 er 7 200 kroner for store flate tak og 12 100 kroner for hustak. [52]

Tabell 2.3: *Levelized Cost of Energy* basert på analyser fra NVE [52]

Teknologi	LCoE 2019 [øre/kWh]	LCoE 2040 [øre/kWh]	Størrelse [kW]	FDV [kr/kW/år]	Degraderingsrate
Solenergi v/ store flate tak	67.06	33.53	100	70	0.40
Solenergi v/ hustak	115.91	57.96	10	121	0.40

2.6.2 Offentlig støtte og subsidier

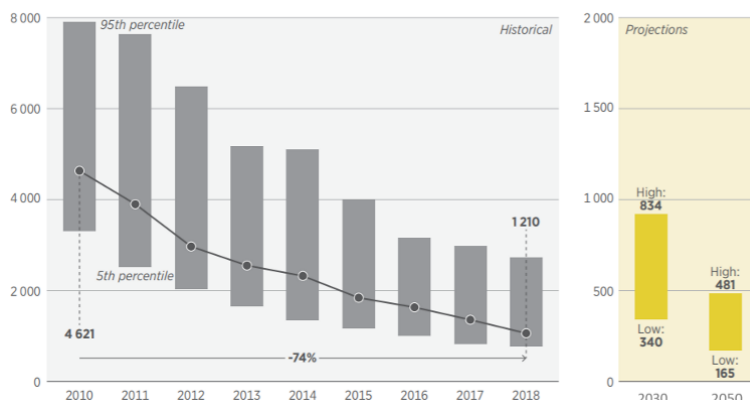
Er det ønskelig å installere et solcelleanlegg er det mulig å søke støtte for investeringen. Enova SF er et statseid selskap som driftes av Klima- og miljødepartementet. Formålet er å bidra til reduserte klimagassutslipp og styrke forsyningssikkerheten for energi, samt fokusere på teknologiutvikling. Enova tilbyr en tilskuddsordning for boligeiere som har et ønske om å produsere egen energi med solceller. For selve installasjonen tilbys det 10 000 kroner (7 500 fra 01.07.2021) som et grunnlag. Deretter vil størrelsen på solcelleanlegget bestemme hvor mye støtte boligeieren får. En kan få 1 250 kroner per installert kilowattpeak, opp til en maksimumsgrense på 15 kWp. Dermed kan en privatperson spare opp til 28 750 kroner. For næringsbygg tilbyr Enova ingen støtteordning. Det finnes derimot støtteprogrammer for innovative prosjekter som benytter solceller som en del av den totale løsningen. [53–55]

2.6.3 Prisutvikling for solceller

I løpet av det siste tiåret har det skjedd store ting innen den fornybare energisektoren. Verden har gått mer bort fra ikke-fornybar energikilder slik som kull og olje, og mer mot vind, vann og sol. For å kunne dekke det voksende energibehovet i verden må det produseres mer komponenter for å utnytte ressursene som finnes naturlig i verden. Dette har ført til en større produksjon av solcellepaneler som videre har ført til en drastisk prisreduksjon. [56]

Solcelleindustrien er en av de mest voksende metodene å produsere energi i verden. Globalt i år 2000 var det 1 GWp installert solenergi, mens i utgangen av 2018 var det 480 GWp installert effekt med solenergi. Dette tilsvarer en økning på 479 GWp med en årlig vekst på 43%. Økningen i installert kapasitet vil øke i årene fremover i takt med det globale energibehovet. Estimater fra *International Renewable Energy Agency* tilsier at det vil være 2 840 GWp i 2030 og 8 519 GWp innen 2050. Dette tilsvarer en årlig vekst på 8.9% av den installerte kapasitet på 480 GWp i 2018. Denne veksten kommer i hovedsak fra de større anleggene lokalisert i områder med mye tilgjengelig solinnstråling. [56, 57]

I samme periode har den totale kostnaden per installert kilowattpeak av solenergi sunket drastisk. Figur 2.22 viser den globale gjennomsnittlige kostnaden per kilowattpeak solenergi installert i USD. Det er også vist estimater for fremtidige kostnader mot 2030 og 2050. Fra 2010 til 2018 var det en 74% nedgang fra 4 621 til 1 210 USD/kWp. Den totale kostnaden for solcelleinstallasjoner vil fortsette å synke de neste tre tiårene frem til det estimert vil koste mellom 340 og 834 USD/kWp innen 2030 og 165 til 481 USD/kWp innen 2050. [57]

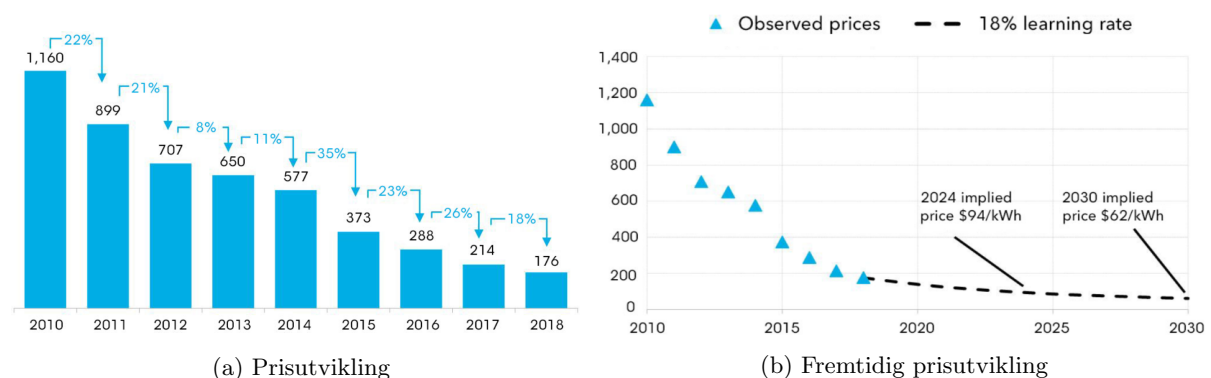


Figur 2.22: Prisreduksjon på solcelleinstallasjoner fra 2010 til 2050 [57]

2.6.4 Prisutvikling for litium-ionbatterier

Batteriets rolle har drastisk endret seg det siste tiåret. Fra hovedsaklig bare å brukes i mindre teknologiske komponenter slik som mobiltelefoner og datamaskiner til nå å spille en viktig rolle i transport- og energiproduksjonssektoren. Verden er inne i et skifte når det kommer til energisektoren. Det store problemet med de fleste fornybare energikilder, slik som sol og vind, er vanskeligheter når det kommer til regulering av produksjon. Energien som utvinnes må brukes eller lagres når den blir produsert for å unngå tap.

Etterspørselen etter lagringsmuligheter for energi har ført til en reduksjon på 85% per kilowattime i lagringskapasitet fra 2010 til 2018. Trenden er vist i figur 2.23a. Økende etterspørsel vil føre til en nedgang i batteripriser. Fra kurven i figur 2.23b er den forventede fremtidige batteriprisen i USD frem mot 2030 presentert. Det estimeres det at for hver doubling av batterier produsert fører til en 18% batteriprisreduksjon. Innen 2030 kan dermed prisen for 1 kWh lagringskapasitet være redusert med 1 098 USD. Dette tilsvarer en nedgang på 95% i løpet av 20 år fra en opprinnelig batteripris på 1 160 USD i 2010. [58]



Figur 2.23: Litium-ionbatteriets prisutvikling og estimering frem mot 2030 [58]

2.7 Elektrisk installasjon

Solcelleanlegg omhandler elektriske installasjoner i private hjem og næringsbygg, og det kreves riktig personell til å utføre arbeidet. En trenger ikke utdanning for montering av anlegget, men montasjehenvvisninger fra produsent må følges. Derimot når solcelleanlegget skal kobles opp mot vekselretter og batteri kreves det riktig personell, med tilhørende godkjent selskap som kan utføre elektriske installasjoner. NEK 400 er en normsamling som gjelder for elektriske lavspenningsinstallasjoner i Norge. I NEK 2018-utgaven er det gitt et nytt delkapittel (400-7-712) som omhandler *Strømforsyning med Solcellesystemer*. [59]

Kravene presisert i NEK 400 gjelder for nevnte installasjoner nedenfor. Det er viktig å merke seg at installasjonen omfatter ikke spesifikke krav for batterier eller andre energilagringssystemer. Beskyttelseskrav som følge av bruk av batteri er derimot presisert. [59]

- Solcelleinstallasjoner som ikke er koblet til et allment distribusjonssystem,
- Solcelleinstallasjoner som drives i parallell med et allment distribusjonssystem,
- Solcelleinstallasjoner som drives som et alternativ til et allment distribusjonssystem,
- eller egnede kombinasjoner av ovennevnte.

Hensikten med NEK 400 er at den elektriske installasjonen skal bli utført forskriftmessig og sikkert. Normsamlingen tar hensyn til konstruksjonssikkerhet, dimensjonering av elektriske

kabler, overspenningsvern og automatsikringer i forhold til anleggets størrelse. I tillegg er det forklart hvordan en skal ta hensyn til ytre påvirkninger, plassering av vekselretter, utjevningsbeskyttelse, med mer. Til slutt er det viktig å påpeke at TEK17, byggteknisk forskrift, også må følges ved installasjoner for å opprettholde miljø- og sikkerhetskrav. [59]

3 Forarbeid

En essensiell del av oppgaven var forarbeid. Arbeidet i oppgaven omhandler en potensiell utvidelse av et eksisterende solcelleanlegg på Sveberg Teknosenter. Solcelleanlegget til GETEK er utvidet i tre steg: 2015, 2018 og 2020. En analyse av dagens anlegg er dermed nødvendig for videre arbeid. Det er utført en analyse av byggets forbruk og produksjon for dagens solcelleanlegg på tak og fasade. Alle simuleringer tilhørende resultatene for oppgaven ble utført i PV*SOL.

3.1 Sveberg Teknosenter



Figur 3.1: Skisse av fasaden tilhørende Sveberg Teknosenter [60]

Sveberg Teknosenter ble oppført i 2012 og ligger mellom Trondheim og Trondheim lufthavn, adresse: Stavsjøveien 23. Næringsbygget blir benyttet som kontor, konferansesaler og lager. I tillegg er det oppført en plathall for lagring av utstyr for byggets brukere.

Byggets utforming og bruksområde er nyttig forkunnskap før en solcelleinstallasjon skal prosjekteres. Totalt er det 1 400 kvadratmeter fordelt over tre etasjer. I vedlegg A er det gitt en plantegning av alle etasjer i bygget. Første etasje blir benyttet primært til verksted og lager. I andre etasje finner en kontor og møterom og i tredje etasje er det kantine og konferanserom. Bygget er et energiøkonomisk bygg med utstrakt bruk av led-belysning og behovstyrt lys- og oppvarmingsystem. Det er gjort flere energitiltak i bygget, dette gjelder blant annet solcelleanlegg på tak og fasade, varmepumper for optimal oppvarming og varmegjenvinning fra ventilasjonsluft. Bygget blir stadig mer miljøvennlig og oppdateres jevnlig, dette gjelder blant annet nyoppført solcelleanlegg på tak i 2015 og 2018, samt på fasade i 2020. Sveberg Teknosenter har et energiforbruk på under 86 W/m^2 og klassifiserer seg til en energimerking A. [61]

I fremtiden er ønsket at Sveberg Teknosenter skal bli et null-energi bygg. Det er dermed ønskelig å finne løsninger for byggets eier ved å utforske mulighetene for lagring av overskuddsenergi. Det vil også bli utført et arbeid tilknyttet en potensiell utvidelse av solcelleanlegget.

3.1.1 Eksisterende anlegg

Dagens solcelleanlegg har et produksjonspotensial på 20.5 kWp fordelt på 70 solcellemoduler. Anlegget er delt i tre separate installasjoner (øst/vest, sør og fasade) med hver sin tilhørende vekselretter og er vist i figur 3.2.

Første installasjon av solceller på Sveberg Teknosenter ble installert på sørvendt tak med 20 grader helning i april 2015. Anlegget består av 24 solcellepaneler og installasjonen har en samlet effekt på 6.24 kWp. **Symo 5.0-3-M** er tilhørende vekselretter og har en effektkapasitet på 5 kWp. Den kan kobles i tre-fase på 230 og 400 V, og håndterer DC-spenninger fra 163 til 800 V.

Vekselretteren har en virkningsgrad på 97% med et optimalt temperaturvindu fra $-25 - 60\text{ }^{\circ}\text{C}$. [62]

Andre installasjon ble installert på øst/vest tak med 15 grader helning i september 2018. Anlegget består av 16 solcellemoduler fra flere leverandører, men med samme merkeeffekt. Installasjonen har en samlet effekt på 4.96 kWp, og ble utført som et testprosjekt. **Primo 5.0-1** er tilhørende vekselretteren og har en maks effekt *input* på 7.5 kWp. Virkningsgraden er oppgitt til 97.1%. [63]

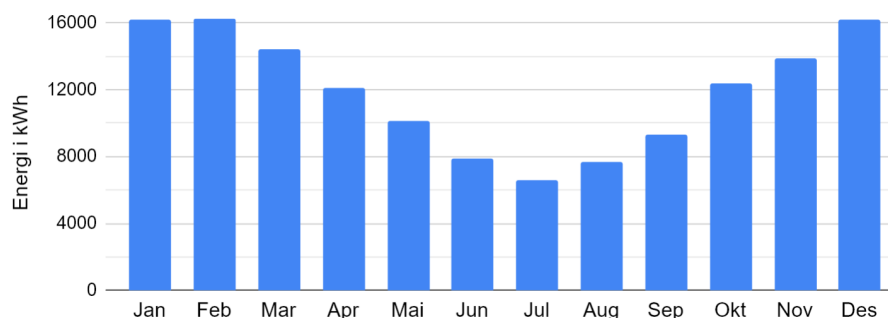
Tredje installasjon ble installert på sørveggen av bygget i juni 2020, og har vært i drift under ett år. Fasadeinstallasjonen består av 30 solcellepaneler og installasjonen har en samlet effekt på 9.3 kWp. **Primo 8.2-1** er den tilhørende vekselretteren og har en kapasitet på 8.2 kWp. Vekselretteren kobles i én-fase 230 volt og har et DC-input intervall på 80 – 1 000 V, med en virkningsgrad på 97.5%. [63]



Figur 3.2: Sveberg Teknosenter med solcelleinstallasjoner [60]

3.2 Teknisk analyse av Sveberg Teknosenter

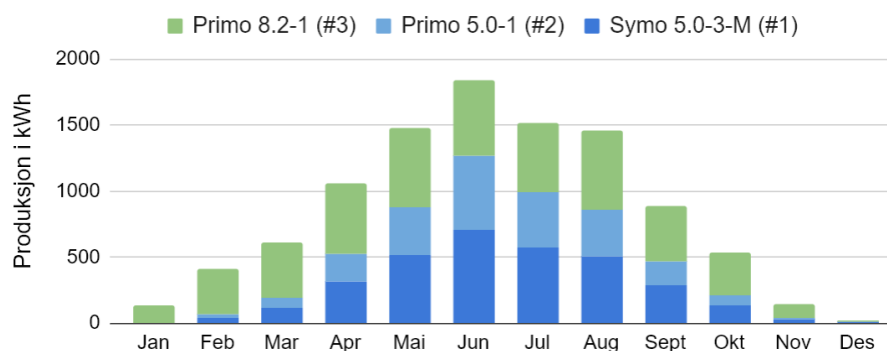
Forbruksdata i 2020 for Sveberg Teknosenter er presentert i figur 3.3. Dataene er hentet fra byggeiers Elhub. Energiforbruket er høyest i vintermånedene, med en topp i januar/februar/desember på over 16 000 kWh. For juli, juni og august er forbruket mindre enn 8 000 kWh. Dette er en halvering fra forbruket i vintermånedene. Totalt forbruk i 2020 var 142 162 kWh.



Figur 3.3: Forbruksdata for Sveberg Teknosenter i 2020

Analyse av energiproduksjonen fra eksisterende solcelleinstallasjon på Sveberg Teknosenter må deles opp i to steg. Dette er på grunnlag av at de tre forskjellige anleggene (sørvendt, øst/vest og fasade) er installert til forskjellige tider. Første installasjon ble oppført april 2015, deretter ble det gjort en utvidelse i september 2018, og til slutt et nyoppført fasadeanlegg i juni 2020. Det er dermed begrenset tilgjengelig data for en analyse av den totale produksjonen over et helt år hvor alle tre anleggene har vært operative. Grunnet sluttstilling av tilbud 20. mai 2021, er det mangel på produksjonsdata for fasadeanlegget for hele mai og april, og tall for de to månedene er basert på estimeringer.

Figur 3.4 viser produksjonsdata gjennom et år og gjelder fra juni 2020 til juni 2021. Energiproduksjon for et helt år er 10 074 kWh og tallene er hentet fra Fronius programvare, Solarweb. Fasadeinstallasjonen er vist i grønt, øst/vest i lyseblått og sørvendt anlegg er vist i blått. Fasadeinstallasjonen (90°) har høyest produksjon av de tre anleggene i vintermånedene. Grunnet byggets geografiske plassering vil mengden av tilgjengelig solinnstråling variere stort gjennom året. Fra april, til og med september, vil det være en høyere energiproduksjon fra anlegget, mens fra oktober til mars er solinnstrålingen betydelig mindre.



Figur 3.4: Produksjonsdata fra eksisterende solcelleanlegg

3.3 Leverandører

Før simuleringer kunne starte måtte produkter og leverandører bestemmes. Det ble valgt å benytte leverandører foreslått av GETEK. Priser er gitt som en veiledning fra GETEK og representerer ikke eksakte kostnader. Videre i kapittelet er det presentert generell informasjon om produktene.

3.3.1 Solcellemodul

Det er valgt å benytte et 370 watts solcellepanel med en virkningsgrad på 20.31% for den potensielle utvidelsen av anlegget. Modulen har 15 års garantitid og en lineær ytelsegaranti på 25 år. Virkningsgraden faller til 85% etter 25 år og estimeres til 82% etter levetiden på 30 år. Dette tilsvarer en årlig degraderingsrate på 0.6%. Solcellemodulen er *halfcut* som vil si at den består av to separate paneler på 60 celler koblet sammen av to parallelle strenger. Dette er gjort for å oppnå bedre ytelse og for å lettere håndtere skygging. [64]

3.3.2 Festebraketter

Det er valgt å benytte samme leverandør for festebraketter som ved dagens installasjon. Disse er laget av rustfritt stål som gjør de slitesterke. Festesystemet er designet for å kunne håndtere store snømengder og varierende vær. Det er antatt en levetid på 30 år. Dette er gjort for å ha lik levetid som solcellemodulene. I figur 3.5 er det vist en skisse for øst/vest festesystem. [65]



Figur 3.5: Øst/vest festesystem [66]

3.3.3 Vekselrettere

I 1945 ble selskapet Fronius opprettet som et verksted for radio- og elektroteknikk. Siden den gang har Fronius byttet fokus mot grønn energi ved opprettelse av datterselskapet Solar Energy i 1992 og lansering av sin første vekselretter i 1995. Fronius er ikke lengre utelukkende et produksjonsselskap, men en høytteknologibedrift som er spesialisert på vekselrettere og optimalisert drift av batteri. Fronius oppgir en levetid på opptil 20 år for sine vekselrettere. I tillegg tilbys kundene en programvare (Solarweb) for overvåking av energiproduksjon. [67]

3.3.4 Batteripakke

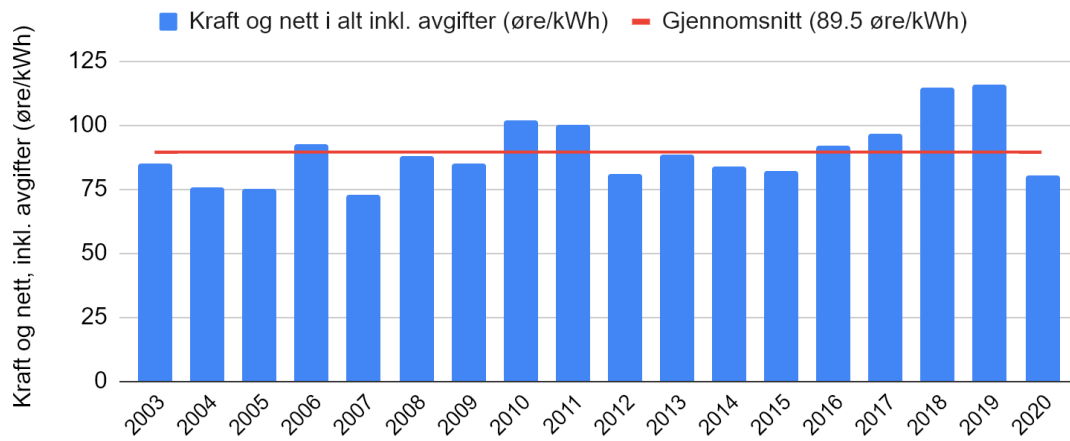
Batteripakkene leveres av et tysk selskap som spesialiserer seg på batteriproduksjon. De tilbyr en tilhørende programvare *Energy Management System*, der en kan overvåke batterisystemet i sanntid. Batteriene er bygd opp av litiumbattericeller fra Samsung SDI i kombinasjon med deres egen aktive batterioptimalisator (ABO). Batteripakkene varierer fra 9.6 kWh og opp til 100 MWh, og egner seg til både nett- og ikke-nettilkoblede anlegg. I figur 3.6 er det fremvist en batteripakke av en aktuell modell med tilhørende vekselretter. Batteriene er designet for å kunne yte effektivt opp til 8 000 sykluser eller en 30-års periode, ved 100% *DoD*. [68, 69]



Figur 3.6: Batteripakke [68]

3.4 Elektrisitetspriser

For å kunne utføre en korrekt analyse av nedbetalingstid for et solcelleanlegg er strømpris og prisstigning sentrale. I figur 3.7 er gjennomsnittlig strømpris basert på verdier fra tabell F.1 presentert. Dataene i vedlegget er hentet fra Statisk Sentralbyrå og det er valgt å ta utgangspunkt i gjennomsnittlig strømpris, inkludert avgifter i perioden 2003 til 2020. For videre bruk i oppgaven ble det kalkulert en gjennomsnittlig pris på 89.5 øre/kWh. For å estimere en kontantstrømanalyse er det viktig å ta grunnlag i en årlig prisstigning. Den årlige økningen i elektrisitetsprisen er hentet fra NTE og er 4.4%. [70–72]



Figur 3.7: Strømpris fra 2003 til 2020 [70, 71]

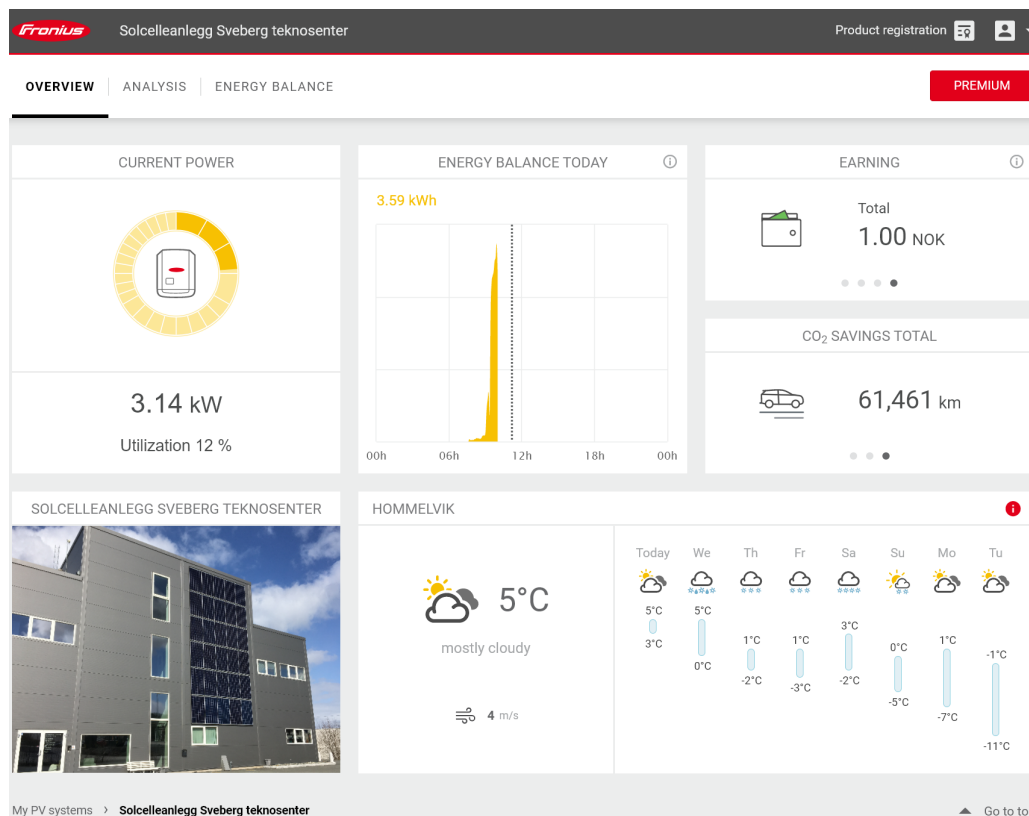
I utregningene er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig strømpris. Det er dermed viktig å presisere at strømprisene er varierende for ulike tider på året og tidspunkter på døgnet. Strømprisene i sommermånedene er generelt lave. Samtidig er produksjon fra eget solcelleanlegg høyest i denne perioden. Det motsatte vil gjelde for vintermånedene, altså høyere strømpris og lavere energiproduksjon. I periodene på døgnet hvor etterspørselen etter elektrisitet er høyest finner en de dyreste strømprisene. Disse periodene er typisk på morgenene mellom kl. 07.00 – 10.00 og ettermiddagene mellom kl. 17.00 – 20.00. [73]

4 Programmer og metoder

I forbindelse med oppgaven er det benyttet to programmer, Solarweb og PV*SOL. Førstnevnte er et program levert av Fronius for overvåkning tilknyttet energiproduksjon. PV*SOL benyttes for å modellere og simulere solcelleanlegg. Videre i kapitlet er Solarweb presentert, samt en generell og spesifikk fremgangsmetode for PV*SOL forklart.

4.1 Solarweb

Fronius tilbyr sine kunder en programvare, Solarweb, for overvåkning av anlegget gjennom deres vekselrettere. Her har en mulighet til å se energiproduksjon i sanntid fra anlegget, samt sjekke driftsyttelsen. Det er også muligheter for å utføre simuleringer for energilagring i batterier, men i forbindelse med oppgaven blir denne type simulering utført i PV*SOL. Figur 4.1 viser startsidene for Solarweb. På nettsiden kan en se energiproduksjonen i sanntid og en har mulighet til å velge en mer utdypende analyse og energibalanse. Det er også mulighet for å hente ut historisk produksjonsdata fra tidligere perioder. [74]



Figur 4.1: Overvåkning av energiproduksjon i Solarweb [74]

4.2 PV*SOL

PV*SOL er et dynamisk simuleringsverktøy med 3D-visualisering og detaljert skyggeanalyse for prosjektering av et solcelleanlegg. I programmet er det mulig å utføre simuleringer for blant annet solcelleanlegg i kombinasjon med batterisystemer og elektriske kjøretøy. En stegvis fremgangsmetode for gjennomføring av en generell simulering i PV*SOL er presentert videre:

1. Ved oppstart av et nytt prosjekt i PV*SOL må nødvendig prosjektdata fylles ut. Dette omhandler da kort prosjektforklaring, adresse, kunde- og fakturainformasjon.
2. Neste steg er valg av systemtype, klima, geografisk lokasjon og nettsystem. Valg av installasjonstype omfatter blant annet et anlegg med ladestasjon for elbil, lagring av overskuddsenergi i batterier, nettilknyttet- eller off-gridanlegg. Videre har en valget mellom 2D- og 3D-modellering, samt tidsintervall på simuleringen, der valget er mellom times- og minuttintervall. Til slutt gjenstår geografisk lokasjon og type nettsystem som anlegget skal tilkobles. Solinnstrålingsdata finner en i databasen til PV*SOL, eller en kan laste opp egne verdier for lokasjonen.

System Type, Climate and Grid

The screenshot displays the 'System Type, Climate and Grid' configuration window. It is divided into several sections:

- Type of System:** A dropdown menu is set to 'Grid-connected PV System'. Below it is a schematic diagram showing a PV array connected to an inverter, which is then connected to a kWh meter and a grid connection point.
- Type of Design:** Includes a 'Use 3D Design' checkbox which is currently unchecked.
- Time step of simulation:** Two radio buttons are present: '1 Hour (faster simulation)' (selected) and '1 Minute (more precise simulation)'. An 'Enter' button is located below these options.
- Climate Data:** A table of location and climate parameters for 'Neuhardenberg Flugplatz (1991-2010)' in Germany.

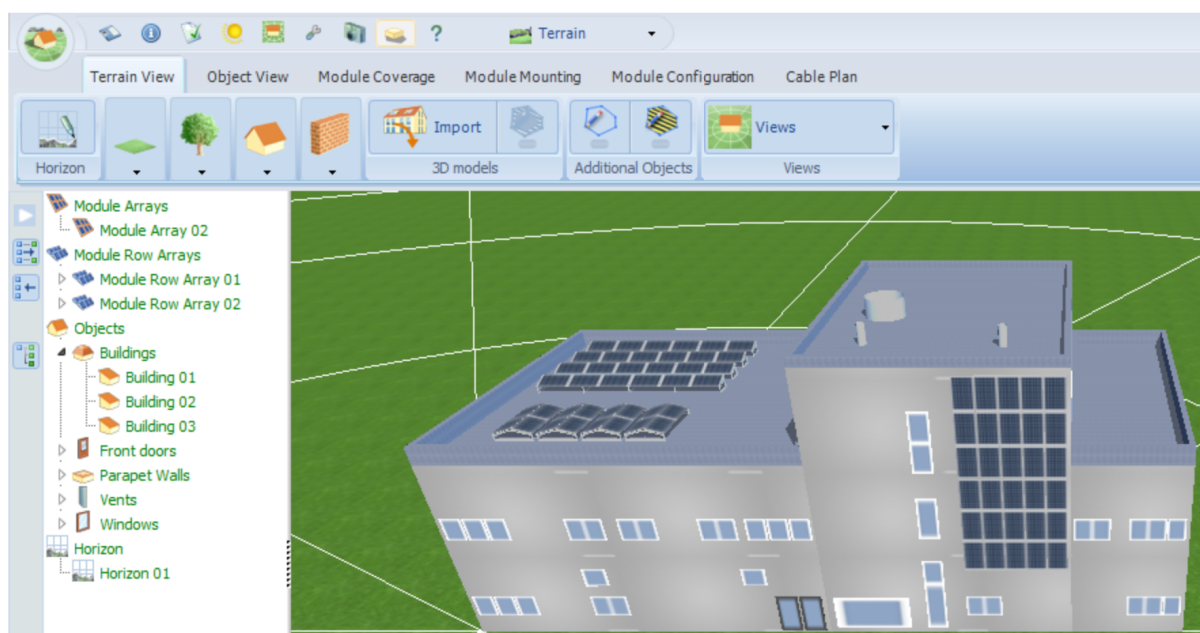
Country	Location	Latitude	Longitude	Time zone	Time Period	Annual sum of global irradiation	Annual Average Temperature
Germany	Neuhardenberg Flugplatz (1991-2010)	52° 36' 40" (52.61°)	14° 14' 29" (14.24°)	UTC+1	1991 - 2010	1048 kWh/m ²	10.1 °C
- AC Mains:** A table of electrical grid parameters.

Voltage (N-L1)	230 V
Number of Phases	3-phase
cos φ	1
Maximum Feed-in Power Clipping	No

Figur 4.2: Valg av systemtype, klimatiske forhold og nettsystem [75]

3. Videre skal forbruket til bygget defineres. Her er det mulig å benytte maler fra databasen i programmet, eller laste opp egen forbruksdata. I Norge benyttes Elhub for overvåking av forbruk. Her kan en velge å hente ut data og eksportere det til PV*SOL. Det er da viktig at det kun er måleverdiene for forbruket som er med og at det eksporteres som en tekstfil. Denne tekstfilen importeres til en egen fane for energiforbruket.

4. Dette punktet omhandler design av bygget i 3D, hvis denne funksjonen er valgt i trinn 2. Figur 4.3 viser et generelt oppsett av modelleringen i PV*SOL. I dette trinnet skjer mye av prosjekteringen og en begynner enten å tegne bygget selv eller implementerer et ferdig 3D-tegnet bygg fra et annet program. I tegneprogrammet på PV*SOL er det implementert data for både solceller og vekselrettere fra flere leverandører. Når bygget er ferdig tegnet med riktige dimensjoner begynner en med design av solcelleanlegget. Her velges riktig modelltype fra en spesifikk leverandør og festemetode (øst/vest, sør eller fasade). Festebrakettene kan tilpasses med retning og vinkling for å oppnå ønsket design. Vekselrettere velges etter solcellemodulenes merkeverdi og tilpasses med antall strenger og *MPPT*. For vekselrettere kan en velge å optimalisere en streng ved å utføre en analyse med flere forskjellige vekselrettere for å oppnå best kombinasjon.



Figur 4.3: 3D-modellering i PV*SOL

5. PV*SOL gjør det mulig å legge til ladestasjon for elbil. For å få et realistisk ladesystem kan modeller fra kjente bilmerker velges, ønsket kjørelengde per uke og når på døgnet lading skal forekomme. I figur 4.4 er det vist et eksempel på hvordan dette kan velges. I figuren er det valgt en BMW i3 med en kjørelengde lik 350 kilometer, der lading forekommer på natten, formiddag og kveld. Det er ikke mulig å velge et spesifikt merke av ladestasjon i programmet.

Electric vehicle and Charging station

Manufacturer: BMW | Model: i3 - 22kWh (AC Typ 2 @ 3,7 kW) | No. of vehicles: 1

Electric vehicle

Range in accordance with NEDC	190 km
Battery Capacity	21,6 kWh
Consumption (input/calculated)	12,9 / 11,4 kWh/100 km
Number of seats	4
Engine output	125 kW / 170 PS

Charging station

Charging Power	3,7 kW
Charging technology	AC Typ 2
Charging mode	Standard
Discharge for covering consumption?	<input type="radio"/> Yes <input checked="" type="radio"/> No

Use

Desired range per week: 350 km

No. of trips per week and per vehicle: 12 (29,2 km per journey)

Mileage per year: 18250 km (2354 kWh/a)

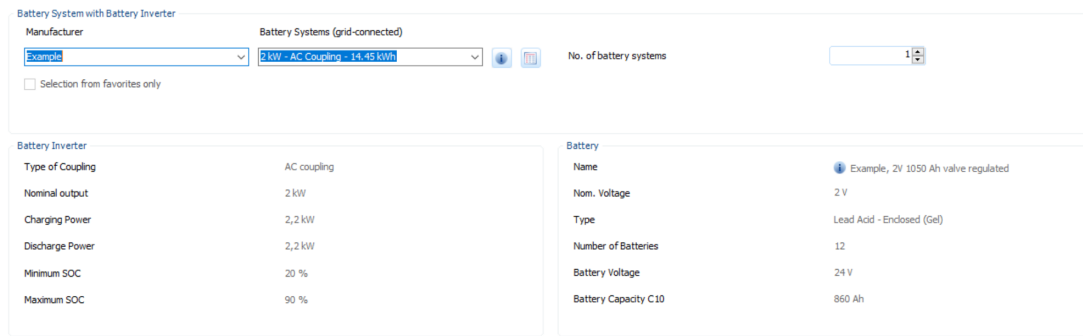
Time at charging station

Day	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	
Mon	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Select all | Copy values for all days | Copy values | Insert values

Figur 4.4: Valg av kjøretøy, ønsket kjørelengde og tidspunkt for lading [75]

6. Lagring av overskuddsenergi kan simuleres med implementering av batteripakker. En rekke leverandører ligger i datasystemet til PV*SOL og en kan simulere med reelle verdier fra konkrete batteripakker. I figur 4.5 er det vist et batteri på 2 kWh som eksempel, med teknisk data om batteripakke og tilhørende vekselretter.

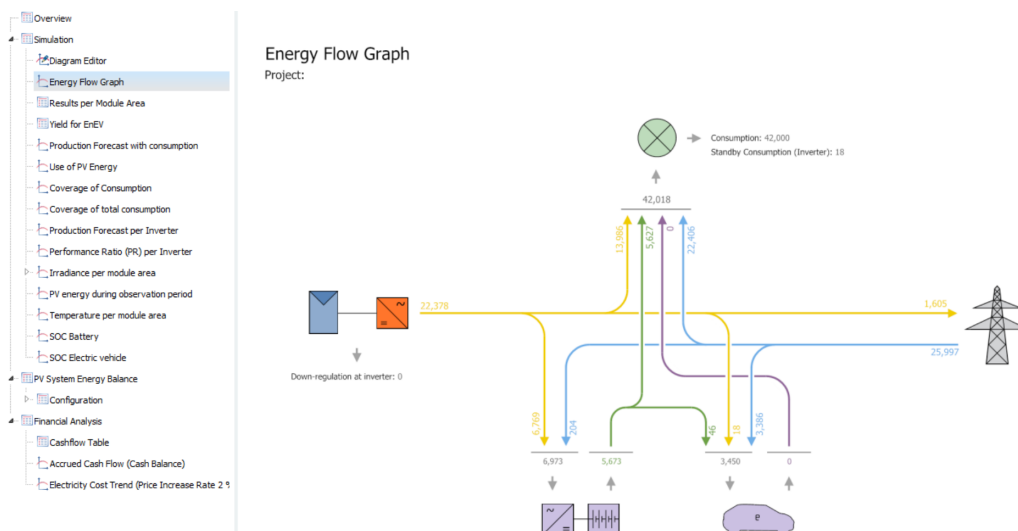


Figur 4.5: Valg av batteripakke i PV*SOL [75]

7. Kablingen av solcellemodulene kan konfigureres og tegnes i programmet. Plantegningen av kabling har restriksjoner på bakgrunn av valgt vekselretter, hvor lengden på kabelen og antall moduler er den mest begrensende faktor. Det er også mulig å implementere kabeltap. Plantegning for kabling presenteres i sluttresultatet og kan benyttes som fremgangsmetode for installatør av anlegget.

8. Programmet gir en mulighet til å utføre en økonomisk analyse av solcelleanlegget. Her kan en legge inn pris for batterier, solceller, festebraketter, med mer. Det er viktig å ta høyde for levetid per enkeltkomponent, degradering av solcellen per år, samt inflasjon for både produkt og strømpris for å få en tilnærmet riktig analyse. I tillegg er det mulig å legge inn lån med gitte betingelser dersom kunden ønsker å finansiere investeringen. Kontantstrømanalyse er primært det som gjelder for den økonomiske analysen og viser gevinst/tap over levetiden.

9. Når en er ferdig med modellering på anlegget og simuleringer er utført, får en presentert resultater. Dette innebærer blant annet oversikt av 3D-modelleringen, tabeller og grafer for produksjon, forbruk, lagring av overskuddsenergi, kontantstrømanalyse, plantegning for kabling, med mer. I figur 4.6 vises *Energy Flow Graph* og er et av resultatene en får oppgitt. Grafen gir en oversikt over energiflyten til den produserte energien. Det er mulig å eksportere all data til blant annet Excel for videre analyse og databehandling. Til slutt kan en få presentert et sluttokument som en PDF-fil. Her har en fullstendig oversikt over data fra simuleringer, samt økonomisk analyse. Dokumentet kan benyttes som et tilbud til kunden.



Figur 4.6: Energy Flow Graph [75]

4.3 Fremgangsmetode for utvidelse av solcelleanlegg i PV*SOL

Det er simulert for totalt fem scenarioer, og det er dermed ikke presentert fremgangsmetode for alle. Det er valgt å gå i dybden på scenario 2 som omhandler en utvidelse av anlegget med solcellepaneler og batteripakke. Dette gir en generell forståelse for alle de fem scenarioene. For en fullstendig forståelse for fremgangsmetoden, se kapittel 4.2 om PV*SOL.

Systemtypen ble valgt til et nettilknyttet solcelleanlegg med batteripakke og ladestasjoner. Batteripakken benyttet er kun for lagring av overskuddsenergi. Solinnstrålingsdata er hentet fra Trondheim lufthavn, Værnes, og er inkorporert i programmet. Flyplassen er det nærmest tilgjengelige målepunktet for Sveberg Teknosenter, og vil gi mest realistiske verdier. Solinnstrålingsdata er fra perioden 1999 til 2010.

Data for energiforbruk ble hentet fra byggeiers Elhub og eksportert til Excel før det til slutt ble inkorporert i PV*SOL. Grunnet kun timesbaserte verdier i Elhub ble det også benyttet timestepsimulering. Bygget ble oppført i 2012, men timesmålinger i Elhub var kun tilgjengelig for 2019 og 2020. Dermed ble det valgt å ta utgangspunkt i år 2020.

Modellering av bygget er tegnet ut ifra plantegningene, se vedlegg A. Eksisterende solcelleanlegg ble skissert ut ifra figur 3.2, samt etter samtale med veileder fra GETEK. Da bygget med den eksisterende solcelleinstallasjonen var ferdig implementert i 3D, ble utvidelsen av anlegget påbegynt. Formålet med scenario 2 var en utvidelse av solcelleanlegget med batteripakke. Skygging fra nærliggende ås, lokalisert vest for bygget, er tegnet i programmet. I tillegg ble *soiling* implementert på moduler. For takinstallasjonen ble det valgt 80% i januar og februar, samt 50% i mars og desember på grunnlag av snøfall. Energitalp i form av snø ble neglisjert på fasadeanlegg. For kabeltap er det valgt i samråd med veileder en tapsprosent lik 1.5%.

Neste steg var å implementere elektriske kjøretøy. Per dags dato er det tre ladestasjoner av merket Zaptec. Kjørelengde ble satt lik 40 km (Trondheim - Sveberg). I tillegg er det valgt å kun lade bilene i tidsperioden 08.00 – 16.00, og ikke i helgene.

For lagring av overskuddsenergi er det valgt å innføre batteripakker. Det ble gjennomført simuleringer med forskjellige batteripakker, fra valgt leverandør, for å finne den mest optimale. I scenario 2 ble det da valgt å gå for en batteripakke på 48 kWh.

Kontantstrømanalyse ble utført i PV*SOL og tar utgangspunkt i komponentpriser. I tabell C.1 er en fullstendig oversikt over utstyr og kostnad benyttet for utvidelsen. For produktene ble det valgt en inflasjon på 2.5% med forventet levetid på 30 år for solcelle, batteri og festebrakett, og 15 år for vekselretter. Strømprisen benyttet er basert på utregninger, og ble kalkulert til 89.5 øre/kWh. I tillegg ble årlig prisstigning på strøm inkludert nettleie og avgifter satt til 4.4%.

Helt til slutt er resultatene for simuleringene presentert. Det er valgt å inkludere nevnte nøkkeltall i resultater som vist i listen nedenfor:

- Graf av energiproduksjon mot forbruk
- Prosentvis energitalp med forskjellige batteripakker
- Graf av fordeling av solenergien (månedlig og årsbasis)
- *SoC* på batteri og elbil
- Kontantstrømanalyse

5 Resultater

På bakgrunn av byggets forbruk og eksisterende anlegg, er det foreslått fem løsninger i form av scenarioer. Alle scenarioene tar grunnlag i simulerte resultater fra PV*SOL. Det er gjort en utvidelse av dagens anlegg med solcellemoduler, batteripakke og ladestasjoner. Dette er gjort for å komme frem til en løsning som passer eieren av bygget. Batteriet blir kun benyttet som lagring av overskuddsenergi, og er ikke knyttet til elnettet. Dette betyr at tap presentert i resultater er energiproduksjon uten lagringsmuligheter. I tillegg er det gjort en forutsetning på tre elbiler som benytter hver sin ladestasjon med gitt kjørelengde per dag. De aktuelle bilene og ladeeffekten er presentert i tabell 5.1 og er gjeldende for alle scenarioene. Brukerne av ladestasjonene blir fakturert 2 kr/kWh av byggets eier.

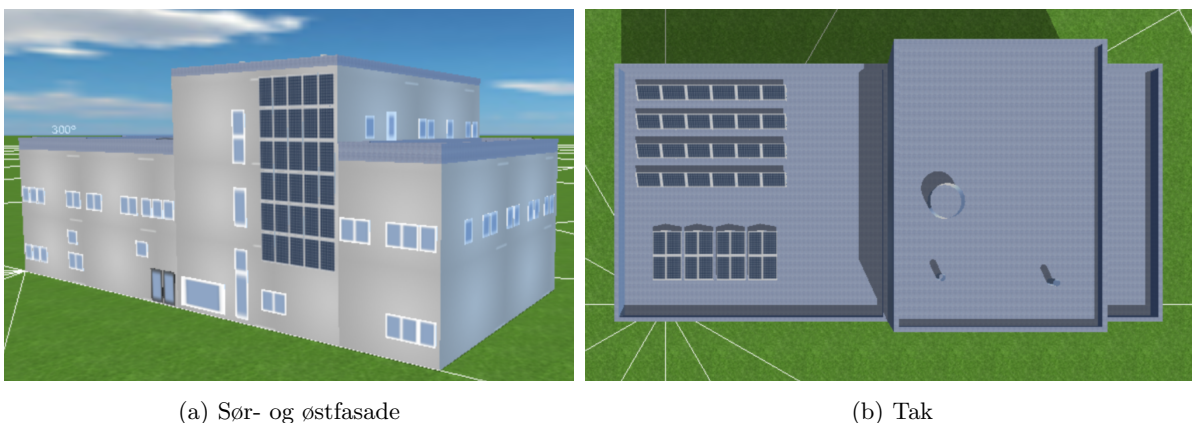
Tabell 5.1: Antagelse av elbiler for de tre eksisterende ladestasjonene

Merke	Modell	Batteristørrelse [kWh]	Ladetype
Mercedes-Benz	EQC	80.0	AC-lading 7.4 kW
Nissan	Leaf	40.0	AC-lading 6.6 kW
Polestar	2	78.0	AC-lading 11.0 kW

For de tre eksisterende ladestasjonene var det ikke mulig å hente ut ladedata gjennom et år. Derfor er det simulert med tre ladestasjoner som et grunnlag i alle scenarioene. Dette vil i betydning bety økt forbruk og verdien er referert som *simulert* forbruk. Det simulerte energiforbruket vil derfor være forbruket hentet fra Elhub inkludert energien som kreves til opplading av elbilene. For å vise at anleggene har perioder på døgnet hvor det produseres mer energi enn det forbrukes er det tatt utgangspunkt i tre dager i juli (13.07 – 15.07).

5.1 Scenario 1 — Dagens installasjon med én batteripakke

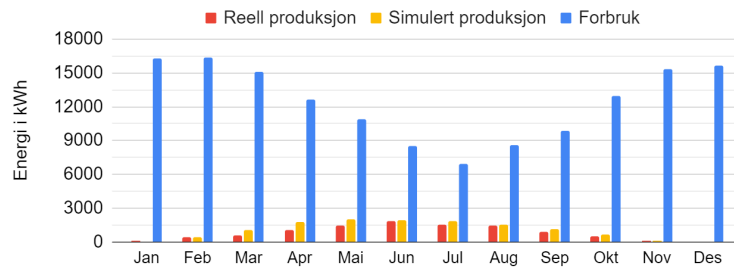
I første scenario er det kun tatt høyde for en utvidelse med én batteripakke på det eksisterende solcelleanlegget. Grafene som er presentert i forarbeid viste tidlig at dagens solcelleanlegg ikke er tilstrekkelig for å implementere en batteripakke. Det er likevel vist hvor lønnsomt valgte batteripakke på 9.6 kWh kan være for lagring av overskuddsenergi for et anlegg på 20.5 kWp. Figur 5.1 viser 3D-design i PV*SOL av dagens installasjon.



Figur 5.1: Eksisterende solcelleanlegg tegnet i PV*SOL

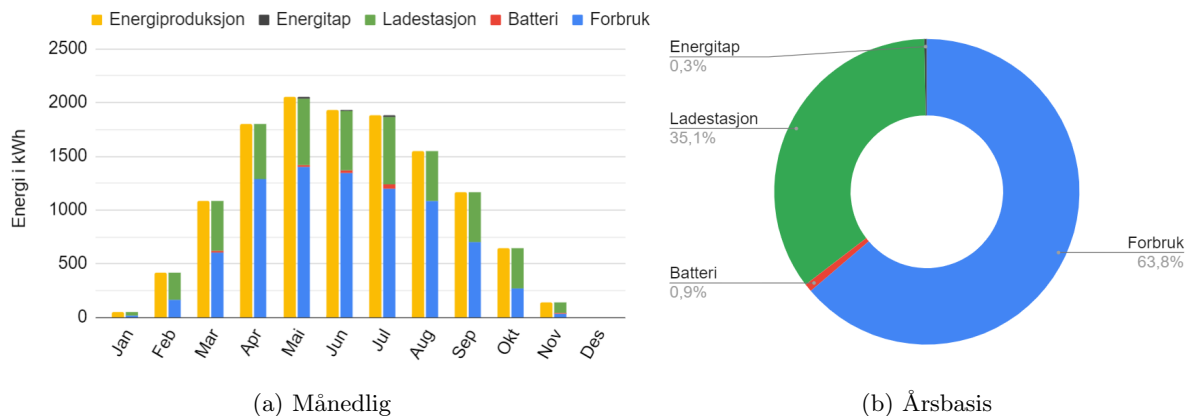
Forbruk og energiproduksjon for Sveberg Teknosenter er vist i figur 5.2. Det er presentert reell og simulert energiproduksjon, der verdiene henholdsvis var 10 074 og 12 724 kWh for et helt

år. Reelle verdier for produksjon er hentet fra Solarweb. Forskjellen mellom reell og simulert energiproduksjon er 20.8%. Simulert totalforbruk for bygget er 149 162 kWh, mens simulert energiproduksjon tilsvarte 12 724 kWh. Dette tilsvarer en dekningsgrad på 8.5%.



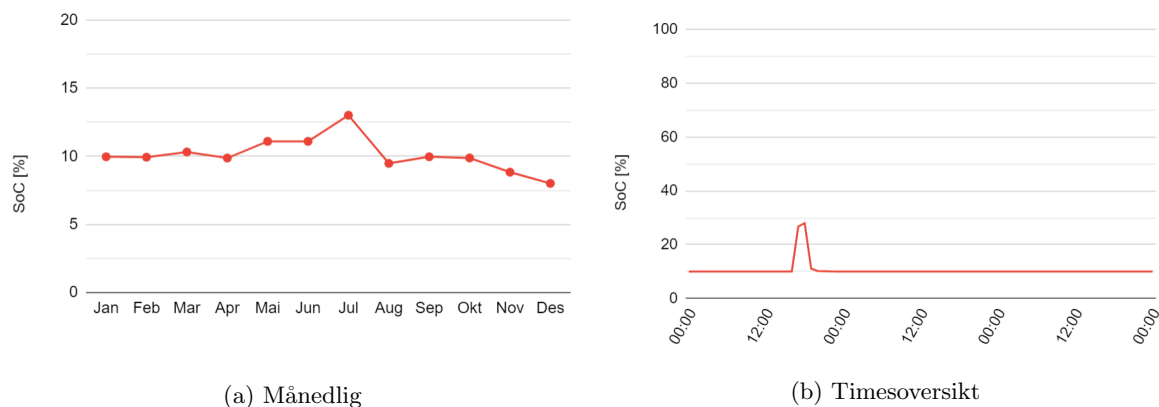
Figur 5.2: Simulert og reell energiproduksjon sammenlignet med byggets forbruk — Scenario 1

Figur 5.3 viser hvor den produserte solenergien benyttes, henholdsvis månedlig og på årsbasis. Tar en utgangspunkt i figur 5.3b ser en at solenergien benyttes til direkte forbruk i bygg og ladestasjon, med henholdsvis 63.8 og 35.1%. Resterende energi fra solcelleanlegget går til batteri, samt energitap med 0.9 og 0.3 prosent. Månedlig oversikt viser at energitap kun forekommer i mai, juni og juli.



Figur 5.3: Fordeling av solenergi — Scenario 1

State of Charge for batteripakken på 9.6 kWh er presentert i figur 5.4. Analyse av månedlig *SoC* viser at batteripakken aldri overstiger gjennomsnittlig 15% av sin kapasitet for en vilkårlig måned. I figur 5.4b fremstilles *SoC* fra 13. til 15. juli, der en oppnår maksimal kapasitet på 28% over en kort tidsperiode.



Figur 5.4: *State of Charge* for batteripakken på 9.6 kWh

5.2 Scenario 2 — Utvidelse av solcelleanlegget og med én batteripakke

I det andre scenarioet er det prosjektert en utvidelse med 115 nye solcellemoduler. Utvidelsen omfatter sør- og østfasaden, samt det øverste taket, og er vist i figur 5.5. Totalt produksjonspotensial er 63.05 kWp, hvor det i tillegg er installert en batteripakke. En fullstendig komponentliste med priser er presentert i vedlegg C.

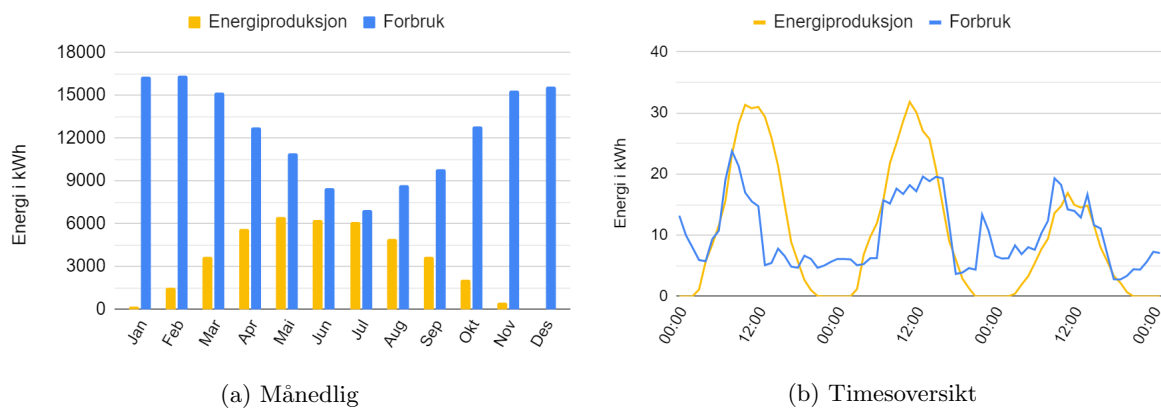


(a) Sør- og østfasade

(b) Tak

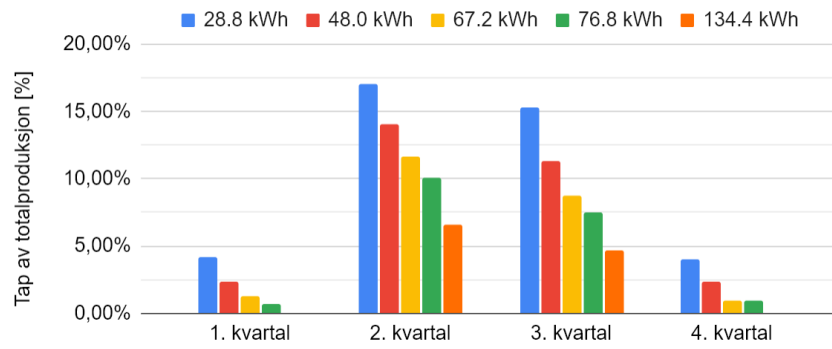
Figur 5.5: Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 2

Figur 5.6a viser det simulerte forbruket og energiproduksjonen. Total produksjon gjennom ett år er 41 025 kWh, mens forbruket er 149 162 kWh. Timesoversikt er presentert i figur 5.6b og viser energiproduksjon mot forbruk tre dager i juli (13.07 – 15.07). En ser tydelig overproduksjon av energi frem til klokken 12/13.00, og tilsvarer nesten det dobbelte av forbruket i denne tidsperioden.



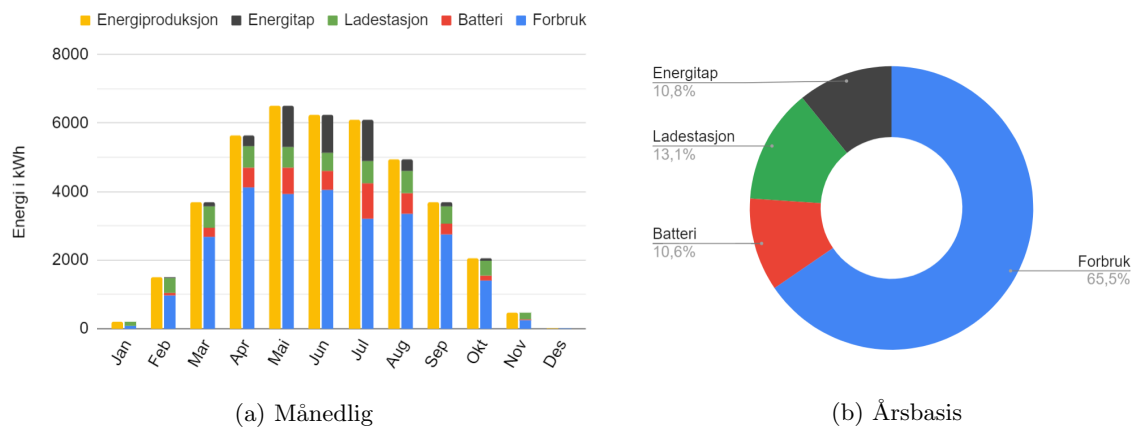
Figur 5.6: Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon — Scenario 2

Grunnet overproduksjon på enkelte dager er det valgt å se videre på tap av totalproduksjon med bruk av forskjellige batteripakker. Figur 5.7 viser hvor stor prosentandel av den totale energiproduksjonen som går tapt. For den største batteripakken på 134.4 kWh er det tilnærmet null tap i 1. og 4. kvartal, og gjennom et helt år er det 4.6% energitap. Ser en derimot på det minste batteriet på 28.8 kWh er det 13.9% tap. Videre simuleringer ble utført med en batteripakke på 48 kWh på grunnlag av størrelsen på anlegget og høye kostnader knyttet til batteri. Energitapet med batteripakken tilsvarte 10.8%



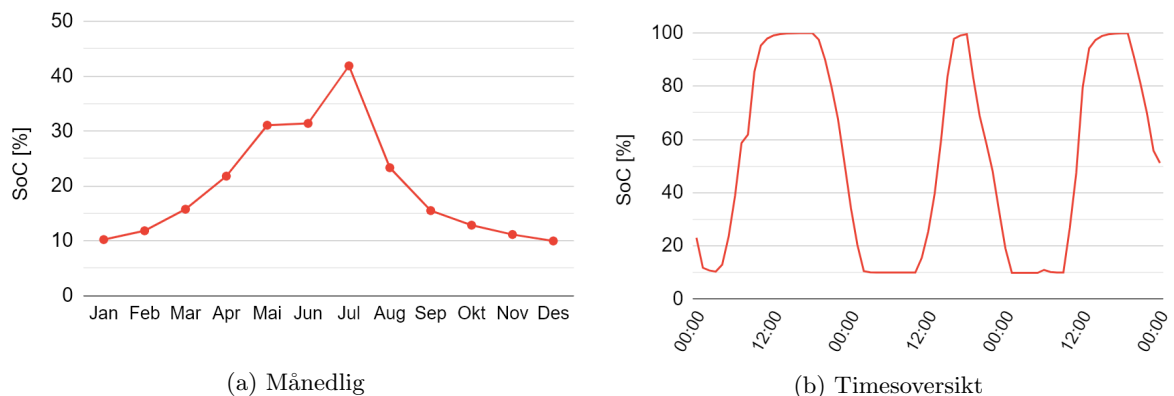
Figur 5.7: Prosentvis energitap ved forskjellige batteristørrelser

Figur 5.8 presenterer total produksjon og hvor energien blir benyttet og kakeediagrammet i figur 5.8b viser data for årsbasis. Årlig brukes 65.5% (26 845 kWh) av energien direkte i bygget, 10.6% (4 355 kWh) i batteriet og 13.1% (5 367 kWh) i ladestasjonene. Resterende 10.8% (4 448 kWh) er energitap i form av overproduksjon, uten mulighet for lagring. Månedlig oversikt viser at størsteparten av energitapet oppstår i mai, juni og juli.



Figur 5.8: Fordeling av solenergi — Scenario 2

Grafen i figur 5.9a viser gjennomsnittlig *State of Charge* gjennom ett år. En ser tydelig at maksimal kapasitet oppnås i juli, med en maksverdi på 40.3%. For å illustrere overproduksjon er det vist tre dager i juli, 13.07 – 15.07, der batteripakken er 100% oppladet på dagtid, og utlades utover kvelden. Se graf i figur 5.9b.

Figur 5.9: *State of Charge* for batteripakken på 48.0 kWh

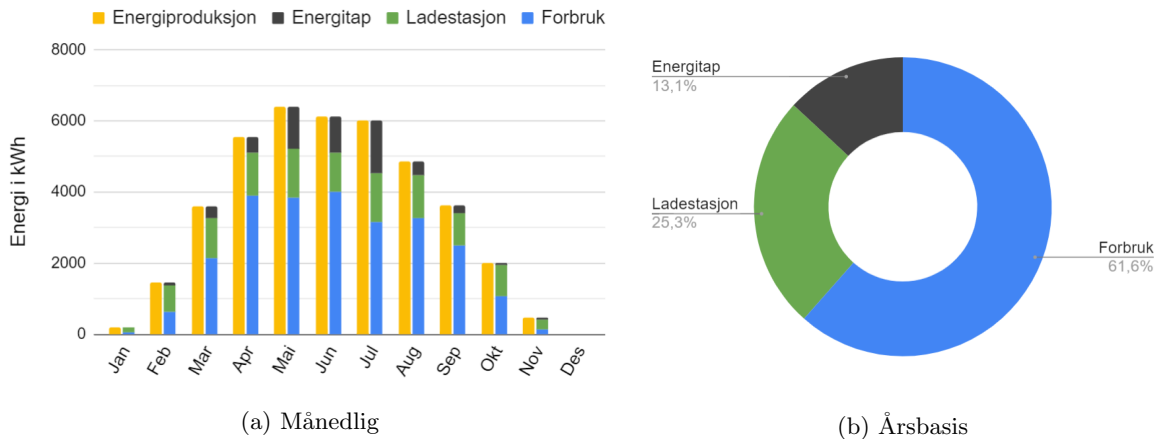
5.3 Scenario 3 — Utvidelse av solcelleanlegget og med tre ladestasjoner

I scenario 3 er det valgt å benytte identisk utvidelse av solcelleanlegget presentert i scenario 2. Forskjellen er at batteripakken fjernes og det installeres tre nye ladestasjoner, totalt er det dermed seks ladestasjoner. Tabell 5.2 er en antagelse for nye biler. Ettersom utvidelsene av de to nevnte scenarioene er lik vil energiproduksjonen være jamstilt. Derimot er simulert forbruk høyere grunnet tre nye ladestasjoner.

Tabell 5.2: Antagelse av elektriske kjøretøy for de nye ladestasjonene

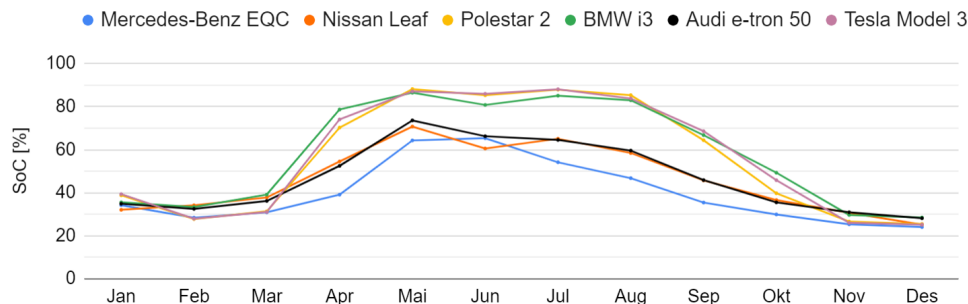
Merke	Modell	Batteristørrelse [kWh]	Ladetype
Audi	e-tron 50	71.0	AC-lading 11 kW
BMW	i3	42.2	AC-lading 11 kW
Tesla	Model 3	75.0	AC-lading 11 kW

Energitalp i form av overproduksjon er vist i figur 5.10a og er høyest i mai, juni og juli. Fra diagrammet i figur 5.10b ser en at 61.6% (24 794 kWh) blir benyttet til å dekke byggets forbruk, 25.3% (10 204 kWh) til lading av de seks tilkoblede elbilene, mens resterende 13.1% (5 282 kWh) er energitalp.



Figur 5.10: Fordeling av solenergi — Scenario 3

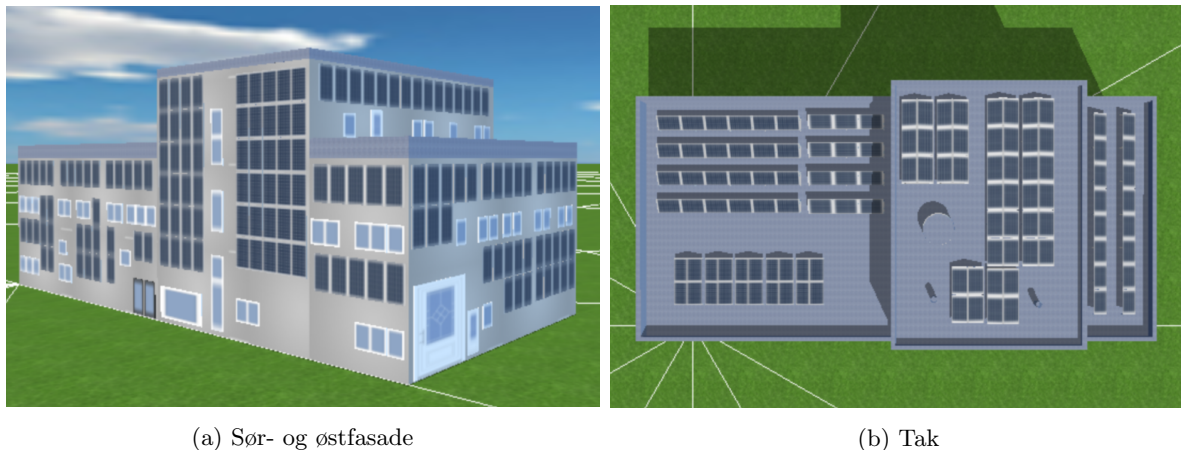
State of Charge er analysert for de seks tilkoblede elbilene. Dette er på grunnlag av at bilene vil fungere som et batteri for overproduksjon fra anlegget. Plottet i figur 5.11 viser hvordan *SoC* endrer seg gjennom året. I sommerhalvåret fra mars/april til august/september økes *SoC* betraktelig i forhold til resten av året grunnet overproduksjon fra anlegget.



Figur 5.11: *State of Charge* for elektriske kjøretøy

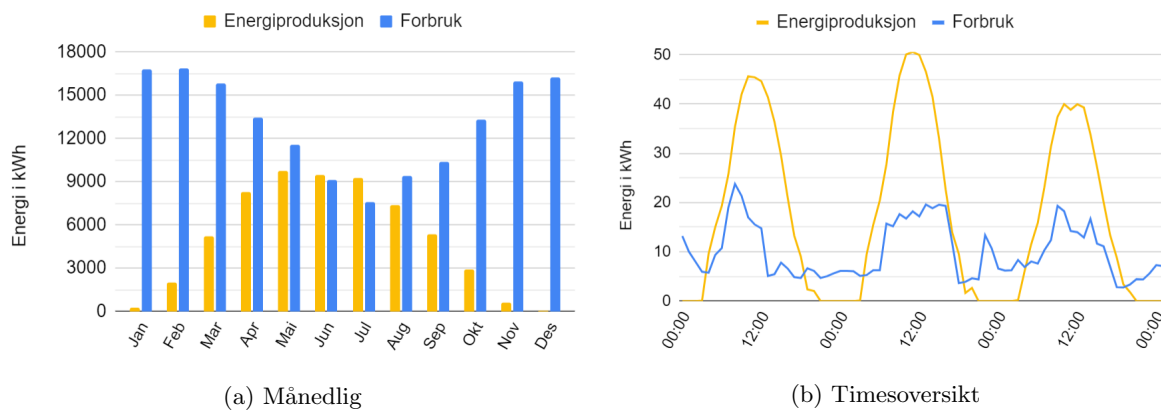
5.4 Scenario 4 — En større utvidelse av solcelleanlegg, med batteripakke og tre ladestasjoner

I scenario 4 er det utført en tilnærmet maksimal utvidelse av anlegget og sluttresultatet er presentert i figur 5.12. Totalt er det installert 209 nye solcellemoduler, som gir et produksjonspotensial på 97.59 kWp. I tillegg er det installert en batteripakke og videreført de tre ladestasjonene fra scenario 3. En fullstendig komponentliste med pris for utvidelsen er presentert i vedlegg D.



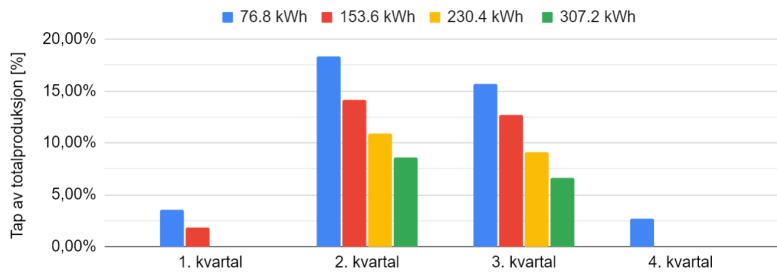
Figur 5.12: Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 4

Formålet med scenario 4 var å teste ut hvor mye energiproduksjon en kunne oppnå med en større utvidelse av anlegget. Figur 5.13a viser simulert månedlig forbruk og energiproduksjon, der en kan se overproduksjon i juni og juli. Totalproduksjonen til anlegget er 60 629 kWh, mens simulert forbruk er 156 026 kWh. Timesdata er vist i figur 5.13b og gjelder for dato 13.07–15.07. Tar en utgangspunkt i 15.07 er det vesentlig høyere produksjon enn forbruk gjennom døgnet.



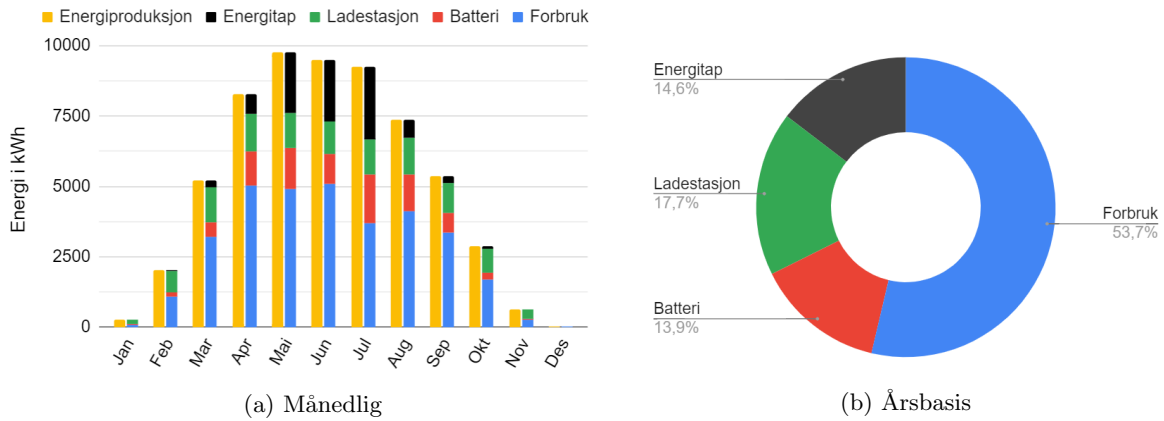
Figur 5.13: Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon — Scenario 4

Grunnet overproduksjon fra solcelleanlegget er det valgt å se videre på tap av totalproduksjon med bruk av forskjellige batteripakker. Figur 5.14 viser energitap fra de fire potensielle batteripakkene. For den største batteripakken på 307.2 kWh er det tilnærmet ingen tap i 1. og 4. kvartal. Gjennom et helt år er det 6.3% energitap. For videre simuleringer ble det utført med en batteripakke på 76.8 kWh på grunnlag av størrelsen på anlegget og høye kostnader knyttet til batteri. Energitapet med batteripakken er 14.6%



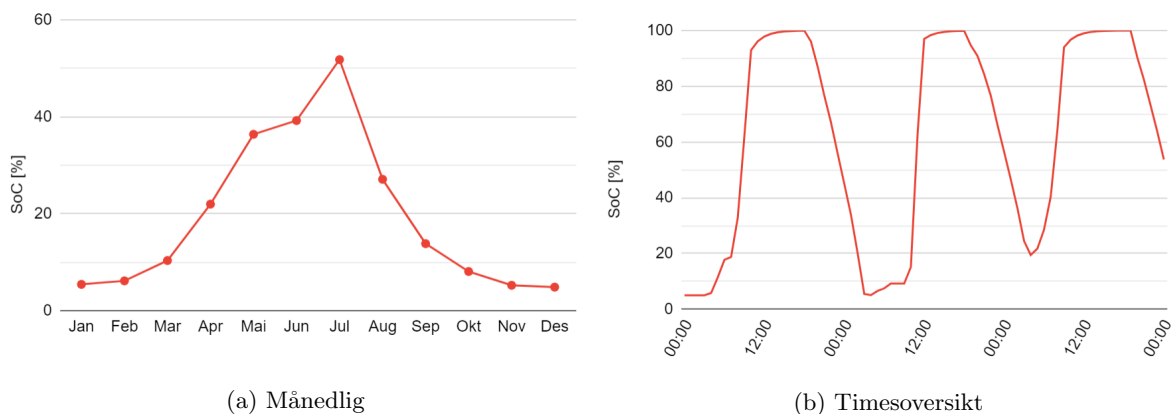
Figur 5.14: Prosentvis energitap ved forskjellige batteristørrelser

Månedlig oversikt for energifordelingen fra solcelleproduksjonen er presentert i søylediagrammet (5.15a). For mai, juni og juli er det større mengde energi som går tapt enn det som blir lagret i batteripakken. Den prosentvis årlige fordelingen er fremvist i diagrammet i figur 5.15b. Analyserer en årsbasis, går 53.7% (32 554 kWh) av egenprodusert energi direkte til byggets forbruk, 13.9% (8 454 kWh) til opplading av batteripakken og 17.7% (10 745 kWh) til ladestasjon. Den resterende energien på 14.6% (8 862 kWh) er tap.

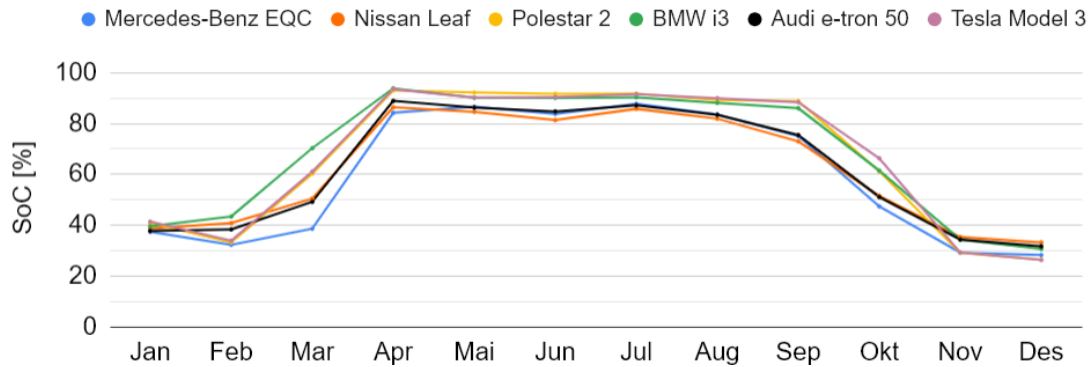


Figur 5.15: Fordeling av solenergi — Scenario 4

State of Charge for den tilkoblede batteripakken på 76.8 kWh er presentert i figur 5.16. Gjennomsnittlig *SoC* for hver måned er vist i figur 5.16a og maksimal verdi batteriet oppnår er 51.8%. Daglig ladesyklus for batteriet over et tidsintervall på tre dager, 13.07 – 15.07, er vist i figur 5.16b. Fra grafen er det tydelig at batteriet lades på formiddagen og utlades i løpet av natten.

Figur 5.16: *State of Charge* for batteripakken på 76.8 kWh

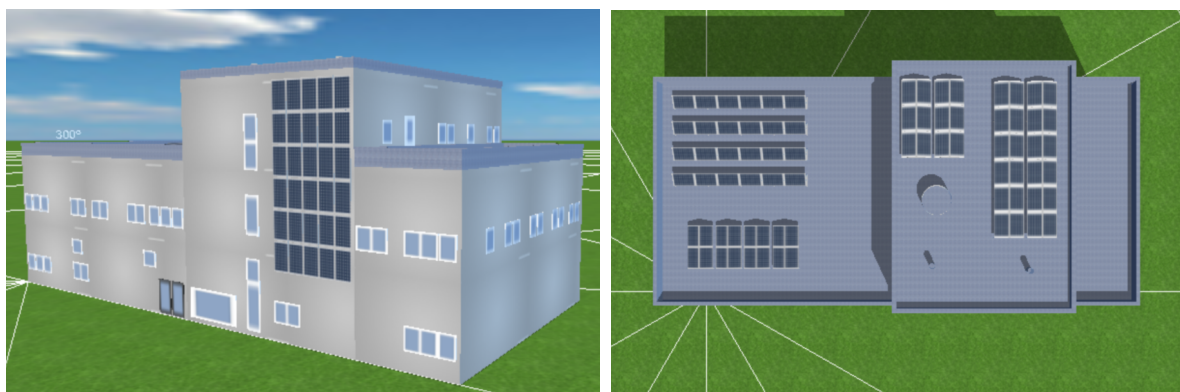
State of Charge for de seks tilkoblede elbilene er presentert i figur 5.17. Fra plottet ser en at bilene oppnår høyest *SoC* i sommerhalvåret fra april til september. Alle bilene ligger innenfor en *SoC* på 80 og 90% gjennom 2. og 3. kvartal. Den totale energimengden som benyttes til opplading av elbilene tilsvarer 10 745 kWh per år. En utvidelse med tre nye ladestasjoner fører til et økt forbruk på 3.75%.



Figur 5.17: *State of Charge* for elektriske kjøretøy

5.5 Scenario 5 — Liten utvidelse av solcelleanlegg

På bakgrunn av scenario 2, 3 og 4 ble det valgt å utføre en mindre utvidelse av anlegget. Det er installert 44 nye solcellemoduler med øst/vest vinkling. Dette gir et totalt produksjonspotensial på 33.78 kWp. Figur 5.18 viser anleggets utvidelse med øst/vest anlegg på det øverste taket. En fullstendig komponentliste med pris for utvidelsen er presentert i tabell E.1.

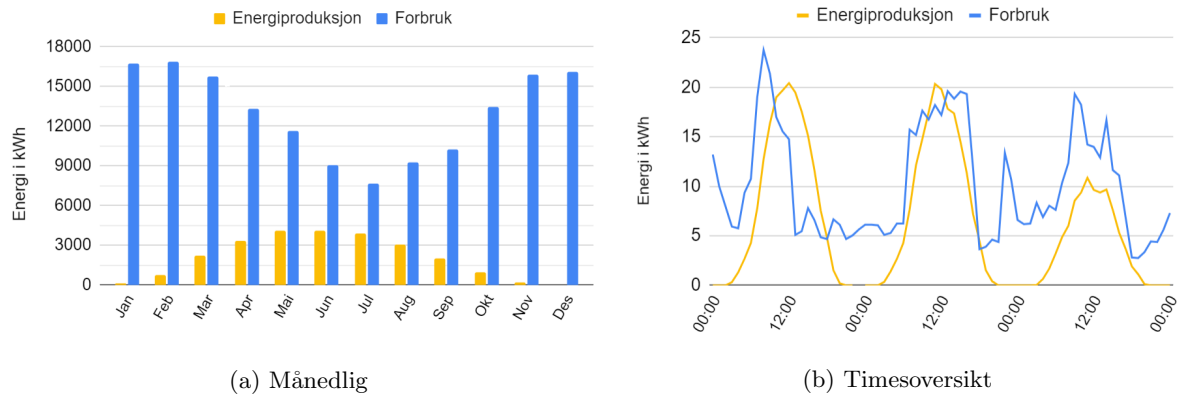


(a) Sør- og østfasade

(b) Tak

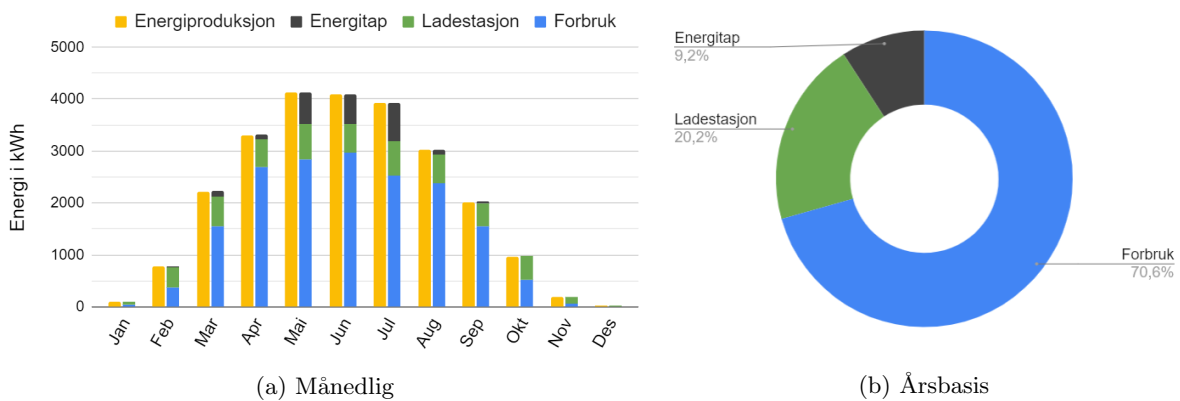
Figur 5.18: Utvidelse av solcelleanlegget tilhørende scenario 5

Den produserte energien og forbruket for Sveberg Teknosenter er presentert i figur 5.19. Fra den årlige oversikten blir det synlig at produksjonen aldri overgår byggets energibehov. For juli dekker solenergien 48.9 % av byggets forbruk. For å vise hvorfor det oppstår overproduksjon er det tatt utgangspunkt i timesoversikter fra 13.07 – 15.07. I denne perioden kommer det frem at energiproduksjonen følger forbruket relativt godt. Timesvariasjonene viser tidspunkter med overproduksjon, men tilnærmet all energiproduksjonen går til byggets forbruk.



Figur 5.19: Simulert forbruk sammenlignet med byggets energiproduksjon

Fordeling av solenergi er presentert i figur 5.20, henholdsvis månedlig og på årsbasis. For den månedlig oversikten er energitapet høyest i mai, juni og juli. Gjennom et helt år tilsvarer energitapet grunnet overproduksjon 9.2% av all energi produsert. Ladestasjonene blir benyttet som en batteripakke da bygget har overproduksjon. Energien tilsvarer 20.2% av all produksjon, og resterende 70.6% blir benyttet direkte i bygget.



Figur 5.20: Fordeling av solenergi — Scenario 5

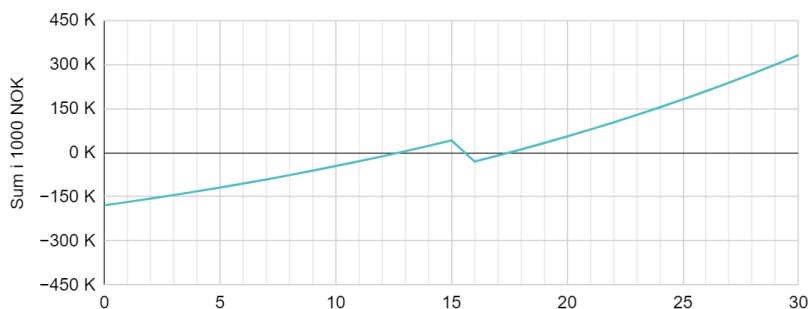
5.6 Kontantstrømanalyse

En kontantstrømanalyse er utført i PV*SOL for å beregne lønnsomheten til prosjektet, med henhold til nedbetalingstid og utbytte etter endt levetid. Det er antatt 15 års levetid på ladestasjoner og vekselrettere, og forventes dermed å byttes ut minst én gang i løpet av den totale levetiden på 30 år. I tillegg er det benyttet en inflasjonsrate på 2.5% for komponenter, samt en strømpris på 0.895 kr/kWh med årlig prisstigning lik 4.4%. Det er ikke tatt hensyn til monteringskostnader og kostnader knyttet til vedlikehold av anlegg og batteri.

Investeringskostnad tilhørende kontantstrømanalysen er beregnet ut ifra komponentpriser i vedlegg B. Priser for vekselrettere er hentet fra Solcellespesialisten og ladestasjon er fra et lokalt elektrikerselskap (SAS Elektroservice) og tilsvarer en ferdig montert ladestasjon, alt inkludert. Resterende komponenter er et prisoverslag levert av GETEK. Merk at det kun er benyttet én type solcellemodul og ladestasjon for utvidelse. I motsetning er det for vekselrettere, batteripakke og festebraketter benyttet forskjellige modeller. Alle komponenter er simulert for 30 års driftsperiode.

5.6.1 Scenario 1

I scenario 1 er det ingen utvidelse med solcellemoduler, men det er implementert en batteripakke på 9.6 kWh til 116 071 kroner. Figur 5.21 viser kontantstrømmen for Sveberg Teknosenter over en tidsperiode på 30 år. Selv om anleggene ble installert i 2015, 2018 og 2020, antas det likevel at dagens vekselrettere byttes ut ved utvidelse med batteripakke. Investeringskostnaden tilsvarer 179 185 kroner. Grunnet en utskifting av komponenter i år 15, som fører til en ny utgift, vil investeringskostnaden være nedbetalt i løpet av det 17 bruksåret. Etter endt levetid er prosjektets utbytte 331 480 kroner.



Figur 5.21: Kontantstrøm for scenario 1

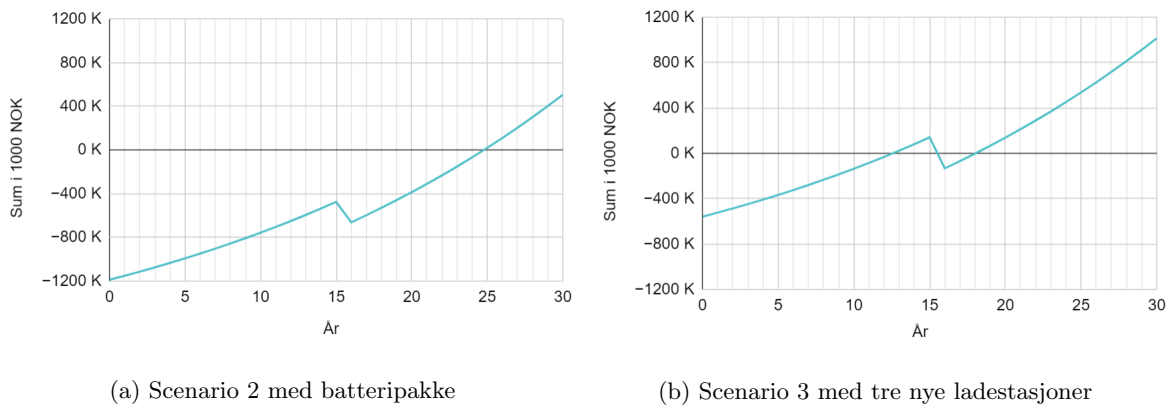
I ligning 5.1 er det presentert en utregning for pris per lagret kilowatttime, basert på batteripris og mengde energi som lagres. Batteripakken på 9.6 kWh har en pris på 116 071 kroner. Dette resulterer i en kostnad per lagret kilowatttime lik 35.3 kroner.

$$\frac{\text{Investeringskostnad}}{\text{Levetid} \cdot \text{Årlig lagret energi}} = \frac{116\,071 \text{ kr}}{30 \text{ år} \cdot 109.4 \text{ kWh/år}} = 35.3 \text{ kr/kWh} \quad (5.1)$$

5.6.2 Scenario 2 og 3

I andre og tredje scenario er anlegget utvidet med 42.55 kWp. Tabell C.1 viser en liste av komponenter benyttet i utvidelsen hvor priser er hentet fra vedlegg B. Investeringskostnaden for de to scenarioene, basert på komponentpriser, ble utregnet til 1 187 898 og 559 098 kroner.

Det er utført en kontantstrømanalyse der en sammenligner scenario 2 og 3, da utvidelsen av solcelleanlegget er lik. Figur 5.22 viser kontantstrømmen for scenario 2 og 3. For scenario 2 oppnås det et positivt utbytte i det 25. bruksåret. Grunnet en utskifting av komponenter i år 15, som fører til en ny utgift, vil investeringskostnaden tilhørende scenario 3 være nedbetalt i løpet av det 19 bruksåret. Etter den totale bruksperioden på 30 år har en et utbytte på henholdsvis 505 608 og 1 014 301 kroner for de to scenarioene.



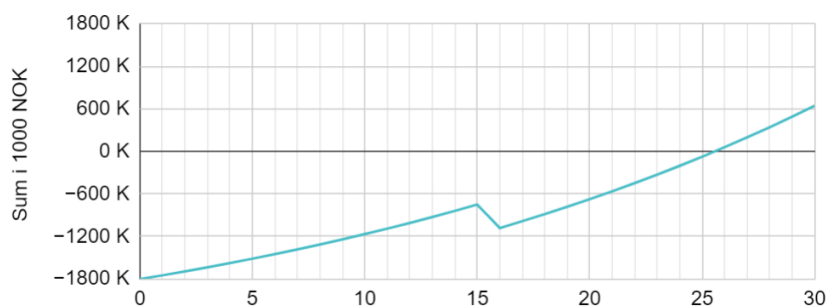
Figur 5.22: Kontantstrømanalyse

Lønnsomheten til batteripakken i scenario 2 er utregnet i ligning 5.2. Batteripakken har en kostnad på 637 500 kroner og lagrer 4 355 kWh/år. Dette resulterer i en pris på 5.26 kr/kWh over en 30 års driftsperiode.

$$\frac{\text{Investeringskostnad}}{\text{Levetid} \cdot \text{Årlig lagret energi}} = \frac{637\,500 \text{ kr}}{30 \text{ år} \cdot 4\,355 \text{ kWh/år}} = 5.26 \text{ kr/kWh} \quad (5.2)$$

5.6.3 Scenario 4

I det fjerde scenarioet er eksisterende anlegg utvidet med 209 solcellemoduler og tilsvarer en økt energikapasitet på 77.09 kWp, samt tre ladestasjoner og en batteripakke på 76.8 kWh. Tabell D.1 viser alle komponenter benyttet i utvidelsen. Den totale kostnaden ble beregnet til 1 804 172 kroner. Kontantstrømanalyse basert på komponentpriser er vist i figur 5.23. I det 26. året med produksjon vil investeringskostnadene være dekket. Etter endt levetid er prosjektets utbytte 642 269 kroner.



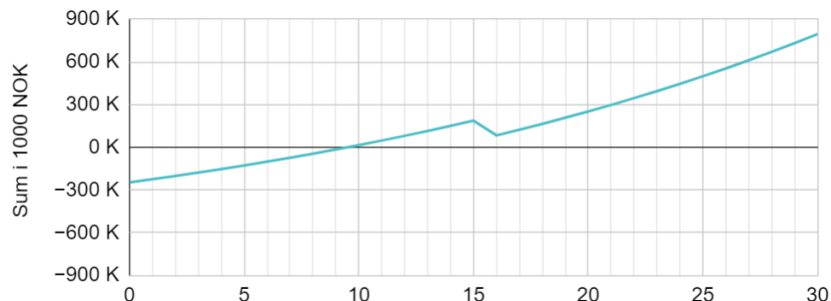
Figur 5.23: Kontantstrøm for scenario 4

Kostnaden per lagret kilowatttime ble kalkulert til 3.69 kr/kWh og er vist i ligning 5.3. I utregningen er det benyttet en batteripris på 937 500 kr og en gjennomsnittlig årlig lagret energimengde på 8 455 kWh.

$$\frac{\text{Investeringskostnad}}{\text{Levetid} \cdot \text{Årlig lagret energi}} = \frac{937\,500 \text{ kr}}{30 \text{ år} \cdot 8\,455 \text{ kWh/år}} = 3.69 \text{ kr/kWh} \quad (5.3)$$

5.6.4 Scenario 5

I det femte scenarioet er eksisterende anlegg utvidet med 44 nye solcellemoduler. Total kostnad for utvidelse er beregnet til 246 726 kroner. Kontantstrømanalysen for scenarioet er vist i figur 5.24. Denne kostanden blir nedbetalt i løpet av det niende bruksåret og oppnår et utbytte på 795 025 etter endt levetid.



Figur 5.24: Kontantstrøm for scenario 5

5.7 Levelized Cost of Energy-analyse

For å få et perspektiv på lønnsomheten til solcelleanleggene tilhørende scenario 2 til 5 er det utført en *LCoE*-analyse. Utgangspunktet for totalkostnaden benyttet i analysen er et overslag fra veileder i GETEK. Estimert varierer i henhold til størrelsen på solcelleanlegget. Kostnadene benyttet per kilowattpeak er 9 375 og 10 000 kroner, samt 85 000 og 110 000 kroner for elektrikerarbeid, inkludert mva. Kostnader for batteripakke og ladestasjoner vil komme i tillegg til prisanslaget. Investeringskostnader for scenario 2 – 5 er presentert i tabell 5.3.

Tabell 5.3: Investeringskostnad basert på prisestimer fra GETEK

Scenario	Installert effekt [kWp]	Solcelle-kostnad [kr/kWp]	Elektriker-kostnad [kr]	Ladestasjon [kr]	Batteri-pakke [kr]	Investeringskostnad [kr]
2	42.55	10 000	85 000	—	687 500	1 198 000
3	42.55	10 000	85 000	58 800	—	569 300
4	77.09	9 375	110 000	58 800	937 500	1 829 018
5	16.28	10 000	85 000	—	—	247 800

Tabell 5.4 viser resultatene av *LCoE*-analysen. Verdiene er beregnet ved bruk av ligning 2.9 og utregning utført i Excel er lagt i vedlegg G. For analysen er det benyttet en diskonteringsrente på 6%, drifts- og vedlikeholdskostnader er 70 kr/kWp og levetid på anlegget er 30 år.

Tabell 5.4: *Levelized Cost of Energy* for scenario 2 til 5

Scenario	Nåverdi av utgifter [kr]	Nåverdi av produksjon [kWh]	LCoE [kr/kWh]
2	1 328 827	349 839	3.798
3	718 955	349 839	2.055
4	2 266 215	596 533	3.799
5	313 553	177 114	1.770

På bakgrunn av resultater i tabell 5.4, er det videre utført en sensitivitetsanalyse med utgangspunkt i scenario 3. Dette er med grunnlag i utvidelse er mer betydelig enn scenario

5, men viser en lavere $LCoE$ -verdi enn scenario 2 og 4. Parameterene som er justert er ± 5 år levetid på komponenter, diskonteringsrente på 4 og 8%, samt drifts- og vedlikeholdskostnader på $\pm 0.5\%$. Resultatene av analysen er vist i tabell 5.5.

Tabell 5.5: Sensitivitetsanalyse for scenario 3

Parameter	Endring	$\Delta LCoE$ [kr/kWh]	$LCoE$ [kr/kWh]
Levetid	+ 5 år	- 0.080	1.975
Levetid	- 5 år	+ 0.125	2.180
Diskonteringsrente	+ 2 %	+ 0.470	2.525
Diskonteringsrente	- 2 %	- 0.414	1.641
Vedlikeholdskostnader	+ 0.5 %	+ 0.108	2.163
Vedlikeholdskostnader	- 0.5 %	- 0.107	1.948

Tabell 5.6 viser minimum- og maksimumsverdien for scenario 3, basert på sensitivitetsanalysen. Den maksimale gjennomsnittlige kostnaden for hver kilowatttime energi produsert i prosjektets levetid er 2.735 kroner. Derimot vil den mest kostnadseffektive verdien være 1.436 kr/kWh. Det blir synlig fra analysen at diskonteringsrenten påvirket resultatet i høyest grad.

Tabell 5.6: Sluttresultat av sensitivitetsanalyse for scenario 3

Kontantstrøm [kr]	Produksjon [kWh]	$LCoE$ [kr/kWh]
681 973	474 985	1.436
Kontantstrøm [kr]	Produksjon [kWh]	$LCoE$ [kr/kWh]
738 229	269 890	2.735

Til slutt er det kalkulert frem til hvor mye investeringskostnaden for scenario 3 og 5 må reduseres for å oppnå en kostnad under 1.16 kr/kWh som var den gjennomsnittlige strømprisen i 2019. Det er tatt grunnlag i 6% diskonteringsrente, 70 kr/kWp i drifts- og vedlikeholdskostnader og 30 års levetid. Sluttresultatet endte på en reduksjon av investeringskostnaden på 51.42% tilsvarende 292 744 kroner for det tredje scenarioet, og 44% til 139 634 for scenario 5, se ligning G.1 og G.2.

6 Diskusjon

I dette kapitlet er resultatene fra simuleringer diskutert. Først er det tatt høyde for felles parametere som omhandler alle utvidelsene. Deretter er hvert enkelt scenario diskutert, før aktuelle data blir sammenlignet. Videre følger en økonomisk analyse som omhandler kontantstrøm og *Levelized Cost of Energy*. Til slutt er det drøftet feilkilder knyttet til utførelsen. Bakgrunnen for diskusjonen er å konkludere med et endelig tilbud for byggeier.

6.1 Solinnstråling

Solinnstråling i Norge er varierende ut ifra hvor i landet en befinner seg. Lenger sør en finner seg i Norge, er det generelt høyere solinnstråling. Sammenligner en Trondheim og Kristiansand er solinnstråling for førstnevnte lik 887 kWh/m^2 , mens i Kristiansand er den 995 kWh/m^2 . Forskjellen i solinnstrålingen kan føre til en 11% differanse i produksjonspotensial. Dersom to identiske solcelleanlegg plassert i Kristiansand og Trondheim vil det sørligste anlegget oppnå bedre ytelse.

6.2 Vinkling av solcellen

En vinkel som er justert feil i forhold til solens posisjon kan resultere i redusert produksjon. Det er dermed viktig å vurdere når på året en ønsker å optimalisere energiproduksjonen for solcelleanlegget. I vinterhalvåret er en høyere vinkel bedre ettersom solen generelt står lavere i Norge. En får dermed mindre innfallsvinkel fra sollyset som fører til økt produksjon. Ettersom energiforbruket generelt er høyere i vinterhalvåret, kan dermed en justering av vinklingen være økonomisk gunstig for byggeier. For sommerhalvåret vil en mindre vinkling av panelene føre til økt energiproduksjon da solen står høyere. For det eksisterende sørvendte anlegget er vinkelen satt til 20 grader, og dette ble dermed videreført for de tilsvarende utvidelsene.

6.3 Soiling

Tap grunnet snøfall kan redusere energiproduksjonen opptil 100%. I Norge gjelder dette perioden fra desember til mars. Simuleringer utført i PV*SOL tar ikke høyde for snøfall, men det er derimot mulig å simulere for soiling. Her er det mulig å skille mellom seksjoner på anlegget som tak og fasade og velge prosentandel reduksjon en vil oppnå. For takanlegg ble det valgt 80% i januar og februar, og 50% i desember og mars. Dette er basert på tall hentet fra Multiconsult, og i realiteten kan det være høyere eller lavere. Tallene er basert på en solcellepark i Sverige, og kan dermed gi feil verdier for Sveberg. Når det gjelder fasadeinstallasjonen er ikke snø et problem, og det ble valgt 2% reduksjon av produksjonspotensialet i forbindelse med soiling (pollen og støv) gjennom hele året. Dette gjelder også på installert anlegg på tak fra april til november.

6.4 Solceller

Levetiden på solceller er varierende og for valgt modell er det 15 år garantitid og 25 års lineær ytelsegaranti. Etter 25 år med produksjon har solcellepanelet en ytelse på 85% av original kapasitet. Dette tilsvarer en årlig degraderingsrate på 0.6%. Antagelsen for den lineære effektnedgangen kan i realiteten være lavere eller høyere. Ytelsesnedgangen er gjennomsnittlige verdier fra produsent. I realiteten vil solcellemoduler i nordlige land oppnå høyere virkningsgrad grunnet lavere temperaturer. Trolig vil levetiden for solcellepanelet overgå ytelsegarantien, og en kan derfor anta en reell levetid på 30 år. Til gjengjeld kan det tenkes at total levetid kan

reduseres på grunnlag av klimatiske forhold i Norge. Dette kan eksempelvis være ising og røft vær om vintrene, samt temperaturvariasjoner mellom dag og natt.

6.5 Vekselrettere

Vekselrettere fra Fronius har en levetid på 20 år, men det er likevel prosjektert med utskiftning etter 15. Dette er en antagelse som ble gjort på et tidlig stadie. Tar en utgangspunkt i 30 års levetid, må vekselrettere byttes minst én gang. Det kan likevel tenkes at en ser produksjon etter 35–40 år, og dermed kunne en bytte vekselrettere etter 20 år i forhåpning at anlegget oppnår lengre levetid. For å sammenligne alle scenarioene ble det valgt å bytte eksisterende vekselrettere ved en ny utvidelse. Dette vil i realiteten ikke være nødvendig da anleggene er fra 2015, 2018 og 2020.

6.6 Batteripakker

Batteripakken har en garantitid på 8 000 ladesykluser, eller 30 års drift fra leverandør. Her kan levetiden være varierende grunnet bruksområde. Ser en på batteri i næringsbygg som kun tar høyde for lagring av overskuddsenergi, kan en se mindre inn- og utladinger enn eksempelvis om batteriet skulle vært tilkoblet både solcelleanlegg og elnettet. For sistnevnte vil batteriet være i konstant bruk gjennom dagen, der en kan utnytte fluktuasjoner i strømpriser gjennom dagen. Opplading av batteriet når strømprisen er på sitt laveste kan føre til redusert nedbetalingstid. Til gjengjeld kan levetiden påvirkes da det forekommer hyppige inn- og utladinger.

For det endelige tilbudet benyttes batteriet for lagring av overskuddsenergi og det hentes ikke energi fra elnettet. Dette vil i grunn bety at batteripakken stort sett vil ha brukstid fra mars til september og mindre aktivitet gjennom vintermånedene. Derfor kan en anta at batteriet har lengre levetid, men igjen så er dette avhengig av utvidelsen på anlegget. I lønnsomhetsanalysen av batteripakken er vedlikeholdkostnadene neglisjert. Dersom potensielle skader eller feil skulle oppstå på batteripakken utenfor garantitiden vil dette føre til en merkostnad som det ikke er tatt hensyn til.

6.7 Ladestasjoner

Per dags dato er det installert tre ladestasjoner på Sveberg Teknosenter og disse er implementert i PV*SOL som et grunnlag for alle scenarioene. Dette er gjort for å danne en simuleringsmodell så nært virkeligheten som mulig. Det var ikke mulig å hente ut data for eksisterende ladestasjoner. Derfor ble det gjort en beslutning på at forbruket hentet fra Elhub, ble definert som et rent forbruk i bygget uten ladestasjoner. Det er gjort en antagelse for typiske elektriske kjøretøy i Norge for å skape variasjon. Felles for alle bilene er en antatt kjørelengde lik 200 km per uke. Valgt kjørelengde og type bil kan være valgt på feil grunnlag. Det kan tenkes at de ansatte i GETEK jobber som konsulenter og bruker bilen hyppigere i hverdagen. Dette er en faktor som kan være varierende fra dag til dag, men kjørelengden er likevel en god antagelse da Sveberg er lokalisert mellom Trondheim og Trondheim lufthavn. Når det gjelder ladetid på døgnet er det valgt ordinære arbeidstider fra kl. 08.00–16.00. Det kan likevel tenkes at arbeidsdagen starter 07.00 og avsluttes 15.00, men det er likevel valgt førstnevnte.

For brukeren av ladestasjonene faktureres det 2 kr/kWh. Prisen tilsvarer over det dobbelte av ladeprisen hjemme. Det er likevel viktig å presisere at ladestasjoner er en investering. Tar en utgangspunkt i en Zaptec Pro 4G, er total kostnad for ferdig installert ladestasjon lik 19 800

kroner, inkludert mva. Bakgrunnen for den høye kostnaden per kilowatttime kan være at byggeier ønsker å få investeringen dekket innen rimelig tid. Fortjenesten til byggeier er varierende med de ulike presenterte scenarioene. Dette er på grunnlag av at overskuddsenergi blir lagret i elektriske kjøretøy i varierende grad. Fortjeneste og kostnad for lading av kjøretøy er diskutert for hvert enkelt scenario.

6.8 Tapsfaktorer i komponenter

I tillegg til tap grunnet manglede lagringsmuligheter vil det alltid oppstå tap i elektriske komponentene. Hvor store disse tapene er varierer i stor grad og er dermed vanskelig å implementere i simuleringer. PV*SOL korrigerer selv for energitap i batteri, vekselrettere og ladestasjoner. For utførte simuleringer er det valgt å ta høyde for at korrigeringsene er tilnærmet korrekte og gir et realistisk bilde av produksjonen. Kabeltap er en faktor som manuelt må legges inn, og tapsfaktor ble valgt til 1.50%. Kabeltap er direkte proporsjonalt med lengde kabel, som igjen avhenger av størrelsen på anlegget. Dette skaper en utfordring grunnet forskjellig størrelse på solcelleinstallasjonen for scenarioene.

6.9 Overproduksjon

Energitap i resultatene er definert som overproduksjon en ikke kan lagre eller bruke direkte. I realiteten må deler av anlegget strupes dersom dette forekommer. For Fronius vekselrettere er det mulighet for å implementere *feed-in limits* med bakgrunn i eget sanntidsforbruk i bygget. Dette gjøres for å unngå skade på elektriske komponenter grunnet oppvarming. Hvorvidt dette er gjennomførbart med flere vekselrettere er usikkert og ble ikke undersøkt.

6.10 Dagens anlegg sammenlignet med simuleringer

Det vil i alle tilfeller vedkomme forskjeller mellom simuleringer og virkeligheten. For dagens anlegg simulert i PV*SOL ble det oppnådd 26.3% høyere produksjon enn reell verdi. En av grunnene til differansen kan være at soldata benyttet for simuleringer i PV*SOL er fra perioden 1999 til 2014. Dersom mengden solinnstråling på Trondheim lufthavn var lavere i 2020 enn gjennomsnittet fra 1999–2014, vil simulerte verdier være høyere.

For den øst/vestvendte installasjonen er det simulert med solcellemoduler som oppnådde samme effekt som vist fra Solarweb. I realiteten består anlegget av forskjellige moduler. Det vil dermed alltid være en differanse mellom den simulerte og reelle energiproduksjonen fra denne installasjonen. Det er ikke tatt høyde for effektnedgangen på det eksisterende solcelleanlegget. I realiteten har den eldste installasjonen 96.5% av original virkningsgrad. Det gjelder også for installasjonene utført i 2018 og 2020, men i mindre grad. Nedgangene i virkningsgrad ble neglisjert i utførelsen av simuleringer, og det ble valgt å implementere lik degraderingsrate som brukt for solcellene i utvidelsen på 0.6%.

6.11 Strømpriser

Fra 2003 til 2020 var det store fluktasjoner i strømprisen, og sammenligner en 2020 med 2019 sank prisen med 44.3%. Det ble dermed bestemt at prisen i 2020 var unaturlig lav og ble derfor ikke benyttet. På bakgrunn av dette ble gjennomsnittsprisen fra 2003 til 2020 implementert i utregninger tilhørende kontantstrømanalysen. Kostnaden ble kalkulert til 89.5 kr/kWh. I denne perioden ble det observert en årlig prisstigning på 1.3%. Dette er en lav prisvekst forårsaket av

kraftprisen i 2020. Det ble på bakgrunn av dette valgt å benytte den estimerte prisstigningen på 4.4% fra Statnett og Olje- og energidepartementet. Hvorvidt prisstigningen vil være realistisk i fremtiden er vanskelig å forutse, men det er likevel valgt å benytte denne verdien.

6.12 Kontantstrømanalyse

For økonomisk analyse er det tatt utgangspunkt i kontantstrøm og *Levelized Cost of Energy*. Første metode er en kontantstrømanalyse basert på priser for enkeltkomponenter og er utført i PV*SOL. For vekselretter ble prisene hentet fra Solcellespesialisten, og resterende komponenter var gitt fra GETEK. Ved å benytte komponentpriser for å kalkulere investeringskostnader kan det fort oppstå store differanser ved små prisjusteringer fra fabrikantene. Det er ikke tatt høyde for monteringskostnad ved denne metoden. Strømprisen vil i tillegg variere mye i løpet av et år. I de periodene hvor det produseres mest energi er også strømprisen lavest. For utregninger tilhørende analysen er det benyttet en felles gjennomsnittlig strømpris. Kombinasjonen av disse faktorene kan potensielt gi feil grunnlag for beregning av nedbetalingstid.

6.13 Levelized Cost of Energy — Metode

LCoE-analysen blir i høyest grad påvirket av diskonteringsrenten. Renten blir styrt av risikoen til et prosjekt. Om risikoen for at prosjektet vil oppnå lav avkastning innen levetiden vil renten være høy, og motsatt om det er forventet høy avkastning. Prosjekter som omhandler solcelleinstallasjoner har det siste tiåret merket en drastisk reduksjon i kostnad, og denne trenden er forventet å fortsette. I fremtiden vil dermed risikoen være mindre grunnet en lavere investeringskostnad, mens den forventede produksjonen vil holde seg stabil. Det er tenkelig at prosjekter tilknyttet solcelleanlegg kan få en lavere diskonteringsrente i fremtiden som vil føre til lavere verdier for *LCoE*.

For en sammenligning av *Levelized Cost of Energy* er det benyttet rapporten *Kostnader for kraftproduksjon* fra NVE. Referansen er basert på *LCoE*-analysen på store flate tak og gjelder for anlegg på 100 kWp og hustak på 10 kWp hvor kostnaden ble utregnet til 0.67 og 1.16 kr/kWp. Alle parametere er like med unntak av degraderingsraten på solcellemodulene. Etter 30 års drift vil solcellemodulene benyttet i referansebygget ha en virkningsgrad på 88%, hvor dette tilsvarer en degraderingsrate på 0.40%. For moduler benyttet i utvidelsen er ytelsenedgangen 0.60%. Etter 30 år med drift vil solcellepanelet ha 82% av opprinnelig virkningsgrad. Gitt like forhold vil dette tilsvare 6% mer energi produsert i det siste bruksåret for referansebygget. Dette fører til differanse i energiproduksjon som resulterer i en høyere *LCoE*-verdi for presenterte scenarier.

Nåverdi av utgifter er bygd opp av en bestemt årlig vedlikeholdskostnad. I realiteten er det vanskelig å forutse fremtidige kostnader knyttet til vedlikehold av solcelleinstallasjoner og batteri. Skulle små feil på det elektriske anlegget oppstå er det tenkelig at dette kan fikses av elektrikerens ansatt hos GETEK. Dette vil drastisk redusere kostnaden for vedlikehold som er den årlige utgiften for prosjektet. I *LCoE*-analysen er det tatt høyde for en utskiftning av vekselrettere etter 15 år drift. Inflasjon er en parameter som kan variere fra år til år, og små endringer vil føre til forskjeller i komponentpriser.

Bygget til GETEK er et mindre næringsbygg der taket består av tre delte seksjoner med forskjellige høydeprofiler. I tillegg benyttet den ene delen av taket som en takterrasse som fører til at et solcelleanlegg ikke er en realitet. Derfor er store deler av utvidelsen utført på fasade på

grunn av mangel på takareal. Dette skaper vanskeligheter når det kommer til tolkninger av verdi fra *LCoE*-analysen. Prisestimatet en fikk oppgitt av GETEK var basert på anlegg bestående av sør-, øst/vest og fasadeinstallasjon. I realiteten kunne kanskje kostnaden oppgitt fra GETEK økes på grunn av en stor del av utvidelsen forekom på fasaden. Ved oppgitt estimat ble ikke fordelingen av installasjon fremvist. Det kan dermed tenkes at kostnaden per kilowattpeak reellt er høyere enn oppgitt på grunnlag at størsteparten av utvidelsen er fasadeinstallasjon.

6.14 Plusskundeavtale

Etter samtale med veileder ble det fastsatt at plusskundeavtale ikke var aktuelt, men det er likevel diskutert mulighetene dersom anlegget skal utvides. En plusskundeavtale er et alternativ for håndtering av overskuddsproduksjon som krever minimale utgifter og oppfølging. Investeringskostnaden for å kunne selge energi inn på nettet er lav sammenlignet med prisen for å implementere en batteripakke. Dette fører til en raskere nedbetalingstid og dermed større inntjening. Samtidig er det mindre vedlikehold sammenlignet med batteri. En vil i tillegg kunne ha full produksjon til enhver tid og en slipper å strupe anlegget.

Marginaltapsatsen, spotprisen og mengde energi levert er de tre faktorene som påvirker inntjeningen i en plusskundeavtale. På vinterstid og i helgene vil satsen og spotprisen være på sitt største, og det er i denne perioden inntjeningen vil være størst. Det er lite produksjon på vinterstid, og mest sannsynlig blir all energien benyttet direkte i bygget. Med tanke på at størsteparten av overskuddsproduksjon trolig finner sted i helgene på sommerstid kan det tenkes at det vil være lønnsomt med en plusskundeavtale.

6.15 Kablingsplan

I PV*SOL er strengplanene tegnet for hver vekselretter og tilhørende solcellemoduler. Det er ikke likevel ikke tatt høyde for kablingsplan som en del av resultatet. Dette er på grunnlag av lite erfaring rundt prosjektering. For en komplett kablingsplan er det nødt til å utføres en spesifikk erfaring av bygget for å se på føringsveier, dette er fordi (EN) seksjon (vekselretter) tilhører flere vegger, der en må undersøke mulighetene for gjennomføringer for kabel. Tilkobling og montering av solcellepaneler krever ingen kunnskap, da dette er et *click and play* system med eksempelvis MC4 *connectors*. Derimot når en skal koble til vekselretter (AC), må arbeidet utføres av en autorisert elektriker. Dette er på grunnlag av at arbeidet kommer innunder elektriske installasjoner, og en må følge NEK 400. Dermed er det valgt å neglisjere på grunnlag av at prosjektering skal utføres forskriftsmessig.

6.16 Scenario 1

Formålet med scenario 1 var å utforske mulighetene for å inkorporere en batteripakke for å lagre overskuddsenergi. Byggeiers fortjeneste fra ladestasjonene, minus kostnad for strøm (hvis kjøpt fra nett, og ikke direkte fra solenergien), vil total inntjening være lik 4 936 kroner, gitt dagens strømpris. Med utgangspunkt i en grunnkostnad for tre ladestasjoner tilsvarende 58 800, er nedbetalingstid for ladestasjoner i underkant av 12 år, uten inflasjon medregnet. Dersom en antar at all energien til ladestasjonene er levert fra solcelleinstallasjonen vil fortjenesten og nedbetalingstiden bli kortere. I dette tilfellet vil byggeier få betalt 2 kr/kWh ladet. Med denne prisen vil byggeieren tjene 8 934 kr i året og nedbetalingstiden kortes ned til rett under 7 år.

Investeringskostnaden er 179 218 kroner. Dette gir en nedbetalingstid på 18 år, og et utbytte på 331 480 kroner etter 30 år. Tallene baserer seg på at dagens solcellemoduler holdes i drift ut antatt

levetid. For kontantstrømanalysen er kostnad for eksisterende anlegg neglisjert. En utbygging av en solcelleinstallasjon krever store kapitaler. Selv om dagens installasjon er montert over 3 utbygginger kan det tenkes at det enda er på nedbetaling. I kontantstrømanalysen er det ikke tatt høyde for hva eksisterende solcelleanlegg kostet, samtidig er analysen uten inntjening fra ladestasjoner. Dette er på grunnlag av at formålet var å undersøke mulighetene for lagring av overskuddsenergi. Dermed omfatter den økonomiske analysen kun kostnad for lagring av energi batteri.

Ved å se på *State of Charge* for batteripakken blir det tydelig at det ikke produseres nok energi for at det skal være lønnsomt. I løpet av anleggets levetid tilsvarer dette 342 fullstendige ladesykluser. Av 8 000 sykluser det er oppgitt fra produsenten tilsvarer dette 4.3%. Dette understreker at et batteri på dagens anlegg som ikke er knyttet til nettet er ikke aktuelt. Sveberg Teknosenter betaler dermed 35.4 kr/kWh som blir lagret i batteriet. Dette er 39.5 ganger høyere pris enn den gjennomsnittlige strømprisen.

6.17 Scenario 2

Målet for scenarioet var å komme frem til et realistisk tilbud for en utvidelse av solcelleanlegget med batteripakke. Det ble undersøkt hvorvidt energitapet minket med bruk av en større batteripakke. I første og fjerde kvartal er det lite energitap uavhengig av valgt type batteripakke. En sammenligning av batteripakke på 48 og 134.4 kWh viste at oppnådd energitap gjennom ett år var 10.8 og 4.6%. Energitapet vil bli mer enn halvert, men til gjengjeld vil kostnad for anlegget øke dramatisk. Det ble det dermed bestemt å implementere batteripakken på 48 kWh.

Størsteparten av energiproduksjonen til anlegget finner sted i april til september. Det er i disse månedene det er mest aktuelt å lagre energi i batteriet. Med et totalt produksjonspotensial på 63.05 kWp, fylles batteriet hurtig på en solskinnsdag, og dette vil medføre tap av energi. I vintermånedene er det tilnærmet ingen bruksfunksjon for batteriet da solen står opp sent, og går ned tidlig. For månedene januar, februar, november og desember er gjennomsnittlig *SoC* mellom 10 og 12%. I disse månedene vil all energiproduksjon i bygget benyttes direkte, og lagring av energi er ikke et faktum.

Batteripakken benyttet i utvidelsen har en kostnad på 687 500 kroner. Prisen forbrukeren betaler for hver kilowatttime lagret i batteriet i løpet av hele levetiden er 5.26 kroner. Dette er 5.87 ganger høyere enn den gjennomsnittlige strømprisen. Batteriets bruk tilsvarer 91 ladesykluser per år og totalt 2 722 ladesykluser over 30 år. Dette er 66% lavere enn hevdet garantitid fra leverandør. Dermed kan det tenkes at batteripakken holder lenger enn 30 års drift.

Investeringskostnad for utbyggingen av solcelleanlegget tilhørende scenario 2 er 1 187 898 kroner. Dette er en høy kostnad med tanke på at anlegget blir bygd ut med 42.55 kWp. Prisen per utbygd kilowattpeak er 25 920 kroner, hvor det ikke er tatt høyde for monteringskostnader. Grunnen til at kostnaden for anlegget er høy er batteripakken, og utgjør 42% av investeringen. Den høye batteriprisen resulterer i en lang nedbetalingstid. Utvidelse av anlegget med en batteripakke på 48 kWh er ikke et reellt scenario grunnet høye batterikostnader og en vil fraråde byggeier om dette.

6.18 Scenario 3

Formålet med scenario 3 tar bakgrunn i utvidelsen fra scenario 2, hvor en benytter ekstra ladestasjoner istedenfor en batteripakke. I grafen ser en at Nissan Leaf, Mercedes-Benz EQC

og Audi e-tron oppnår en lavere *SoC* i sommermånedene. Dette er en potensiell feilkilde, og det ble testet med andre biler, samt endre rekkefølge de ble lagt inn i programmet. Likevel ble det oppdaget at det alltid var tre biler med lavere gjennomsnittlig *SoC* gjennom året. Batteristørrelsen er betydelig lavere i Nissan Leaf (40 kWh) enn Audi e-tron (71 kWh), så batteristørrelsen hadde ikke betydning.

Utenfor arbeidstid (08.00–16.00) er det ingen måte å lagre overskuddsenergi. Dermed vil det være et tap tilsvarende 5 282 kWh hvert år. Med et gjennomsnittlig daglig energiforbruk på 391 kWh, ville den tapte energien kunne drifte bygget i 14 dager. Hvis en ser på hvilke perioder i året energitapet er størst blir det tydelig at mai, juni og juli står for 70% av mengden. Denne perioden er midt i den mest populære tiden for ferieavvikling. Det kan tenkes at halvparten av elbilene som regelmessig benytter ladestasjonene forsvinner en periode. Inntreffer dette vil lagringsmuligheten for overskuddsenergi halveres og tapet dobles.

Investeringskostnad basert på komponentpriser for utbyggingen ble kalkulert til 559 098 kr. Den totale kostnaden per kilowattpeak utbygd for anlegget og tre ladestjoner er 11 142 kroner. Årlig benyttes det 10 204 kWh for lading av seks elektriske kjøretøy. Dersom en tar høyde for at energien er hentet direkte fra nett er potensiell inntjening 10 204 kroner. Antar en at all energi kommer fra solcelleanlegget, kan utbyttet være tilnærmet det dobbelte. Tar en også høyde for inntjent kapital på at brukere av bygget lader bilene, kan en se en raskere nedbetalingstid av hele solcelleanlegget.

I en perfekt verden vil byggeier kunne selge all overskuddsenergi til elektriske kjøretøy tilkoblet bygget. Dette er i realiteten ikke oppnåelig. For det første ønsker kanskje ikke brukeren av bygget å lade bilen til en kostnad på 2 kr/kWh. For det andre vil ikke bilene alltid ha lavest mulig *SoC* når en tilkobler seg om morgenen. En har gjerne ladet bilen hjemme over natten til en lavere pris, og det kan fint tenkes at en møter opp på arbeid med tilnærmet fulladet bil og benytter lading på arbeidsplassen som en nødløsning. Dersom dette er tilfellet er det mye overskuddsenergi som går tapt.

6.18.1 Sammenligning av scenario 2 og 3

Energiproduksjon for scenario 2 og 3 er likt, men det er ikke byggets forbruk. På grunnlag av tre nye ladestasjoner er forbruket 4.3% høyere. Scenario 3 har i tillegg 18.8% mer tap enn scenario 2. Dette skyldes forskjellen i lagring for overskuddsenergi. Batteriet benyttet er et fastmontert lagringsalternativ som er tilgjengelig hele døgnet, mens elbilene er bare tilgjengelig i begrensede perioder. Mangelen av batteri i scenario 3 fører til at enhver overproduksjon utenfor kontortider vil gå tapt. Dette er et stort problem i helgene og i ferier hvor bygget vil stå tomt med ingen lagringsmuligheter.

Investeringskostnaden og nedbetalingstiden til de to scenarioene er ulike. For scenario 2 er investeringskostnad tilnærmet dobbelt så høyt som scenario 3. Grunnet en lik årlig energiproduksjon vil utbyttet etter endt levetid være halvert. Dette kommer av høye batteripriser og lave priser på ladestasjoner grunnet en økende trend for elbiler i samfunnet, samt et avgiftskutt for innkjøp av elektriske kjøretøy. I realiteten er nedbetalingstiden for scenario 3 kortere, da byggeier tar betalt for lading av elektriske kjøretøy. Trenden i markedet er fallende batteripriser og en økning av elbiler. Innen batteriets levetid er det dermed stor sannsynlighet for at det kommer bedre og billigere batterier på markedet. Den markante forskjellen i investeringskostnad, og økningen i antall elbiler og fremskritt i teknologien vil føre til at scenario 3 fremstår mer attraktivt enn 2.

6.19 Scenario 4

Scenarioet ble utført av nysgjerrighet for å se hvor mye produksjon en kunne oppnå med full utvidelse av solcelleinstallasjonen, i tillegg til batteripakke og ekstra ladestasjoner. Utvidelsen tilhørende scenario 4 omhandler en større utvidelse av solcelleanlegget, og mengde overskuddsenergi vil dermed øke. Det ble besluttet grunnet høye batteripriser å implementere en av de mindre batteripakkene undersøkt, samt å videreføre de tre ladestasjonene fra scenario 3. Selv om mengden tapt energi er mer enn halvert for batteriet på 307.2 kWh vil kostnaden være for høy. Med en batteripakke på 76.8 kWh oppnås 110 sykluser per år. Dette tilsvarer 3 303 sykluser over 30 år, som er under halvparten av den oppgitte garantien på 8 000 ladesykluser. I realiteten kan batteriet ha en mye lengre levetid. Det er i sommermånedene det forekommer mest energitap grunnet mangel på lagringsplass. Ved å studere *State of Charge* for den valgte batteripakken og elbilene vil de være fulladet innen avsluttet arbeidsdag i periodene når solinnstrålingen er mest intens.

Total investeringskostnad basert på komponentpriser var 1 804 172 kr. Nedbetalingstiden ble beregnet til 26 år, der utbyttet er 642 269 kr etter 30 år. Den lange nedbetalingstiden skyldes at batteripakken står for 48% av investeringen. Trekker en ut batteripakke fra tilbudet endres kostnaden til 771 061 kroner, men en vil til gjengjeld oppnå høyere energitap. Gjennomsnittlig lagret energi er 8 455 kWh/år, og gir en lagringskostnad lik 3.69 kr/kWh. Dette er mer enn fire ganger dyrere enn prisen per kilowattime hentet direkte fra strømmettet, med grunnlag i 0.895 kr/kWh.

For mai, juni og juli er det større mengde energi som går tapt, enn det som blir lagret i batteripakken. Dette tyder på at valgt batteripakke for scenario 4 er for liten. Med tanke på at nesten halvparten av investeringskostnaden skyldes batteripakken på 76.8 kWh, vil anlegget ikke nedbetales innenfor levetid ved et større batteri. For dette scenarioet vil en råde bort fra batteripakke. Anlegget er ikke optimalisert i henhold til byggets forbruk og behov.

6.20 Scenario 5

Scenario 5 ble utført på bakgrunn av resultater tilhørende scenario 2, 3 og 4. Det var ønskelig å optimalisere byggets forbruk opp mot energiproduksjon for å minimere energitap ved overproduksjon. For dagens anlegg er det tilnærmet ingen energitap, mens utvidelsen tilhørende scenario 2 og 3 førte med seg mer tap enn ønskelig. Fra timesoversikten fra tre dager i juli blir det tydelig at det er produksjonen i dette scenarioet som best samsvarer med byggets energibehov. For scenario 5 er det 9.2% energitap over et helt år. Dette er den minste mengden tap av alle de presenterte utvidelsene.

I det niende bruksåret har anlegget nedbetalt seg. Den lave nedbetalingstiden skyldes at utvidelsen består av øst/vest installasjon uten batteripakke eller ekstra ladestasjoner. Etter endt levetid står byggeier igjen med et utbytte på 795 025 kroner. Selv med en mindre utvidelse av anlegget oppnås scenario 5 høyere utbytte etter 30 år med produksjon, sammenlignet med scenario 2. Differansen i investeringskostnaden er 79.2%, mens det oppnås 57.2% mer utbytte i scenario 5. På bakgrunn av dette vil denne utvidelsen være mest realistisk, både med tanke på energitap og økonomiske faktorer.

6.21 Levelized Cost of Energy-analyse

På bakgrunn av teori er de utregnede *LCoE*-verdiene høyere enn forventet. Resultatene i analysen viser at det er scenario 3 og 5 som potensielt kan være konkurransedyktige når det kommer til pris. Analysen for scenario 2, 3, 4 og 5 gir en gjennomsnittlig kostnad på 3.798, 2.055, 3.799 og 1.770 kr/kWh. Utvidelsen av scenario 3 og 5 inneholder ikke en batteripakke og fører til en lavere investeringskostnad. For scenario 2 og 4 utgjør batteriprisen 48 og 42% av den totale investeringskostnaden, som vil føre til en høy *LCoE*-verdi. Dette tilsvarer en differanse på 34.1% mellom investeringskostnad, og 32.3% i energiproduksjon for de sistnevnte scenarioene. Scenarioene oppnår lik *LCoE*-verdi grunnet forholdet mellom nåverdier for produksjon og utgifter.

Det ble valgt å utføre en sensitivitetsanalyse for scenario 3. Justeringen av diskonteringsrenten var faktoren som hadde størst utslag på resultatet. Med en nedjustering av diskonteringsrenten til 4%, lavere vedlikeholdskostnader og 5 år økt levetid ble kostnaden 1.436 kr/kWh. Dersom prisøkningen fra NVE er korrekt vil den gjennomsnittlige kostnaden være lavere enn strømprisen etter 11 år. Ved en tilsvarende oppjustering av renten og kostnader for vedlikehold, samt 5 års redusert levetid, ble verdien 2.735 kr/kWh. Den er likevel én krone billigere per kilowatttime sammenlignet med scenario 2 og 4. Dette presiserer at en batteripakke ikke er økonomisk lønnsomt på en utvidelse.

Det ble valgt å basere seg på den gjennomsnittlige strømprisen fra 2019 på 1.16 kr/kWh for et grunnlag om økonomisk gunstig anlegg. For at *LCoE*-verdien tilhørende scenario 3 skulle oppnå denne verdien må investeringskostnad reduseres med 51.6%. I scenario 5 måtte kostnaden reduseres med 40%. Eksempelvis tilsvarer dette en halvering av elektrikerkostnad til 40 000 kroner, og en reduksjon på 39.9% av pris per kilowattpeak, til 6 120 kroner. For scenario 5 ble det valgt å benytte elektrikerkostnadene fra scenario 3, og i realiteten er den lavere. Dette er på grunnlag av at utvidelsen er på 44 solcellemoduler i motsetning til 115 for scenario 3.

6.22 Feilkilder

En av de største og viktigste feilkildene i dette prosjektet er at det ikke var mulighet for å hente ut ladedata over tid på de eksisterende ladestasjonene. Etter samtale med Zaptec, tilbyr de denne muligheten, men det er ikke benyttet av byggeier og vil dermed ha innvirkning på forbruksdata hentet fra Elhub. I tillegg kan valg av biltype og kjørelengde på 40 kilometer (Trondheim–Sveberg) være en feil approksimering.

Eksisterende solcelleanleg ved Sveberg Teknosenter består av tre separate installasjoner med forskjellige solcellemoduler. Det er derfor bestemt i samråd med GETEK å velge modeller som samsvarer med ytelsen. Dette skaper en feilkilde i simuleringer i PV*SOL hvor data fra produksjon vil være et avvik fra den korrekte ytelsen til det eksisterende anlegget.

Vinkling av solcellemoduler tilhørende øst-/vestvendte anlegg er i simuleringene 15 grader. Det ble antatt at dette var en vinkel som lett kunne justeres ved montering. Sent i oppgaven ble det oppdaget at de valgte festbrakettene leveres med en fast vinkel på 10 grader. Dette vil føre til en feilkilde for produsert energi fra disse anleggene som vil påvirke resultatene.

For kontantstrømanalysen ble det valgt en gjennomsnittlig strømpris på 0.895 øre/kWh basert på årene 2003–2020. Dette vil i realiteten gi feil nedbetalingstid da strømprisene er generelt lavere om sommeren, samtidig som produksjon fra anlegget er høyest. For å få en tilnærmet korrekt

beregning burde en tatt utgangspunkt i en gjennomsnittlig strømpris basert på per måned eller kvartalsvis. Videre er produksjon fra det eksisterende anlegget tatt med i beregninger for kontantstrømanalysen. Det er derimot ikke tatt høyde for investeringskostnaden for eksisterende installasjon. I tillegg er ikke monteringskostnader tatt hensyn til på grunnlag av lite erfaring og vanskeligheter med å estimere arbeidstid. Den kalkulerte nedbetalingstiden fra beregninger i PV*SOL er derfor kortere enn det den reelt ville vært.

7 Videre arbeid

I oppgaven er det beskrevet hvordan en plusskundeavtale fungerer. Det er likevel ikke foretatt økonomiske beregninger over potensiell gevinst med en slik avtale. Overproduksjon, presentert som energitap i de ulike scenarioene ville vært solgt til nettleverandør, der en ville hatt en inntektskilde som bidrar til en redusert nedbetalingstid. For videre arbeid kan det derfor være interessant å undersøke hvordan plusskundeavtalen kan påvirke de økonomiske parameterne.

Grunnet høye kostnader knyttet til batteri, ble det vurdert å ta i bruk bidireksjonale ladestasjoner for å kunne benytte elbilbatterienergi som energilagring. Ved å benytte teknologien er det mulig å lagre overskuddsenergi i perioder med høy produksjon, og forbruke i perioder med høy etterspørsel. Konseptet er enda i et tidlig stadie, og vil ikke være kommersielt utbredt i nærmeste fremtid. Flere av de store elbilprodusentene som Tesla, Nissan og Mercedes har planer om å inkorporere ladeteknologien. I fremtiden vil det dermed være interessant å gjennomføre simuleringene hvor en benytter *Vehicle to Grid* ladeteknologi til overskuddsladning.

Det siste tiåret har priser for batteri og solceller falt betraktelig. Denne trenden er forventet å forsette i årene fremover. Dette fører til at solcelleanlegg med batteripakker vil være mer økonomisk gunstig. En videre case studie for GETEK kunne vært å utføre en lik utvidelse hvor prisestimer fra 5 eller 10 år i fremtiden er benyttet for å sammenligne kostnader mot resultatene fra denne oppgaven.

En tidlig avgrensning satt for oppgaven var at anlegget ikke skulle være koblet til elnettet. Det er store differanser mellom strømprisen på forskjellige tider i døgnet, spesielt på vinterstid. Ved å lade batteripakken opp i perioder med lav strømpris og bruke energien når kostnaden er høy kan en spare penger. For videre arbeid ville det vært interessant å utføre beregninger på hvor mye nedbetalingstiden og $LCoE$ -verdien hadde blitt påvirket om batteripakken var nettilkoblet. Dermed kunne en sammenligne lønnsomheten mellom et nettilkoblet og et ikke-nettilkoblet system.

8 Konklusjon

Hensikten med bacheloroppgaven var å levere et tilbud til en potensiell utbygging av et eksisterende solcelleanlegg på Sveberg Teknosenter. Det er presentert fem utvidelser av dagens anlegg, hvor tre benytter batteri for energilagring.

Ytelsen og energiflyten for de fem presenterte utvidelsene er forskjellige. Utvidelsen av anlegget tilhørende scenario 2, 3 og 4 er ikke optimalisert dersom en tar utgangspunkt i forbruket for bygget. Dette fører til tapt energi tilsvarende 10.8, 13.1 og 14.6% av total energiproduksjon. Derimot er det femte scenarioet bedre tilpasset byggets forbruk og har det laveste energitapet på 9.2%.

Lønnsomheten til batteripakkene benyttet i scenario 1, 2 og 4 er målt i en kostnad per lagret kilowatttime. Det er tydelig fremvist i resultatene at batteriene kun tilknyttet solcelleanlegget ikke har nok brukstid. For alle presenterte scenarioer med batteripakke, er det ingen som oppnår halvparten av garantitiden på 8 000 ladesykluser. For scenario 1 er det kun 342 ladesykluser i løpet av levetiden på 30 år. Resultatene fra analysene er at høye batteripriser og lite brukstid fører til at batteripakke ikke er lønnsomt.

Kontantstrømanalysen er brukt for å beregne nedbetalingstid og utbytte for hvert scenario. For scenario 1 som kun er utvidet med en batteripakke, er nedbetalingstiden 17 år. Scenario 2, 3 og 4 har nedbetalingstider på over 19 år. Derimot er femte utvidelse nedbetalt etter 9 år. På bakgrunn av en kortere nedbetalingstid i sammenheng med et relativt høyt utbytte er det femte scenarioet mest hensiktsmessig.

Resultatene fra *Levelized Cost of Energy*-analysen viser at scenario 3 og 5 har lavest kostnad per kilowatttime produsert gjennom levetiden, 2.055 og 1.770. For å oppnå en kostnad tilsvarende strømprisen i 2019, må *LCoE*-verdien være lik 1.16 kr/kWh. Dette tilsier en reduksjon i investeringen for scenario 3 og 5 på henholdsvis 48 og 44%. Til sammenligning har scenario 2 og 4 en 114.6% høyere verdi grunnet batterikostnader.

På bakgrunn av tekniske og økonomiske resultater er scenario 5 den anbefalte utvidelsen. En kan her vurdere å inngå en plusskundeavtale for å eliminere energitapet. Alternativt kan scenario 3 benyttes dersom en større utvidelse er ønskelig, men også her bør en plusskundeavtale vurderes fremfor en batteripakke.

Referanser

- [1] GETEK AS. *GETEK*. (u.å.) URL: <https://getek.no/> (sjekket 10.02.2021).
- [2] NVE. *Solkraftmarkedet i Norge doblet seg fra 2018 til 2019*. 28. aug. 2020. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/solkraftmarkedet-i-norge-doblet-seg-fra-2018-til-2019/> (sjekket 15.04.2021).
- [3] NVE. *40 MW solkraft ble installert i 2020*. 18. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/40-mw-solkraft-ble-installert-i-2020/> (sjekket 21.04.2021).
- [4] Jarand Hole. *Solkraft - NVE*. 17. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu> (sjekket 11.05.2021).
- [5] Norsk solenergiforening. *Støtteordninger*. (u.å.) URL: <https://www.solenergi.no/sttteordninger> (sjekket 15.04.2021).
- [6] Knut Hofstad. *Solenergi*. I: *Store norske leksikon*. 11. sep. 2020. URL: <http://snl.no/solenergi> (sjekket 10.05.2021).
- [7] D. Yogi Goswami og Saeb M. Besarati. *Solar*. World Energy Council. 2013. URL: https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2013/10/WER_2013_8_Solar_revised.pdf?fbclid=IwAR2jZpdUsLggvG9M1CVfbT57dTAL30sYJXzA9EsFz3W0ZsLcAsLG5y8iSY (sjekket 12.02.2021).
- [8] Solargis. *Solar resource maps of World*. I samarbeid med The World Bank Group og ESMAP. 2019. URL: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world/> (sjekket 22.10.2018).
- [9] G2V Optics Inc. *Solar Simulation Technology*. 29. mai 2019. URL: <https://g2voptics.com/solar-simulation/> (sjekket 07.05.2021).
- [10] Norsk Solenergiforening. *Norske solforhold*. (u.å.) URL: <https://www.solenergi.no/norske-solforhold> (sjekket 29.04.2021).
- [11] Miljølare. *SOLIS: Solinnstråling*. (u.å.) URL: https://www.miljolare.no/prosjekter/solis/data/?o_id=6913&fra%5Bdag%5D=1&fra%5Bmnd%5D=1&fra%5Baar%5D=1994&til%5Bdag%5D=31&til%5Bmnd%5D=1&til%5Baar%5D=2000&vis%5B%5D=1&vis%5B%5D=3&send=Oppdater (sjekket 29.04.2021).
- [12] Gemini. *Solinnstråling*. (u.å.) URL: <https://gemini.no/2018/03/hvor-godt-virker-egentlig-solceller-i-nordisk-klima/solinnstraling/> (sjekket 29.04.2021).
- [13] Fidelity Home Energy. *How Solar Power Works*. (u.å.) URL: https://www.pngkit.com/view/u2e6e6a9a9r5w7a9_fidelity-home-energy-how-solar-power-works-solar/ (sjekket 07.05.2021).
- [14] UCSUSA. *How Solar Panels Work*. 18. des. 2015. URL: <https://www.ucsusa.org/clean-energy/renewable-energy/how-solar-panels-work> (sjekket 25.02.2021).
- [15] Quote.com®. *The Complete Guide to Solar Panels*. (u.å.) URL: <https://www.quote.com/solar/> (sjekket 15.04.2021).
- [16] Sunwind. *Kvalitet på solceller: hvordan vurdere kvaliteten på et solcellepanel?* 16. okt. 2020. URL: <https://www.sunwind.no/pages/news/read/?id=375&Kvalitet-pa-solceller:-hvordan-vurdere-kvaliteten-pa-et-solcellepanel?> (sjekket 25.03.2021).
- [17] SunTech Energy. *Solar Panel Types*. (u.å.) URL: <https://suntech.energy/solar-panel-types/> (sjekket 07.05.2021).

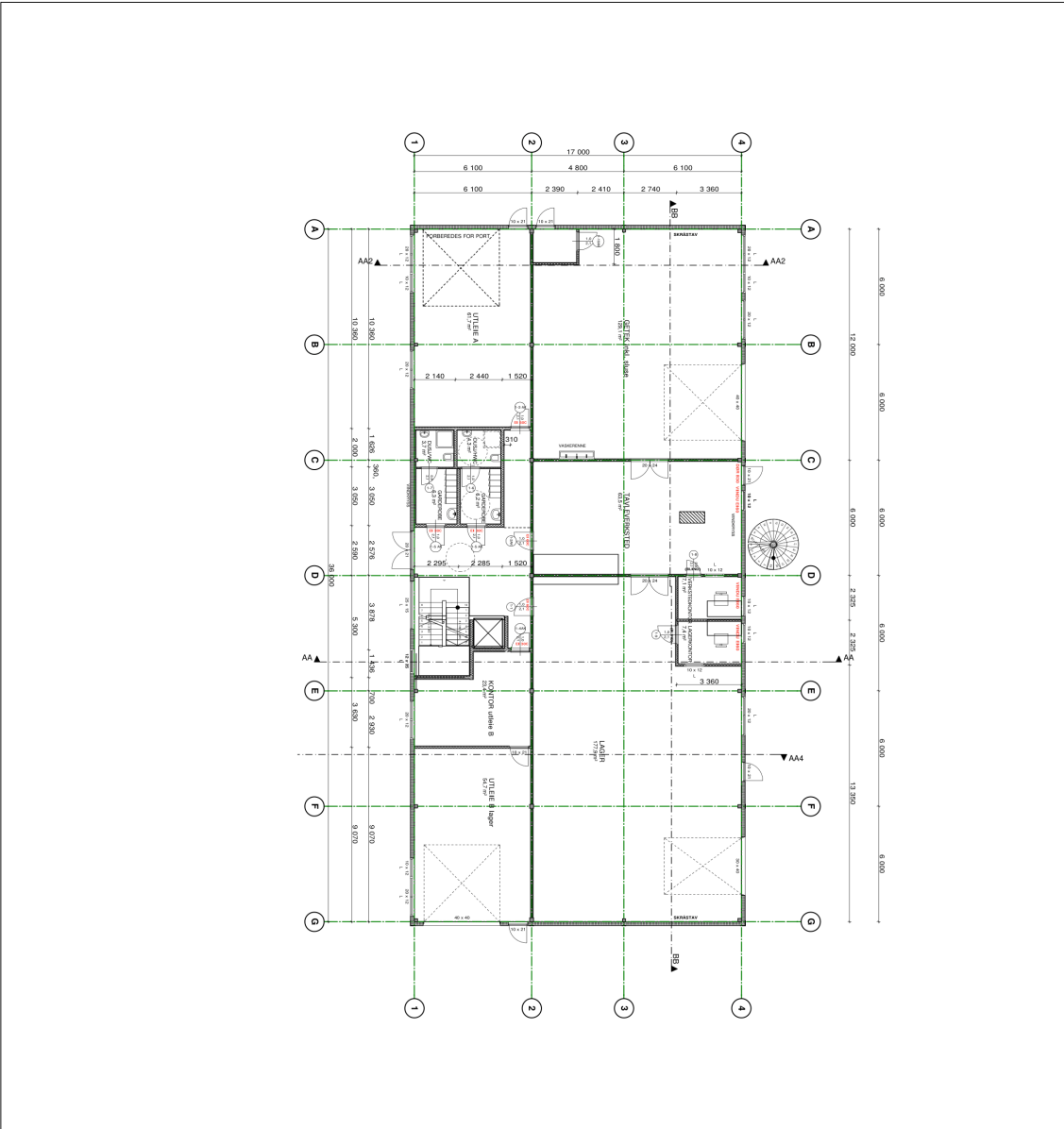
- [18] Ali McBride. *Solar Panel Wiring Basics: An Intro to How to String Solar Panels*. 6. apr. 2021. URL: <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-wiring-basics-an-intro-to-how-to-string-solar-panels/> (sjekket 14.04.2021).
- [19] Solar Power World. *Wiring solar panels: Do you wire solar panels in series or parallel?* 29. okt. 2018. URL: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/10/wiring-solar-panels-do-you-wire-solar-panels-in-series-or-parallel/> (sjekket 14.04.2021).
- [20] Mark Emmerich. *Solar panel parallel wiring diagram voc | Parallel wiring*. (u.å.) URL: <https://no.pinterest.com/pin/497577458833401372/> (sjekket 07.05.2021).
- [21] D.C. Jordan og S. R. Kurtz. *Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review*. 13. okt. 2011. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.1182> (sjekket 21.04.2021).
- [22] Knut Bjørheim. *Soiling og alt det andre som påvirker solcellenes ytelse*. 28. jan. 2021. URL: <https://www.tu.no/artikler/soiling-og-alt-det-andre-som-pavirker-solcellenes-ytelse/506010> (sjekket 29.04.2021).
- [23] Klemens Ilse mfl. “Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation”. I: *Joule* 3.10 (16. okt. 2019). Publisher: Elsevier, s. 2303–2321. ISSN: 2542-4785, 2542-4351. DOI: 10.1016/j.joule.2019.08.019. URL: [https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351\(19\)30422-2](https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351(19)30422-2) (sjekket 10.05.2021).
- [24] MULTICONSULT. *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. 3. okt. 2013. URL: https://www.enova.no/upload_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf (sjekket 23.04.2021).
- [25] Morten Abrahamsen. *Funksjonsbeskrivelse solcelleanlegg*. 28. feb. 2019. URL: <https://www.mercell.com/m/file/GetFile.ashx?id=101186867&version=0> (sjekket 07.05.2021).
- [26] EnergySage. *Solar Panel Orientation And Angle: Does It Matter?* | *EnergySage*. 10. nov. 2020. URL: <https://news.energysage.com/solar-panel-performance-orientation-angle/> (sjekket 27.03.2021).
- [27] DualSun. *What is the optimal orientation and tilt angle for solar panels ?* 10. des. 2014. URL: <https://news.dualsun.com/co-en/12/2014/what-is-the-optimal-orientation-and-tilt-angle-for-solar-panels/> (sjekket 27.03.2021).
- [28] SFS intec AS. *Sikker, fleksibel og rask innfesting av solpaneler*. (u.å.) URL: https://www.sfsintec.biz/no/no/no/web/industrial_solutions/construction/solar_fixings/solar_fixings_1.html (sjekket 14.04.2021).
- [29] ALTEC Metalltechnik. *Ballast-optimized solar mounting systems*. (u.å.) URL: <https://www.altec-metalltechnik.de/en/solar-mounting-systems/flat-roof-systems/ballast-optimized-solar-mounting-systems/> (sjekket 07.05.2021).
- [30] Ivar Gunvaldsen. *Vekselretter*. I: *Store norske leksikon*. 8. feb. 2019. URL: <http://snl.no/vekselretter> (sjekket 02.02.2021).
- [31] Kerry Thoubboron. *How Does Solar Inverter Sizing Work?* | *EnergySage*. 29. nov. 2018. URL: <https://news.energysage.com/what-size-solar-inverter-do-i-need/> (sjekket 08.02.2021).
- [32] GETEK AS. *Studer Catalogue*. (u.å.) URL: https://getek.no/wp-content/uploads/2017/03/Studer_catalog.pdf (sjekket 12.02.2021).
- [33] S. Saravanan og N. Ramesh Babu. *Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system - A review*. Mai 2016. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115014884> (sjekket 19.04.2021).

- [34] Kathie Zipp. *Why Does MPPT Matter In Solar?* Solar Power World. 31. des. 2013. URL: <https://www.solarpowerworldonline.com/2013/12/mppt-matter-solar/> (sjekket 16.05.2021).
- [35] Mohamed Amer Chaaban. *Inverter types and classification | AE 868: Commercial Solar Electric Systems.* (u.å.) URL: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/904?fbclid=IwAR3T1kwnGiChF64EiNv50RcJNpaJ0rFbzZ9d70b0p5LFBuqTgBwaVmW3hfc> (sjekket 16.04.2021).
- [36] Andrew Sendy. *Pros and cons of string inverters vs microinverters.* 20. nov. 2020. URL: <https://www.solarreviews.com/blog/pros-and-cons-of-string-inverter-vs-microinverter> (sjekket 14.04.2021).
- [37] Chul-Young Park mfl. *Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation.* 1. okt. 2020. URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/10/1225/pdf> (sjekket 14.04.2021).
- [38] Brian Lydic. *Sustainability for the PV industry: Field service.* (u.å.) URL: https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Technical%20Articles/SE_TEA_PV_Sustainability_Study_EN_US.pdf (sjekket 19.04.2021).
- [39] Ivar Gunvaldsen, Steinar Mathiesen og Knut A. Rosvold. *Batteri. I: Store norske leksikon.* 24. jul. 2019. URL: <http://snl.no/batteri> (sjekket 01.02.2021).
- [40] Nils H. Fløttre. *Teknologi- og industrifag - Oppladbare batterier - NDLA.* 29. okt. 2018. URL: <https://ndla.no/subject:28/topic:58141a86-a9d7-4789-b6f9-958d1d8af05e/topic:1:50956/topic:1:51374/resource:1:16737> (sjekket 01.02.2021).
- [41] Battery University. *Types of Battery Cells; Cylindrical Cell, Button Cell, Pouch Cell.* 17. nov. 2020. URL: https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_battery_cells (sjekket 14.04.2021).
- [42] Merethe Ruud. *Hvordan fungerer litiumholdige batterier?* I samarbeid med Ann Mari Svensson. 25. des. 2018. URL: <https://www.tu.no/artikler/hvordan-fungerer-litiumholdige-batterier-br/454352> (sjekket 02.02.2021).
- [43] Joe O'Connor. *Battery Showdown: Lead-Acid vs. Lithium-Ion.* 30. mai 2019. URL: <https://medium.com/solar-microgrid/battery-showdown-lead-acid-vs-lithium-ion-1d37a1998287> (sjekket 08.02.2021).
- [44] M. A. Hannan mfl. *Toward Enhanced State of Charge Estimation of Lithium-ion Batteries Using Optimized Machine Learning Techniques.* 13. mar. 2020. URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-020-61464-7> (sjekket 27.03.2021).
- [45] Ltd Wisdom Industrial Power Co. *Lithium Batteries VS Lead Acid batteries.* 30. nov. 2020. URL: <https://www.bullsbattery.com/industry-news/lithium-battery-vs-SLA.html> (sjekket 27.03.2021).
- [46] W Waag og D.U. Sauer. *Depth of Discharge - an overview | ScienceDirect Topics.* 8. des. 2009. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/depth-of-discharge> (sjekket 27.03.2021).
- [47] Eaton. *xStorage Home.* Mai 2019. URL: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/residential/no/energy-storage/N0-xStorage-Home-B2B-range-brochure.pdf> (sjekket 12.03.2021).
- [48] Samferdselsdepartementet. *Norge er elektrisk.* Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. 11. nov. 2019. URL: https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/ (sjekket 10.05.2021).

- [49] NISSAN MOTOR Co Ltd. *NISSAN | ZERO EMISSION | The Holistic Approach | Comprehensive Approach | Power Supply Ecosystem*. (u.å.) URL: <https://www.nissan-global.com/EN/ZEROEMISSION/APPROACH/COMPREHENSIVE/ECOSYSTEM/> (sjekket 11.05.2021).
- [50] *Mailsamtale med Anniken Auke Borgen, Forretningsutvikler i FO Marked, TrønderEnergi. I denne samtalen ble det snakket om detaljer rundt plusskundeavtalen til TrønderEnergi Nett*. 10. aug. 2018.
- [51] Solcellekysten. *Guide del 4: Prisen på Solenergi*. Solcellekysten. 8. jan. 2016. URL: <https://solcellekysten.no/2016/01/08/guide-del-4-prisen-pa-solenergi/> (sjekket 07.05.2021).
- [52] NVE. *Kostnader for kraftproduksjon*. 4. jun. 2020. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu> (sjekket 23.04.2021).
- [53] Enova SF. *El-produksjon*. (u.å.) URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/> (sjekket 26.02.2021).
- [54] Enova SF. *Om organisasjonen*. (u.å.) URL: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/> (sjekket 26.02.2021).
- [55] *Mailsamtale med Daniel fra Enova svarer, Enova SF. I denne samtalen ble det snakket om detaljer rundt Støtteordninger til bedrifter Enova tilbyr*. 2. mar. 2021.
- [56] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2019*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Jun. 2020. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf (sjekket 23.03.2021).
- [57] IRENA. *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2019. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf (sjekket 03.05.2021).
- [58] Logan Goldie-Scot. *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. 5. mar. 2019. URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> (sjekket 03.02.2021).
- [59] Arild Kjærnli. *Krav til installasjon av solcelleanlegg*. Norsk Elektroteknisk Komite (NEK). Section: Lavspenningsinstallasjoner. 28. aug. 2020. URL: <https://www.nek.no/krav-til-installasjon-av-solcelleanlegg/> (sjekket 07.05.2021).
- [60] L.G Eiendom. *Sveberg Teknosenter*. (u.å.) URL: https://www.lgeiendom.com/dokumenter/SvebergTeknosenter_info.pdf (sjekket 11.05.2021).
- [61] LG Eiendom AS. *Info om Sveberg Teknosenter*. (u.å.) URL: http://www.lgeiendom.com/dokumenter/SvebergTeknosenter_info.pdf?fbclid=IwAR0BRDWWijft83GqSv81d6Nvr0oPb14Vb-iJ1jy061GFXR10XrAdekQsc.
- [62] Fronius International GmbH. *Fronius Symo*. (u.å.) URL: [https://www.fronius.com/~downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Symo_EN.pdf](https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Symo_EN.pdf) (sjekket 02.03.2021).
- [63] Fronius International GmbH. *Fronius Primo*. (u.å.) URL: https://www.fronius.com/~downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Primo_EN.pdf (sjekket 02.03.2021).

- [64] Exe solar. *Mars*. (u.å.) URL: https://exesolar.com/wp-content/uploads/2020/06/EXE-EN-Mars-Mono-120-cell-360-370-Wp-M6-166-9BB_Black-%EF%80%A7-White-1-1.pdf (sjekket 17.03.2021).
- [65] Ambilight. *Feststruktur*. (u.å.) URL: <https://getek.no/wp-content/uploads/2017/03/AMBILIGHT.pdf> (sjekket 11.05.2021).
- [66] AmbiVolt. *Contact - AmbiVolt*. (u.å.) URL: <https://ambivolt.de/en/contact.html> (sjekket 16.04.2021).
- [67] Fronius International GmbH. *Historie - Fronius*. (u.å.) URL: <http://www.fronius.com/nb-no/norway/om-fronius/historie> (sjekket 02.03.2021).
- [68] Tesvolt GmbH. *The flexible lithium storage system TS 48 V*. (u.å.) URL: <https://www.tesvolt.com/en/products/ts-48-v.html> (sjekket 13.04.2021).
- [69] Tesvolt GmbH. *Energy Storage Systems For Renewable Energies*. (u.å.) URL: <https://www.tesvolt.com/en/> (sjekket 02.03.2021).
- [70] SSB. *08448: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger, etter kvartal og statistikkvariabel. 2003K1 - 2011K4*. (u.å.) URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/08448/tableViewLayout1/> (sjekket 22.04.2021).
- [71] SSB. *09007: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger, etter statistikkvariabel og år. 2012 - 2020*. (u.å.) URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/09007/tableViewLayout1/> (sjekket 22.04.2021).
- [72] NTE. *Er solcellepanel lønnsomt?* 14. aug. 2020. URL: <https://nte.no/blogg/innlegg/er-et-solcelleanlegg-okonomisk-lonnsomt-se-regnestykket> (sjekket 20.04.2021).
- [73] Ingunn Mjønerud. *Slik bestemmes dagens strømpris | Strøm.no*. 19. nov. 2019. URL: <https://xn--strm-ira.no/dagens-str%C3%B8mpris> (sjekket 19.04.2021).
- [74] Fronius International GmbH | SolarWeb. *Solcelleanlegg Sveberg Teknosenter*. 2021. URL: <https://www.solarweb.com/PvSystems/PvSystem?pvSystemId=f95d75f2-ff47-4b3c-8e95-a48a00b853f4> (sjekket 21.04.2021).
- [75] Valentin Software GmbH. *PV Modules :: PV*SOL® help*. 2021. URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/pages/pv-modules/> (sjekket 21.04.2021).
- [76] Solcellespesialisten. *Fronius vekselretter*. 2021. URL: <https://solcellespesialisten.no/brands/fronius.html> (sjekket 03.05.2021).
- [77] *Mailsamtale med Martin Brunstad Høydal, GETEK AS. I denne samtalen ble det snakket om prising av komponenter*. 13. apr. 2021.

A Plantegninger for Sveberg Teknosenter



INFO:

DET SKAL BYGGES EN MESSANIN OVER GARDEROBEN I FØRSTE ETASJE. VERTIKALPÅSSING I MINDESTE 400MM I HØIENDE PÅSSINGEN SOM BETJENER FØRSTE ETASJE.

Etasje	Bygningsdel	Etasje	Bygningsdel	Bygningsdel
H	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
G	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
F	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
E	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
D	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
C	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
B	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel
A	Rings	Bygningsdel	Bygningsdel	Bygningsdel

TEKNISSKEMER:

L.G. EIENDOM AS

BYGGEFIRMA: IVAR MØLUM BYGGEFIRMA

PROSJEKT: SVEBERG TEKNOSENTER

BYGGEMELDING / ENDRING

STATUS: 1 etasje

MALESTOKK: 1:200

FORMÅT: A3

PROSJEKTER: 2010

TEGNING NR.: MM-21

BYGGEFIRMA IVAR MØLUM AS, 7258 KYLL, TLF: 72652344 / 800 08 11 85

REVISJONER:

BYGGEFIRMA: IVAR MØLUM BYGGEFIRMA

PROSJEKT: SVEBERG TEKNOSENTER

BYGGEMELDING / ENDRING

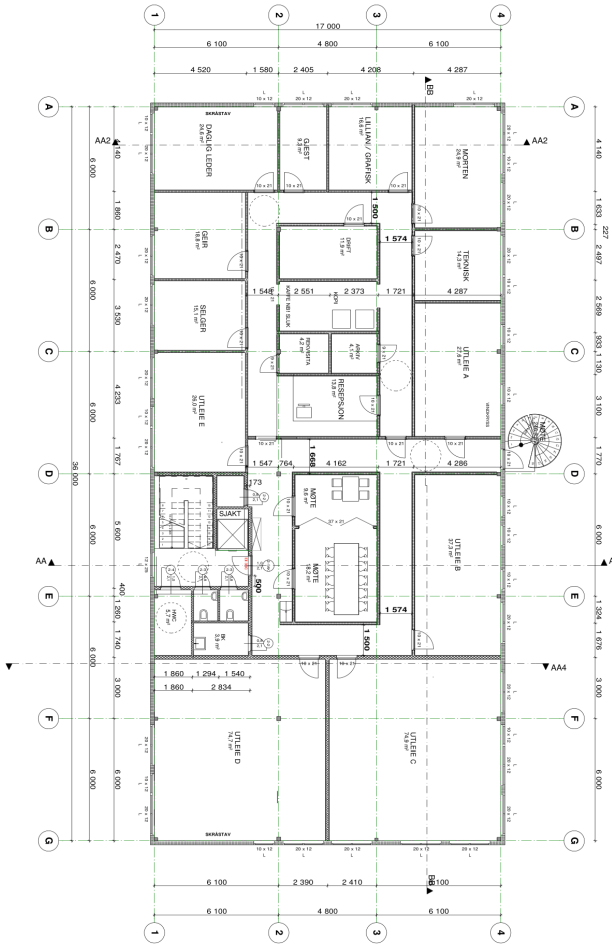
STATUS: 1 etasje

MALESTOKK: 1:200

FORMÅT: A3

PROSJEKTER: 2010

TEGNING NR.: MM-21



MERKNADER:
 Prosjektet iht. Teknisk forskrift 1997 og tilhørende vedlegg, RENV, 5. utgave.

INFO:

H	Fører	Bygging av dør, vindus 3. etasje	MM	16.05.11
G	Fører	Tilrettelegging med. kontor, vinduer, lamper, planløsning, tekking	MM	01.09.11
F	Fører	Montør, planløsning, fasader	MM	10.02.11
E	Fører	Planløsning, toaletter / garderobe	MM	11.01.11
D	Fører	Vindusløsning, k. etasje, trappe, planløsning	MM	10.11.11
C	Fører	Planløsning	MM	22.11.10
B	Fører	Konsept, planløsning, fasader	MM	16.11.10
A	Fører	Konsept, partiholder, vinduer	MM	20.09.10
REV:	AMT:	ENDRINGEN GJELDER:	SIKK:	DATO:
TESET AV:	KONTROLLERT AV:	GJØRSET AV:		
Moum	X			
DATO:	DATO:	DATO:		
20.09.10	XX.XX.XXX			

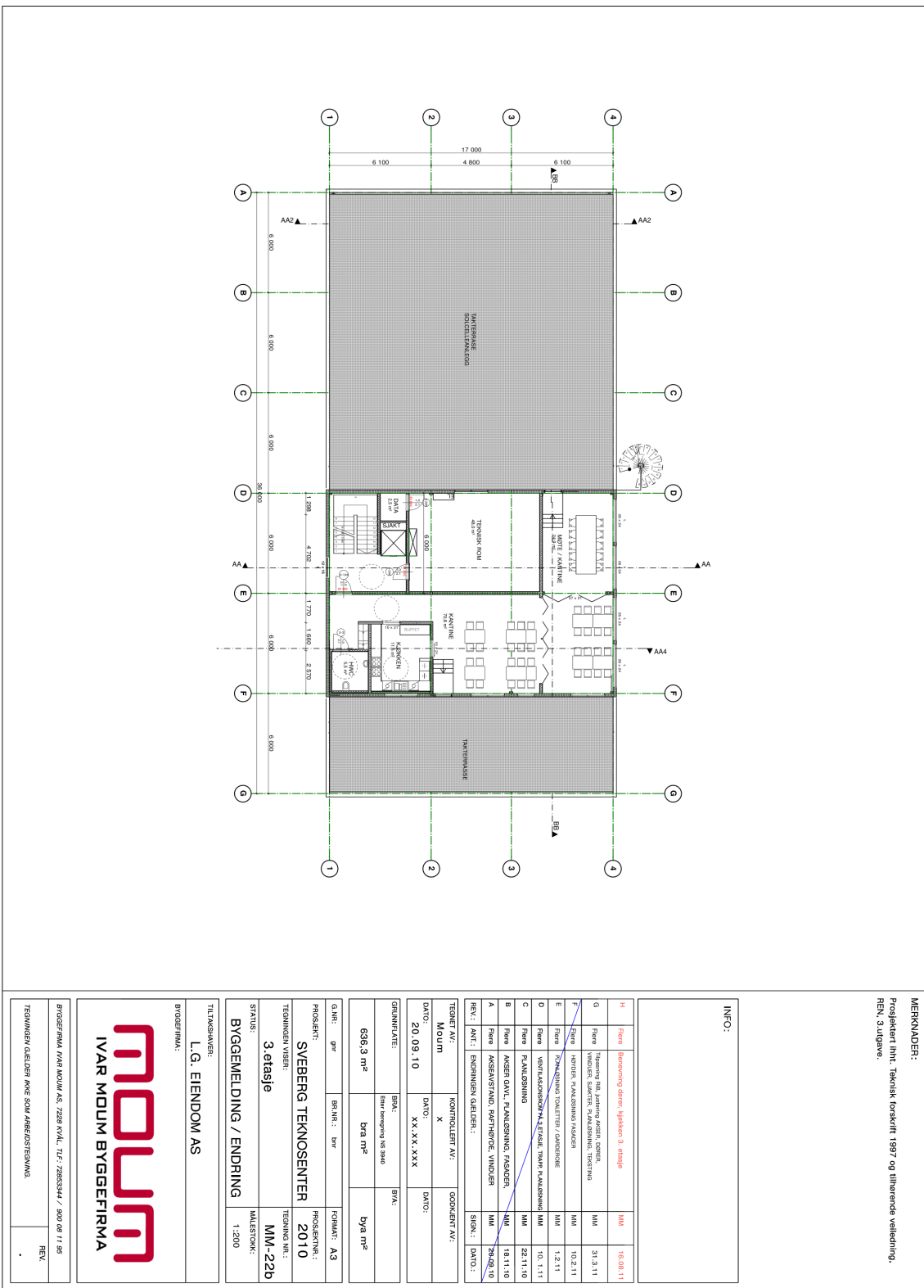
GRUNNFLATE:	BRU:	BVA:
6268,3 m ²	Etter berøpning NS 3940	
	brå m ²	byå m ²

G.NR.:	Bnr	BR.NR.:	Bnr	FORMÅT:	A3
PROSJEKT:	SVEBERG TEKNOSENTER			PROSJEKTNR.:	2010
TEKNIKNR. VISER:	2. etasje			TEKNIKNR.:	MM-22
STATUS:	BYGGEVELDING / ENDRING			MÅLSTOKK:	1:200

TILTAKSÅVER:
L.G. EIENDOM AS



BYGGEFIRMA IVAR MOUM AS, 7269 KVAL, TEL: 72663044 / 400 08 17 85	REV:
TEKNIKNR. GJELDER IKKE SOM ARBEIDSTEVNING.	•



MERKNADER:
 Prosjektet iht. Teknisk forskrift 1997 og tilhørende vedlegg, RBN, 3. utgave.

INFO:

H	Friing	Byggeting dater. Vekstom 3. etasje	MM	10.09.11
G	Friing	Utseende til, utseende avhengig, detalj, vegg, tak, gulv, planløsning, tektning	MM	01.09.11
F	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	10.02.11
E	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	1.2.11
D	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	10.1.11
C	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	22.11.10
B	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	18.11.10
A	Friing	Utseende, detalj, planløsning, tektning	MM	18.11.10

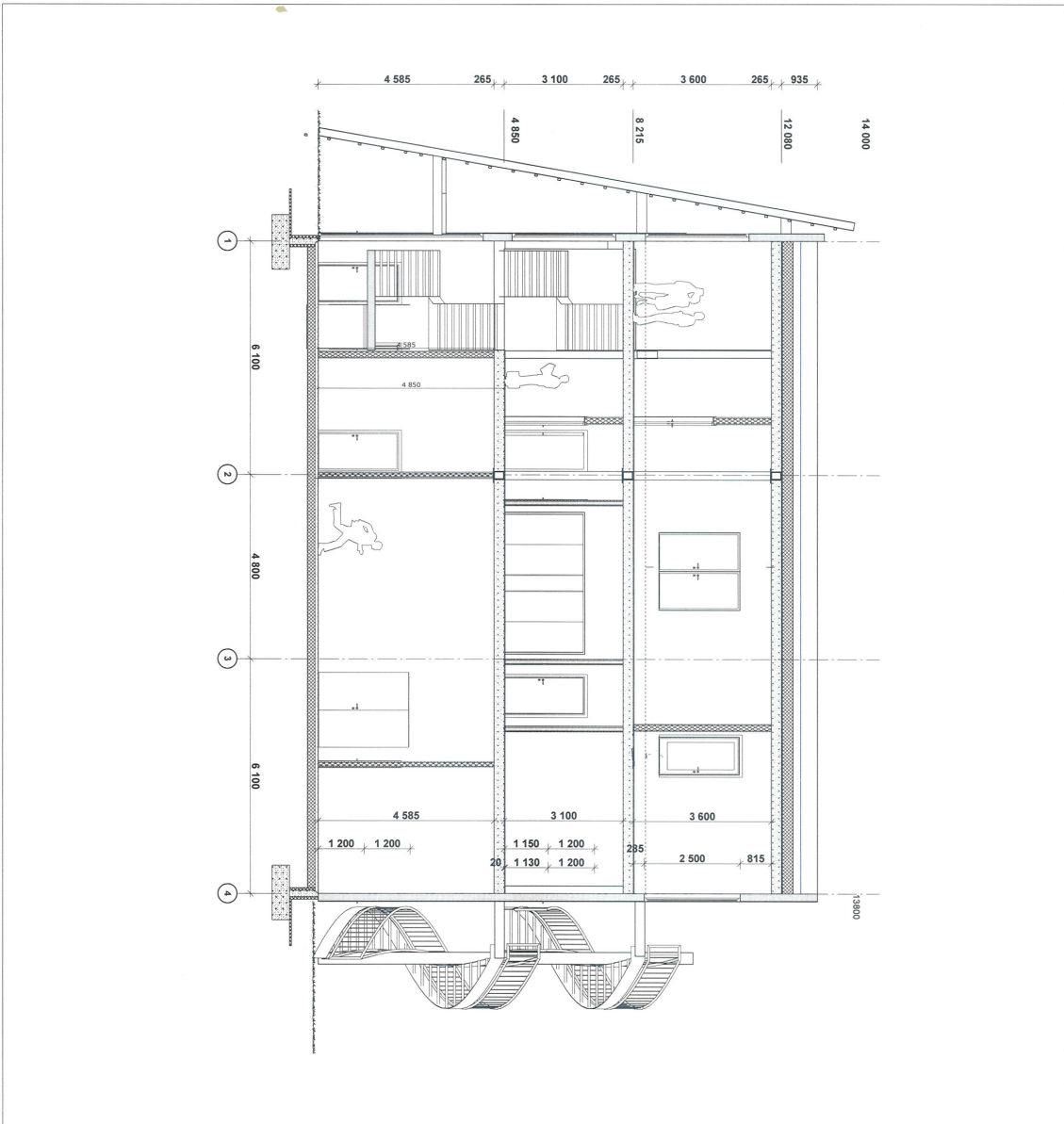
TSJEF AV:	Moum	KONTROLL AV:	X	GDREK AV:	
DATO:	20.09.10	DATO:	XX.XX.XXX	DATO:	

GRUNNPLATE:	BRN:	BRN:	BRN:
	608,3 m ²	brn m ²	brn m ²
G.MR.:	brn	BR.NR.:	brn
PROSJEKT:	SVEBERG TEKNOSENTER		PROSJEKTNR.:
TEKNIKEN VISE:	3 etasje		TEKNIKEN NR.:
STATUS:	BYGGEVELDING / ENDRING		MALESTOKK:
			1:200

TILYKKSÅVER:
L.G. EIENDOM AS
 BYGGEFIRMA:

IVAR MOUM BYGGEFIRMA

BYGGEFIRMA IVAR MOUM AS, 7209 KVAL, TEL: 7380344 / 400 08 71 85
 REV.
 TEKNISGENV GJELDER IKKE SÅMÅNDRING.



MERKNADER:
 Prosjektet lth: Teknisk notisnr. 1997 og tilhørende vedlegg,
 REV. 3. utgave.

INFO:

G	Flere	Tilpassing til, justering AKSER, ØDDEK, VINDUER, SKAPTELE, PLUMBØRSING, TEKSTING	KM	31.3.11
F	Flere	interiør, PLUMBØRSING, RASKER	KM	10.2.11
E	Flere	Tilpassing til toalett, / vedtekst	KM	1.2.11
D	Flere	VENTILASJONEN, LEMPE, TRAPP, PLUMBØRSING	KM	10.1.11
C	Flere	PLUMBØRSING	KM	22.11.10
B	Flere	AKSER GAVL, PLUMBØRSING, RASKER, AKSER	KM	18.11.10
A	Flere	AKSERSTAV, PARTITJØRE, VINDUER	KM	28.09.10

REV.: ANT.: EMBØRNING GJELDER: SKI.: DATO:

TEGNET AV: Moulm
 KONTROLLERT AV: X
 DATO: 20.09.10
 DATO: XX.XX.XXX
 DATO:

GRUNNPLATE: BKA: bna
 bna utgave 10 2010

636,7 m² bna m² bna m²

G.MR.: gnr B.N.NR.: bnr FORMÅT: A3

PROSJEKT: SVEBERG TEKNOSENTER PROSJEKTNR.: 2010

TEGNINGEN VISER: TEGNING NR.: MM-23

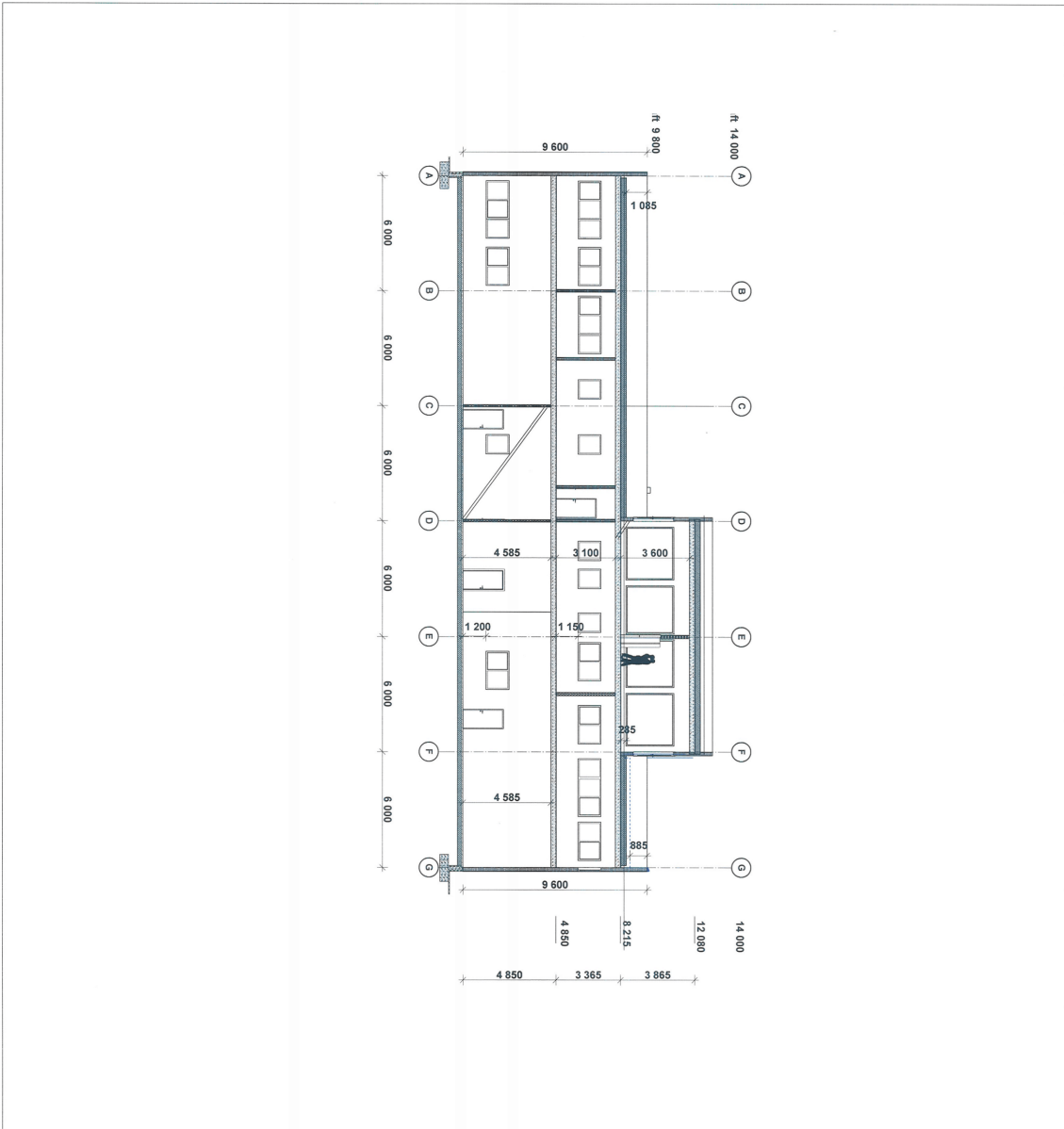
STATUS: BYGGEVELDING / ENDRING MÅLSTOKK: 1:100

TTAKSNIVÅ: L.G. EIENDOM AS

BYGGEFIRMA: IVAR MOUM BYGGEFIRMA



BYGGEFIRMA IVAR MOUM AS, 2228 KVL, TEL: 7285344 / 907 08 11 95
 TEGNINGEN GJELDER IKKE SOM ARBEIDSTEGNING. REV.



MERKNADER:
 Prospekt lmt. Teknisk forskrift 1997 og tilhørende vedlegg, REN, 3. utgave.

INFO:

G	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	31.3.11
F	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	10.2.11
E	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	1.2.11
D	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	10.1.11
C	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	22.11.10
B	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	18.11.10
A	Flisepaving på, Justering ASCEK, DØREK, VINDUER, SKAPTEK, PLANKLOSSING, TIKSTING	MM	20.09.10

REK. - ANT. - BILDINGEN GJELDER:

TEGNET AV:	Moulum	KONTROLLERT AV:	X	GODKJENT AV:	
DATE:	20.09.10	DATE:	XX.XX.XXX	DATE:	

GRUNNPLANE:

G.MR.:	636,3 m ²	B.MR.:	brå m ²	B.V.:	brå m ²
--------	----------------------	--------	--------------------	-------	--------------------

PROSJEKT: SVEBERG TEKNOSENTER

TEGNINGEN VISER: Snitt BB

STATUS: BYGGEMELDING / ENDRING

MÅLSTOKK: 1:200

TILTAKSNAVER: L.G. EIENDOM AS

BYGGEFIRMA: IVAR MOULUM BYGGEFIRMA

BYGGEFIRMA IVAR MOULUM AS, 2228 KJELL, TLF: 72853344 / 990 08 11 95

TEGNINGEN GJELDER IKKE SOM ANBEIDSTEGNING.

REV: .

B Prislister for komponenter

Tabell B.1: Prisoverslag for vekselretter [76], batteripakke, festebrakett og solcellemodul [77]

Modell	Effekt [kW]	Pris inkl. mva [kroner]
Primo 5.0-1	5.0	18 399
Primo 8.2-1	8.2	24 149
Symo 5.0-3-M	5.0	20 599
Symo 7.0-3-M	7.0	25 599
Symo 12.5-3-M	12.5	33 599
Symo 15.0-3-M	15.0	34 499
Symo 8.0 Plus	8.0	34 061
Symo 10.0 Plus	10.0	34 594

Batteripakke	Effekt [kW]	Pris inkl. mva [kroner]
Batteripakke TS 25	9.6	116 071
Batteripakke TS 50	48.0	687 500
Batteripakke TS-I	76.8	937 500

Festebrakett	Vinkling [°]	Pris inkl. mva [kroner]
Øst/vest	10	500
Sør	30	900
Fasade	90	1 100

Solcellemodul	Effekt [W]	Pris inkl. mva [kroner]
Solcellemodul 370/120	370	1 195

Ladestasjon	Effekt [kW]	Pris inkl. mva [kroner]
Zaptec Pro 4G	7.4 – 22	19 600

C Prislister for scenario 2 og 3

Tabell C.1: Totalkostnad for scenario 2 og 3

Komponenter	Antall enheter	Pris per enhet [kroner]	Totalkostnad [kroner]
Primo 5.0-1	2	18 399	36 798
Primo 8.2-1	2	24 149	48 298
Symo 5.0-3-M	1	20 599	20 599
Symo 12.5-3-M	2	33 599	67 198
Solcellemodul 370/120	115	1 195	137 425
Festebrakett sør	—	900	—
Festebrakett øst/vest	36	500	18 000
Festebrakett fasade	79	1 100	86 900
Elektrikerkostnad	—	85 000	85 000
Scenario 2:			
Batteripakke (48 kWh)	1	687 500	687 500
Scenario 3:			
Zaptec Pro 4G	3	19 600	58 800
Sum total, Scenario 2:			1 187 898
Sum total, Scenario 3:			559 098

D Prislister for scenario 4

Tabell D.1: Totalkostnad for scenario 4

Komponenter	Antall enheter	Pris per enhet [kroner]	Totalkostnad [kroner]
Primo 5.0-1	1	18 399	18 399
Primo 8.2-1	1	24 149	24 149
Symo 5.0-3-M	1	20 599	20 599
Symo 7.0-3-M	2	25 999	51 998
Symo 12.5-3-M	1	33 599	33 599
Symo 15.0-3-M	1	34 999	34 999
Symo GEN24 8.0 Plus	1	34 170	34 170
Symo GEN24 10.0 Plus	1	34 704	34 704
Solcellemodul 370/120	209	1 195	249 755
Festebrakett sør	28	900	25 200
Festebrakett øst/vest	48	500	24 000
Festebrakett fasade	133	1 100	146 300
Elektrikerkostnad	—	—	110 000
Batteripakke (76.8 kWh)	1	937 500	937 500
Zaptec Pro 4G	3	19 600	58 800
Sum total			1 804 172

E Prislister for scenario 5

Tabell E.1: Totalkostnad for scenario 5

Komponenter	Antall enheter	Pris per enhet [kroner]	Totalkostnad [kroner]
Primo 5.0-1	1	18 399	18 399
Primo 8.2-1	1	24 149	24 149
Symo 5.0-3-M	1	20 599	20 599
Symo 15.0-3-M	1	34 999	34 999
Solcellemodul 370/120	44	1 195	52 580
Festebrakett sør	—	900	—
Festebrakett øst/vest	22	500	11 000
Festebrakett fasade	—	1 100	—
Elektrikerkostnad	—	—	85 000
Sum total			246 726

F Historisk data for strømpriser

Tabell F.1: Oversikt over strømpriser fra 2003 til 2020 hentet fra SSB [70, 71]

	Kraftpris inkl. avgifter [øre/kWh]	Nettleie inkl. avgifter [øre/kWh]	Kraft og nett i alt inkl. avgifter [øre/kWh]
2003	56.7	28.5	85.1
2004	33.6	42.0	75.6
2005	33.1	42.1	75.2
2006	52.0	40.9	92.8
2007	32.0	40.6	72.6
2008	46.4	41.7	88.0
2009	42.1	42.9	85.0
2010	55.4	46.7	102.1
2011	53.2	47.2	100.4
2012	35.5	45.7	81.2
2013	42.4	45.9	88.3
2014	37.3	46.4	83.7
2015	32.5	49.4	81.9
2016	38.5	53.4	91.8
2017	41.9	54.6	96.5
2018	59.3	55.6	114.9
2019	59.5	56.4	115.9
2020	25.2	55.1	80.3

G Levelized Cost of Energy-analyse

Tabell G.1: *LCoE* for scenario 2

Parametere		År	Nåverdi av utgifter [kr]	Nåverdi av produksjon [kWh]
Inflasjon for produkter	0.025	0	1 198 000.00	0.00
Investeringskostnad [kr]	1 198 000.00	1	1 200 799.79	26 408.27
Vedlikehold og drift [kr/år]	2 978.5	2	1 203 431.59	24 674.83
Diskonteringsrente	0.06	3	1 205 905.49	23 055.17
Levetid for vekselrettere [år]	15	4	1 208 230.95	21 541.83
Effektnedgang	0.006	5	1 210 416.88	20 127.82
Årlig energiproduksjon [kWh]	28 293.9	6	1 212 471.66	18 806.63
Vekselretter utskifting (15år) [kr]	63 147	7	1 214 403.15	17 572.17
		8	1 216 218.75	16 418.73
		9	1 217 925.41	15 341.00
		10	1 219 529.68	14 334.02
		11	1 221 037.69	13 393.14
		12	1 222 455.22	12 514.01
		13	1 223 787.69	11 692.59
		14	1 225 040.22	10 925.09
		15	1 317 673.28	10 207.97
		16	1 318 780.02	9 537.92
		17	1 319 820.35	8 911.85
		18	1 320 798.26	8 326.87
		19	1 321 717.49	7 780.30
		20	1 322 581.58	7 269.60
		21	1 323 393.81	6 792.42
		22	1 324 157.31	6 346.57
		23	1 324 875.01	5 929.98
		24	1 325 549.64	5 540.73
		25	1 326 183.79	5 177.04
		26	1 326 779.89	4 837.22
		27	1 327 340.23	4 519.70
		28	1 327 866.95	4 223.03
		29	1 328 362.06	3 945.83
		30	1 328 827.47	3 686.83

Nåverdier	
Utgifter	1 328 827.47
Produksjon	349 839.15
<i>LCoE</i>	3.798

Antagelser fra GETEK	
kWp	42.55
Elektriker	85 000.00
Batteri	687 500.00
Ladestasjon	0.00
kr/kWp	10 000.00
Totalkostnad for vekselretter	76 147.00

Tabell G.2: $LCoE$ for scenario 3

Parametere		År	Nåverdi av utgifter [kr]	Nåverdi av produksjon [kWh]
Inflasjon for produkter	0.025	0	569 300.00	0
Investeringskostnad [kr]	569 300.00	1	572 099.79	26 408.27
Vedlikehold og drift [kr/år]	2 978.5	2	574 731.59	24 674.83
Diskonteringsrente	0.06	3	577 205.49	23 055.17
Levetid for veksletettere [år]	15	4	579 530.95	21 541.83
Effektnedgang	0.006	5	581 716.88	20 127.82
Årlig energiproduksjon [kWh]	28 093.9	6	583 771.66	18 806.63
Veksletetter utskifting (15år) [kr]	76 147.00	7	585 703.15	17 572.17
		8	587 518.75	16 418.73
		9	589 225.41	15 341.00
		10	590 829.68	14 334.02
		11	592 337.69	13 393.14
		12	593 755.22	12 514.01
		13	595 087.69	11 692.59
		14	596 340.22	10 925.09
		15	707 801.16	10 207.97
		16	708 907.89	9 537.92
		17	709 948.22	8 911.85
		18	710 926.13	8 326.87
		19	711 845.37	7 780.30
		20	712 709.45	7 269.60
		21	713 521.69	6 792.42
		22	714 285.19	6 346.57
		23	715 002.88	5 929.98
		24	715 677.51	5 540.73
		25	716 311.67	5 177.04
		26	716 907.77	4 837.22
		27	717 468.11	4 519.70
		28	717 994.82	4 223.03
		29	718 489.94	3 945.83
		30	718 955.35	3 686.83
		31	719 392.83	3 444.82
		32	719 804.06	3 218.71
		33	720 190.62	3 007.43
		34	720 553.99	2 810.02
		35	720 895.55	2 625.57

Nåverdier	
Utgifter	718 955.35
Produksjon	349 839.15
$LCoE$	2.055

Antagelser fra GETEK	
kWp	42.55
Elektriker	85 000.00
Batteri	0.00
Ladestasjon	58 800.00
kr/kWp	10 000.00
Totalt kostnad for veksletetter	76 147.00

Ligning G.1 viser en utregning for å bestemme investeringskostnaden (Capex) for at utvidelsen tilhørende scenario 3 skal oppnå en $LCoE$ -verdi på 1.16 kr/kWh.

$$1.16 \text{ kr/kWh} = \frac{Capex + \sum_{n=1}^{30} \frac{2978.5}{(1+0.06)^n}}{\sum_{n=1}^{30} \frac{28093.9 \text{ (kWh)} \cdot (1-0.006)^n}{(1+0.06)^n}} \quad Capex = 276\,556 \text{ kr} \quad (\text{G.1})$$

Tabell G.3: *LCoE* for scenario 4

Parametere		År	Nåverdi av utgifter [kr]	Nåverdi av produksjon [kWh]
Inflasjon for produkter	0.025	0	1 829 018.00	0
Investeringskostnad [kr]	1 829 018.00	1	1 834 090.52	45 030.418
Vedlikehold og drift [kr/år]	5 396.3	2	1 838 858.69	42 074.62
Diskonteringsrente	0.06	3	1 843 340.77	39 312.84
Levetid for vekselrettere [år]	15.00	4	1 847 553.93	36 732.35
Effektnedgang	0.006	5	1 851 514.30	34 321.24
Årlig energiproduksjon [kWh]	47 904.70	6	1 855 237.04	32 068.39
Vekselretter utskifting (15år) [kr]	252 617.00	7	1 858 736.42	29 963.42
		8	1 862 025.84	27 996.62
		9	1 865 117.89	26 158.92
		10	1 868 024.42	24 441.85
		11	1 870 756.55	22 837.49
		12	1 873 324.76	21 338.44
		13	1 875 738.88	19 937.78
		14	1 878 008.15	18 629.07
		15	2 246 006.00	17 406.25
		16	2 248 011.13	16 263.71
		17	2 249 895.94	15 196.16
		18	2 251 667.67	14 198.68
		19	2 253 333.10	13 266.68
		20	2 254 898.60	12 395.86
		21	2 256 370.17	11 582.19
		22	2 257 753.45	10 821.94
		23	2 259 053.73	10 111.58
		24	2 260 275.99	9 447.86
		25	2 261 424.92	8 827.70
		26	2 262 504.91	8 248.25
		27	2 263 520.10	7 706.84
		28	2 264 474.38	7 200.96
		29	2 265 371.40	6 728.29
		30	2 266 214.60	6 286.64

Nåverdier	
Utgifter	2 266 214.60
Produksjon	596 533.05
<i>LCoE</i>	3.799

Antagelser fra GETEK	
kWp	77.09
Elektriker	1 100 000.00
Batteri	937 500.00
Ladestasjon	58 800.00
kr/kWp	9 250.00
Totalkostnad for vekselretter	252 617.00

Tabell G.4: $LCoE$ for scenario 5

Parametere		År	Nåverdi av utgifter [kr]	Nåverdi av produksjon [kWh]
Inflasjon for produkter	0.025	0	247 800.00	0
Investeringskostnad [kr]	247 800.00	1	248 871.22	13 369.81
Vedlikehold og drift [kr/år]	1 139.60	2	249 878.17	12 492.21
Diskonteringsrente	0.06	3	250 824.71	11 672.22
Levetid for vekselrettere [år]	15.00	4	251 714.45	10 906.06
Effektnedgang	0.006	5	252 550.81	10 190.19
Årlig energiproduksjon [kWh]	14 223.20	6	253 336.98	9 521.30
Vekselretter utskifting (15år) [kr]	34 999.00	7	254 075.99	8 896.32
		8	254 770.65	8 312.37
		9	255 423.64	7 766.75
		10	256 037.44	7 256.94
		11	256 614.42	6 780.59
		12	257 156.78	6 335.51
		13	257 666.60	5 919.65
		14	258 145.82	5 531.08
		15	309 285.29	5 168.02
		16	309 708.73	4 828.79
		17	310 106.77	4 511.83
		18	310 480.93	4 215.68
		19	310 832.64	3 938.96
		20	311 163.24	3 680.41
		21	311 474.01	3 438.82
		22	311 766.13	3 213.10
		23	312 040.73	3 002.19
		24	312 298.85	2 805.13
		25	312 541.48	2 621.00
		26	312 769.55	2 448.96
		27	312 983.94	2 288.21
		28	313 185.47	2 138.01
		29	313 374.91	1 997.67
		30	313 552.97	1 866.54

Nåverdier	
Utgifter	313 552.97
Produksjon	177 114.33
$LCOE$	1.770

Antagelser fra GETEK	
kWp	16.28
Elektriker	85 000.00
Batteri	0.00
Ladestasjon	0.00
kr/kWp	10 000.00
Totalkostnad for vekselretter	34 999.00

Ligning G.1 viser en utregning for å bestemme investeringskostnaden (Capex) for at utvidelsen tilhørende scenario 5 skal oppnå en $LCoE$ -verdi på 1.16 kr/kWh.

$$1.16 \text{ kr/kWh} = \frac{Capex + \sum_{n=1}^{30} \frac{1\,139.6}{(1+0.06)^n}}{\sum_{n=1}^{30} \frac{14\,223.20 \text{ (kWh)} \cdot (1-0.006)^n}{(1+0.06)^n}} \quad Capex = 139\,634 \text{ kr} \quad (\text{G.2})$$

