

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp
Fakultet for teknologi og realfag
Petter Heyerdahl

Sesonglagring av solvarme til byggningsoppvarming – Et case-studie

Seasonal Storage of Solar Thermal Energy for
Building Consumption – A Case Study

Aleksander Heen

Industriell Økonomi
Studieretning Energifysikk og energiøkonomi

1 FORORD

Masteroppgaven markerer slutten på min studietid ved NMBU, våren 2018. I den anledning vil jeg takke hovedveileder Petter H. Heyerdahl, ved NMBU, for mange nyttige og motiverende innspill. Sesonglagring av solvarme har vist seg å være et veldig spennende konsept, og ønsker Petter og fremtidige studenter lykke til med videre forskning på demonstratoranlegget.

Ellers takk til alle som har gitt innspill underveis, inkludert Wilhelm Huus Hansen, Terje Maarud for invitasjon til Dystlandshaugen, og ikke minst min far som har bidratt med korrekturlesning av oppgaven.

Oslo, 13.05

Aleksander Heen

Sammendrag

I denne oppgaven foretas en alternativanalyse av solvarme med sesonglagring i bakken, som alternativ til direkte elektrisk oppvarming. Det undersøkes om et slikt prosjekt kan være lønnsomt, og eventuelt til hvilken grad. Det tas utgangspunkt i erfaringer fra Drake Landing Solar Community og bruk av koaksial bergvarmeveksler, utviklet av Anergy AS, med rent vann som arbeidsmedium for lagring direkte i berggrunnen. Som 'case' for oppgaven er det sett på et byggkonsept ved Dystlandshaugen i Akershus, opprinnelig tegnet ved Arkitekthøgskolen i Oslo og Akershus.

Innledningsvis skrives det kort om Drake Landing Solar Community og om utviklingen innen solvarme i Europa. Teori-kapitlet inkluderer mer utfyllende om solressurser, praktisk solfysikk og fysikk og virkemåte for bergvarmevekslere benyttet til sesonglagring av termisk energi. Underveis siteres relevante publikasjoner.

Årlig solinnstråling på lokasjonen er beregnet til i gjennomsnitt 1044 kWh/m²/år på et undersøkt, vestvendt bygningstak og 1082 kWh/m²/år på en optimalt vinklet flate. Variasjonen i solinnstråling er ved Monte Carlo-simulering estimert til 986 – 1104 kWh/m²/år og 1024 – 1153 kWh/m²/år (10-/90-prosentil). Undersøkelser av bygningstaket viser at dette er godt egnet for solenergi, med ideell vinkling i sommerhalvåret.

Energibehovet for bygningsoppvarming og varmt forbruksvann estimeres til 165 000 kWh/år. Det foreslås en aktiv solfangerflate på 450 m², hvorav 250 m² dekkes av bygningstak og 200 m² dekkes av frittstående kollektorer. Systemet undersøkes for både direkte solvarme, og for sesonglagring av opptil 90% av den totale varmelasten vinterstid, 79 000 kWh/år. Sesonglager utformes videre for å kunne ta imot maks innstrålt effekt 90% av tiden, med en samlet borehullslengde på 1700 m, fordelt på 38 borehull á 44,7 m dybde. Effekt- og temperaturrelaterte tap estimeres til 15 000 kWh/år, sammenlignet med ideell situasjon. Gjenvinningsgraden for sesonglagret solvarme estimeres til 42%.

Nåverdien for konseptet beregnes til 470 000 NOK med diskonteringsrente 2,5% og -174 000 NOK med diskonteringsrente 4,5%, gitt forutsetninger som diskuteres i oppgaven og over en periode på 30 år. Kostnaden ved å produsere én kilowatttime termisk energi (LCOE) estimeres til 0,66 – 0,85 NOK/kWh.

På grunn av høye investeringskostnader forventes ikke systemet å gå i null før etter 30 år. Når det tas høyde for usikkerhet vedrørende energiproduksjon er investeringen usikker i et rent finansielt perspektiv. Høye strømpriser vinterstid ved innføring av AMS vil kunne endre utfallet.

Det forventes gode tall forventede for noe større prosjekter. Oppgaven konkluderer med at solvarme til bygningsoppvarming kan gjøres lønnsomt i Norge.

Abstract

The purpose of this MSc. thesis has been to evaluate a system for seasonal storage of solar thermal energy, as an alternative to the use of electrical heating of building spaces. The thesis will assess whether or not a system such as this could be economically feasible within the Norwegian building sector. The study makes use of key findings from Drake Landing Solar Community and research on coaxial borehole heat exchangers developed by Anergy AS, for direct storage in bedrock and with the use of water as working fluid. A case study is carried out for a building concept at Dystlandshaugen in Akershus county, originally conceptualized at The Oslo School of Architecture and Design.

The first chapter gives a short presentation of Drake Landing Solar Community and recent development of solar thermal energy in Europe. The theoretical chapter goes on to describe the solar energy resources in more detail, plus solar physics and the physics of borehole heat exchangers and thermal storage of energy. Relevant publications are cited.

Average annual irradiation at the studied location is 1044 kWh/m²/year for a surveyed building roof, facing slightly west, and 1082 kWh/m²/year at optimum tilt angle. The variation in annual irradiation is estimated with the use of Monte Carlo simulation to 986 – 1104 kWh/m²/year and 1024 – 1153 kWh/m²/year, respectively (10-/90-percentiles). Surveys of the building roof indicates that the roof is ideally angled for solar thermal energy production.

The combined thermal load for space heating and hot water is estimated to 165 000 kWh/year. The study proposes an active collector area of 450 m² of which 250 m² are covered by the building roof and 200 m² is covered by freely mounted collectors. The system is evaluated for both direct solar heating and for seasonal storage of up to 90% of the total load during winter, of 79 000 kWh/year. The seasonal storage is dimensioned with a capacity to receive 90% of the maximum observed insolation, with a total borehole depth of 1700 m, distributed over 38 boreholes of 44,7 m depth. Power and temperature related losses are estimated to 15 000 kWh/year. BTES efficiency is estimated to 42%.

Net present value is calculated as 470 000 NOK with a discount rate of 2,5% and -174 000 with a discount rate of 4,5%, given the assumptions made, and over a period of 30 years. The costs of producing one kilowatt-hour of thermal solar energy (LCOE) is estimated to 0,66 – 0,85 NOK/kWh.

Due to high investment costs the system is not expected to break even prior to 30 years of operation. When uncertainty related to energy production is considered the investment is deemed uncertain from a strict financial point of view. High electricity prices, after the introduction of AMS, might change the outcome of the study.

The feasibility of slightly larger projects is deemed promising. The study concludes that solar thermal energy could be economically feasible in Norway.

2 INNHOLDSFORTEGNELSE

1	FORORD	2
2.1	FIGURER.....	7
2.2	TABELLER.....	9
2.3	STØRRELSER OG ENHETER.....	10
3	PROBLEMBESKRIVELSE	11
3.1	OPPGAVENS OMFANG OG PROBLEMSTILLING.....	11
3.2	DYSTLANDSHAUGEN.....	11
4	INNLEDNING	12
4.1	BAKGRUNN.....	12
4.2	DRAKE LANDING.....	13
4.3	ANDRE PROSJEKTER.....	14
4.4	UTVIKLINGEN I SOLENERGI.....	15
4.5	SOLVARME.....	15
4.6	TIDS-LAGRINGSPROBLEMET TILKNYTTET SOLENERGI.....	17
5	TEORI	18
5.1	SOLRESSURSER I NORGE OG EUROPA.....	18
5.2	LOKAL MÅLEDATA OG SATELLITDATA.....	19
5.3	SOLFYSIKK.....	22
5.4	SKYGGING OG SUN-PATH DIAGRAM.....	26
5.5	SOLINNSTRÅLING VIA ATMOSFÆRE.....	26
5.6	SOLFANGERE.....	31
5.7	TERMISK BOREHULLSLAGER (BTES).....	37
5.8	BYGNINGSTEKNISK.....	48
5.9	LØNNSOMHETSEVALUERING.....	52
5.10	KOSTNADER.....	55
5.11	MONTE CARLO-SIMULERING.....	55
5.12	FØRVENTEDE KRAFTPRISER.....	57
6	METODE	60
6.1	MÅNEDLIG ENERGIBEHOV.....	60
6.2	SOLINNSTRÅLING.....	60
6.3	SOLVARME.....	64
6.4	VARIGHETSKURVEN OG EFFEKTDIMENSJONERING.....	65
6.5	BTES-DIMENSJONER.....	66
6.6	ÅRLIG BTES-GJENVINNINGSGRAD.....	66
6.7	KORTTERMS ENERGILAGER.....	67
6.8	OPPLADNINGSFORLØP OG ENERGIBALANSE.....	67
6.9	‘NULLALTERNATIVET’.....	68
6.10	NÅVERDIBEREGNING.....	69
6.11	LCOE.....	69
7	RESULTATER	70
7.1	MÅNEDLIG ENERGIBEHOV.....	70
7.2	SOLINNSTRÅLING.....	72
7.3	FØRVENTET SOLINNSTRÅLING.....	74
7.4	BEREGNET SUN-PATH DIAGRAM.....	76

7.5	EFFEKTEN AV KOLLEKTORS HELNINGSVINKEL OG HIMMELRETNING	77
7.6	DIMENSJONERENDE EFFEKT (CLEAR-SKY-STRÅLING).....	78
7.7	HØSTET SOLVARME	79
7.8	DRIFTSSITUASJONER.....	80
7.9	INNFALLSVINKEL-MODIFIKATOR.....	81
7.10	SOLVARME.....	82
7.11	VARIGHETSKURVER	84
7.12	DIMENSJONERENDE BTES-EFFEKT	85
7.13	BTES-DIMENSJONER	86
7.14	KORTTIDS ENERGILAGER.....	87
7.15	ÅRLIG BTES-GJENVINNINGSGRAD.....	88
7.16	OPPLADNINGSFORLØP OG ENERGIBALANSE.....	88
7.17	NULLALTERNATIVET	90
7.18	KOSTNADSKALKYLE.....	90
7.19	NÅVERDI.....	91
7.20	LCOE	92
8	DISKUSJON	93
9	KONKLUSJON.....	98
10	REFERANSER.....	99

2.1 FIGURER

Figur 1 Arealberegninger Edward G.W. Nesse.....	110
Figur 2 Systemskisse Drake Landing Solar Community (Kilde: DLSC).....	13
Figur 3 Solar district heating and cooling – capacities and collector area installed and number of systems in 2016 (IEA).....	15
Figur 4 Vision for solar heating and cooling deployment.....	15
Figur 5 Global termisk kapasitet og produksjon 2000 – 2016 (IEA).....	16
Figur 6 Utviklingen bygningsintegrete solceller. PV. (Bloomberg).....	16
Figur 7 Tids-lagringsproblemet (SINTEF).....	17
Figur 8 Solenergipotensialet i Europa (PVGIS 2012).....	18
Figur 9 Månedlig innstråling på horisontal flate (Data: PVGIS).....	19
Figur 10 Normalfordelt feilprosent (Data: PVGIS).....	20
Figur 11 Uncertainty of satellite data in dependence of latitude and source of satellite. MSG= Meteosat Second Generation, hr = high resolution area (Europe) (Meteonorm, 2017). Oslo ligger på 60 grader nord.....	21
Figur 12 Ekstraterrestriell strålingstetthet.....	22
Figur 13 Deklinasjonsvinkel over ett år (Chen, 2011).....	23
Figur 14 A) Høyde og Zenith-vinkel, Helningsvinkel, Azimuth og sol-Azimuthvinkel for et tiltet plan. b) Planskisse av sol-Azimuthvinkelen (Duffie & Beckman, 2006).	24
Figur 15 Sun-Path diagram med inntegnet skyggeprofil (Duffie & Beckman, 2006).....	26
Figur 16 Eksempel på atmosfærisk spredning og absorpsjon (Duffie & Beckman, 2006).....	27
Figur 17 Air Mass (Duffie & Beckman, 2006).....	27
Figur 18 Direkte og diffus stråling (Mark Fedkin - modified after Duffie and Beckman, 2013).....	27
Figur 19 Tverrsnitt av alminnelig platesolfanger (Twidell & Weir, 2015).....	31
Figur 20 Tverrsnitt av platesolfanger, for Hottel-Willier-Bliss (Twidell & Weir, 2015).	32
Figur 21 Collector efficiencies at different irradiances and temperature differences (Quaschnig, 2004).....	33
Figur 22 Plott av innfallsvinkel-modifikator for $b=0,10$	35
Figur 23 Estimert panelvirkningsgrad mot observert systemytelse i Drake Landing (Sibbitt & McClenahan, 2011).....	36
Figur 24 U-rørsvarmeveksler (DLSC) og vannfylt koaksialvarmeveksler.	38
Figur 25 Interaksjon mellom berg og varmeveksler.....	38
Figur 26 Akershus kartblad N250 (https://www.ngu.no/emne/kart-og-data). Dystlandshaugen merket t.h. i bildet.....	39
Figur 27 Radiell temperaturprofil for sylindrisk BTES med formfaktor ca. 0,5.....	42
Figur 28 Prinsippkisse for varmeoverføring i LTspice.....	44
Figur 29 Volum-til-overflate-faktor.....	45
Figur 30 Simulert systemytelse for 52 hjem (Drake Landing) (Sibbitt & McClenahan, 2015).....	46
Figur 31 Simulert systemytelse for 1054 hjem (Sibbitt & McClenahan, 2015).....	46
Figur 32 Drake Landing BTES 2011-2016.....	47
Figur 33 Oppladningsforløpet ved Drake Landing.....	48
Figur 34 Nåverdiprofil med $IRR = 20\%$ ($I_0 = 100$, $CF = 120$, $n = 1$).....	53
Figur 35 Fordelingsfunksjoner i Crystal Ball. Uniform fordeling t.v., triangulær fordeling t.h.	56
Figur 36 Kraftprisbanen mot 2030 (NVE).....	57
Figur 37 Husholdninger. Total pris for kraft, nettleie og avgifter (SSB).....	58
Figur 38 Kalibrert månedlig energiforbruk.....	60
Figur 39 PVGIS (eksempelillustrasjon).....	61
Figur 40 Meteonorm 7.2 (eksempelillustrasjon).....	61
Figur 41 Oracle Crystal Ball (eksempelillustrasjon).....	62
Figur 42 Metode for beregning av varmebalanse.....	64
Figur 43 Drake Landing BTES utforming.....	66

Figur 44 NVEs kraftprisestimer	68
Figur 45 10-års måledata, utetemperatur (Meteorologisk institutt)	70
Figur 46 Månedlig energibehov pr. kvadratmeter brutto areal (BRA)	71
Figur 47 12-års satellittdata Dystlandshaugen (PVGIS)	72
Figur 48 Månedlig gjennomsnittlig innstråling Dystlandshaugen (PVGIS & Meteororm)	72
Figur 49 Sammenligning av PVGIS, Meteororm og beregnet innstråling i planet	73
Figur 50 Månedlig gjennomsnittlig innstråling Dystlandshaugen 23°V, helningsvinkel 30° (PVGIS)	73
Figur 51 Monte Carlo-simulering av solinnstråling i takplanet, Dystlandshaugen (PVGIS)	74
Figur 52 Monte Carlo-simulering av solinnstråling i optimalt vinklet plan, Dystlandshaugen (PVGIS)	74
Figur 53 Monte Carlo-simulering av månedlig utfallsrom i takplanet, Dystlandshaugen (PVGIS)	75
Figur 54 Monte Carlo-simulering av månedlig utfallsrom for optimalt vinklet plan, Dystlandshaugen (PVGIS)	75
Figur 55 Beregnet Sun-Path diagram Dystlandshaugen (ingen skygging)	76
Figur 56 Optimal helningsvinkel for direkte solinnstråling juni kl. 12:00, Dystlandshaugen	77
Figur 57 Optimal helningsvinkel for direkte solinnstråling kl. 12:00, årlig gjennomsnitt Dystlandshaugen	77
Figur 58 Global clear-sky-effekt i juni (PVGIS)	78
Figur 59 Global clear-sky-effekt i 30-graders planet, Dystlandshaugen	78
Figur 60 Beregnede innfallsvinkler og modifikator for direkte innstråling	81
Figur 61 Varmebalanse [MWh]	83
Figur 62 Varighetskurven 2012-2016	84
Figur 63 Varighetskurve 10-års gjennomsnitt	84
Figur 64 Høstet energi ved ulike utnyttelsesgrader	85
Figur 65 Investeringskostnad og energimengde over n'te prosentil	86
Figur 66 Borehullsmatrise. Totalt 38 borehull	87
Figur 67 Estimert oppladningsforløp	89
Figur 68 Nullalternativet	90
Figur 69 Fremtidige diskonterte kontantstrømmer $r=2,5\%$	91
Figur 70 Nåverdiprofil $r = 2,5 - 4,5\%$ (IRR = 3,9%)	92
Figur 71 LCOE	92

Alle figurer er kildereferert. Hvis ikke kildereferert er figur egenprodusert.

2.2 TABELLER

Tabell 1 GPS-data Dyslandshaugen	110
Tabell 2 Community-størrelse BTES-prosjekter (Lanahan & Tabares-Velasco, 2017).....	14
Tabell 3 Typiske parametere for ‘glazed’ platesolfanger.....	34
Tabell 4 Solfangerytelse Drake Landing-kollektor	35
Tabell 5 Sammenlignbare varmeledningmålinger utført ved 4 laboratorier.....	40
Tabell 6.....	41
Tabell 7 Termisk motstand i bergvarmevekslere	44
Tabell 8 Termiske egenskaper for simulerte bergarter (Sibbitt & McClenahan, 2015)	47
Tabell 9 Årlig gjenvinningsgrad for BTES i perioden 2011-2016 (tilhørende figur 32):	47
Tabell 10 Årlig gjenvinningsgrad for BTES i perioden 2007-2011 (tilhørende figur 33):	48
Tabell 11 Energirammer (TEK17)	50
Tabell 12 Minimumskrav	50
Tabell 13.....	51
Tabell 14 Reduksjon i solfangerytelse 26-års drift (Fan, et al., 2009)	53
Tabell 15 Struktur for Diskonteringsrente for et normalprosjekt	53
Tabell 16 Kostnader	55
Tabell 17 Eksempelberegning Juni: A = Azimuthvinkel, B = Helningsvinkel. Tallene i tabellen representerer projisert direkte clear-sky stråling [W/m^2]	63
Tabell 18 Skalert gjenvinningsgrad.....	67
Tabell 19 Årlig vekst i nettleie	68
Tabell 20 Oppsummeringstabell for middeltemperatur og graddagstall	70
Tabell 21 Beregnet energiramme og varmtvannsforbruk	71
Tabell 22 Beregnet månedlig energibehov.....	71
Tabell 23 Virkningsgrad under ulike driftsforhold	79
Tabell 24 Gyldige driftsituasjoner for styring av massestrømning	80
Tabell 25 Årlig høstet solvarme pr. kvadratmeter solfangerareal [MWh/m^2]	82
Tabell 26 Årlig høstet solvarme [MWh]	82
Tabell 27 Årlig nyttbar solvarme [MWh]	82
Tabell 28 Nyttbar varme og gjenvinningsgrad [MWh].....	83
Tabell 29 Oppsummeringstabell varighetskurve 10-års gjennomsnitt	84
Tabell 30 Borehullslengde og investeringskostnad.....	85
Tabell 31 Tapt energi for n'te prosentil [MWh]	85
Tabell 32 Radiell fordeling av borehull á 4m avstand	86
Tabell 33 BTES-dimensjoner	87
Tabell 34 Vannmengder korttids energilager	88
Tabell 35 Oppvarming av korttids energilager.....	88
Tabell 36 Estimert oppladningsforløp.....	89
Tabell 37 Estimert strømforbruk neste 20-30 år.....	90
Tabell 38 Kostnadskalkyle	90
Tabell 39 Inndata for nåverdiberegning:	91
Tabell 40 LCOE	92

Alle tabeller er kildereferert. Hvis ikke kildereferert er tabell egenprodusert.

2.3 STØRRELSER OG ENHETER

Størrelse	Quantity	Notasjon
Solkonstanten	Solar Constant	G_{SC}
Innstrålt effekt, irradians	Irradiance	G [W/m ²]
Innstråling (energi)	Irradiation	H [kWh/m ²]
Breddegrad	Latitude	φ
Deklinasjonsvinkel	Declination	δ
Helningsvinkel	Slope (Tilt Angle)	β
Azimuth-vinkel, himmelretning	Azimuth	γ
Timevinkel	Hour Angle	ω
Innfallsvinkel	Incidence Angle	θ
Zenith-vinkel	Zenith Angle	θ_z
Sol-høydevinkel	Solar Altitude	α_s
Sol-azimuthvinkel	Solar Azimuth	γ_s
Virkningsgrad 'eta'	Efficiency	η
Kelvin	Kelvin	K
Massestrøm	Mass Flow	\dot{m}

3 PROBLEMBESKRIVELSE

3.1 OPPGAVENS OMFANG OG PROBLEMSTILLING

I denne masteroppgaven foretas en alternativanalyse av solvarme med sesonglagring i bakken, som alternativ til direkte elektrisk oppvarming. Det undersøkes om et slikt prosjekt kan være lønnsomt, og eventuelt til hvilken grad. Oppgaven skrives som en teknisk-økonomisk vurdering, der systemet detaljeres i tilstrekkelig grad til at lønnsomhetsspørsmålet kan vurderes, og de største usikkerhetene kartlegges. Det tas utgangspunkt i erfaringer fra Drake Landing Solar Community og bruk av koaksial bergvarmeveksler, utviklet av Anergy AS, med rent vann som arbeidsmedium for lagring av termisk energi direkte i berggrunnen. På grunn av tidsomfanget begrenses oppgaven til ikke å se på frittstående bergvarmepumpe eller varmepumpe i kombinasjon med solvarme.

Som 'case' for oppgaven er det sett på byggkonsept ved Dystlandshaugen i Akershus. Prosjektet omfatter en byggklynge på til sammen 1187 m² BRA, som opprinnelig ble tegnet ved Arkitektthøgskolen i Oslo og Akershus. Prosjektet kan sies å ha en tydelig miljøprofil. Deler av det nødvendige solfangerarealet vil kunne legges på gårdens låvetak.

3.2 DYSTLANDSHAUGEN

Dystlandshaugen ligger i Nes kommune, Akershus. Dystlandshaugen er gammel slektsgård fra 1780 og produserer såkorn på 200 mål. I tillegg har gården 400 mål skog. Neste generasjon ønsker ikke å fortsette med kornproduksjon som nå, og gården er allerede i omstilling med drift av lydstudio og konsert/møtelokale. I tillegg til dette er det bygget en designlåve¹, tegnet og bygget av studenter ved Arkitektthøgskolen i Oslo (AHO). I tilknytning til låven finnes fire fraskilte tomer som skal bebygges. Konseptskisse og arealberegninger av Edward G.W. Nesse (AHO) er gjengitt under. Videre undersøkes energipotensialet på gårdens eldste låvetak (ikke avbildet), og i hvor stor grad takmonterte kollektorer kan dekke oppvarmingsbehovet for bygningsklyngen.



¹ Pocket Farm: <https://scspocketfarm.wordpress.com/>

4 Innledning

4.1 BAKGRUNN

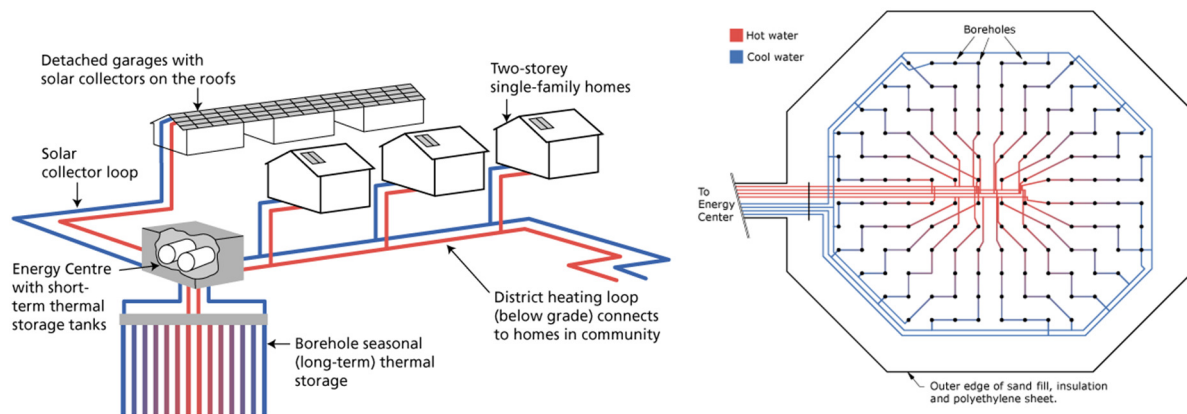
Samlet energibruk i husholdningene og i tjenesteytende næring utgjør i Norge i dag henholdsvis 45 og 30 TWh, eller rundt halvparten av Norges samlede produksjon (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017). Bærekraftig- og fornybar energiproduksjon kan redusere bruk av fossile brenselkilder i Norge og Europa, men krever fleksibilitet og lagringsløsninger for å kompensere for periodisk og uforutsigbar produksjon. Mer fleksible løsninger og mulighet for lagring er kritisk for å gå over til en 'grønnere' energisektor da fornybar produksjon av sol, vind og ikke-regulerbar elvekraft bedre kan balanseres med variasjonen i etterspørsel.

I denne oppgaven gjøres en teknisk-økonomisk vurdering av sesonglagring av solvarme til oppvarmingsformål, ved bruk av termisk borehullslager (BTES). Sesonglagring av solvarme har sjelden vært utført i større skala, men er meget spennende i et bærekraftperspektiv da teknologien er tilnærmet 100% fornybar. Kommersielle storskala prosjekter har foreløpig vært utført i blant annet Canada, med prosjektet Drake Landing Solar Community, og Drake Landing-prosjektet har vært et forbildeprosjekt for utbygging av et demonstratoranlegg for sesonglagring av solvarme ved NMBU. Utnyttelse av solvarme og borehullsteknologi er hver for seg velprøvd teknologi og har vært mye utnyttet i Norge til oppvarming av tappevann og i kombinasjon med varmepumpeløsninger. Oppgaven overlapper derfor med mer tradisjonell energiteknologi, men forsøker også å kartlegge ytelse og kostnader ved et sesonglagringssystem i norsk klima.

Som 'case' for mastergradsprosjektet er det valgt å se på en lokasjon ved Dystlandshaugen i Akershus fylke. Prosjektet omfatter tre-til-fire tomannsboliger som opprinnelig ble tegnet ved Arkitekthøgskolen i Oslo. Det undersøkes om oppvarming av boligklyngen er økonomisk gjennomførbart. Oppgaven kan også sees som en alternativanalyse eller forprosjekt for et sesonglagringsprosjekt, gitt forutsetningene ved Dystlandshaugen.

4.2 DRAKE LANDING

Prosjektet ved Drake Landing Solar Community (DLSC) består av tilsammen 52 boliger, som fjernvarmes av 800 takmonterte paneler tilknyttet et langterms borehullager med 144 borehull á 37 meters dybde. I tillegg benyttes et korttids lager for akkumulering av varmt forbruksvann sommerstid og for sammenknytning av systemet. Drake Landing ligger i nærheten av Alberta på breddegrad 51,1° nord og 1084 meters høyde. Temperaturer oppgis å variere fra om lag -33°C vinterstid til 28,3°C sommerstid. Systemet er illustrert i figur 2 (Drake Landing Solar Community , 2018).



Figur 1 Systemskisse Drake Landing Solar Community (Kilde: DLSC)

Systemet fungerer ved at flatplate-solfangere fanger store mengder solenergi som varmer sirkulert vann, som deretter distribueres og lagres i grunnen via borehullsvarmevekslere. Borehullsystemet kan sees som en stor varmeveksler, som varmer opp omkringliggende grunn og som på grunn av høy varmekapasitet evner å holde på en tilstrekkelig stor andel av varmen over året. Selve grunnen utnyttes dermed som 'batteri'. Distribusjon av vann skjer via elektriske pumper og naturlig konveksjon, og utnyttes til romoppvarming via konvektorer.

Borehullslageret i DLSC er utformet som en 'matrise', der til sammen 24 strenger med 6 borehull i serie utgjør systemet. Hvert borehull er 140-150 mm i diameter, der vann sirkuleres i U-rør. Varme 'dumper' i senter av lageret, som ved endt oppvarmings sesong vil holde opp til 80°C. Rørføringene sammenkobles på toppen av brønnparken. Avstand fra borehull-til-borehull er på 2,25 meter, og til sammen er brønnparken på 35 meter i diameter. Det øverste laget i hvert borehull, før grunnfjell er nådd, er isolert med foringsrør for å forhindre varmetap, og hele parken er tilslutt isolert med et toppdekke. Arealet er fortsatt utnyttbart som rekreasjonsareal.

DLSC har vært driftet i 10 år med en dekningsgrad på 96% av oppvarmingsbehovet i perioden 2012-2106, og om lag 92% under kaldeste vinter, 2013-2104. De resterende 4-8% driftes ved direkte elektrisitet. Ytelseskoeffisienten til elektriske systemer (sirkulasjonspumper, automasjon) er oppgitt til over 30¹. Det vil si at for én kWh direkte elektrisitet som går til å drifte systemet høstes 30 kWh (Drake Landing Solar Community , 2018). Nærmere beskrivelser av prinsippene som inngår i DLSC-systemet er beskrevet under Teori.

¹ COP (Coefficient of Performance) > 30

4.3 ANDRE PROSJEKTER

Flere typer sesonglagringsalternativer med vann som arbeidsmedium har vært foreslått og/eller utprøvd, inkludert lagringstanker og underjordiske reservoarer, i tillegg til lagring i borehull. Lulea-systemet i Sverige utnytter sesonglagring i et borehullsystem, og har vært i drift siden 1983. Systemet benytter varmt avfallsvann fra prosessindustri fremfor solvarme, og består av 120 borehull á 65 m dybde, der øverste 2-6 m er jorddekke og resterende grunnfjell. Hullene er boret med fire meters avstand for et lagringsvolum på ca. 10^5 m^3 .

Gjenvinningsgraden for Lulea-systemet er på rundt 60%. Systemet varmes til rundt 80°C , der høyeste- og laveste temperatur i senter av borehullsystemet varierer mellom 60°C og 40°C . Temperaturen i omkringliggende fjell er 5°C (Duffie & Beckman, 2006).

Tabell 2 viser et utvalg av lokal- og fjernvarmeprosjekter som benytter sesonglagring ved hjelp av borehullslagersystemer (BTES¹), inkludert bergvarmepumpe (GSHP²) og termisk solvarme. GSHP-prosjektene i Norge er nevnt som referanseprosjekter, men utnytter ikke termisk lagringskapasitet. Solvarme er prøvd ut i både Sverige, Danmark og Tyskland. Praksis i mange av solvarmeprosjektene har vært å kombinere termisk solvarme med varmepumpe eller fjernvarme. Slike prosjekter kan betegnes som assisterte solvarmeprosjekter (Lanahan & Tabares-Velasco, 2017).

Tabell 1 Community-størrelse BTES-prosjekter (Lanahan & Tabares-Velasco, 2017)

Location	Building(s)	Year Built	Energy Source	No. of Boreholes	Storage Volume [1000 m ³]	Estimated Thermal Storage Capacity [MWh]
DLSC in Olbotoks, Canada [43]	52 Residential Homes	2007	Solar Thermal	144	34	780
Neckarsulm, Germany [88]	300 Homes & Shopping Center	1997	Soar Thermal	528	63	1000
Akreshus University Hospital, Norway [42]	Hospital	2007	GSHP	228	300	N/A
Nydalen Business Park Oslo, Norway [85]	Several Large Buildings	2004	GSHP	180	1800	N/A
Brædstrup District Heating, Denmark [111]	1500 households	2013	Solar Thermal	48	19	616
Crailsheim, Germany [48]	School & Gymnasium	2007	Solar Thermal	80	39	1135
Attenkirchen, Germany [89]	30 Homes	2000	Solar Thermal	90	10	77
Anneberg, Stockholm [87]	50 homes	2001	Solar Thermal	99	60	1467
UMASS Campus, USA [98]	University Campus	Simulation	Existing Steam Turbines	6000	620	37,000
University of Ontario, Canada [112]	Four University Buildings	2004	Heating and Cooling GSHP	370	1400	9700
Groningen, The Netherlands [113]	96 residences	1985	Solar Thermal	20	23	595
Kerava, Finland ** [62]	44 Flats	1985	Solar Thermal			90
Vaulruz Project [113]	Maintenance Center	1982	Solar Thermal	Horizontal Tubing	3.5	90
Kungsbacka, Sunclay, Sweden [62]	School Building	1980	Solar Thermal	N/A	85	86,000
Innsbruck, Kranebitten, Austria [113]	1200 MWh/year	1983	Solar Thermal	Horizontal Tubing	60	100

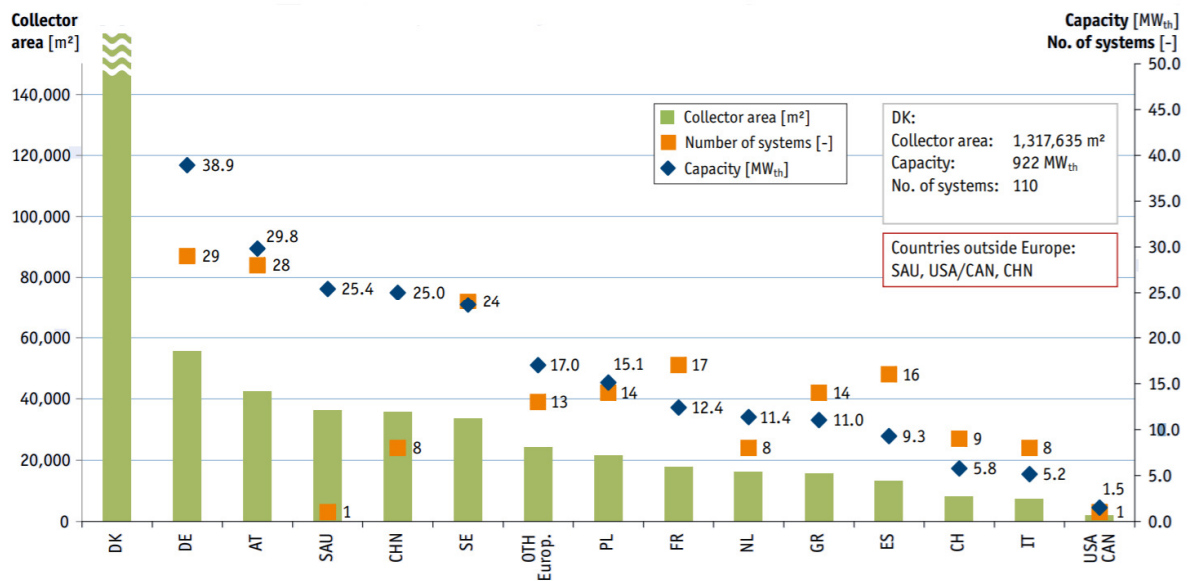
** Information lacking due to study year.

Det Internasjonale energibyrået (IEA) beskriver, i 2017, Danmark som verdensledende innen storskala solvarme. I 2016 ble 31 nye sol-fjernvarmeanlegg installert. De fleste av disse anleggene består av store solparker med flatplate-kollektorer tilknyttet tradisjonelle fjernvarmeanlegg. De største anleggene i drift pr. 2017 var lokalisert i Silkeborg ($110 \text{ MW}_{\text{th}}$ ³), Vojens ($50 \text{ MW}_{\text{th}}$, $69,991 \text{ m}^2$), Gram ($31.4 \text{ MW}_{\text{th}}$, $44,836 \text{ m}^2$) og Dronninglund ($26.3 \text{ MW}_{\text{th}}$, $37,500 \text{ m}^2$) og er utstyrt med sesonglagringssystemer for solandeler på rundt 50%. Silkeborg var i 2017 verdens største anlegg foreløpig satt i drift. Andre europeiske land inkluderer Tyskland med 29 demonstratoranlegg (noen med sesonglagring) og Sverige med 24 anlegg. Figur 3 viser status for distribuert solvarme i Europa med pr. 2016 (IEA Solar Heating Programme, 2017).

¹ Borehole Thermal Energy Storage

² Ground Source Heat Pump

³ Mega-wattimer termisk



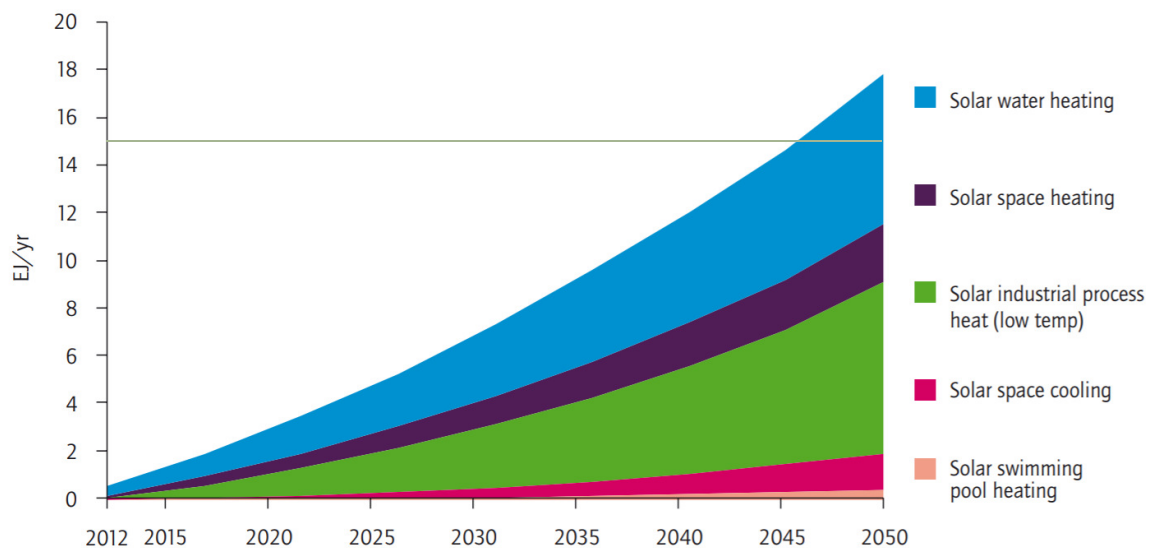
Figur 2 Solar district heating and cooling – capacities and collector area installed and number of systems in 2016 (IEA)

4.4 UTVIKLINGEN I SOLENERGI

Utviklingen i utbredelsen av solenergi har vært i rask utvikling og spås å vokse sterkt de kommende tiår med fallende kostnader og økt fokus på fornybar energi. For ordens skyld skiller det her mellom termisk solvarme og fotovoltaiske solceller (PV) for elektrisitet.

4.5 SOLVARME

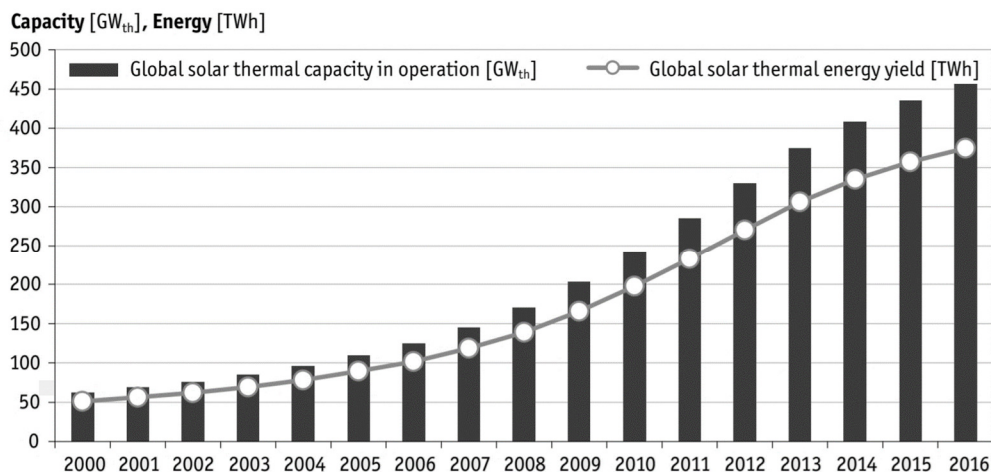
IEA sin fremtidsvisjon for solvarme til bygningsoppvarming, oppvarming av varmt forbruksvann, industriprosesser, kjøling og oppvarming av svømmebasseng er anslått til 16,5 EJ¹ i 2050, tilsvarende 4583 TWh_{th} produsert energi (IEA Solar Heating Programme, 2012). Av dette er rundt halvparten (8,9 EJ) romoppvarming og forbruksvann i byggsektor (figur 4).



Figur 3 Vision for solar heating and cooling deployment (IEA Solar Heating Programme, 2012)

¹ Exajoule (10¹⁸)

Globalt har installert effekt for termisk solfangning i vannbårne systemer økt fra 62 GW_{Th} i 2000 til 456 GW_{Th} i 2016, tilsvarende en total produksjon på 51 TWh og 375 TWh. Europa står for den største andelen av global kapasitet. Utviklingen er illustrert i figur 5. Faktisk produksjon for solvarme var i 2016 omtrent jevnbyrdig med fotovoltaiske solceller, og solvarme bidro alene i 2016 til en besparelse tilsvarende 40,3 millioner tonn olje (IEA Solar Heating Programme, 2017).



Figur 4 Global termisk kapasitet og produksjon 2000 – 2016 (IEA Solar Heating Programme, 2017)

4.5.1 Bygningsintegrert solenergi

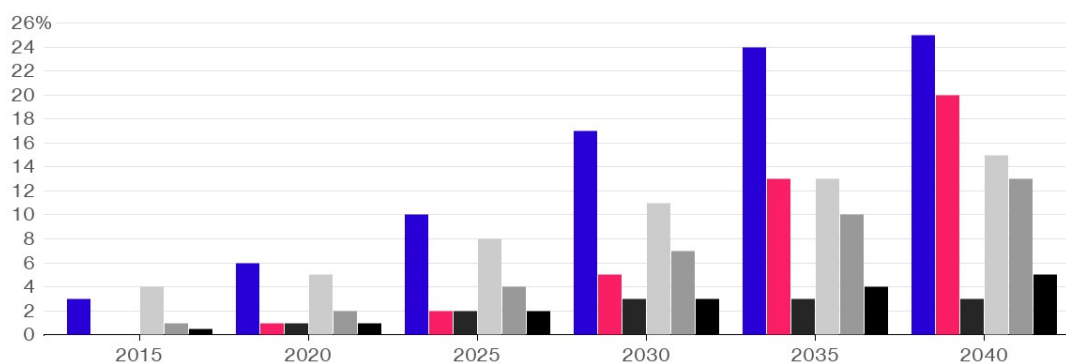
Analysebyrået Bloomberg forventer at PV-teknologi vil stå for 48% av all installert kapasitet og 34% av verdens energiproduksjon i 2040, sammenlignet med respektive 12% og 5% i dag.

Bygningsintegrerte solceller er anslått å kunne stå for 24% av all elektrisitetsproduksjon i Australia og 15% i Tyskland i 2040. Figur 6 illustrerer forventet utvikling i bygningsintegrerte solceller for et utvalg land. (Bloomberg New Energy Finance, 2017).

House Power

Electricity supplied by solar rooftops to gain share

■ Australia ■ Brazil ■ China ■ Germany ■ Japan ■ U.S.



Source: Bloomberg New Energy Finance

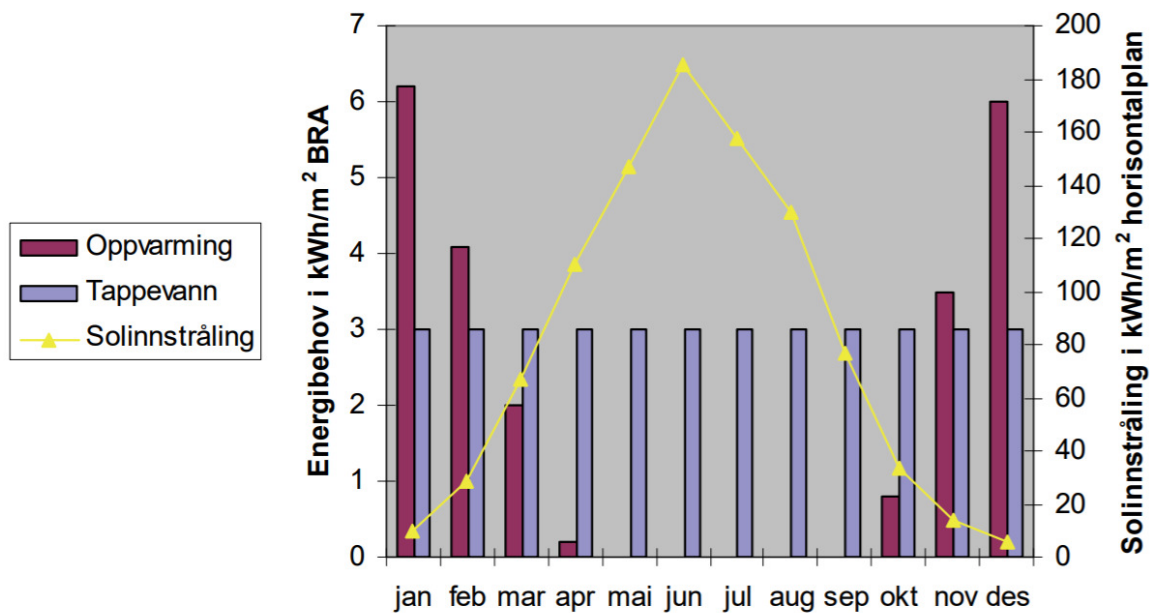
Bloomberg

Figur 5 Utviklingen bygningsintegrerte solceller. PV. (Bloomberg)

4.6 TIDS-LAGRINGSPROBLEMET TILKNYTTET SOLENERGI

Utnyttelse av solenergi til romoppvarming er utfordrende i norsk klima, med tanke på solinnstrålingens sesongvariasjoner og energibehovet som er størst vinterstid. Benyttes solenergi som energikilde, må man tilpasse seg solinnstrålings naturlige variasjoner, lagre energien eller ha alternative energikilder når solen ikke skinner. Tradisjonelt sett har derfor solvarme vært benyttet i småskala hytteanlegg og til oppvarming av tappevann. Utnyttelse av solfangere til både tappevann og i kombinasjon med varmepumpe har derimot blitt mer vanlig. Tids-lagringsproblemet omfatter også PV-teknologi selv om batteriteknologi er blitt mer tilgjengelig de siste årene¹.

Figur 7 illustrerer tids-lagringsproblemet tilknyttet solenergi, der solinnstrålingen er i motfase med oppvarmingsbehovet. Figuren viser årlig solinnstråling i Oslo mot oppvarmingsbehovet for et småhus (SINTEF Byggforsk, 2008).



Figur 6 Tids-lagringsproblemet (SINTEF)

¹ Tesla Powerwall 2 har en nyttbar lagringskapasitet på 13,5 kWh á 7 kW peak-effekt (Tesla, 2018).

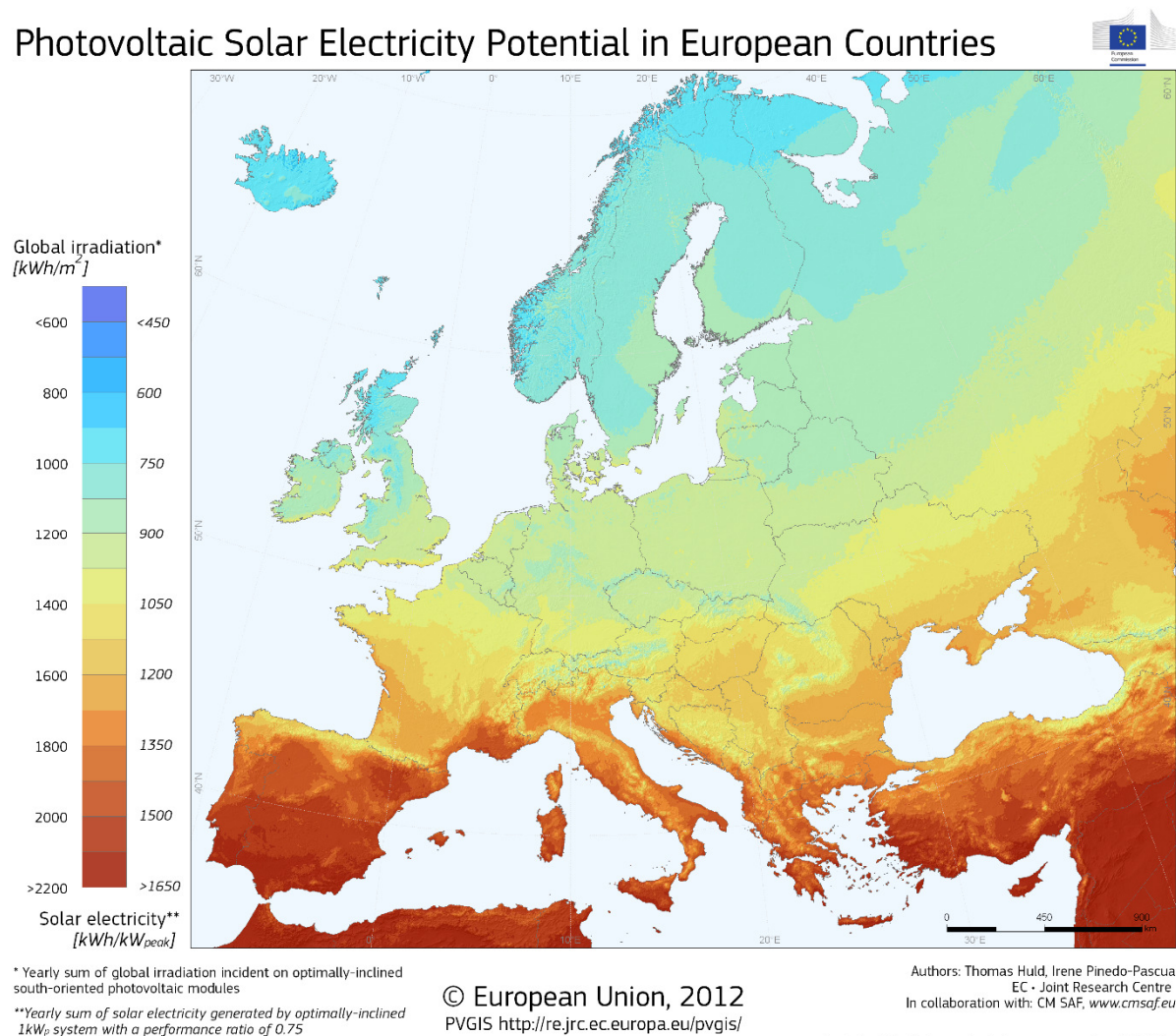
5 TEORI

5.1 SOLRESSURSER I NORGE OG EUROPA

Årlig solinnstråling mot en flate med optimal helningsvinkel, i Europa, varierer fra ca. 700 kWh/m² til 2200 kWh/m². Solenergipotensialet er størst i de sydligste grenseområdene, mot Middelhavet, og tilsvarende lavest i arktiske strøk. Årlig gjennomsnittlig solinnstråling ligger mellom 1000 – 1200 kWh/m² i de sydlige deler av Skandinavia og Nord-Europa. Solpotensialet i Europa er illustrert nedenunder, i figur 8. (European Commission Joint Research Centre, 2018)

I Norge varierer årlig solinnstråling mot en horisontal flate mellom 700 – 1100 kWh/m², avhengig av vær og geografi. De best egnede områdene for solenergi i Norge finner vi i Sørlandet og på Østlandet, samt i indre deler av Midt-Norge (Fornybar.no, 2018). Detalj kart for solpotensialet i Norge finnes under vedlegg 1 og 2.

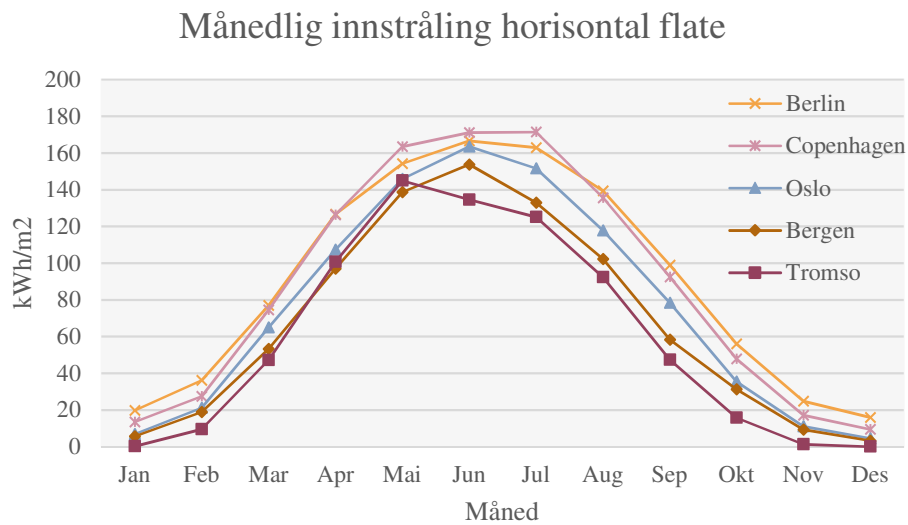
Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



Figur 7 Solenergipotensialet i Europa (PVGIS 2012)

En sammenligning av månedlig innstråling på en horisontal flate, for et utvalg nord-europeiske byer, er vist i figur 9. Det samlede arealet under hver kurve vil tilsvare forventet årlig innstråling, som er

størst for Berlin og lavest i Tromsø. Lang daglengde bidrar til å øke solinnstrålingen langt nord. Den høyeste innstrålingseffekten sommerstid er observert i København.



Figur 8 Månedlig innstråling på horisontal flate (Data: PVGIS)

5.2 LOKAL MÅLEDATA OG SATELLITTDATA

Den mest nøyaktige måten å estimere solinnstråling på («best case») er presisjonsinstrumenter på bakkenivå. For å være anvendbare, må slike målinger oppfylle visse forskningsmessige krav til utførelse av målingene:

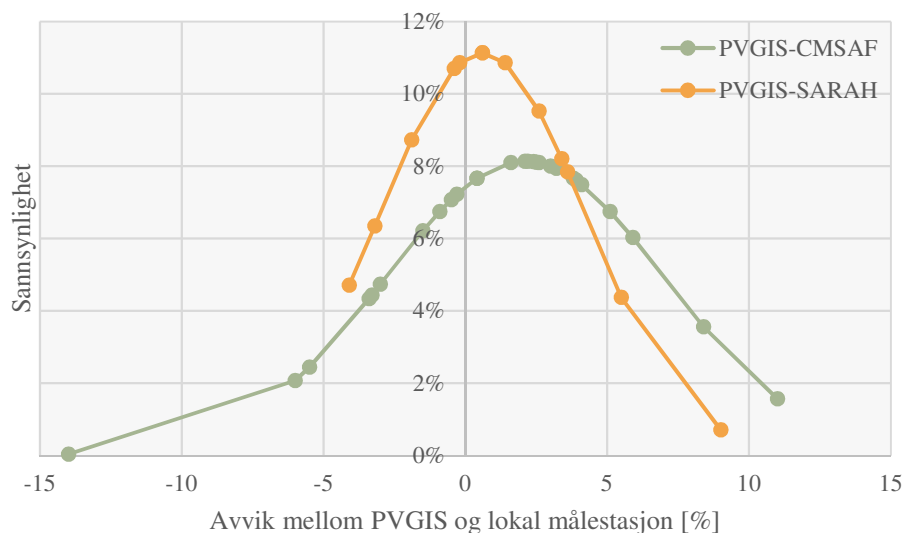
- Måleutstyret må være av høy kvalitet.
- Målinger bør utføres på timebasis.
- Måleutstyret bør renses og kalibreres jevnlig.
- Data bør foreligge over en lengre tidsperiode, f.eks. 10 år.

Antallet målestasjoner som oppfyller disse kriteriene er relativt lavt. Av den grunn er det blitt mer og mer utbredt å ta i bruk satellittdata ved estimering av solinnstrålingen på ulike geografiske lokasjoner. Fordelene med en slik tilnærming er at lange tidsserier med bred geografisk utbredelse foreligger fra meteorologiske målinger utført over de siste 30 år (satellitt).

Ulempen med bruk av satellittdata er at solinnstrålingen på bakkenivå må estimeres. Det benyttes relativt komplekse matematiske algoritmer, som tar for seg vær/skydekke og atmosfæriske data. Kjente feilkilder inkluderer blant annet store partikkelutslipp og snødekke, som mistolket som skydekke kan gi for lav beregnet innstråling¹.

Usikkerheten ved PVGIS sin estimeringsmetode har ved en valideringsstudie for 27 målestasjoner vist seg å være median 2,1% og 0,6% avhengig av satellittdataserie. Figur 10 viser prosentvist avvik mellom PVGIS og lokal målestasjon plottet som normalfordelt punktsannsynlighet. Figuren viser to PVGIS-dataserier: CMSAF og SARAH (European Commission Joint Research Centre, 2018).

¹ Kommenteres også i TU 20. Nov. 2013. Tittel: «Norsk solinnstråling er opptil 10 prosent høyere enn tidligere antatt».



Figur 9 Normalfordelt feilprosent (Data: PVGIS)

5.2.1 PVGIS

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) er et EU-prosjekt underlagt European Commission Joint Research, basert i Italia. Prosjektet søker å tilby offentligheten estimeringsverktøy og solinnstrålingsdata for nye solenergi prosjekter.

Beregningsmetodikken for PVGIS-satellittdata er kort gjengitt nedenunder¹:

Skydekkets refleksivitet estimeres ved å se på samme bildepiksel i et satellittfoto, samme tid hvert døgn i en måned. Mørkeste piksel antas å representere skyfri himmel. For alle andre dager kalkuleres refleksiviteten av skydekket relativt til denne dagen. Beregningsresultatet refereres til som skydekkets effektive *Albedo* (refleksjonskoeffisient).

I steg to kalkuleres solinnstrålingen på en klar dag, basert på teorier om solinnstrålingens interaksjon med atmosfæren, og atmosfæriske måledata. Total innstråling estimeres ved å kombinere klardags-innstråling og skydekkets effektive *Albedo*.

Beregningsverktøyet finnes pr. 01.04.2018 via:

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

5.2.2 Meteonorm

Meteonorm er en tilbyder av Software for estimering av solinnstråling for et typisk år og på en ønsket lokasjon. Programmet gir også tilgang til interpolerte værdata fra målestasjoner og værsatellitter, inkludert Meteorologisk institutt i Norge. Generelt tilbyr programmet mer fleksibilitet enn PVGIS og støtter flere ut-dataformater pluss import av egne kalibreringsmålinger. Programmet er betalt software, men det tilbys en fri demo. For beregningsmetodikken til Meteonorm henvises til Meteonorm Handbook part II: Theory (Meteonorm, 2017).

¹ Beskrivelsen gjelder databasene PVGIS-CMSAF og PVGIS-SARAH.

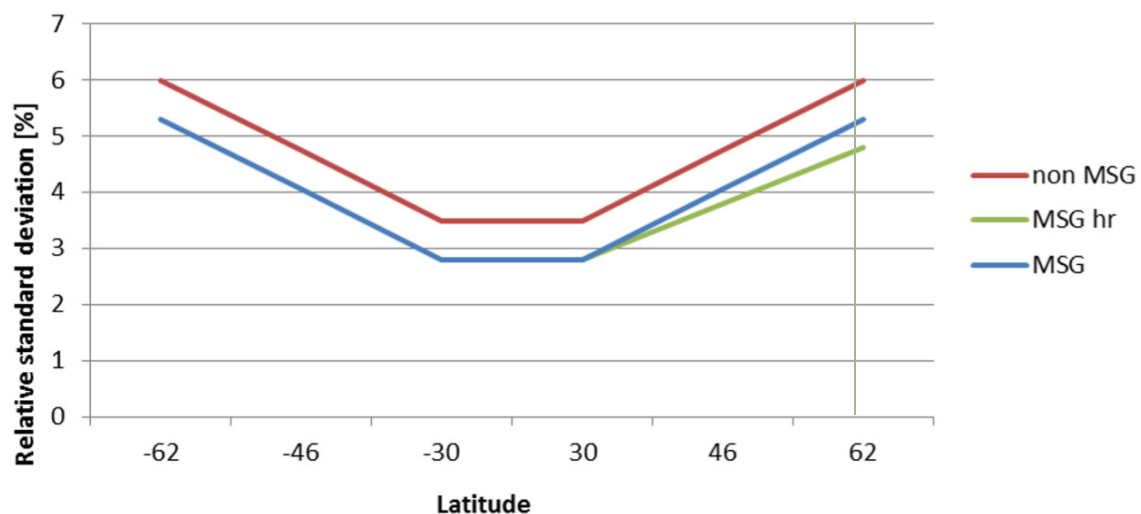
Usikkerheten for satellittdata i beregningsverktøyet Meteororm oppgis til (signifikansnivå ikke oppgitt) (Meteororm 7.2):

Tabell 2 Usikkerhet Meteororm

Størrelse		Usikkerhet
Global horisontal stråling	Gh	5%
Direkte-normal stråling	Bn	10%
Estimert effekt i kollektorplanet	Gk	6%
Atmosfærisk temperatur	Ta	0,8K
Trend for Gh pr. 10-år		2,4%
Variasjon i Gh pr. år		4,6%

5.2.3 METEOSAT

Beregningsverktøyene PVGIS og Meteororm benytter METEOSAT-satellittene, som dekker Europa, Afrika og store deler av Asia. Oppløsningen er til enhver tid best direkte under satellitten, og synkende mot ytterkanten av satellittbildet. Dekningen er opp til ca. 62 breddegrader. Figur 11 viser relativt standardavvik for METEOSAT (MSG) og øvrige satellitter (non MSG) plottet mot breddegrad. Usikkerheten for Europa (MSG hr) er 2,8 - 6% (Meteororm, 2017).



Figur 10 Uncertainty of satellite data in dependence of latitude and source of satellite. MSG= Meteosat Second Generation, hr = high resolution area (Europe) (Meteororm, 2017). Oslo ligger på 60 grader nord.

5.2.4 Variasjoner i solinnstråling

I likhet med både vind- og vannkraft varierer solinnstrålingen fra år til år. Solinnstrålingen er primært avhengig av vær/skydekke. Ved estimering av energipotensialet på en planlagt lokasjon vil det derfor være nødvendig å benytte lokale måledata, eller lokalinterpolert satellitt/værdata. På generelt grunnlag bør en god måleserie dekke minst 10 år¹

5.3 SOLFYSIKK

5.3.1 Solkonstanten og ekstraterrestriell strålingstetthet

Siden sent-nittendeårhundre har det vært utført forsøk på å måle solinnstrålingen som til enhver tid treffer jordens atmosfære. Solinnstrålingen som treffer jordatmosfæren er funnet å være tilnærmet konstant fra år til år, og refereres derfor til som solkonstanten, G_{SC} (Chen, 2011):

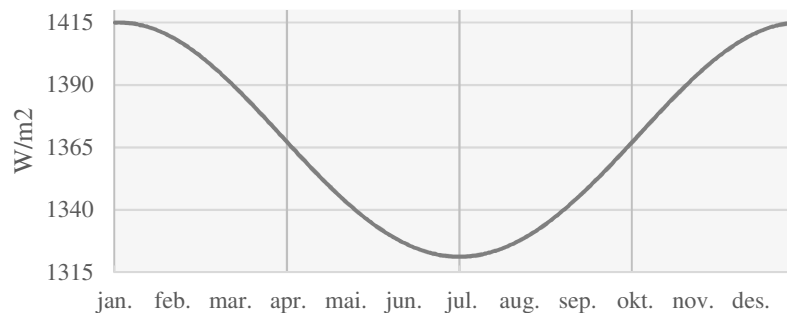
$$G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2 \quad 1$$

G_{SC} er definert som intensiteten av den innkommende solinnstrålingen som til enhver tid treffer én kvadratmeter av jordatmosfæren (W/m^2).

Solkonstanten varierer med om lag 3,3% pr. år. Dette kan forklares ved variasjonen i avstanden mellom solen og jorden og kan beskrives empirisk. Formel 2 kan benyttes for de fleste praktiske formål:

$$G_{on} = G_{SC} \left(1 + 0.03 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad 2$$

Figur 12 illustrerer variasjonen i strålingstettheten mot jordatmosfæren over ett år (formel 2). Strålingstettheten er størst midtvinters og lavest ved norsk sommerstid:



Figur 11 Ekstraterrestriell strålingstetthet

¹ Lokale variasjoner som følge av værskilllet mellom øst- og vest, fjell og daler bidrar også til usikkerhet i norske solinnstrålingsdata. Solinnstrålingen bør derfor sjekkes mot flere kilder. (Bjørn Thorud, Multiconsult. I intervju med TU 7. April 2016, Tittel: «Dårlige soldata - solcellepanel – solkart»).

5.3.2 Deklinasjonsvinkelen og N'te dag

Deklinasjonsvinkelen er definert som vinkelen mellom jordens akse og en tenkt linje mellom senter av solen og ekvator. Deklinasjon følger av jordens egen helningsvinkel og rotasjon om egen akse, hvorav årstidene. Deklinasjonsvinkelen varierer mellom 23.45 grader ved sommersolhverv og -23.45 grader ved vintersolhverv. Deklinasjonsvinkelen er lik null ved jevndøgn, to ganger i året, da natt og dag er like lange.

Cooper (1969) gir et estimat for deklinasjonsvinkelen gjennom året. Ligningen er basert på en antagelse om at deklinasjonsvinkelen følger et perfekt sinusforløp og er lineær med antall dager i året. Ligningen har en usikkerhet på $\pm 1.60^\circ$, men er god nok for mange praktiske formål (Chen, 2011).

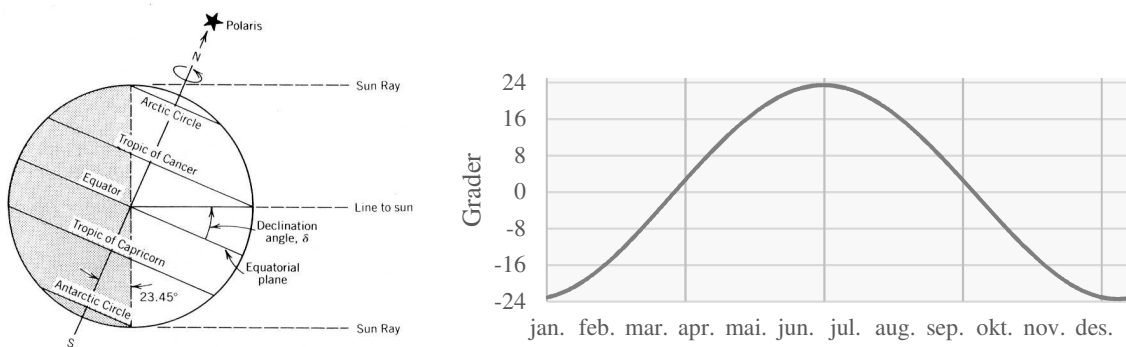
$$\delta = 23.44^\circ \sin\left(\frac{2\pi(N - 80)}{365.2422}\right) \quad 3$$

For estimering av dag N, regnet fra 1. januar i inneværende år, kan følgende formel benyttes (Chen, 2011):

$$N = \text{INT}\left(\frac{275 \times M}{9}\right) - K \times \text{INT}\left(\frac{M + 9}{12}\right) + D - 30 \quad 4$$

Hvor M er måned, D er dag i inneværende måned og K er en skuddårsfaktor, der K = 1 betegner skuddår, K = 2 normalår. INT indikerer heltall (Integer).

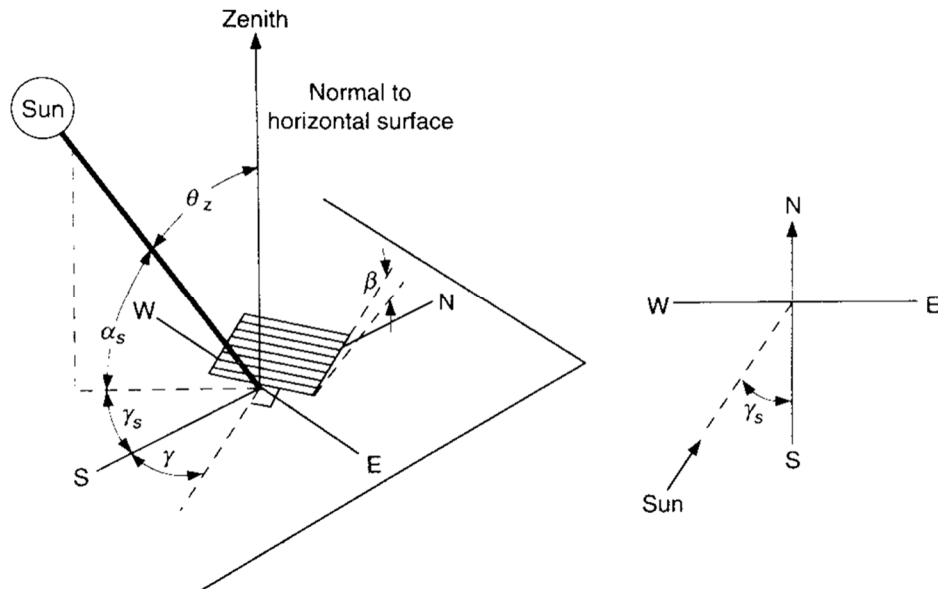
Figur 4 illustrerer endringen i deklinasjonsvinkelen over ett år (formel 13). Deklinasjonsvinkelen er størst ved sommersolhverv, 21. Juni:



Figur 12 Deklinasjonsvinkel over ett år (Chen, 2011)

5.3.3 Posisjonsvinkler

Figur 14 illustrerer posisjonsvinklene som angir geometrien mellom et fast plan og solens posisjon på himmelen. Planets posisjon relateres til kompassretningen og Zenith; et imaginært punkt hvis linje står normalt på det horisontale bakkeplanet. Solens posisjon relateres til origo i kompasskoordinatsystemet.



Figur 13 A) Høyde og Zenith-vinkel, Helningsvinkel, Azimuth og sol-Azimuthvinkel for et tiltet plan. b) Planskisse av sol-Azimuthvinkelen (Duffie & Beckman, 2006).

5.3.3.1 Breddegrad

Breddegrad, φ , er den angulære lokasjonen nord eller syd for ekvator, der nord er positiv mellom 0 og 90 grader. Lengdegraden er en konstant og er angitt i de fleste kart.

5.3.3.2 Timevinkel

Timevinkelen gir et uttrykk for tid på døgnet, gitt som en angulær vinkel. Per definisjon endres timevinkelen med 15 grader pr. time ($360^\circ/24t$), og er negativ om morgningen og positiv om ettermiddagen. Timevinkelen er nøyaktig lik null når solen står på sitt høyeste (Duffie & Beckman, 2006):

$$\omega = 15^\circ (\text{Soltid} - 12) \quad 5$$

Soltid kan for de fleste praktiske formål tilnærmes som alminnelig, lokalt klokkeslett. For en mer nøyaktig beskrivelse av soltid henvises til Duffie & Beckman 2006.

5.3.3.3 Sol-høydevinkel og Zenith-vinkel

Sol-høydevinkelen er definert som vinkelen mellom solens høyde på himmelen mot en lokal horisont. Ved soloppgang og solnedgang er høydevinkelen per definisjon lik null, og er på sitt høyeste midt på dagen. Solens høydevinkel er avhengig av tid på døgnet, breddegrad og tid på året.

Solens høydevinkel er midt på dagen gitt ved:

$$\alpha_{s, \text{noon}} = 90^\circ - \varphi + \delta \quad 6$$

Og er ellers gitt ved (Duffie & Beckman, 2006):

$$\sin\alpha_s = \cos\varphi\cos\delta\cos\omega + \sin\varphi\sin\delta \quad 7$$

Zenith-vinkelen er komplementær med sol-høydevinkelen via sammenhengen:

$$\cos\theta_z = \sin\alpha_s \quad 8$$

5.3.3.4 Sol-azimuthvinkel

Sol-azimuthvinkelen er definert som vinkelen mellom en tenkt linje direkte mot syd og solens posisjon på himmelen:

$$\sin\gamma_s = \frac{\cos\delta\sin\omega}{\cos\alpha_s} \quad 9$$

5.3.3.5 Innfallsvinkel

Innfallsvinkelen er vinkelen mellom den direkte solinnstrålingen på et plan og en tenkt linje som står normalt på planet. Innfallsvinkelen for et plan med helningsvinkel β er gitt som (Duffie & Beckman, 2006):

$$\cos\theta = \cos\theta_z\cos\beta + \sin\theta_z\sin\beta\cos(\gamma_s - \gamma) \quad 10$$

5.3.3.6 Daglig innstråling

Daglig solinnstråling mot en horisontal flate, H_o , kan uttrykkes som (Duffie & Beckman, 2006):

$$H_o = \frac{24}{\pi \times 1000} \times G_x \times \left(\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180}\sin\varphi\sin\delta \right) \quad 11$$

Der H_o er gitt i kWh og ω_s er timevinkelen ved solnedgang¹, gitt i grader. Uttrykket for ω_s er:

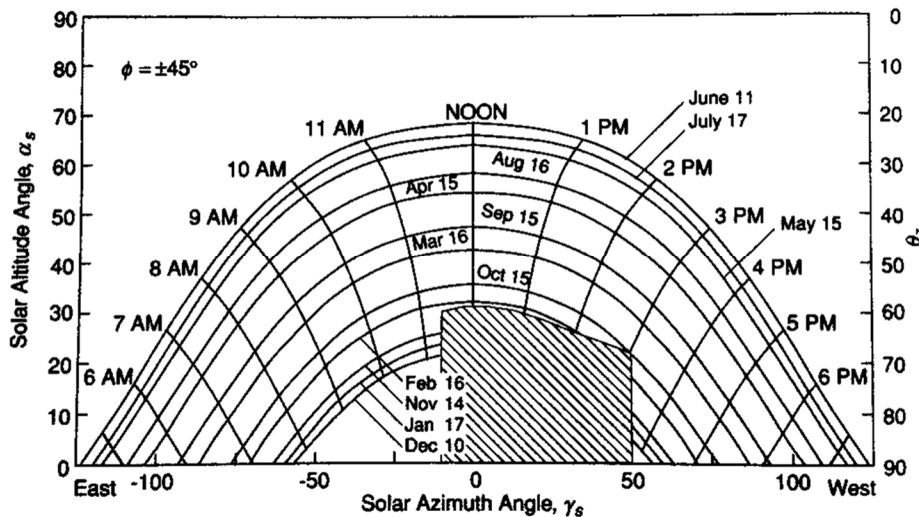
$$\omega_s = \arccos(-\tan\varphi\tan\delta) \quad 12$$

H_o følger av å integrere innkommende effekt over en døgnlengde.

¹ Timevinkelen ved soloppgang er $-\omega_s$. Timevinkelen for soloppgang og solnedgang er størrelsesmessig like.

5.4 SKYGGING OG SUN-PATH DIAGRAM

Skygging fra en lokal horisont og omkringliggende objekter, inkludert trær og bygningsmasse, vil redusere den tilgjengelige innstrålingen på en lokasjon. Det er vanlig å tilnærme skygging ved hjelp av et sun-path diagram eller lignende metode¹. Sun path-diagrammet illustrerer solens bane på himmelen for en omtrentlig middels dag pr. måned. Solen står høyere på himmelen og følger en lengre øst-vest-bane (sol-azimuth) sommerstid enn vinterstid. Skyggingen fra et nærliggende objekt kan dermed illustreres for tid på dagen, og tid på året, når objektets høydevinkel og bredde/azimuth-vinkler er oppmålt. Generelt vil skygging sperre for direkte innstråling, slik at et skygget panel primært mottar diffus stråling (figur 15).



Figur 14 Sun-Path diagram med inntegnet skyggeprofil (Duffie & Beckman, 2006).

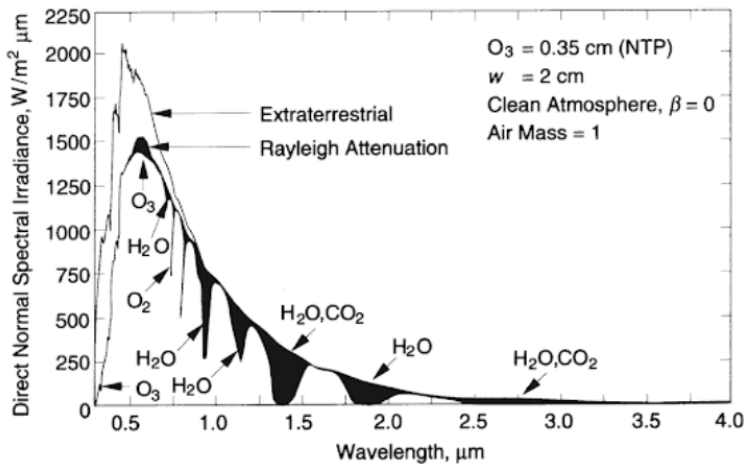
5.5 SOLINNSTRÅLING VIA ATMOSFÆRE

Solinnstråling på bakkenivå er avhengig av variasjonen i ekstraterrestriell solinnstråling og to andre, viktige fenomen: 1. atmosfærisk spredning og 2. atmosfærisk absorpsjon. Den atmosfæriske spredningen skyldes i hovedsak luftmolekyler, vann og partikler. Absorpsjon skyldes i hovedsak de atmosfæriske gassene O_3 , H_2O og CO_2 . (Duffie & Beckman, 2006) Effekten av de to fenomenene er illustrert i figur 16-17. Spredning ved luftmolekyler refereres til som Rayleigh Attenuation.

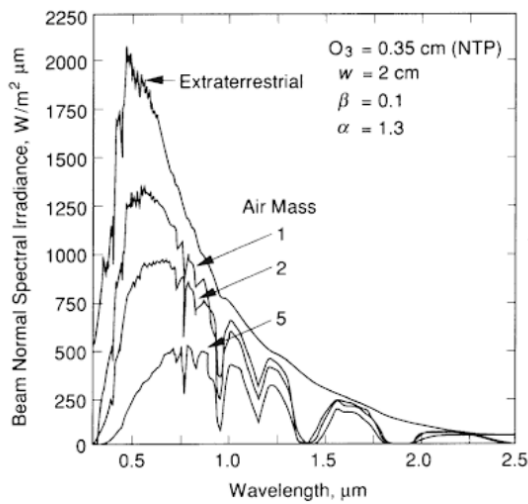
Air Mass (AM) er et mål på veilengden gjennom atmosfæren. Veilengden er geometrisk avhengig av zenith-vinkelen og er kortest når solen står på sitt høyeste. Dess lengre veilengde, desto mer dempes den innkommende solinnstrålingen før den når bakkenivå. Dempingen for en atmosfære med AM1, -2 og -5 er illustrert i figur 18. Definisjonen av Air Mass er:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad 13$$

¹ PVGIS benytter en *horizon*-fil der høydevikler for skyggende objekter kan legges inn sektorvis for en full 360 graders horisont.



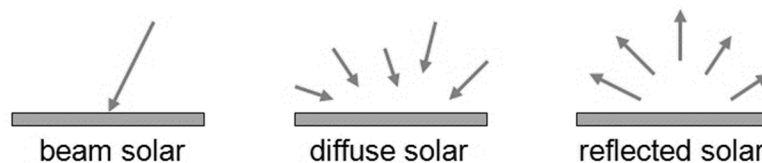
Figur 15 Eksempel på atmosfærisk spredning og absorpsjon (Duffie & Beckman, 2006)



Figur 16 Air Mass (Duffie & Beckman, 2006)

5.5.1 Direkte, diffus og reflektert stråling

Strålingen som kommer direkte fra solen er kalt direkte irradians eller beam-irradians. Direkte irradians defineres gjerne som Direkte normal irradians (DNI), som er den innstrålte effekten på et plan stående direkte normalt på solen¹. I tillegg til direkte irradians er en andel av solstrålingen spredd i atmosfæren. Sollys som spres i atmosfæren er spredd i alle retninger, og en andel faller til jorden som diffus innstråling. Dette er sollyset som observeres på en fullstendig overskyet dag eller i skyggen (figur 18).



Figur 17 Direkte og diffus stråling (Mark Fedkin - modified after Duffie and Beckman, 2013)

¹ Innkommende solfluks er maksimert gjennom et plan som står normalt på sollyset. For et fast plan vil den direkte strålingen være lavere, avhengig av geometri.

På en overskyet dag kommer solinnstrålingen nesten utelukkende fra den diffuse strålingskomponenten. Ofte inkluderes reflektert stråling i definisjonen av diffus stråling. Reflektert stråling er stråling som reflekteres fra bakken og omkringliggende strukturer, og avhenger av bakkens refleksjonskoeffisient, kalt albedo. For eksempel vil den reflekterte strålingen være høy for en snødekt overflate, slik som på påskefjellet. Et vinklet panel vil motta en andel reflektert stråling fra bakkeplanet.

Global stråling er definert som summen av direkte, diffus og reflektert stråling:

$$G_G = G_{Dir.} + G_{Dif.} + G_{ref.} \quad 14$$

5.5.2 Global horisontal innstråling

Den totale strålingen mot et horisontalt plan er kalt Global horisontal irradians (GHI). GHI er summen av direkte og diffus stråling på bakkeplanet. Direkte normal innstråling projiseres til et horisontalt plan ved hjelp av zenith-vinkelen:

$$G_{GHI} = G_{D,H} + G_{DNI} \times \cos\theta_Z \quad 15$$

Der $G_{D,H}$ er målt horisontal-diffus stråling. Diffus stråling er maksimert på et horisontalt plan da det mottas spredt stråling fra hele himmelhvelvingen.

5.5.3 Innstråling på et skråplan, direkte sydvendt

Innstrålingsdata oppgis ofte for en horisontal flate eller som direkte normal irradians. En frittstående kollektor, vegg eller et tak ser gjerne solen fra et annet perspektiv. For omregning av horisontal innstråling trengs da modeller som kan estimere innstrålingen på et skråplan.

Den globale innstrålingen på et skråplan med helningsvinkel β er summen av den direkte- og diffuse innstrålingen i planet:

$$G_\beta = G_{B,\beta} + G_{D,\beta} \quad 16$$

Direkte innstråling i planet er gitt ved enten å projisere DNI eller direkte horisontal stråling:

$$G_{B,\beta} = G_{DNI} \sin(\alpha + \beta) \quad 17$$

$$G_{B,\beta} = G_{B,H} \frac{\sin(\alpha + \beta)}{\sin \alpha} \quad 18$$

Der:

$G_{B,\beta}$ er direkte innstrålt effekt i planet.

$G_{B,H}$ er direkte innstrålt effekt horisontalt

α er høydevinkelen, og $\sin \alpha = \cos \theta_Z$.

Det finnes flere metoder for å behandle diffus innstråling. De enkleste modellene antar at den diffuse innstrålingen er lik i alle himmelretninger, og at den diffuse strålingen på et skråplan dermed følger av

et enkelt geometrisk forhold¹ (PVEDucation.org, 2018). Beregningsverktøy som PVGIS og Meteonorm bruker mer avanserte modeller for korreksjon av horisontal diffus irradians.

$$G_{D,\beta} = G_{D,H} \frac{180 - \beta}{180} \quad 19$$

Der $G_{D,H}$ er innstrålt diffus innstrålt effekt horisontalt.

5.5.4 Innstråling på et skråplan, ikke-direkte sydvendt

Innstrålt effekt på et skråplan, vinklet i himmelretning øst, eller himmelretning vest, kan estimeres ved å justere for innfallsvinkelen på et gitt tidspunkt:

$$G(\beta, A_s) = G_{DNI} \cos\theta \quad 20$$

5.5.5 Clear-sky-stråling

Clear-sky-stråling er strålingen mottas på en komplett skyfri dag, primært gitt av atmosfærisk dempning. Under ideelle forhold er den atmosfæriske dempingen ca. 25%, midt på dagen, og økende for morgen og kveld grunnet større Air Mass. Clear-sky strålingen er av interesse ved dimensjonering av systemer som avhenger av maksimal innstrålt effekt.

Siden clear-sky-stråling er avhengig av atmosfæriske forhold er de mer nøyaktige modellene avhengig av målte atmosfæreparametere. En alternativ tilnærming er å benytte enkle modeller for observert clear-sky-stråling på en nærliggende lokasjon, eller beregne clear-sky-strålingen gjennom en *standard* atmosfære (Reno, et al., 2012).

Hottel (1976) gir en enkel modell for å estimere transmittansen for direkte innstråling gjennom en standard atmosfære (Duffie & Beckman, 2006):

$$\tau_b = a_0 + a_1 \exp\left(\frac{-k}{\cos\theta_z}\right) \quad 21$$

Der a_0 , a_1 og k er konstanter for en gitt høyde over havet, A , gitt i km:

$$a_0 = 0,4237 - 0,00821(6 - A)^2 \quad 22$$

$$a_1 = 0,5055 + 0,00595(6,5 - A)^2 \quad 23$$

$$k = 0,2711 + 0,01858(2,5 - A)^2 \quad 24$$

Konstantene a_0 , a_1 og k kan korrigeres for fire ulike klimatyper. Korrigeringsfaktorene er:

Klima	r_0	r_1	r_k
Tropisk	0,95	0,98	1,02
Mid-breddegrad sommer	0,97	0,99	1,02
Sub-arktisk sommer	0,99	0,99	1,01
Mid-breddegrad vinter	1,03	1,01	1,00

¹ En slik modell vil underestimere reflektert stråling fra en snødekt flate.

Direkte-normal clear-sky-effekt er gitt som atmosfærens transmittans ganget med direkte-normal effekt:

$$G_{clear-sky,nb} = G_{on}\tau_b \quad 25$$

Direkte clear-sky-effekt på en horisontal er videre gitt som $G_{clear-sky,nb}$ ganget med Zenith-vinkelen:

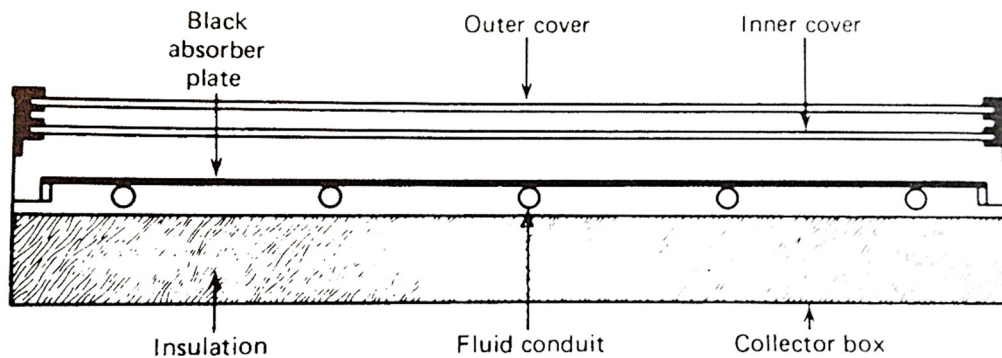
$$G_{clear-sky,b} = G_{on}\tau_b \cos \theta_z \quad 26$$

5.6 SOLFANGERE

Termisk solfangerteknologi inkluderer alminnelige platesolfangere, vakuumsolfangere, konsentrerende solfangere, luft-kollektorer til forvarming av ventilasjonsluft og hybridsystemer. I denne oppgaven sees det primært på platesolfangere.

5.6.1 Platesolfanger

Platesolfangere er enkle passive konstruksjoner, bestående av en *absorbator*-plate i direkte kontakt med et rørsystem. Absorbatorplaten er utformet i kobber eller et annet varmeledende materiale, utført i sort for å forhindre refleksjoner og dermed øke varmeopptagelsen. Absorbatoren varmes av den innkommende solinnstrålingen og avgir sin varme til en væske som sirkuleres i rørene. Systemet er isolert og dekket med dekkglass for å forhindre varmetap, hvilket også i stor grad vil avgjøre ytelsen for en platesolfanger (figur 19).



Figur 18 Tverrsnitt av alminnelig platesolfanger (Twidell & Weir, 2015)

Platesolfangere er den mest utbredte teknologien innen termisk solenergi, og tidlige varianter har vært utbredt siden 1920-tallet. Senere utvikling har gjort platesolfangere mer effektive og utnyttbare også i kjøligere klima. De fleste platesolfangere har en forventet levetid på over 25 år, og noen av de tidlige systemene er fortsatt i drift i dag. Dette skyldes blant annet enkle, solide materialer og ingen mekaniske, bevegelige deler (Chen, 2011).

5.6.2 Vakuumsolfanger

Vakuumsolfangere bygger på gammel vakuumsolfangerteknologi, men er et relativt nytt bidrag innen solvarme. Vakuumsolfangere består av to konsentriske rør, der det ypperste røret, som vender ut mot omgivelsene, er vakuumsatt. Dette gir en høyere isolasjonsgrad enn for platesolfangere, og bidrar til å senke varmetapene. Det innerste røret er behandlet med en selektiv absorbatorfilm som opptar innkommende solinnstråling.

I likhet med platesolfangeren er vakuumsolfangere relativt enkle, holdbare konstruksjoner. Av den grunn er de også rimelige å produsere. En ulempe med vakuumsolfangere er arealutnyttelsen, på grunn av mindre absorbatorareal; rundt 60% av arealutnyttelsen for en platesolfanger (Chen, 2011).

5.6.3 Fysikk og virkemåte

Termiske solfangere er designet for å oppta innkommende solinnstråling, absorbere solinnstråling og konvertere til varme, samt overføring av varme til et arbeidsfluid. Netto varmestrøm i en solfanger kan beskrives rent fysikalsk ved Hottel-Whillier-Bliss-ligningen (Twidell & Weir, 2015) (figur 20):

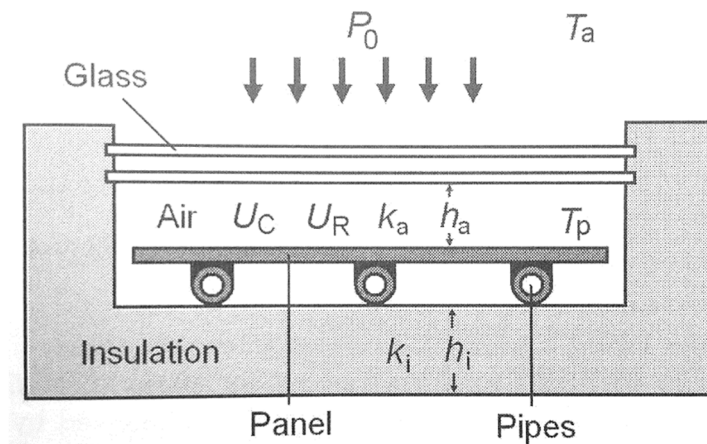
$$P_{Net} = A_p [\tau_{cov} \alpha_p G - U_L (T_p - T_a)] \quad 27$$

Der τ_{cov} er transmisjonskoeffisienten i overflatematerialet som beskytter solfangeren mot vær, α_p er absorpsjonskoeffisienten for andelen solinnstråling som absorberes i absorbatoren, A_p er solfangerareal og G er innstrålt effekt i kollektorplanet. Siden platesolfangeren er varmere enn omgivelsene taper den også varme med en rate $U_L = (T_p - T_a)/R_L$, der U_L er varmetapskoeffisienten, eller U-verdi, R_L er den termiske motstanden for varmetap til omgivelsene og $(T_p - T_a)$ er temperaturforskjellen mellom platen og ambient luft.

Hottel-Whillier-Bliss-ligningen omskrives gjerne til å inkludere arbeidsfluidets gjennomsnittlige temperatur, T_M . Nyttbar effekt kan da uttrykkes ved ligningssettet:

$$eta_c = \tau_{cov} \alpha_p - U_L \frac{T_M - T_a}{G} \quad 28$$

$$P_u = eta_c A_p G \quad 29$$



Figur 19 Tverrsnitt av platesolfanger, for Hottel-Willier-Bliss (Twidell & Weir, 2015).

Noen viktige aspekter ved Hottel-Whillier-Bliss er at virkningsgraden er avhengig de optiske egenskapene for en gitt solfanger ($\tau\alpha$), samt graden av isolasjon for å forhindre varmetap. Økt temperaturdifferanse mellom arbeidsfluidet og utetemperaturen vil bidra til økte varmetap, og ytelsen er dermed temperaturavhengig.

Nyttbar effekt uttrykt ved massestrøm

Nyttbar effekt ut av en solfangerkrets kan uttrykkes ved arbeidsvæskens massestrøm, \dot{m} , termiske varmekapasitet, c_p , og temperaturprofil (Twidell & Weir, 2015):

$$P_u = \dot{m}c_p\Delta T \quad 30$$

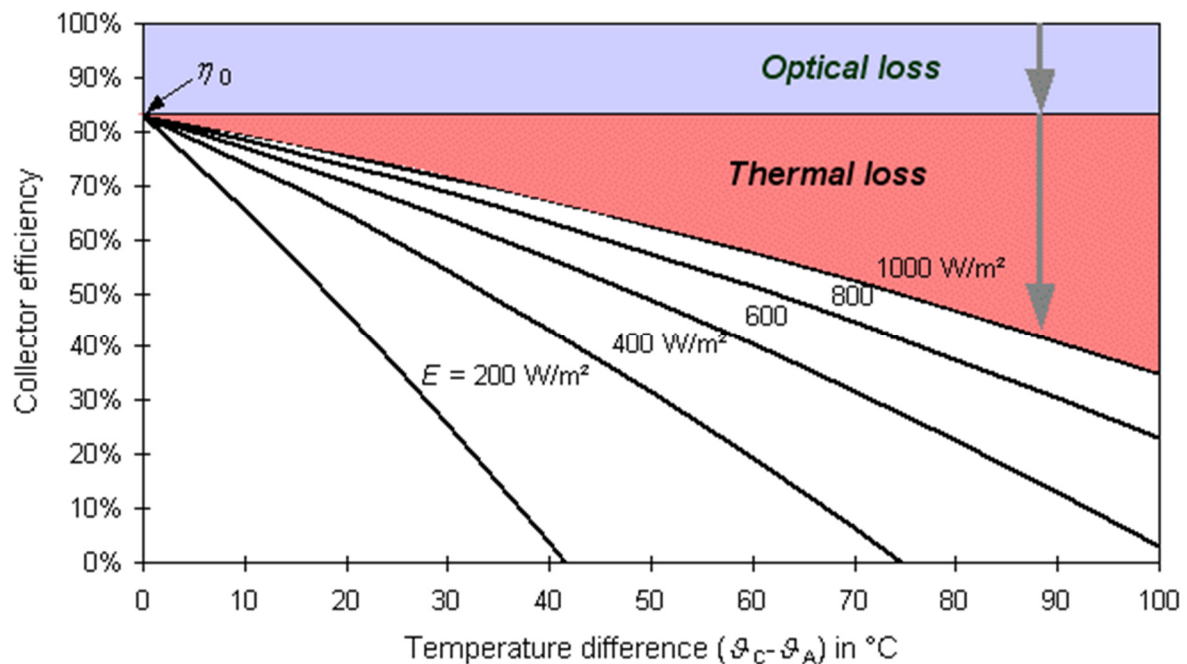
Der ΔT er temperaturhevingen mellom inn- og utgående strømning. I en lukket krets, i tilknytning til et lagermedium, er solfangers inn-temperatur tilnærmet lik ut-temperaturen for lageret. Snittet av inn- og ut-temperatur kan forøvrig sees som solfangers middeltemperatur:

I et pumpet system kan \dot{m} styres. Massestrømningen kan styres for en ønsket ΔT under gitte driftsforhold. Driftsituasjonen for en solfanger vil avhenge av både lufttemperaturen, innstrålt effekt og inn-temperatur til solfanger. Samspillet mellom solfanger og sesonglager diskuteres videre i oppgaven.

Ved målt strømning, og målt inn-/ut-temperatur gir formel 30 grunnlaget for estimering av reell systemytelse.

5.6.4 Praktisk ytelse

Teoretisk ytelse for en typisk solfanger er illustrert ved figur 21 (Quaschnig, 2004). Optisk virkningsgrad kan tolkes som varmetapsfri ytelse, og tilsvarer transmisjons- og absorpsjonskoeffisienten i Hottel-Willier-Bliss ligningen. De termiske tapene øker når temperaturdifferansen til omgivelsene blir større, og virkningsgraden er fallende for lavere innstrålt effekt. I figur 21 er virkningsgraden lik null ved en temperaturdifferanse på 40 grader og innstrålt effekt på 200 W/m².



Figur 20 Collector efficiencies at different irradiances and temperature differences (Quaschnig, 2004)

Det er i praksis vanlig å beskrive panelytelse ved empirisk målte verdier. Europeisk standard, EN 12975, gir en standardformel for panelytelse (Quaschnig, 2004) & (IEA Solar Heating Programme, 2014), der de tre parameterne η_0 , a_1 og a_2 er estimerte verdier i henhold til teststandarden¹.

$$\eta_c = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(T_M - T_A)}{G} - a_2 \frac{(T_M - T_A)^2}{G} \quad 31$$

Hvor: η_c [-] er panelvirkningsgrad, basert på areal.
 η_0 [-] er tapsfri virkningsgrad (optisk virkningsgrad).
 a_1 [W/m² K] er førsteordens varmetapskoeffisient.
 a_2 [W/m² K] er andreordens varmetapskoeffisient
 T_M [°C] er arbeidsfluidets middeltemperatur.
 T_A [°C] er ambient lufttemperatur.
 G [W/m²] er innstrålt effekt i kollektorplanet.

Typiske parametere for plate- og vakuumrørsolfanger er gitt i tabell 4. Verdiene er snittverdier av 10 EN-testede solfangere (IEA Solar Heating Programme, 2004).

Tabell 3 Typiske parametere for 'glazed' platesolfanger

Optisk virkningsgrad	η_0	0,78
Tapsfaktor 1	a_1	3,2 W/m ² K
Tapsfaktor 2	a_2	0,015 W/m ² K ²

Innfallsvinkel-modifikator

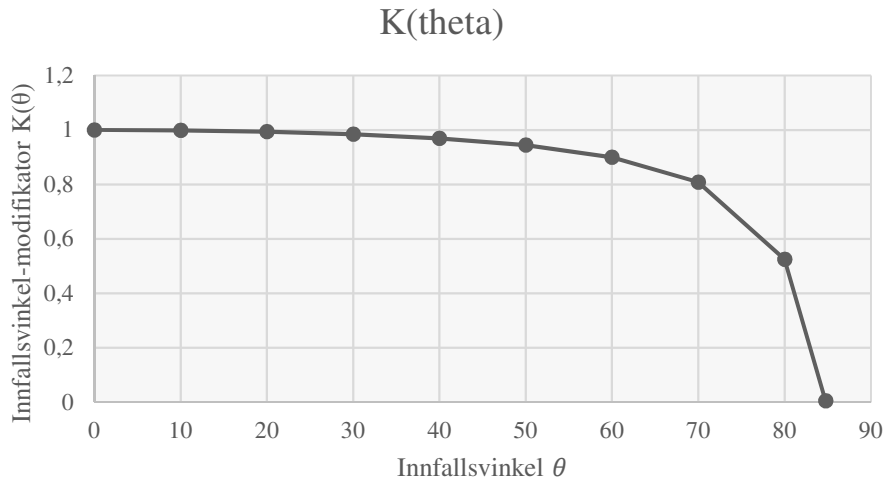
Ved høy innfallsvinkel, når solen står lavt på himmelen, reduseres 'optisk' virkningsgrad med forholdet som beskrives av innfallsvinkel-modifikatoren (Incidence Angle Modifier). Når solinnstrålingen ikke står vinkelnormalt på kollektor tapes noe energi som følge av økt refleksjon i overflateglass. Tapene er relativt lave for innfallsvinkel opp til rundt 60 grader og deretter raskt fallende. Ved innfallsvinkel på 90 grader er optisk virkningsgrad redusert til null (figur 22)

Korreksjonsfaktoren for den direkte solinnstrålingskomponenten, $K(\theta)$, er (SP – Technical Research Institute of Sweden, 2012):

$$K(\theta) = 1 - b \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad 32$$

Der: θ er innfallsvinkelen
 b er en konstant modellparameter, i størrelsesorden 0,10.

¹ Muliggjør sammenligning av ulike produsenter og solfangertyper.



Figur 21 Plott av innfallsvinkel-modifikator for $b=0,10$

Redusert temperaturdifferanse

Redusert temperaturdifferanse uttrykkes alminnelig som temperaturdifferansen mellom arbeidsfluidets middeltemperatur og utendørs lufttemperatur, ΔT , der temperaturprofilen reduseres pr. innstrålt effekt G .

$$\Delta T^* = (T_m - T_a)/G \quad 33$$

5.6.5 Drake Landing

Tester av tilsvarende kollektor som benyttet ved Drake Landing, for ulike strømningsregimer, er oppsummert i tabell 5 (IEA Solar Heating Programme, 2014). Virkningsgrader er basert på ΔT^*

Tabell 4 Solfangerytelse Drake Landing-kollektor

Test Fluid	Flow Rate (L/min per collector)	Flow rate (Kg/s per collector)	Tilt Angle	Linear eq.		2nd. Order eq.		
				η_0^*	$a1^*$	η_0	$a1$	$a2$
Water	0,62	0,0101	60	0,745	4,220	0,729	3,450	0,0092
Water	1,22	0,0200	60	0,755	4,296	0,743	3,583	0,0095
Water	3,48	0,0571	60	0,759	4,242	0,750	3,457	0,0120

I Drake Landing Solar Community benyttes normalt en massestrøm på mellom 5% og 35% av standard-test-strømning på 0,02 kg/s (0,01 – 0,07 kg/s pr. kollektor). Arealet pr. kollektor er 2,869 m². Strømningen styres av pumper og styringssystem. Lav strømning benyttes når innstrålt effekt er lav og når inntakstemperaturen til solfangermodulene er høy. (IEA Solar Heating Programme, 2014).

Estimert virkningsgradskurve for et testpanel i Drake Landing, for massestrøm $\dot{m} = 0,02 \text{ l/s} \approx 0,02 \text{ kg/s}$, er gitt som (Sibbitt & McClenahan, 2011):

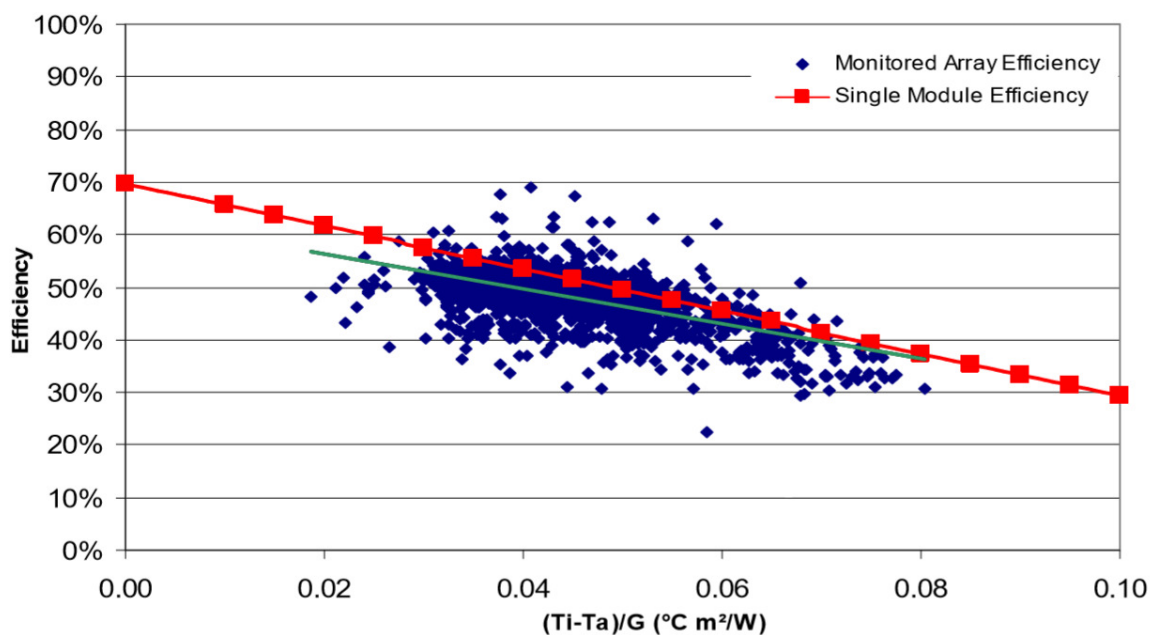
$$\eta_{DLSC} = 0,693 - 0,385 \left(\frac{T_i - T_a}{G} \right) \quad 34$$

Ved amerikansk konvensjon beregnes temperaturredifferansen mellom arbeidsfluidets inntakstemperatur og lufttemperatur, ΔT^{**} :

$$\Delta T^{**} = (T_i - T_a)/G \quad 35$$

Når virkningsgrad baseres på ΔT^{**} økes skjæringspunktet for Drake Landings virkningsgradskurve med i gjennomsnitt 12% over en økning i massestrøm fra 0 kg/s til 0,057 kg/s, og varmetapskoeffisienten øker med 11%. Når virkningsgraden baseres på ΔT^* , vil avhengigheten av massestrømningsregime være neglisjerbar med vann som arbeidsfluid (IEA Solar Heating Programme, 2014, p. 7).

Figur 23 illustrerer estimert virkningsgradskurve for ett panel (formel 34) plottet mot observert systemytelse i Drake Landing. Observasjonsverdiene er filtrert for innstrålingseffekter over 700 W/m², innen én time fra klokken tolv, og for transiente utslag.¹ Regresjonslinjen for observerte data ligger noe under estimert ytelse for et enkeltpanel, gitt at målte data inkluderer tap i rørføringer (Sibbitt & McClenahan, 2011)



Figur 22 Estimert panelvirkningsgrad mot observert systemytelse i Drake Landing (Sibbitt & McClenahan, 2011)

¹ Massestrøm er i utvalget begrenset til 0,013 l/s ($\approx 0,013 \text{ kg/s}$) pr. kollektor.

5.7 TERMISK BOREHULLSLAGER (BTES)

Termisk borehullslagersystem, eller BTES-system (Borehole Thermal Energy Storage), omtales her som et system som benytter tilført varme og grunnen selv som lagringsmedium. Et slikt system er kompatibelt med eksempelvis sesonglagring av solvarme og avfallsvarme fra prosessindustri eller forbrenningsanlegg.

Teknologien har mange likhetstrekk med den mer generelle definisjonen 'bergvarme'. For bergvarmepumper, som etter hvert er blitt svært utbredt i Norge¹, benyttes gjerne latent varme i bakken, ofte i kombinasjon med naturlig sirkulerende grunnvann, som et tilnærmet stabilt lavtemperatures energireservoar. For å utnytte denne latente varmen kreves alltid en varmepumpe med tilført energi. Derimot kan også varmepumper levere varme tilbake til grunnen ved å reversere sin syklus, eksempelvis ved å kjøle en bygning om sommeren og dumpe overskuddsvarme i bakken.

Effektiviteten til et BTES-system er i stor grad avhengig av geologien i området, og fjellgrunnens fysiske egenskaper. Avgjørende faktorer er blant annet fjellets termiske varmekapasitet og termiske varmeledningsevne, og avstand ned til fast fjell.

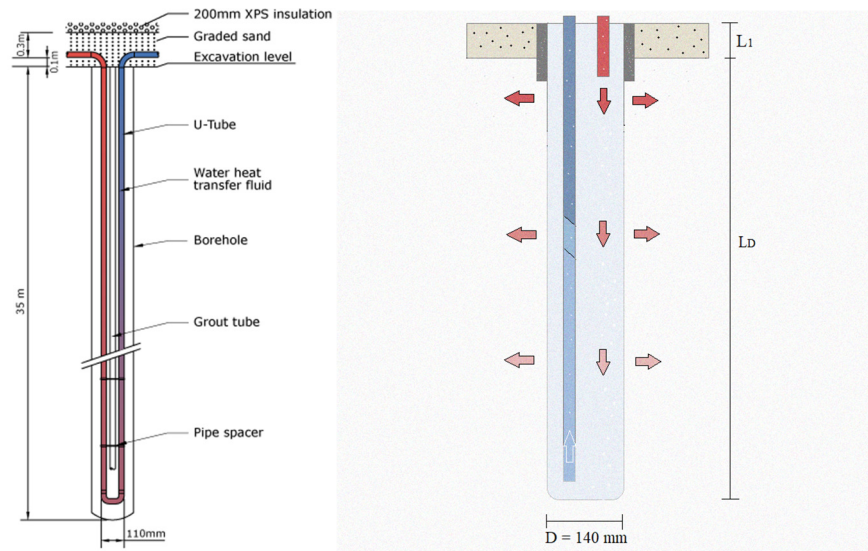
5.7.1 Bergvarmevekslere (BHE)

To hovedtyper bergvarmevekslere (Borehole Heat Exchanger) presenteres; U-rør og koaksial. U-rør består gjerne av enkel, eller dobbel rørkrets (doble U-rør), der både nedadgående og oppadgående strømning vekselvirker med berggrunnen. U-rør er benyttet i Drake Landing. Brønner med U-rør krever normalt fyllmasse for å øke varmeledningen mellom rør og omkringliggende fjell.

Koaksiale brønner består av to koaksiale rør, der primært nedadgående eller oppadgående strømning vekselvirker med berggrunnen. Strømningsretningen reverseres for oppladning og uttak av varme. En viss kortslutningseffekt vil kunne observeres mellom indre og ytre rør, og det indre røret må derfor isoleres tilstrekkelig godt. Hvis det sørges for god kontakt mellom ytre rør og omkringliggende fjell kan en koaksial varmeveksler bidra til god effektoverføring mellom arbeidsvæske og omkringliggende fjell.

Generelt ønskes høy termisk motstand mellom nedadgående og oppadgående strømning og lav termisk motstand mot berggrunnen.

¹ Alle former for varmepumpeteknologi leverte i Norge om lag 15 TWh i 2015 med et elforbruk på 6,5 TWh (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2016).

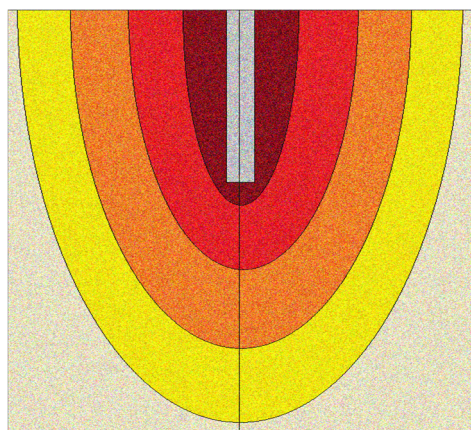


Figur 23 U-rørsvarmeveksler (DLSC) og vannfylt koaksialvarmeveksler.

Koaksialvarmevekslere som sees på i denne oppgaven (Anergy AS) består i grove trekk av en ytre strømpe (diameter 140 mm) som vekselvirker med indre rør via en stående vannsøyle (figur 24 t.h.). Under trykksetting vil strømpen, med noe elastisitet, oppnå god termisk kontakt med den omkringliggende berggrunnen. Varme som leveres varmeveksleren vil sakte avgi sin varme til omkringliggende berg, med en temperaturdifferanse mellom inn og utgående strømming.

Den oppvarmede vannsøylen vil ha en viss buffervirkning på effektoverføring i systemet, der noe varme lagres midlertidig i systemets stående vannvolum. En stor andel av varmen vil kunne hentes direkte, avhengig av varmtvanns og oppvarmingsbehovet. Vannvolumet kan derfor sees som et kortterms lager. Når varmebehovet til bygningsoppvarming er større enn levert solvarme kan varmen føres direkte videre, uten store tap i BTES.

Varme som spres i berggrunnen radierer over tid fra borehullet, med fallende temperatur som illustrert i figur 25. Innerste sektor vekselvirker direkte med kortterms lager/vannsøyle.



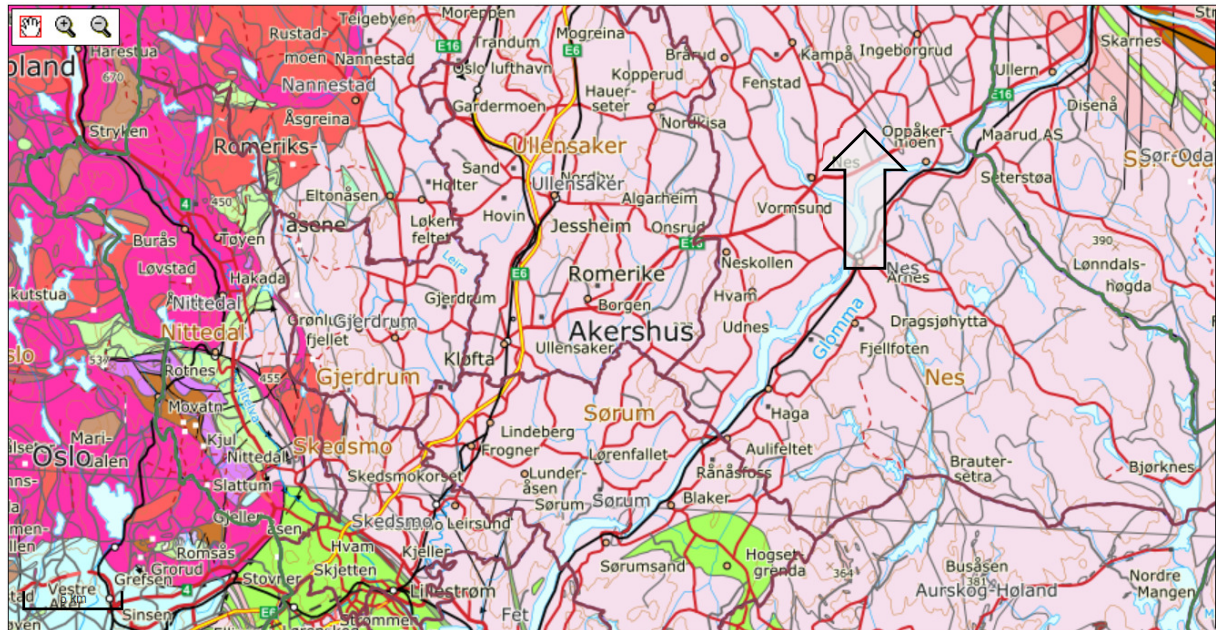
Figur 24 Interaksjon mellom berg og varmeveksler

5.7.2 Varme i jordskorpen

Bergarter har generelt en lav termisk diffusivitet og derfor lav evne til å propagere varme. Temperaturen øverst i jordskorpen vil variere med den passive solinnstrålingen, men er tilnærmet konstant allerede ved 6 meters dyp, og er tilnærmet lik den klimatiske årsmiddeltemperaturen (Banks, 2008).

5.7.3 Bergarter på lokasjon

Info om hvilke bergarter som naturlig forekommer på en lokasjon kan finnes i kartløsninger fra Norges Geologiske Undersøkelse:



Figur 25 Akershus kartblad N250 (<https://www.ngu.no/emne/kart-og-data>). Dystlandshaugen merket t.h. i bildet.

For store deler av det nord-vestlige Akershus er berggrunnen bestående av bergartstype *diorittisk til granittisk gneis, migmatitt*¹ (rosa fargekode). For Dystlandshaugen & omegn er det øverste jorddekke *flomavsetning, med usammenhengende/tynt dekke 0,5m*.

5.7.4 Varmeledningsevne

Bergartenes varmeledningsevne er avgjørende for både energiopptaket og energiuttaket i et borehull. Energien som er lagret i berggrunnen transporteres til brønnen via konduksjon (kontaktoverføring) eller konveksjon (grunnvannstrømming). Om det ikke forekommer noen grunnvannstrømming skjer all varmeoverføring via konduksjon. Ved lagring av energi i fjell vil høy grunnvannsstrømming være uønsket da grunnvannsstrømmingen vil transportere varme vekk fra lageret. Energimengden som overføres via konduksjon er avhengig av bergartenes varmeledningsevne og temperaturforskjellen mellom borehullet og omkringliggende fjell. Varmestrøm via konduksjon beregnes med Fouriers ligning:

¹ Utfyllende info: Granittisk til tonalittisk gneis, glimmerskifer og metasandstein, amfibolitt. Som regel migmatittisk med slirer, linser eller mindre kroppar av granitt og pegmatitt.

$$Q_{Kond} = k \frac{dT}{dx}$$

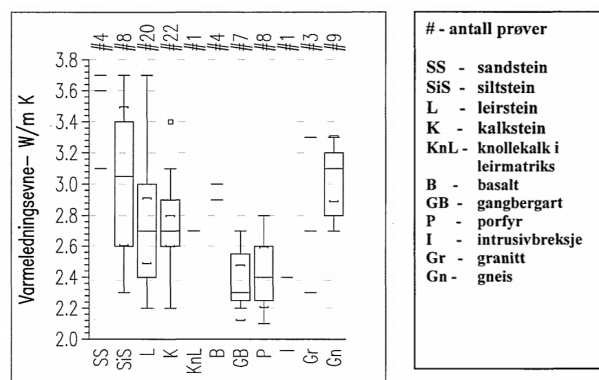
Der: Q_{Kond} : Varmestrøm [W/m^2]
 k : Varmeledningsevne [W/mK]
 dT/dx : Temperaturgradient [K/m]

Ofte bestemmes varmeledningsverdien, k , ut fra tabelloppslag, basert på bergartstype. Usikkerheten knyttet til dette er i midlertidig stor, da varmeledningsevnen kan variere mye med bergartens tekstur og mineralogiske egenskaper. Tabell 6 viser en oversikt over tidligere forsøk på å estimere varmeledningsevnen i et utvalg norske bergarter. For ytterligere informasjon om mineralogi vises til Norges Geologiske Undersøkelse (Norges Geologiske Undersøkelse, 2000).

Tabell 5 Sammenlignbare varmeledningsmålinger utført ved 4 laboratorier.

Tabell 2. Sammenlignbare varmeledningsmålinger utført ved 4 laboratorier.

Nr.	Bergartstype	Aarhus Needle probe 7-5.5cm ³		NGU 4-4.1cm ³		NTNU D = 10 cm h = 3-4 cm	Sintef Divided bar D=4,2 cm, h=3,0cm	
		k ₁ min	k ₂ maks	k ₁ min	k ₂ maks		k ₁ min	k ₂ maks
9	Basalt	2,2	2,3	2,8	3,1		1,9	2,0
70	Rombeporfyrlava	2,2	2,3	2,3	2,5	2,2 (min)	1,6	1,9
44	Sandstein	3,2	3,9	3,5	3,7	4,0 (maks)	2,3	3,0
78	Ringerikssandstein	3,5	3,6	3,1	3,1	3,5 (min)	2,8	2,9
63	Leirstein	1,6	2,1	2,0	2,7			
38	Kalkstein	2,0	2,8	2,5 ²	2,7			
79	Kalkstein			2,9	3,0	2,6 (min)	2,4	2,5
81	Kalkstein			2,6	2,8	2,5 (min)	2,0	2,0
59	Drammensgranitt	2,4	2,7	3,3	3,4		2,3 ¹	
49	Granittisk gneis	3,1		3,1	3,2	3,2 (min)	2,7	



5.7.5 Termisk varmekapasitet

Termisk varmekapasitet angir hvor mye energi som kan lagres per enhet av et materiale, hvis temperaturen økes med én grad¹. Varmekapasitet kan angis som spesifikk varmekapasitet, per kg, eller volumetrisk varmekapasitet, per kubikkmeter. Generelt er en høy varmekapasitet ønskelig for BTES, da nødvendig volum vil reduseres som følge av større lagringsevne. Tabellverdier for volumetrisk varmekapasitet og termisk konduktivitet for de mest relevante bergartstypene er sammenstilt i tabell 7. Anbefalte verdier er angitt i parentes (Banks, 2008).

¹ Uten faseendring, for eksempel vann som fryser til is.

Tabell 6 Termisk varmekapasitet Dioritt, Gneiss, Granitt

Bergart:	Termisk konduktivitet	Volumetrisk varmekapasitet	
	Enhet:	W/mK	MJ/m ³ K
Dioritt	1,7 – 3,0 (1,7)	2,9 – 3,3	0,81 – 0,92
Gneiss	2,5 – 4,5 (2,9)	2,1 – 2,6 (2,1)	0,58 – 0,72 (0,58)
Granitt	3,0 – 4,0 (3,4)	1,6 – 3,1 (2,4)	0,44 – 0,86 (0,67)

5.7.6 Termisk diffusivitet

Termisk diffusivitet er et mål for hvor hurtig og til hvilken grad et varmesignal sprer seg i et materiale, relativt til materialets evne til å lagre varme. Jo større diffusivitet, dess raskere spres varme videre i et materiale. Lav diffusivitet innebærer at varme tas opp i materialet og i lav grad spres videre.

Diffusivitet kan tokkes som lengde²/tid. SI-enheten for diffusivitet er m²/s, men diffusivitet kan oppgis også pr. time eller pr. dag.

$$\alpha = \frac{\lambda}{c_p \rho} = \frac{\lambda}{c_{pv}} \quad 37$$

Der α er termisk diffusivitet, λ termisk konduktivitet, c_p spesifikk varme, ρ tetthet og c_{pv} volumetrisk varmekapasitet. α inngår for øvrig i varmeligningen for tre dimensjoner (varme som spres i et objekt).

5.7.7 Utforming av BTES

Mengden varme som kan lagres i en brønnpark med sylindrisk utforming er gitt som (Banks, 2008):

$$Q = p \dot{V} c_p \Delta T = C_{pv} L_D \pi r^2 \Delta T \quad 38$$

Der L_D er dybde, r radius, C_{pv} volumetrisk varmekapasitet og ΔT tilsiktet svingetemperatur for brønnparken over året totalt.

Med utgangspunkt i formel 38, gitt at energimengden er kjent, kan BTES-volum og kvadratiske sidelengder estimeres ved:

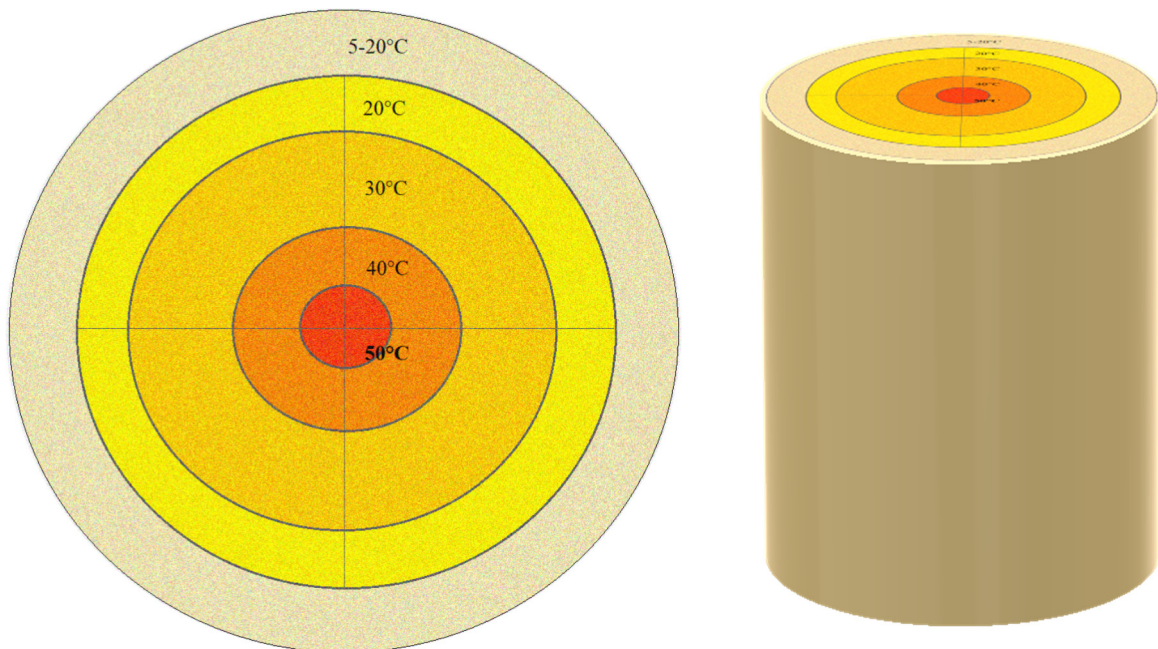
$$V = \frac{Q}{C_{pv} \Delta T} \quad 39$$

$$L = \left(\frac{Q}{C_{pv} \Delta T} \right)^{\frac{1}{3}} \quad 40$$

BTES-ytelse avhenger noe av systemets formfaktor. Formfaktor er definert som forholdet mellom diameter over dybde:

$$\text{Formfaktor} = \frac{D}{L_D} \quad 41$$

Figur 27 gir en forenklet illustrasjon av et BTES-system med sylindrisk utforming, inndelt i fire radielle sektorer. Varme opphopes i senter av BTES, som vil holde en høyere temperatur enn omkringliggende sektorer. Temperaturprofilen vil fluktuere over året, og vil være størst ved endt oppvarmings sesong (eksempelvis 50 grader i senter). Hver sektorlinje utstyres med koaksiale borehullvarmevekslere som spenner hele systemets dybde. Ved endt utladningssesong, sen vinter/tidlig vår, vil temperaturprofilen ha sunket med en temperatur tilsvarende energimengden som er tatt ut. Senvinters temperatur må være tilstrekkelig høy til at gjenværende varme kan utnyttes til oppvarmingsformål (+ 30 til 35 grader). I tillegg til radiell sektorinndeling vil omkringliggende fjell danne et ytre temperaturprofil som spenner fra temperaturen i ytterste radielle sektor til den urørttemperaturen i upåvirket fjell. Temperaturprofilen vil avhenge av fjellets termiske diffusivitet.



Figur 26 Radiell temperaturprofil for sylindrisk BTES med formfaktor ca. 0,5.

En tilnærmet sylindrisk utforming av BTES minimerer overføringsflaten for varmetap til omgivelsene. Overføringsflaten er lik overflatearealet av en sylinder:

$$A_S = 2\pi r^2 + 2\pi rL_D \quad 42$$

Der: r er radius.

Omkretsen for n'te radielle sektor kan uttrykkes som:

$$O_n = 2\pi(r - nx) \quad 43$$

Der: n er sektornummer (1, 2, ..., n)
 r er radius
 x er avstand mellom hver sektor (avstand mellom borehull)

Antall bergvarmevekslere pr. radiell sektor avhenger av avstanden mellom hver varmeveksler som kreves for god varmeinteraksjon mellom berggrunn og vann som sirkuleres i systemet. Riktig avstandsdimensjonering avhenger av effekt som behøves overføres og overføringsevnen til varmevekslere. Ved en uniform fordeling av borehull vil avstanden mellom hver varmeveksler være lik avstanden mellom hver radiell sektor.

5.7.8 2.5.3 Effektoverføring i bergvarmeveksler

Termisk effekt som kan overføres mellom berggrunn og arbeidsvæske i bergvarmeveksler er gitt som:

$$Q = \dot{m}c_{pv}\Delta T \quad 44$$

Der: \dot{m} er gitt massestrøm [kg/s]
 c_{pv} er volumetrisk varmekapasitet [Ws/kg]
 ΔT er temperaturdifferansen mellom inn- og utgangsstrømning [K]

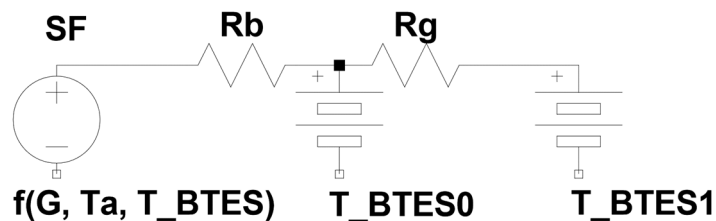
Gitt at temperaturdifferansen ved maksimalt strømningsregime er kjent, kan varmevekslers effektkapasitet estimeres. Kapasiteten for overføring av effekt vil være avgjørende for hvor stor andel av den innstrålte effekten som kan overføres sommerstid og eventuelt uttak av varme vinterstid.

Dimensjonerende effektkapasitet for systemet er et optimaliseringsproblem, og vil avhenge av antall bergvarmevekslere som kreves for å oppta en akseptabel andel av den innkommende solvarmen, antall soltimer med høy innstrålt effekt samt kostnader for boring og installasjon. Når varmeveksler går i 'metning' og maksimal effektkapasitet overskrides, overføres ikke all varme til BTES. Dette vil 'tvinge' returtemperaturen fra varmevekslere opp og virkningsgrad for solfanger reduseres.

5.7.9 Termisk motstand

Varmeoverføring mellom arbeidsvæsken og borehullsvegg drives av den til enhver tid gjeldende temperaturdifferansen og den termiske motstanden i varmeveksler (R_b). En prinsippsskisse er vist i figur 28. Varme som leveres av solfanger (SF) er en funksjon av innstrålt effekt (G), atmosfærisk temperatur (T_a) og indirekte BTES-temperaturen som solfanger jobber mot. Videre varmeoverføring til omkringliggende berg, rundt borehullet, avhenger av berggrunnens egen motstand (R_g). Berggrunnens termiske motstand vil være styrende for hvor fort varme sprer seg fra borehullsvegg og endres over tid med vedvarende effektoverføring (se også termisk diffusivitet). Dette gir opphav til et temperaturprofil omkring borehullet; under oppladningsforløpet: $T_{BTES0} > T_{BTES1}$, og under utladningsforløpet: $T_{BTES1} < T_{BTES0}$.

T_{BTES0} vil endres mer jo lenger en varig effektoverføring finner sted. Under oppladning må dermed temperatur ut av solfanger økes tilsvarende for å opprettholde en gitt effektoverføring.



Figur 27 Prinsippskisse for varmeoverføring i LTspice

‘Drivende temperaturdifferanse’ for å overføre en viss effekt, Q , mellom borehullsvegg og upåvirket fjell kan uttrykkes som effekt pr. borehullslengde ganget med seriemotstanden i varmeveksler og berg:

$$\Delta T_{SF-G} = \frac{Q}{L_D} (R_b + R_g) \quad 45$$

Der: ΔT_{SF-g} er definert som temperaturdifferansen mellom solfangers middeltemperatur og upåvirket grunn.

Q/L_D er varme overført pr. meter borehullsdybde

ΔT_{SF-G} vil begrense effektoverføring i systemet. Ved høy termisk motstand i berggrunnen kan det dermed være nødvendig å kompensere med flere, eller dypere borehull, for å sikre god effektoverføring.

Termisk motstand i Anergy koaksialkollektor er ved tidligere forsøk funnet å være i størrelsesorden 0,051 – 0,054 [Km/W], hvilket er lavere enn typiske verdier for U-rør (Tømmerbakke, 2017).

Tabell 7 Termisk motstand i bergvarmevekslere

Test n:	Massestrøm [kg/s]	Termisk motstand [Km/W]	Termisk motstand i U-rør [Km/W]
Rb1	0,285	0,054	0,06 – 0,12
Rb2	0,333	0,051	

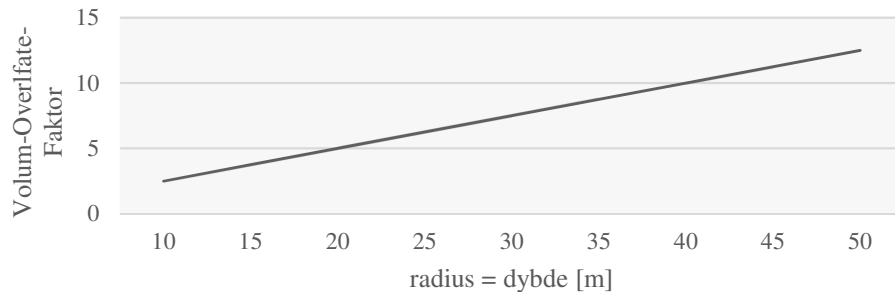
5.7.10 Dynamisk lagring

For ladning av BTES kreves en høyere temperatur på arbeidsvæske enn omkringliggende fjell. Tilsvarende kreves en høyere temperatur i BTES for uttak av varme vinterstid. Når senter av BTES oppnår høye temperaturer reduseres evnen til videre oppladning, da solfanger til enhver tid vil måtte levere varme med en høyere temperatur enn senteretemperaturen i BTES. For en solfanger som samspiller utelukkende med senter av BTES, vil lagerets temperatur være gjeldende for inn-temperatur på solfanger. For høyere inn-temperaturer vil solfangers virkningsgrad være sterkt fallende (jf. Figur 21). Systemet er derfor til en viss grad selvregulerende, med fallende ytelse for økt mengde akkumulert varme.

Prinsippet med dynamisk lagring søker å utnytte de tilgjengelige temperaturprofilene i borehullsystemets radielle sektorer (figur 27). Ved å styre strømmingen i systemet kan solfanger arbeide mot en radiell sektor på lavere temperatur enn senter, og i prinsippet kunne øke årsvirkningsgraden. Tilgjengelig solvarme leveres til enhver tid til høyeste tillatte temperaturprofil.

5.7.11 Volum-til-overflate-faktor

Forholdet mellom det totale volumet som omfattes av et sylindrisk BTES-system og sylindervolumets overflateareal er senere omtalt som volum-til-overflate-faktor. Overføringsflaten for varmeavgivelse til omgivelsene (omkringliggende fjell) er lik sylindervolumets ytre overflateareal. Ved å øke dimensjonene reduseres overføringsflaten for varmetap relativt til totalvolumet, og dermed de relative varmetapene (figur 29).



Figur 28 Volum-til-overflate-faktor

5.7.12 Solfraksjon

Solfraksjon er definert som andelen av det totale oppvarmingsbehovet, eller varmelasten, som dekkes av solvarme:

$$\text{Solfraksjon} = \text{Totalsolenergileverttillast(kWh)}/\text{Totalenergitillast(kWh)} \quad 46$$

5.7.13 Systemytelser

Gjenvinningsgraden for BTES defineres gjerne som ekstrahert, nyttbar varme dividert på levert varme:

$$\eta_{BTES} = Q_{Ekstrahert}/Q_{Levert} \quad 47$$

Systemytelser kan uttrykkes som varme levert til last, dividert på levert solvarme (intern ytelse) eller varme levert til last, dividert på innstrålingen i planet (totalytelse) (Lanahan & Tabares-Velasco, 2017):

$$\eta_{\text{system,internal}} = \text{Varmeleverlast}/\text{Levertsolvarme} \quad 48$$

$$\eta_{\text{system,total}} = \text{Levertvarmetilboliger}/\text{Totalsolinnstrålingplanet} \quad 49$$

5.7.14 Drake Landing

TRNSYS-simuleringer med utgangspunkt i Drake Landing-prosjektet gir innblikk i systemytelser for ulike BTES-utførelser og bergartstyper. Simuleringene omfatter fire bergartstyper (dense rock, heavy saturated soil, heavy dry soil og light dry soil).

Resultatene er sammenstillt i figur 30. Totalt antall borehullsmeter er holdt konstant, slik at x-aksen representerer utførelsen av borehullsystemet med formfaktor $\ll 1$ lengst til venstre og formfaktor $\gg 1$ lengst til høyre¹. Utførelsen av borehullsystemet er for disse ekstremtilfellene illustrert ved røde

¹ Formfaktor lik én 1 tilsvarer 144 borehull, som benyttet ved Drake Landing.

sylindere. Y-aksen viser BTES-virkningsgrad og solfraksjon for de simulerte bergartstypene. I 'dense rock' kan det forventes en BTES-virkningsgrad på ca. 40%.

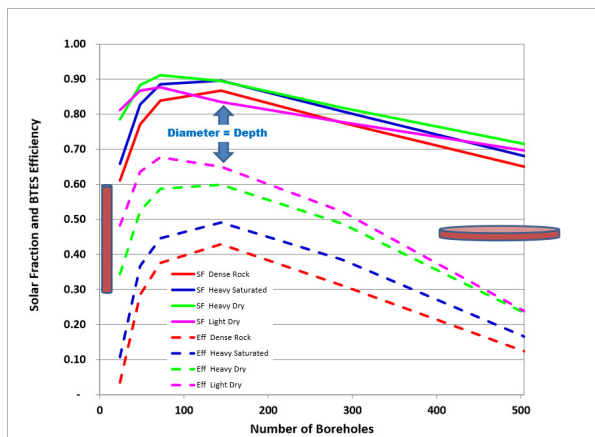


Figure 7. Impact of soil type and BTES shape on solar fraction and storage efficiency for a 52 home community

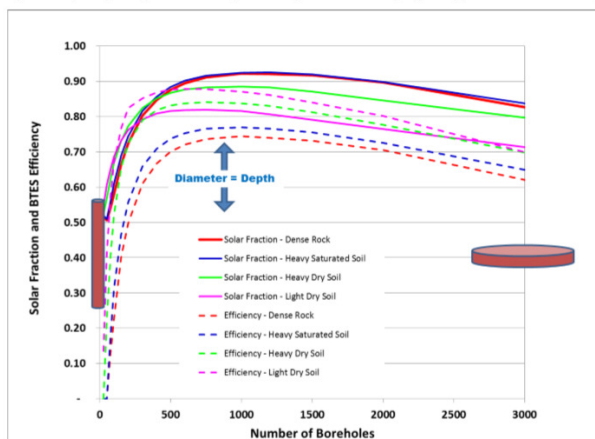


Figure 8. Impact of soil type and BTES shape on solar fraction and storage efficiency for a 1054 home community

Figur 29 Simulert systemtelse for 52 hjem (Drake Landing) (Sibbitt & McClenahan, 2015)

Figur 30 Simulert systemtelse for 1054 hjem (Sibbitt & McClenahan, 2015)

Bergartstype har en begrenset innvirkning på systemtelsen for systemer med formfaktor mellom 0,3 og 3 (for systemutforming og klima tilsvarende Drake Landing). Figur 30 illustrerer videre at bergarter med høy BTES-virkningsgrad (light dry soil) gir lavere solfraksjon. Dette kan forklares ved at bergartstyper med lav konduktivitet, og dermed lave varmetap, også har en dårligere evne til å oppta og avgi varme. Virkningsgraden til en solfanger er avhengig av til-temperaturen; om varmen som tilføres BTES ikke opptas i tilstrekkelig grad så 'tvinges' til-temperaturen til kollektor opp, og opptatt solvarme reduseres.

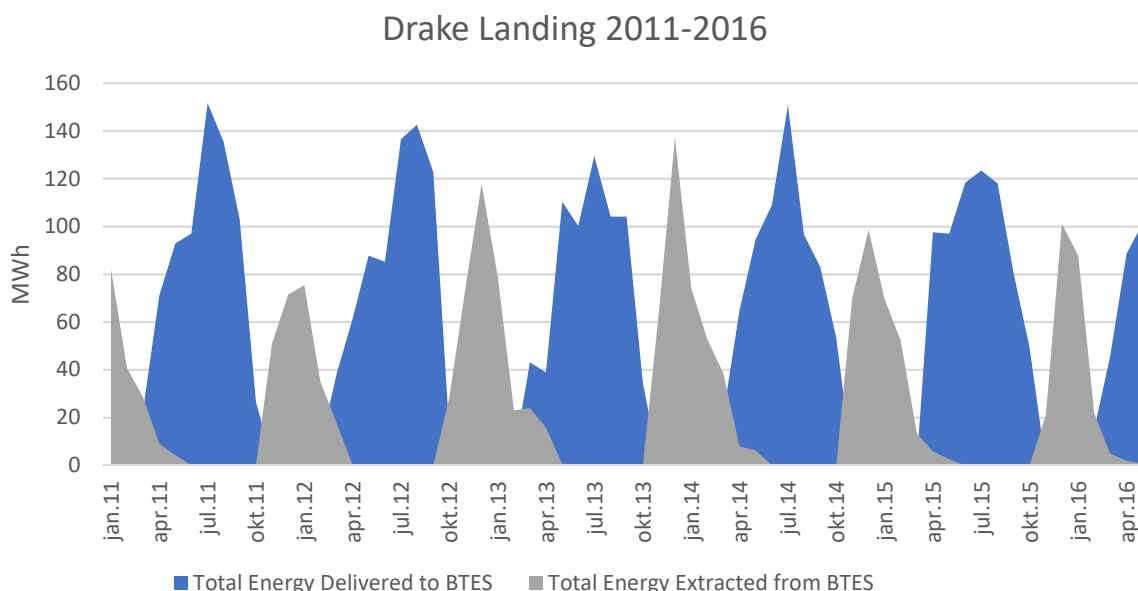
Figur 31 illustrerer et oppskalert system, med 22 000m² kollektorareal og 60 000m total borehullslengde. For svært store systemer beregnes langt høyere BTES-virkningsgrader og generelt høye solfraksjoner. Økt BTES-virkningsgrad kan forklares ved økt volum-til-overflate-faktor (Sibbitt & McClenahan, 2015).

Termiske egenskaper for de simulerte bergartene er gitt i tabell 9. 'Dense rock' og 'Average rock' har egenskaper tilsvarende norsk Granitt og Gneis (kap. 5.7.4 – 5.7.5).

Tabell 8 Termiske egenskaper for simulerte bergarter (Sibbitt & McClenahan, 2015)

Berggrunn Enhet	Tetthet	Termisk konduktivitet		Spesifikk varmekapasitet	Volumetrisk varmekapasitet		Termisk diffusivitet	Alpha
	kg/m ³	kJ/mKh	W/mK	kJ/kgK	kJ/m ³ K	kWh/m ³ K	m ² /dag	m ² /h
Dense rock	3200	12,46	3,46	0,84	2,683	0,75	0,11	0,0046
Average rock	2800	8,72	2,42	0,84	2,347	0,65	0,09	0,0037
Heavy sat. soil	3200	8,72	2,42	0,84	2,683	0,75	0,08	0,0032
Heavy damp soil	2100	4,67	1,30	0,96	2,012	0,56	0,06	0,0023
Heavy dry soil	2000	3,12	0,87	0,84	1,677	0,47	0,04	0,0019
Light damp soil	1600	3,12	0,87	1,05	1,677	0,47	0,04	0,0019
Light dry soil	1500	1,25	0,35	0,84	1,238	0,34	0,02	0,001

Oppladning og utladningsforløpet for Drake Landings BTES, i perioden mai 2016 til januar 2012, er vist i figur 32. Data er hentet fra Drake Landing sine månedlige rapporter¹ (DLSC, 2012-2016). Årlig BTES-gjenvinningsgrad var i perioden 2011-2016 i gjennomsnitt 47%, og har fluktuert mellom 39% og 51% avhengig av driftsituasjon.



Figur 31 Drake Landing BTES 2011-2016

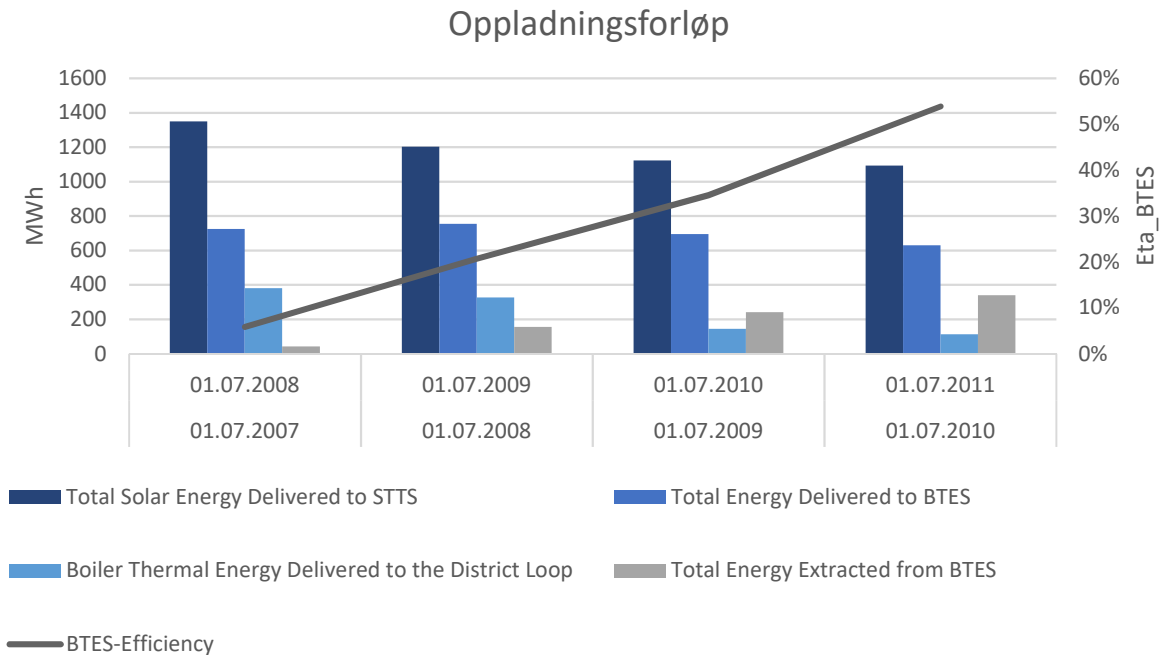
Tabell 9 Årlig gjenvinningsgrad for BTES i perioden 2011-2016 (tilhørende figur 32):

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Gjennomsnitt
Eta_BTES	41%	50%	51%	51%	39%	46%	47%

Oppladningsforløpet i Drake Landing varte fire år, og er illustrert i figur 33. Årsrapporter for Drake Landing viser at det tar om lag fire år å forvarme BTES til en høy nok temperatur til at systemet når

¹ Drake Landing sluttet å publisere offentlige rapporter etter mai 2016.

‘driftsfasen’. I de fire første årene vil dermed en høy andel av oppvarmingsbehovet vinterstid måtte dekket av elektrisk spisslast og gass. Direkte solvarme kan høstes med god ytelse allerede første år.



Figur 32 Oppladningsforløpet ved Drake Landing

Tabell 10 Årlig gjenvinningsgrad for BTES i perioden 2007-2011 (tilhørende figur 33):

År	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
Eta_BTES	6%	21%	35%	54%

5.8 BYGNINGSTEKNISK

Energigradtall

Energigradtall (fyringsgradtall) er et generelt mål for oppvarmingsbehov, definert som forskjellen mellom ‘basis’ utetemperatur lik 17°C¹ og døgntemperaturen. For en døgntemperatur lik 5°C er energigradtallet (17°C - 5°C) = 12°C. For alle døgn med døgntemperatur over 17°C er energigradtallet lik null. Periodevise energigradtall, for måned eller år, er gitt som summen av alle energigradtall for perioden. Energigradtall benyttes for å unngå assosieringen til antall dager og for temperaturkorrigering av energibruk (Aune, 2002).

$$\text{Energigradtall} = \sum_{D=1}^n 17^{\circ}\text{C} - T_D \quad 50$$

Døgntemperatur er for automatiske målestasjoner middelverdien av alle målte verdier.

¹ For Europa benyttes for det meste 17°C. I USA er energigradtall (Heating Degree Day) definert ved 18,3°C.

Døgntemperaturen er i Norge ellers 'offisielt' definert ved Köppens formel (Aune, 2002):

$$T_D = T_{07,13,19} - k(T_{07,13,19} - T_{MIN})$$

51

Der:

$T_{07,13,19}$ er middel av temperatur målt kl. 07, 13 og 19.

k er en justeringsfaktor for best mulig 24t middel.

T_{MIN} er laveste temperatur målt siste 24t (ved kl. 19)

Krav til energieffektivitet

Krav til energieffektivitet ved nybygg er gitt i kapittel 14 (§ 14-2) i Byggteknisk forskrift (TEK17). Netto oppvarmingsbehov skal ikke overstige energirammene som gitt i tabell 12 samtidig som at minimumskrav som gitt i tabell 13 oppfylles (§ 14-3). Energikravene gjelder for bygningens oppvarmede bruksareal (BRA) (Direktoratet for byggkvalitet, 2018).

Kravene til energieffektivitet for boliger kan for øvrig oppfylles ved *tiltaksmetoden* (ni energitiltak) i stedet for å oppfylle kravet til energirammer (§14-2). Kravene i tiltaksmetoden er strengere enn minimumskrav i tabell 13.

Tabell 11 Energirammer (TEK17)

Bygningskategori	Totalt netto energibehov [kWh/m ² oppvarmet BRA per år]
Småhus, samt fritidsbolig over 150 m ² oppvarmet BRA	100 + 1600/m ² oppvarmet BRA ¹
Boligblokk	95
Barnehage	135
Kontorbygning	115
Skolebygning	110
Universitet/høyskole	125
Sykehus	225 (265) ²
Sykehjem	195 (230)
Hotellbygning	170
Idrettsbygning	145
Forretningsbygning	180
Kulturbygning	130
Lett industri/verksteder	140 (160)

1) Energirammen for småhus (kWh/m² brutto oppvarmet bruksareal) beregnes som 100 + 1600/m².

2) Kravene gitt i parentes gjelder for arealer der varmegjenvinning av ventilasjonsluft medfører risiko for spredning av forurensning eller smitte.

Tabell 12 Minimumskrav (TEK17)

U-verdi yttervegg [W/(m ² K)]	U-verdi tak [W/(m ² K)]	U-verdi gulv på grunn og mot det fri [W/(m ² K)]	U-verdi vindu og dør inkludert karm/ramme [W/(m ² K)]	Lekkasjetall ved 50 Pa trykkforskjell (luftveksling per time)
≤ 0,22 ¹	≤ 0,18	≤ 0,18	≤ 1,2	≤ 1,5

1) U-verdier skal beregnes som gjennomsnitt for de ulike bygningsdelene.

Arealkorreksjonsledd for småhus

Energirammen for småhus (kWh/m² brutto oppvarmet bruksareal) beregnes som 100 + 1600/m². Hensikten med arealkorreksjonsleddet for boliger er at det ikke skal være for vanskelig for boliger å klare energikravet, og tilsvarende ikke for lett for store bygg. For et bygg med oppvarmet areal på 160 m² gir dette verdien 10 kWh/m². Arealkorreksjonsleddet henger sammen med energikarakteren i

energimerkeordningen. Småhus som bygges etter TEK17 vil kunne forvente å oppnå energikarakter B med gjeldende korreksjonsledd og direkte elektrisk oppvarming (Multiconsult, 2015).

Øvrige krav

Øvrige relevante krav til boligers varmesystem, som fastsatt i TEK17, inkluderer:

Tabell 13 (TEK17)

ID	Krav
K1	Rør, utstyr og kanaler som er knyttet til bygningens varmesystem skal isoleres. Isolasjonstykkelsen skal være økonomisk optimal beregnet etter norsk standard eller en likeverdig europeisk standard.
K2	Rammekravet for energieffektivitet i § 14-2 første ledd kan økes med inntil 10 kWh/m ² oppvarmet BRA per år. Dette forutsetter at det på eiendommen produseres fornybar elektrisitet til bygningen, minst 20 kWh/m ² oppvarmet BRA per år.
K3	Det er ikke tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel.
K4	Bygg under 1000 m ² kan bruke strøm til oppvarming.

Varmt forbruksvann

Energi til varmt tappevann inkluderer oppvarming og distribusjon, samt (periodevis) oppvarming til 60 grader celsius for å forhindre oppblomstring av Legionella. Standard beregningsverdi for effekt til tappevann er i Norsk Standard NS-3031 angitt som 3,4 W/m² for småhus. For en bolig kan det totale energibehovet til varmt tappevann ellers estimeres ved (SINTEF, 2003):

$$E = 4300 + 700 \cdot (p - 3) \quad 52$$

Der:

E er estimert energibehov i kWh/år

p er antall personer

Månedlig energibehov

Månedlig energibehov til oppvarming av bolig kan estimeres som oppvarmet BRA ganget med temperaturdifferansen mellom ute- og innetemperatur.

$$\text{Månedligenergibehov} = \sum_{n=1}^{12} (KA(\bar{T}_{n,ute} - T_{inne})) \text{ [kWh]} \quad 53$$

Der:

A er oppvarmet areal [m²]

K er bygningsmassens samlede isolasjonsfaktor [kWh/m²K]

$\bar{T}_{n,ute}$ er månedlig gjennomsnittlig utetemperatur

T_{inne} er ønsket innetemperatur

Virkningsgrad for direkte elektrisk oppvarming

Andel nyttiggjort energi ved bruk av elektrisk oppvarming er i gjennomsnitt 96% for enebolig (SSB, 1990).

5.9 LØNNSOMHETSEVALUERING

Enkel tilbakebetalingstid

Enkel tilbakebetalingstid er kort definert som tiden det tar å tjene inn det totale utlegget for en investering. Metoden ikke hensyn til tidsverdien av kapital, og er derfor ikke anbefalt for større og/eller langsiktige investeringer.

Nåverdi-metoden

Netto-nåverdi benyttes for å vurdere den økonomiske lønnsomheten for et prosjekt over en gitt tidsperiode. Nåverdiformelen benyttes for å diskontere alle fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi. Generelt vil prosjekter med positiv netto-nåverdi være en lønnsom investering ut fra et rent økonomisk lønnsomhetsperspektiv (DeMarzo & Berk, 2017).

$$NPV = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad 54$$

Der: I_0 er investeringskostnaden i år 0, fratrukket eventuelle støtteordninger.
 n er antall perioder (år).
 CF_n er kontantstrøm i periode n
 r er diskonteringsrenten

Nåverdi av en annuitet

En annuitet er en fast, periodevis kontantstrøm. Nåverdien av en annuitet kan beregnes som (DeMarzo & Berk, 2017):

$$NV_{Annuitet} = CF \left[\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) / r \right] \quad 55$$

Der: CF er fast, periodevis kontantstrøm
 r er diskonteringsrente
 n er antall perioder (år)

Økonomisk levetid

Ved diskontering benyttes gjerne økonomisk levetid. Økonomisk levetid uttrykker den forventede økonomiske levetiden til et driftsmiddel, det vil si den tid det er lønnsomt for eier å benytte driftsmiddelet før det skiftes ut. For sammensatte investeringer bør det skilles mellom ulike komponenters økonomiske levetid. Økonomisk levetid kan avvike fra teknisk levetid.

Komponentene med minste økonomisk levetid i et solvarmesystem er toppdekke i solfangere, pumper og styringsventiler og styringselektronikk. Undersøkelser fra Danmark viser at ytelsene for plate-solfangere kan ha sunket med 1-27%¹, avhengig av driftstemperatur, etter 26 års drift.² Økonomisk levetid for solfangere kan tolkes som levetiden før generell slitasje har redusert ytelsen i tilstrekkelig grad til at en vedlikeholds-reinvestering bør foretas (Fan, et al., 2009). Resterende komponenter kan leve lenge (>>30 år).

¹ Med kollektorer fra 1983. Produsentens nyere kollektorer har bedre termisk ytelse.

² Studien viser at absorptorplate, toppglass, lister og chassi var i god forfatning, mens toppdekke av Teflon var utslitt.

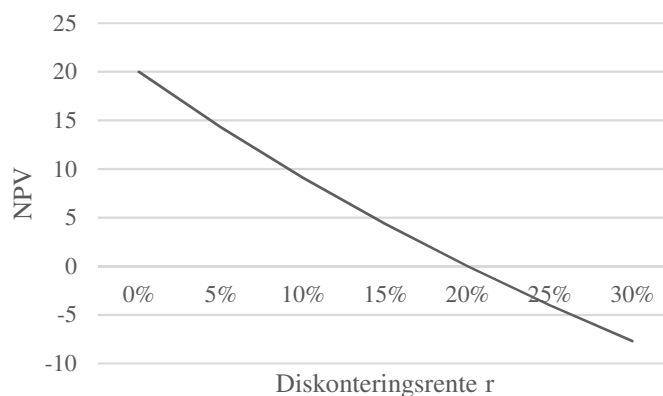
Tabell 14 Reduksjon i solfangerytelse 26-års drift (Fan, et al., 2009)

Middeltemperatur	45°C	60°C	80°C
1. Ottrupgaard	-4%	-10%	-23%
2. Marstal	-1%	-11%	-27%

Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten (kalkulasjonsrenten) er den renten alle fremtidige kontantstrømmer diskonteres med og settes vanligvis lik avkastningskravet på kapitalen, hvilket er knyttet til alternative investeringer og investor sin risikotakning. Et risikofyllt og/eller kommersielt prosjekt vil normalt sett ha en høyere diskonteringsrente enn et lite risikofyllt og/eller privat prosjekt.

Valg av diskonteringsrente avgjør i stor grad lønnsomheten i prosjektet. Effekten av ulik diskonteringsrente er illustrert i figur 9. Jo lavere diskonteringsrente jo større vil nåverdien av prosjektet bli. Konsekvensen av å sette diskonteringsrenten for høyt kan være at et lønnsomt prosjekt ikke utføres. Settes diskonteringsrenten for lavt kan et ulønnsomt prosjekt tilsynelatende se lønnsomt ut.



Figur 33 Nåverdiprofil med IRR = 20% ($I_0 = 100$, $CF = 120$, $n = 1$)

Diskonteringsrenten kan brytes ned til et risikofritt ledd og et påslagsledd for risiko. Risikofri rente defineres gjerne som renten som forventes av en trygg pengeplassering, slik som en statsobligasjon. Risikodelen er ment å dekke for systematisk usikkerhet¹, eller kalkulert usikkerhet (se også CAPM). For prosjekter med svært lang økonomisk levetid kan en lavere diskonteringsrente operasjonaliseres etter første endte tidsperiode. Tabell 16 viser struktur for et statlig normalprosjekt (Finansdepartementet, 2012).

Tabell 15 Struktur for Diskonteringsrente for et normalprosjekt

	0-40 år	40-75 år	fra 75 år (dvs. i stor grad miljøvirkninger)
-risikofri rente	2,5 prosent	2 prosent	2 prosent
-påslag	1,5 prosent	1 prosent	0 prosent
Risikojustert rente	4 prosent	3 prosent	2 prosent

¹ Systematisk usikkerhet er ikke diversifiserbar.

Som minimum bør diskonteringsrenten ta høyde for inflasjon. Norges Banks inflasjonsmål er på ca. 2,5% årlig (Norges Bank, 2018). Et eksempel på diskonteringsrente i et moderat risikofyllt prosjekt er 8,5% (før-skatt) for svensk vindkraft (Statkraft AS, 2016). Et eksempel på risikojustert rente på 4% er Sykehuset Innlandet (Sykehuset Innlandet HF, 2016).

Internrente

Internrenten er den renten som gir en nåverdi av fremtidige kontantstrømmer lik null. Internrenten betegner lønnsomheten i prosjektet og utelater eksterne faktorer som avkastningskrav og inflasjon. IRR kan følgelig benyttes for å sammenligne prosjekter av ulik karakter. Jo høyere internrente jo mer lønnsomt er prosjektet på generelt grunnlag. IRR beregnes normalt ved iterasjon (DeMarzo & Berk, 2017).

$$IRR: -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} = 0 \quad 56$$

LCOE

LCOE (Levelized Cost of Energy) er en metode for å sammenlikne kostnaden for energi produsert ved hjelp av ulik teknologi. Metoden tar i midlertidig ikke hensyn til ulike teknologiers forbruksfleksibilitet og tilhørende kostnader. Beregningen tar utgangspunkt i Netto-nåverdi metoden og er definert som alle diskonterte kapitalutlegg over prosjektets levetid, delt på den diskonterte verdien av all produsert energi. LCOE oppgis gjerne som den gjennomsnittlige kostnaden for én kilowatt-time produsert energi (Fraunhofer ISE, 2015).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{A_n}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad 57$$

Der:

I_0 er investeringskostnaden i år 0, fratrukket eventuelle støtteordninger

A_n er årlige totalkostnader (brensel, driftskostnader)

n er økonomisk levetid

E_n er årlig produsert energi i kWh

r er diskonteringsrenten

Rammeverk for lønnsomhetsvurdering

Det finnes ulike metoder for å evaluere lønnsomheten til investeringer, inkludert enkel tilbakebetalingstid, nåverdi, internrentemetoden og LCOE. Felles for disse metodene er at de hensyntar kun den monetære, *kvantitative* verdien av en investering. I nyere prosjektmetodikk er det blitt vanligere å også vektlegge *kvalitative* verdier, hvis pengemessige verdi ikke enkelt kan tallfestes. Med kvalitative verdier menes her forhold som kan bidra til økt merverdi for prosjektet, for eksempel i form av økt nytteverdi, miljøgevinster eller verdiskapningsmuligheter i fremtiden.

Eksempler på relevante kvalitative verdier er:

- Nærmiljø
- Klimagevinst
- Komfort
- Leveringssikkerhet
- Fleksibilitet ved senere utvidelser.

En vurdering av kvalitative verdier består kort i å belyse usikkerheten knyttet til disse, og hvordan de kan innvirke på prosjektet. En avveining mellom kvantitative og kvalitative forhold kan dermed inngå i investeringsbeslutningen (Jordanger, 2005).

5.10 KOSTNADER

Kostnadstall for solvarmeanlegg og brønner er gitt i tabell 17. Kostnader er gitt som enhetspriser, pr. kvadratmeter solfangerareal eller pr. meter borehull. Alle kostnader er totalkostnader, inkludert installasjon og rørføringer. Estimatenes er «noe moderate» (Huus-Hansen & Anergy, 2018).

Tabell 16 Kostnader

Kostnadspost	Underposter	Enhetspris
Energikilde	Solfangere, rørføringer, installasjon	2500 NOK/m ²
BTES	Boring, koaksialrør, foringsrør, installasjon	500 NOK/m
Distribusjon	Graving, distribusjonsrør	2000 NOK/m
Automasjon	Styringsystem, ventiler, pumpe, pumpestrøm	200 000 NOK

5.11 MONTE CARLO-SIMULERING

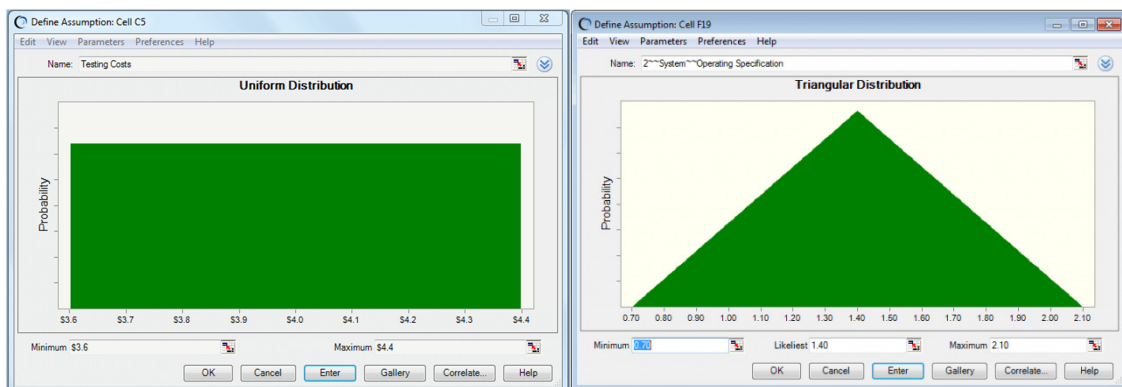
Monte Carlo-simulering benyttes for å modellere sannsynligheten for hendelser eller problemer som ikke enkelt kan predikeres på grunn av tilfeldige variabler. Slike tilfeldige variabler kan være kostnadsposter i en kalkyle, fysiske problemer, vindhastigheter eller solinnstråling.

Monte Carlo-simulering av solinnstrålingen på en lokasjon er basert på å resample historiske, målte data, for å et bilde av usikkerheten. Solinnstrålingen er underlagt tilfeldige parametere, inkludert lokal variasjon i vær, vind, skydekke og reflektert stråling fra bakkeplan. En enkel representasjon av Monte Carlo-metoden går i korte trekk ut på å definere grenseverdier ut fra observerte data, og ved tilfeldig uttrekk la solinnstrålingen variere mellom høyeste og laveste grenseverdi. Tilfeldige uttrekk gjøres ved bruk av en tilfeldig-tallgenerator. For et stort antall tilfeldige iterasjoner vil den resulterende fordelingen være tilnærmet lik utvalgets reelle fordeling, som beskrevet av sentralgrenseteoremet. Antall iterasjoner vil ofte være et spørsmål om 'oppløsning'. For et gitt antall iterasjoner (1000+) vil fordelingsgjennomsnitt tilnærme seg forventningsverdien. Ytterligere iterasjoner vil dermed i svært liten grad påvirke estimatet.

En fordel ved å benytte Monte Carlo-simulering til ressurskartlegging er at det ikke gjøres noen antagelser om hvilken fordeling som beskriver variasjonen i energipotensialet og at den resulterende fordelingen vil være konstruert av variasjonen i observerte måledata (Hrafinkelsson, et al., 2016).

Crystal Ball

Oracle Crystal Ball er et tillegg til Microsoft Excel til bruk for Monte Carlo-simulering. Programmet lar brukeren definere forutsetninger og korrelasjoner for ulike problemer og gir ulike prognosemuligheter, inkludert gode verktøy for grafer oppsummering av simulerte data. Crystal Ball har ellers muligheter for tilpasning av en fordeling til det samlede datasettet og muligheter for detaljert statistikk. En fri demo er tilgjengelig fra Oracle sine hjemmesider.¹



Figur 34 Fordelingsfunksjoner i Crystal Ball. Uniform fordeling t.v., triangulær fordeling t.h.

Triangulær fordeling benyttes til kostnadsestimering, med forventningsverdi:

$$E = \frac{Min + Likely + Max}{3}$$

58

Prosentiler

Prosentiler er mye brukt for å kommunisere usikkerhet innen statistikk og finans. Ofte relateres P10, P50 og P90-prosentilene til utfallsscenarioer som 'lav', 'beste gjetning' og 'høy'. I dagligtale kan vi kalle disse (DNV GL, 2016):

- 'Bevist' (P10): Laveste anslag. 90% av alle estimater vil ligge på eller over P10-prosentilet.
- 'Median' (P50): P50 er medianverdien.
- 'Mulig' (P90): Høyeste anslag. 10% av alle estimater vil ligge på eller over P90-prosentilet.

Det følger at 80% av alle verdiene ligger innenfor området mellom P10 og P90-prosentilet. P50-prosentilet har størst sannsynligheten for å inntreffe fordi estimatet vil ligge nært opp til forventningsverdien. For en perfekt symmetrisk fordeling vil P50 være lik forventningsverdien.

¹ Crystal Ball er undervist i IND240 V17 og lisensiert gjennom NMBU.

5.12 FORVENTEDE KRAFTPRISER

I NVE sin kraftmarkedsanalyse for 2017 – 2030 forventes høyere kraftpriser i Norge og Norden de kommende årene. I Norge er kraftprisen forventet å stige med 6-7 øre/kWh til 30 øre/kWh i 2030. Den forventede prisøkningen skyldes EUs CO2-kvotemarked og høyere kostnader på kull og gasskraftverk, og tettere tilknytning til kontinentet med økt handel via nye utenlandskabler. Videre forventes elektrifisering av transportsektoren og utbygging av aluminiumsindustri til å øke etterspørselen etter kraft i Norge (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017).

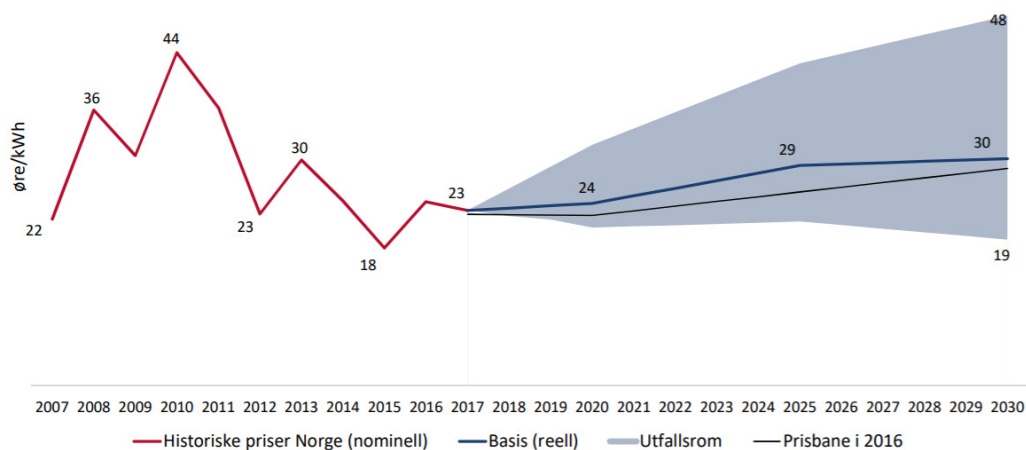
Kraftproduksjonen i Norge forventes å øke med 20 TWh innen 2030, hvorav 15 TWh er vindkraft. Dette gir en sammenlagt produksjon på 160 TWh i et normalår. I tillegg antas solkraftproduksjonen i Norge i år 2030 å være ca. 1 TWh.

NVE forventer at nye utenlandskabler og nye utbygninger innen fornybar energi vil minke de tradisjonelle prissvingningene mellom sommer og vinter. Flere utenlandskabler gir økte eksportmuligheter når kraftprisen er lav, sommerstid, og høyere kraftpris, og ny vindkraftproduksjon forventes å gi lavere kraftpriser vinterstid. På sikt forventes solkraft å igjen kunne øke sesongforskjellene med lavere priser sommerstid.

I Statnetts langsiktige markedsanalyse, frem mot 2040, forventes økt kortsiktig prisvariasjon i perioden 2030 - 2040. Det legges stil grunn at kraftsystemet ikke har nok fleksibilitet (lagring, forbruksfleksibilitet) til å fjerne prisutslagene av ny uregulert kraft (vind, sol). Frem mot 2040 forventes derfor en vesentlig nedgang i prisene sommerstid og økt prisvolatilitet på kort sikt (dag-til-dag, uke-til-uke) (Statnett, 2016).

Det er knyttet stor usikkerhet til kraftmarkedsanalyser. Usikkerhetene knyttes spesielt til CO2-markedet og EUs ambisjoner, prisen på brensel og investeringsbeslutninger innen ny fornybar produksjon. NVE sitt utfallsrom er på 19 – 48 øre/kWh i 2030, fra 23 øre/kWh i 2017. Utfallsrommet i 2030 i NVEs analyse er like stort som variasjonen de ti siste årene.

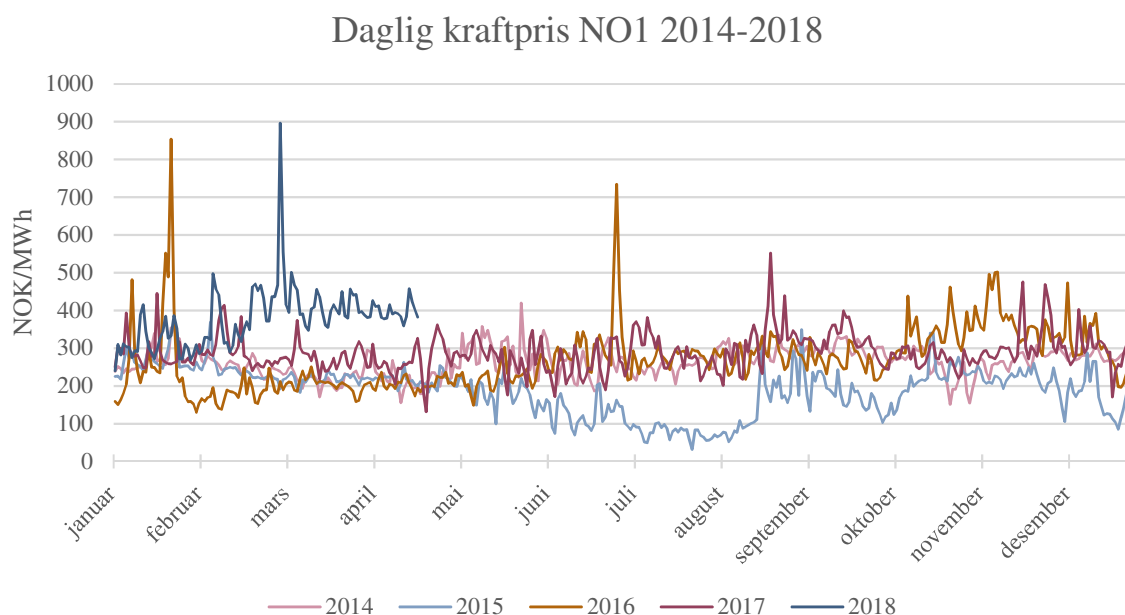
NVEs kraftprisbane mot 2030



Figur 35 Kraftprisbanen mot 2030 (NVE)

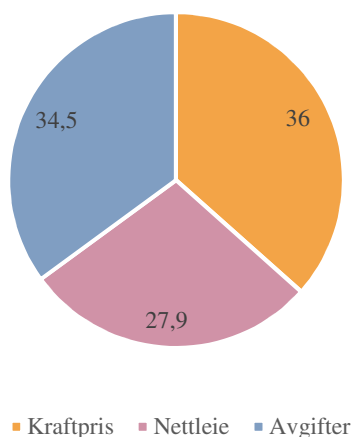
5.13 PRISSTRUKTUR FOR STRØM OG FLUKTUASJONER

Prisfluktuasjonene i systemområde 1 i Norge (Østlandet) er illustrert nedenunder. Strømprisen kan i kortere perioder være meget høy vinterstid (Data: Nord Pool).



Prisstrukturen på strøm for husholdninger i Norge er i tillegg til kraftprisen bygd opp av nettleie og avgifter. Nettleie skal gi nettselskapet inntekter til dekning av kostnadene knyttet til distribusjon av strøm, vedlikehold og utvikling av kraftnettet, og er regulert. Avgifter inkluderer merverdiavgift og forbruksavgift til staten. Avgifter faktureres sammen med nettleie. Figur 12 viser gjennomsnittlig prisstruktur på strøm til husholdninger i fjerde kvartal 2017. Strømprisen var totalt 98,4 øre/kWh (Statistisk sentralbyrå, 2018).

Prisstruktur 4. kvartal 2017 [øre/kWh]



Figur 36 Husholdninger. Total pris for kraft, nettleie og avgifter (SSB)

6 METODE

Spesifikke beregninger, og forutsetninger som er gjort for resultatkapittelet, beskrives nærmere her. Innledningsvis kan det nevnes at MS Excel er brukt for majoriteten av beregningene i oppgaven. Det er bygget en regnearkmodell, der flere Excel arbeidsbøker/underberegninger er linket opp mot hverandre. Alle grafer og illustrasjoner er videre fremstilt i Excel.

6.1 MÅNEDLIG ENERGIBEHOV

Fra prosjekteier, Terje Maarud, er det hentet informasjon om byggprosjektets omfang. Det er tegnet tre tomannsboliger, der hver boenhet har et bruksareal på om lag 120 m². En eventuell tilbyggsdel, for å knytte parvise boenheter sammen, vil kunne øke arealet per boenhet til om lag 160 m². Prosjekteier har en visjon om at boligene skal kunne huse barnefamilier og foreldregenerasjon i boenhet nummer to. Antall beboere er estimert til 4-8 personer og 240-320 m² totalt per tomannsbolig.

I tillegg omfatter prosjektet et eksisterende, fjerde bygg. Bygget er planlagt å ombygges eller rives og bygges nytt. For estimering av energibehov er det tatt utgangspunkt i gjeldende byggeforskrift, TEK17, og eksisterende BRA-beregninger av Arkitekthøgskolen (figur 1). Energiforbruket er beregnet ved energiramme + arealkorreksjonsledd som angitt i tabell 12. Energiforbruket for varmt tappevann er estimert ved formel 52.

Det er foretatt en forenklet estimering av månedlig oppvarmingsbehov, beregnet med formel 53. Bygningens isolasjonsfaktor K er kalibrert for å samsvare med årlig energibehov ($K = 0,5925$), som fremkommer av energirammen og arealkorreksjonsleddet i TEK17. Månedlige gjennomsnittlige utetemperaturer (10-års gjennomsnitt) er hentet fra Meteorologisk Institutt, målestasjon Gardermoen, via webportalen eKlima. Innnetemperatur er beregnet som 21 grader konstant over året. Det er antatt en uniform fordeling av varmtvannsforbruket. Solinnstrålingsdata av PVGIS (10-års gjennomsnitt) er plottet på sekundær akse (figur 38).

Måned	T_ute [°C]	Rom-oppvarming [kWh]	Varmt forbruksvann [kWh]	Sum varmebehov [kWh]
Jan	-5,05	18327	2800	21127
Feb	-4,06	17631	2800	20431
Mar	0,29	14570	2800	17370
Apr	5,04	11228	2800	14028
Mai	10,31	7521	2800	10321
Jun	14,1	4854	2800	7654
Jul	16,5	3166	2800	5966
Aug	14,53	4552	2800	7352
Sep	10,99	7042	2800	9842
Okt	5,22	11102	2800	13902
Nov	0,78	14225	2800	17025
Des	-3,63	17328	2800	20128
SUM	5,4	131547	33600	165147

Inndata	
K (kalibrert)	0,5925

Figur 37 Kalibrert månedlig energiforbruk

6.2 SOLINNSTRÅLING

Kollektors helningsvinkel og himmelretning i takplanet

Bygningstegninger av det undersøkte låvetaket er ikke tilgjengelige. Kollektors helningsvinkel er oppgitt til ca. 30 grader. Himmelretning (azimuthvinkel) beregnes til ca. +23 grader vest ut fra kart (vedlegg 7).

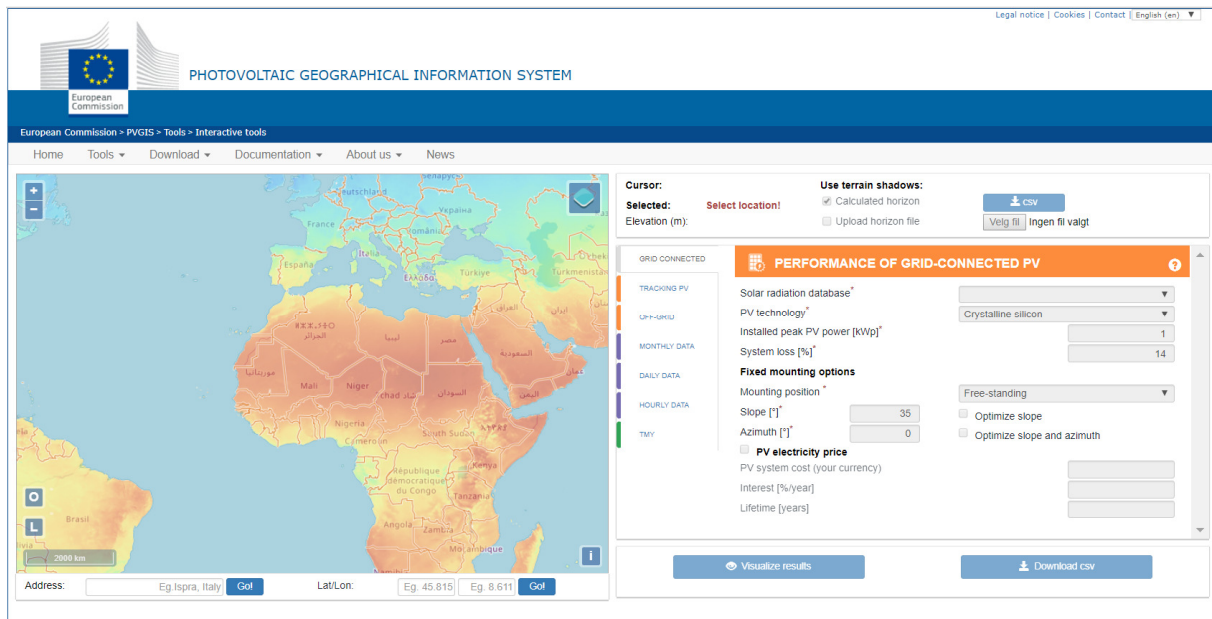
PVGIS & Meteonorm

PVGIS-måleserier hentes online via PVGIS sitt interaktive beregningsverktøy. Lokasjon, helningsvinkel, himmelretning og innstrålingskomponenter defineres manuelt. For justering av himmelretning må modulene 'Daily Data' eller 'Hourly Data' benyttes.

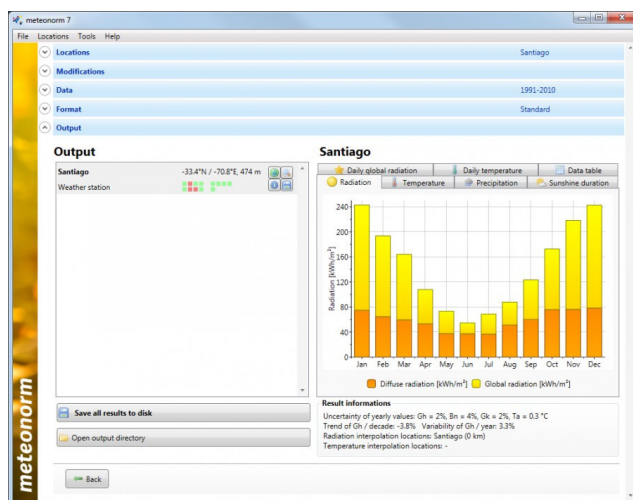
Beregningsverktøyet finnes pr. 01.04.2018 via webadressen:

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Meteonorm-måleserier hentes via en nedlastet kopi av Meteonorm 7.2. Det velges utdataformat for beste sammenligning med PVGIS sitt format.



Figur 38 PVGIS (eksemplillustrasjon)



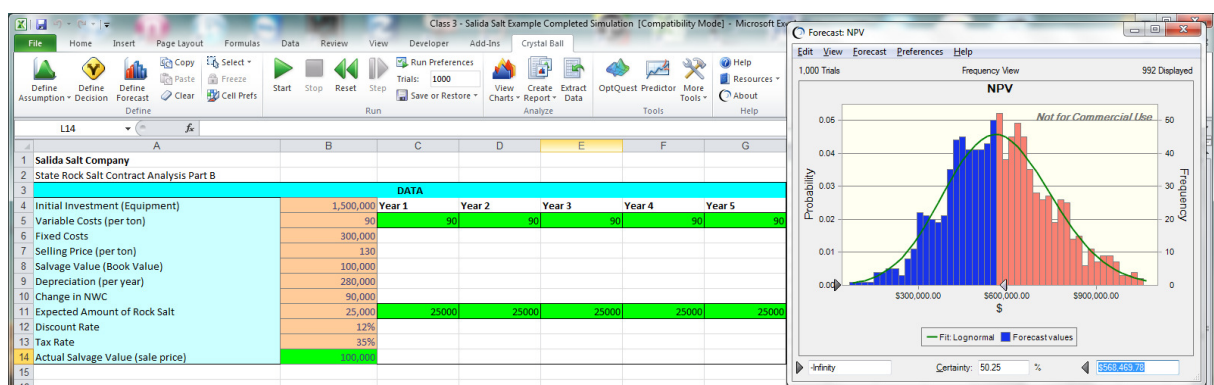
Figur 39 Meteonorm 7.2 (eksemplillustrasjon)

Monte Carlo-simulering

Monte Carlo-simulering av PVGIS-datasetten SARAH (12-års månedsdata) er gjort ved hjelp av beregningsverktøyet Crystal Ball. Både måleserier for innstråling i takplanet, $H(30,23)$, og for optimal helningsvinkel, $H(\text{Opt})$, simuleres.

For hver måned defineres en uniform simuleringsfordeling med inn-parametere 'minimum' og 'maksimum'. Inn-parametere velges som største og minste observerte verdi pr. måned, av i alt 12 år (PVGIS). Ved bruk av en uniform simuleringsfordeling tillattes alle verdier mellom største og minste observerte verdi. Observerte maksimums/minimumsverdier trekkes ut med Excel-kommandoene $=\text{MINA}('År N')$ og $=\text{MAKSA}('År N')$. Det kjøres 2000 tilfeldige uttrekk.

Resultater fremstilles ved hjelp av 'Forecast'-funksjonen i Crystal Ball. Det defineres en Forecast for hver måned, og en summert Forecast for året. Prosentiler, og den samlede fordelingskurven for et år, fremstilles ved hjelp av Forecast-diagram. Utfallsrom pr. måned fremstilles ved hjelp av trenddiagram.



Figur 40 Oracle Crystal Ball (eksempelillustrasjon)

Sun Path-diagram

Sun Path-diagram fremstilles ved å plote solens høydevinkel og azimuthvinkel for utvalgte dager, tilsvarende figur 15. Posisjoner plottes for hver time ved hjelp av uttrykket for timevinkelen, deklinasjonsvinkel, høydevinkel og azimuthvinkel (formel 3 til 9). Etter befaring ble det valgt å ikke tegne inn noen skyggeprofil, da det undersøkte takplanet ligger fritt i et åpent landbrukslandskap.

Innfallsvinkel og innfallsvinkel-modifikator

For beregning av innfallsvinkelen og innfallsvinkel-modifikator benyttes formel 10 og 32. Det lages en regnearkmodell for en vilkårlig dag, N , som kan kalles opp med måneds- og dagsnummer (formel 4). For dag N beregnes deklinasjonsvinkel, timevinkel, høydevinkel, zenithvinkel og sol-azimuthvinkel. Innfallsvinkelen beregnes både for takplanet med helningsvinkel 30 grader og himmelretning 23 grader, og optimalt vinklet plan, med helningsvinkel 43 grader (PVGIS) og himmelretning null grader. Beregningen linkes under vedlegg.

Effekten av kollektors helningsvinkel og himmelretning

Konturdiagrammer for direkte solinnstråling er fremstilt ved å plote produktet av direkte-normal clear-sky stråling (PVGIS) og innfallsvinkelen for ulike helningsvinkler og himmelretninger:

$$G(\beta, \gamma) = G(\cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma))$$

Beregninger er gjort for én dag pr. måned, for datoer tilsvarende Sun Path diagrammet. Diagrammet tegnes for kl. 12:00, når solen står på sitt høyeste. Års-konturdiagrammet er beregnet som gjennomsnittet av 12 månedlige beregninger.

Tabell 17 Eksempelberegning Juni: A = Azimuthvinkel, B = Helningsvinkel. Tallene i tabellen representerer projisert direkte clear-sky stråling [W/m²]

A / B->	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-90	831	828	818	803	781	753	720	681	637	588	534	477	416	351	284	215	144	72	0
-80	831	837	837	831	818	799	774	743	707	665	618	566	510	450	387	320	252	181	109
-70	831	847	856	858	854	844	827	804	774	739	698	652	601	546	486	422	355	286	214
-60	831	855	873	884	888	886	876	861	838	809	774	733	687	635	579	518	453	385	313
-50	831	863	888	907	919	923	921	912	896	873	843	807	765	716	663	604	541	474	403
-40	831	870	902	927	945	956	960	956	945	927	902	870	831	786	736	679	617	551	480
-30	831	875	913	943	967	983	991	992	986	972	950	921	886	843	794	740	679	613	543
-20	831	879	921	955	982	1002	1014	1019	1015	1004	985	959	926	885	838	784	725	659	589
-10	831	882	926	963	992	1014	1028	1035	1033	1024	1007	982	950	911	864	811	752	688	617
0	831	883	927	965	995	1018	1033	1040	1040	1031	1014	990	958	919	873	821	762	697	627
10	831	882	926	963	992	1014	1028	1035	1033	1024	1007	982	950	911	864	811	752	688	617
20	831	879	921	955	982	1002	1014	1019	1015	1004	985	959	926	885	838	784	725	659	589
30	831	875	913	943	967	983	991	992	986	972	950	921	886	843	794	740	679	613	543
40	831	870	902	927	945	956	960	956	945	927	902	870	831	786	736	679	617	551	480
50	831	863	888	907	919	923	921	912	896	873	843	807	765	716	663	604	541	474	403
60	831	855	873	884	888	886	876	861	838	809	774	733	687	635	579	518	453	385	313
70	831	847	856	858	854	844	827	804	774	739	698	652	601	546	486	422	355	286	214
80	831	837	837	831	818	799	774	743	707	665	618	566	510	450	387	320	252	181	109
90	831	828	818	803	781	753	720	681	637	588	534	477	416	351	284	215	144	72	0

G_{clear-sky}	Dag N	Time N	Timevinkel	alpha_s	alpha_s rad	ThetaZ	ys
1041 W/m ²	163	12,00	0,00	53,0	0,92	37,0	0

Dimensjonerende effekt (clear-sky-stråling)

For estimering av clear-sky stråling bygges en regnearkmodell for 365 dager i året. Først beregnes daglig ekstraterrestriell solintensiteten ved hjelp av formel 2. Videre beregnes daglig deklinasjonsvinkel og høyde/zenithvinkel ved formel 3 og 6-8.

Transmittansen for direkte clear-sky stråling er beregnet med Hottels formel (formel 21), og bruk av korreeringsfaktorer for sub-arktisk sommer og høyde over havet, 160m. Direkte clear-sky stråling på et horisontalt plan beregnes som ekstraterrestriell stråling, justert for transmittansen og zenithvinkelen:

$$G_{0,c} = G_{on} \tau_b \cos \theta_z$$

Clear-sky strålingen på horisontalplanet projiseres til 30-graders-planet via sammenhengen:

$$G_{30,c} = G_{0,c} \frac{\sin(\alpha + 30^\circ)}{\sin(\alpha)}$$

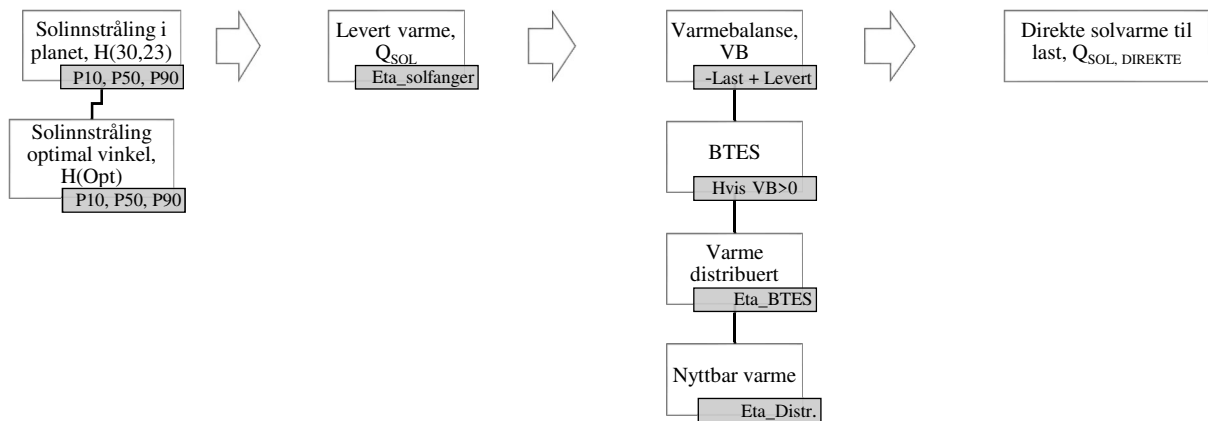
Forsøk på å beregne diffuskomponenten av den global clear-sky strålingen ble gjort, og sjekket mot PVGIS-estimer. Diffusmodellen som presenteres i blant annet Duffie & Beckmann er en forenklet modell og vil konsekvent underestimere, sammenlignet med PVGIS. Diffuskomponenten er derfor beregnet som differansen mellom PVGIS-estimer for global clear-sky stråling i januar/juni måned og beregnet direkte-clear sky stråling (G_{cd} fit).

6.3 SOLVARME

For to arealer av ulik mengde innstrålt energi, i takplanet, og på et optimalt vinklet plan, estimeres en høstningsandel. Med høstningsandel menes her andel innstrålt energi som over tid utnyttes til varme. Faktisk virkningsgrad vil variere avhengig av driftsforhold. Om mengden levert solvarme, for en gitt periode, er større enn varmebehovet til bygningsoppvarming og varmtvann, tilskrives overskuddet til BTES. Direkte solvarme beregnes som differansen mellom høstet energi og overskuddet sendt til BTES. Varmebalance for periode n beregnes som:

$$VB_n = -\text{Varmelast}_n + \text{Levert solvarme}_n$$

Mengden nyttbar varme til oppvarmingsformål vinterstid er videre en funksjon av gjenvinningsgraden for BTES, og eventuelt varmetap under distribusjon¹ Prosessen er illustrert under:



Figur 41 Metode for beregning av varmebalance

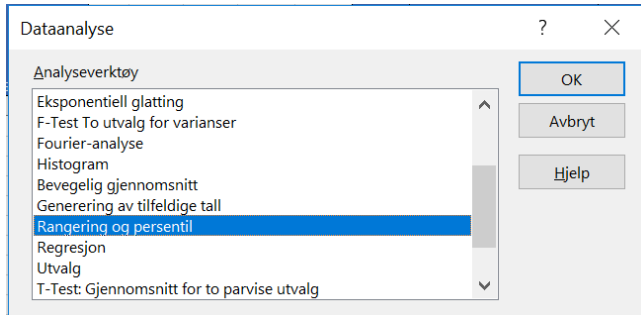
Mnd.	Varmebehov totalt [kWh]			Solinnstråling H(30,23) [kWh/m ²]			Solinnstråling H(Opt) [kWh/m ²]			Dekning %	Oppladning H(30,23) [kWh/m ²] f(Eta_SF)			Oppladning H(Opt) [kWh/m ²] Eta_SF = 50%			Oppladning H(30,23) A=250m ² [kWh]			Oppladning H(Opt) A= X m ² [kWh]		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90		P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Jan	21127	14	16	18	18	21	24	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feb	20431	30	33	37	36	40	45	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mär	17870	86	91	96	94	100	106	100%	51	54	57	56	60	63	12843	13579	14363	11236	11951	12687	13423	
Apr	14028	113	121	129	114	123	131	100%	68	72	78	68	74	79	18898	18124	19394	13641	14701	15760	16819	
Mai	10321	145	151	157	144	150	156	100%	87	91	94	87	90	94	21784	22705	23505	17332	18030	18751	19491	
Jun	7654	158	164	170	152	159	164	100%	95	98	102	91	95	99	23668	24573	25462	18249	19057	19714	20491	
Jul	5966	153	160	168	150	157	164	100%	92	96	101	80	84	89	22900	24004	25222	17983	18877	19732	20615	
Aug	7352	123	129	135	128	136	142	100%	74	77	81	77	81	85	18422	19862	20270	15832	16263	17015	17815	
Sep	9842	91	97	104	98	105	112	100%	55	58	62	59	63	67	13673	14599	15604	11764	12572	13413	14291	
Okt	13902	48	53	57	55	60	64	100%	29	32	34	33	36	39	7269	7906	8535	6611	7175	7736	8319	
Nov	17825	17	20	23	20	23	27	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Des	20428	10	11	12	12	14	15	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUM	165147	986	1045	1105	1021	1087	1152		550	579	609	561	593	624	137457	144856	152353	112149	118627	124819	131919	

m ² [kWh]	Varmebalance			Overskuddsvarme til BTES			Nyttbar varme f(Eta_BTES*) [kWh]			Direkte solvarme
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90	
0	-21127	-21127	-21127	0	0	0	0	0	0	0
0	-20431	-20431	-20431	0	0	0	0	0	0	0
1187	0	0	0	6710	8159	9681	2644	3164	3772	17375
15950	16511	18797	21125	16511	18797	21125	6604	7519	8450	14028
18751	28795	30418	31933	28795	30418	31933	11118	12467	13993	10321
19714	34263	35976	37522	34263	35976	37522	13345	14985	16659	7654
19732	34917	36916	38905	34917	36916	38905	13967	15668	17466	5966
17015	26402	28274	29944	26402	28274	29944	10561	11810	13278	7352
13413	15595	17328	19174	15595	17328	19174	6238	6931	7670	9842
7736	21	180	2369	0	180	2369	0	4731	948	13902
0	-17025	-17025	-17025	0	0	0	0	0	0	0
0	-20128	-20128	-20128	0	0	0	0	0	0	0
124819	200	200	200	163192	177047	190736	65277	70819	76294	86436
								Eta_BTES*	40%	
								% Vinter	90%	
Jan	-21127	-21127	-21127							
Feb	-20431	-20431	-20431							
Mär	0	0	0							
Apr	0	0	0							
Mai	0	0	0							
Jun	0	0	0							
Jul	0	0	0							
Aug	0	0	0							
Sep	0	0	0							
Okt	0	0	0							
Nov	-17025	-17025	-17025							
Des	-20128	-20128	-20128							
Sum	-78238	-78238	-78238							
Andel årsbet	48%	48%	48%							

¹ Ved Dystlandshaugen er det foreslått en +/- 200m rørgate fra brønnpark til varmelast.

6.4 VARIGHETSKURVEN OG EFFEKTDIMENSJONERING

Varighetskurver er tegnet PVGIS timesdata for perioden 2016 – 2012 (årlig) og 2016 – 2006 (gjennomsnitt). Kurven fremstilles ved å sortere fra største, til minste verdi i MS Excel. Videre sorteres ut alle nullinnstrålingstimer. Dette gir en varighetskurve for om lag 4080 timer/år; noe under halvparten av året totalt. Gjennomsnittlig varighetskurve fremstilles for prosenter av maksimal innstrålt effekt (prosentiler). Prosentilene beregnes med datanalyseverktøyet i Excel (hovedmeny -> data -> dataanalyse). Energimengden for hvert prosentil beregnes som summen av alle timesmålinger som ligger ovenfor prosentilet.



Effektkapasitet pr. meter borehull er på grunnlag av erfaringer fra demonstratoranlegget ved NMBU estimert til (Flatner, 2017) & (Heyerdahl):

$$\frac{P_{BHE}}{L_D} = \left(\frac{11\,000\text{ W}}{4\text{ borehull}} \right) / (42\text{ m}) = 65\text{ W/m}$$

For en temperaturdifferanse mellom inn- og utgående strømming lik 12K.

Ved å benytte et ytre rørdiameter på 140 mm, fremfor 90 mm, skaleres effektkapasitet pr. meter borehull med:

$$\frac{P_{BHE}^*}{L_D} = 65\text{ W/m} \left(\frac{140\text{ mm}}{90\text{ mm}} \right) \approx 100\text{ W/m}$$

Der forholdstallet (140/90) mm tilsvarer økningen i bergvarmevekslers overflateareal.

Nødvendig borehullslengde estimeres som innstrålt effekt på en 450 m² flate, antatt virkningsgrad 50%:

$$\text{Borehullslengde} = \frac{P(A, \text{Eta}_{SF})}{100\text{ W/m}} = \frac{P(450\text{ m}^2, 50\%) W}{100\text{ W/m}}$$

Energimengden som ligger over hvert prosentil beregnes som summen av alle timesverdier, ganget opp for areal og virkningsgrad:

$$E(450 \text{ m}^2, \text{Eta}_{SF}) = \sum_{n=X\%}^{N=100\%} (450 \text{ m}^2 \times \text{Eta}_{SF} \times E_n)$$

‘Tapt’ energi beregnes som differansen mellom energimengden høstet ved høy virkningsgrad (50%), fratrukket energimengden høstet ved lav virkningsgrad (30-40%).

6.5 BTES-DIMENSJONER

Nødvendig avstand mellom borehull er antatt å være **4m** (Heyerdahl). Total borehullslengde fordeles på antall borehull for å estimere borehullsdypde. Det er antatt en uniform fordeling av borehull, med 4m mellom hvert borehull, og mellom hver sektor. Dette gir 38 borehull á dybde 34,2m, for en samlet borehullslengde 1300 m. Diameter av parken beregnes som:

$$D = 2(4\text{m} \times 3 \text{ sektorer}) = 24\text{m}$$

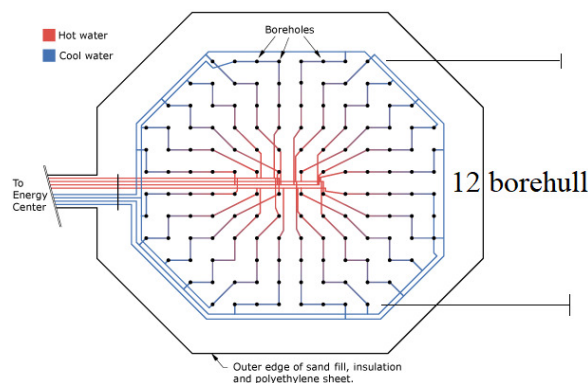
Det antas en sylindrisk utforming av brønnparken. Arealet av toppflaten og samlet overflateareal for hele borehullsmatrisen beregnes som:

$$A_{topp} = 2\pi r^2 = 2\pi(12\text{m}^2) = 905 \text{ m}^2$$

$$A_S = 2\pi r^2 + 2\pi r L_D = 905 \text{ m}^2 + 2\pi(12\text{m} \times 34,2\text{m}) = 3480 \text{ m}^2$$

6.6 ÅRLIG BTES-GJENVINNINGSGRAD

Overflatearealet av BTES i Drake Landing er estimert med hensikt på å skalere varmetap for BTES.



Borehullsmatrisen i Drake Landing består av 12 borehull, vertikalt, i senter. Hvert borehull har en avstand på 2,25m (til sammen 144 borehull). Boreddybde er 37 m.

Figur 42 Drake Landing BTES utforming

Det antas en sylindrisk utforming for borehullsmatrisen med diameter lik 12+1 borehull ganger borehullsavstand 2,25m. Overflatearealet av borehullsmatrisen estimeres som:

$$A_{S,DL} = 2\pi \left(\frac{(12+1)2,25\text{m}}{2} \right)^2 + 2\pi \left(\frac{(12+1)2,25\text{m}}{2} \right) 37\text{m} \approx 4750 \text{ m}^2$$

6.7 KORTTERMS ENERGILAGER

Volum pr. borehull og vannmengde pr. borehull beregnes som:

$$V_{BHE} = \pi r^2 h = \pi \left(\frac{140 \text{ mm}}{2} \right)^2 34,2 \text{ m} = 0,53 \text{ m}^3$$

$$L_{BHE} = 0,53 \text{ m}^3 \times 995 \text{ L/m}^3 = 524 \text{ L}$$

For vanntemperatur 30 grader¹

Volum for hele borehullsmatrisen (hele parken) beregnes som:

$$V_{Tot} = 38 \text{ borehull}(0,53 \text{ m}^3) = 20 \text{ m}^3$$

Liter vann pr. sektor beregnes som:

$$L_{Sektor} = \text{Antall borehull}(524 \text{ L})$$

Antall timer for å varme en vannmengde X antall grader, ved konstant tilført effekt, beregnes ved:

$$\frac{h}{\Delta T} = \frac{c_{p,vann} L_{vann} \Delta T}{P_{Tilført}}$$

Der varmekapasiteten til vann er 4,2 [kWs/kg K].

Antall timer for å varme vannmengden i ytterste sektor er beregnet for ulike innstrålingseffekter. Det antas et aktivt solfangerareal på 450 m² med virkningsgrad 50%:

$$\frac{h}{\Delta T}_{Ytre sektor} = \frac{(4,2 \text{ [kWs/kgK]} 9870 \text{ [kg]} \Delta T[\text{K}]) / 3600 \text{ [s/h]}}{P(G, A, Eta_{SF}) \text{ [kW]}}$$

6.8 OPPLADNINGSFORLØP OG ENERGIBALANSE

BTES-gjenvinningsgrad under oppladningsforløpet skaleres på tilsvarende måte som for årlig BTES-gjenvinningsgrad. BTES-gjenvinningsgrad i år n beregnes som:

$$Eta_n = Eta_{DL_n} \left(\frac{\text{Spesfikt overflateareal}}{\text{Drake Landing overflateareal}} \right)$$

Tabell 18 Skalert gjenvinningsgrad

Eta_BTES DL	6 %	21 %	35 %	54 %	
Eta_BTES	5 %	19 %	32 %	42 %	42 %

¹ Engineering Toolbox:

https://www.engineeringtoolbox.com/water-density-specific-weight-d_595.html

Gjenvunnet energi beregnes som BTES-gjenvinningsgrad ganget overskuddet av varmebalansen i et 'normalår' (P50 = 177 000 kWh), fratrukket 'tapt' energi av BTES dimensjonering (15 000 kWh):

$$E_{Gjenvunnet,n} = \eta_n(162\,000\text{ kWh})$$

Energi til direkte elektrisk oppvarming beregnes som differansen mellom total varmelast i et normalår (79 000 kWh) og gjenvunnet energi:

$$E_{EL,n} = 79\,000\text{ kWh} - E_{Gjenvunnet,n}$$

6.9 'NULLALTERNATIVET'

Kostnadene ved bruk av direkte elektrisitet til oppvarming av boliger og varmt forbruksvann beregnes over en periode på 30 år. Det benyttes tall fra NVEs kraftmarkedsanalyse.

Følgende antagelser vedrørende kraftpris er gjort:

- Sannsynligheten for alle scenarioer i NVEs utfallsrom er den samme.
- Forventningsverdien for kraftpris er trekantfordelt (formel 58).
- Kraftprisen holdes konstant fra og med 2030.

Et estimat for forventet kraftpris er laget ved hjelp av Monte Carlo-simulering i Crystal Ball, med bruk av en trekantfordeling som simuleringsfordeling (2000 iterasjoner). Følgende tabell er hentet fra NVEs kraftmarkedsanalyse (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017) (kap. 5.12). Øvrige år interpoleres:

Inndata	øre/kWh
B2017	23
B2020	24
B2025	29
B2030	30
L2030	19
H2030	49

Figur 43 NVEs kraftprisestimer

Veksten i avgifter og nettleie har vært ca. **1,7%** de siste år når det justeres for inflasjon (2,5%). Det antas en nettleiekostnad lik dagens verdi, pluss en årlig vekst på 1,7% frem til 2030. Deretter ingen videre vekst (tall fra SSB).

Tabell 19 Årlig vekst i nettleie

År	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Nettleie	45,7	45,9	46,4	49,4	53,4	54,6	
Vekst		1,045	1,043	1,041	1,040	1,038	1,042
							1,7%

Estimert strømpris for sluttbruker beregnes som summen av kraftpris og nettleie + avgifter. Kostnaden for oppvarming ved bruk av direkte elektrisitet beregnes som varmebehovet i et gjennomsnittlig år, delt på virkningsgrad 0,96 for romoppvarming. Komplette beregning linkes under vedlegg.

6.10 NÅVERDIBEREGNING

Nåverdien beregnes ved å konvertere alle energimengder; gjenvunnet varme fra BTES, direkte solvarme og elektrisk spisslast, til fremtidige kontantstrømmer. Begrunnelsen for metoden er at egenproduserte mengder med solvarme tilsvarer en ekvivalent besparelse i strømkostnad.

Kontantstrømmer beregnes ved bruk av estimert strømpris.

Det medregnes en driftskostnad på 500 kr pr. år¹. Alle fremtidige kontantstrømmer diskonteres ved bruk av formel 54, over en periode på 30 år. Det forutsettes dermed at alle systemkomponenter har en teknisk levetid på minst 30 år². Det medregnes videre et oppladningsforløp på fire år og 'normalår' de resterende 26 år.

Det er forsøkt ulike diskonteringsrenter, og resultatet er oppsummert som et nåverdiprofil. Internrente beregnes ved iterasjon, ved bruk av 'Hva-skjer-hvis-analyse' i Excel (Hovedmeny -> Data -> Hva-skjer-hvis-analyse). Full beregning finnes under vedlegg.

6.11 LCOE

LCOE beregnes ved bruk av formel 57. Det antas en driftskostnad på 500 kr pr. år og en beregningsperiode på 30 år. Energimengden for LCOE-beregninger er summen av gjenvunnet varme og direkte solvarme, inkludert fire års oppladningsforløp. Ingen videre antagelser er gjort.

¹ Foreslås i SUNSTORE 4.

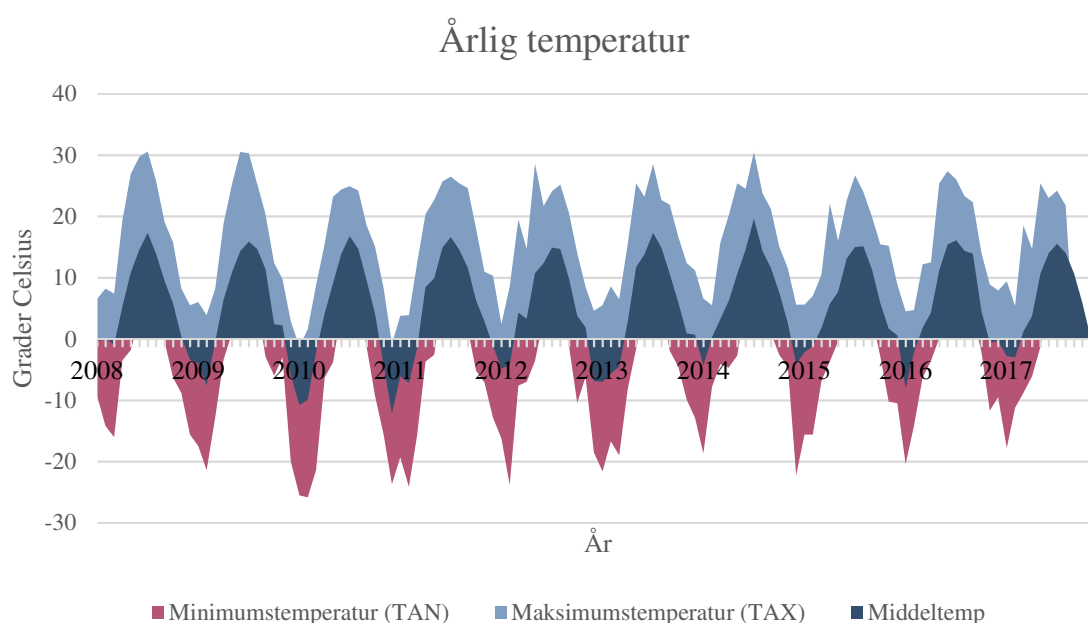
² Pumper, ventiler og elektroniske komponenter kan ha lavere levetid.

7 RESULTATER

7.1 MÅNEDLIG ENERGIBEHOV

Temperaturutviklingen for de siste 10 år er vist som arealdiagram (figur 45). Målinger er hentet fra Meteorologisk institutts nærmeste værstasjon. Definisjonene av temperaturer følger Meteorologisk institutts offisielle definisjoner. Månedlig minimumstemperatur varierer fra om lag -15 til -25 grader år-til-år. Månedlig middeltemperatur varierer fra rundt -10 i kaldeste vinter til om lag 19 grader varmeste sommer over 10 års-perioden.

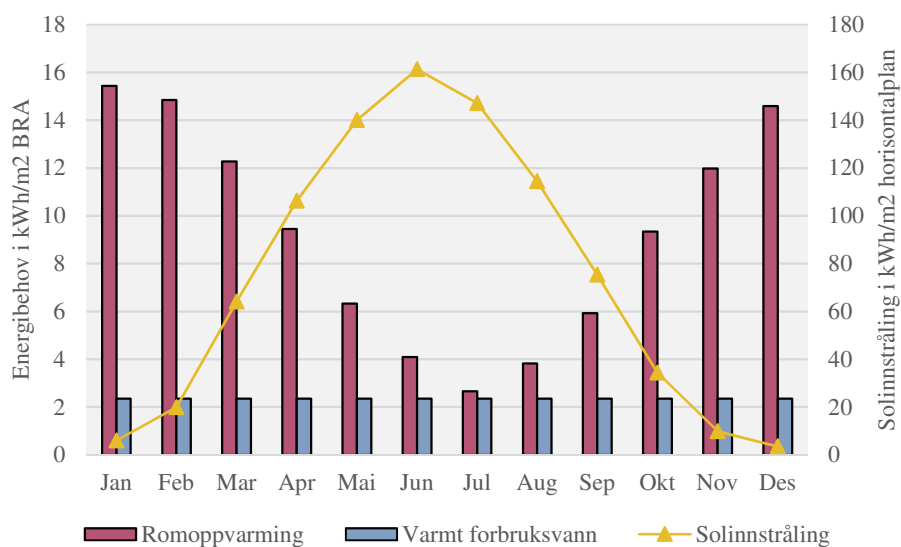
Årlig energibehov til romoppvarming er basert på arealplantegninger og energirammen i TEK17. Månedlig energibehov estimeres ved formel 53, ved bruk av middeltemperatur, kalibrert til å tilsvare energirammen/årlig energibehov. Resultatene er oppsummert i tabell 22 og 23 og figur 46. Total varmelast for et gjennomsnittlig år er 165 000 kWh.



Figur 44 10-års måledata, utetemperatur (Meteorologisk institutt)

Tabell 20 Oppsummeringstabell for middeltemperatur og graddagstall

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Gjennomsnitt	-5,1	-4,1	0,3	5,0	10,3	14,1	16,5	14,5	11,0	5,2	0,8	-3,6
Standardavvik	3,0	3,5	2,7	1,7	1,2	0,9	1,4	0,4	1,3	1,5	2,1	4,0
Minimum	-10,8	-9,9	-4,6	2,9	7,7	12,4	14,9	13,9	9,4	2,4	-4,2	-12,2
Maksimum	-0,5	0,3	4,3	8,5	11,7	15,4	19,6	15,1	13,9	7,6	2,9	0,7
Graddagstall	683	595	519	359	212	97	43	80	180	366	487	640
	Graddagstall gjennomsnittsårlig: 4261											



Figur 45 Månedlig energibehov pr. kvadratmeter brutto areal (BRA)

Tabell 21 Beregnet energiramme og varmtvannsforbruk

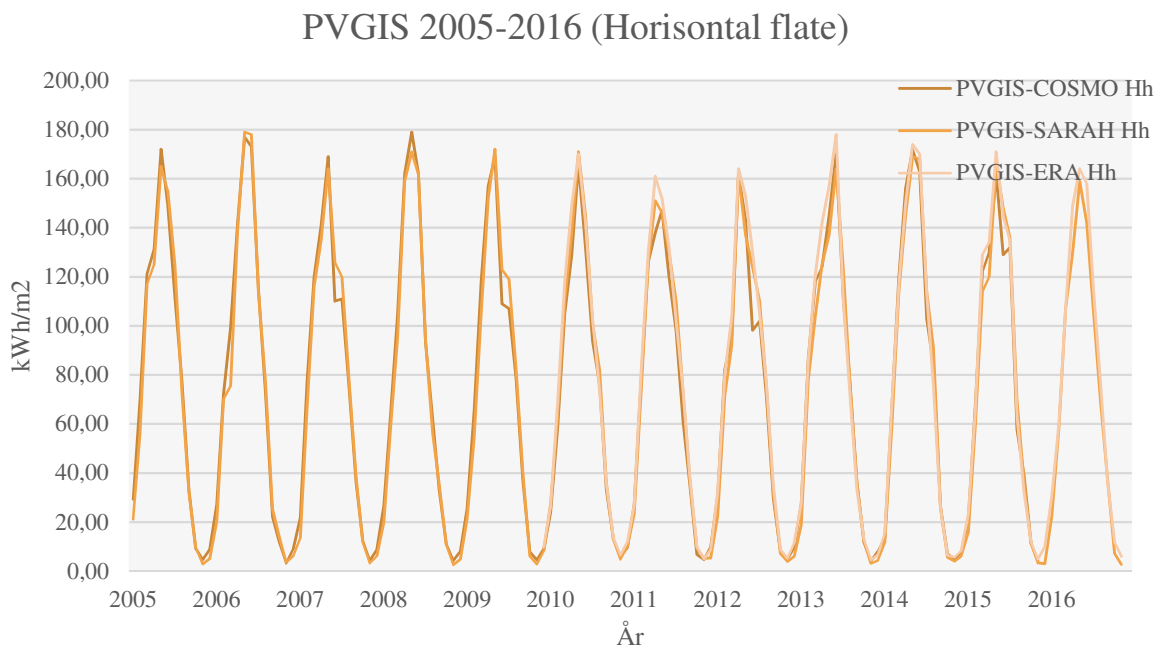
Bolig nr.	BRA [m ²]	Antall pers.	Totalt netto energibehov [kWh/m ² oppvarmet BRA per år]	Varmt tappevann [kWh/m ² oppvarmet BRA per år]	Sum netto energibehov [kWh/m ²]	Sum pr. bolig [kWh/år]
1a	133,2	5	112	43	155	20600
1b	106,4	2	115	34	149	15850
2a	131	5	112	44	156	20400
2b	125,7	2	113	29	141	17800
3a	143	5	111	40	151	21600
3b	137,7	2	112	26	138	19000
4	340	5	105	17	121	41000
Tilbygg	70,4	-	123	-	123	8600
SUM	1187,4	26	902	232	1134	165000

Tabell 22 Beregnet månedlig energibehov

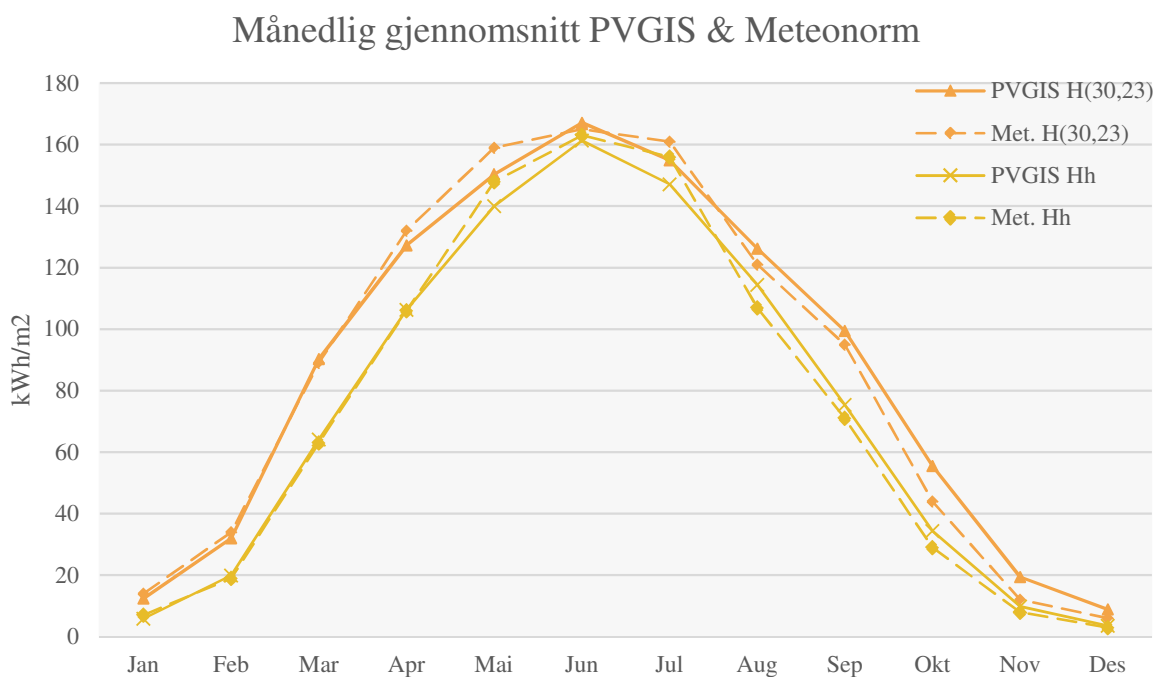
Måned	Ta [°C]	Rom-oppvarming [kWh]	Varmt forbruksvann [kWh]	Sum varmebehov [kWh]
Jan	-5,05	18327	2800	21100
Feb	-4,06	17631	2800	20400
Mar	0,29	14570	2800	17400
Apr	5,04	11228	2800	14000
Mai	10,31	7521	2800	10300
Jun	14,1	4854	2800	7650
Jul	16,5	3166	2800	6000
Aug	14,53	4552	2800	7350
Sep	10,99	7042	2800	9800
Okt	5,22	11102	2800	13900
Nov	0,78	14225	2800	17000
Des	-3,63	17328	2800	20100
SUM	-	131547	33600	165000

7.2 SOLINNSTRÅLING

Månedlige PVGIS-satellitdata for global horisontal innstråling (GHI) på lokasjon, og for siste 12-års periode, er illustrert i figur 47. Månedlige gjennomsnittsverdier for PVGIS (heltrukken linje) og Meteonorm (stiplet linje) er sammenstilt i figur 48, både for solinnstråling i planet og på horisontal flate.



Figur 46 12-års satellittdata Dystlandshaugen (PVGIS)



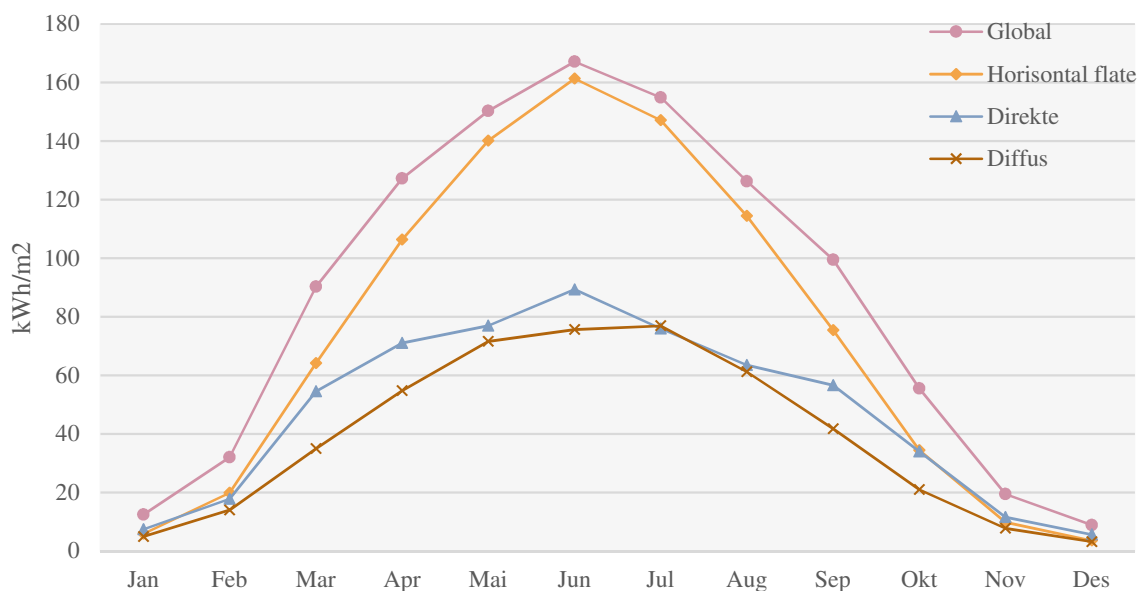
Figur 47 Månedlig gjennomsnittlig innstråling Dystlandshaugen (PVGIS & Meteonorm)

En sammenstilling av månedlige gjennomsnittsverdier for ulike vinkelkonfigurasjoner, beregnet i PVGIS og Meteonorm, er gitt i tabell 49. Tabellen inkluderer ulike innstrålingskomponenter, inkludert innstråling i planet (H_{30}), mot horisontal flate (H_H), optimal helningsvinkel ($H_{Opt.}$) (43 grader), direkte og diffus innstråling og direkte-normal innstråling (B_{Normal}).

Månedsvise fordeling av global, direkte og diffus innstråling for en takvinkel 30 grader, 23 grader vestvendt (vedlegg 7) er vist i figur 50 (PVGIS). Global horisontal innstråling er vist for sammenligning med global innstråling i planet.

Figur 48 Sammenligning av PVGIS, Meteonorm og beregnet innstråling i planet

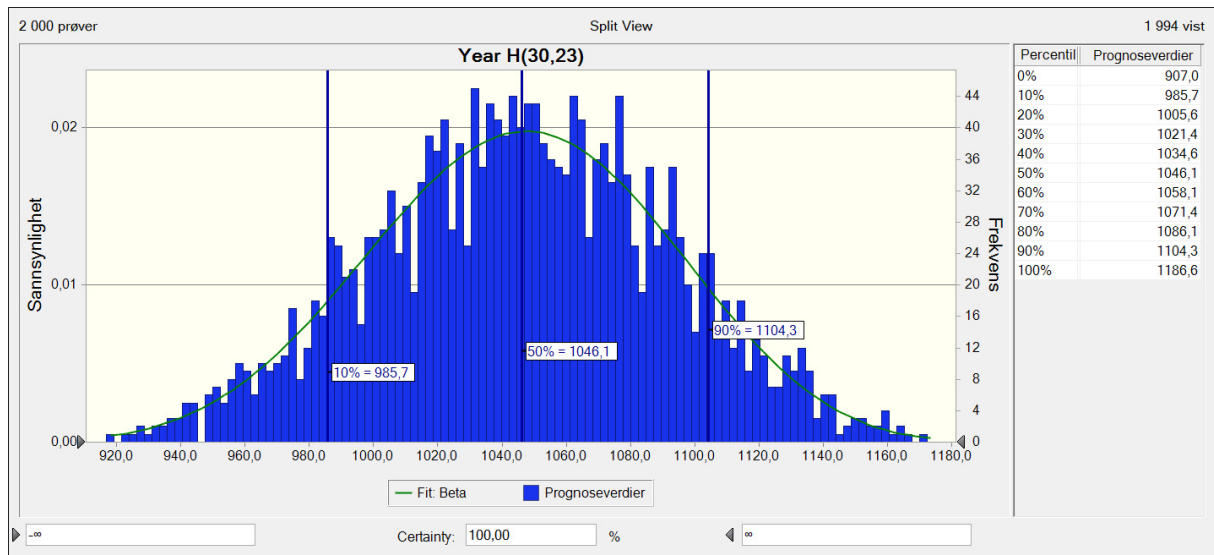
PVGIS: Direkte sydvendt [kWh/m2]				PVGIS: 23 grader vest, 30 graders helning [kWh/m2]				Meteonorm: 23 grader vest, 30 graders helning [kWh/m2]			
Mnd.	H_H	$H_{Opt.}$	H_{30}	$H_{30, 23}$	$H_{Direkte}$	H_{Diffus}	$H_{Clear-sky}$	H_H	$H_{30, 23}$	H_{Diffus}	B_{Normal}
Jan	6	16	14	12	7	5	66	7	14	5	13
Feb	20	37	33	32	18	14	107	19	34	12	30
Mar	64	100	93	90	55	35	190	63	89	35	80
Apr	106	131	129	127	71	55	230	106	132	51	121
Mai	140	149	152	150	77	72	268	148	159	76	141
Jun	161	163	168	167	89	76	270	163	165	79	155
Jul	147	151	156	155	76	77	270	156	161	78	146
Aug	114	131	131	126	64	61	236	107	121	63	91
Sep	75	106	101	99	57	42	196	71	95	38	84
Okt	34	64	57	56	34	21	140	29	44	18	38
Nov	10	24	20	19	12	8	79	8	12	7	7
Des	4	11	9	9	6	3	47	3	6	3	5
SUM	883	1082	1064	1044	565	468	-	880	1032	465	911



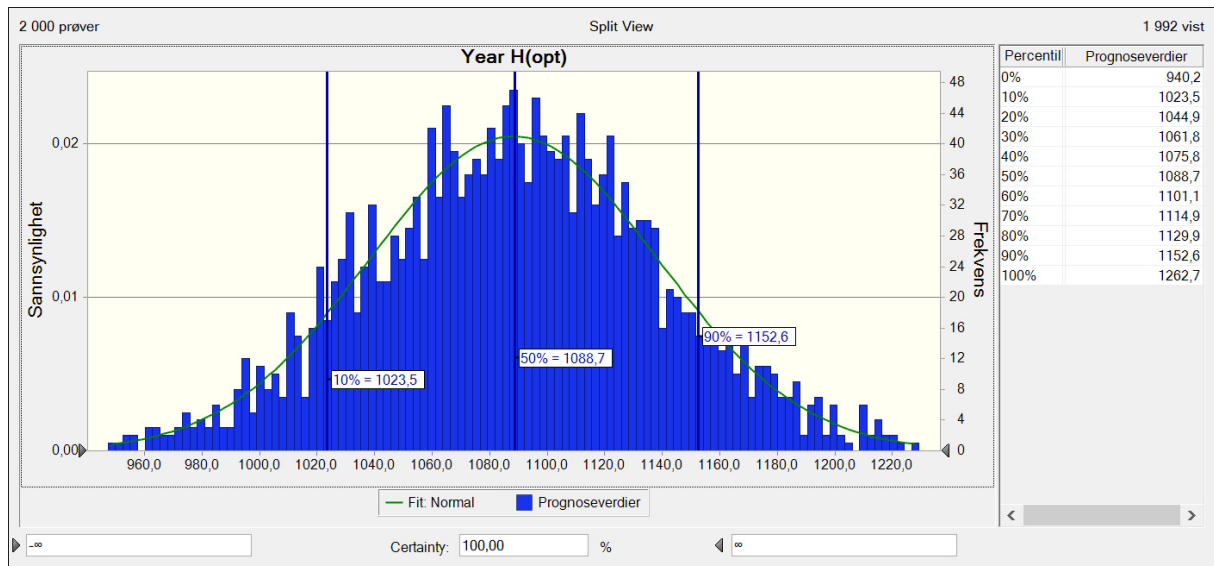
Figur 49 Månedlig gjennomsnittlig innstråling Dystlandshaugen 23°V, helningsvinkel 30° (PVGIS)

7.3 FORVENTET SOLINNSTRÅLING

Sannsynlighetsfordelingen for årlig solinnstråling i takplanet (30 grader, 23 grader vest) og for optimal helningsvinkel (43 grader, direkte sydvendt) er vist i figur 52 og 52. P50-prosentilet angir 'forventet' innstråling. Det er en 50% sannsynlighet for å en høyere eller lavere innstråling i et tilfeldig år. 90% av alle verdiene vil ligge over P10-prosentilet. Tilsvarende vil 10% av alle verdiene ligge over P90-prosentilet. Beste kurvetilpasning for $H_{30, 23}$ er en Beta-fordeling. $H_{Opt.}$ er tilnærmet normalfordelt.¹



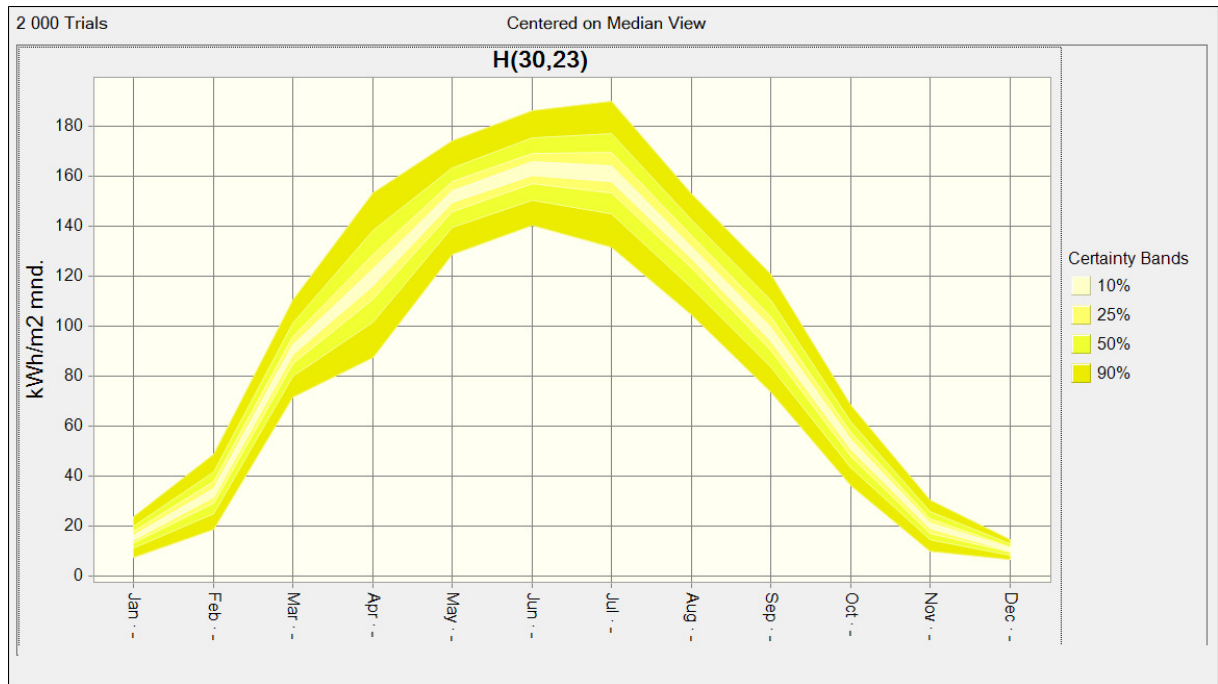
Figur 50 Monte Carlo-simulering av solinnstråling i takplanet, Dystlandshaugen (PVGIS)



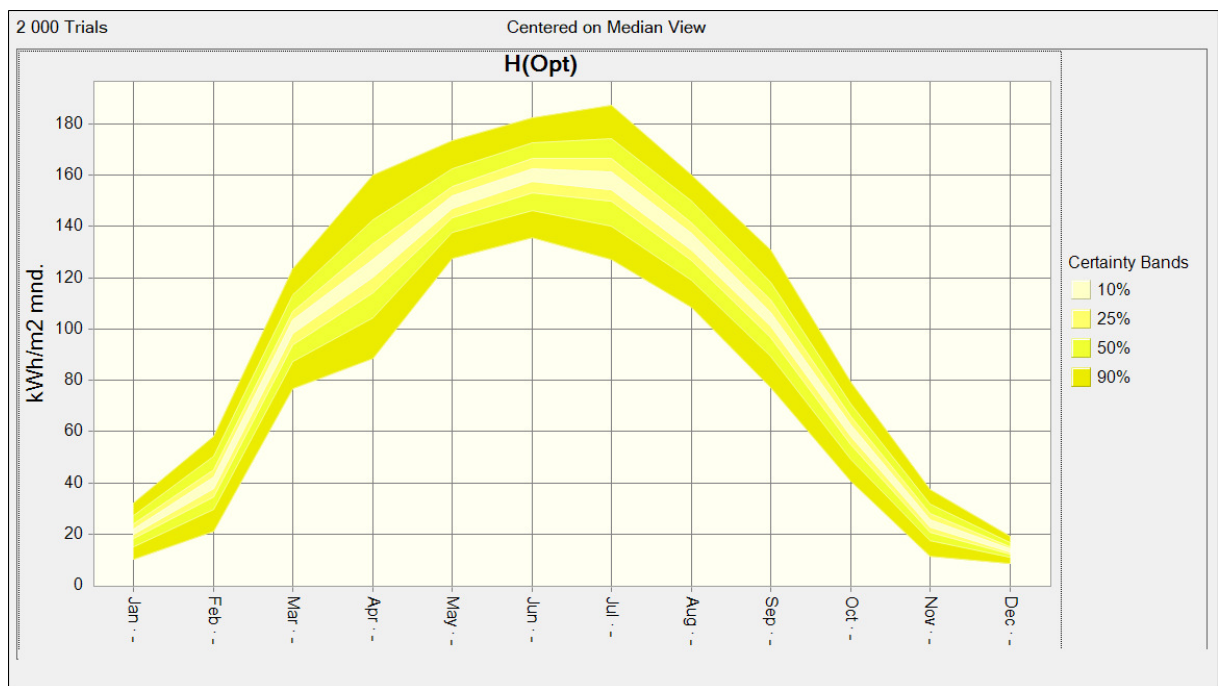
Figur 51 Monte Carlo-simulering av solinnstråling i optimalt vinklet plan, Dystlandshaugen (PVGIS)

¹ Fordeling for innstråling mot horisontal flate og sensitivitetsdiagrammer finnes under vedlegg.

Utfallsrommet for månedlig solinnstråling er illustrert ved et treddiagram i figur 53 og 54. Månedsvise variasjoner er større enn for året sett totalt. 10%-båndet viser utfallsrommet med 10% sannsynlighet, sentrert rundt medianverdien. 90%-båndet viser utfallsrommet med 90% sannsynlighet for hver måned. Månedsvise variasjoner er størst i juli måned med et utfallsrom på ca. 130 – 190 kWh/m². Innstrålingen mot en flate med optimal helningsvinkel viser en noe 'bredere' fordeling vår og høst.



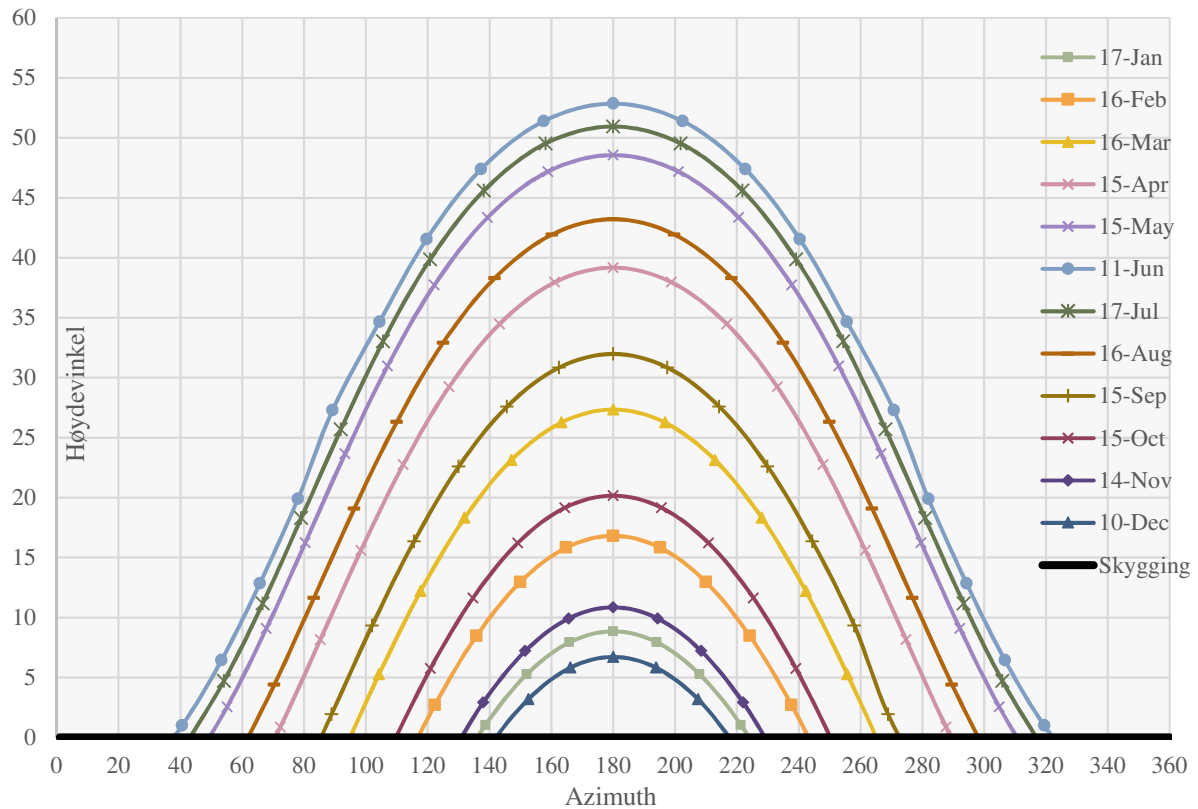
Figur 52 Monte Carlo-simulering av månedlig utfallsrom i takplanet, Dystlandshaugen (PVGIS)



Figur 53 Monte Carlo-simulering av månedlig utfallsrom for optimalt vinklet plan, Dystlandshaugen (PVGIS)

7.4 BEREGNET SUN-PATH DIAGRAM

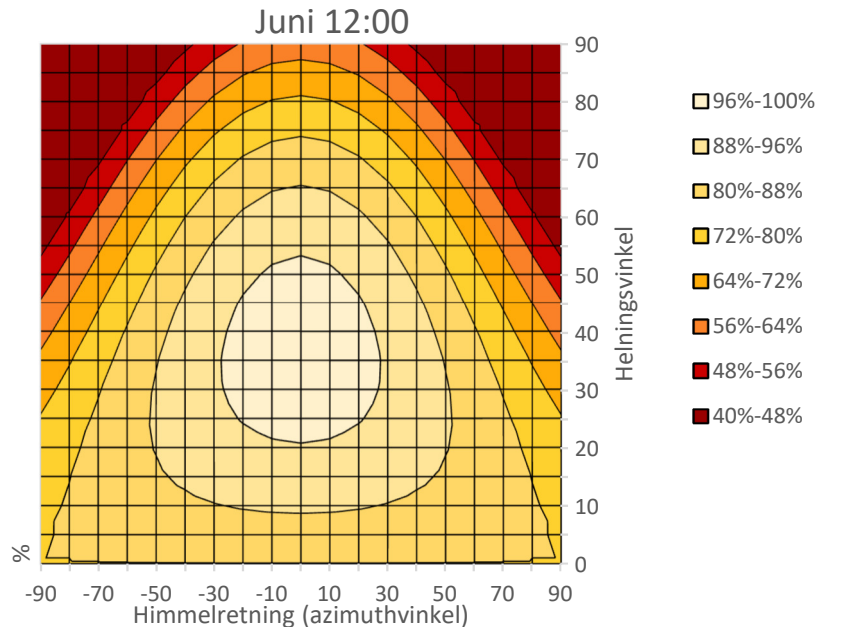
Solens høydebane på himmelen er estimert månedsvis, og er for valgte datoer størst for 11. juni (ca. 52 grader) og lavest for 10. desember (ca. 7 grader). Det er etter befaring antatt å ikke være noen betydelig skygging på lokasjonen.



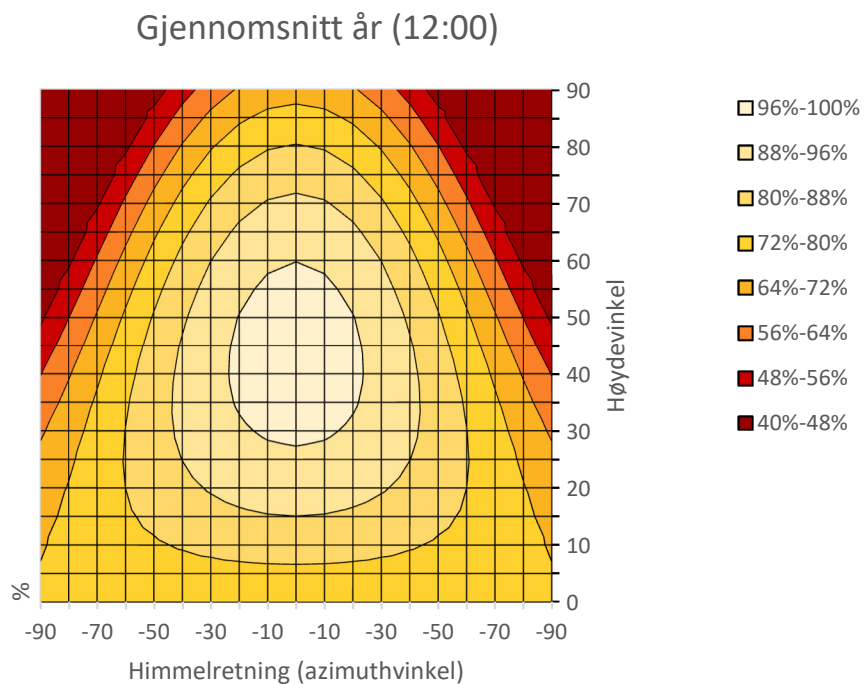
Figur 54 Beregnet Sun-Path diagram Dystlandshaugen (ingen skygging)

7.5 EFFEKTEN AV KOLLEKTORS HELNINGSVINKEL OG HIMMELRETNING

Det er undersøkt i hvilken grad helningsvinkel og himmelretning (azimuthvinkel) påvirker direkte solinnstråling for et fastmontert panel. Klokken 12, en dag i juni måned, er en kollektor nær optimalisert (96%-100%) for helningsvinkler mellom 20 og noe over 50 grader, og for himmelretninger mellom 0 og noe over 25 grader (figur 56). Optimal helningsvinkel over året totalt er 35 til 65 grader, med himmelretning mellom 0 og rundt 20 grader (figur 57).



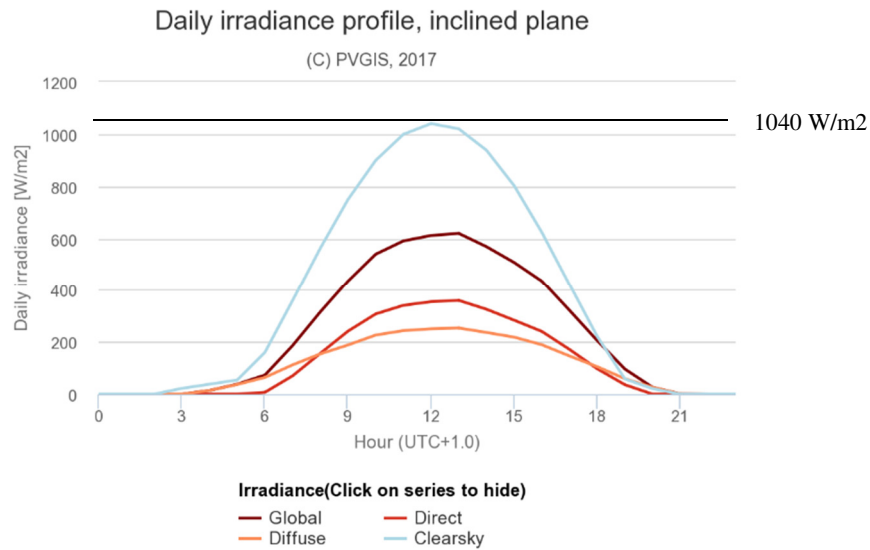
Figur 55 Optimal helningsvinkel for direkte solinnstråling juni kl. 12:00, Dystlandshaugen



Figur 56 Optimal helningsvinkel for direkte solinnstråling kl. 12:00, årlig gjennomsnitt Dystlandshaugen

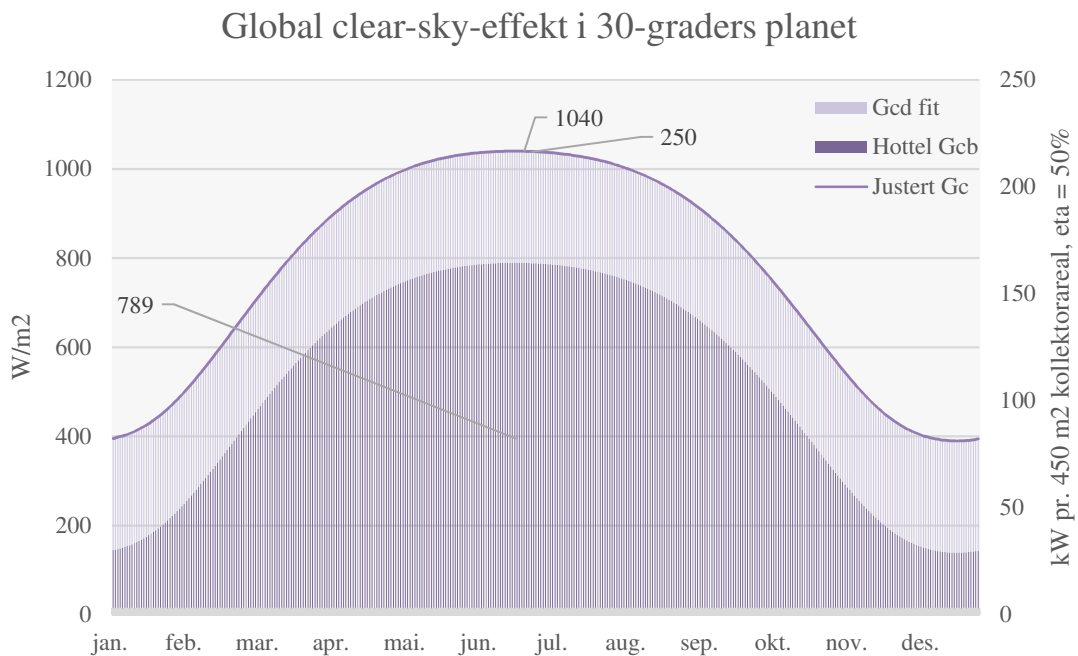
7.6 DIMENSJONERENDE EFFEKT (CLEAR-SKY-STRÅLING)

Global clear-sky-strålingen på 30-graders vinklet plan, og for en gjennomsnittlig dag i juni, er beregnet i PVGIS til maks 1040W/m². Clear-sky-strålingen tilsvarer den maksimale effekten som mottas ved finvær, og som vil belastes brønnparken.



Figur 57 Global clear-sky-effekt i juni (PVGIS)

Dirkete clear-sky-stråling er for ett år beregnet ved Hottels clear-sky-modell til maks 789 W/m². Diffus clear-sky-stråling er illustrert som differansen mellom direkte clear-sky-stråling og PVGIS-estimat for clear-sky stråling i januar og juni måned. For en global clear-sky stråling på 1040 watt i juni mottas over 200kW på 450 m2 aktiv solfangerflate (virkningsgrad 50%).



Figur 58 Global clear-sky-effekt i 30-graders planet, Dystlandshaugen

7.7 HØSTET SOLVARME

Virkningsgraden for solfangere er plottet under ulike driftsforhold, for å gi et bilde av mulige (og ikke-gyldige) driftsituasjoner.

Virkningsgrader er vist for:

- T_BTES: Returtemperatur fra lager: 30, 40, 50 grader C
- dT: Temperaturstigning i solfanger: 5, 10, 20 grader C
- G: Innstrålt effekt i planet: 200, 400, 600, 800, 1000 W/m²
- Ta: Lufttemperatur -20 til 25 grader

Virkningsgrad beregnes med formel 31 og for ytelsesparametere gitt i tabell 4.

Tabell 23 Virkningsgrad under ulike driftsforhold

Høstet solvarme for Ta = 0 grader						
T_BTES	dT	200	400	600	800	
30	5	24 %	50 %	59 %	63 %	
30	10	20 %	48 %	57 %	62 %	
30	20	12 %	44 %	55 %	60 %	
40	5	8 %	42 %	53 %	59 %	
40	10	4 %	40 %	52 %	58 %	
40	20	-4 %	36 %	49 %	56 %	
50	5	-8 %	34 %	48 %	55 %	
50	10	-12 %	32 %	47 %	54 %	
50	20	-20 %	28 %	44 %	52 %	

Høstet solvarme for Ta = 15 grader							
T_BTES	dT	200	400	600	800	1000	
30	5	48 %	62 %	67 %	69 %	70 %	
30	10	44 %	60 %	65 %	68 %	70 %	
30	20	36 %	56 %	63 %	66 %	68 %	
40	5	32 %	54 %	61 %	65 %	67 %	
40	10	28 %	52 %	60 %	64 %	66 %	
40	20	20 %	48 %	57 %	62 %	65 %	
50	5	16 %	46 %	56 %	61 %	64 %	
50	10	12 %	44 %	55 %	60 %	63 %	
50	20	4 %	40 %	52 %	58 %	62 %	

Høstet solvarme for Ta = 5 grader						
T_BTES	dT	200	400	600	800	
30	5	32 %	54 %	61 %	65 %	
30	10	28 %	52 %	60 %	64 %	
30	20	20 %	48 %	57 %	62 %	
40	5	16 %	46 %	56 %	61 %	
40	10	12 %	44 %	55 %	60 %	
40	20	4 %	40 %	52 %	58 %	
50	5	0 %	38 %	51 %	57 %	
50	10	-4 %	36 %	49 %	56 %	
50	20	-12 %	32 %	47 %	54 %	

Høstet solvarme for Ta = 20 grader							
T_BTES	dT	200	400	600	800	1000	
30	5	56 %	66 %	69 %	71 %	72 %	
30	10	52 %	64 %	68 %	70 %	71 %	
30	20	44 %	60 %	65 %	68 %	70 %	
40	5	40 %	58 %	64 %	67 %	69 %	
40	10	36 %	56 %	63 %	66 %	68 %	
40	20	28 %	52 %	60 %	64 %	66 %	
50	5	24 %	50 %	59 %	63 %	66 %	
50	10	20 %	48 %	57 %	62 %	65 %	
50	20	12 %	44 %	55 %	60 %	63 %	

Høstet solvarme for Ta = 10 grader						
T_BTES	dT	200	400	600	800	
30	5	40 %	58 %	64 %	67 %	
30	10	36 %	56 %	63 %	66 %	
30	20	28 %	52 %	60 %	64 %	
40	5	24 %	50 %	59 %	63 %	
40	10	20 %	48 %	57 %	62 %	
40	20	12 %	44 %	55 %	60 %	
50	5	8 %	42 %	53 %	59 %	
50	10	4 %	40 %	52 %	58 %	

Høstet solvarme for Ta = 25 grader							
T_BTES	dT	200	400	600	800	1000	
30	5	64 %	70 %	72 %	73 %	74 %	
30	10	60 %	68 %	71 %	72 %	73 %	
30	20	52 %	64 %	68 %	70 %	71 %	
40	5	48 %	62 %	67 %	69 %	70 %	
40	10	44 %	60 %	65 %	68 %	70 %	
40	20	36 %	56 %	63 %	66 %	68 %	
50	5	32 %	54 %	61 %	65 %	67 %	
50	10	28 %	52 %	60 %	64 %	66 %	

50		20		-4 %		36 %		49 %		56 %		50		20		20 %		48 %		57 %		62 %		65 %	
Høstet solvarme for Ta = -20 grader						Høstet solvarme for Ta = -10 grader						Høstet solvarme for Ta = -5 grader													
T_BTES	dT	200		400		T_BTES	dT	200		400		T_BTES	dT	200		400									
30	5	-8 %	34 %			30	5	8 %	42 %			30	5	16 %	46 %										
30	10	-12 %	32 %			30	10	4 %	40 %			30	10	12 %	44 %										
30	20	-20 %	28 %			30	20	-4 %	36 %			30	20	4 %	40 %										
40	5	-24 %	26 %			40	5	-8 %	34 %			40	5	0 %	38 %										
40	10	-28 %	24 %			40	10	-12 %	32 %			40	10	-4 %	36 %										
40	20	-37 %	20 %			40	20	-20 %	28 %			40	20	-12 %	32 %										
50	5	-41 %	18 %			50	5	-24 %	26 %			50	5	-16 %	30 %										
50	10	-45 %	16 %			50	10	-28 %	24 %			50	10	-20 %	28 %										
50	20	-53 %	12 %			50	20	-37 %	20 %			50	20	-28 %	24 %										

7.8 DRIFTSSITUASJONER

En enkel oversikt over gyldige driftssituasjoner med tanke på styring av massestrømning er gitt i tabell 25. En regulator vil i virkeligheten alltid jobbe mot det optimale arbeidspunktet. Strømningen er høy ved høy innstråling og høy lufttemperatur og lav ved lav innstråling og/eller lav lufttemperatur.

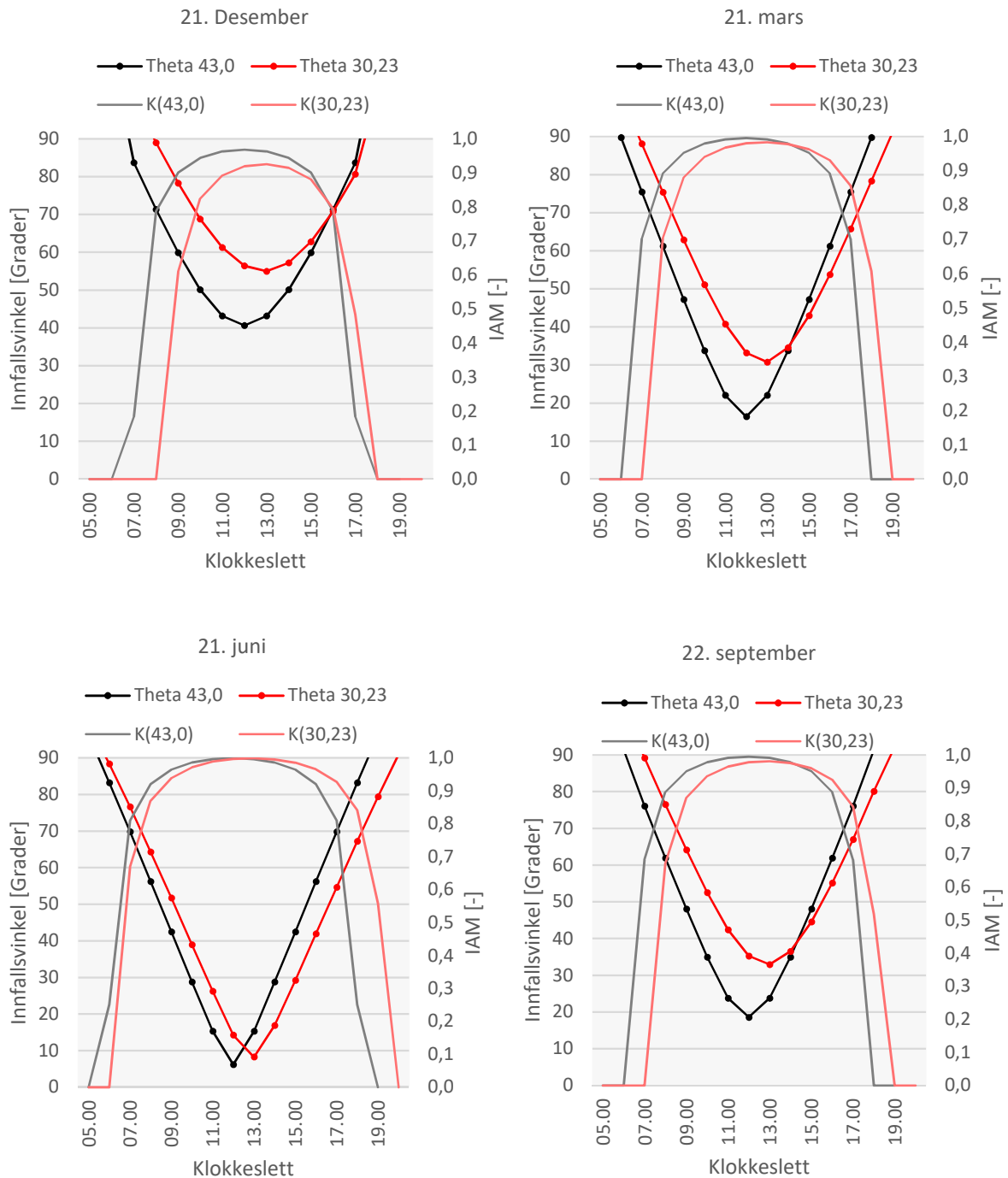
Tabell 24 Gyldige driftssituasjoner for styring av massestrømning

Innstrålt effekt [W/m ²]	Ambient lufttemperatur [°C]	Massestrøm [kg/s]	Gyldighet
Lav	Lav	Lav	Lav
		Middels	Lav
		Høy	Lav
	Middels	Lav	Høy
		Middels	Lav
		Høy	Lav
	Høy	Lav	Høy
		Middels	Lav
		Høy	Lav
Middels	Lav	Lav	Høy
		Middels	Lav
		Høy	Lav
	Middels	Lav	Lav
		Middels	Høy
		Høy	Lav
	Høy	Lav	Lav
		Middels	Høy
		Høy	Lav
Høy	Lav	Lav	Høy
		Middels	Lav
		Høy	Lav
	Middels	Lav	Lav
		Middels	Lav
		Høy	Høy
	Høy	Lav	Lav
		Middels	Lav
		Høy	Høy

7.9 INNFALLSVINKEL-MODIFIKATOR

Innfallsvinkelen og innfallsvinkel-modifikatoren (IAM) er tegnet for vinter og sommersolhverv, og vår og høst jevndøgn. Innfallsvinkelen, theta, og modifikatoren, $K(\theta)$, er tegnet for både takplanet og et plan med optimal helningsvinkel, 43 grader. Produksjonen på et vestvendt takplan vil forskyves én time sammenlignet med et direkte sydvendt plan.

Innfallsvinkel-modifikatoren kan tolkes som reduksjonen i virkningsgrad når solen står lavt på himmelen, og er null for innfallsvinkel nær 90 grader.



Figur 59 Beregnede innfallsvinkler og modifikator for direkte innstråling

7.10 SOLVARME

Krysningspunktet for varmelastprofilen og solinnstrålingsprofilen (dimensjonsløst) er medio mars og medio oktober (figur 46). Total varmelast, regnet som 100% av oppvarmingsbehovet i perioden november – februar, og varmebalanse i mars og oktober, er **79 000 kWh** (48% av årsbehovet).

Fra medio mars til medio oktober høstes 550 – 609 kWh/m² på takflate og 561 – 624 kWh/m² på optimalt vinklet flate, gitt en høstningsandel på 60%.

Tabell 25 Årlig høstet solvarme pr. kvadratmeter solfangerareal [MWh/m²]

Eta_SF	Oppladning H(30,23) [kWh/m ²] f(Eta_SF)			Oppladning H(Opt) [kWh/m ²] f(Eta_SF)		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90
60%	550	579	609	561	593	624
50%	458	483	508	467	494	520

Energi høstet på takflate á 250 m² er i perioden mars til oktober i størrelsesorden 137 – 152 000 kWh med høstningsandel på 60%. For å dekke en tilfredsstillende andel av oppvarmingsbehovet vinterstid kreves et ekstra areal i størrelsesorden 200 m², gitt innstråling på optimal helningsvinkel og en BTES-gjenvinningsgrad på 40%.

Tabell 26 Årlig høstet solvarme [MWh]

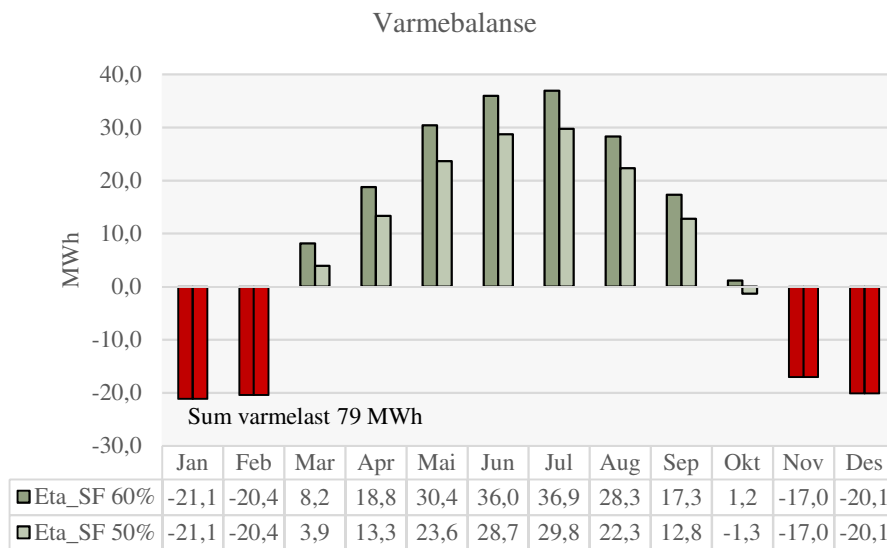
Oppladning H(30,23) A=250m ² [MWh]			Oppladning H(Opt) A=200m ² [MWh]			Nyttbar varme [MWh] f(Eta_BTES*)		
P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
137	145	152	112	119	125	65	71	76
						% Vinter	90 %	

For høstningsandel på 50% går systemet fra å dekke 90% av vinterbehovet, til 67%, om kollektorareal ikke oppskaleres.

Tabell 27 Årlig nyttbar solvarme [MWh]

Oppladning H(30,23) A=250m ² [MWh]			Oppladning H(Opt) A=200m ² [MWh]			Nyttbar varme [MWh] f(Eta_BTES*)		
P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
115	121	127	93	99	104	50	54	58
						% Vinter	67 %	

Varmebalansen for et gjennomsnittlig år er tegnet for begge scenarioer (A, = 450 m², P50). I Mars går systemet 4-8000 kWh i overskudd, antatt 50-60% høstningsandel. I Oktober går systemet tilnærmet i null og drives i prinsippet på direkte solvarme. Overskuddsvarme mars – oktober sesonglagres i BTES.



Figur 60 Varmebalanse [MWh]

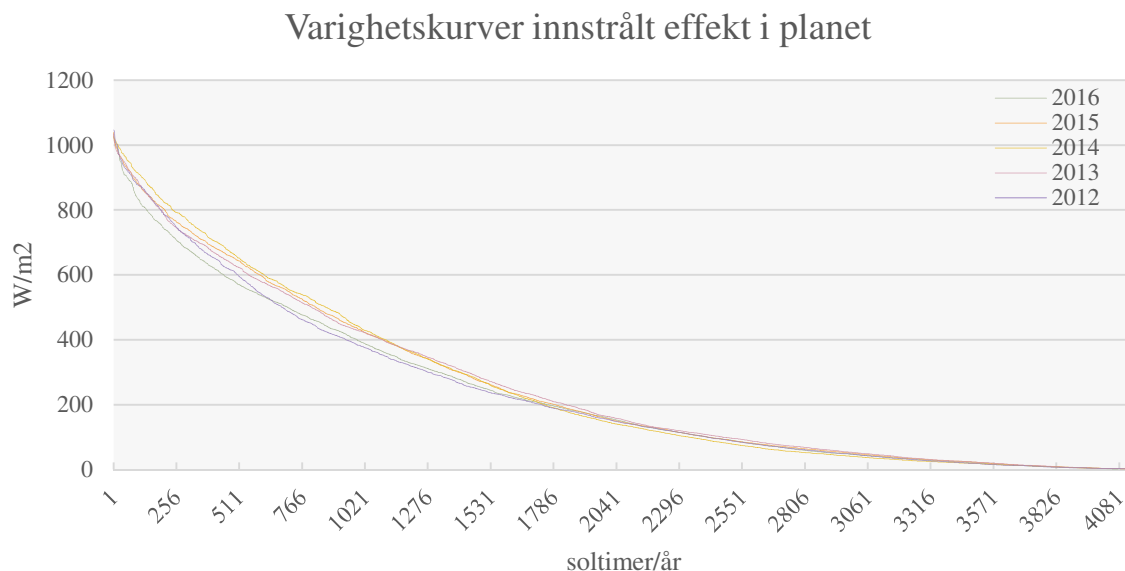
Effekten av redusert BTES-gjenvinningsgrad (Eta_SF 60%, A=450 m²) er en reduksjon i mengde nyttbar varme, vinterstid. Andel av vinterbehovet som dekkes av solvarme faller fra 90% til 79% for BTES-gjenvinningsgrad 35% og 67% av vinterbehovet for 30% BTES-gjenvinningsgrad. Økt BTES-gjenvinningsgrad vil kunne gi nok varme til å dekke >100% av vinterbehovet.

Tabell 28 Nyttbar varme og gjenvinningsgrad [MWh]

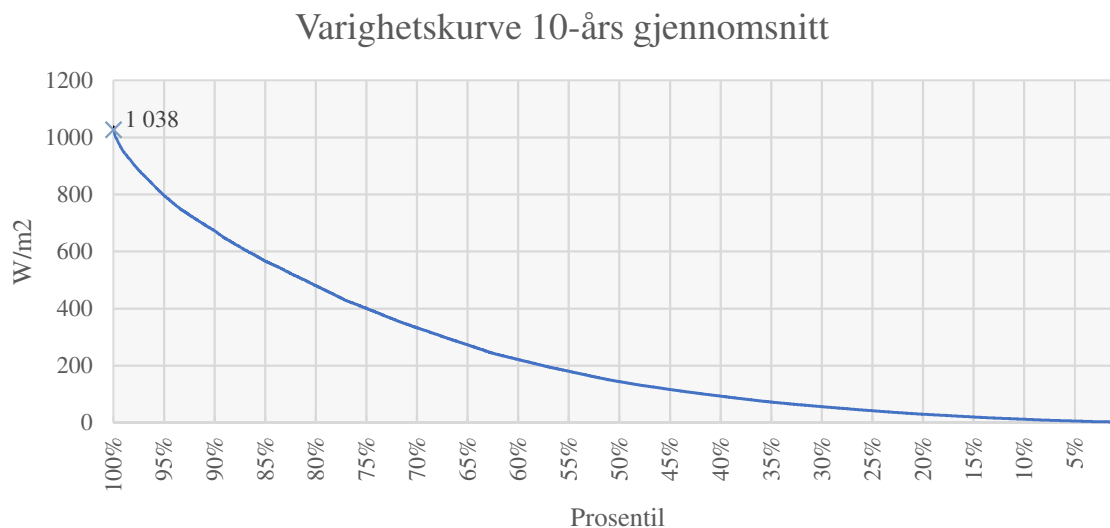
Eta_BTES	Nyttbar varme [MWh] f(Eta_BTES)			% av vinterbehov (P50)
	P10	P50	P90	
50%	82	89	95	112%
40%	65	71	76	90%
35%	57	62	67	79%
30%	49	53	57	67%

7.11 VARIGHETSKURVER

Antall soltimer pr. år er 4081 maksimalt timer. Antall soltimer og maks innstråling er tilnærmet konstant år-til-år. En viss variasjon observeres for årets 2000 mest solrike timer (2012-2016). Varighetskurven for et gjennomsnittlig år, beregnet som 10-års gjennomsnitt (2006-2016) er gitt under. Kurven er plottet for prosentiler av det totale antallet soltimer. Utvalgt statistikk oppsummeres i tabell 30, der E er akkumulert mengde energi.



Figur 61 Varighetskurven 2012-2016



Figur 62 Varighetskurve 10-års gjennomsnitt

Tabell 29 Oppsummeringstabell varighetskurve 10-års gjennomsnitt

Prosentil	100	99	97,5	95	90	85	80	75
Soltimer	1	40	100	205	410	620	830	1030
G [W/m ²]	1038	954	890	798	675	568	482	402
E [kWh/m ²]	1	38	96	183	335	463	572	664

7.12 DIMENSJONERENDE BTES-EFFEKT

Effektkapasitet pr. meter borehull beregnes til **100 W/m** med borehulldiameter 140 mm. Nødvendig borehullslengde og investeringskostnad for N'te prosentil i varighetskurven er gitt i tabell 31.

Tabell 30 Borehullslengde og investeringskostnad

Prosentil	99	97,5	95	90	85	80
P (450m2) [kW] ¹	215	200	180	152	128	108
E (450m2) [MWh]	9	22	41	75	104	129
Meter borehull	2412	2250	2017	1706	1436	1219
Investering [KNOK]	1206	1125	1009	853	718	609

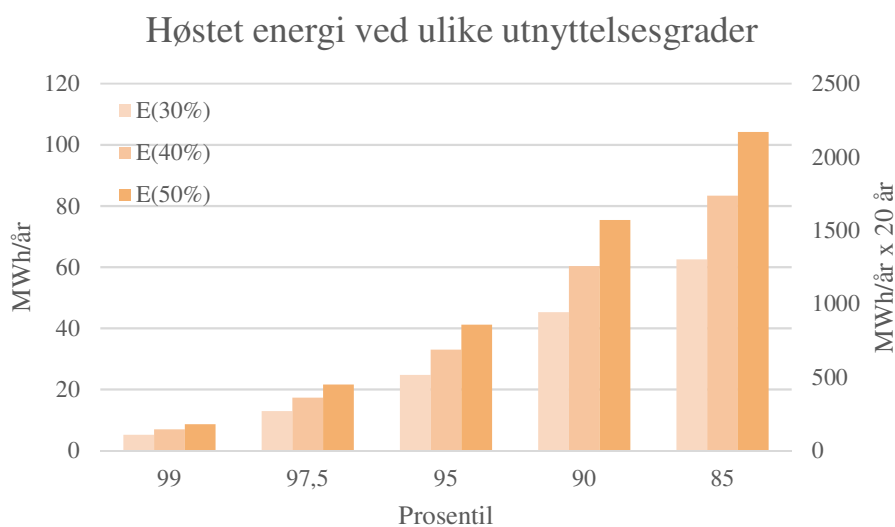
1. $E_{\text{Tap}} = 50\%$. Se også clear-sky stråling.

Ved fallende virkningsgrad for vedvarende, høy innstråling, tapes en energimengde estimert som E_{Tap} . 'Tapt' mengde energi ved å ikke ha full effektkapasitet er estimert til 15 000 kWh/år for 90-prosentilet og 8000 kWh/år for 95-prosentilet, gitt en høstningsandel på 40%. For en høstningsandel på 30% tapes det dobbelte.

Tabell 31 Tapt energi for n'te prosentil [MWh]

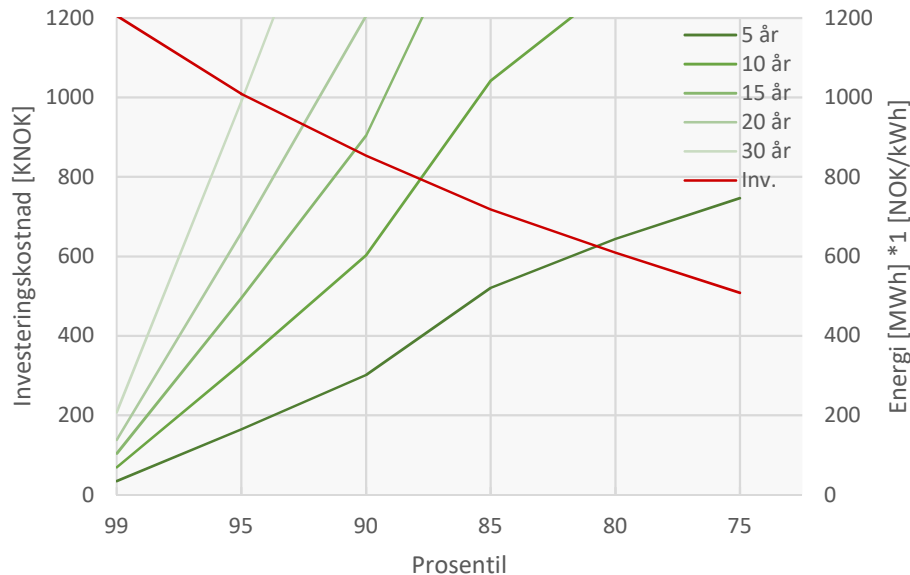
Prosentil	99	97,5	95	90	85
$E_{50\%}$ (450m2) [MWh]	9	22	41	75	104
$E_{40\%}$	7	17	33	60	83
$E_{30\%}$	5	13	25	45	63
$E_{\text{Tap } 40\%}$	2	4	8	15	21
$E_{\text{Tap } 30\%}$	3	9	16	30	41

Figur 64 illustrerer mengde høstet energi, som gitt i tabell 32. Tap som følge av en faktisk høstningsandel mindre enn 50% er representert ved differansen mellom søylene. Mengde høstet energi, over 20 år, er tegnet på høyre y-akse.



Figur 63 Høstet energi ved ulike utnyttelsesgrader

Jo lengre tidsperspektiv dess større brønndimensjonering kan tillates. Figur 65 viser plott av energimengden som ligger over et gitt prosentil (lik verdi for 1 NOK/kWh), og tilknyttede kostnader for brønnboring. Det er antatt en høstningsandel på 40% for innstrålinger mellom 90 til 99% av maksimal innstråling. Energimengden er plottet i intervaller fra 5 – 30 år. Å dimensjonere for full kapasitet vil ‘aldri’ bli lønnsomt.



Figur 64 Investeringkostnad og energimengde over n'te prosentil

Tillattes et tap på om lag 15 000 kWh/år (høstningsandel 40%), er dimensjonerende effekt for 90-prosentilet estimert til **150 kW**, tilsvarende en innstrålt effekt på 675 W/m² og samlet borehullslengde **1700 m**.

7.13 BTES-DIMENSJONER

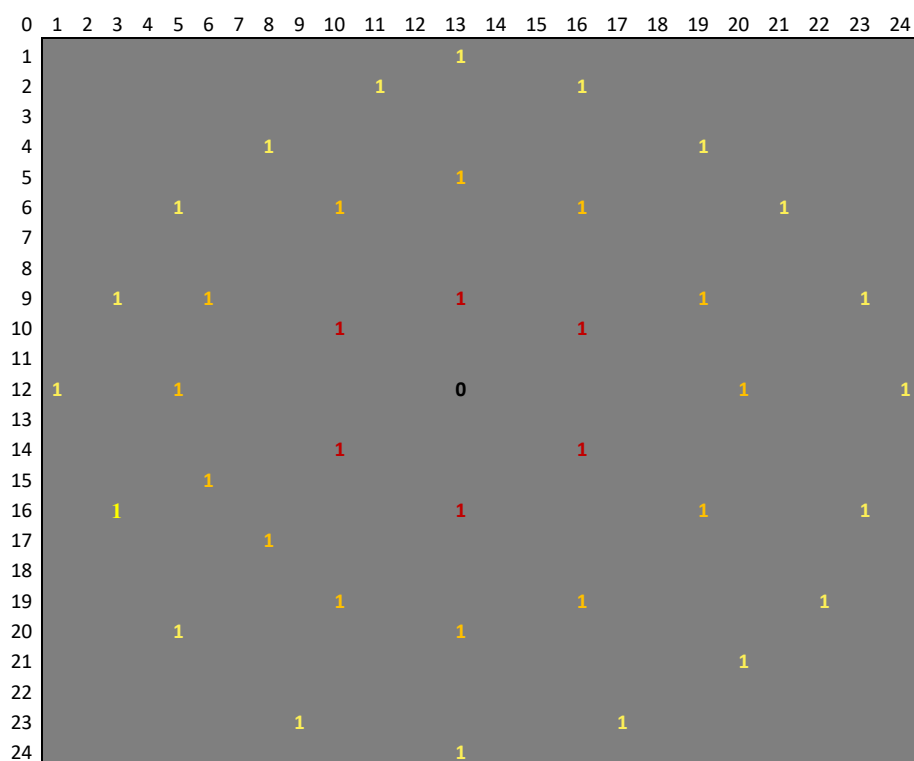
Nødvendig avstand mellom borehull er antatt å være **4m**. For 1700 m samlet borehullslengde foreslås en uniform, radiell fordeling av borehull, fordelt på tre kretser. Samlet antall borehull er **38** med en borehullsdypde **44,7 m**. Excel-representasjon av systemet er vist i figur 66. Systemets dimensjoner er videre beregnet og oppsummert i tabell 33-34.

Tabell 32 Radiell fordeling av borehull á 4m avstand

Krets	Avstand til senter	Omkrets	Borehull/sector
1	4	25	6
2	8	50	13
3	12	75	19
		Sum	38

Tabell 33 BTES-dimensjoner

BTES-Dimensjoner		
Prosentil	[%]	90
Borehullsmeter	[m]	1700
Ld, dybde	[m]	44,7
Antall borehull:	Antall	38
Diameter	[m]	24,0
Radius	[m]	12,0
Areal toppflate	[m ²]	905
Overflateareal	[m ²]	4280
Formfaktor	[-]	0,54



Figur 65 Borehullsmatrise. Totalt 38 borehull.

7.14 KORTTIDS ENERGILAGER

Stående vannmengde i systemet er beregnet til 20 kubikkmeter. Vannmengde pr. borehull beregnes til 685 liter og vannmengde pr. radiell sektor 4300 – 12 900 liter.

Tabell 34 Vannmengder korttids energilager

m3/hull	m3	L/hull	L1	L2	L3
0,69	26,2	685	4305	8611	12916

Antall timer for å varme ytterste, lavtemperatures sektor for en temperaturstigning, $dT = 20K$, er estimert til 1,3 timer ved maks innstråling (virkningsgrad 50%). Timesverdier for ulike innstrålingseffekter og temperaturstigninger er gitt:

Tabell 35 Oppvarming av korttids energilager

G [W/m ²]	P(450m ² , 50%)	dT = 1	dT = 5	dT = 10	dT = 15	dT = 20
200	45	0,33	1,67	3,35	5,02	6,70
400	90	0,17	0,84	1,67	2,51	3,35
600	135	0,11	0,56	1,12	1,67	2,23
800	180	0,08	0,42	0,84	1,26	1,67
1000	225	0,07	0,33	0,67	1,00	1,34

7.15 ÅRLIG BTES-GJENVINNINGSGRAD

Årlig BTES-gjenvinningsgrad i Drake Landing, beregnet på grunnlag av publiserte månedsrapporter i perioden 2011 – 2015, er 47% (Kap. 5.7.14). Antatt tilsvarende ytelse under norske forhold, og for systemdimensjoner gitt over, er forventet BTES-gjenvinningsgrad estimert til 42%.

$$\text{Eta}_{BTES} = 47\% \left(\frac{\text{Spesfikt overflateareal}}{\text{Drake Landing overflateareal}} \right) = \frac{4280 \text{ m}^2}{4750 \text{ m}^2} = 42\%$$

Fratrukket 'tapt energi' for 90-prosentilet, 15 000 kWh/sesong, mottas totalt **162 000 kWh/sesong** (P50-år). For gjenvinningsgrad 42% beregnes nyttbar energi til oppvarmingsformål til **67 940 kWh/år**, tilsvarende **86%** av vinterbehovet i et normalår (79 000 kWh).

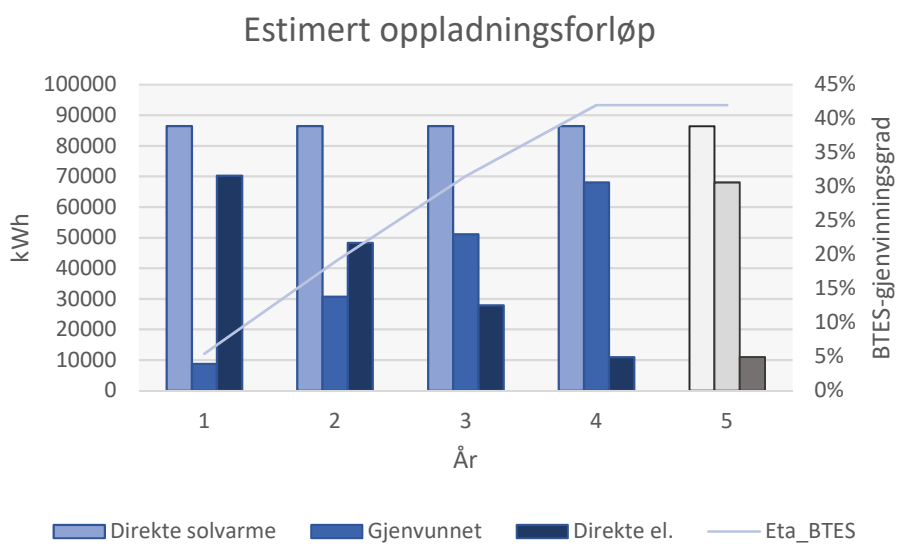
7.16 OPPLADNINGSFORLØP OG ENERGIBALANSE

Oppladningsforløpet i Drake Landing, beregnet på grunnlag av årsrapporter i perioden 2007-2011, varte 4 år, med årlige BTES-gjenvinningsgrader mellom 6% og 54% (Kap. 7.5.14).

Antatt tilsvarende ytelse under norske forhold, og for systemdimensjoner gitt over, er forventet BTES-gjenvinningsgrad pr. år fra 5 til 49%. Årlig energibalanse under oppladningsforløpet (sum varmelast 165 000 kWh/år) er illustrert i figur 67, og oppsummert i tabell 37.

Tabell 36 Estimert oppladningsforløp

År	1	2	3	4	Drift
BTES-gjenvinningsgrad	5 %	19 %	32 %	42 ¹ %	42%
Gjenvunnet	8765	30678	51130	68040	68040
Direkte el.	70235	48322	27870	10960	10960
Direkte solvarme	86436	86436	86436	86436	86436

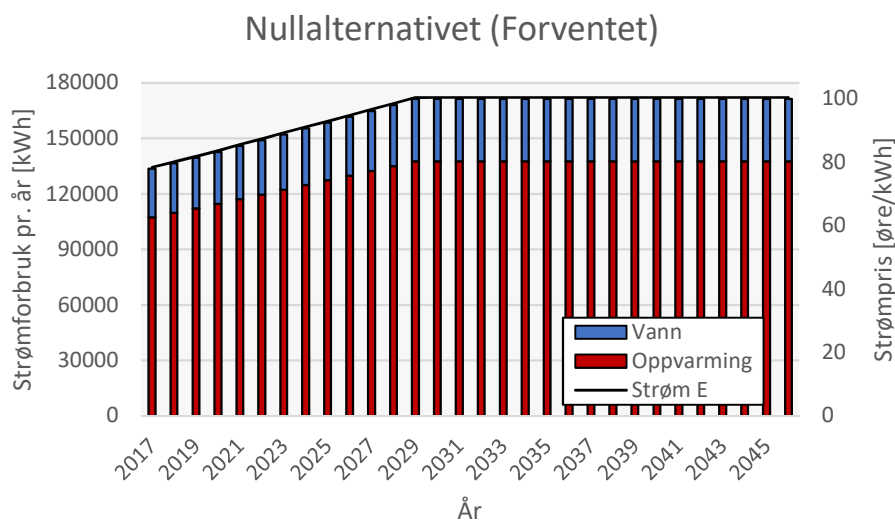


Figur 66 Estimert oppladningsforløp

¹ Direkte konvertert 49%.

7.17 NULLALTERNATIVET

Alternativet til sesonglagring av solvarme er definert som bruk av direkte elektrisitet til romoppvarming av boliger og varmt forbruksvann. Det er brukt tall fra NVEs kraftmarkedsanalyse og tall fra SSB til å lage et kostnadsestimert for strømforbruket over 30 år. Det er benyttet en virkningsgrad på 96% for elektrisk oppvarming (Kap. 5,8) og 100% for tappevann. Oppsummering av resultater er gitt i tabell 38. Alle tall i dagens verdi.



Figur 67 Nullalternativet

Tabell 37 Estimert strømforbruk neste 20-30 år

	Enhet	Lav	Forventet	Høy
Strømpris 2017 - 2030	[øre/kWh]	77 - 86	78 - 100	80 - 116
Strømforbruk 20 år	[KNOK]	2976	3179	3745
Strømforbruk 30 år	[KNOK]	4294	4893	5523

7.18 KOSTNADSKALKYLE

Tabell 38 Kostnadskalkyle

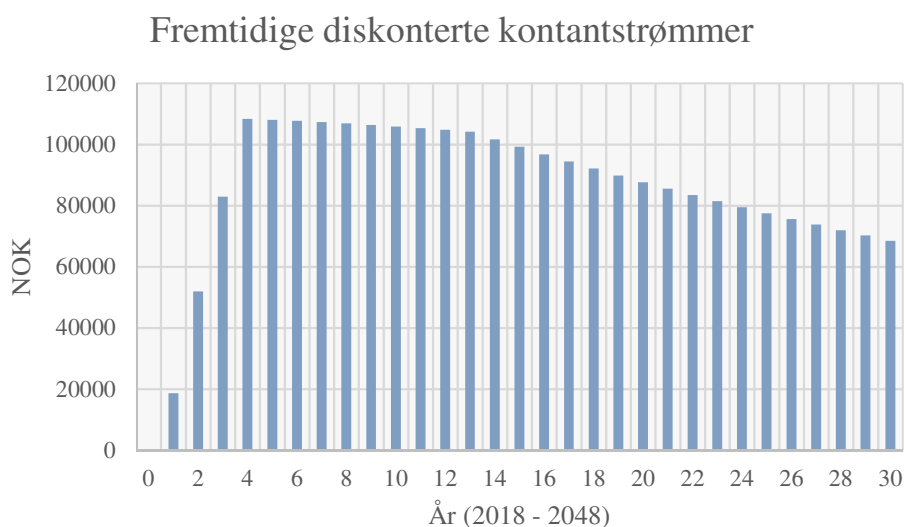
	Enheter	Dim.	Enhets-pris	Kalkyle
Energikilde:				
Solfangere, rørføringer, installasjon [m ²]	450		2500	1 125 000
BTES:				
Boring, koaksialrør, foringsrør, installasjon [meter borehull]	38	44,7	500	849 300
Automasjon				
Styringssystem, ventiler, pumpe, pumpestrøm				200 000
			SUM	2 174 300

7.19 NÅVERDI

Tabell 39 Inndata for nåverdiberegning:

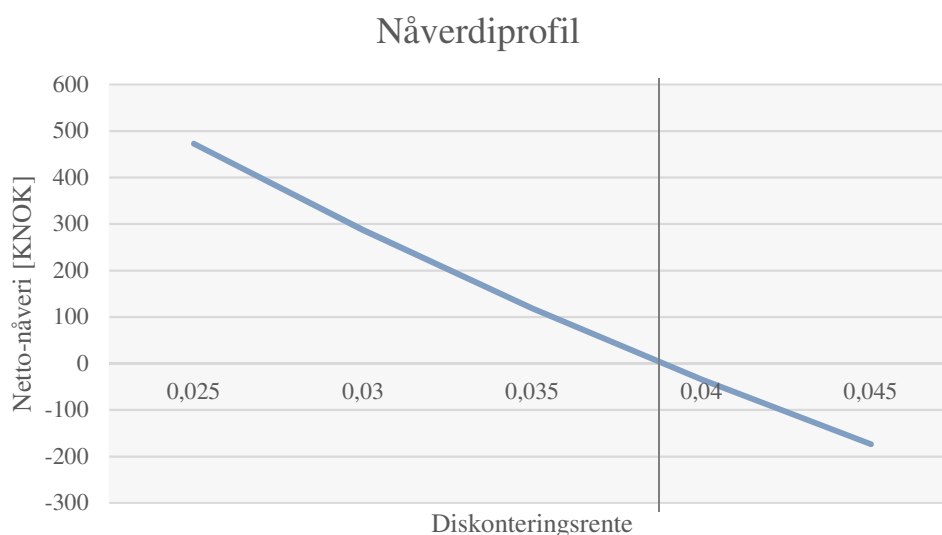
Parameter:	Virkning:
Eta_SF = 60%	Positiv varmebalanse 177 000 kWh/år Direkte solvarme 86 400 kWh/år
Dimensjonerende borehullslengde 1700m	Energitap 15 000 kWh/år
Eta_BTES = 42%	Varmetap 94 000 kWh/år

Nåverdien for systemet som presenteres i dette kapittelet er beregnet for en økonomisk levetid på 30 år, og med basis diskonteringsrente 2,5%. All fremtidig energi er omregnet til kontantstrømmer via årlig, forventet kraftpris. Det medregnes kostnader til direkte elektrisk oppvarming vinterstid. Det er videre antatt en vedlikeholdskostnad på 500 NOK/år og medregnet oppladningsforløp.



Figur 68 Fremtidige diskonterte kontantstrømmer $r=2,5\%$

Netto-nåverdi for systemet beregnes til **473 000 NOK** med diskonteringsrente på 2,5%. Verdien av fremtidig solenergi (ikke-diskontert) beregnes til **4 634 000 NOK**. Netto-nåverdi beregnes til -174 000 NOK med diskonteringsrente 4,5%. Nåverdiprofilet er vist nedenunder. Internrente (NNV = 0) beregnes til 3,9%.



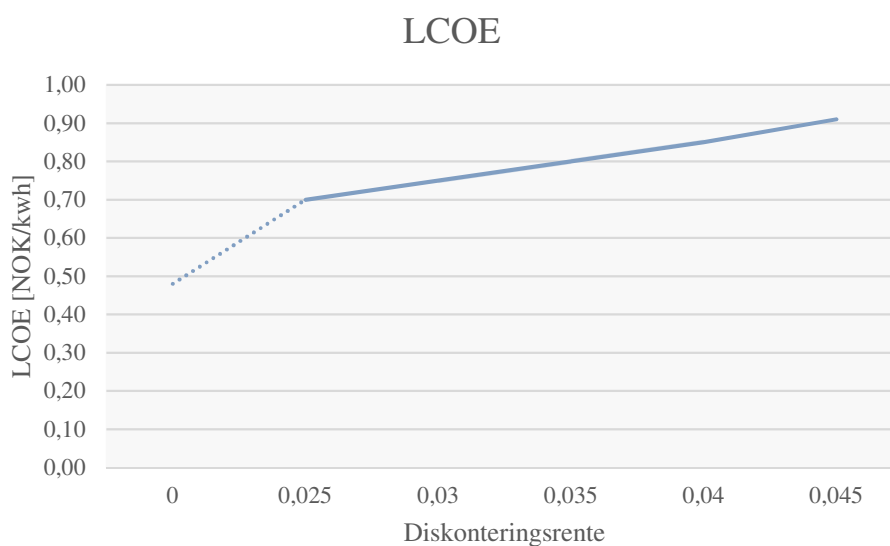
Figur 69 Nåverdiprofil $r = 2,5 - 4,5\%$ ($IRR = 3,9\%$)

7.20 LCOE

Kostnaden ved å produsere én kilowattime sesonglagret solenergi er beregnet til 66 øre/kWh gitt en diskonteringsrente på 2,5%, og 85 øre/kWh gitt en diskonteringsrente på 4,5%. Beregningen bygger på samme antagelser som nåverdi. LCOE-profilet er vist nedenunder.

Tabell 40 LCOE

r	0	0,025	0,03	0,035	0,04	0,045
LCOE [NOK/kWh]	0,46	0,66	0,71	0,75	0,80	0,85



Figur 70 LCOE

8 DISKUSJON

Innledningsvis skal det sies at det ligger til dels store usikkerheter bak resultatene som presenteres i denne oppgaven. Konseptet med sesonglagring av solvarme er helt nytt i Norge, og i mangel på erfaringer og måledata gjøres en del antagelser. Diskusjon av oppgaven er dermed fokusert rundt dette.

Energibehov til bygningsoppvarming

Varmebehovet for bygningsoppvarming og varmt forbruksvann er svært viktig for riktig dimensjonering av solvarmesystemet. Varmebehovet til romoppvarming er beregnet på grunnlag av energirammen i TEK17. Dette innebærer at energibehovet beregnes for maksimalt energiforbruk som energirammen fastsetter, for bygg som har laveste tillate standard (ikke lavenergibygg). For tilsvarende bygg med lavenergi/passivhusstandard kan systemet forventes å nedskaleres ytterligere. Ytterligere isolasjon, utover minimumskravet i TEK17, vil videre bidra til å øke byggekostnadene. En meget interessant problemstilling er derfor å se lønnsomheten i et solvarmeanlegg i sammenheng med *reduerte* byggekrav, og videre sammenligne besparelsen ved reduserte byggekostnader mot kostnaden ved et noe oppskalert solvarmeanlegg. Det kan forventes å ligge god økonomi i dette. I et miljøperspektiv er det heller ingen klare ulemper ved å bruke mindre byggematerialer, og redusere bruk av 'høyverdig' elektrisk energi, i bytte mot nær 100% fornybar 'lavverdig' energi.

En slik problemstilling er selvfølgelig ikke i tråd med gjeldene byggeforskrifter, og kan hende ikke i tråd med generelle oppfatninger i energi/byggebransjen, men er likefullt en interessant 'case', som kan bli en realitet om det i fremtidige revisjoner av TEK tillates å lempe på byggekravene for egenprodusert energi.

Solinnstråling

Det kan synes å være en generell oppfatning av at solinnstrålingsdataene i Norge er av dårlig kvalitet (i kap. 5.2.4 refereres en artikkel i TU vedrørende dette), og usikkerheten ved satellittdata er tatt opp innledningsvis i Teori. For eksempel strekker høyoppløsningsområdet for Meteosat seg til 62. breddegrad, som er i grenseland for Akershus-området (figur 11). Erfaringer viser også at PVGIS kan feilestimere med over 10% sammenlignet med lokale serier. Medianverdien ligger i midlertidig på 0,6% for databasen SARAH (figur 10). Det er sammenlignet innstrålingsdata for beregningsverktøyene PVGIS og Meteororm. Begge tilbydere siterer bruk av Meteosat. Estimaten varierer noe, som vist i figur 48. Variasjonen kan forklares med ulike beregningsmetodikk for estimering av skydekke, diffus stråling og overflate-albedo, og bruk av ulike databaser for værdata. Variasjonen kan sies å være neglisjerbar sett i sammenheng med de store usikkerhetene rundt selve solvarmesystemet og varmetap i BTES.

Sannsynlighetsfordelingen for solinnstrålingen på lokasjon er estimert i Crystal Ball. Beregningen viser at solinnstrålingen med 80% sannsynlighet (konfidensnivå 0,05) kan forventes å ligge mellom 986 – 1104 kWh/år i takplanet og 1024 – 1153 kWh/år på en direkte sydvendt flate, med helningsvinkel 43 grader (optimalt vinklet). Medianverdien (50%-prosentilet) behandles som et normalår og er tilnærmet lik gjennomsnittet av 12-års måledata. Verdien av simuleringen ligger med andre ord i estimering av utfallsrommet, gitt ved 10%- og 90%-prosentilet.

Noen antagelser er gjort vedrørende Monte Carlo-simuleringen. Simuleringen tar utgangspunkt i 12-års månedlige data, og tilfeldig uttrekk mellom største og minste observerte verdi. Vi kan i midlertidig ikke utelukke at det faktiske utfallsrommet er større. For å kompensere for dette kan det fremskaffes ytterligere måleserier, for eksempel 20-30 år, eller det kan antas at største og minste observerte verdi

representerer et prosentil, for eksempel 10% og 90%. Ideelt skulle simuleringen vært gjort på timesdata, og for 'blokker' av dager/timesverdier som justeres for autokorrelasjon. En slik beregningsmetodikk er sitert i (Hrafinkelsson, et al., 2016).

En stor fordel med bruk av Monte Carlo-simulering av solinnstrålingen er at det ikke gjøres noen antagelser om hvilken statistisk fordeling, og fordelingsparametere som best beskriver den lokale innstrålingen. Generelt skal man være forsiktig med antagelser på små datasett, spesielt når det kommer til fastsettelse av utfallsrom, da vi vet svært lite om hva som skjer ytterst i fordelings 'hale'. En normalfordeling med riktig forventningsverdi, men feil standardavvik, kan komme til å gi et høyt utfallsrom for maksimal innstråling. Dette kan være urealistisk, da vi vet at maksimal innstråling vil begrenses av fysiske forhold og 'aldri' vil kunne overskride clear-sky strålingen.

Solvarme

Undersøkelser av skyggeforhold og takvinkel viser at låvetaket på Dystlandshaugen er svært godt egnet for solvarme. Med helningsvinkel på 30 grader og himmelretning 23 grader vest er takflaten nær optimalt vinklet i juni måned (figur 57). For å dekke en høy andel av oppvarmingsbehovet vinterstid ansees det som nødvendig med ytterligere solfangerareal, foreslått som 200m² på en optimalt vinklet flate. Disse kollektorene kan settes på ramper, på et ledig areal nær BTES, og arealet kan i prinsippet skaleres opp eller ned for større eller mindre mengde solvarme. Om det finnes tilgjengelig areal vil det kunne være gunstig å montere alle solfangere på ramper for potensielt rimeligere montasje og en noe høyere høstet energimengde.

Fastsettelse av hvor mye energi som kan høstes på den totale solfangerflaten avhenger av flere ytre forhold, inkludert temperaturprofilen i BTES, massestrømning og styringssystem, vær og perioder med høy eller lav solinnstråling, slik at en nøyaktig beregning blir svært komplisert, og høyst usikker uten tilgjengelige data.

I Drake Landing høstes i gjennomsnitt 34% av årlig solinnstråling. En prinsipiell forskjell på Drake Landing-systemet og systemet som beskrives i denne oppgaven er at i Drake Landing sendes all varme i senter av borehullsmatrisen (figur 2) og på høyere temperatur. Solfangere i Drake Landing jobber alltid mot et høytemperatur-reservoar, som i stor grad bidrar til å redusere virkningsgraden for solfangeranlegget. Prinsippet med dynamisk lagring, som forutsettes for 'vårt' system, tillater en viss manipulering av arbeidstemperaturen til solfanger med tre tilgjengelige sektorer. Dette innebærer at inn-temperatur for solfanger vil kunne være lavere store deler av tiden systemet driftes, med dertil høyere virkningsgrad.

Ved bruk av dynamisk lagring vil det benyttede temperaturprofilen i BTES være styrende for solfangeranleggets inn-temperatur. Ved bruk av tre radielle sektorer kan de tilgjengelige temperaturene eksempelvis være 30, 40 og 50 grader (eller 35, 45 og 55 mot endt oppvarmingssesong), regnet fra ytre-til-indre ring. Temperaturstigningen over solfanger vil videre avhenge av innstrålt intensitet, lufttemperatur og massestrømning (formel 30). Ved automatisering av systemet tillates massestrømningen å styres, der en regulator til enhver tid vil kunne regulere strømmingen mot det (nær) optimale arbeidspunktet.

Ved høy innstråling, og høy lufttemperatur kan systemet i teorien forventes å høste >70% i kortere perioder (Kap. 7.7 Høstet solvarme). Ved en innstrålt effekt på 1000 W/m² og lufttemperatur 25 grader (nær ideelle forhold) lades de indre ringene i parken. Om indre ring holder 50 grader kan systemets massestrømning reguleres for optimal virkningsgrad. I en slik, tenkt driftsituasjon vil ut-temperatur fra solfangere kunne være så høy som 70 grader og vil med god margin kunne overføre varme til indre borehullsring. Ved optimal regulering kjøres til enhver tid en tilstrekkelig høy massestrømning til at temperaturdifferansen mellom utgående strømning fra solfanger og indre

borehullsring er høy nok til å sikre god varmeoverføring. En slik temperaturredifferanse kan være i størrelsesorden 10 grader. Det vil være ideelt å kjøre en høy massestrøm under ideelle forhold, slik at varmetapene begrenses. Lades indre sektor, som holder 50 grader, er det ikke urealistisk med virkningsgrader høyere enn 60%.

Når solen står på, og vi har en vedvarende høy innstråling vil vannvolumet i borehullsmatrisen fort varmes opp. Ved en innstrålt effekt på 1000W/m² kan det største vannvolumet i ytre ting varmes 20 grader på omtrent én time (7.13 Korttids energilager). Dette tilsvarer Drake Landings korttids energilager ved bruk av varmtvannstank (STES). Effekten av oppvarmingen av vannvolum vil avhenge av hvor sakte vannet avgir sin varme til berggrunnen og hvor lenge en slik høy innstråling varer. Dess høyere temperatur, jo hurtigere avgis varme til berggrunnen. Det vil videre være relativt få dager i løpet av et år med flere timers maksimal innstråling, og uten skiftende skydekke. Tar vi utgangspunkt i Quaschnig-kurven (figur 21), forventes solfanger å jobbe med en temperaturredifferanse på 50-60 grader, og med en virkningsgrad over 40% for innstrålinger over 600 W/m². Det tas utgangspunkt i en virkningsgrad på 40% ved 'effektdimensjonering' av BTES (Kap. 7.11).

For store deler av tiden kan solfangere kjøres med relativt høye virkningsgrader, over 60%, når returvannet hentes fra ytre sektor i BTES. Høye virkningsgrader muliggjøres for flere kombinasjoner av innstrålingsintensitet og temperatur (Kap. 7.7 Høstet solvarme). Ved lavere innstrålt effekt enn maksimalt, vil det ta lengre tid å varme vannvolumet, opptil flere timer ved innstrålinger fra 200-400 W/m². Når solen står lavt på himmelen, vinterstid, eller morgen og kveld, begrenses produksjonen i midlertidig av innfallsvinkelen og økte optiske tap. Innfallsvinkel-modifikatoren er tegnet i figur 60. For innfallsvinkler fra 60 til 70 grader reduseres solfangerens virkningsgrad med 90 til 80%, sammenlignet med kap. 7.7. Virkningsgraden er deretter sterkt fallende for større innfallsvinkler, og lik null for innfallsvinkel omlag 90 grader.

Innfallsvinkler og innfallsvinkel-modifikatoren for direkte solinnstråling er plottet for fire dager i kap. 7.9. Ved sommervinter, 21. juni, forventes 11 timer med høye høstningsandeler (IAM over 70%), fra tidlig morgen til sent ettermiddag. Produksjonen vil kunne forlenges ytterligere når man tar i betraktning diffus stråling. Effekten av helningsvinkel er i juni måned neglisjerbar, men vi ser at det vestvendte takplanet forskyves én time sammenlignet med det direkte sydvendte planet på optimal helningsvinkel. I mars og september måned reduseres daglengden og antall timer hvor IAM er over 70% til om lag ni timer, og i Desember måned begrenses antall timer til kun noen få timer, midt på dagen. Det er spesielt i vinterhalvåret, i perioden september-mars at effekten av optimal helningsvinkel gjør seg gjeldende. For teoretiske virkningsgrader 50-60% begrenses produksjon med 5-6 %-poeng for IAM = 0,9 og 10-12 %-poeng for IAM = 0,8.

Ved beregning av varmebalanse, i kap. 7.10, er det sagt at krysningspunktet for varmelast og solinnstråling er medio mars og medio oktober. I vintermånedene, november-februar, bidrar lave temperaturer, lav solinnstråling og kort døgnlengde til å begrense produksjonen i så stor grad at en eventuell produksjon ikke medregnes. Det er ønskelig å dimensjonere systemet slik at overskuddsvarme i sommerhalvåret, som sesonglagres i BTES, alene er nok til å dekke en tilfredsstillende høy andel av vinterbehovet. Solvarme utgjør grunnlasten i vintersesongen, og avhengig av utetemperatur, forventes det å bruke noe elektrisk oppvarming til spisslast. En eventuell varm og solfylt periode vinterstid kan dermed regnes som 'bonus' og inngå som direkte solvarme. I mars og oktober kan systemet i prinsippet gå i null, eller noe i overskudd, med oppladningssesong mars – september.

Det vil være avgjørende for lønnsomheten hvor stor høstningsandel som kan forventes under oppladnings sesong. Om systemet kan driftes én time med virkningsgrad 70%, for en innstrålt effekt på 1000W/m², tilsvarer dette nærmere tre timers drift ved virkningsgrad 40% og innstrålt effekt på 600 W/m². Det understrekes at usikkerhetene er store, men 50-60% ansees som realistisk forutsatt dynamisk lagring og at systemet automatiseres.

Dimensjonering av BTES

Samlet borehullslengde, eller dimensjonerende effektkapasitet for BTES, er et optimaliseringsproblem. Kostnadene ved brønnboring og 'tapt' energi, ved å ikke ha full effektkapasitet, er undersøkt i kap. 7.12. Maks innstrålt effekt i et gjennomsnittlig år er 1038 W/m². Å dimensjonere for maksimal innstråling vil 'aldri' bli lønnsomt, gitt høyde boringskostnader og få timer med høy innstrålt effekt. Energimengden som ligger over et gitt tids-prosentil er angitt i varighetskurven for et gjennomsnittlig år (figur 63). Når varmevekslers maksimale effektkapasitet overskrides, tvinges returtemperaturen fra varmevekslere opp, og virkningsgrad for solfanger reduseres. Ved å dimensjonere for et lavere prosentil enn 100% tapes dermed en energimengde lik differansen mellom energi høstet ved 'reduisert' solfangervirkningsgrad og energi høstet ved 'høy' solfangervirkningsgrad. Tapene gjør seg spesielt gjeldende ved høy innstrålt effekt, og er beregnet for 99-85 prosentilet (tabell 32).

Nødvendig avstand mellom borehull er forventet å være 4m (Heyerdahl). Med til sammen tre sektorer utformes dermed brønnparken med en diameter på 24m og 38 borehull. I Drake Landing er det benyttet en avstand på 2,25m, men for U-rørs kollektorer som ikke overfører like stor effekt. Termisk motstand for U-rør og koaksialkollektor er gitt i tabell 8. Når dimensjonene av brønnparken blir større enn minste tillatte lagringsvolum (formel 39), for en viss energimengde, kan systemet operere med lavere temperaturer, og de relative varmetapene reduseres. I lønnsomhetsevaluering medregnes videre et oppladningsforløp på tre-til-fire år, med høy gjenvinning i år fire. Forventet gjenvinningsgrad under oppladningsforløpet skaleres direkte av observerte verdier i Drake Landing (figur 33).

Ved å gjennomgå månedlige rapporter fra Drake Landing er gjennomsnittlig, årlig BTES-gjenvinningsgrad funnet å være 47%. Via å beregne BTES-overflateareal skaleres varmetapene til å være i størrelsesorden 42% for 'vårt' system. Antatt at varmetapene er direkte overførbare, må det forventes lavere gjenvinningsgrader for mindre systemer. Dette følger av en mindre volum-til-overflate-faktor. Gjenvinningsgrader på noe rundt 40% underbygges også av Sibbitt & McClenahan (2015), når vi tar høyde for effekten av ulik berggrunn (figur 30). Bergartene på lokasjonen er antatt å ha tilsvarende egenskaper som analysens 'Dense Rock' eller 'Average Rock' (Tabell 7 og 9). Videre antas ikke formfaktor å være av kritisk betydning innenfor intervallet 0,3-3,0.

Lønnsomhetsevaluering

For oppgitte kostnadstall forventes en investering på **2 174 000 NOK**. Nåverdien for en driftsperiode på 30 år beregnes til **470 000 NOK** med diskonteringsrente 2,5% og går i null for internrente 3,9%. Valg av diskonteringsrente vil avhenge av finansieringsform. Om langsiktig rente i banken er 3-4% er investeringen en nullsum-investering.

Økonomisk levetid er satt til 30 år. Det forutsettes at systemet kan driftes i 30 år, uten reinvesteringer, og med en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 500 NOK. Pumper, ventiler og styringselektronikk vil eventuelt måtte skiftes før fylte 30 år. Om disse ikke kan garanteres for 30 år skal reinvestering eller eventuelle vedlikeholdskostnader inngå i nåverdiberegningen. Det forventes en levetid for solfangere på 25-30 år. Levetiden for solfangere må forstås som antall år med kontinuerlig drift som

kan forventes før ytelsen er sunket tilstrekkelig til å foreta en større vedlikeholds-reinvestering. De mest utsatte komponentene i en solfanger er slitasje på toppdekket og eventuell korrosjon i absorbatorrør. Undersøkelser fra Skandinavia (Fan, et al., 2009) viser at ytelsen for enkelte paneler kan ha sunket signifikant etter 26 år. Ytelsesreduksjonen er spesielt kritisk ved høyere temperaturer. For et system som driftes med middeltemperatur i solfanger rundt 40 begrenses tapene til 1-4%, for middeltemperatur rundt 60 grader, 10-11% og 80 grader, 23-24%. Til slutt må det tas høyde for noe tap i distribusjon og utnyttelse av varme.

Sannsynligvis vil solfangerne kunne driftes vesentlig lengre enn 30 år med noe vedlikehold. Selv uten vedlikehold er det sannsynlig at en relativt høy produksjon kan opprettholdes etter endte 30 år. Å skifte toppdekke antas å ikke være uforholdsmessig dyrt, og kan hende kan solfangerne driftes i enda en 30-års periode. Valg av diskontert levetid er med andre ord avgjørende for evaluering av lønnsomheten. I det lange løp vil systemet være nedbetalt og i prinsippet gi 'gratis energi. Valg av tidsperspektiv er sådan avgjørende for å evaluere lønnsomheten, og bør kanskje helst vurderes mot nedbetalingstid og/eller tidsperspektivet en byggherre/investor kan akseptere. De færreste private aktører vil akseptere en nedbetalingstid mye utover 20 år.

Netto-nåverdi er meget sensitiv til høstningsandel og fremtidig kraftpris. Høstes i realiteten bare 50% er ikke prosjektet lønnsomt i et 30-årsperspektiv. Om systemet ikke skulle levere forventet kan tapene eventuelt kompenseres for med en mindre utvidelse av solfangeranlegget på et senere tidspunkt (økt solfangerareal).

Ved innføring av AMS (smarte strømmålere), og overgang til effektprising på strøm, vil en høyere strømpris kunne forventes vinterstid. NVEs har foreslått en modell hvor kundene skal abonnere på eget effektuttak (kWh/h), med mulighet for å betale for overforbruk når forbruket overstiger abonnementet. Forslaget hadde høringsfrist 1. mars 2018 og forskriftsendringene forventes å tre i kraft 1. januar 2019, 1. januar 2021 og 1. januar 2022. Dette kan potensielt bidra til å øke lønnsomheten i prosjektet. Om netto-nåverdi beregnes for NVEs anslag for høy strømpris, om enn bare vinterstid, vil lønnsomheten kunne forventes å bedres betydelig. Om man ønsker å sikre seg mot risikoen for høye strømpriser, som også gjelder elektrisk spisslast, kan systemet utvides med solceller (PV) og batterilading.

Miljø og fleksibilitet

Miljøbelastningen av solvarme ansees som lav. Foruten pumper og styringselektronikk er teknologien i stor grad passiv, uten bruk av mekaniske, bevegelige deler. Det må kunne forventes lang levetid (>> 30 år) for flere systemkomponenter, inkludert energibrønner, rørføringer, absorbatorplate og chassi i solfanger. Miljøbelastningen begrenser seg dermed til utslipp knyttet til produksjon av komponenter, og kan ansees som utslippsfritt etter idriftsetting. Teknologien kan videre ansees som fleksibel med tanke på senere utvidelser og kombinasjon med varmepumpeteknologi. Bruk av vann som arbeidsveske elimineres ellers risiko for utslipp av syntetiske arbeidsmedier, og muliggjør enkel etterfylling ved eventuelt behov.

Overblikk

Lønnsomheten i et sesonglagringsbasert solvarmesystem er i stor grad avhengig av systemdimensjonene. Når systemet dimensjoneres for større byggprosjekter, med økt varmelast, større solfangerareal og større BTES-dimensjoner forventes internrente (høyere lønnsomhet). Dette underbygges av både simuleringer av Sibbitt & McClenahan (2015) og storskalafordeler ved større utbygninger, der enhetskostnadene for solfangere og brønnboring må kunne forventes å være lavere. Beregninger av LCOE viser at solvarme vil kunne levere energi til en ekvivalent strømpris på rundt 80 øre/kWh ($r = 4\%$, 30 år) ved Dystlandshaugen. Solvarme forventes dermed å være konkurransedyktig med elektrisk oppvarming av bygg i Norge, da det forventes kraftpriser på over 100 øre/kWh i sluttbrukermarkedet de kommende tiår. For større utbygninger vil LCOE potensielt kunne reduseres ytterligere.

9 KONKLUSJON

Systemet som presenteres i oppgaven inkluderer 450 m² aktivt solfangerareal med en brønnpark på 38 borehull á 44,7 meter. Direkte solvarme kan møte tilnærmet det fulle energibehovet i sommerhalvåret, i perioden mars - oktober. Forventet gjenvinningsgrad er 42%. Ved sesonglagring av overskuddet forventes det å kunne dekke 86% av oppvarmingsbehovet på 79 000 kWh vinterstid, i et gjennomsnittlig år. Resterende 14% dekkes med elektrisk spisslast.

Den undersøkte lokasjonen har gode forutsetninger for utnyttelse av solvarme. Solvarme vil kunne levere termisk energi til en ekvivalent strømpris på rundt 80 øre/kWh, hvilket er lavere enn forventede strømpriser. På grunn av høye investeringskostnader forventes ikke systemet å gå i null før etter 30 år. Når det tas høyde for usikkerhet vedrørende energiproduksjon er investeringen usikker i et rent finansielt perspektiv.

Systemdimensjonene er noe lave, men det forventes gode tall forventede for noe større prosjekter. Oppgaven viser dermed at solvarme til bygningsoppvarming kan gjøres lønnsomt i Norge.

10 REFERANSER

- Aune, B., 2002. *Rapport Klima 23, 2002*, s.l.: Meteorologisk institutt.
- Banks, D., 2008. *An Introduction to Thermogeology - Ground Source Heating and Cooling*, Oxford: Blackwell Publishing.
- Bloomberg New Energy Finance, 2017. *New Energy Outlook 2017 Executive Summary*, s.l.: Bloomberg.
- Chen, C. J., 2011. *Physics of Solar Energy*. s.l.:John Wiley & Sons .
- DeMarzo, P. & Berk, J., 2017. *Corporate Finance 4th Ed.*. s.l.:Pearson.
- Direktoratet for byggkvalitet, 2018. *Byggeteknisk forskrift (TEK17)*. [Internett]
Available at: <https://dibk.no/byggereglene/byggeteknisk-forskrift-tek17/14/14-2/>
- DLSC, 2012-2016. *Energy Report Summaries 2016-2012*. [Internett]
Available at: <https://www.dlsc.ca/reports.htm>
[Funnet 17 4 2018].
- DNV GL, 2016. *In today's Terminology Explained: P10, P50 and P90*. [Internett]
Available at: <https://blogs.dnvgl.com/software/2016/12/p10-p50-and-p90/>
[Funnet 25 4 2018].
- Drake Landing Solar Community , 2018. *www.dlsc.ca*. [Internett]
Available at: <https://www.dlsc.ca/>
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*. s.l.:Wiley & Sons.
- European Commission Joint Research Centre, 2018. *Overview of PVGIS data sources and calculation methods*. [Internett]
Available at: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html
- European Commission Joint Research Centre, 2018. *Country and regional maps*. [Internett]
Available at: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html
- Fan, J., Chen, S., Perers, S. & Karlsson, B., 2009. *Efficiency and lifetime of solar collectors for solar heating plants*, Lyngby: Department of Civil Engineering, Technical University of Denmark.
- Finansdepartementet, 2012. *regjeringen.no*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-16/id700821/sec6>
- Flatner, E., 2017. *Sesonglagring av solvarme i termisk borehullslager – vurdering av sentrale systemkomponenters ytelse*, Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet .
- Fornybar.no, 2018. *Solenergi - Ressursgrunnlag*. [Internett]
Available at: <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag#sol1.1>
- Fraunhofer ISE, 2015. *Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development Study*, Freiburg: Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE).
- Hrafinkelsson, B., Oddsson, G. V. & Unnthorsson, R., 2016. *A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation*, Reykjavik: University of Iceland.
- Huus-Hansen, W. & Anergy, 2018. *Kostnadstall oppgitt pr. telefonsamtale* [Intervju] (4 2018).

- IEA Solar Heating Programme, 2004. *www.iea-shc.org*. [Internett]
Available at: https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/documents/statistics/Technical_Note-New_Solar_Thermal_Statistics_Conversion.pdf
- IEA Solar Heating Programme, 2012. *Technology Roadmap Solar Heating and Cooling*, Paris: International Energy Agency.
- IEA Solar Heating Programme, 2014. *IEA-SHC TECH SHEET 45.A.1. "Correction of collector efficiency depending on fluid type"*. [Internett]
Available at: <http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.A.1-TECH-Correction-of-collector-efficiency.pdf>
[Funnet 22 4 2018].
- IEA Solar Heating Programme, 2017. *Solar Heat Worldwide 2017*, s.l.: Weiss, Werner; Spork-Dur, Monika; Mauthner, Franz.
- Jordanger, I., 2005. *Concept rapport nr. 14 "Positiv usikkerhet og økt verdiskapning"*, Trondheim: Concept-programmet, NTNU.
- Lanahan, M. & Tabares-Velasco, P. C., 2017. *Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency*, Golden USA : Energies.
- Lanahan, M. & Tabares-Velasco, P. C. T., 2017. *Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency*, Golden: Department of Mechanical Engineering, Colorado School of Mines.
- Meteonorm, 2017. *Handbook part II: Theory Version 7.2*. [Internett]
Available at: http://www.meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn72_theory7.2.pdf
- Multiconsult, 2015. *Energirammer bygningskategorier - Beregningsgrunnlag energirammer til nye energiregler 2015*, Oslo: DiBK.
- Muneer, T., 1990. *Solar radiation model for Europe*, Aberdeen, Scotland: School of Mechanical and Offshore Engineering, Robert Gordon's Institute of Technology.
- Norges Bank, 2018. *www.norges-bank.no*. [Internett]
Available at: <https://www.norges-bank.no/Statistikk/Inflasjon/>
- Norges Geologiske Undersøkelse, 2000. *Rapport nr. 2006.036 "Kartlegging av energipotensialet i berggrunnen på kartblad Bekkestua, Bærum kommune: Varmeledningsevnen til bergarter."*, Trondheim: NGO.
- Norges vassdrags- og energidirektorat, 2016. *Rapport nr 60-2016 "Varmepumper i energisystemet"*, Oslo: NVE.
- Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017. *Rapport nr 25-2017 "Energibruk i Fastlands-Norge"*, Oslo: NVE.
- Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017. *Rapport nr 79-2017 Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030*, Oslo: NVEs hustrykkeri.
- PVeducation.org, 2018. *pveducation.org*. [Internett]
Available at: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/2-properties-sunlight/making-use-tmy-data>
- Quaschnig, V., 2004. *Solar thermal water heating*. [Internett]
Available at: <https://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index.php>

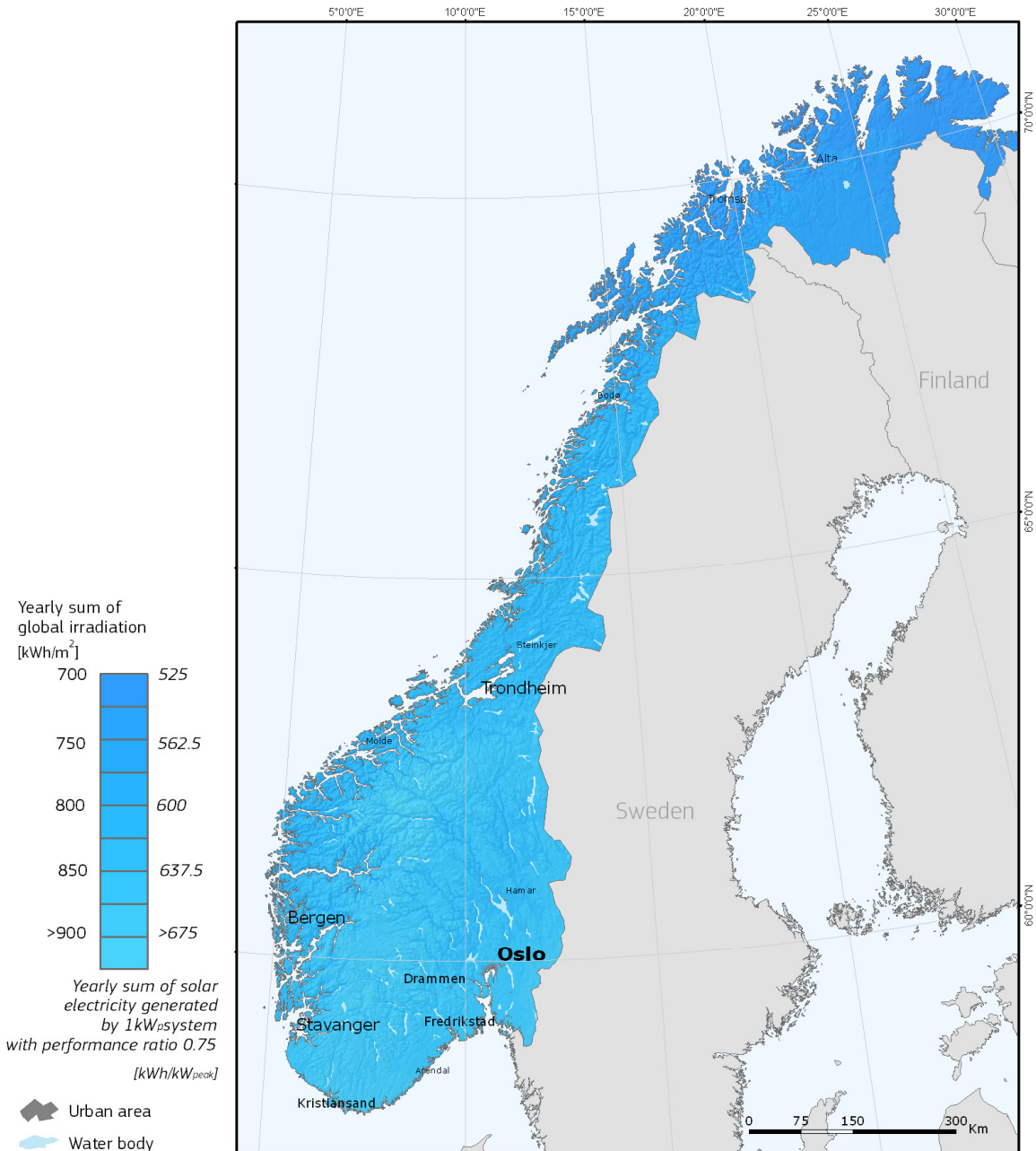
- Reno, M. J., Hansen, C. W. & Stein, C. W., 2012. *Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis*, Albuquerque, Livermore: Sandia National Laboratories.
- Sibbitt, B. & McClenahan, D., 2011. *MEASURED AND SIMULATED PERFORMANCE OF A HIGH SOLAR FRACTION DISTRICT HEATING SYSTEM WITH SEASONAL STORAGE*. [Internett]
Available at: www.dlsc.ca/reports/bjul15/ISES_SWC_2011_final.pdf
[Funnet 22 4 2018].
- Sibbitt, B. & McClenahan, D., 2015. *IEA-SHC TECH SHEET 45.B.3.1 "Large Systems Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction"*, Canada: IEA Solar Heating Programme.
- SINTEF Byggforsk, 2008. *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon. Prosjektrapport 22 - 2008.*, Oslo: SINTEF Byggforsk.
- SINTEF, 2003. *Nye forskriftskrav til bygningers energibehov STF A03524*, Trondheim: SINTEF.
- SP – Technical Research Institute of Sweden, 2012. *A guide to the standard EN 12975*. [Internett]
Available at:
http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/projects/QAiST/QAiST_results/QAiST%20D2.3%20Guide%20to%20EN%2012975.pdf
[Funnet 1 4 2018].
- SSB, 1990. *Energibruk i husholdningene - Energiundersøkelsen 1990*, Oslo: SSB.
- Statistisk sentralbyrå, 2018. *ssb.no*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/elkraftpris>
- Statkraft AS, 2016. *Årsrapport 2016*, s.l.: Statkraft.
- Statnett, 2016. *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040*, Oslo: Statnett.
- Sykehuset Innlandet HF, 2016. *Økonomiske analyser av Sykehuset Innlandets idéfase – delrapport til Idéfase fremtidig sykehusstruktur*, s.l.: Sykehuset Innlandet HF.
- Tesla, 2018. *tesla.com*. [Internett]
Available at: <https://www.tesla.com/powerwall>
- Twidell, J. & Weir, T., 2015. *Renewable Energy Resources 3rd. Ed.*. NY: Routledge.
- Tømmerbakke, H. B., 2017. *Sesonglagring av solenergi i termisk borehullslager med koaksiale borehullsvarmevexlere*, ÅS: NMBU.

VEDLEGG 1 GLOBAL INNSTRÅLING, HORIZONTAL (PVGIS)



Global irradiation and solar electricity potential Horizontally mounted photovoltaic modules

NORWAY / NORGE



Projection: Lambert Azimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
 Source of ancillary data: CORINE Land Cover, DTM, SRTM-30, GISCO database, Geonames, Natural Earth



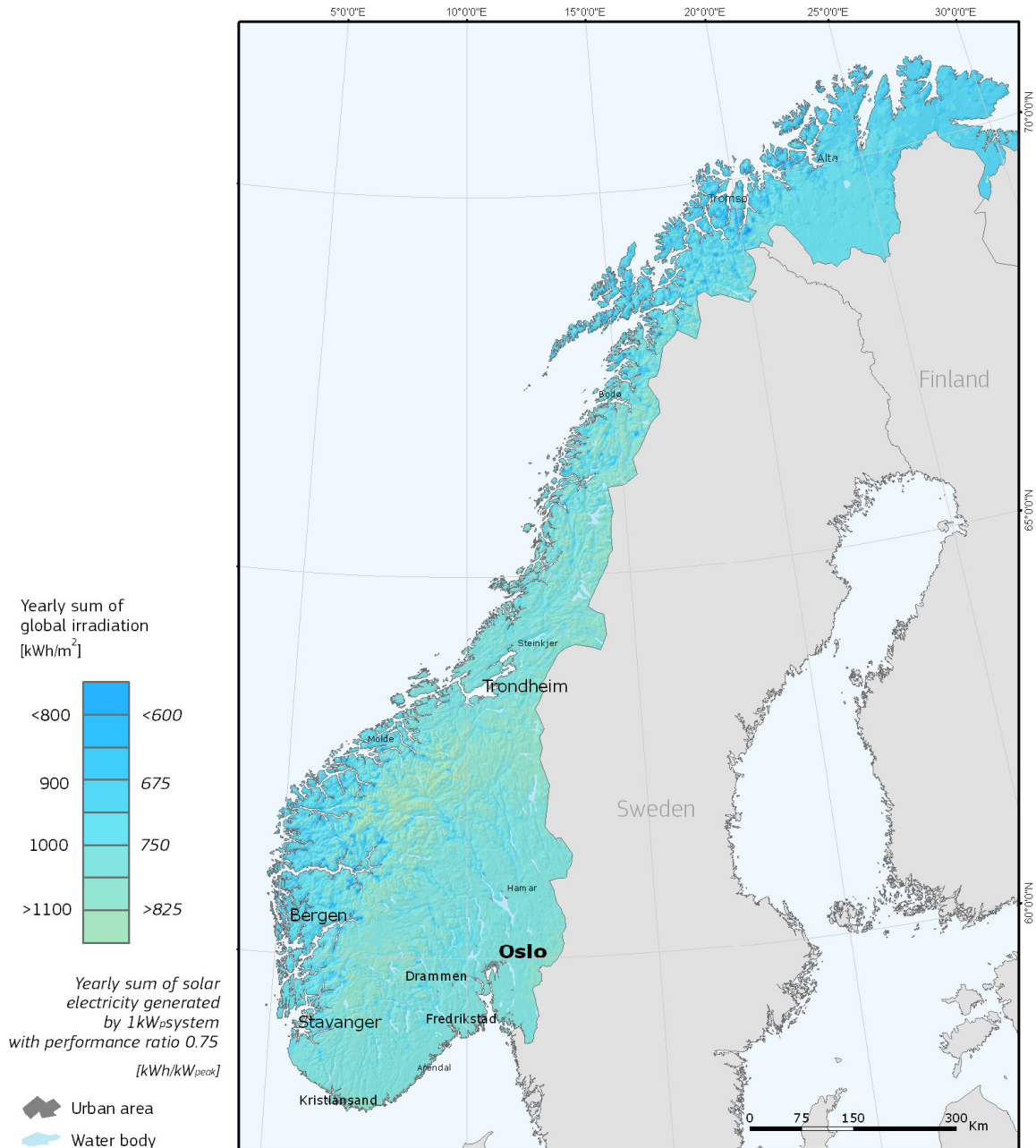
Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
 European Commission • Joint Research Centre
 Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
 PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

VEDLEGG 2: GLOBAL INNSTRÅLING, OPTIMAL (PVGIS)



Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

NORWAY / NORGE



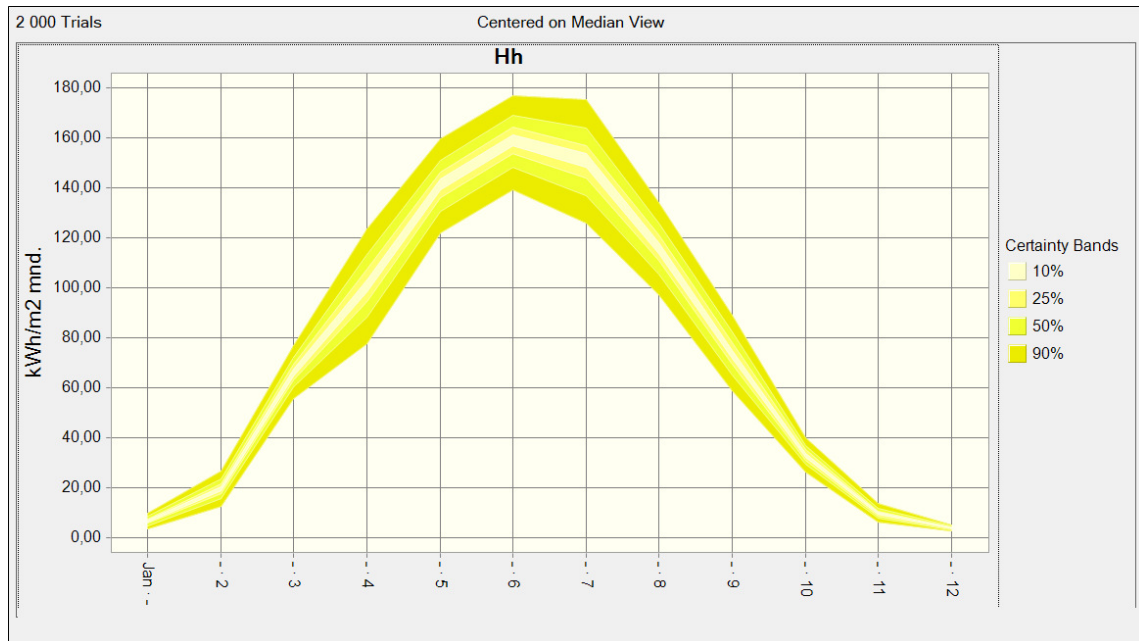
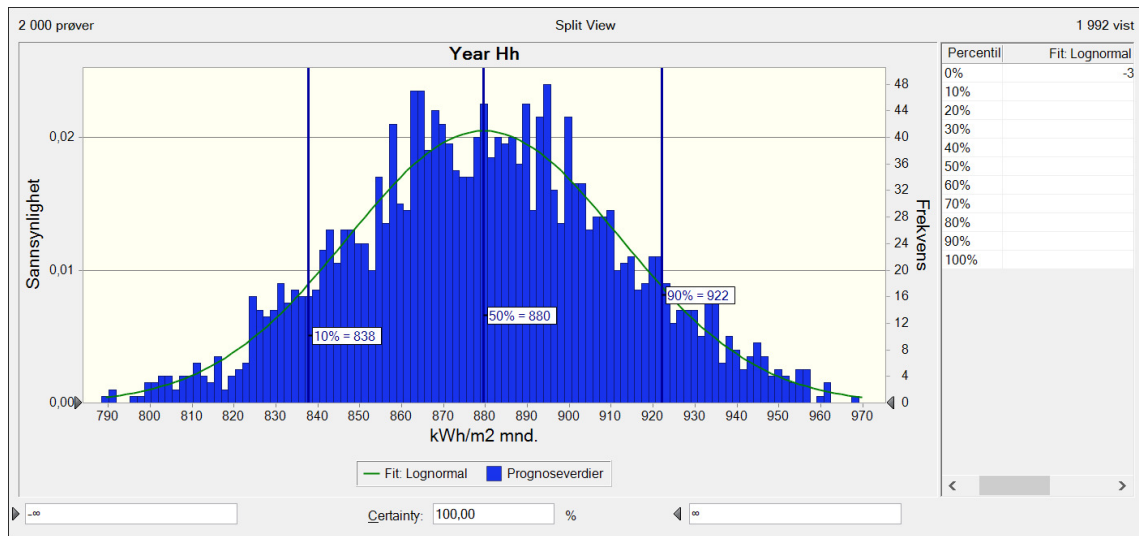
Projection: Lambert Azimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover, DTM, SRTM-30, GISCO database, Geonames, Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission • Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

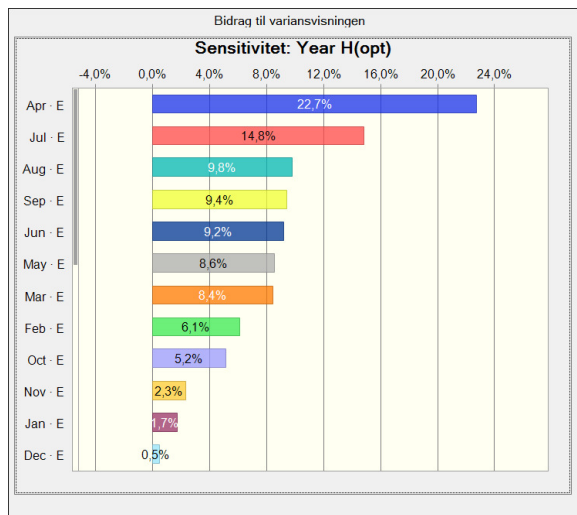
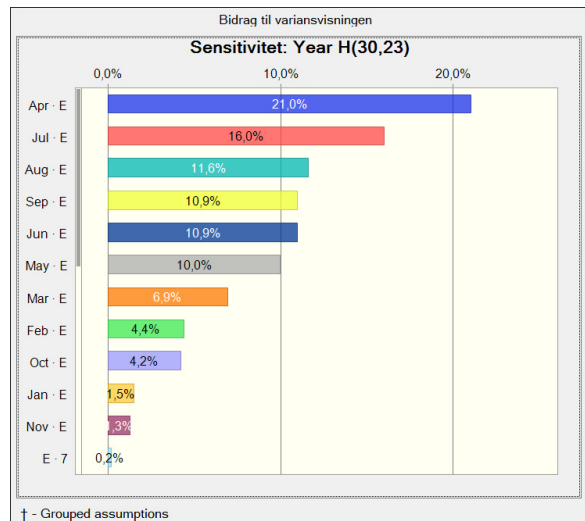
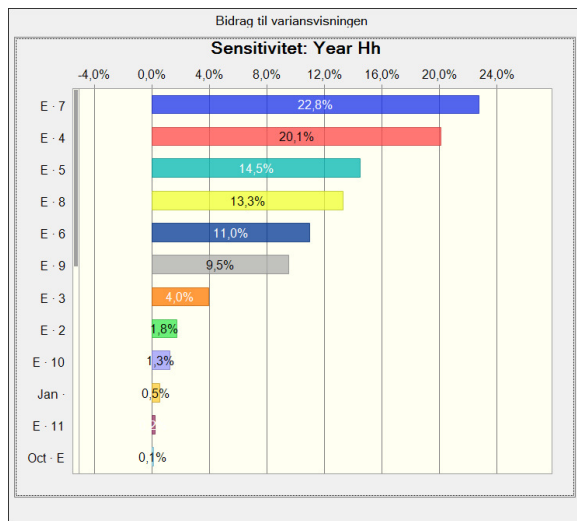
VEDLEGG 3: MONTE CARLO-SIM. HORIZONTAL INNSTRÅLING

Statistisk fordeling og utfallsrom for innstråling i horisontalplanet.



VEDLEGG 4: MONTE CARLO-SIM. SENSITIVITETSDIAGRAMMER

Sensitivitetsdiagrammer for Monte Carlo-simulering av årlig solinnstråling.



VEDLEGG 5: KRAFTPRIS OG NULLALT.BEREGNING

Simulert forventet kraftpris og inndata i Excel/Crystal Ball:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lav	23	22,7	22,4	22,1	21,7	21,4	21,1	20,8	20,5	20,2	19,9	19,6	19,3	19,00
Mid.	23	23,3	23,7	24	25	26	27	28	29	29,2	29,4	29,6	29,8	30
Høy	23	25,0	27,0	29,0	31,0	33,0	35,0	37,0	39,0	41,0	43,0	45,0	47,0	49
E	23	23,7	24,3	25,0	25,9	26,8	27,7	28,6	29,5	30,1	30,8	31,4	32,0	32,7
E' calc.	23,8	24,6	25,4	26,2	27,1	27,9	28,8	29,7	30,4	31,2	32,0	32,8	33,6	
E' prognose	23,8	24,6	25,4	26,2	27,1	27,9	28,8	29,7	30,4	31,2	32,0	32,8	33,6	

Nullalternativ-beregning i Excel:

År	År	Kraft- pris NV	Avgifter NV	Strøm- pris NV	Varme [kWh]	Vann [kWh]	Forbruk E [NOK]	Høy	Strøm Høy	Forbruk Høy	Lav	Strøm Lav	Forbruk Lav
2017	1	23,8	54,6	78,4	107394	26335	133729	25,0	79,6	135814	22,7	77,3	131833
2018	2	24,6	55,5	80,1	109747	26912	136659	27	82,5	140810	22,4	77,9	132892
2019	3	25,4	56,5	81,8	112122	27494	139616	29	85,5	145833	22,1	78,5	133977
2020	4	26,2	57,4	83,7	114620	28107	142727	31	88,4	150884	21,7	79,2	135090
2021	5	27,1	58,4	85,5	117141	28725	145866	33	91,4	155962	21,4	79,8	136231
2022	6	27,9	59,4	87,3	119684	29349	149033	35	94,4	161069	21,1	80,5	137400
2023	7	28,8	60,4	89,2	122251	29978	152229	37	97,4	166204	20,8	81,2	138598
2024	8	29,7	61,4	91,1	124841	30613	155454	39	100,4	171369	20,5	82,0	139826
2025	9	30,4	62,5	92,9	127333	31224	158557	41	103,5	176563	20,2	82,7	141083
2026	10	31,2	63,5	94,8	129849	31841	161691	43	106,5	181788	19,9	83,4	142370
2027	11	32,0	64,6	96,6	132390	32465	164855	45	109,6	187043	19,6	84,2	143688
2028	12	32,8	65,7	98,5	134957	33094	168051	47	112,7	192330	19,3	85,0	145038
2029	13	33,6	66,8	100,4	137564	33733	171298	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2030	14	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2031	15	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2032	16	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2033	17	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2034	18	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2035	19	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2036	20	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2037	21	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2038	22	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2039	23	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2040	24	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2041	25	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2042	26	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2043	27	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2044	28	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2045	29	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463
2046	30	33,6	66,8	100,4	137625	33748	171374	49	115,8	197649	19	85,8	146463

VEDLEGG 6: NÅVERDIBEREGNING

Inndata		
Inflasjonsrente		0,025
Diskonteringsrente		0,025
Økonomisk levetid		30

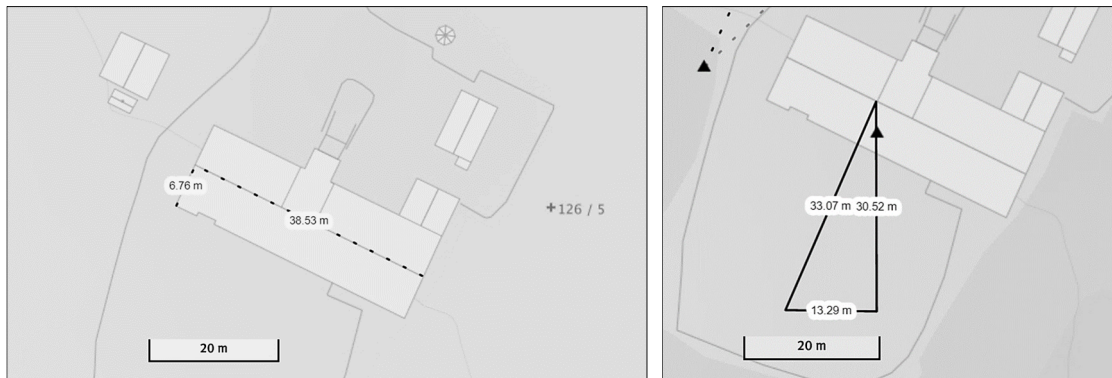
Finans		
NNV	472674	[NOK]
LCOE	0,70	[NOK/kWh]
IRR	0,039	

År	IO [NOK]	O&M [NOK]	Q BTES [kWh]	Q dir. [kWh]	El Dir. [kWh]	Kraftpris [NOK/kWh]	El. Dir [NOK]	Q-ekv. [NOK]	CF [NOK]
0	-2174300	0		0	0		0	0	0
1		-500	8765	86436	70235	0,78	55049	74616	18603
2		-500	30678	86436	48322	0,80	38704	93802	51968
3		-500	51130	86436	27870	0,82	22806	112567	82888
4		-500	68040	86436	10960	0,84	9168	129221	108309
5		-500	61560	86436	17440	0,85	14910	126523	98208
6		-500	61560	86436	17440	0,87	15233	129270	97903
7		-500	61560	86436	17440	0,89	15560	132042	97572
8		-500	61560	86436	17440	0,91	15890	134840	97218
9		-500	61560	86436	17440	0,93	16207	137532	96748
10		-500	61560	86436	17440	0,95	16527	140250	96261
11		-500	61560	86436	17440	0,97	16851	142994	95759
12		-500	61560	86436	17440	0,98	17177	145766	95241
13		-500	61560	86436	17440	1,00	17509	148583	94721
14		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	92452
15		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	90197
16		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	87997
17		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	85851
18		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	83757
19		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	81714
20		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	79721
21		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	77776
22		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	75879
23		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	74029
24		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	72223
25		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	70462
26		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	68743
27		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	67066
28		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	65431
29		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	63835
30		-500	61560	86436	17440	1,00	17517	148649	62278

SUM CF 2 646 974

VEDLEGG 7: OPPMÅLINGER DYSTLANDSHAUGEN

Kartutsnitt av bygningstak og oppmålte verdier (Norgeskart.no):



Beregnet lengde, takareal og himmelretning:

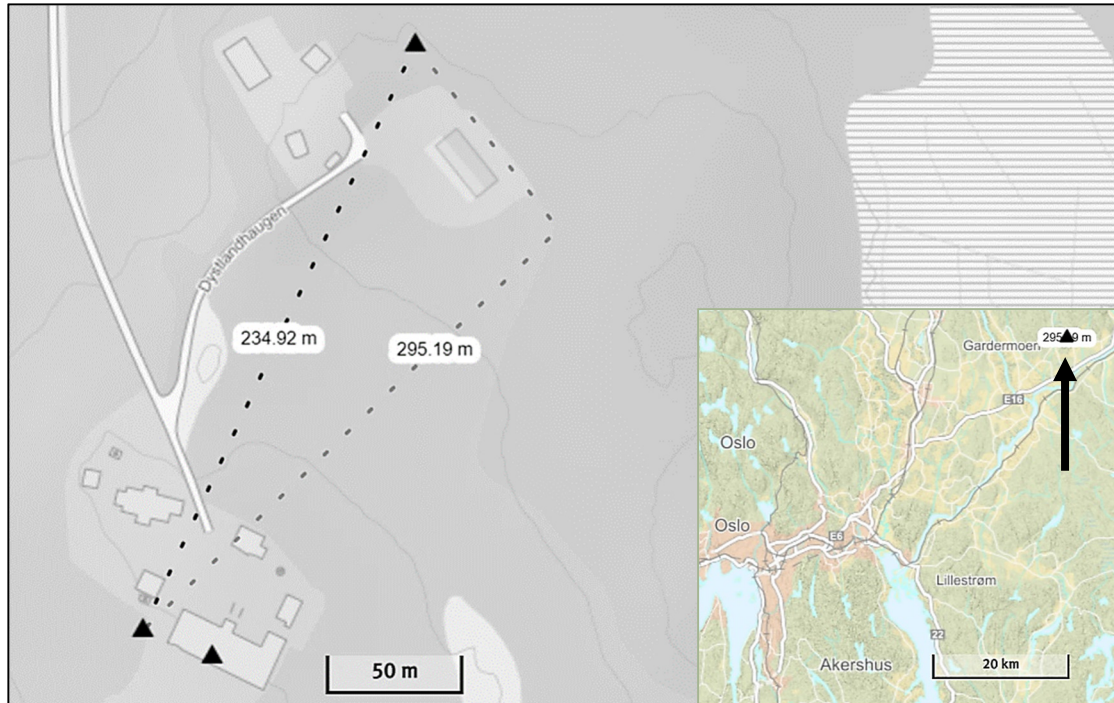
$$L = 6,76 / \cos(30) = 7,8m$$

$$\arcsin(13,29/33,07) = 23.7 \text{ deg}$$

$$A = 7,8 \times 38,53 = 300 \text{ m}^2$$

$$\arccos(30,52/33,07) = 22.7 \text{ deg}$$

Estimert lengde for rørføringer (fjernvarming), plassering av kollektorer, BTES og varmelast.
Kartutsnitt av lokasjon (øverst t.h.).



VEDLEGG 8: INNFALLSVINKEL OG MODIFIKATOR

11.jun	
D	11
M	6
N	163
Beta30	30
Beta44	43
Delta deg	23,20

Kl.	Time N	Timevinkel	alpha_s	alpha_s rad	ThetaZ	ys	ys*	Theta 43,0	K(43,0)*	K(43,0)	Theta 30,23	K(30,23)*	K(30,23)
00:00	0,00	-180,00	-6,6	-0,11	96,6	0	-180	139,6	1,23	0,00	123,8	1,28	0,00
01:00	1,00	-165,00	-5,7	-0,10	95,7	-14	-166	137,0	1,24	0,00	125,2	1,27	0,00
02:00	2,00	-150,00	-3,0	-0,05	93,0	-27	-153	130,1	1,26	0,00	122,9	1,28	0,00
03:00	3,00	-135,00	1,1	0,02	88,9	-41	-139	120,3	1,30	0,00	117,4	1,32	0,00
04:00	4,00	-120,00	6,5	0,11	83,5	-53	-127	108,8	1,41	0,00	109,3	1,40	0,00
05:00	5,00	-105,00	12,9	0,23	77,1	-66	-114	96,3	2,01	0,00	99,5	1,71	0,00
06:00	6,00	-90,00	20,0	0,35	70,0	-78	-102	83,3	0,24	0,24	88,5	-2,66	0,00
07:00	7,00	-75,00	27,4	0,48	62,6	-89	-89	69,9	0,81	0,81	76,7	0,67	0,67
08:00	8,00	-60,00	34,8	0,61	55,2	-76	-76	56,2	0,92	0,92	64,4	0,87	0,87
09:00	9,00	-45,00	41,7	0,73	48,3	-60	-60	42,5	0,96	0,96	51,8	0,94	0,94
10:00	10,00	-30,00	47,5	0,83	42,5	-43	-43	28,7	0,99	0,99	39,0	0,97	0,97
11:00	11,00	-15,00	51,5	0,90	38,5	-22	-22	15,3	1,00	1,00	26,4	0,99	0,99
12:00	12,00	0,00	53,0	0,92	37,0	0	0	6,0	1,00	1,00	14,4	1,00	1,00
13:00	13,00	15,00	51,5	0,90	38,5	22	22	15,3	1,00	1,00	8,5	1,00	1,00
14:00	14,00	30,00	47,5	0,83	42,5	43	43	28,7	0,99	0,99	17,0	1,00	1,00
15:00	15,00	45,00	41,7	0,73	48,3	60	60	42,5	0,96	0,96	29,3	0,99	0,99
16:00	16,00	60,00	34,8	0,61	55,2	76	76	56,2	0,92	0,92	42,0	0,97	0,97
17:00	17,00	75,00	27,4	0,48	62,6	89	89	69,9	0,81	0,81	54,8	0,93	0,93
18:00	18,00	90,00	20,0	0,35	70,0	78	102	83,3	0,24	0,24	67,3	0,84	0,84
19:00	19,00	105,00	12,9	0,23	77,1	66	114	96,3	2,01	0,00	79,5	0,55	0,55
20:00	20,00	120,00	6,5	0,11	83,5	53	127	108,8	1,41	0,00	91,1	6,22	0,00
21:00	21,00	135,00	1,1	0,02	88,9	41	139	120,3	1,30	0,00	101,9	1,59	0,00
22:00	22,00	150,00	-3,0	-0,05	93,0	27	153	130,1	1,26	0,00	111,4	1,37	0,00
23:00	23,00	165,00	-5,7	-0,10	95,7	14	166	137,0	1,24	0,00	118,9	1,31	0,00

VEDLEGG 9 AREALBEREGNINGER

Tabell 41 GPS-data Dystlandshaugen

Dystlandshaugen, Nes kommune	
Breddegrad	60.233846
Lengdegrad	11.538219
Høyde over havet	160 m



Figur 71 Arealberegninger Edward G.W. Nesse



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway