
Rapport

Enova SF

OPPDRA

Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013

EMNE

Priser, strømproduksjon og energikostnader

DOKUMENTKODE

125340-RIEn-RAP-001



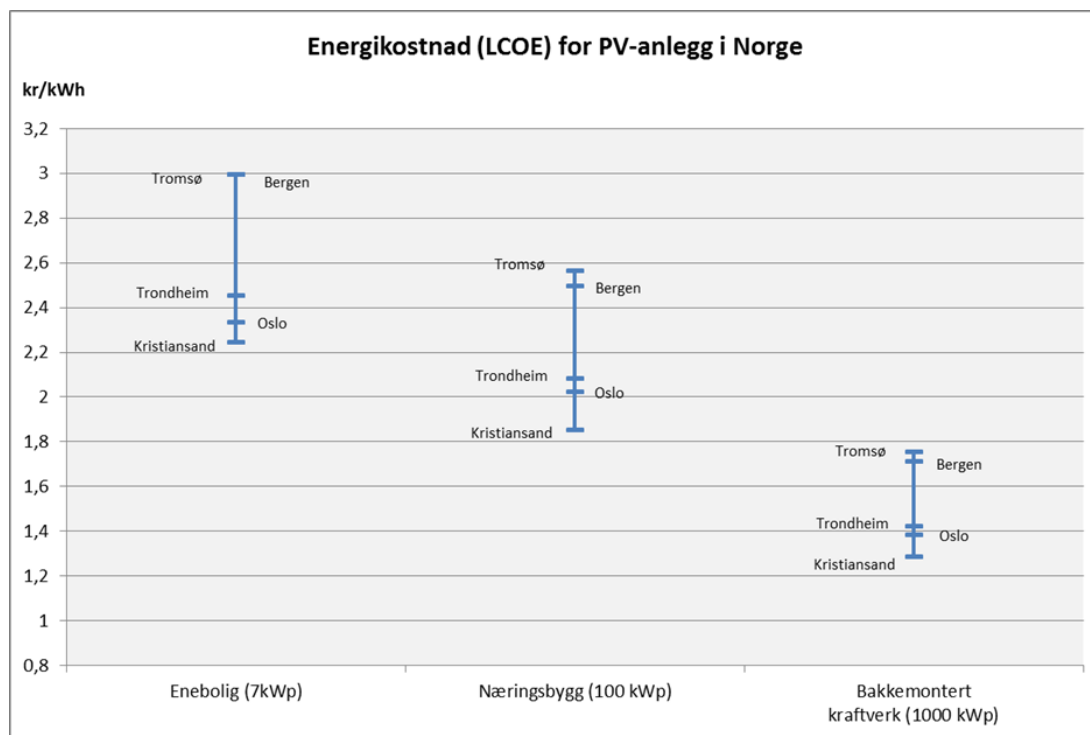
RAPPORT

OPPDRAG	Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013	DOKUMENTKODE	125340-RIEn-RAP-001
EMNE	Systempriser og energikostnader	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Enova SF	ANSVARLIG ENHET	1088 Energianalyse
KONTAKTPERSON	Monica Berner		

SAMMENDRAG

Enova forvalter en rekke støtteordninger rettet mot fornybar energiteknologi. For å bedre kunne evaluere grad av innovasjon og teknologiens bidrag til kostnadsreduksjon i hver enkelt søknad om støtte, har Enova sett et behov for å etablere en oppdatert status på dagens kostnader for solkraft i Norge. For vurderingen er det hentet inn prisinformasjon fra aktuelle leverandører av 3 ulike anleggstyper. Systemprisene for PV-anlegg i dette studiet er 12 kNOK/kWp (bakkemontert kraftverk), 18 kNOK/kWp (næringsbygg) og 26 kNOK/kWp (enebolig).

Det er videre gjennomført produksjonssimuleringer for disse anleggstypene med beregningsprogrammet PVsyst for 5 steder spredt over hele landet. Priser og produksjonsdata er i tillegg til økonomiske parametere benyttet til å beregne energikostnader for de valgte anleggstyper og steder. Metoden Levelized Cost of Energy (LCOE) er benyttet til dette. Resultatene er vist i figuren nedenfor. Gjennomsnittlig energikostnad for de 5 stedene er beregnet til 2,6 NOK/kWh for enebolig, 2,2 NOK/kWh for næringsbygg og 1,51 NOK/kWh for bakkemonterte kraftverk.



Kilde: Multiconsult

001	23.09.2013	Endelig	OBH	BT	RGA
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

Figurliste	4
Tabelliste	4
Forkortelser	5
1 Introduksjon	6
2 Klimadata	7
3 Simuleringer i PVsyst	9
3.1 Innledning.....	9
3.1.1 Grunnleggende om solcelleanlegg.....	9
3.1.2 Definisjon av nøkkelbegreper.....	9
3.2 Anleggsdesign.....	9
3.2.1 Enebolig.....	9
3.2.2 Næringsbygg.....	10
3.2.3 Bakkemontert.....	11
3.3 Simulering.....	12
3.3.1 Programvare.....	12
3.3.2 Moduler.....	12
3.3.3 Vekselretter (Inverter).....	13
3.4 Effekttap.....	13
3.4.1 Antagelser.....	13
3.4.2 Snø.....	14
3.5 Resultater.....	14
4 Anleggskostnader	17
4.1 Komponentpriser.....	17
4.2 Systempriser.....	19
5 Energifkostnader (LCOE)	20
5.1 Metode.....	20
5.1.1 Netto nåverdi.....	20
5.1.2 Reell vs. nominell LCOE.....	21
5.2 Forutsetninger.....	22
5.2.1 Kostnader PV-anlegg og økonomisk levetid.....	22
5.2.2 Drift, vedlikeholdskostnader og inverterbytte.....	22
5.2.3 Gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon fra PV-anlegg og lineær tapsfaktor.....	23
5.2.4 Diskonteringsrate.....	23
5.2.5 Subsidiar.....	23
5.3 LCOE Resultater.....	24
5.3.1 LCOE estimer.....	24
5.3.2 LCOE sensitivitet.....	26
6 Vedlegg	28
6.1 Vedlegg 1 - Klimadata.....	28
6.1.1 Innstråling for ulike datakilder.....	28
6.1.2 Avvik i innstrålingsverdier for ulike datakilder i forhold til anvendte data.....	29
6.1.3 Innstråling i Europa (PVGIS).....	32
6.2 Vedlegg 2 – Solens posisjon.....	33
6.3 Vedlegg 3 – Flere simuleringerdata.....	35
7 Referanser	36

Figurliste

Figur 1: Meteonorm - Målestasjoner i Norge og Norden (Meteonorm 7.0)	7
Figur 2: Alle steder – UMB (Oslo) og Meteonorm 7.0 - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²)	8
Figur 3: Paneler montert på enebolig.....	10
Figur 4: Solcelleanlegget på taket til Agder Energi sitt hovedkontor. Bilde: Multiconsult	10
Figur 5: Solcelleanlegget ved Glava Energy Center, Sverige. Bilde: Multiconsult.....	11
Figur 6: Pfeffenhausen Solkraftverk, Tyskland - Bilde: Scatec Solar	11
Figur 7: Modul EcoPlus - PolyUp 250 Wp fra Innotech Solar	12
Figur 8: Veksleretter Sunny Tripower 17000TL fra SMA.....	13
Figur 9: Forventet årlig strømproduksjon ved eneboliganlegg, montert på skråtak	15
Figur 10: Forventet årlig strømproduksjon ved næringsbygg, flatt tak (modulvinkel 20°, orientering mot sør)	15
Figur 11: Forventet årlig strømproduksjon ved bakkemonterte solkraftverk (modulvinkel 30°, orientering mot sør)....	16
Figur 12: Energifkostnad (LCOE) for ulike PV-anlegg ved fem steder i Norge.	24
Figur 13: Estimert LCOE for PV-anlegg på enebolig ved fem steder	25
Figur 14: Estimert LCOE for PV-anlegg på næringsbygg ved fem steder	25
Figur 15: LCOE for bakkemonterte PV-anlegg ved fem steder	26
Figur 16: Oslo - Sammenligning med FAGKLIM	29
Figur 17: Kristiansand - Sammenligning med Meteonorm 7.0	29
Figur 18: Bergen - Sammenligning med Meteonorm 7.0	30
Figur 19: Trondheim - Sammenligning med Meteonorm 7.0	30
Figur 20: Tromsø - Sammenligning med Meteonorm 7.0.....	31
Figur 21: Solinnstrålingskart for Europa	32
Figur 22: Årlig solposisjon i Oslo - Kilde: PVsyst.....	33
Figur 23: Transposisjonsfaktor i Oslo - Kilde: PVsyst	34

Tabelliste

Tabell 1: Kriterier for simulering av ulike PV-anlegg.....	6
Tabell 2: Simulering av snøtap (PVsyst)	14
Tabell 3: Årlig produksjon for PV-anlegg ved fem steder	14
Tabell 4: Gjennomsnittlige komponentpriser for PV-anlegg på enebolig og næringsbygg	18
Tabell 5: Systempris for alle anleggstyper	19
Tabell 6: Antagelser og forutsetninger i beregninger av energikostnad (LCOE).....	22
Tabell 7: LCOE resultater	24
Tabell 8: Energifkostnad (LCOE) sensitivitet for endring i inputvariabler	26
Tabell 9: Oslo - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²)	28
Tabell 10: Kristiansand - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²).....	28
Tabell 11: Bergen - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²).....	28
Tabell 12: Trondheim - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²).....	28
Tabell 13: Tromsø - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m ²)	29
Tabell 14: Nøkkeldata fra simulering av ulike anleggstyper ved fem steder	35

Forkortelser

PV	Photovoltaic
LCOE	Levelized Cost of Energy
AM	Air Mass
STC	Standard Test Conditions
kWp	Kilo-watt Peak
PR	Performance Ratio
MPP	Maximum Power Point
IAM	Incidence Angle Modifier
DC	Direct current
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
LID	Light Induced Degradation
SMA	System, Mess und Anlagentechnik (SMA Solar Technology)
NNV	Netto Nåverdi

1 Introduksjon

Enova forvalter en rekke støtteordninger rettet mot fornybar energiteknologi. Ordningene består i hovedsak av investeringsstøtte til eksisterende virksomhet for å oppnå økt energieffektivisering, konvertering til utnyttelse av fornybare energibærere samt innføring av ny teknologi for fornybar kraftproduksjon. Blant annet kan Enova innvilge støtte til prosjekter som introduserer innovativ teknologi for strømproduksjon fra solenergi, det vi kaller PV-systemer (fotovoltaiske systemer, solceller). For å bedre kunne evaluere grad av innovasjon og teknologiens bidrag til kostnadsreduksjon i hver enkelt søknad om støtte, har Enova sett et behov for å etablere en oppdatert status på dagens kostnader for denne typen solkraft i Norge. Dette vil sette Enova i bedre stand til å bedømme de faktiske kostnadene som møter utviklere av ulike typer PV-systemer i Norge, gitt ulike vær – og klimamessige forutsetninger. Forhåpentligvis vil dette også være nyttig i planleggingsfasen for søkeren, som basert på resultatene i denne rapporten kan anslå kWh-kostnader for sitt solcelle-anlegg.

I denne rapporten er kostnader for ulike PV-systemer målt i LCOE (Levelized Cost of Energy), som gir en kr/kWh produksjonskostnad. Det er innhentet oppdaterte kostnadsdata, herunder komponenter, installasjon og nettilknytning for solkraft-anlegg i Norge. Som grunnlag for kostnadsberegningene er det gjennomført simuleringer for å beregne forventet årlig strømproduksjon fra ulike typer PV-anlegg i programmet PVsyst. Det er gjort simuleringer for tre forskjellige installasjonstyper:

- Enebolig (med takmonterte paneler)
- Næringsbygg (større bygg med flatt tak og paneler på stativ)
- Bakkemontert (kommersielt, frittstående anlegg med paneler på stativ)

Samtlige tre anleggstyper er simulert for fem forskjellige steder, som er forholdsvis representative for sin landsdel klimamessig og innehar relativt høy befolkningstetthet:

- Oslo (øst)
- Kristiansand (sør)
- Bergen (vest)
- Trondheim (midt)
- Tromsø (nord)

De ulike anleggene er simulert ut fra samme kriterier ved hvert av stedene (tabell 1).

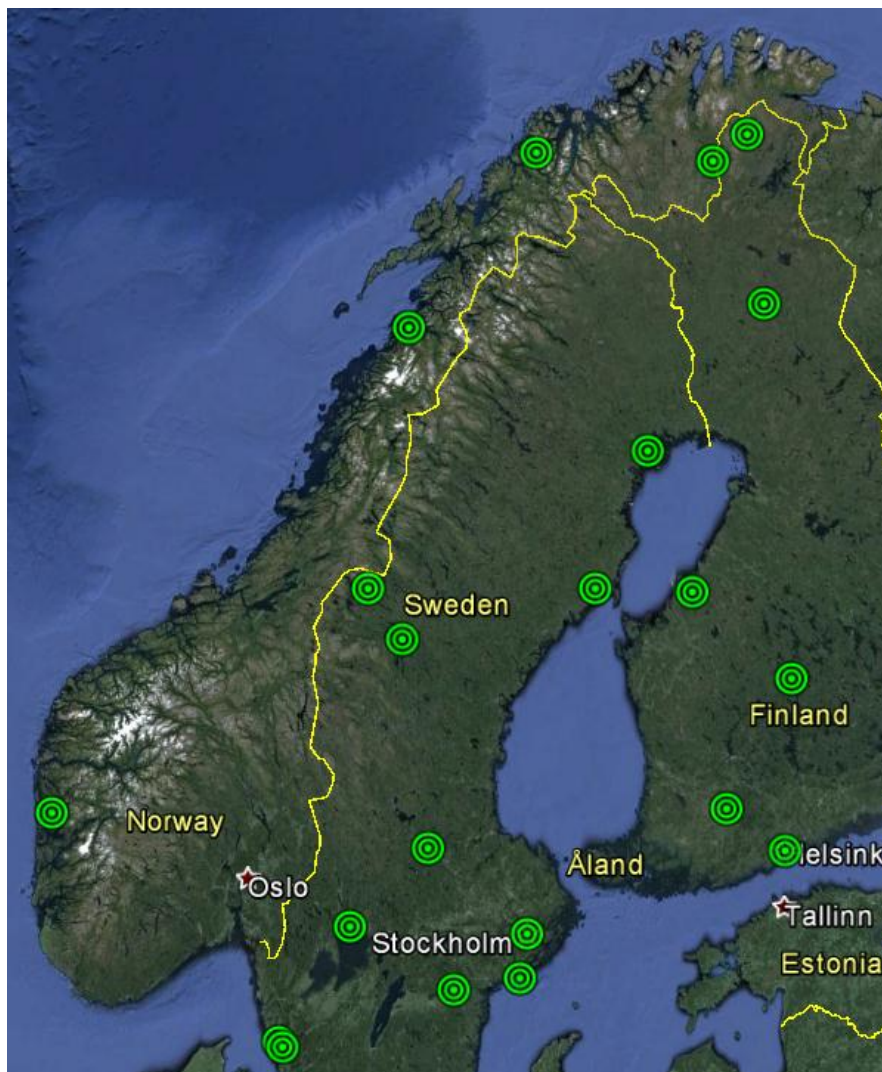
Tabell 1: Kriterier for simulering av ulike PV-anlegg [Multiconsult]

	Enebolig	Næringsbygg	Bakkemontert
Effekt (kWp)	7	100	1 000
Modulvinkel (°)	27	20	30
Orientering (°/sør)	0	0	0
Avstand mellom panelradene (m)	-	2	11

2 Klimadata

Simuleringene som beregner forventet årlig strømproduksjon for de ulike PV-anleggene er basert på klimadata for fem steder som kan betraktes som værmessig representative for hver sin region: Oslo (sørøst), Kristiansand (sør), Bergen (vest), Trondheim (midt), og Tromsø (nord). Kraftproduksjonen til et solcelleanlegg er i stor grad avhengig av lokal solinnstråling og vinkelen mellom modulene og sola. Andre faktorer som temperatur, snø og vind har også stor innflytelse på anleggets ytelse gjennom et produksjonsår.

Eksisterende data av god kvalitet for solinnstråling i Norge er begrenset, og for hver enkelt region er det derfor utført en analyse av hvilken kilde som er best egnet for det aktuelle stedet. Det finnes få målestasjoner som måler solinnstrålingsdata i Norge (figur 1), derfor må man i stor grad støtte seg til satellittdata. Det er usikkerhet knyttet til data fra både disse målestasjonene og satellittdata. Interpolasjonsberegningene av klimadata i programmet Meteororm 7 (nærmere beskrevet i neste avsnitt) kombinerer data fra disse stasjonene med satellittdata.



Figur 1: Meteororm - Målestasjoner i Norge og Norden [Meteororm 7.0]

Det er hentet værstatistikk fra fire kilder: Meteonorm (versjon 7.0), Nasa-SSE, PVGIS og Satellicht.

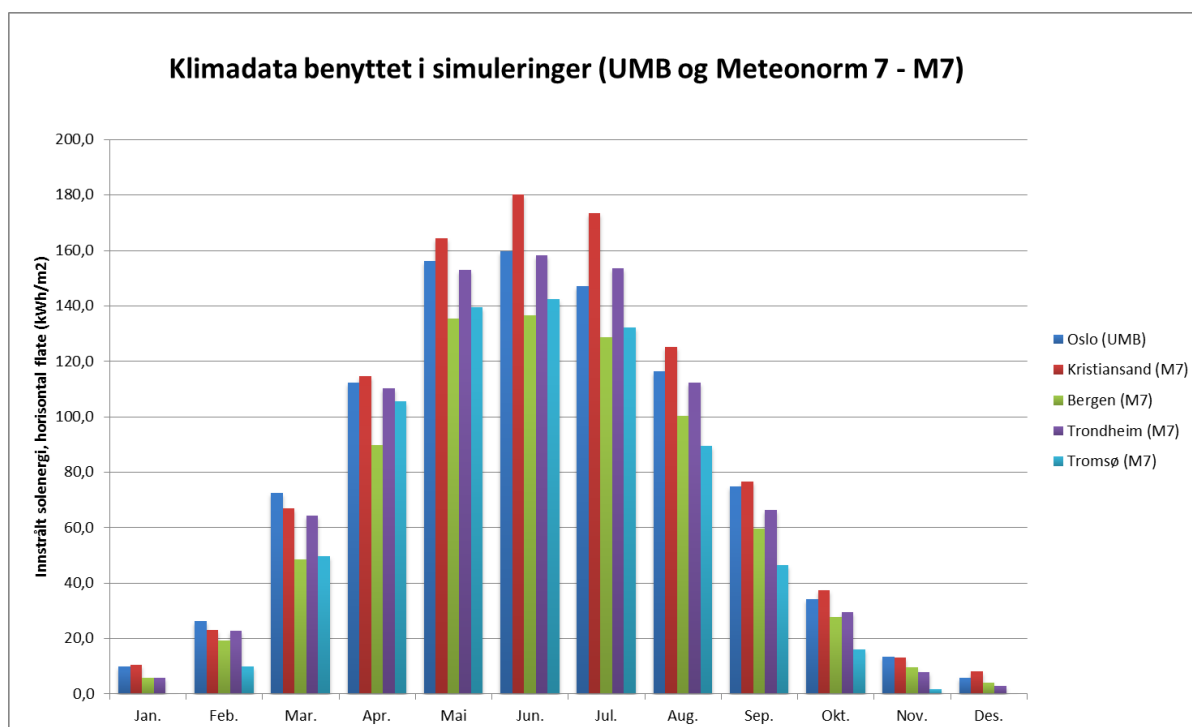
- Meteonorm er en software som kan brukes til å generere værstatistikk for steder hvor det ikke finnes lokale værstasjoner. Datasettet genereres ved interpolasjon mellom de nærmeste stasjonene og eventuelle satellittdata.
- Nasa-SSE er en gratis tilgjengelig tjeneste på nettet. Værdataene i denne databasen er generert på bakgrunn av satellittdata.
- PVGIS er en gratis tilgjengelig tjeneste på nettet basert på resultatet fra et tidligere EU-prosjekt. Værdataene i denne databasen er generert på bakgrunn av satellittdata.
- Satellicht er en gratis tilgjengelig tjeneste på nettet. Værdataene i denne databasen er generert på bakgrunn av satellittdata (Meteosat, fra den europeiske romfartsorganisasjon - ESA).

På Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB, Ås) ligger også FAGKLIM (feltstasjon for agroklimatiske studier).

- FAGKLIM (i drift fra 1859) er i dag et fullautomatisert feltlaboratorium, utbygd med omfattende logge - og måleutstyr for kontinuerlige registreringer av meteorologiske observasjoner (kontaktperson: Arne Auen Grimenes, UMB).

Samtlige klimadata benyttet i dette studiet sortert etter kilde finnes i vedlegg 1.

Av de fire kildene regnes generelt Meteonorm 7.0 for å være den mest pålitelige, da den kombinerer data fra målestasjoner og satellitt (figur 2). Det er derfor interessant å sammenligne resultatene fra denne programvaren med innstrålingsdata fra de andre kildene, for å se i hvilken grad disse avviker fra Meteonorm (vedlegg 1). Data for Kristiansand og Trondheim viser at Meteonorm 7.0 gir omtrent gjennomsnittlige verdier blant kildene. Vi kan se store forskjeller for Oslo og Bergen. Dette gjelder spesielt for Nasa-data, som er betydelig høyere enn alle kildene. Nasa-data måles av celler på $1^\circ \times 1^\circ$ (rundt 110 km x 110 km) og er ikke nødvendigvis tilstrekkelig presise, spesielt i fjellområdene. UMB ligger bare 30 km fra Oslo, og data herfra er mer nøyaktig enn satellittdata som brukes i Meteonorm. Avviket med PVGIS i Tromsø (november, for eksempel) gjelder lave tall og derfor har liten innvirkning (0,7 kWh/m² for PVGIS, 1,7 kWh/m² for Meteonorm).



Figur 2: Alle steder – UMB (Oslo) og Meteonorm 7.0 - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m²) [Multiconsult]

3 Simuleringer i PVsyst

3.1 Innledning

3.1.1 Grunnleggende om solcelleanlegg

I 2012 ble det bygget ca. 31 GW med solcelleanlegg globalt. Omtrent 99 % av denne kapasiteten ble tilkoblet sentralkraftnett. En solcelle omdanner solenergi til likestrøm, og for at denne elektrisiteten skal kunne sendes ut på nettet må den omformes til vekselstrøm. Det gjøres i en vekselretter (DC-AC converter, ofte kalt inverter). En solcellemodul består av flere celler. For å minske tap i systemet og for å få en god drift av vekselretteren kobles derfor gjerne flere moduler i serie slik at vekselretteren får en høyere inngangsspenning. Moduler koblet i en serie kalles en streng. Det kan gå flere strenger inn til en vekselretter. Både orientering og vinkel påvirker produksjonen av et solcelleanlegg. Det er naturligvis best å orientere anlegget mot sør. Vinkelen avhenger av hvor langt nord man befinner seg. Gjennomsnittet av optimal modulvinkel for årsproduksjon er ca. 40 grader i Norge (38° i Kristiansand, 47° i Tromsø), men ettersom produksjonen er relativt lav på vinteren kan det generelt benyttes en mindre vinkel uten nevneverdige produksjonstap. Se vedlegg 2 for grafisk fremstilling av solposisjon i Oslo gjennom året.

3.1.2 Definisjon av nøkkelbegreper

STC (Standard Test Conditions) - Solinnstråling på 1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ og atmosfæriske forhold definert som AM 1.5. Dette er standard internasjonale testbetingelser (STC) for solkraftanlegg. Effekten som måles under disse betingelsene angis med enheten kWp (se nedenfor).

Merkeeffekt, kWp (kilowatt peak) - Ettersom kraftproduksjonen for en solcelle varierer med innstrålt solenergi, temperatur og strålingsspektrum, har man definert en standard målemetode for effekten til solceller. En kWp er altså et mål på solcellemodulens ytelse under STC (standard testbetingelser). Et anlegg som leverer 20 kW under STC har altså en installert effekt på 20 kWp.

Spesifikk ytelse, kWh/kWp/år – angir strømproduksjonen (kWh) uavhengig av merkeeffekten til solcelleanlegget. I Norge vil verdiene for spesifikk ytelse ligge i området 700 – 950 kWh/kWp,år, avhengig av lokalisering og design. Spesifikk ytelse er analogt med begrepet «driftstimer» som brukes innenfor blant annet vindkraft og vannkraft (total årsproduksjon dividert på effekt).

Ytelsesfaktor (Performance Ratio, PR) – representerer forholdet mellom den effektive produksjonen og energien som ville bli produsert ved et "perfekt" system. Ytelsesfaktoren inkluderer tap som forårsakes av skygge, refleksjon, modulkvalitet, kvalitetsforskjeller mellom enkeltmoduler (mismatch), ledninger, osv. I motsetning til "spesifikk ytelse", som er direkte avhengig av innstrålingsforhold og orientering, er ytelsesfaktoren et nøkkeltall som gjør det mulig til en viss grad, å sammenligne systemer i forskjellig klima, men den påvirkes av temperatur. PR-verdien vil derfor være noe høyere i Norge enn i varmere land, og normalt oppnås verdier over 80 %.

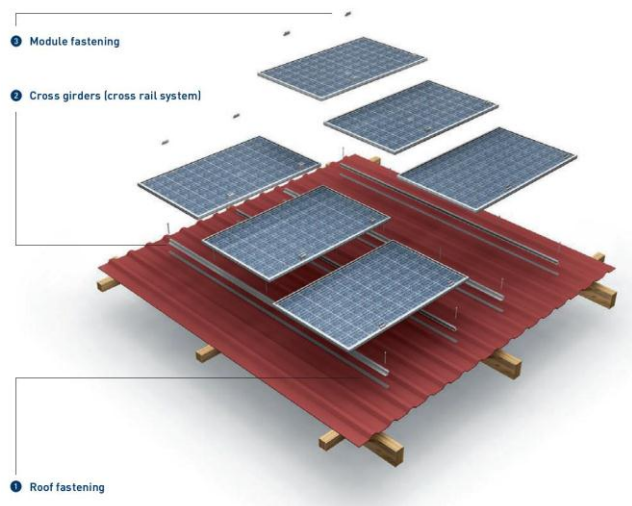
3.2 Anleggsdesign

Simuleringene tar utgangspunkt i tre forskjellige installasjonstyper. Det er utført produksjonssimulering for tre anleggstyper:

- 1) Enebolig (7 kWp)
- 2) Større næringsbygg (100 kWp)
- 3) Bakkemontert anlegg (1000 kWp)

3.2.1 Enebolig

Privatmarkedet for solcelleanlegg representerer en stor del av antall anlegg i Europa og i verden. Solcellepaneler på enebolig er som regel montert på taket, slik at de følger takets orientering og vinkel. Skråtakene vi har i Norge er heldigvis ofte godt i nærheten av optimal vinkling! Dessuten er mange hus orientert med forholdsvis stort sørvendt flateareal. For skråtak eksisterer det mange typer løsninger. Systemene kan være integrert i taket eller installert oppå eksisterende tak (figur 3).



Figur 3.1: Paneler montert på eksisterende tak [Donauer - www.donauer.eu]



Figur 3.2: Paneler integrert i tak [Ernst Schweizer AG www.schweizer-metallbau.ch]

Definisjon av et typisk solcelleanlegg på taket av enebolig som er lagt til grunn i våre simuleringer:

- Effekt på 7 kWp (gjennomsnittlig effekt på det tyske privatmarkedet)
- Solcelleoverflate på 46,2 m²
- Solcelleanlegg montert utenpå eksisterende tak
- Skråtak, modulvinkel på 27 grader (gjennomsnitt fra den norske standarden NS 3001:1972)
- Orientering mot sør
- Ingen skygge fra nærliggende objekter

3.2.2 Næringsbygg

Det er ofte flatt tak på næringsbygg, og det er da viktig å optimalisere produksjonen i forhold til det tilgjengelige arealet. Et mulig montagesystem på flatt tak er skråstilte moduler, som er vist i figuren under. Det finnes flere leverandører av denne typen systemer. Noen systemer må skrues fast i taket mens andre har en aerodynamisk profil som gjør at de kan legges oppå eksisterende tak uten bruk av skruer (figur 4).



Figur 4: Solcelleanlegget på taket til Agder Energi sitt hovedkontor [Multiconsult]

Definisjon av et typisk solcelleanlegg på taket av næringsbygg lagt til grunn i våre simuleringer:

- Effekt på 100 kWp (gjennomsnitt basert på skissestudier gjort av Multiconsult det siste året)
- Solcelleoverflate på 660 m²
- Solcelleanlegg montert skråstilt i rekker på flatt tak
- Modulvinkel på 20 grader (typisk løsning, for å redusere vind-påvirkningen)
- Orientering mot sør
- Avstand ("pitch") på 2 meter mellom panelradene (for å maksimere produksjonen i forhold til takareal)
- Ingen skygge fra nærliggende objekter

Avstanden fra forkant på en modulrad til forkant på neste modulrad (ofte kalt "pitch") er satt til 2 meter. Dette betyr at modulene vil kaste skygge på hverandre på vinteren, men fordi det er i denne perioden lav produksjon vil tapene grunnet avstanden mellom modulradene bli lave. Man kan redusere effekten av skygge ytterligere ved å legge inn en større avstand mellom modulradene, men da blir det plass til færre moduler og dermed lavere produksjonskapasitet på taket. Det er mulig å orientere moduler øst/vest for å installere mer kraft på taket. Denne løsningen er litt mindre effektiv på grunn av behovet for en lavere modulvinkel (for eksempel 10°), men den gir en større totalproduksjon etter som man får plassert et større antall solcellemoduler på taket.

3.2.3 Bakkemontert

Bakkemonterte solcelleanlegg (solkraftverk) blir stadig mer utbredt over hele verden (figur 6). I motsetning til taksystemer, som er begrenset av størrelsen på takene, kan solkraftverk bygges i større skala - typisk fra 1MWp og oppover til flere titalls MWp. Det finnes ingen solkraftverk i Norge foreløpig, men et lite anlegg av denne typen er bygget ved Glava Energy Center i Sverige, nær grensen til Norge (figur 5).



Figur 5: Solcelleanlegget ved Glava Energy Center, Sverige [Multiconsult]



Figur 6: Pffeffenhausen Solkraftverk, Tyskland [Scatec Solar]

Definisjon av et typisk bakkemontert solcelleanlegg lagt til grunn i våre simuleringer:

- Effekt på 1 MWP
- Solcelleoverflate på 6 600 m²
- Modulvinkel på 30 grader (samme design som i byggetrinn 2 i Glava Energy Center)
- Orientering mot sør
- Avstanden ("pitch") på 11 meter (samme design som i byggetrinn 2 i Glava Energy Center)
- Ingen skygge fra nærliggende objekter

3.3 Simulering

3.3.1 Programvare

Programvaren PVsyst (versjon 6.11) ble brukt for å estimere solcelleproduksjonen for de tre definerte anleggstypene. PVsyst er utarbeidet på universitetet i Genève, og har en stor database med eksisterende PV-komponenter til bruk i simuleringen. PVsyst er blant markedets mest anerkjente simuleringverktøy, og det er mye brukt både til systemdesign og teknisk gjennomgang av solkraftverk. PVsyst har avanserte funksjoner for simulering av alle tap som måtte oppstå i et solkraftverk, deriblant et 3D-verktøy for skyggesimuleringer.

3.3.2 Moduler

Det finnes mange forskjellige moduler og vekselrettere på markedet. PVsyst-databasen har flere tusen ulike moduler å velge mellom. Kinesiske storprodusenter som for eksempel Yingli, Suntech og Trina dominerer verdensmarkedet for moduler laget av multikrystallinske silisiumsolceller og amerikanske First Solar er verdens ledende produsent av moduler med kadmium-telluride tynnfilm-solceller. Amerikanske Sunpower og japanske Sanyo er eksempler på produsenter av moduler med monokrystallinske silisiumsolceller med høyere virkningsgrader enn de tidligere nevnte teknologiene. I tillegg finnes andre tynnfilm-teknologier og det kan nevnes at moduler basert på CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) nå finnes på markedet.

For simuleringene er det valgt å benytte 250 Wp moduler fra det norske selskapet Innotech Solar (figur 7). Disse modulene består av multikrystallinske silisiumsolceller som er oppgradert vha en egen metode utviklet i Norge. Det er videre en representativ industristandard type modul som bl.a. produseres i Glava i Sverige. Innotech Solar er ellers en av ganske få gjenværende europeisk modulprodusenter. Det finnes en rekke lignende produkter tilgjengelig på markedet og resultatene vil være representative for alle anlegg med tilsvarende moduler fra andre produsenter.



Figur 7: Modul EcoPlus - PolyUp 250 Wp [Innotech Solar]

3.3.3 Vekselretter (Inverter)

Det finnes vekselrettere av ulike typer fra mikro-invertere tilpasset 1 eller 2 moduler (f.eks Enphase, Dorfmueller, Steca, Delta Energy, Enecsys) via streng-vekselrettere for typisk 1-30 kW (f.eks norske Eltek-Valere, danske Danfoss, tyske SMA, Solar One, Kaco, Pairan, Sunways etc), til store sentralinvertere typisk for effekter fra 250 kW til 1,25 MW (f.eks svenske ABB, tyske Siemens, Voltverk, SMA, Kaco, Conergy etc). Virkningsgraden for vekselretterne ligger normalt fra 95 % til over 98 %.

Det er benyttet streng-vekselrettere fra SMA i simuleringen (figur 8). Streng-invertere benyttes i svært mange anleggstyper og de fleste produktene på markedet har funksjoner som måling og kommunikasjon av produksjonsdata via web som standard. Streng-invertere er vanligvis konstruert slik at de kan plasseres både innendørs og utendørs. Det understrekes at både modul og vekselretter brukt i simuleringene kun er eksempler på produkter som finnes i markedet, og det enkelt å finne tilsvarende produkter av andre fabrikant.



Figur 8: Vekselretter Sunny Tripower 17000TL [SMA]

3.4 Effekttap

Kraftproduksjonen fra solcelleanlegg påvirkes ikke kun av innstrålt mengde solenergi og orientering, men også faktorer som bakkerefleksjon (albedo), skygge, temperatur, vind, snø, modultap, tap i vekselretter, kabeltap, osv. Flere av disse parameterne kan være vanskelige å tallfeste og derfor benyttes erfaringstall fra eksisterende anlegg. I dette kapitlet er det gjort greie for de vurderingene som ligger til grunn for antagelsene i beregningene.

3.4.1 Antagelser

En rekke former for effekttap må spesifiseres for å simulere produksjonen fra PV-systemet. Standardverdier for disse benyttet i dette studiet er spesifisert for komponentene, anbefalt av programvaren og validert av solbransjen.

- **NOCT (Nominal Operating Cell Temperature):** Nominell driftstemperatur for solcellene. I denne rapporten er det antatt 68 °C for bygningsintegreerte solcelleanlegg (disse er integrert i tak eller vegg og har derfor mindre luftsirkulasjon og får høyere driftstemperatur). Videre er det antatt 45 °C for solcelleanlegg med luftsirkulasjon (f.eks montert utenpå eksisterende skråtak, flatt tak eller bakkemontert, se kapittel 3.2). Temperaturen til modulene påvirker strømproduksjonen i solcellene. Virkningsgraden øker med synkende celledetemperatur, og modulene er derfor avhengig av god luftsirkulasjon og nedkjøling.
- **DC-tap i kablene:** 1,5 % ved STC (Se kapittel 3.1.2). Motstandstap eller såkalte ohmske tap oppstår i ulike deler av systemet. DC-tap er de tapene som oppstår i kablene før inngangen på vekselretterne.
- **Tap faktor LID (Light Induced Degradation):** 2 %. Tap som følge av endringer i krystallinsk silisium de første timene etter driftsstart.
- **Mismatch-tap, effekttap ved MPP (Maximum Power Point):** 1 %. Mismatch-tap oppstår på grunn av at i en seriekoplet streng av moduler er det modulen med lavest elektrisk strøm som begrenser strømmen i strengen.
- **Årlig lineær reduksjon av moduleffekt (solcellenes effektdegradering):** 0,4 % per år.

- **IAM-tap (*Incidence Angle Modifier*):** IAM tilsvarer av reduksjonen av innstråling som virkelig når solcelleoverflaten, på grunn av at refleksjon øker med innstrålingsvinkel i forhold til direkte mot modulplanet. Utgjør 3-4 % for de fleste av simuleringene utført i dette studiet.

3.4.2 Snø

Snø kan føre til store tap på vinteren dersom den legger seg på modulene. Det har ikke vært forsket på denne effekten i Norge, så snøtap i beregningene er basert på erfaringer av Multiconsult som er opparbeidet gjennom drift av solcelleparken i Glava Energy Center (GEC) i Sverige.

I PVsyst-programvaren er snøtap simulert ved "soiling loss" (I andre deler av verden er dette ofte definert som tap pga. støv og annen luftforurensning). Tapene blir beregnet som prosentvis reduksjon av produksjonen per måned (tabell 2). Basert på erfaringene ved GEC er det lagt til grunn at snøen sklir av når modulenes driftstemperatur overstiger 0°C.

Tabell 2: Simulering av snøtap [PVsyst]

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.
Oslo	70 %	70 %	40 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Kristiansand	60 %	60 %	30 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	40 %
Bergen	70 %	70 %	40 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Trondheim	80 %	80 %	50 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Tromsø	90 %	90 %	60 %	20 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	60 %

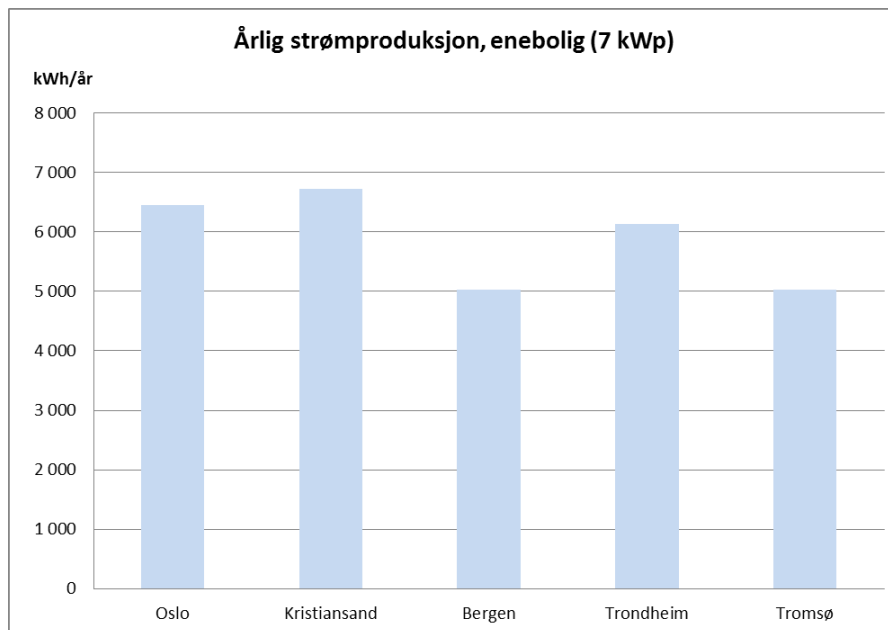
3.5 Resultater

Resultatene av simuleringene i PVsyst basert på de innhentede klimadata for tre anleggstyper ved fem steder, presenteres her. Resultatene er forventet solinnstråling, ytelsesfaktor og spesifikk ytelse (tabell 3), samt forventet årlig strømproduksjon fra de ulike anleggene (figur 9-11), som sammen med prosjektets kostnader danner hovedgrunlaget for LCOE-beregningene.

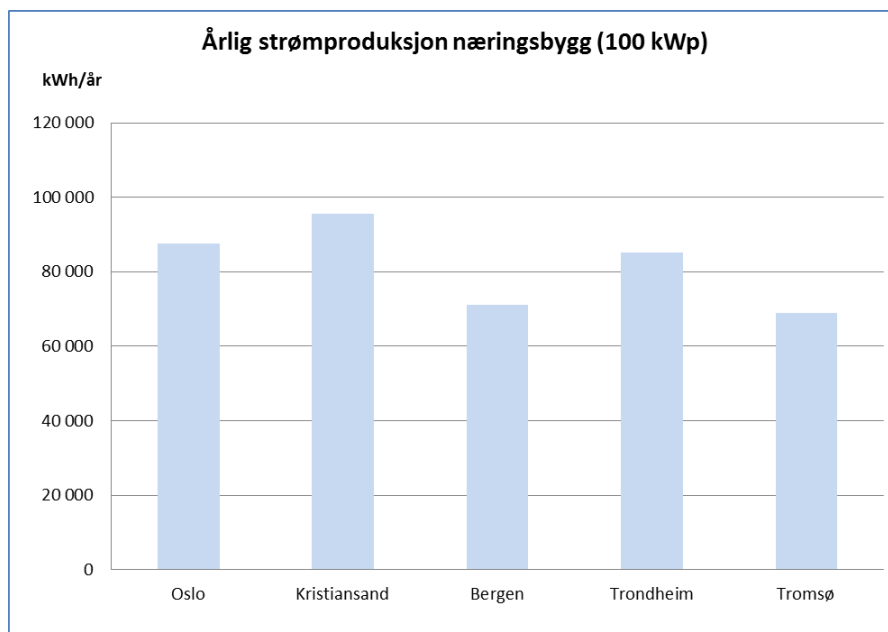
Tabell 3: Årlig produksjon for PV-anlegg ved fem steder [Multiconsult]

		Spes. ytelse (kWh/kWp/år)	Ytelsesfaktor (%)
Oslo	Enebolig	922	81,8
	Næringsbygg	875	80,3
	Bakkemontert	925	81,2
Kristiansand	Enebolig	984	84,1
	Næringsbygg	955	83,8
	Bakkemontert	990	83,9
Bergen	Enebolig	734	83,2
	Næringsbygg	712	82,5
	Bakkemontert	734	82,6
Trondheim	Enebolig	896	80,8
	Næringsbygg	851	79,9
	Bakkemontert	901	80,1
Tromsø	Enebolig	732	80,1
	Næringsbygg	691	78,8
	Bakkemontert	735	79,2

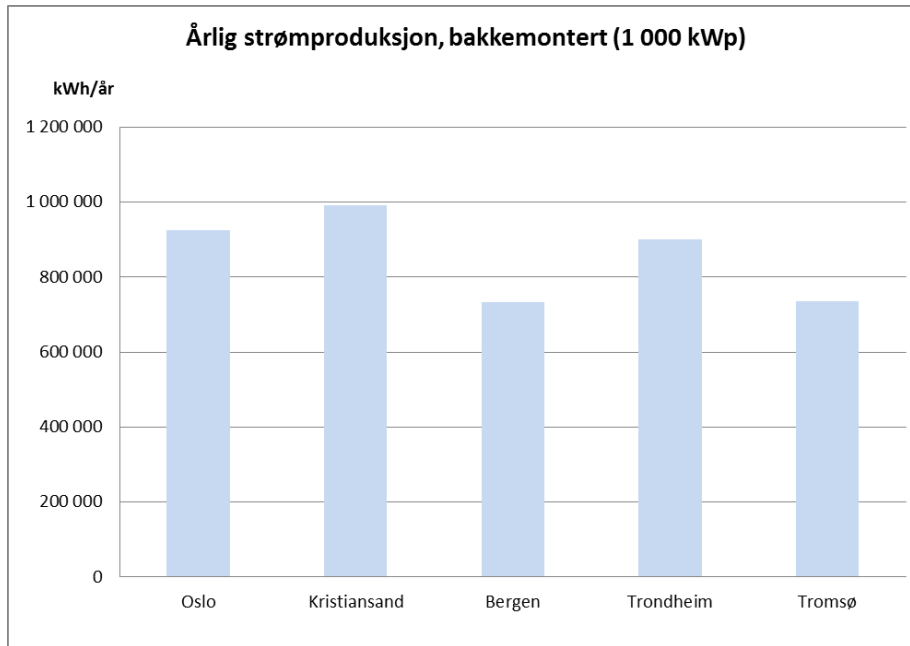
Andre nøkkeldata fra simuleringene er presentert i vedlegg 3.



Figur 9: Forventet årlig strømproduksjon ved eneboliganlegg, montert på skråtak (modulvinkel 27°, orientering mot sør) [Multiconsult]



Figur 10: Forventet årlig strømproduksjon ved næringsbygg, flatt tak (modulvinkel 20°, orientering mot sør) [Multiconsult]



Figur 11: Forventet årlig strømproduksjon ved bakkemonterte solkraftverk (modulvinkel 30°, orientering mot sør)
[Multiconsult]

4 Anleggskostnader

Denne studien omfatter kostnader direkte relatert til leveranse av komplette solkraftanlegg, og øvrige kostnader for eksempel knyttet til prosjektutvikling og finansiering er ikke inkludert.

I Norge finnes det svært få leverandører av solkraftanlegg i forhold til Sverige og Danmark. Mens vi kan telle norske leverandører på en hånd, finnes det over 100 i Sverige. Både svenske og danske leverandører har til nå hatt nok å gjøre i sine hjemmemarkeder, men noen har levert anlegg i Norge. De er lokalisert geografisk rimelig nært eller ønsker å levere i Norge av andre årsaker. Gjeldende priser er hentet inn via forespørselsbrev og telefonoppfølging fra norske leverandører, samt fra noen få utvalgte svenske og danske aktører som allerede har eller vil levere anlegg i Norge. Prisene hentet inn gjelder for anlegg levert i Norge og er oppgitt i norske kroner (NOK) eksklusiv merverdiavgift (MVA).

Leverandørene ble anmodet om å oppgi priser for 3 typiske anleggstyper og effektklasser som følger:

- Enebolig, montert på skrå tak (0-10 kWp)
- Næringsbygg, montert på flate tak (10-100 kWp)
- Kraftverk, store bakkemonterte anlegg (>100 kWp)

4.1 Komponentpriser

For de 3 anleggstypene ble leverandørene bedt om å dele systemkostnaden i følgende kostnadsposter:

1. Materialer:

- Moduler og vekselretter (Inverter)
- Mekanisk monteringsutstyr (stativ, skinnesystem, forankring jord/tak etc.)
- Elektrisk monteringsutstyr (DC-kabler, sikringer, brytere, jording etc.)
- Driftsovervåkningsutstyr (sensorer, display etc.)

2. Installasjon

- Mekanisk installasjonsarbeid
- Elektrisk installasjonsarbeid, PV-system (Likestrøm-/ DC-side)
- Elektrisk installasjonsarbeid, nettilknytning (Vekselstrøm-/ AC-side)

3. Annet

- Maskin/utstyr/Verktøy (stillas-/liftleie, personsikringsutstyr, spesialverktøy etc.)

Noen leverandører oppga priser oppdelt iht. ønsket oppdeling i komponentpriser, men med noe annerledes inndeling enn spesifisert. Andre leverte kun systempriser, dvs. uten oppdeling iht. ønskede komponentpriser. Derfor har vi valgt å vise komponentpriser og systempriser hver for seg. Tabell 4 viser en oversikt over rapporterte komponentpriser for anleggstype enebolig og næringsbygg. Ingen leverandører oppga komponentpriser for frittstående bakkemonterte anlegg.

Tabell 4: Gjennomsnittlige komponentpriser for PV-anlegg på enebolig og næringsbygg [Multiconsult]

Enebolig (7kWp)

Kostnadstype	Kostnadspost	Komponentpris (kNOK/kWp)	Andel (%)	Totalpris (kNOK)
Materialer	Modul	7,2	34,2 %	50
	Vekselretter (Inverter)	2,9	14,0 %	21
	Mekanisk monteringsutstyr (stativ, skinnesystem, forankring jord/tak etc)	2,6	12,2 %	18
	Elektrisk monteringsutstyr (DC-kabler, sikringer, brytere, jording etc)		0,0 %	0
	Driftsovervåkningsutstyr (sensorer, monitoringsløsning, display etc)	0,4	1,7 %	2
Installasjon	Annet		0,0 %	0
	Mekanisk installasjonsarbeid	3,1	14,9 %	22
	Elektrisk installasjonsarbeid, PV-system (Likestrøm-/ DC-side)	1,1	5,2 %	8
	Elektrisk installasjonsarbeid, nettilknytning (Vekselstrøm-/ AC-side)	1,6	7,6 %	11
Annet	Annet		0,0 %	0
	Maskin/utstyr/Verktøy (stillas-/liftleie, personsikringsutstyr, spesialverktøy etc)	1,7	8,2 %	12
	Div	0,4	1,9 %	3
MVA	Totalt, systempris enebolig 7 kWp eks.mva	21,0		147
	Merverdiavgift	5,2		37
	Totalt, systempris enebolig 7 kWp (inkl.mva)	26		183

Næringsbygg (100 kWp)

Kostnadstype	Kostnadspost	Komponentpris (kNOK/kWp)	Andel (%)	Totalpris (kNOK)
Materialer	Modul	7,3	40,7 %	725
	Vekselretter (Inverter)	2,1	11,6 %	207
	Mekanisk monteringsutstyr (stativ, skinnesystem, forankring jord/tak etc)	2,1	11,9 %	212
	Elektrisk monteringsutstyr (DC-kabler, sikringer, brytere, jording etc)	0,5	2,8 %	50
	Driftsovervåkningsutstyr (sensorer, monitoringsløsning, display etc)	0,4	2,3 %	41
Installasjon	Annet			0
	Mekanisk installasjonsarbeid	3,1	17,5 %	312
	Elektrisk installasjonsarbeid, PV-system (Likestrøm-/ DC-side)	0,6	3,6 %	63
	Elektrisk installasjonsarbeid, nettilknytning (Vekselstrøm-/ AC-side)	0,5	2,9 %	51
Annet	Annet			0
	Maskin/utstyr/Verktøy (stillas-/liftleie, personsikringsutstyr, spesialverktøy etc)	1,2	6,9 %	123
	Div			0
	Totalt, næringsbygg 100 kWp (eks.mva)	18		1784

Installasjon og annet utgjør 32-36 %, det vil si nesten tilsvarende kostnad som modulkostnaden som utgjør 35-41 % av total systempris for disse anleggstypene.

4.2 Systempriser

Tabell 5 viser en oversikt over gjeldende systempriser for de ulike anleggstypene. Merk at systemprisen for enebolig er inkludert 25 % MVA siden MVA her utgjør en reell kostnadskomponent, mens systemprisene for næringsbygg og kraftverk er eksklusiv MVA.

Tabell 5: Systempris for alle anleggstyper [Multiconsult]

		Systempris (kNOK/kWp)		
		Lavest	Forventet	Høyest
Enebolig	Totalt, systempris enebolig 7 kWp (inkl.mva)	21	26	31
Næringsbygg	Totalt, næringsbygg 100 kWp (eks.mva)	12	18	20
Kraftverk	Totalt, systempris kraftverk (eks.mva)	10	12	15

Noen leverandører kan ha levert anlegg under det prisnivået som er rapportert her. De kan ha vært villige til å subsidiere prosjekter fra markedsføringsbudsjetter eller bevisst tap for å oppnå publisitet eller for å styrke sin merkevare.

5 Energifkostnader (LCOE)

Basert på tekniske simuleringer av kraftproduksjon og innhentede systempriser er det i denne rapporten beregnet energikostnader (Levelized Cost of Electricity, LCOE) for de tre ulike PV-installasjonstypene for fem steder i Norge. Denne delen vil gi en innføring i LCOE-metoden som er benyttet i rapporten, samt fremlegge og kommentere de antagelser og forutsetninger som ligger til grunn for beregningene. Deretter vil LCOE-resultatene presenteres i sin helhet.

5.1 Metode

LCOE er en svært utbredt måte å beregne kostnader for produksjon av elektrisitet på. LCOE er spesielt egnet for sammenligning av produksjonskostnader på tvers av ulike teknologier og ulike konsepter/installasjonstyper innenfor en gitt teknologi. En slik sammenligning av produksjonskostnader forutsetter at man er konsekvent i antagelsene som legges til grunn for LCOE-beregningen og at disse ikke diskriminerer eller favoriserer en gitt teknologi. En rekke datasett og antagelser må legges til grunn i en LCOE-analyse. Disse *inputvariablene* vil alle bære med seg et element av usikkerhet, og LCOE-analysen må derfor ta høyde for å behandle denne usikkerheten. I vår analyse har vi valgt å illustrere usikkerheten ved å utarbeide flere (tre) scenarier for produksjonsdata. Det bør her nevnes at kostnadene (komponenter, prosjektering, installasjon) også er usikre, hovedsakelig grunnet at antall leverandører i Norge er begrenset og at disse har et begrenset ønske om å dele prisdata. Denne usikkerheten er ikke behandlet i detalj i denne rapporten, altså er usikkerhet hovedsakelig knyttet til forventet årlig produksjon (som igjen er direkte knyttet til usikkerhet i værdata, omtalt i kapittel 2).

LCOE beregnes som en per enhet energikostnad (for eksempel kWh) og baserer seg på netto nåverdi av den totale levetidskostnaden for prosjektet. Med andre ord er LCOE netto nåverdi av prosjektets totale levetidskostnad dividert med total levetids energiproduksjon (1). Livssyklusen til et prosjekt er den forventede økonomiske levetiden til kraftanlegget, eventuelt til de komponenter som utgjør brorparten av investeringen.

$$LCOE = \frac{\text{Livssyklus-kostnader (kr)}}{\text{Livssyklus-produksjon (kWh)}} \quad (1)$$

5.1.1 Netto nåverdi

For å kunne beregne verdien *i dag* av en investering med årlig kontantstrøm gjennom den økonomiske levetiden til prosjektet (for en LCOE-beregning hovedsakelig kostnader, subsidier og andre inntektsformer kan innlemmes om ønskelig), benytter man netto nåverdi-metoden (NNV). NNV-beregningen diskonterer fremtidige kontantstrømmer i henhold til en gitt diskonteringsrate. Diskonteringsraten er individuell, bestemmes i hovedsak av investor og avhenger blant annet av prosjektets risiko og investors forventning til økonomisk utbytte. Når vi benytter en diskonteringsrate r på et prosjekt med økonomisk levetid på n år, kan vi beregne NNV ved å summere de n diskonterte kontantstrømmene (2).

$$NPV = -I_0 + \sum_{n=1}^i \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (2)$$

Hvor:

I_0 = Initial investeringskostnad

n = År nr.

r = Diskonteringsrate

C_n = Netto kontantstrøm i år n

i = Prosjektets levetid

5.1.2 Reell vs. nominell LCOE

LCOE-beregningene utført i denne rapporten er *reelle*, som innebærer at diskonteringsraten som benyttes ikke er korrigeret for antagelser som angår inflasjon. I *nominelle* LCOE-beregninger tar man høyde for inflasjon, og dermed kan disse potensielt (dersom gode antagelser gjøres) være mer tallmessig presise. Når det er sagt, så er inflasjonsratens utvikling i mange år fremover vanskelig å forutsi. Når hovedformålet er å etablere kostnadsnivåer for sammenligning mellom prosjekter, kan en reell tilnærming være vel så nyttig. Dette er spesielt riktig når vi sammenligner konsepter eller prosjekter innenfor samme teknologi, grunnet at de årlige vedlikeholdskostnadene (som er de kostnadene som er sensitive for inflasjon i analysen) vil ligge på samme nivå, og dermed neppe påvirkes veldig forskjellig av inflasjonsraten. For PV-systemer er dessuten de årlige kostnadene svært lave, til sammenligning med de fleste andre teknologier innen kraftproduksjon. En ulempe med den reelle tilnærmingen er at den ignorerer effekten av inflasjon på kapitalkostnader. Spesielt for PV-systemer og andre fornybare teknologier vil kapitalinvesteringen være stor, og inflasjonsraten kan ha signifikant betydning for fremtidige kapitalkostnader. For å oppsummere dette kan man si at reell LCOE er velegnet for regulerende myndigheter o.l., mens en nominell tilnærming vil være å foretrekke for investorer i prosjekter med store kapitalinvesteringer. Reell LCOE beregnes som netto nåverdi av prosjektets totale livssyklus-kostnad (NNV), dividert med netto nåverdi av total livssyklus-produksjon (3). I tillegg til at fremtidig produksjon diskonteres med samme rate r som kostnadene, reduseres fremtidig produksjon med en tapsfaktor L_f , slik at anlegget antar en lineær årlig produksjonsreduksjon, her som følge av redusert virkningsgrad i PV-modulene. I denne rapporten er *reell* LCOE beregnet ved hjelp av formel 3. Beregningene er gjort i Microsoft Excel.

$$LCOE = \frac{Capex + \sum_{n=1}^i \frac{AC}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^i \frac{AEP (kWh) * (1-L_f)^n}{(1+r)^n}} \quad (3)$$

Hvor:

AC = Årlige kostnader

AEP = Årlig energiproduksjon

L_f = Årlig tapsfaktor (degraderingsrate)

$Capex$ = Investeringskostnader ved oppstart

n = År nr.

i = Prosjektets økonomisk levetid

5.2 Forutsetninger

Prisdata, produksjonsdata og samtlige antagelser som er gjort i LCOE-beregningene er som tidligere nevnt tilknyttet usikkerhet og avhenger dessuten av nøyaktig lokasjon og installasjonstype, anleggsstørrelse etc. I denne rapporten er så generelle betingelser som mulig forsøkt lagt til grunn. Det bør her nevnes at hver enkelt utvikler av et PV-system bør gjøre egne vurderinger når det gjelder tallfesting av inputvariablene i LCOE-beregningen for et gitt prosjekt. Denne rapporten er ment for å gi en pekepinn på omtrentlig kostnadsnivå for de ulike PV-anleggene vi har simulert. Forutsetninger som ligger til grunn for LCOE-beregningene i dette studiet er oppsummert i tabell 6, og nærmere beskrevet i de påfølgende underkapitler. Produksjonsdata som ligger til grunn for de ulike stedene ble omtalt i kapittel 3.

Tabell 6: Antagelser og forutsetninger i beregninger av energikostnad (LCOE) [Multiconsult]

	Enebolig	Næringsbygg	Bakkemontert
Installert effekt (kWp)	7	100	1000
Systempris per enhet (kNOK/kWp)	26*	18	12
Total systempris (kr)	182000	1,8 mill	12 mill
Årlige drifts- & vedlikeholdskostnader (% av systempris)	0,5	2	2
Kostnad inverterbytte etter 12,5 år (kr)	2900	207000	2,07 mill
Økonomisk levetid (år)	25	25	25
Diskonteringsrate (%)	5	5	5
Degraderingsrate (%)	0,4	0,4	0,4

*Systempris enebolig er inkl. mva

5.2.1 Kostnader PV-anlegg og økonomisk levetid

Komponentkostnader som foreligger er 2013-priser hentet fra norske leverandører samt noen utenlandske aktører som leverer i Norge. Anlegget som helhet antas å ha en økonomisk levetid på 25 år, det vil si den samme levetiden som modulgarantien. Erfaring fra Kystverkets bruk av solceller i fyrlykter viser at denne levetiden i praksis overholdes med god margin. Investeringskostnaden for PV-anleggene beskrevet her, er representert ved total systempris. Andre kostnader, som prosjektutvikling og detaljprosjektering, er ikke innlemmet i investeringskostnaden, da slike kostnader kan variere sterkt fra prosjekt til prosjekt og avhenger av utbyggers preferanser og behov. For å kunne få en nøytral energikostnad som gir godt grunnlag for sammenligning, er derfor kun systemprisen (komponenter og installasjon) lagt til grunn som prosjektets investeringskostnad.

5.2.2 Drift, vedlikeholdskostnader og inverterbytte

Drift- og vedlikeholdskostnader for PV-systemer i utgangspunktet er svært lave, da driften er automatisert og behov for ettersyn, kontroll og vedlikehold er minimal. Likevel kan uforutsett komponentsvikt eller andre hendelser føre til at kostnader påløper i anleggets levetid. Det er derfor vanlig å beregne årlige driftskostnader som en prosentsats av de totale investeringskostnadene (systemprisen).

Drift- og vedlikeholdskostnader for systemtypene 'næringsbygg' og 'kraftverk' er antatt høyere enn for 'enebolig' med hhv 2 % og 0,5 % av investeringskostnad for disse anleggstypene. Forskjellen i disse kostnadene begrunnes med at en boligeier stort sett kan utføre de fleste driftsoppgaver på egen hånd, mens man for både næringsbygg og kraftverk benytter profesjonelle aktører og dermed pådrar seg kostnader til lønn eller serviceavtaler.

Invertere har som regel en binær feilmodus; Enten så virker de, eller så virker de ikke. Det er ikke kjent at invertere er utsatt for degrading. I inverterens levetid opptrer feil som regel helt i starten eller helt i slutten av levetiden. Ofte vil inverteren fungere like lenge som solcellemodulene, men på grunn av noe usikkerhet er det vanlig å kalkulere med inverterbytte i solkraftprosjekter. Alternativt kan man fra de fleste inverterleverandører kjøpe en garantiforlengelse opp til 25 år. Med en slik garantiforlengelse vil inverterleverandør ta risikoen for inverteren, og ofte inkluderer en slik avtale regelmessig kontroll og vedlikehold (gjelder spesielt større invertere). Slike garantier gis normalt i de landene hvor komponentleverandøren har et utbredt nett av service-medarbeidere, og som følge av lite marked i Norge er slike garantier begrenset tilgjengelige her. Vi har i vår kalkyle derfor valgt å legge inn inverterbytte halvveis i levetiden (etter 12,5 år).

5.2.3 Gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon fra PV-anlegg og lineær tapsfaktor

Simuleringene gir totalt 15 anslag for årlig kraftproduksjon – ett estimat for tre ulike installasjonstyper ved fem ulike lokasjoner. Verdiene fra simuleringen gir produksjon som kWh/kW_p/år for en gitt lokasjon og anleggstype. Ved å multiplisere dette med anleggets installerte effekt får vi total årlig kraftproduksjon. Lineær tapsfaktor for modulene som benyttes i simuleringen er spesifisert til 0,04 % årlig degradering, og denne er derfor benyttet i LCOE-kalkulasjonen.

5.2.4 Diskonteringsrate

Diskonteringsraten er i denne studien satt til 5 %. Dette er en tilnærmet risikofri rente, som gir et grunnlag for ren kostnadssammenligning på tvers av de ulike anleggstypene og stedene.

5.2.5 Subsidier

Dersom det er ønskelig kan en utvikler legge inn kapitalstøtte og eventuelle årlige subsidier og sertifikatstøtte som inntekt i sin egen beregning. Dette kan være nyttig for å se på de netto kostnadene kWh-prisen på elektrisitet må dekke. LCOE-beregningene i denne rapporten tar ikke med noen form for subsidier, men fokuserer utelukkende på prosjektenes kostnader, for å gi et sammenligningsgrunnlag mot andre prosjekter som er så universelt som mulig.

5.3 LCOE Resultater

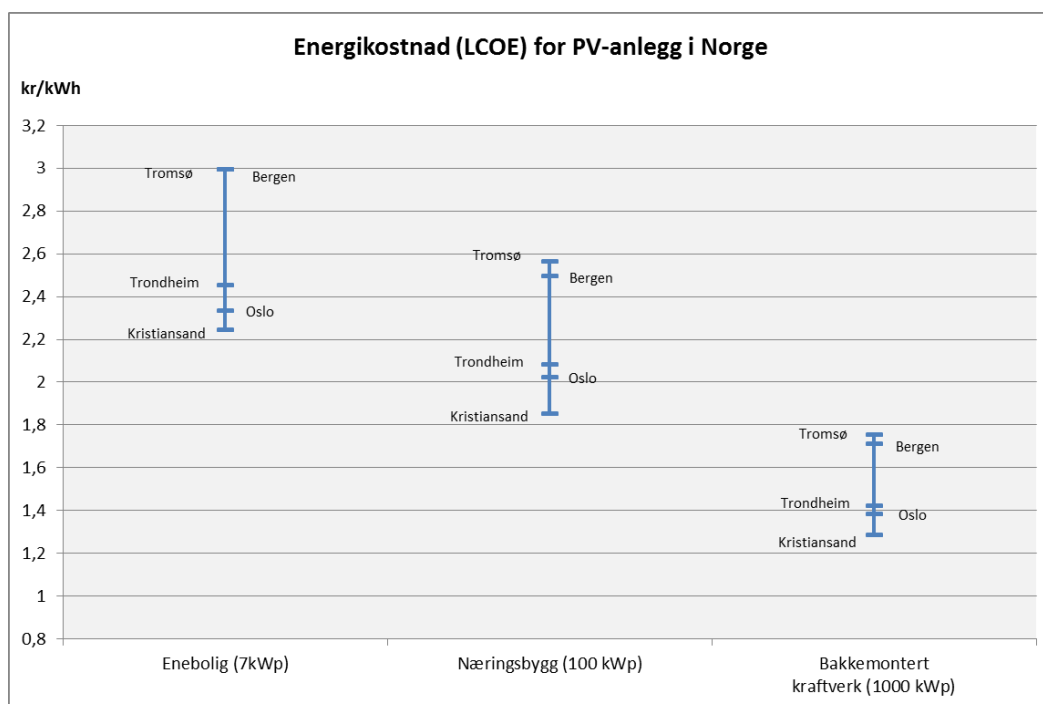
Basert på årlig produksjon estimert i simuleringene og prisdata, er LCOE-metoden benyttet for å beregne energikostnad for de tre ulike anleggstypene ved de ulike stedene (tabell 7). Beregningene er foretatt i Excel.

5.3.1 LCOE estimater

Tabell 7: LCOE resultater [Multiconsult]

	Anlegg	LCOE (kr/kWh)
Enebolig	Kristiansand	2,24
	Oslo	2,33
	Trondheim	2,45
	Bergen	2,99
	Tromsø	2,99
Næringsbygg	Kristiansand	1,85
	Oslo	2,02
	Trondheim	2,08
	Bergen	2,49
	Tromsø	2,56
Bakkemontert kraftverk	Kristiansand	1,25
	Oslo	1,34
	Trondheim	1,37
	Bergen	1,68
	Tromsø	1,69

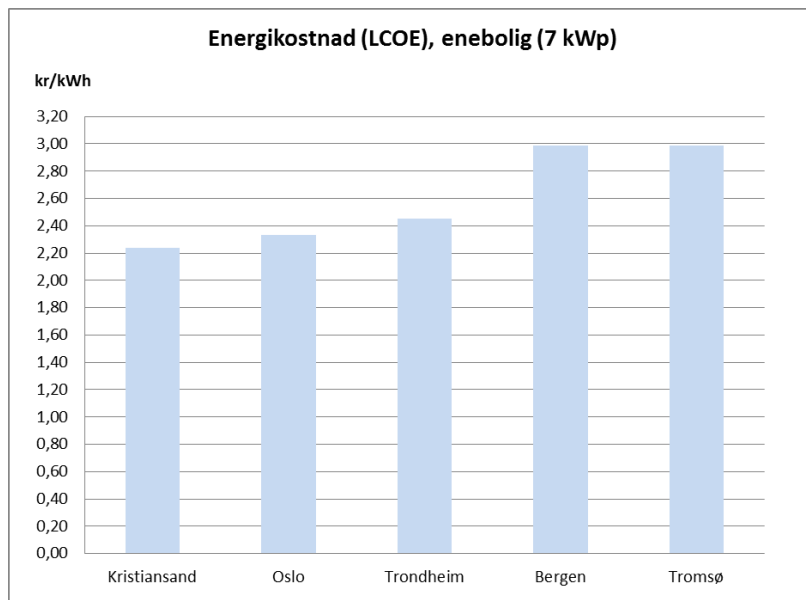
Total energikostnad (LCOE) for PV-anleggenes livssyklus er presentert som kr per kWh produsert. Avhengig av landsdel ligger LCOE for enebolig mellom 2,2 kr/kWh – 3 kr/kWh, for næringsbygg mellom 1,9 kr/kWh – 2,6 kr/kWh og for bakkemonterte kraftverk mellom 1,3 kr/kWh – 1,7 kr/kWh. Kristiansand kommer billigst ut for samtlige anleggstyper, samtidig som Tromsø og Bergen kommer ut som de mest kostbare byene å bygge PV-anlegg i av de fem stedene (figur 12).



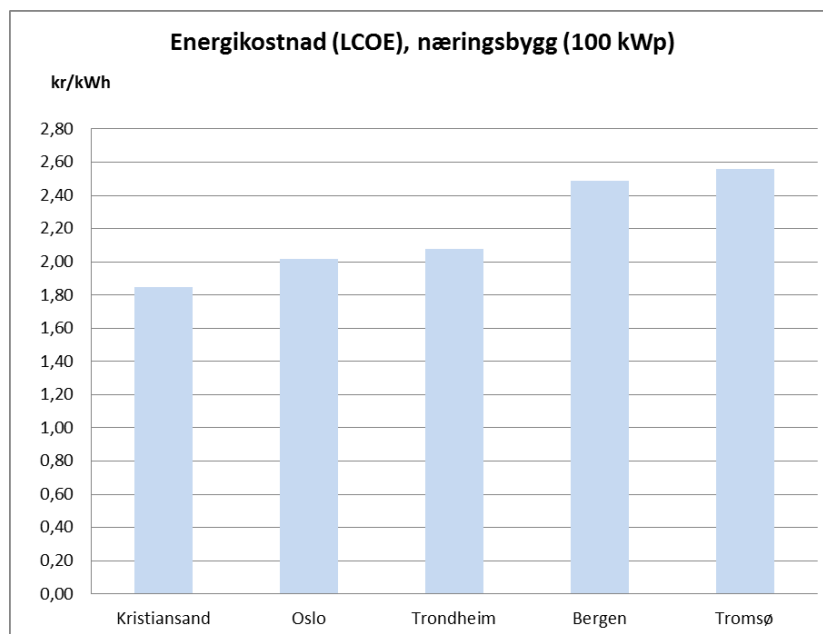
Figur 12: Energifkostnad (LCOE) for ulike PV-anlegg ved fem steder i Norge [Multiconsult]

Til sammenligning viser undersøkelser gjort av Multiconsult i 2013 at LCOE for vannkraft ligger på omtrent 0,45 kr/kWh (småkraft) og 0,45 kr/kWh – 0,55 kr/kWh (større vannkraftverk) for de gjenværende vannkraftressursene i Norge. For Vindkraft ligger LCOE på omtrent 0,7 kr/kWh i Norge (Multiconsult, 2013).

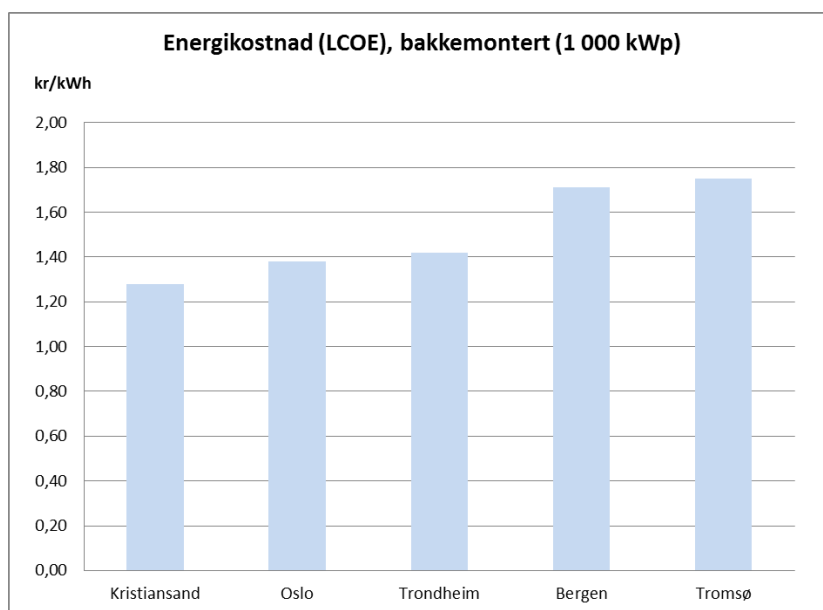
LCOE-resultatene er også fremstilt grafisk i figur 12-14.



Figur 13: Estimert LCOE for PV-anlegg på enebolig ved fem steder [Multiconsult]



Figur 14: Estimert LCOE for PV-anlegg på næringsbygg ved fem steder [Multiconsult]



Figur 15: LCOE for bakkemonterte PV-anlegg ved fem steder [Multiconsult]

5.3.2 LCOE sensitivitet

Det er som nevnt tidligere i rapporten usikkerhet knyttet til LCOE-estimatene. Dette skyldes i hovedsak usikkerhet i klimadata som ligger til grunn for simuleringene, usikkerhet i pris og prisutvikling for komponenter og en viss usikkerhet tilknyttet hvordan anlegget faktisk vil prestere teknisk. Utviklere av ulike PV-anlegg bør være klar over at denne usikkerheten kan slå både positivt og negativt ut på energikostnaden.

Tabell 8 illustrerer hvordan eventuell endring i ulike input-variabler i LCOE-analysen (når alle andre variabler er holdt faste) ville påvirke LCOE for et PV-anlegg. Endringen er vist som ny LCOE relativt til et base-case (her 2,02 kr/kWh), gitt en viss endring eller ny verdi (opp eller ned) i input-variabelen. Som eksempel er det valgt et 100 kWp næringsbygg i Oslo.

Tabell 8: Energifkostnad (LCOE) sensitivitet for endring i inputvariabler [Multiconsult]

Næringsbygg (100 kWp) Oslo	Gunstig endring	Base-case	Ugunstig endring
Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	+ 10 %	875	- 10 %
LCOE	1,84	2,02	2,25
Systempris (kNOK/kWp)	- 5 %	18	+ 5 %
LCOE	1,93	2,02	2,12
Vedlikehold (%)	1,5	2	2,5
LCOE	1,92	2,02	2,13
Årlig lineær tapsfaktor (%)	0,2	0,4	0,6
LCOE	1,99	2,02	2,06

I tabell 8 er 10 % relativ endring lagt til grunn for spesifikk ytelse, og man ser at eventuelle avvik kan gi vesentlig utslag i LCOE. Spesifikk ytelse inneholder flere elementer av usikkerhet: usikkerhet i klimadata (innstråling, temperatur, snø etc.) og usikkerhet i virkningsgraden og funksjonen til de tekniske komponentene i anlegget samt anleggets design og konfigurasjon. Det er derfor svært viktig å benytte best mulige klimadata og gjøre gode simuleringer av produksjon.

Den faktiske systemprisen som en investor kan få i markedet kan variere fra det som vi har anslått her. I Tabell 8 vises sensitivitet i LCOE som resultat av +/- 5 % avvik.

Modulpris fra globale produsenter er hovedsakelig avhengig av produksjonsvolum og ligger nå litt under 4 NOK/Wp. At modulprisene her i Norge ligger over 7 NOK/Wp skyldes ekstra kostnader knyttet til transport/frakt/import, samt håndtering og påslag igjennom salgskjeden fra produsent via grossist/detaljist til systemleverandør. I dag kjøpes komponenter og systemløsninger «stykkvis» knyttet til norske enkeltprosjekter via tyske grossister og systemleverandører. Økt markedsvolum kan gi kortere salgskjeder og reduserte modulpriser også i Norge. Prosjektkostnadene er høye i Norge på grunn av neglisjerbart volum og at alle prosjekter er skreddersøm. Kostnadene kan reduseres gjennom at markedet og volumet er større. Opplæringskostnader av installatører for mekanisk og elektrisk installasjon er betydelig og må i dag fordeles på svært få prosjekter. Derfor bør man kunne forvente at systemkostnader og da LCOE kommer til å reduseres i takt med selv moderat utrulling i Norge.

Når det gjelder vedlikehold vil dette kunne variere noe fra anlegg til anlegg. Det er her testet for endring på +/- 25 % relativt til 2 % av totale investeringskostnader (tabell 8). En så stor endring er lite sannsynlig, likevel ser man her at selv en så stor endring ikke påvirker LCOE i veldig stor grad. Dette skyldes at vedlikeholdskostnadene for PV-anlegg generelt er svært lave i forhold til investeringskostnaden.

Avvik fra degraderingsrate benyttet i kalkylen (årlig lineær tapsfaktor) har liten påvirkning på beregnet energikostnad (tabell 8).

6 Vedlegg

6.1 Vedlegg 1 - Klimadata

6.1.1 Innstråling for ulike datakilder

Tabell 9: Oslo - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m²)

OSLO	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	7,3	21,5	62,5	108,1	151,6	160,5	152,3	102,8	73,6	32,3	9,5	4,5	886,5
Nasa	12,1	30,5	71,6	111,0	164,9	166,2	170,8	131,1	82,8	40,3	16,2	7,4	1005,0
PVGIS	8,0	21,6	53,0	95,7	141,1	155,1	147,3	108,5	66,3	31,0	11,3	5,5	844,1
Satellight	9,4	25,4	65,7	96,1	151,5	144,1	159,8	126,5	74,0	34,3	11,0	6,5	904,2
UMB Ås	9,7	26,1	72,3	112,2	156,0	159,5	146,9	116,2	74,8	34,2	13,3	5,8	927,0
Gjennomsnitt	9,4	25,4	65,7	108,1	151,6	159,5	152,3	116,2	74,0	34,2	11,3	5,8	904,2

Tabell 10: Kristiansand - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m²)

KRISTIANSAND	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	10,3	23,0	67,0	114,5	164,4	180,2	173,4	125,0	76,5	37,2	13,1	8,1	992,7
Nasa	12,1	27,7	61,4	99,9	152,2	158,7	157,5	123,7	74,4	38,1	17,1	8,7	931,5
PVGIS	11,0	25,1	59,2	101,4	147,6	156,3	151,0	114,7	71,7	36,0	13,8	7,2	894,9
Satellight	13,5	27,4	64,6	104,5	169,4	166,4	179,6	140,8	74,3	39,1	14,1	8,2	1002,1
Gjennomsnitt	11,6	26,3	63,0	103,0	158,3	162,6	165,5	124,4	74,4	37,7	14,0	8,2	962,1

Tabell 11: Bergen - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m²)

BERGEN	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	5,8	19,3	48,5	89,7	135,3	136,4	128,6	100,3	59,5	27,7	9,4	3,9	764,3
Nasa	9,0	26,3	61,1	108,6	162,8	164,7	152,8	122,5	74,7	36,9	13,8	5,3	938,4
PVGIS	5,6	18,6	53,0	96,0	135,5	155,7	139,5	101,1	60,6	26,4	7,7	3,5	803,1
Satellight	7,9	17,3	51,0	94,2	149,4	138,6	130,1	113,8	63,4	30,4	11,0	5,6	812,8
Gjennomsnitt	6,9	19,0	52,0	95,1	142,5	147,2	134,8	107,5	62,0	29,1	10,2	4,6	808,0

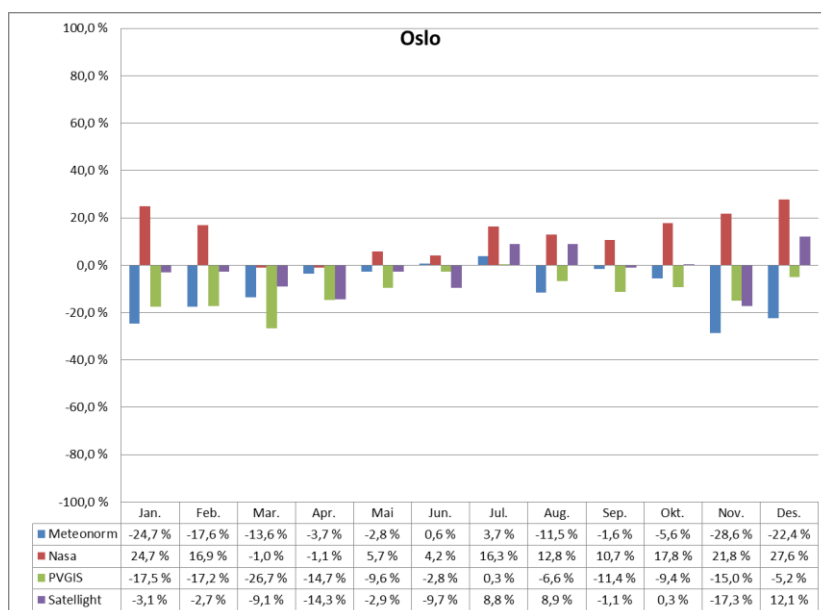
Tabell 12: Trondheim - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m²)

TRONDHEIM	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	5,8	22,7	64,3	110,3	153,0	158,1	153,5	112,2	66,3	29,4	7,8	2,7	885,9
Nasa	5,0	19,3	57,0	106,8	153,8	155,7	144,5	113,8	72,0	32,9	9,0	1,9	871,5
PVGIS	4,6	19,7	56,7	100,5	143,5	156,9	144,2	107,0	58,5	26,7	7,7	2,1	828,2
Satellight	4,6	19,0	59,3	102,6	153,8	137,5	142,7	114,7	73,9	32,3	9,0	2,3	851,8
Gjennomsnitt	4,8	19,5	58,2	104,7	153,4	156,3	144,4	113,0	69,2	30,9	8,4	2,2	861,7

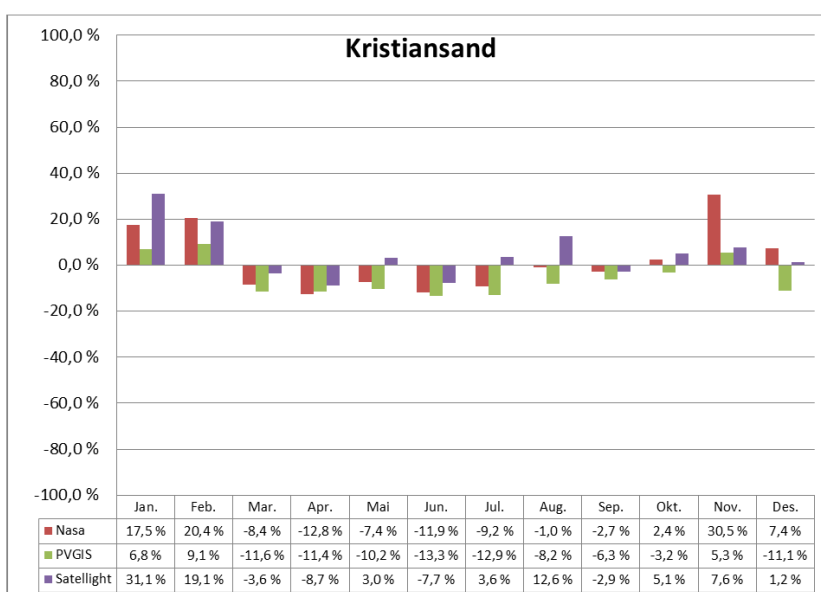
Tabell 13: Tromsø - Innstrålt solenergi, horisontal flate (kWh/m2)

TROMSØ	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	0,0	9,8	49,6	105,6	139,4	142,3	132,0	89,3	46,5	16,0	1,7	0,0	732,1
Nasa	0,3	8,7	38,8	87,3	135,5	158,1	139,8	107,0	57,6	19,2	1,5	0,0	753,7
PVGIS	0,0	7,6	42,2	96,0	131,4	145,5	135,2	89,3	44,1	12,9	0,7	0,0	704,9
Satellight	ingen data												
Gjennomsnitt	0,0	8,7	42,2	96,0	135,5	145,5	135,2	89,3	46,5	16,0	1,5	0,0	732,1

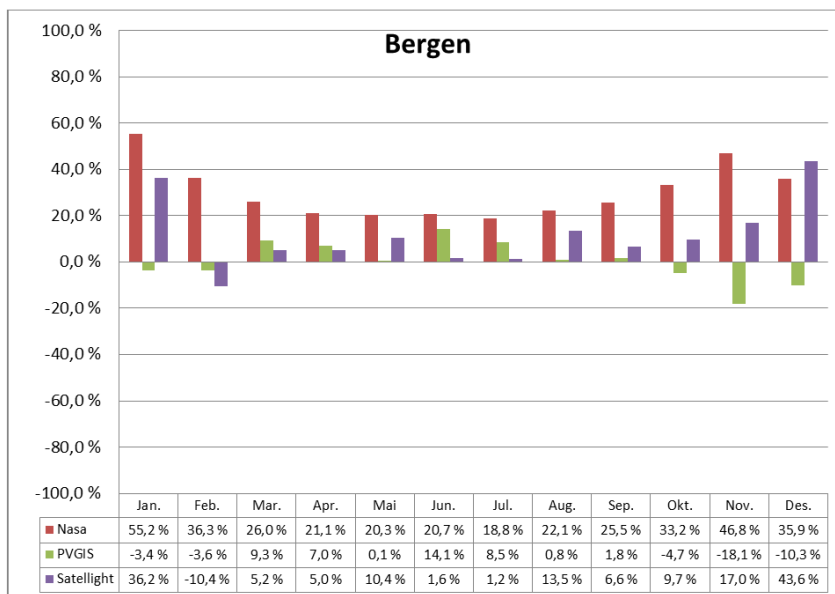
6.1.2 Avvik i innstrålingsverdier for ulike datakilder i forhold til anvendte data



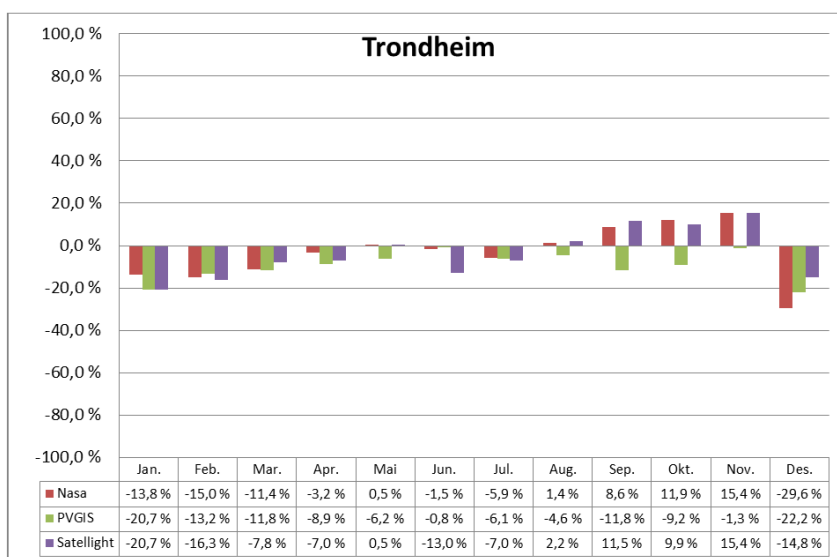
Figur 16: Oslo - Sammenligning med FAGKLIM



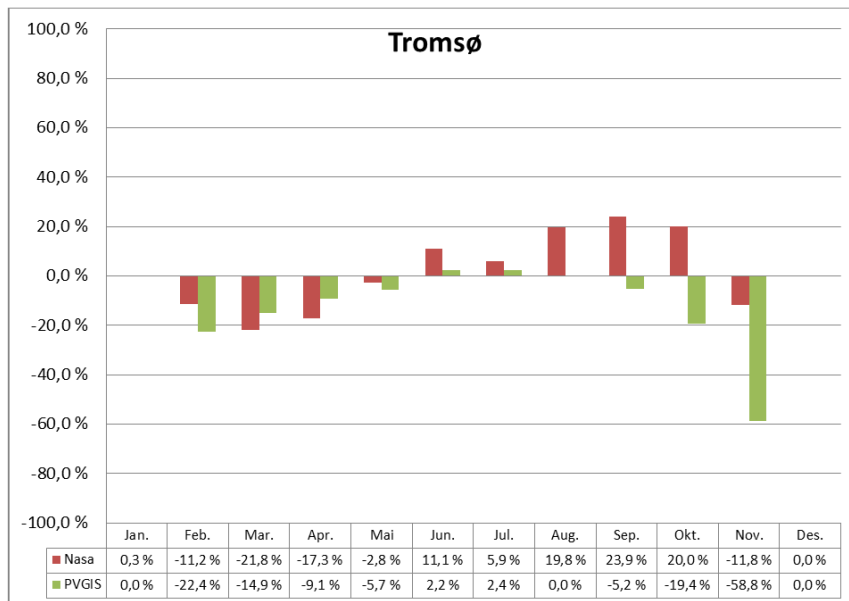
Figur 17: Kristiansand - Sammenligning med Meteonorm 7.0



Figur 18: Bergen - Sammenligning med Meteonorm 7.0



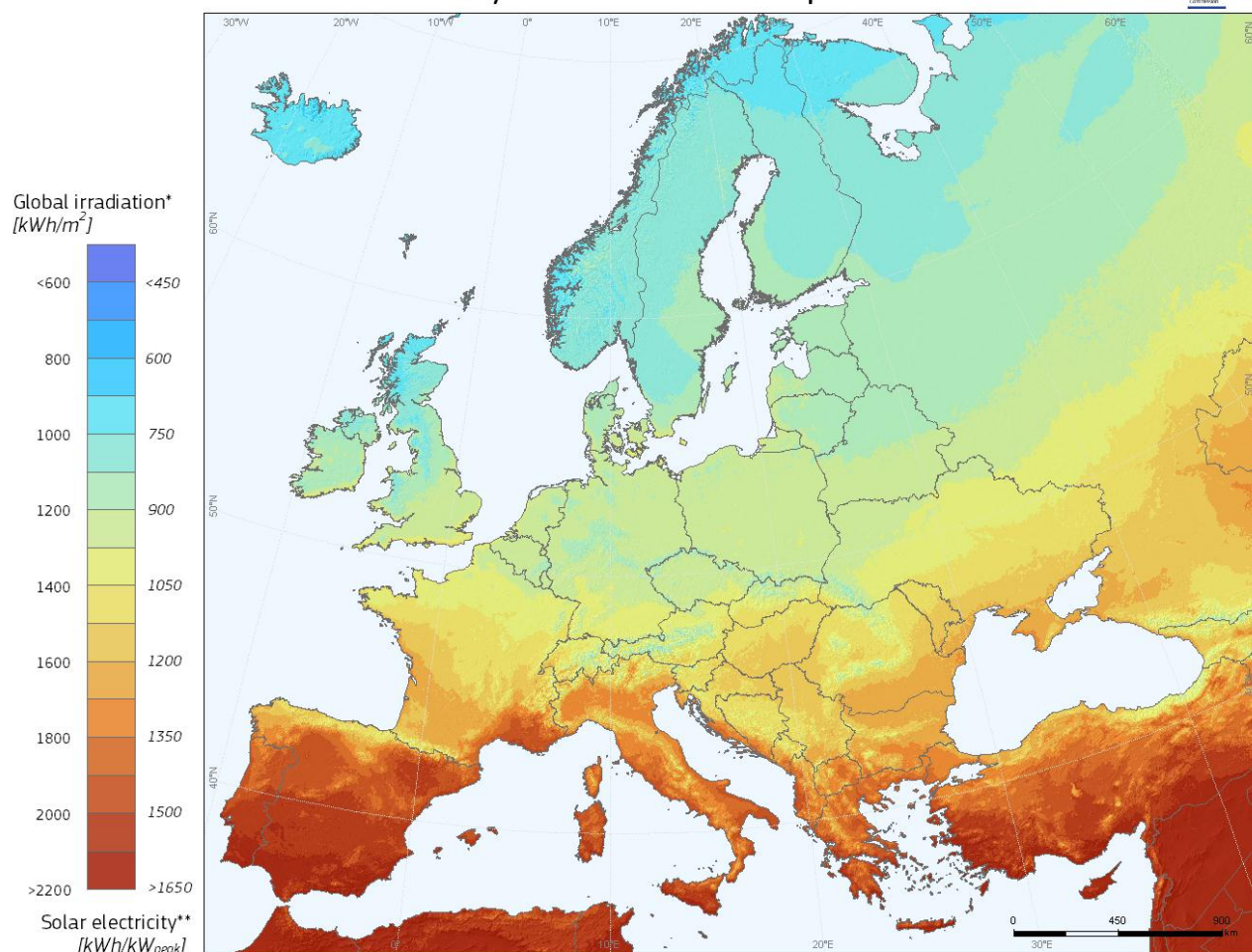
Figur 19: Trondheim - Sammenligning med Meteonorm 7.0



Figur 20: Tromsø - Sammenligning med Meteonorm 7.0

6.1.3 Innstråling i Europa (PVGIS)

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules

**Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kW_p system with a performance ratio of 0.75

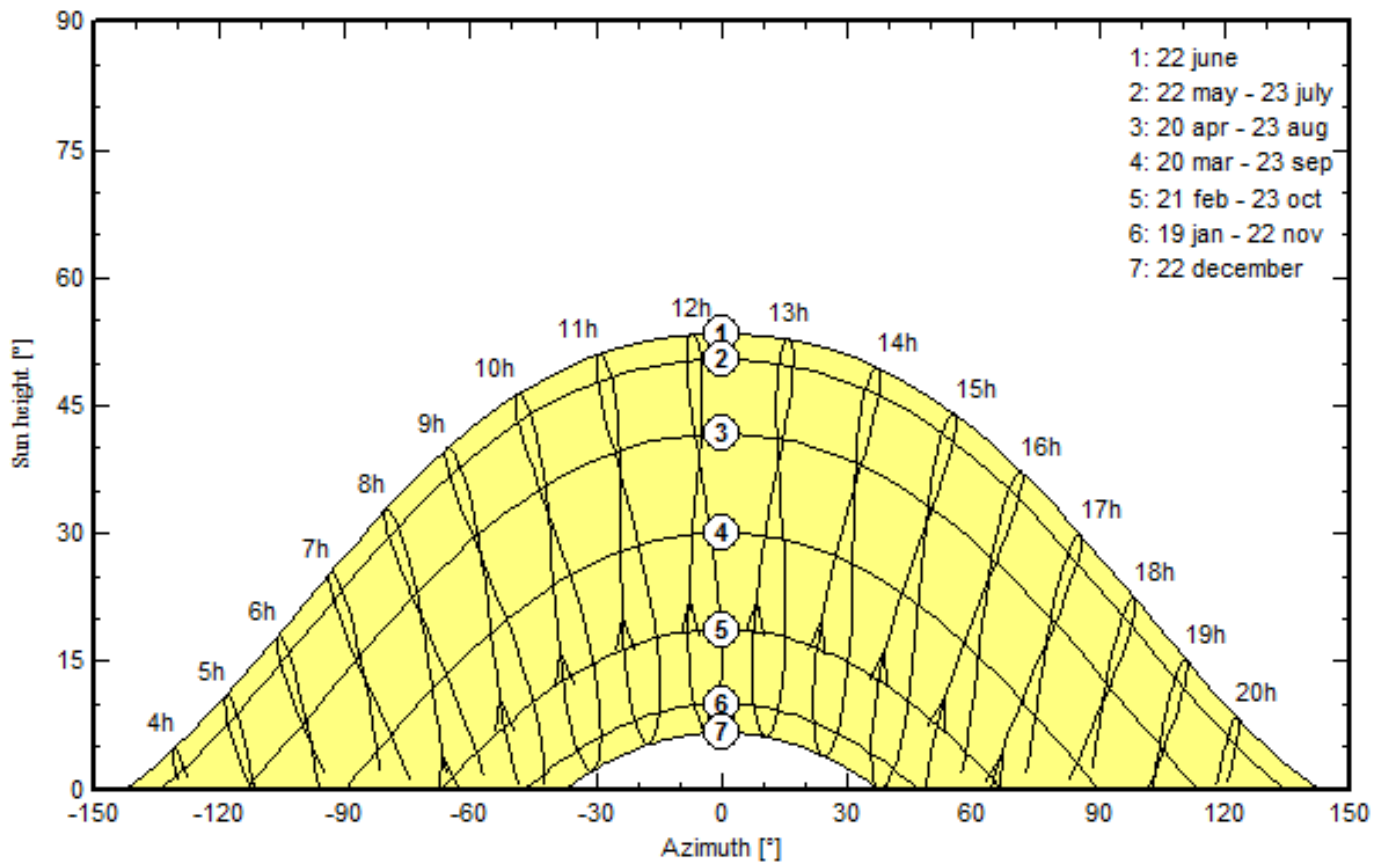
© European Union, 2012
 PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
 EC - Joint Research Centre
 In collaboration with: CM SAF, www.cmsaf.eu

Legal notice: Neither the European Commission nor any person acting on behalf of the Commission is responsible for the use which might be made of this publication.

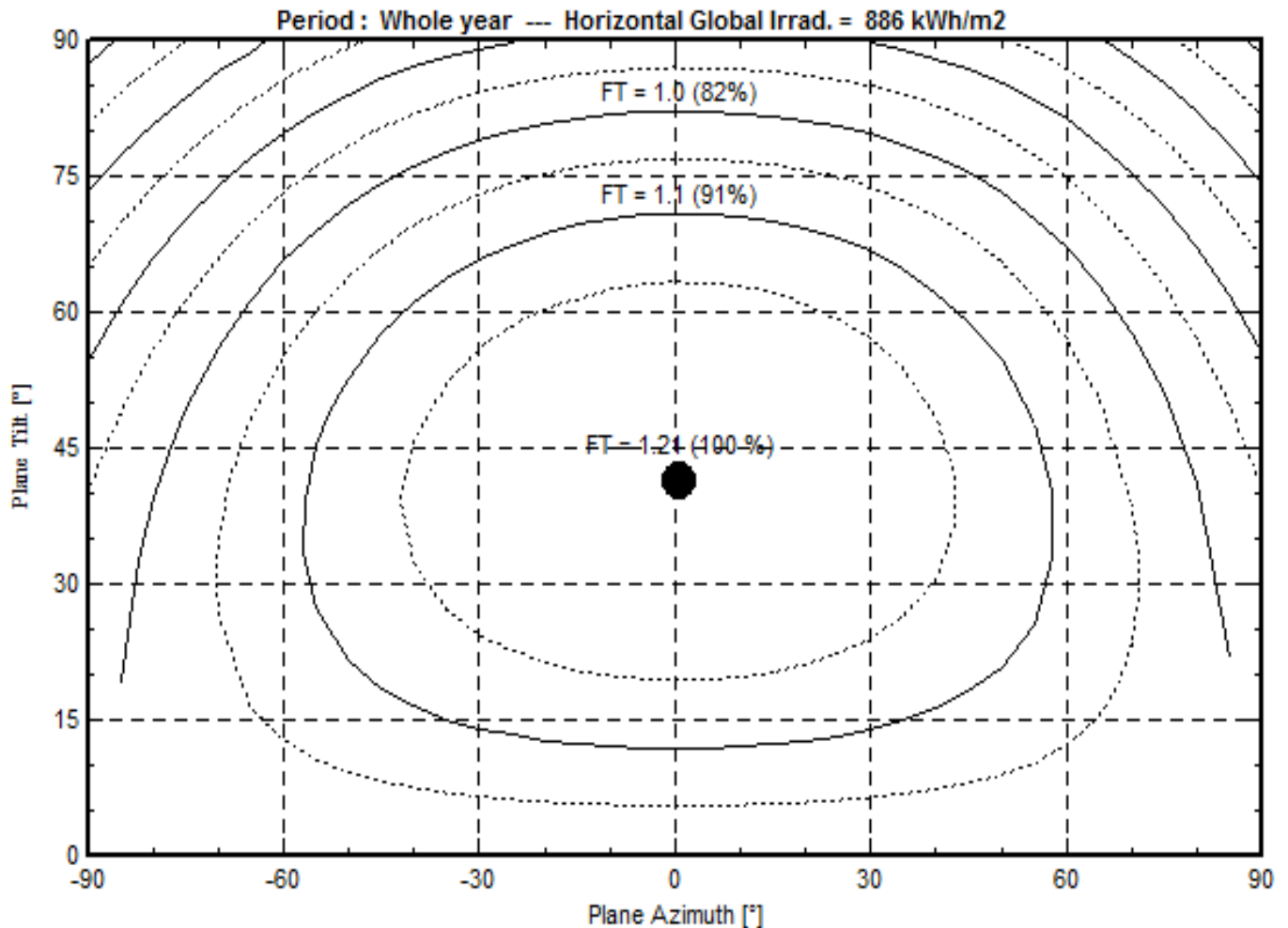
Figur 21: Solinnstrålingskart for Europa [EU]

6.2 Vedlegg 2 – Solens posisjon



Figur 22: Årlig solposisjon i Oslo [PVsyst]

Transposisjonsfaktoren (figur 23), som varierer avhengig av breddegrad, kan gi informasjon om optimalisering av orientering og vinkel, for et gitt sted. Denne faktoren benyttes for å beregne aktuell energiinnstråling mot en skråstilt flate i forhold til energiinnstrålingen på en horisontal flate. Transposisjonsfaktoren er 1 for en horisontal flate. Dersom den årlige innstrålte solenergien på horisontal flate i Oslo er $886,5 \text{ kWh/m}^2$, er den innstrålte energien lik $1,21 \cdot 886,5 = 1072,7 \text{ kWh/m}^2$ på en flate orientert mot sør med en vinkel på 40 grader.



Figur 23: Transposisjonsfaktor i Oslo [PVsyst]

6.3 Vedlegg 3 – Flere simuleringsdata

Tabell 14: Nøkkeldata fra simulering av ulike anleggstyper ved fem steder [PVsyst]

Simuleringsresultater	Klima		Tapsfaktorer				Vekselretter (%)	
	Horisontal innstråling (kWh/m ² /år)	Transposisjonsfaktor (%)	Nære skygger (%)	Nære skygger el. (%)	Snø (%)	Temperatur (%)		
Oslo	Enebolig	927	21,6	0	0	-8,6	-2,4	-2,7
	Næringsbygg	927	17,6	-3,2	-1,5	-7,6	-0,3	-2,7
	Bakkemontert	927	17,6	-2,3	-0,5	-7,8	-0,3	-2,3
Kristiansand	Enebolig	993	17,9	0	0	-5,8	-5,3	-2,6
	Næringsbygg	993	14,8	-2,7	-1	-5,2	-0,7	-2,3
	Bakkemontert	993	14,8	-2	-0,2	-5,3	-0,7	-2,2
Bergen	Enebolig	764	15,5	0	0	-6,5	-4,3	-2,9
	Næringsbygg	764	12,9	-3,1	-1,1	-5,9	-0,2	-2,5
	Bakkemontert	764	12,9	-2,4	-0,3	-6	-0,2	-2,4
Trondheim	Enebolig	886	25,2	0	0	-9,8	-4,4	-2,7
	Næringsbygg	886	20,2	-3,5	-1,7	-8,3	0	-2,4
	Bakkemontert	886	20,2	-2,6	-0,4	-8,5	0	-2,3
Tromsø	Enebolig	732	24,9	0	0	-12	-1,6	-2,9
	Næringsbygg	732	19,7	-3,4	-1,8	-10,6	2,1	-2,5
	Bakkemontert	732	19,7	-2,5	-0,3	-10,9	2,1	-2,5

7 Referanser

- International Energy Agency (IEA) v/ Lars Bugge, "National Survey Report of PV Power Applications in Norway 2012", 2013
- Sunpower, "The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-scale Photovoltaics", 2008
- PVtech.org:
http://www.pvtech.org/news/solar_manufacturing_costs_driven_by_scale_rather_than_cheap_labour_or_subsidies, 2013
- The World Bank: Energy and Mining Sector Board, "Technical and Economical Assessment of Off-grid, Mini-grid, and Grid Electrification Technologies", 2007
- Ross, Westerfield & Jordan, "Essentials of Corporate Finance 6th. Ed.", 2008
- PVsyst, offisiell programvare