



Er sola på vei opp i solcellemarkedet?

En analyse av Enova sin virkemiddelbruk i privatmarkedet for solceller

Anna-Kristine Oma Bakke og Live Xuan Christensen

Veileder: Gunnar Eskeland

Masterutredning i økonomi og administrasjon

Hovedprofil: Samfunnsøkonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

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

Forord

Denne masterutredningen inngår som et selvstendig arbeid i forbindelse med vår mastergrad i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole. Utredningen tilsvarer ett semester med fulltidsstudier innen vår hovedprofil samfunnsøkonomi, og utredningen baserer seg på kunnskap vi har opparbeidet oss gjennom profilen.

Vår motivasjon for å skrive oppgaven var muligheten til å få innsikt i privatmarkedet for solceller - et relativt nytt fenomen som kan ha stor betydning for kraftsystemet i fremtiden. Ettersom solcellemarkedet er i kontinuerlig endring og det stadig utvikles nye produkter og tjenester som øker solcelleanleggenes verdi, er det er interessant å undersøke om det likevel er et behov for at Enova øker sin støtte til lokal solkraftproduksjon.

Vi vil først rette en stor takk til vår veileder, Professor Gunnar Eskeland, for inspirasjon, veiledning og gode innspill. Vi vil også rette en stor takk til Enova, særlig til Tor Brekke, Tove Krogstad Johnsen og Monica Berner som har gitt oss data og tatt seg tid til å svare på spørsmål vi har hatt. Vi takker også Christian Sundvor fra Klimaetaten i Oslo kommune samt tilbydere som har bistått oss med verdifull innsikt i privatmarkedet for solceller.

En stor takk rettes også til familie og venner for all hjelp og støtte vi har mottatt underveis i prosessen.

Avslutningsvis ønsker vi å takke hverandre for godt samarbeid og et lærerikt og utfordrende semester.

Bergen, 18. desember 2018

Anna-Kristine Oma Bakke

Live Xuan Christensen

Sammendrag

Norge har de siste årene hatt en betydelig plusskundevekst, men relativt til andre nasjoner har veksten vært beskjedent og Enova definerer det norske privatmarkedet for solceller som umodent. I lys av Enova sine markedsmodningsmål har vi i denne studien forsøkt å kartlegge hvorvidt solcellemarkedet selv er i stand til å drive frem en videre plusskundevekst, eller om Enova bør øke støtten til lokal solkraftproduksjon. Med bakgrunn i potensialet vi vurderer at markedet har til å drive frem en varig markedsendring, har vi også diskutert hvordan Enova kan sikre effektiv ressursutnyttelse frem til markedet er modent.

Når vi studerer forventet utvikling i antall plusskunder i Norge, tar vi utgangspunkt i studier som finner at solcelleinvesteringens lønnsomhet spiller en viktig rolle i boligeiernes investeringsbeslutningsprosess. Vi finner at det i hovedsak er investeringer i mindre solcelleanlegg som viser lønnsomhet i dag. Likevel installerer plusskunder stadig større solcelleanlegg. I lys av Rogers diffusjonsteori har vi derfor argumentert for at dagens plusskunder kan karakteriseres som *innovatører* av solcelleteknologien. For at flere boligeiere skal finne det attraktivt å investere i solcelleanlegg argumenterer vi for at markedsaktørene må redusere investeringskostnadene, og/eller øke betalingsviljen til boligeierne.

I lys av teori og litteratur mener vi tilbyderne i solcellemarkedet i hovedsak kan realisere et fremtidig fall i investeringskostnadene gjennom å redusere sine *myke kostnader*, slik som logistikk-, arbeids- og salgskostnader. Videre har vi argumentert for at dette best gjøres gjennom en utnyttelse av læringseffekter (LBD), men at det vil kreve en tilstrekkelig installasjonsrate. Vi mener imidlertid at markedsaktørene er både villige og i stand til å drive frem en etterspørselsvekst gjennom økt konkurranse på pris og kvalitet, fremvekst av nye produkter og tjenester samt kunnskapsdeling. Med bakgrunn i funnene våre mener vi Enova ikke bør øke støtten til lokal solkraftproduksjon for å oppnå varig markedsendring.

Vi har også argumentert for at dagens støtteutforming bør videreføres ettersom den balanserer tilbudet og etterspørselen i privatmarkedet for solceller, og samtidig sikrer effektiv ressursutnyttelse frem markedsmodningen.

Abstract

In recent years Norway has experienced a significant growth in prosumers. Compared to other nations, however, the growth has been modest, and Enova defines the Norwegian household market of solar Photovoltaic (PV) as immature. In view of Enova's goal to mature the household market of solar PV systems, we have examined whether the market enables a further growth of prosumers without offering additional subsidies. Depending on market players' ability to stabilize the market, we have also discussed how Enova can ensure efficient resource utilization towards a maturing of the market.

Based on other studies that find the profitability of solar PV investment to play a vital role in the households' investment decision-making process, we have examined the expected growth of prosumers in Norway. Despite that prosumers are installing larger solar PV systems today, we find that it is mainly investments in smaller residential solar PV systems that show profitability. In view of Roger's theory on diffusion of innovations, we have argued that today's prosumers can be characterized as innovators of the solar PV technology. For more households to find it attractive to invest in solar PV systems, we argue that the market players need to reduce the investment costs or increase households' willingness to pay.

Based on theory and literature, we believe a reduction in soft costs such as logistics, labor and sales costs can realize a reduction in investment costs. Furthermore, we have argued that a reduction in soft costs is most likely to be achieved through a utilization of learning-by-doing effects (LBD), however, this will require an adequate installation rate. Having examined the market potential, we believe the market players are both willing and able to achieve a growth in demand through increased competition on price and quality, emergence of new products and services, as well as through knowledge sharing. Based on our findings, we believe Enova should not increase their subsidies for residential solar PV systems in order to mature the private household market.

We have also argued that the design of today's subsidy scheme should continue as it balances supply and demand in the solar PV market while ensuring efficient resource utilization in relation to Enova's target measures of market maturity.

Forkortelser

kWh	kilowattimer
kW	kilowatt
kWp	kilowatt peak
MWh	megawatttimer
MW	megawatt
Wp	wattpeak
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
LBD	Learning-by-doing
FiT	Feed-in tariff

Innholdsfortegnelse

FORORD	2
SAMMENDRAG	3
ABSTRACT	4
FORKORTELSER	5
INNHALDSFORTEGNELSE	6
FIGURLISTE	9
TABELLISTE	10
1. INNLEDNING	11
1.1 BAKGRUNN	11
1.2 PROBLEMSTILLING	12
1.3 AVGRENSNINGER	12
1.4 OPPGAVENS OPPBYGNING	13
2. ENOVA	14
2.1 ENOVATILSKUDET.....	15
3. KRAFTSYSTEMET I NORGE	16
3.1 KRAFTNETTET	16
3.1.1 <i>Transmisjon- og distribusjonsnett</i>	16
3.2 KRAFTMARKEDET	17
3.2.1 <i>Engros- og sluttbrukermarkedet</i>	18
3.3 EFFEKTARIFFER.....	19
4. SOLCELLEMARKEDET	21
5. TEORETISK RAMMEVERK	24
5.1 LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE).....	24
5.2 NÅVERDIMETODEN.....	25
5.3 KJØP- OG ATFERDSTEORI.....	26
5.4 SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET	27
6. BESKRIVELSE AV DATA FRA ENOVA	29

7.	PRIVATØKONOMISK LØNNSOMHET TIL ET SOLCELLEANLEGG.....	32
7.1	LØNNSOMHETSUTVIKLINGEN FREM TIL I DAG	32
7.2	FREMTID UTVIKLING I LØNNSOMHETSKOMPONENTENE	38
7.2.1	<i>Systempriser</i>	38
7.2.2	<i>Levetid</i>	40
7.2.3	<i>Total strømpris</i>	40
7.2.4	<i>Fremtidig utvikling i LCOE og total strømpris</i>	41
7.3	PRIVATØKONOMISK LØNNSOMHET PÅ ULIKE INVESTERINGSTIDSPUNKT.....	42
7.3.1	<i>Mediananleggets lønnsomhet</i>	43
7.3.2	<i>Lønnsomhet for ulike anleggsstørrelser</i>	44
7.3.3	<i>Usikkerhet</i>	45
7.4	DELKONKLUSJON	51
8.	HAR MARKEDET POTENSIAL TIL Å DRIVE FREM EN MARKEDSMODNING UTEN ØKT STØTTE TIL LOKAL SOLKRAFTPRODUKSJON?	53
8.1	LITTERATUR.....	54
8.2	VEKSTFREMMENDE FORHOLD I MARKEDET	55
8.2.1	<i>Teknologiutvikling</i>	55
8.2.2	<i>Rammebetingelser</i>	58
8.2.3	<i>Individuelle interesser</i>	60
8.3	VEKSTBEGRENSENDE FORHOLD I MARKEDET	61
8.3.1	<i>Høye kostnader</i>	61
8.3.2	<i>Rammebetingelser</i>	64
8.3.3	<i>Høye transaksjonskostnader og begrenset kunnskap</i>	65
8.4	DELKONKLUSJON	67
9.	MULIGE UTFORMINGER PÅ ENOVA SIN VIRKEMIDDELBRUK.....	68
9.1	DELKONKLUSJON	73
10.	KONKLUSJON	74
10.1	SVAKHETER OG FORSLAG TIL VIDERE FORSKNING	75
11.	LITTERATURLISTE	76

VEDLEGG 1: PRODUKSJONSPOTENSIALET TIL ET SOLCELLEANLEGG I ULIKE BYER	84
VEDLEGG 2: MÅNEDLIG PRODUKSJONSPOTENSIAL TIL ET SOLCELLEANLEGG I NORSKE BYER	85
VEDLEGG 3: MÅNEDLIG KRAFTFORBRUK FOR HUSHOLDNINGER	86
VEDLEGG 4: LØNNSOMHETSBEREGNING FOR ET SOLCELLEANLEGG.....	87
VEDLEGG 5: PROGNOSE FOR FREMTIDIG UTVIKLING I SYSTEMPRIS	89
VEDLEGG 6: PROGNOSE FOR FREMTIDIG UTVIKLING I TOTAL STRØMPRIS	90

Figurliste

Figur 2.1: Illustrasjon av de to hovedlinjene Enova jobber etter: teknologiutvikling og markedsutvikling.....	14
Figur 3.1: Komponenter i strømregningen.....	19
Figur 4.1: Installert solkapasitet i ulike markedssegmenter i 2015 og 2016.....	21
Figur 4.2: Årlig produksjonspotensial til solcelleanlegg lokalisert i ulike byer.	22
Figur 4.3: Månedlig produksjonspotensial til et solcelleanlegg over året. Horisontal linje viser årlig gjennomsnittlig produksjon for alle byene.....	23
Figur 5.1: Brukergruppene av en innovasjon.....	27
Figur 7.1: Historisk utvikling i LCOE og total strømpris.	33
Figur 7.2: LCOE for et mediananlegg og totale strømpriser i Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø i 2018.....	34
Figur 7.3: Nytteprofilen til ulike anleggsstørrelser ved total strømpris høyere enn LCOE og kraftpris lavere enn LCOE.	36
Figur 7.4: Forventet utvikling i total strømpris i Oslo for perioden 2018-2030.	41
Figur 7.5: Fremtidig utvikling i LCOE i Oslo og utvikling i systempriser og total strømpris iht. referansescenario.....	42
Figur 7.6: Netto nåverdi på ulike investeringstidspunkt i ulike byer for et mediananlegg.....	43
Figur 7.7: Netto nåverdi på ulike investeringspunkt for ulike anleggsstørrelser i Oslo.....	44
Figur 7.8: Netto nåverdi på ulike investeringstidspunkt under ulike tariffutforminger for et mediananlegg i Oslo.....	46
Figur 7.9: Netto nåverdi ved ulike kalkulasjonsrenter for et mediananlegg i Oslo.....	48
Figur 7.10: Forventet utvikling i NNV for et mediananlegg i Oslo med batteriteknologi.....	50
Figur 7.11: Netto nåverdi for et mediananlegg i Oslo ved ulike scenarioer for total strømpris.....	51
Figur 8.1: Fordeling av produksjonen fra et mediananlegg lokalisert i Oslo og av kraftforbruket til en husholdning med et årlig forbruk 20 000 kWh.....	56
Figur 8.2: Gjennomsnittlig uttak og innmating for en plusskunde i Norge i løpet av et døgn i august, basert på virkelige tall fra et titalls plusskunder.....	56
Figur 9.1: Fremtidig utvikling av anleggsstørrelser som gir NNV lik null.....	69
Figur 9.2: Utvikling i netto nåverdi for fremtidige solcelleanlegg med dagens Enovatilskudd og med 20 prosent støtte av totale kostnader.	71

Tabelliste

Tabell 4.1: Utviklingen i gjennomsnittlige systempriser for anlegg under 10 kWp	21
Tabell 6.1: Sammendrag av beskrivende statistikk over historiske utbetalinger av Enovatilskuddet.....	30
Tabell 6.2: Antall søknader om Enovatilskudd og markedskonsentrasjon (HHI) i utvalgte kommuner.....	31
Tabell 7.1: Økonomisk prestasjon til ulike anleggsstørrelser for året 2018, installert i Oslo i 2018.....	37
Tabell 7.2: Egenskapene til Tesla Powerwall 2, 14 kWh.....	49
Tabell 8.1: Økonomisk prestasjon til ulike solcelleanlegg for året 2018 installert i Oslo i 2018 for ulike satser på innmatet kraft.....	63
Tabell 9.1: Gjennomsnittlig støtteandel av totale investeringskostnader som Enovatilskuddet har dekket for ulike anleggsstørrelser	70

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Stadig flere norske boligeiere har investert i solcelleanlegg, koblet anleggene til kraftnettet og blitt såkalte plusskunder. Den første plusskunden kom i 2011 og i dag eier over 1000 boligeiere et solcelleanlegg som forsyner dem med solkraft (CICERO, 2018; Winther, 2018). En forventning om fallende investeringskostnader og høyere strømpriser kan gjøre solceller til et godt supplement til kraft kjøpt fra nettet for boligeiere i fremtiden (Accenture & WWF, 2016).

Med bakgrunn i nasjonale og globale klimamål, omstilling til fornybar elektrisitet og behov for økt selvforsyning av kraft, har gunstige støtteordninger bidratt til å drive frem en tidlig etterspørselsvekst etter solceller i Tyskland og andre europeiske markeder (Accenture & WWF, 2016). Norge sin rike tilgang på fornybar kraft og lave finansielle støtteordninger for solkraft, har blitt trukket frem som sentrale årsaker til at plusskundeveksten i Norge har vært beskjeden sammenlignet med andre europeiske land (Accenture & WWF, 2016; Multiconsult & Asplan Viak, 2018).

I Norge er Enova tildelt mandat for forvaltningen av Energifondet med formål å fremme omlegging av energibruk og energiproduksjon samt utvikling av energi- og klimateknologi (Enova, u.å.-c). Husholdningene står for en tredjedel av Norge sitt elektrisitetsforbruk og bidrar til en betydelig del av effektbehovet (Enova, u.å.-b). Overfor boligeiere vil styrket forsyningssikkerhet for energi og utvikling av nye teknologier som på lengre sikt kan bidra til reduserte klimagassutslipp, være viktige satsingsområder for Enova. I dag kan boligeiere motta støtte for å gjennomføre en rekke ulike energiltak i hjemmet, herunder støtte til el-produksjon, gjennom Enovatilskuddet.

Ved å tilby støtte til solcelleinvesteringer ønsker Enova å modne markedet gjennom å øke volum og sørge for god og kvalitetssikker konkurranse for å drive ned prisene i privatmarkedet for solceller. I tillegg er Enova opptatt av at boligeiere som kjøper solcelleanlegg forblir tilkoblet til kraftnettet og at norske boligeiere øker fokuset rundt effektiv energibruk. Samlet utgjør dette Enova sine markedsmodningsmål for privatmarkedet for solceller (T. Brekke, personlig kommunikasjon 2. oktober 2018).

1.2 Problemstilling

Et fall i investeringskostnadene har forbedret den økonomiske prestasjonen til solcelleanlegg over tid (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). Likevel ligger Enovatilskuddet på samme støttenivå i dag som da Enova innførte investeringsstøtten i 2015. Isolert sett blir dagens boligeiere dermed støttet med et høyere beløp relativt til investeringskostnadene enn tidligere. Likevel pekes det ofte på at dagens investeringsstøtte til solcelleanlegg bør økes for at markedet skal modne (Multiconsult & Asplan Viak, 2018; Nilsen, 2016; Tollaksen, 2016).

Forventningen om fallende systempriser og høyere strømpriser gjør det derfor interessant å studere hvorvidt markedsaktørene i privatmarkedet for solceller er i stand til å oppnå en markedsmodning, uten at Enova øker sin virkemiddelbruk. Avhengig av hvilket potensial vi vurderer at markedet har til å drive frem en modning på egenhånd, vil vi deretter diskutere hvordan Enova kan sikre effektiv ressursutnyttelse og ivareta sine interesser i solcellemarkedet frem mot markedsmodningen.

Med bakgrunn i diskusjonen over har vi utformet følgende problemstilling:

Bør Enova øke støtten til lokal solkraftproduksjon for å oppnå en varig markedsendring i privatmarkedet for solceller, og hvordan bør Enova innrette sin virkemiddelbruk for å best mulig sikre effektiv ressursutnyttelse frem mot markedsmodningen?

Formålet med masterutredningen er å gi Enova innsikt i hvorvidt de bør endre dagens støtteordning for å nå markedsmodningsmålene de har satt seg, og hvordan de kan sikre effektiv ressursutnyttelse i dette arbeidet.

1.3 Avgrensninger

Solcellemarkedet kan deles inn i et privatmarked og et næringssegment. Vi vil utelukkende fokusere på privatmarkedet for solceller, og for enkelthetskyld vil vi omtale dette som solcellemarkedet. Enovatilskudd til el-produksjon retter seg utelukkende mot privatpersoner i husholdningssektoren og har i de fleste tilfeller blitt utbetalt til boligeiere med solcelleanlegg på sin helårsbolig. Med unntak av i kapittel 2 vil vi omtale Enovatilskudd til el-produksjon som *Enovatilskuddet* og mener med det Enovatilskudd til solcelleanlegg. Plusskundeordningen

legger ingen føringer for hvem som kan bli plusskunde eller hvilken produksjonsteknologi som skal benyttes. Vi vil definere begrepet plusskunde som en boligeier som er tilknyttet kraftnettet gjennom et solcelleanlegg på sin helårsbolig. Vi vil legge til grunn at solcellemarkedet har oppnådd en varig markedsendring når markedet har blitt modent. Videre vil vi forutsette at Enova vurderer en varig markedsendring av solcellemarkedet til å være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi vil derfor ikke besvare verdispørsmålet rundt plusskunder, men legger til grunn at en markedsmodning vil ha en positiv verdi for samfunnet. Selv om kraftpriser er volatile gjennom året, vil vi i våre lønnsomhetsberegninger benytte oss av årlige gjennomsnittspriser på kraft.

1.4 Oppgavens oppbygning

For å forstå hvordan Enova mest mulig effektivt kan innrette sin virkemiddelbruk i solcellemarkedet for å nå sine markedsmodningsmål, vil vi i kapittel 2 gi en generell presentasjon av Enova og deres mandat. Kraft kjøpt fra nettet er å anse som alternativkostnaden til egenprodusert solkraft. Vi vil derfor i kapittel 3 beskrive oppbygningen av det norske kraftsystemet. I kapittel 4 følger en kort beskrivelse av solcellemarkedet.

I kapittel 5 vil vi presentere oppgavens teoretiske grunnlag, herunder metoder for lønnsomhetsberegninger av investeringer. Vi vil også belyse teori knyttet til kjøpsatferd, diffusjon av nye teknologier og elementer fra samfunnsøkonomisk teori, herunder eksternaliteter og kollektive goder.

Vi har fått utdelt et datasett av Enova med oversikt over deres historiske utbetalinger av Enovatilskuddet (til solceller, jf. avgrensninger) som vi vil presentere i kapittel 6.

I kapittel 7 beskriver vi den privatøkonomiske lønnsomheten ved solceller: historisk, i dag og forventet utvikling i fremtiden. Deretter analyserer vi i kapittel 8 solcellemarkedets potensial til å drive frem en varig markedsendring uten økt støtte til lokal solkraftproduksjon. Dette danner grunnlaget for å vurdere hvordan Enova bør innrette sine virkemidler i solcellemarkedet for å sikre effektiv ressursutnyttelse, som vi vil diskutere i kapittel 9.

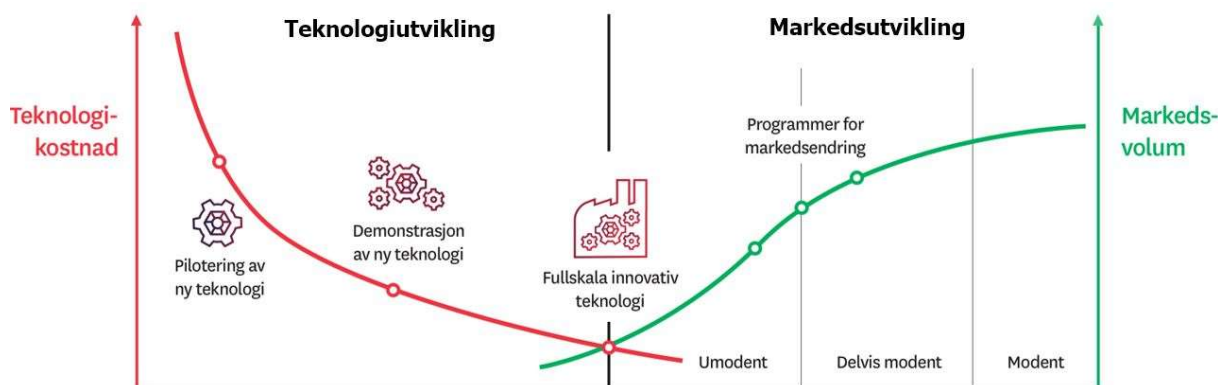
Avslutningsvis vil vi i kapittel 10 legge frem våre funn og konkludere. Her vil vi også kort diskutere oppgavens begrensninger og gi anbefalinger for videre forskning.

2. Enova

Enova SF ble etablert i 2001 og bidrar i dag aktivt til å redusere klimagassutslipp, styrke forsyningssikkerhet for energi og utvikle teknologi som på lengre sikt også vil bidra til reduserte klimagassutslipp (Olje- og energidepartementet, 2016a). Det er også lagt til rette for at Enova kan drive frem varige markedsendringer ved å begrense tekniske og markedsmessige forhold som forhindrer at nye energi- og klimaløsninger blir tatt i bruk. Styret i Enova er tillagt stor faglig frihet, men Enova sin eier, Klima- og miljødepartementet (tidligere: OED) styrer foretaket overordnet gjennom fireårige avtaler om forvaltningen av midlene som stilles til rådighet av Stortinget (Olje- og energidepartementet, 2016a).

Enova legger til rette for både teknologi- og markedsutvikling (Enova, u.å.-b). Som Figur 2.1 viser kan Enova gjennomføre ulike aktiviteter avhengig av hvorvidt en ny teknologi befinner seg i en teknologiutviklingsfase eller om den har entret markedet. Plusskundeveksten viser at solcelleteknologien har entret det norske privatmarkedet. Enova mener imidlertid at solcellemarkedet befinner seg i en umoden fase. I denne fasen vil programmer for markedsendring være egnede virkemidler. I et umodent marked vil faktorer som volumvekst, prisendringer og innovasjoner i teknologi og forretningsutvikling typisk være mer ustabile enn i et modent marked (T. Brekke, personlig kommunikasjon, 2. oktober 2018). Hvilken fase solcellemarkedet befinner seg i danner grunnlaget for en videre analyse av markedets potensial til å drive frem en markedsmodning på egenhånd. Det vil være viktig i vurderingen av Enova sin virkemiddelbruk.

Figur 2.1: Illustrasjon av de to hovedlinjene Enova jobber etter: teknologiutvikling og markedsutvikling (Enova, u.å.-b)



2.1 Enovatilskuddet

Med hensikt å stimulere boligeiere til å gjennomføre energiltak i sine boliger og dermed bidra til at klima- og energieffektive løsninger blir tatt i bruk, ble «Enovatilskuddet» iverksatt i 2015 (Enova, 2017). Støtten er rettighetsbasert og er utformet som en direkte investeringsstøtte til boligeiere som gjennomfører energiltak i sine boliger. Støtte til solcelleanlegg er ett av totalt 16 tiltak Enovatilskuddet omfatter. I 2017 utgjorde Enova sine utbetalinger til solcelleanlegg 6,6 prosent av deres totale utbetalinger (Enova, 2018b).

Investeringsstøtten til solcelleanlegg er dekomponert i et fastledd på 10 000 NOK og et variabelledd på 1250 NOK per kWp installert effekt, opptil 15 kWp (Enova, u.å.-a). Det betyr at en boligeier kan få utbetalt opptil 28 750 NOK i støtte. Støttebeløpet kan imidlertid ikke overskride 35 prosent av totale investeringskostnader.

For å unngå konkurransevridning har EØS-avtalen et generelt forbud mot statsstøtte (Nærings- og fiskeridepartementet, 2014). Det finnes likevel unntak, og Enovatilskuddet er lovlig i henhold til statsstøtteregeverket (Enova, u.å.-d). Det imidlertid ikke tillatt å gi støtte til de samme kostnadene som er dekket ved annen offentlig støtte hvis det innebærer at den øvre støtteintensiteten i regelverket overskrides (Nærings- og fiskeridepartementet, 2015). Enova sørger for at forvaltningen av Energifondets midler til enhver tid sammenfaller med gjeldene vedtak (Enova, u.å.-d).

3. Kraftsystemet i Norge

Ettersom plusskunder er tilkoblet kraftnettet, er de en naturlig del av det norske kraftsystemet. Utviklingen i kraftprisene er et viktig element når vi senere skal sammenligne kostnadene knyttet til kraft kjøpt fra nettet relativt til å investere i solcelleanlegg. Vi vil derfor gi en beskrivelse av organiseringen av det norske kraftsystemet samt aktørene som er involvert. Avslutningsvis vil vi belyse Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) sitt forslag om innføring av effekttariffer som vil påvirke plusskundes besparelse fra egenprodusert solkraft.

3.1 Kraftnettet

Kraftnettet sin grunnleggende funksjon er å overføre elektrisk kraft fra kraftprodusenter til sluttbrukere (Olje- og energidepartementet, 2016b). Flyten av kraft skjer gjennom ulike spenningsnivåer i kraftsystemet og er delt inn i to nivåer: transmisjonsnettet og distribusjonsnettet (NVE, 2018a). Nettvirksomhet er et naturlig monopol ettersom utbygging av parallelle ledningsnett vil være lite ressurseffektivt. For å sikre at nettselskapene ikke utnytter sin posisjon overfor forbrukerne har myndighetene etablert en omfattende monopolkontroll som regulerer netteierne sin virksomhet (Olje- og energidepartementet, 2017b). Det gjøres gjennom *Reguleringsmyndigheten* for energi (RME). De skal sikre effektiv overføring, omsetning og bruk av energi med hjemmel i energiloven og underliggende forskrifter, samt Eldirektiv II og tilhørende forordninger (NVE, 2018b).

3.1.1 Transmisjon- og distribusjonsnettet

Transmisjonsnettet eies av Statnett og utgjør hovedveiene i kraftnettet. Transmisjonsnettet omfatter også overføringsledninger til utlandet som muliggjør eksport og import av kraft (Hansen, Jonassen, Løchen & Mook, 2017). Som systemansvarlig nettselskap sørger Statnett for at det til enhver tid er balanse mellom kraftforbruk og -produksjon.

Nettnivået under transmisjonsnettet, distribusjonsnettet, er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og sluttbrukerne (NVE, 2018a). Det er nettselskapene i Norge som eier, drifter og vedlikeholder distribusjonsnettet, og energiloven pålegger nettselskapene leveringsplikt. Det innebærer at de til enhver tid skal holde kraftnettet åpent for alle som ønsker

å kjøpe eller selge kraft. Sluttbrukerne betaler nettselskapene for å være tilkoblet kraftnettet, men det er NVE som bestemmer hvor mye nettleie nettselskapene har lov til å belaste sluttbrukerne. Det betyr at nettselskapene har en viss frihet når de fastsetter nettleien, men de må likevel holde seg innenfor inntektsramme og prinsipper for tariffen fastsatt av NVE (Olje- og energidepartementet, 2017b)

3.2 Kraftmarkedet

Norge fikk i 1990 en ny energilov som åpnet for konkurranse i kraftmarkedet, og gav sluttbrukerne mulighet til å fritt velge mellom ulike kraftleverandører (Olje- og energidepartementet, 2014). Etter at flere land liberaliserte sine energilover ble Nord Pool opprettet i 1996 og er en kraftbørs som muliggjør handel av kraft på tvers av landegrenser.

I dag tilhører Norge et felles nordisk kraftmarked som er integrert i det europeiske kraftmarkedet via overføringsforbindelser til andre europeiske land (Olje- og energidepartementet, 2017a). Formålet med kraftutvekslingen er at kraften til enhver tid skal gå fra områder med lav pris til områder med høy pris og er et resultat av etterspørsel og tilbud i det enkelte markedsområdet. Kraftprisen vil slik sett signalisere hvor det er over- og underskudd av kraft, slik at kraften vil flyte fra overskuddsområdene til underskuddsområdene. Det bidrar til å overføre kraft til områder der behovet er størst, og signaliserer samtidig hvor det er behov for å øke eller redusere produksjon (Olje- og energidepartementet, 2017a).

Når utvekslingsbehovet i kraftnettet overstiger overføringsgrensen oppstår flaskehals. For å ta hensyn til flaskehals er Norge delt inn i fem prisområder: Sørvest-Norge, Sørøst-Norge, Vest-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge (Olje- og energidepartementet, 2017a). Markedsområdene sikrer også at markedet klarer priser som tar hensyn til kraftnettets begrensninger. I perioder med overføringsbegrensninger i kraftnettet kan prisene svinge mellom de ulike områdene. Dette bidrar til sikker drift og fremmer effektiv ressursutnyttelse (Olje- og energidepartementet, 2017a). Geografiske forhold påvirker også nettselskapenes kostnader knyttet til drift og vedlikehold av kraftnettet. I tillegg vil kostnadsforskjeller bli påvirket av skjevheten i bosetningsmønsteret. Områder med spredt bosetningsmønster har gjerne en høyere nettleie enn tettbebygde områder (Olje- og energidepartementet, 2017b).

3.2.1 Engros- og sluttbrukermarkedet

Kraftprodusenter produserer og omsetter kraft i engrosmarkedet, mens kraftleverandørene kjøper kraft fra kraftprodusentene og selger den videre til sluttbrukerne. Når en kraftprodusent mater kraft inn i nettet står produsenten overfor en innmatingstariff som kan dekomponeres i et fastledd og et energiledd (NVE, 2015c). En plusskunde er fritatt fra å betale fastleddet for innmatet effekt i tilknytningspunktet såfremt det ikke overstiger 100 kW på noe tidspunkt (NVE, 2017d). Kraftleverandørene opererer med ulike priser og avtalevilkår, men kraften forbrukerne mottar den samme uavhengig av leverandør

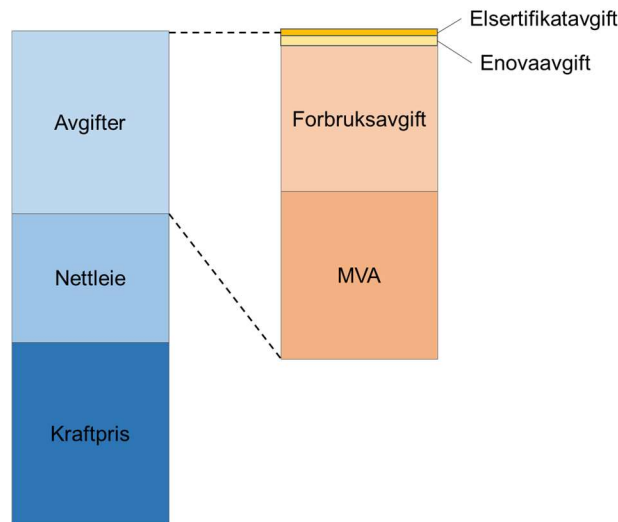
Norge er en del av et norsk-svensk elsertifikatmarked. Et elsertifikat er et bevis på at det er produsert én MWh fornybar energi (NVE, 2015b). Leverandører av kraft og enkelte kraftkunder er pålagt å kjøpe elsertifikater som tilsvarer en gitt andel av kraften de selger (NVE, 2015a). En kraftprodusent som innehar elsertifikater kan dermed selge sertifikatene i elsertifikatmarkedet. På den måten oppstår det en ekstrainntekt som tilfaller kraftprodusenten og som gjør produksjonen av fornybar kraft mer lønnsom. Elsertifikatordningen er gebyrfinansiert med et minstegebyr på 15 000 NOK og minstegebyret gjelder for kraftanlegg med mindre enn 100 kWp installert effekt. Elsertifikatordningen finansieres av sluttbrukerne ettersom kraftleverandørene legger elsertifikatkostnadene sine inn i strømregningen til sluttbrukeren (NVE, 2015b).

Den totale strømregningen til sluttbrukeren er satt sammen av flere deler: kraftpris, nettleie, forbruksavgift, merverdiavgift, et påslag øremerket Energifondet og elsertifikatavgiften. Fordelingen av de ulike komponentene i strømregningen er fremstilt i Figur 3.1. Disse vil variere for ulike nettselskap ettersom de har en viss frihet når de fastsetter nettleien. Sluttbrukere lokalisert i Troms og Nordland er fritatt for merverdiavgiften, mens sluttbrukere i Finnmark og kommunene Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord også er fritatt for forbruksavgiften. (NVE, 2017b).

Nettleien består i hovedsak av et fastledd og et energiledd (NVE, 2017b). Fastleddet skal dekke kundespesifikke kostnader, samt de øvrige faste kostnadene i kraftnettet. Energileddet skal reflektere kostnaden ved bruk av kraftnettet og gjenspeiler som et minimum den marginale tapskostnaden ved overføring av kraft (NVE, 2017b). Når kraft overføres via kraftnettet vil noe av energien forsvinne som varmetap til omgivelsene – et nettap (NVE, 2016). Den marginale

tapskostnaden skal bidra til å gi et riktig prissignal om utnyttelsen av kraftnettet og antas å utgjøre 5 øre/kWh (Olje- og energidepartementet, 2017b). I tillegg kan energiledet inneholde en kapasitetspris som oppstår ved knapphet på overføringskapasiteten, omtalt som falskehalskostnader.

Figur 3.1: Komponenter i strømregningen (egen fremstilling)



3.3 Effekttariffer

Dagens praksis er at energiledet prises som et produkt av en marginaltapssats og områdeprisen. Nett kunder betaler punktтарiffer for overføring og fordeling av kraft slik at størrelsen på tariffen vil avhenge av tilknytningspunktet. Uten kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet, vil den eneste realøkonomiske kostnaden som påføres kraftnettet være den marginale tapskostnaden ved innmating og uttak av kraft. I de fleste distribusjonsnett i dag er imidlertid energiledet for uttak priset høyere enn den marginale tapskostnaden. Dette gjenspeiler et behov for økt nettkapasitet (Naper & Sandbakken, 2015).

Som et alternativ til dagens energitariff har NVE foreslått en innføring av effekttariffer for å lage et mer kostnadsriktig tariffsystem. Etersom kostnaden for kraftnettet bestemmes av kapasitetsbehovet i den marginale timen, vil effekttariffer bedre reflektere den reelle kostnaden knyttet til sluttbrukernes effektbelastning (Hansen, et al., 2017). Da vil sluttbrukerne belastes effektuttaket i definerte perioder og i mindre grad betale for energiforbruket slik de vil under dagens tariffing. En slik omlegging vil imidlertid redusere incentivet til å investere i

solcelleanlegg ettersom besparelsen fra egenprodusert kraft blir mindre. Målet med effekttariffer er å få ned effekttoppene i kraftnettet gjennom å tilrettelegge for riktige insentiver og en mer rettferdig kostnadsdeling blant sluttbrukerne av kraftnettet. I et høringsdokument foreslår NVE å utforme et abonnement, omtalt som *abonnert effekt*, som ventes å tre i kraft i 2021 (Hansen, et al., 2017).

Abonnert effekt innebærer at kundene skal abonnere på eget effektuttak (kW) og må betale en høyere pris for forbruk utover den abonnerte effekten (øre/kWh). Nettselskapene kan prise overforbruket høyere i perioder der nettet er høyt belastet, typisk i vintermånedene når kapasitetsbehovet er størst. Nettleiestrukturen for abonnert effekt kan dekomponeres i tre ledd:

$$\text{Nettleie} = \text{abonnement} + \text{overforbruk} + \text{transporttap}$$

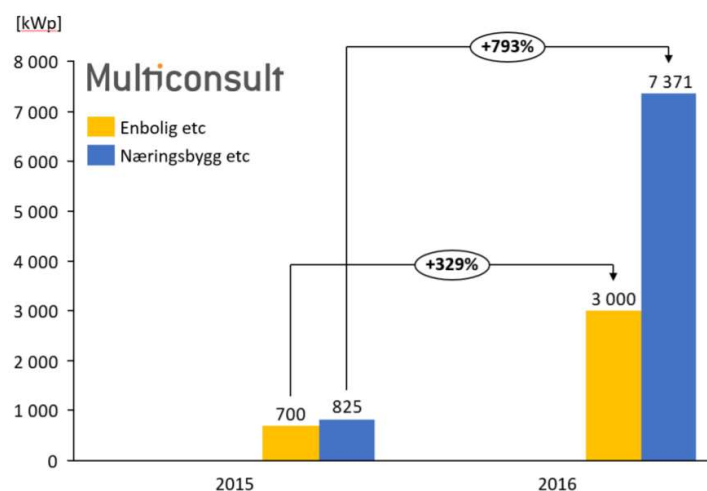
Flere aktører i kraftmarkedet deler NVE sitt syn på behovet for å jevne ut effekttoppene i nettet for å minimere nettinvesteringene. Likevel har forslaget møtt kritikk. Det pekes på at NVE bør utrede mer egnede virkemidler for å oppnå en effektiv utnyttelse av kraftnettet i et tettere samarbeid med næringslivet, miljøorganisasjoner og forbrukerinteressenter (Huseiernes Landsforbund, 2018).

4. Solcellemarkedet

Vi vil i denne delen av oppgaven gi en beskrivelse av markedssituasjonen til solkraft i Norge, Det vil være viktig for å forstå den fremtidige markedsutviklingen.

Selv om næringsbyggssegmentet har stått for den største veksten i installert solkraftkapasitet i Norge, har installert kapasitet på eneboliger også vist en sterk vekst de siste årene. Figur 4.1 viser en vekst i installert kapasitet på over 300 prosent i privatbolig-segmentet i 2016. Ved utgangen av 2017 hadde Norge ca. 45 MW total installert kapasitet i solkraft. Til sammenligning ble det i Sverige og Danmark installert henholdsvis 60 MW og 70 MW bare i 2016 (Multiconsult & Asplan Viak, 2018).

Figur 4.1: Installert solkapasitet i ulike markedssegmenter i 2015 og 2016 (hentet fra Multiconsult og Asplan Viak, 2018).



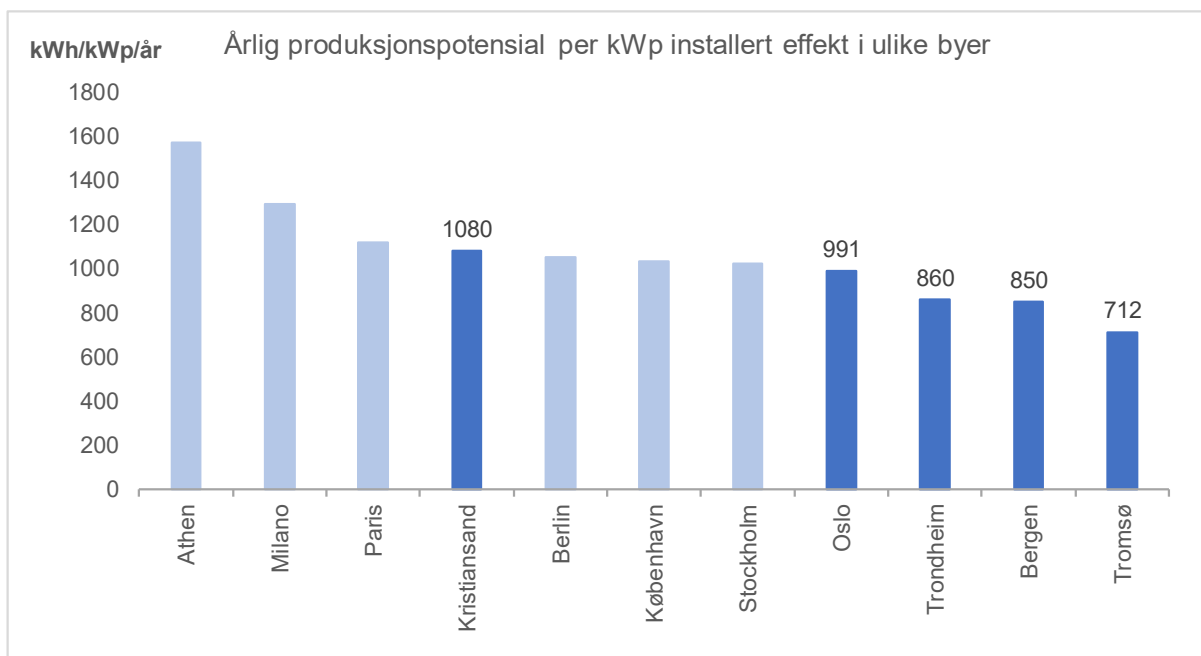
Markedsvolumet vil trolig øke som følge av reduserte systempriser. Som en kan observere fra Tabell 4.1 har de norske gjennomsnittlige systemprisene totalt falt med mellom 65 og 77 prosent de siste åtte årene. For eneboliger installeres det vanligvis solcelleanlegg med opptil 10 kWp installert effekt (NVE, 2015d). Gjennomsnittlige systempriser for disse ligger i dag på 17 500 NOK/kWp inkludert mva.

Tabell 4.1: Utviklingen i gjennomsnittlige systempriser for anlegg under 10 kWp. Prisene er inkludert mva (Multiconsult & Asplan Viak, 2018; Øystein Holm, 2017)

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gjennomsnittlige systempriser (NOK/Wp)	50-75	25-37,5	26,25	25	22,5	18,75	17,5	17,5

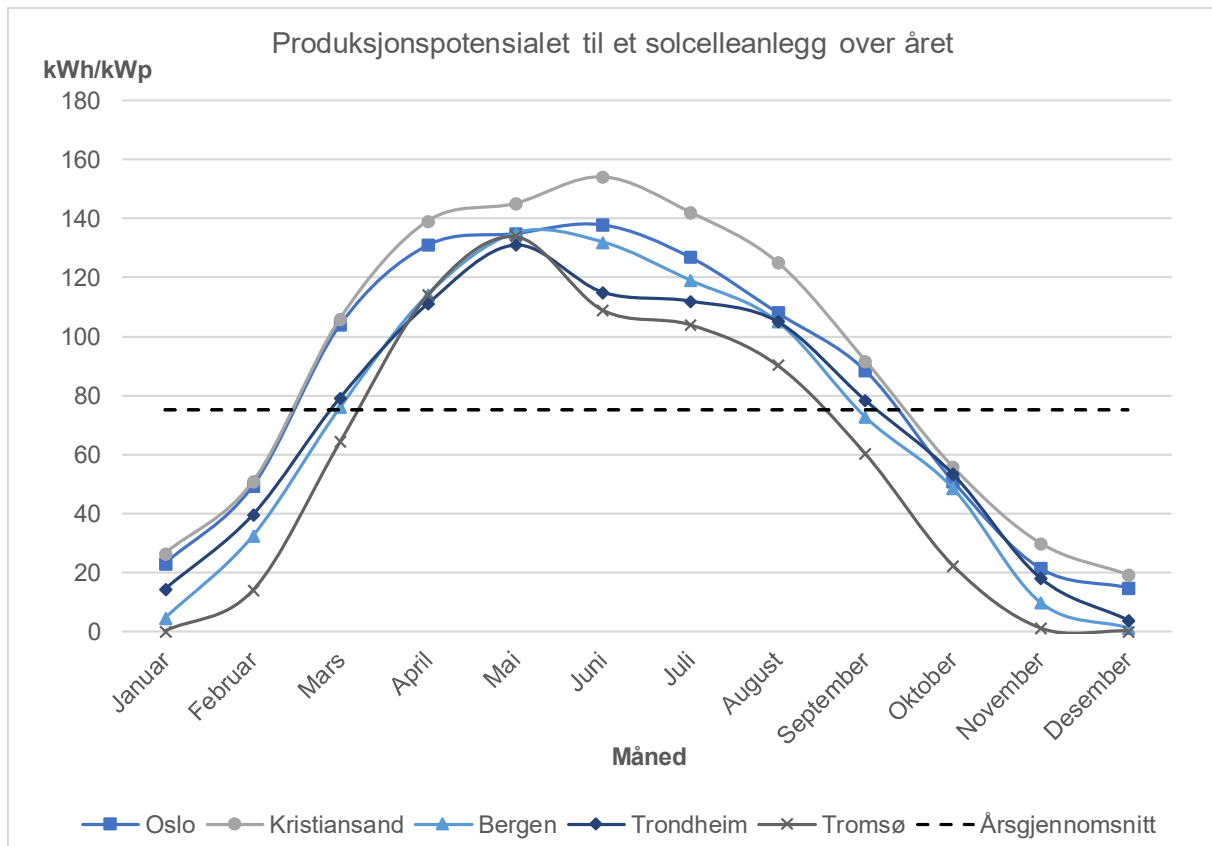
En misoppfatning blant norske boligeiere er at Norge har en for lav solinnstråling til at en investering i et solcelleanlegg kan forsvares rent privatøkonomisk (Accenture & WWF, 2016; Multiconsult & Asplan Viak, 2018). Sannheten er at enkelte norske byer har like god solinnstråling som byer sør i Europa. Figur 4.2 viser produksjonspotensialet til et solcelleanlegg lokalisert i ulike europeiske byer, hentet fra solinnstrålingsdatabasen PVGIS (2017). Et solcelleanlegg i Kristiansand vil ha et like høyt produksjonspotensial som et tilsvarende anlegg i Berlin, og ligger nesten på høyde med et anlegg i Paris. Trondheim og Tromsø har lavere solinnstråling og følgelig et lavere produksjonspotensial. Lave temperaturer har imidlertid vist seg å øke solcellenes spenningsnivå, noe som kan øke produksjonspotensialet til norske solcelleanlegg (Nilsen, 2015). Se vedlegg 1 for detaljer.

Figur 4.2: Årlig produksjonspotensial til solcelleanlegg lokalisert i ulike byer (vedlegg 1).



En lys sommer og en mørk vinter gjør at produksjonspotensialet til et solcelleanlegg i Norge er sesongavhengig. Som illustrert i Figur 4.3 vil produksjonspotensialet til et solcelleanlegg i Norge være lav i vintermånedene og toppe seg i sommermånedene. I gjennomsnitt har et solcelleanlegg potensial til å produsere 900 kWh/kWp installert effekt per år. Det utgjør en månedlig produksjon på 75 kWh/kWp. Se vedlegg 2 for nærmere forklaring av detaljene.

Figur 4.3: Månedlig produksjonspotensial til et solcelleanlegg over året. Horizontal linje viser årlig gjennomsnittlig produksjon for alle byene (vedlegg 2).



5. Teoretisk rammeverk

Vi vil i dette kapitlet presentere to metoder som begge vurderer lønnsomheten av en solcelleinvestering: Levelized Cost of Energy (LCOE) og nåverdimetoden. Ettersom både LCOE og nåverdimetoden forutsetter rasjonalitet vil vi også introdusere kjøp- og atferdsteori da det kan forklare hvilke andre motiver som kan ligge bak en investeringsbeslutning. Avslutningsvis vil vi belyse teori som forklarer hvilke markedsforhold som kan rettferdiggjøre offentlig virkemiddelbruk. Samlet vil dette legge grunnlaget for en vurdering av hvordan Enova effektivt kan innrette sin virkemiddelbruk for å oppnå varig markedsendring i solcellemarkedet.

5.1 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Levelized Cost of Energy (LCOE) er en metode som ofte benyttes for å beregne levetidskostnader for elektrisitet produsert av ulike teknologier (Darling, You, Veselka & Velosa, 2011). LCOE kalkulerer kostnaden for hver energienhet levert gjennom levetiden til teknologien som benyttes, og uttrykkes i kr/kWh. Dette gjør metoden velegnet når en sammenligner energikostnader ved ulike produksjonsteknologier. Når en produksjonsteknologi kan generere kraft til en levetidskostnad som er mindre enn eller lik kostnaden for kraft kjøpt fra nettet, har produksjonsteknologien nådd nettparitet (Jägemann, Hagspiel & Lindenberger, 2013).

LCOE-modellen fordeler nåverdiene av de totale kostnadene til energiprojektet over nåverdien til den totale kraftproduksjonen anlegget vil produsere gjennom levetiden. I modellen inkluderes en degraderingsrate som tar høyde for at kraftprosjektet produserer mindre energi i takt med at anlegget eldes. Dersom energiprojektet har en restverdi trekkes denne fra. LCOE-modellen er presentert under:

$$LCOE = \frac{\text{Investeringskostnader} + \sum_{t=1}^T \frac{D\&V}{(1+r)^t} - \frac{RV}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{\text{innledende kWh} * (1-DR)^t}{(1+r)^t}}$$

Av de totale kostnadene inngår investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader (*D&V*) og restverdien av systemet (*RV*). Innledende kWh er anleggets opprinnelige

produksjonspotensial. Den økonomiske levetiden til anlegget, kalkulasjonsrenten og degraderingsraten er gitt ved henholdsvis T , r og DR .

Svakheter ved LCOE-metoden er at den viser en statisk fremstilling og tar ikke hensyn til usikkerhet og risiko knyttet til de ulike parameterne i modellen (Darling, et al., 2011). Beregningene vil derfor ikke fange opp kompleksiteten, risikoen og usikkerheten i kraftmarkedet. Sklar-Chik, Brent og De Kock (2016) peker på at kalkulasjonsrenten behandles som en konstant og valg av kalkulasjonsrente kan få store konsekvenser for LCOE-beregningene. En annen svakhet ved LCOE-beregninger er at modellen utelukker verdien av eksternaliteter. Eksternaliteter er tradisjonelt sett vanskelig å kvantifisere, men ville gjort LCOE-beregningene mer presise.

5.2 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er en metode som benyttes for å beregne lønnsomheten av en investering basert på nåverdien av fremtidige inntekter og utgifter knyttet til investeringen. Netto nåverdikriteriet sier at en investering er lønnsom og bør gjennomføres dersom nåverdien av alle fremtidige kontantstrømmer knyttet til investeringen er større enn null, $NNV > 0$ (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

Netto nåverdi (NNV) av investeringen beregnes ved å finne verdien av den fremtidige diskonterte kontantstrømmer, presentert i formelen under.

$$NNV = -I_0 + \frac{\pi_1}{(1+r)} + \frac{\pi_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{\pi_n}{(1+r)^n}$$

I_0 er investeringsbeløpet i år 0, mens π_i er profitten investeringen generer i år i . Profitten diskonteres tilbake til dagens verdi ved hjelp av kalkulasjonsrenten, r . Kalkulasjonsrenten er alternativkostnaden til kapitalen som er bundet til investeringen. Kalkulasjonsrenten som gir en netto nåverdi lik null kalles internrenten (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

En svakhet ved nåverdimetoden er at endringer i kalkulasjonsrenten vil gi stort utslag i nåverdiberegningene, og en risikerer å forkaste investeringer som i utgangspunktet er lønnsomme. Det har også blitt vist at privatkunder gjerne ser bort ifra tidsverdien av penger når de vurderer å foreta en investering (Sigrin, 2013).

5.3 Kjøp- og atferdsteori

Tradisjonell økonomisk teori hevder at et individs beslutninger og oppførsel hviler på rene rasjonelle valg. En rasjonell konsument veier objektivt kostnader og fordeler over alle alternativer før konsumenten tar valget som maksimerer konsumentens nytte. Likevel er det ofte en betydelig uoverensstemmelse mellom hvilke verdier og holdninger et individ har og individets observerbare atferd – verdihandlingsgapet (Frederiks, Stenner & Hobman, 2015).

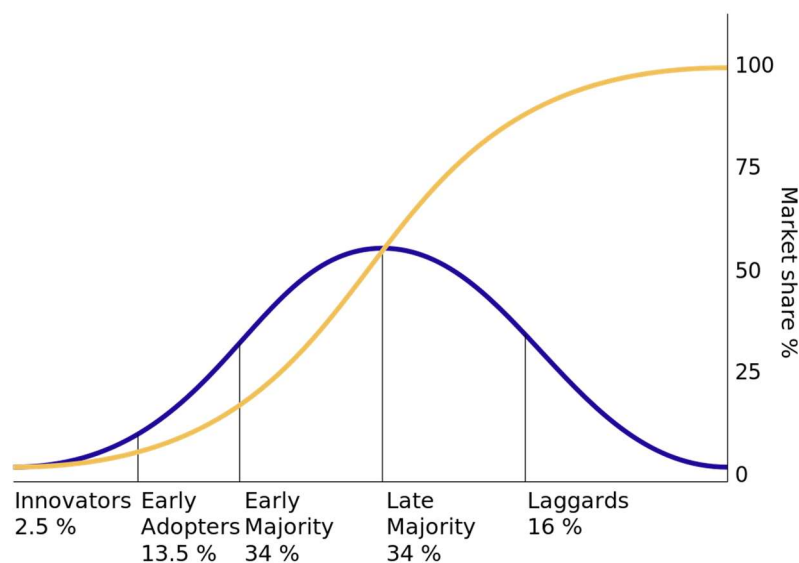
Verdihandlingsgapet er et velkjent uttrykk relatert til holdninger og atferd rundt miljøspørsmål, og er gapet mellom handling og et individs intensjoner. Frederiks, et al. (2015) finner at husholdningers energiforbruk ikke primært er drevet av økonomiske insitamenter og den rasjonelle jakten på materiell interesse. Faktisk viser det seg at økonomiske insitamenter kan redusere den underliggende motivasjonen til å handle altruistisk og dermed undergrave intensjonen med insentivene (Frederiks, et al., 2015).

Diffusjonsteorien forsøker å forklare hvordan og hvorfor nye innovasjoner spres i et marked (Rogers, 2003). Teorien beskriver den mentale prosessen et individ går gjennom fra innovasjonen introduseres og frem til individet beslutter adopsjon eller avvisning av innovasjonen. Beslutningsprosessen kan deles inn i fem stadier: kunnskap, overtalelse, beslutning, iverksettelse og bekreftelse. Individet blir først introdusert for den nye innovasjonen, og kan også aktivt innhente seg ytterligere kunnskap. I overtalelsesfasen etablerer individet seg en holdning til innovasjon som vil avgjøre individets beslutning knyttet til adopsjon. Gjennom iverksettelsesstadiet synliggjør individet sin beslutning overfor andre. Avhengig av eventuelle tilbakemeldinger rundt innovasjonsbeslutningen individet blir eksponert for, vil individet i bekreftelsesstadiet akseptere eller forkaste videre bruk av innovasjonen.

Individer som tar i bruk en teknologi på et tidlig tidspunkt har typisk en interesse for nye ideer, og vektlegger den privatøkonomiske lønnsomheten ved teknologien i mindre grad (Rogers, 2003). I diffusjonsteorien omtales disse individene som *innovatører*, og er de første 2,5 prosentene som tar i bruk en ny innovasjon, illustrert i Figur 5.1. De neste individene som tar i bruk innovasjonen fordeles over brukerkategoriene *tidlige brukere*, *tidlig majoritet*, *sen majoritet* og *ettersleper*. Disse individene stiller i ulik grad et høyere krav til privatøkonomisk lønnsomhet, er mindre risikovillige og har typisk en lavere finansiell likviditet sammenlignet

med innovatørene. Typisk vil tidlige brukere være mindre opptatt av privatøkonomisk lønnsomhet og mer teknologiinteresserte enn senere brukere. En innovasjon vil overleve i markedet når et tilstrekkelig antall individer har adoptert innovasjonen. Dette punktet er ofte omtalt som kritisk masse og vil typisk inntreffe når innovasjonen adopteres av individer i brukergruppen tidlig majoritet (Rogers, 2003).

Figur 5.1: Brukergruppene av en innovasjon (basert på Rogers (2003), hentet fra Wikipedia, (2012)).



5.4 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Den privatøkonomiske lønnsomheten til en investering, vil ikke nødvendigvis gjenspeile seg i en vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. En god vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet bør ta høyde for at det finnes virkninger av enkeltaktørers handlinger som ikke fanges opp i markedsprisene (Direktoratet for økonomistyring, 2018). Slike virkninger omtales som eksternaliteter og oppstår når en enkeltaktør gjennom sitt konsum eller produksjon tilfører samfunnet en gevinst eller en kostnad, men som aktøren ikke godtgjøres eller belastes for og derfor ikke tar hensyn til. Ettersom eksternaliteter ikke blir gjenspeilet i markedsprisene, vil de ofte være kilde til markedssvikt og samfunnsøkonomisk ineffektivitet (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

Tilstedeværelse av positive eller negative eksternaliteter gjør at markedet vil genere for lite eller for mye av aktiviteten sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk optimalt (Pindyck &

Rubinfeld, 2013). Myndighetene kan derfor gripe inn gjennom direkte regulering ved å innføre forbud eller påbud, eller ved å implementere et kvoteringssystem. Alternativet til direkte regulering er å benytte seg av markedsbaserte løsninger slik som subsidier eller skatter. Subsidiering søker å øke aktiviteter som medfører positive eksternaliteter ved å kompensere aktørene som generer eksternaliteten. En effektiv subsidiopolitikk vil derfor sørge for at markedsprisen gjenspeiler den sosiale nytten samfunnet påføres av aktiviteten. Tilsvarende vil en effektiv skattepolitikk sørge for at markedsprisen gjenspeiler de negative virkningene aktiviteten har for samfunnet (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

Offentlig virkemiddelbruk i et marked kan også forsvares dersom markedet ikke produserer såkalte kollektive goder (Banerjee, 2013). Et kollektivt gode oppfyller to kriterier. For det første er godet ikke-ekskluderende. Det vil si at ingen kan ekskluderes fra å konsumere godet, og det vil være vanskelig, og i noen tilfeller umulig, å prise godet. Det andre kriteriet er at godet er ikke-rivaliserende. En forbrukers konsum av godet kan derfor ikke utelukke en annens samtidige konsum. Den marginale kostnaden knyttet til en ekstra forbrukers konsum av godet er derfor null. Når et kollektivt gode først er produsert kan enhver forbruker konsumere det. Gratispassasjerproblemet oppstår fordi alle vil foretrekke at noen andre belastes produksjonskostnaden slik at en selv kan forbruke godet uten å betale for det. Et underregulert marked vil derfor typisk tilby for lite av kollektive goder enn det som er optimalt for samfunnet. Myndighetene bør da gripe inn i markedet og sørge for at godet blir tilbudt opptil effektivt nivå, det vil si opptil punktet der den marginale sosiale nytten knyttet til godet er lik marginalkostnaden ved å produsere godet (Banerjee, 2013).

6. Beskrivelse av data fra Enova

Vi har fått tilsendt data fra Enova med oversikt over alle deres utbetalinger av Enovatilskuddet til solceller i perioden 1. januar 2015 frem til og med 11. september 2018. Datasettet gir individspesifikk informasjon med variabler som installert effekt for tiltaket, tiltakets totale investeringskostnader, hvilken tilbyder som ble brukt og størrelse på utbetalt støtte. Totalt består datasettet av 1257 observasjoner hvorav 21 søknader fremdeles er under behandling.

Datasettet inneholder enkelte ekstremverdier for installert effekt og totale investeringskostnader. Eksempelvis har Enova utbetalt støtte til en søker som har oppgitt totale kostnader på 900 MNOK, mens en annen søker har oppgitt totale kostnader på 400 NOK. Kostnadene tilknyttet kjøp og installasjon av solcelleanlegg for husholdninger vil variere avhengig av faktorer som anleggets størrelse, tilbyder, teknologi og materiale. Enova anslår at de fleste anlegg på eneboliger vil koste mellom 60 000 NOK og 220 000 NOK (T. K. Johnsen, personlig kommunikasjon, 20. september 2018). Selvrapporterte kostnader langt over og under dette intervallet vil være rimelig å anta som feilrapporteringer. Totalt har 29 søkere rapportert om en installert effekt mellom 42 kWp og 18 000 kWp. Til sammenligning har Asko Vestby Norges installert største solcelleanlegg med en installert effekt på 3 700 kWp fordelt på ca. 20 000 m² (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). Samtlige av de 29 observasjonene har tilhørende kostnader som faller innunder Enova sitt rimelighetsintervall. Ekstremverdiene for installert effekt skyldes høyst sannsynlig at effekten er feilaktig rapportert i Wp og ikke kWp. Som følge av ekstremverdiene vil vi benytte oss av medianverdier fremfor gjennomsnittsverdier når vi anvender datasettet.

Fra Enovatilskuddet trådte i kraft i 2015 og frem til i dag har Enova totalt utbetalt i overkant av 21 MNOK til totalt 1236 plusskunder. Som Tabell 6.1 illustrerer har antall utbetalinger økt for hvert år, med størst vekst fra 2016 til 2017. Per 11. september har Enova i 2018 utbetalt støtte til totalt 476 søkere - en vekst på 40 prosent fra samme periode i fjor. Fra juni 2018 har Enovatilskuddet også blitt utbetalt til solcelleanlegg på fritidsboliger. Økningen i antall utbetalinger kan imidlertid ikke tilskrives endringen i rammebetingelsene ettersom vi kun finner tre utbetalinger for fritidsboliger.

Størrelsen på mediananlegget har hatt en positiv utvikling de siste årene og har økt fra 3,1 kWp i 2015 til 5,8 kWp i dag. Over hele utvalget finner vi at medianstørrelsen på installert effekt er

5,2 kWp – dette vil vi videre omtale som *mediananlegget*. Den årlige økningen i median-investeringskostnaden kan i stor grad tilskrives økningen i anleggsstørrelse da større anlegg koster mer. Antall unike tilbydere som søkerne har benyttet seg av, har også økt betraktelig i 2018.

Tabell 6.1: Sammendrag av beskrivende statistikk over historiske utbetalinger av Enovatilskuddet fra 1. januar 2015 til 11. september, 2018 (data fra Enova).

	Totalt over perioden	2015 (fom. 01.01)	2016	2017	2018 (tom. 11.09)
Utbetalt støtte (NOK)	21 300 804	1 176 838	2 274 901	9 273 240	8 575 826
Antall utbetalinger	1236	76	145	539	476
Median installert effekt (kWp)	5,2	3,1	4,2	5,2	5,8
Median kostnad (NOK)	91 625	52 560	72 626	87 471	109 121
Unike tilbydere som søkerne har benyttet seg av (identifiserte)*	150	14	42	87	82

* Unike identifiserte tilbydere per år summerer ikke opp til «totalt» ettersom samme tilbyder kan ha gjennomført installasjoner i flere år (dobbel telling). Vi har identifisert de 150 tilbyderne ved hjelp av innrapporterte organisasjonsnumre og Brønnøysundregisteret.

Tabell 6.2 viser totalt antall søknader om Enovatilskuddet i utvalgte kommuner. Fra tabellen kan en observere at av alle plusskunder som har søkt Enovatilskuddet, er flest bosatt i kommunene Bærum, Hvaler og Fredrikstad. De resterende fem kommunene har vi inkludert ettersom vi senere vil se på lønnsomheten ved solcelleanlegg installert i disse byene. En kan observere at Enova ikke har mottatt søknader om Enovatilskudd fra plusskunder bosatt i Tromsø, og Enova har hittil ikke støttet noen solcelleanlegg på nordnorske boligtak (Enova, 2018a).

Tabell 6.2 viser også en verdi for markedskonsentrasjonen basert på tilbyderne plusskunder i den enkelte kommunen har benyttet seg av. Markedskonsentrasjonen er beregnet ved hjelp av Herfindahl-Hirschman-indeksen (HHI). HHI tar utgangspunkt i det definerte markedet og beregnes ved å summere kvadratisk markedsandelene til tilbyderne i markedet. Vi tar utgangspunkt i U.S Guidelines mål på konsentrasjon. HHI over 1800 defineres som høy konsentrasjon, mens HHI mellom 1000 og 1800 kan karakteriseres som moderat konsentrasjon (Haug, 2004). Foruten Trondheim og Tromsø viser HHI-beregningene at de gjenværende kommunene har hatt en høy markedskonsentrasjon over perioden. Det er imidlertid viktig å være klar over at HHI både kan over- og undervurdere markedsmakten, og HHI-estimatene bør anvendes med forsiktighet (NOU 2013: 6). Ikke-identifiserte tilbydere er slått sammen til å være én tilbyder og utgjør opptil 13 prosent av enkelte markeder. HHI-estimatene kan derfor være noe overestimert.

Tabell 6.2: Antall søknader om Enovatilskudd og markedskonsentrasjon (HHI) i utvalgte kommuner i perioden 1. januar 2015-11. september 2018 (data fra Enova, egne beregninger).

Kommune	Antall søknader om Enovatilskudd	HHI
Bærum	67	6 119
Hvaler	65	7 004
Fredrikstad	63	4 311
Kristiansand	62	2 190
Trondheim	34	1 332
Oslo	28	4 362
Bergen	24	2 118
Tromsø	0	0

7. Privatøkonomisk lønnsomhet til et solcelleanlegg

Flere studier har forsøkt å kartlegge årsakene til at boligeiere velger å skaffe seg solcelleanlegg og bli plusskunder. International Energy Agency (IEA) skiller mellom finansielle, atferdsmessige, tekniske og nasjonale drivere (IEA, 2014). I Norge har Sæle og Cherry (2017) gjennomført en spørreundersøkelse for å kartlegge holdninger og oppfatninger norske boligeiere har rundt det å bli plusskunder. De fant at økonomiske besparelser og miljøhensyn er de ledende årsakene til at boligeiere ønsker å bli plusskunder. Høye investeringskostnader ble påvist som den viktigste årsaken til at boligeiere ikke ønsket å skaffe seg solcelleanlegg. Sæle og Cherry (2017) sine funn kan tyde på at den privatøkonomiske lønnsomheten til solcelleinvesteringene vil spille en viktig rolle for utviklingen av solcellemarkedet. For å vurdere hvorvidt Enova bør øke investeringstøtten, vil det derfor være nødvendig å kartlegge den privatøkonomiske lønnsomheten solcelleinvesteringer viser i dag og i fremtiden. Ved å behandle norske boligeier som rasjonelle individer som investerer i solcelleanlegg når investeringen er lønnsom, vil vi undersøke når Enova vil nå sine markedsmodningsmål forutsatt at dagens Enovatilskudd videreføres.

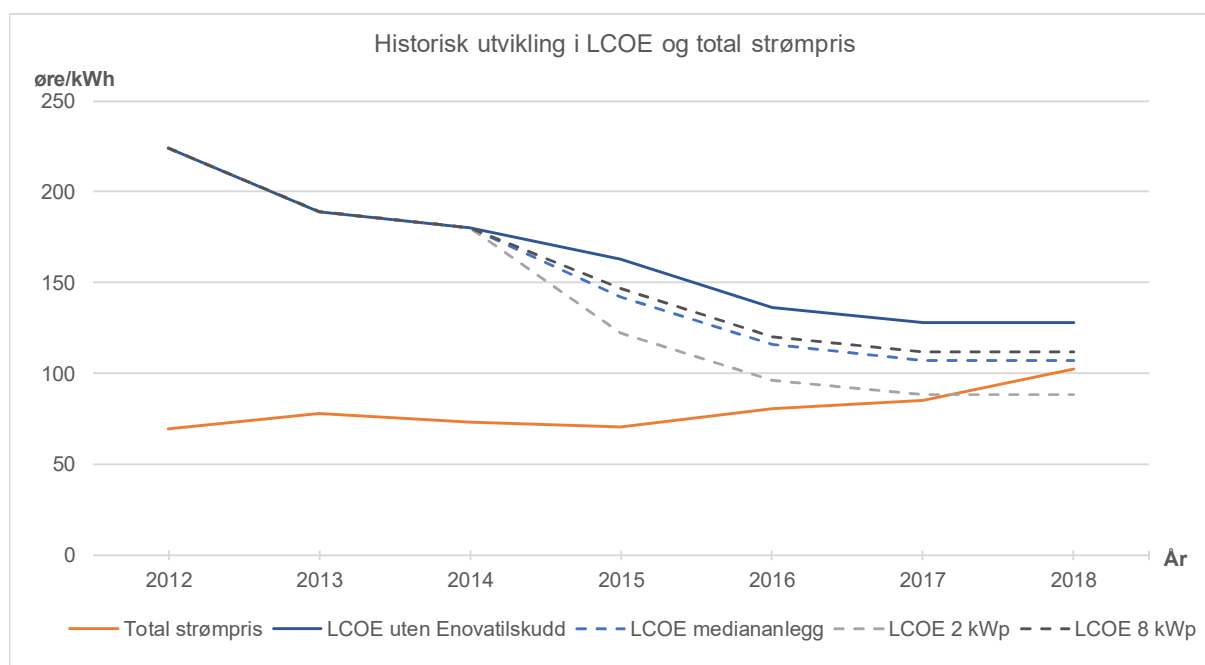
For å bedre kunne analysere utviklingen i lønnsomhetsbildet fremover, vil gi en beskrivelse av den historiske lønnsomhetsutviklingen. Det vil danne et godt sammenligningsgrunnlag for å kunne vurdere omfanget av den fremtidige utviklingen.

7.1 Lønnsomhetsutviklingen frem til i dag

Vi har gjennomført beregninger for LCOE i henhold til Darling, et al. (2011) sin modell. Forutsetningene som ligger til grunn er presentert i vedlegg 4. Et historisk fall i systempriser har ført til at LCOE (øre/kWh) har falt over tid. Dersom Enovatilskuddet utelukkes fra LCOE-beregningene vil ulike anleggsstørrelser som er installert på samme tidspunkt ha samme LCOE. Dette følger av at vi forutsetter samme systempris for anlegg opptil 10 kWp og investeringskostnaden vil derfor øke lineært med installert effekt. Kostnaden ved å kjøpe én kWh kraft fra nettet utgjør alternativkostnaden til egenprodusert solkraft. Vi vil omtale denne kostnaden som *total strømpris* og inkluderer kraftpris, energiledet i nettleien og avgifter.

Figur 7.1 viser utviklingen i LCOE fra 2012 og frem til i dag for et solcelleanlegg lokalisert i Oslo. Innføringen av Enovatilskuddet i 2015 har ført til at LCOE i dag er ulik for ulike anleggsstørrelser. Det følger fra utformingen på støtten der fastleddet sørger for at mindre anlegg får dekket en større andel av den totale investeringskostnaden. Videre viser figuren utviklingen i totale strømpriser. Uten Enovatilskuddet har LCOE for et solcelleanlegg historisk vært høyere enn den totale strømprisen. Enovatilskuddet har imidlertid bidratt til at et solcelleanlegg på 2 kWp installert effekt i Oslo, oppfylte nettparitet i 2017. Et tilsvarende anlegg installert i 2018 vil derfor produsere rimeligere kraft relativt til alternativkostnaden dette året.

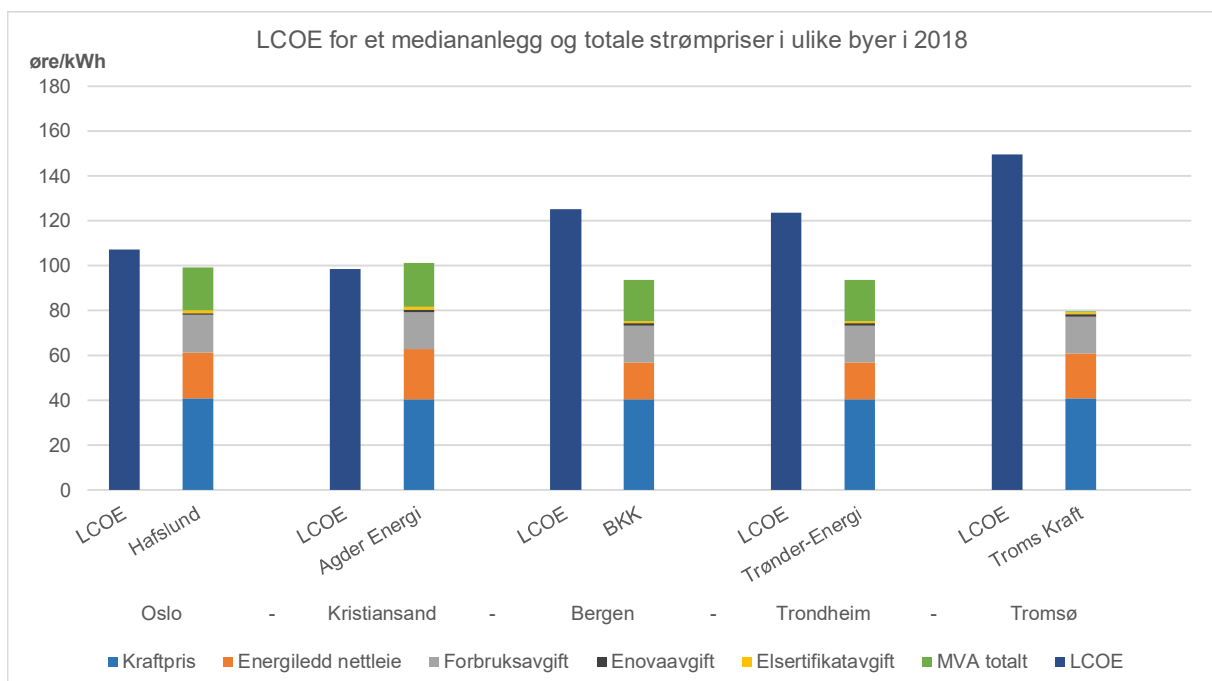
Figur 7.1: Historisk utvikling i LCOE og total strømpris (SSB, NVE, vedlegg 4, egne beregninger).



Produksjonspotensialet til et solcelleanlegg er en viktig faktor som påvirker LCOE-beregningene. Produksjonspotensialet vil avhenge av solinnstrålingen anlegget blir eksponert for og er geografisk og størrelsesmessig betinget. Potensialet i Norge varierer sterkt over året og mellom ulike byer, som vi tidligere har illustrert i Figur 4.3. I tillegg vil totale strømpriser variere avhengig av blant annet hvilke kraftprisområder byene tilhører, samt befolkningskjevhet og klimatiske forhold. Geografisk lokasjon av solcelleanlegget kan derfor gi store utslag på lønnsomheten til et solcelleanlegg. Vi har gjennomført LCOE-beregninger for et mediananlegg installert i 2018 i fem ulike byer som representerer hvert sitt kraftprisområde: Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø.

LCOE-beregningene og den totale strømprisen for hver by er sammenstilt i Figur 7.2. En plusskunde som investerer i et mediananlegg i 2018 og er lokalisert i Krisitansand, vil ha en avkastning på +2,52 øre for hver kWh solkraft plusskunden produserer. I Oslo vil avkastningen være på -8,11 øre/kWh og i 2018 vil plusskunden derfor være bedre stilt med å kjøpe kraft fra nettet fremfor å realisere solcelleinvesteringen. I Tromsø vil plusskunden ha en avkastning på -69,82 øre/kWh, som indikerer at én kWh egenprodusert solkraft er omtrent dobbel så dyr som én kWh kraft kjøpt fra nettet. Fritaket fra merverdiavgiften for boligeiere i Tromsø forsterker denne kostnadsdifferansen.

Figur 7.2: LCOE for et mediananlegg og totale strømpriser i Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø i 2018 (vedlegg 4, egne beregninger).



Fornybar energi er i første instans ikke regulerbar (Hatlen & Knudsen, 2014). Solkraft er en ferskvare som isolert sett må forbrukes i det den produseres. Som diskutert i kapittel 4 er solinnstrålingen i Norge høyest i sommermånedene. Forbruket er derimot høyere om vinteren når utetemperaturene faller og behovet for oppvarming er størst (Hovland, 2018). Uten lokale lagringsmuligheter, for eksempel ved bruk av batterier, vil ikke en plusskunde til enhver tid klare å forbruke all sin egenproduserte kraft. Sammenstillingen av LCOE og totale strømpriser i figuren over forutsetter at plusskunden kan konsumere enhver kWh produsert fra anlegget. Bare da kan LCOE og total strømpris si noe om lønnsomheten ved solcelleinvesteringen.

Det har imidlertid vist seg at plusskunder sjelden er i stand til å utnytte solcelleanleggets fulle potensial til eget forbruk (McKenna, Pless & Darby, 2018). Et mer presist bilde av solcelleanleggets lønnsomhet tar høyde for plusskundens *selvkonsumeringsrate*. Selvkonsumeringsraten er den andelen av egenprodusert solkraft som plusskunden selv forbraker. McKenna, et al. (2018) har estimert at britiske plusskunder har en selvkonsumeringsrate på 45 prosent. En selvkonsumeringsrate på 45 prosent av produksjonspotensialet til et mediananlegg i Oslo tilsvarer et selvkonsum på 2319 kWh/år. Såfremt ikke plusskunden har mulighet til å lagre energien, mener vi det er nærliggende å anta at et selvkonsum på 2319 kWh/år også vil gjelde for en plusskunde med et større anlegg. For videre lønnsomhetsberegninger legger vi derfor til grunn at samtlige plusskunder har et selvkonsumeringspotensial på 2319 kWh, uavhengig av lokasjon og anleggsstørrelse. Selvkonsumeringsraten vil følgelig falle med økt anleggsstørrelse. For mindre anlegg med et produksjonspotensial opptil 2319 kWh, vil selvkonsumeringsraten være 100 prosent. Vi presiserer at antakelsen om selvkonsumeringspotensialet forutsetter at lokale lagringsløsninger ikke tas i bruk.

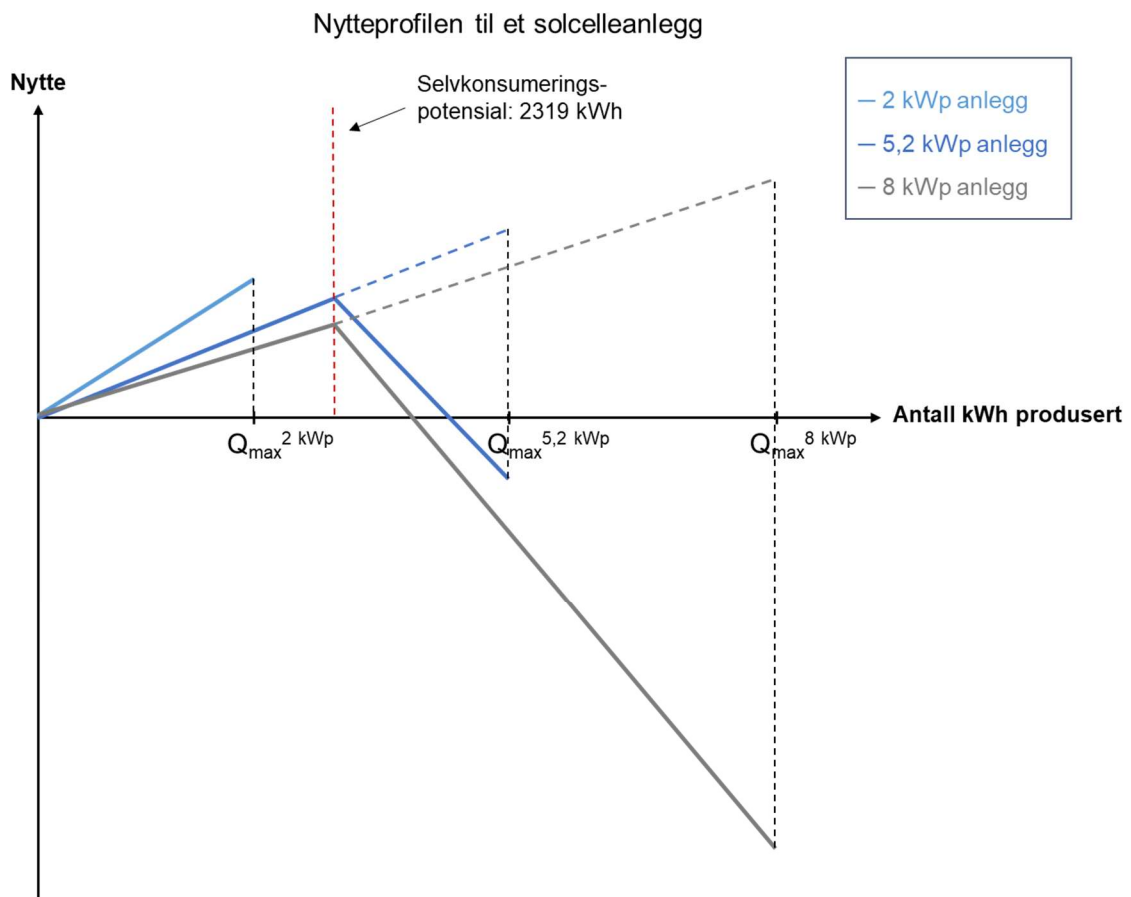
McKenna, et al. (2018) peker videre på at selvkonsumeringsraten er av stor betydning for det økonomiske incentivet til å installere et solcelleanlegg. For overskuddskraften plusskunden mater inn i nettet, mottar plusskunden en pris som typisk tilsvarer Nord Pool sin områdepris. Ved å introdusere selvkonsumeringsraten vil den privatøkonomiske lønnsomheten ved lokalprodusert solkraft avhenge av kraftprisen plusskunden mottar på overskuddskraften i tillegg til anleggstørrelsen og total strømpris. Plusskunden er som nevnt fritatt fra innmatingstariffens fastledd og betaler kun energileddet på overskuddskraften som mates inn i kraftnettet. Energileddet av innmatingstariffen varierer fra -5 øre/kWh til +5 øre/kWh og avhenger av om kraften som mates inn vil redusere eller øke nettapet (NVE, 2017a).

For å illustrere hvordan den privatøkonomiske lønnsomheten til en solcelleinvestering avhenger av selvkonsumeringsraten har vi i Figur 7.3 fremstilt den årlige nytteprofilen ved ulike anleggsstørrelser. Figuren tar utgangspunkt i et scenario der total strømpris er høyere enn LCOE, mens prisen på overskuddskraften er lavere enn LCOE. Ifølge våre beregninger vil dette i dag bare være tilfelle for 2 kWp-anlegget. Plusskunden vil dermed øke sin nytte for hver ekstra kWh solcelleanlegget produserer opptil punktet der selvkonsumet begrenses av manglende lagringsmuligheter. Den marginale nytten per ekstra kWh produsert av et 2 kWp anlegg er

større enn marginalnyttan fra et større anlegg. Det følger fra en relativt høyere selvkonsumeringsrate og fra utformingen på Enovatilskuddet som sørger for at LCOE øker med anleggsstørrelsen.

Figur 7.3 viser hvordan både mediananlegget og 8 kWp-anlegget potensielt sett kunne generert høyere nytte ved økt selvkonsum, illustrert ved stiplet linje. Mangelen på lokale lagringsmuligheter og følgelig et selvkonsum under 100 prosent bidrar imidlertid til at de to anleggene påfører plusskunden en negativ nytte, vist ved heltrukken linje. I motsetning til marginalnyttan vil marginaltapet ved salg være høyere for et større solcelleanlegg. Det tiltenkte scenarioet illustrert i grafen, understreker dermed incentivet til å investere i anlegg med et produksjonspotensial så tett opptil selvkonsumeringspotensialet som mulig for å sikre en høy selvkonsumeringsrate.

Figur 7.3: Nytteprofilen til ulike anleggsstørrelser ved total strømpris høyere enn LCOE og kraftpris lavere enn LCOE (egen fremstilling).



Vi vet imidlertid at total strømpris for 2018 er lavere enn LCOE for et mediananlegg installert i 2018. Mediananlegget er derfor ikke en privatøkonomisk lønnsom investering selv med 100 prosent selvkonsum. Tabell 7.1 viser de reelle gevinstene en plusskunde i Oslo ville hatt for 2018 ved ulike anleggstørrelser. Selvkonsumeringspotensialet på 2319 kWh ligger fremdeles til grunn. Utregningene viser at en plusskunde i Oslo som installerer et median- eller et 8 kWp-anlegg i 2018 vil ha en negativ avkastning over året på henholdsvis 2075 og 4268 NOK. Tapene følger av to årsaker. For det første er total strømpris lavere enn anleggenes LCOE, slik at netto inntjening ved forbruk er negativ. For det andre er LCOE høyere enn kraftpris slik at netto inntjening ved salg av overskuddskraft også er negativ. For anlegget med 2 kWp installert effekt er LCOE lavere enn total strømpris og anlegget generer en positiv netto inntjening ved eget forbruk. Selvkonsumeringsraten på 100 prosent gjør at summen av netto inntjening tilsvarer netto inntjening ved forbruk da anlegget ikke produserer overskuddskraft.

Tabell 7.1: Økonomisk prestasjon til ulike anleggstørrelser for året 2018, installert i Oslo i 2018 (vedlegg 4, egne beregninger).

	Installert effekt		
	2 kWp	(median) 5,2 kWp	8 kWp
Netto inntjening forbruk, 2018 (NOK)	272,00	-188,00	-289,00
Netto inntjening salg, 2018 (NOK)	0,00	-1 887,00	-3 979,00
Sum netto inntjening, 2018 (NOK)	272,00	-2 075,00	-4 268,00

Oppsummert vil en plusskundes lønnsomhet i hovedsak avhenge av 1) størrelsen på solcelleanlegget, 2) plusskundens evne til å konsumere den lokalproduserte kraften og 3) totale strømpriser og kraftpriser.

Til tross for at større anlegg viser en lavere netto inntjening, viser datasettet over Enova sine historiske utbetalinger en tendens til at anleggstørrelsen til plusskunder har økt. Det kan tyde på at dagens plusskunder har blitt motivert til å investere i solcelleanlegg av andre årsaker enn privatøkonomisk lønnsomhet. Dette er kjennetrekke ved individer som tar i bruk nye innovasjoner på et tidlig stadium i innovasjonen sin diffusjonsprosess. I 2015 var antall husholdninger i enebolig om lag 1,1 millioner (SSB, 2018). Antar en at tallet er det samme i dag, betyr det at de 1257 boligeierne som hittil har søkt om Enovatilskudd tilsvarer 0,11 prosent av boligeiere som potensielt sett kan bli plusskunder. En årsak til veksten av norske plusskunder

kan derfor være at dagens plusskunder er innovatører og at de i liten grad har investert i solcelleanlegg på bakgrunn av privatøkonomisk lønnsomhet.

7.2 Fremtid utvikling i lønnsomhetskomponentene

Fremstillingen av LCOE og totale strømpriser gir et statisk bilde av lønnsomheten til en solcelleinvestering. Selv om et solcelleanlegg har en LCOE som er høyere enn totale strømpriser i dag, kan utviklingen i totale strømpriser fremover føre til at samme solcelleanlegg på et senere tidspunkt kan forsyne plusskunden med rimeligere kraft sammenlignet med kraft fra kraftnettet. En sammenligning av solcelleanleggets sin LCOE med de totale strømprisene på investeringstidspunktet gir derfor ikke tilstrekkelig grunnlag for å vurdere den reelle privatøkonomiske lønnsomheten over anleggets levetid. Med bakgrunn i tilgjengelig litteratur og egne antakelser vil vi presentere forutsetninger knyttet til fremtidig utvikling i systempriser, levetid og totale strømpriser. Forutsetningene legger føringer for beregningene av den totale privatøkonomiske lønnsomheten til solcelleanlegg installert i dag og i fremtiden.

7.2.1 Systempriser

I tråd med historisk utvikling observeres det en kostnadsreduksjon for systeminstallasjoner i Norge. Fra 2014 til 2017 falt systemprisene med 30 prosent (Multiconsult & Asplan Viak, 2018; Øystein Holm, 2017). Det ventes imidlertid ingen nevneverdig endring fra 2017 til 2018. Det skyldes i hovedsak at logistikk-, arbeid- og salgskostnader, såkalte “myke kostnader” (jf. Ulrich (2016)), utgjør en stadig større andel av den totale systemprisen etterhvert som hardware systemkomponentene faller (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). I dag utgjør myke kostnader to tredjedeler av den totale systemprisen i USA. En slik utvikling kan få store utslag for de norske systemprisene ettersom lønnskostnadene i Norge er vesentlig høyere enn i mange andre land. Svekkelsen av den norske kronen har bidratt til å utligne prisfallet på solcellepaneler og invertere ytterligere (Multiconsult & Asplan Viak, 2018).

Dersom en antar at hardware-systemkomponenter har falt til internasjonale konkurransedyktige priser, er de myke kostnadene nødt til å falle for at Norge skal oppleve et ytterligere fall i totale systempriser fremover. En studie av Morris, Calhoun, Goodman og Seif (2013) har vist at en 30 prosent reduksjon i arbeidskostnader tilknyttet installasjon av solcelleanlegget vil redusere

den totale systemprisen i USA med ti prosent. Morris, et al. (2013) trekker frem at effektivitet i installasjonsutførelsen og anvendelse av innovative montaseløsninger, er sentrale drivere for å redusere arbeidskostnadene. I hvilken grad tilbyderne i solcellemarkedet opplever læringseffekter gjennom økt erfaring og hvorvidt det eksisterer spillovereffekter mellom ulike tilbydere, er viktige faktorer som kan påvirke potensialet de har til å redusere sine myke kostnader.

Erfaringskurveeffekter beskriver forholdet mellom erfaring i form av akkumulert arbeid og direkte kostnader knyttet til arbeidet (Henderson, 1973). Slike effekter omtales ofte som learning by doing-effekter (LBD) og impliserer at kostnadene tilknyttet en teknologi faller som en funksjon av kumulativ erfaring fra teknologien. For å kunne utnytte LBD-effekter på myke kostnader i solcellemarkedet kreves det imidlertid at markedet må opprettholde en viss installasjonsrate for at totale systempriser skal falle. Spillovereffekter impliserer at tilbyderne er i stand til å imitere hverandres produksjonsmetoder og tjenester (Bye, Greaker & Rosendahl, 2002). Både LBD- og spillovereffekter har blitt identifisert på myke kostnader i det amerikanske privatmarkedet for solceller. Bollinger og Gillingham (2014) estimerte at en tilbyder sine myke kostnader falt med \$0,005/W som følge av at konkurrentene installerte tusen flere solcelleanlegg. De fant også at LBD-effekter reduserte de myke kostnadene med mellom \$0,021/W og \$0,036/W for en økning på tusen installasjoner utført av tilbyderen selv. Studien impliserer derfor at LBD-effekter har større påvirkning på de myke kostnadene enn spillovereffekter.

LBD-effekter bidrar at mindre aktører med kortere bransjeerfaring trolig vil tilby høyere systempriser enn veletablerte aktører. Til gjengjeld følger det fra erfaringskurven at hver ekstra solcelleinstallasjon vil føre til et stort fall i en nyetablert tilbyders enhetskostnad, relativt til tilbydere med mer bransjeerfaring. En tilbyder vi har vært i kontakt med etablerte seg i markedet i 2015 og hadde i overgangen 2017/2018 en systempris på mellom 20 000 og 22 500 NOK/kWp inkludert mva. Det tilsvarte en reduksjon på nesten 20 prosent fra året før, og var en sterkere utvikling enn markedsgjennomsnittet. Tilbyderens store systemprisfall relativt til markedsgjennomsnittet kan potensielt sett styrke antakelsen om en konkav erfaringskurve og LBD- og spillovereffekter i det norske solcellemarkedet.

Accenture anslår at de norske systemprisene på solcelleanlegg vil fortsette å falle frem mot 2030. Det årlige prisfallet vil imidlertid være mindre enn de siste årene og Accenture estimerer et systemprisene vil være redusert med 30-40 prosent i 2030 sammenlignet med 2016 (Accenture & WWF, 2016). For å beregne den privatøkonomiske lønnsomheten til solcelleanlegg som installeres fra 2018 og utover, vil vi derfor legge til grunn et fall i systempriser på 35 prosent fra 2016 til 2030. Ettersom en del av prisfallet allerede er realisert tilsvarer det et årlig prisfall på 2,95 prosent fra 2018. Se vedlegg 5 for detaljer.

7.2.2 Levetid

Dagens solcelleanlegg leveres med en garantitid på 25 år. Flere aktører i markedet rapporterer om levetider opp mot 40 år og legger til grunn en høyere levetid i sine lønnsomhetsberegninger (Eidsiva Energi, u.å.-b; Multiconsult & Asplan Viak, 2018). I mangel på gode prognoser for utviklingen i levetid velger vi holde garantitiden på 25 år konstant for fremtidens solcelleanlegg.

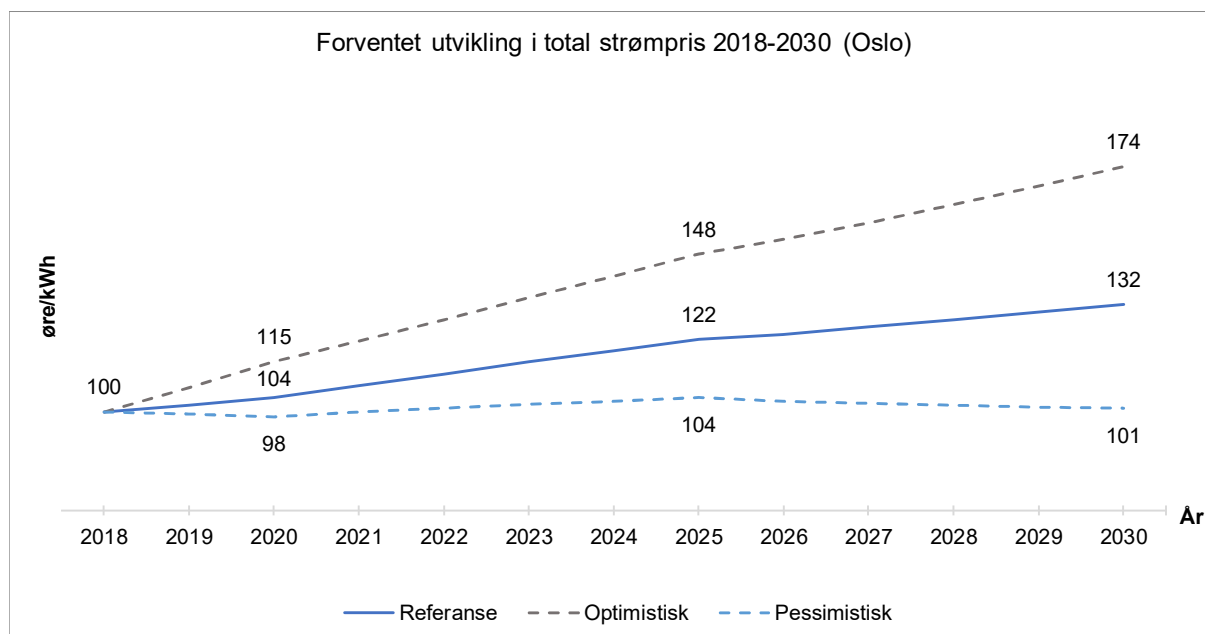
7.2.3 Total strømpris

Totale strømpriser er ventet å endre seg de neste årene. For kraftprisutviklingen anslår NVE i sin kraftmarkedsanalyse for 2017-2030 en total økning på 6-7 øre/kWh (Amundsen et al., 2017). Som følge usikkerhet rundt hvordan en økning i kull- og gasspriser, Co2-avgifter og utenlandskabler vil påvirke de fremtidige kraftprisene, har NVE beregnet et utfallsrom for kraftprisbanen. Vi har valgt å benytte oss av NVE sitt basisscenario for kraftprisbanen, men vil ta høyde for de to ytterpunktene i avsnitt 7.3.3. Kraftprisene vi benytter oss av for 2018 er et gjennomsnitt av månedlige kraftpriser fra januar til september. Se vedlegg 4 og 6 for detaljer.

Det forventes også endringer i nettleien. Norges mål om økt verdiskapning, klimavennlige energisystem og høy forsyningssikkerhet krever en videre utbygging av produksjonen av kraft og en forsterkning av nettet (NOU 2012: 9). Investeringer i kraftnettet er ventet å øke med omtrent 140 milliarder kroner for perioden 2016-2025, og en slik økning vil øke nettleien for sluttbrukerne de neste årene (NVE, 2017c). Vi har lagt til grunn Energi Norge sine prognoser for utviklingen i nettleie, og forutsetter at dagens energitariff vedvarer (Energi Norge, 2018). Se vedlegg 4 og 6 for detaljer. Vi vil ta høyde for hvordan en innføring av effekttariffer vil påvirke dagens og fremtidige plusskunder når vi diskuterer usikkerhet i avsnitt 7.3.3.

Figur 7.4 viser fremtidig utvikling i total strømpris i Oslo og bygger på forutsetningene om fremtidig utvikling i strømpriskomponentene presentert i vedleggene 4 og 6. For referansescenarioet vil total strømpris øke med totalt 32 prosent frem mot 2030. For optimistisk og pessimistisk scenario vil den totale endringen i total strømpris være henholdsvis 74 og 1 prosent.

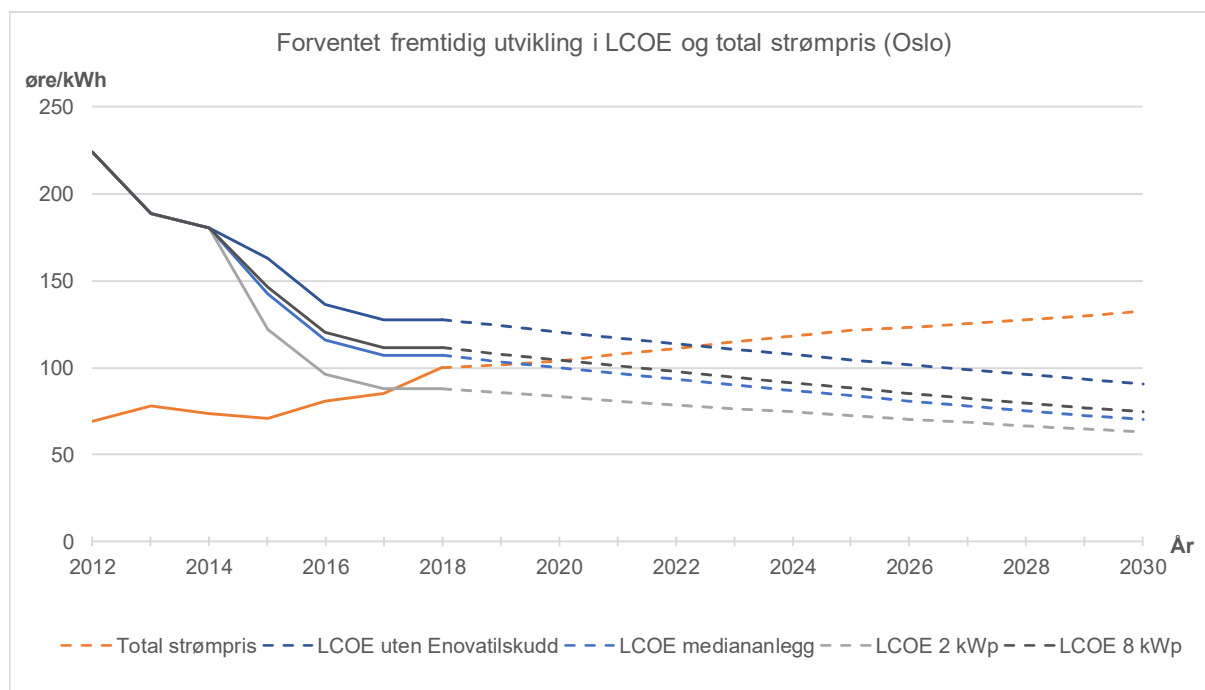
Figur 7.4: Forventet utvikling i total strømpris i Oslo for perioden 2018-2030 (vedlegg 4 og 6, egne beregninger).



7.2.4 Fremtidig utvikling i LCOE og total strømpris

Vi har beregnet utviklingen i LCOE for ulike anleggstørrelser i Oslo med utgangspunkt i fremtidige systempriser og referansescenarioet for total strømpris. En realisering av det estimerte systemprisfallet på 35 prosent frem mot 2030 vil redusere LCOE med mellom 28 og 35 prosent avhengig av anleggsstørrelsen, se Figur 7.5. Som nevnt i avsnitt 7.1 vil alle anleggstørrelser ha samme LCOE ved fravær av Enovatilskuddet når solinnstrålingen er den samme. Uten Enovatilskuddet vil et solcelleanlegg i Oslo oppnå nettparitet først i 2023. Solcelleanlegg installert før 2023 vil oppnå nettparitet på senere tidspunkt. Et mediananlegg som mottar støtte fra Enova vil nå nettparitet rundt 2019, og et 8 kWp-anlegg følger like etter med nettparitet i 2020.

Figur 7.5: Fremtidig utvikling i LCOE i Oslo og utvikling i systempriser og total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).



Selv om nettparitet er nådd, vil plusskundens lønnsomhet fra solcelleinvesteringen fremdeles avhenge av selvkonsumeringsraten og prisen på innmatet kraft. I neste avsnitt vil vi ved hjelp av nåverdimetoden vise den privatøkonomiske lønnsomheten for solcelleanlegg som investeres i dag og i fremtiden. Nåverdimetoden vil gi et mer presist bilde på den reelle avkastningen til solcelleanlegget ettersom metoden beregner investeringens kontantstrøm over den økonomiske levetiden på 25 år. Med nåverdimetoden vil vi ta høyde for plusskundens selvkonsumeringspotensial, og som vi skal se vil dette ha stor innvirkning på den privatøkonomiske lønnsomheten.

7.3 Privatøkonomisk lønnsomhet på ulike investeringstidspunkt

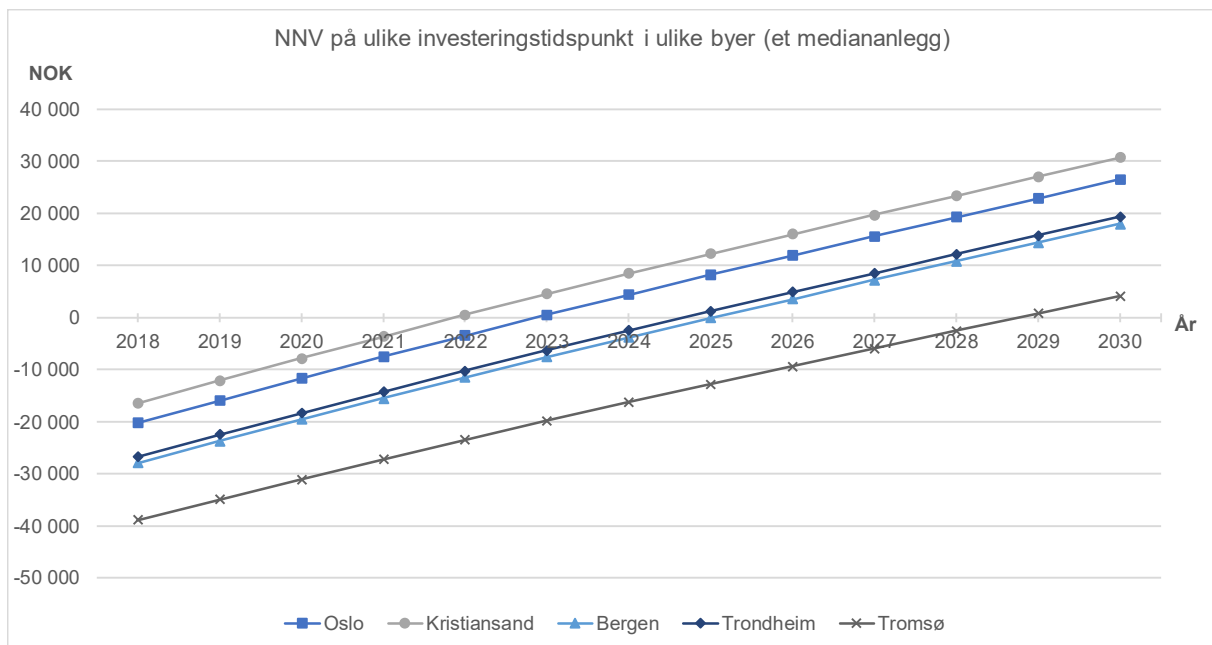
Nåverdien til en solcelleinvestering representerer den totale lønnsomheten solcelleanlegget har for plusskunden over anleggets totale levetid. Solcelleanlegg med negative nåverdier impliserer ulønnsomme investeringer og bør i henhold til nåverdikriteriet ikke gjennomføres. Forventningene om lavere systempriser og en økning i totale strømpriser i fremtiden impliserer at solcelleinvesteringen vil ha en høyere nåverdi jo senere investeringen realiseres.

Forutsetninger om fremtidige systempriser, levetid og totale strømpriser fra referansescenariot ligger fremdeles til grunn.

7.3.1 Mediananleggets lønnsomhet

Vi har beregnet nåverdien for investeringer i et mediananlegg i tidsperioden 2018 til 2030 i byene Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø. Fra Figur 7.6 kan en observere nåverdien for ulike investeringer gjennomført på ulike tidspunkt. I 2018 vil en solcelleinvestering ha en negativ nåverdi. Det innebærer at investeringens avkastning er lavere enn avkastningskravet på 4 prosent som vi har lagt til grunn. I Kristiansand vil en investering i mediananlegget i 2022 ha en positiv nåverdi, mens en investering i et tilsvarende solcelleanlegg i Oslo vil ha en positiv nåverdi dersom investeringen skjer året etter. I Bergen og Trondheim vil mediananlegget oppnå en positiv nåverdi i henholdsvis 2025 og 2026, mens det i Tromsø ikke vil være privatøkonomisk lønnsomt å installere mediananlegget før i 2029. Se vedlegg 4 for nærmere detaljer om parametere som ligger til grunn for nåverdiberegningene.

Figur 7.6: Netto nåverdi på ulike investeringstidspunkt i ulike byer for et mediananlegg. Utvikling i systempriser og total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).

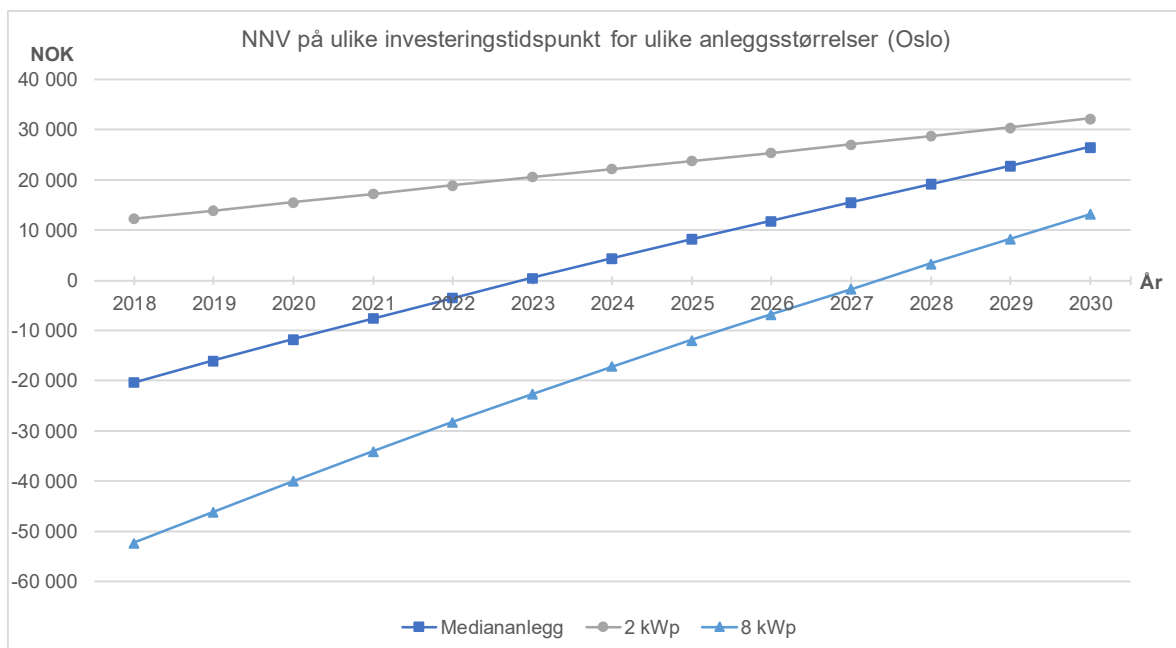


7.3.2 Lønnsomhet for ulike anleggsstørrelser

I avsnitt 7.1 brukte vi LCOE og totale strømpriser til å beregne plusskundens lønnsomhet ved tre ulike anleggsstørrelser lokalisert i Oslo for året 2018. Vi vil i dette avsnittet anvende nåverdimetoden til å fremstille den totale økonomiske lønnsomheten over levetiden for ulike solcelleanlegg på ulike investeringstidspunkt.

En plusskunde som investerer i et solcelleanlegg på 2 kWp i 2018, vil ha en høyere avkastning enn avkastningskravet, illustrert med en positiv nåverdi i Figur 7.7. Dersom plusskunden heller investerer i et 8 kWp-anlegg vil ikke avkastningen imøtekomme avkastningskravet. På grunn av et høyere produksjonspotensial vil avkastningen fra 8 kWp-anlegget være lavere enn avkastningen fra mediananlegget. Som følge av utviklingen i totale strømpriser, kraftpriser og systempriser vil imidlertid 8 kWp-anlegget være en lønnsom investering dersom den utsettes til 2028. Ettersom selvkonsumeringspotensialet på 2319 kWh er større enn produksjonspotensialet til 2 kWp-anlegget har dette anlegget en svakere utvikling i NNV. En fremtidig økning i kraftprisene gjør at større anlegg innhenter en større gevinst på salg av overskuddskraft. Det forklarer hvorfor 8 kWp-anlegget har en brattere helning enn mediananlegget.

Figur 7.7: Netto nåverdi på ulike investeringspunkt for ulike anleggsstørrelser i Oslo (vedlegg 4-6 egne beregninger)



Nåverdiberegningene viser hvor mye dagens investeringsstøtte må endres for at solcelleinvesteringene skal ha en nåverdi lik null ved investering i 2018. I henhold til nåverdikriteriet kan en investering i et 2 kWp-anlegg i Oslo i 2018 forsvares privatøkonomisk selv med en reduksjon i investeringsstøtten på opptil 12 242 NOK fra dagens nivå. Det tilsvarer et støttebeløp på 8 NOK. For median- og 8 kWp-anleggene må støtten økes med henholdsvis 20 292 og 52 281 NOK for at investeringene skal gi tilstrekkelige avkastninger og være lønnsomme i 2018.

7.3.3 Usikkerhet

Beregningene av den økonomiske prestasjonen til solcelleanlegg installert på ulike tidspunkt som vi har presentert over, tar ikke hensyn til usikkerheten knyttet til flere av lønnsomhetsparameterne. Vi vil i dette avsnittet diskutere hvordan innføring av effekttariffer, ulike kalkulasjonsrenter og ulike utfallsrom for total strømpris- og kraftprisutvikling vil påvirke den privatøkonomiske lønnsomheten.

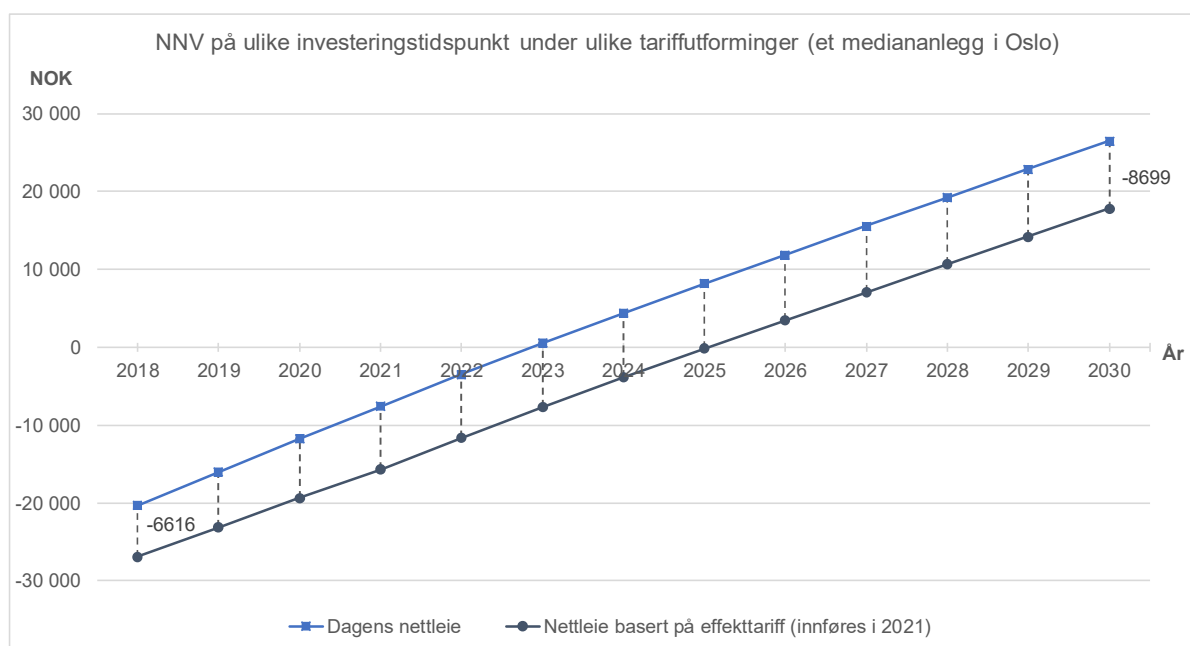
Planlagt innføring av effekttariffer (abonnert effekt)

En innføring av NVE sin tariffmodell for effektprising gjeldene fra 2021 vil gi andre nåverdier til fremtidige solcelleinvesteringer sammenlignet med lønnsomheten under dagens energitariffering. Som diskutert i kapittel 4 produserer et solcelleanlegg i Norge lite kraft i vintermånedene og spesielt lite i den dimensjonerende timen for kraftnettet, ettersom dette typisk skjer på et tidspunkt da det ikke er produksjon i solcelleanlegget. Vi vil derfor i våre beregninger legge til grunn at maksimalt effektuttak vil være det samme for en boligeier og en plusskunde. Nettleiebesparelsen ved selvkonsum av egenprodusert solkraft tilsvarer dermed transporttapet. Transsporttapet er satt til anslagsvis 5 øre/kWh og skal reflektere marginaltapskostnaden (Hansen, et al., 2017). Dette er lavere enn dagens energiledd som plusskunder kan spare under dagens tariffsystem.

For å vise hvordan effekttariffer påvirker den privatøkonomiske lønnsomheten til solceller har vi tatt utgangspunkt i en plusskunde i Oslo med et mediananlegg og et årlig selvkonsumeringspotensial på 2319 kWh. Totalt vil anlegget produsere 5092 kWh i år 2021. For en plusskunde med et årlig totalt kraftforbruk på 20 000 kWh vil marginaltapskostnadene

under effekttariffer utgjøre en årlig kostnad på 884 NOK i 2021¹. Marginaltapskostnaden for en boligeier vil utgjøre 1000 NOK i 2021². Plusskunden sparer dermed 116 NOK på å være plusskunde. Med dagens tariffing og fremtidig utvikling i nettleie vil derimot besparelsen til plusskunden være 495 NOK i år 2021³. Gitt våre antakelser vil derfor innføring av effekttariffer gi en lavere privatøkonomisk lønnsomhet relativt til dagens energitariffer, illustrert i Figur 7.8. Ved innføring av effekttariffer i 2021 vil nåverdien til en solcelleinvestering være positiv først i 2025 - to år senere enn om dagens energitariffer videreføres. Ettersom fremtidige plusskunder under energitariffer vil dra nytte av en økning i energiledet, vil lønnsomhetsforskjellen mellom de to tariffsystemene være større for senere anleggsinvesteringer, illustrert med at grafene divergerer over tid.

Figur 7.8: Netto nåverdi på ulike investeringstidspunkt under ulike tariffutforminger for et mediananlegg i Oslo. Utvikling i total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).



Valg av kalkulasjonsrente

Fra avsnitt 5.2 ble valg av kalkulasjonsrente pekt på som en svakhet ved anvendelse av nåverdimetoden. Valg av kalkulasjonsrente vil gi et stort utslag på nåverdien til en investering, og valg av rate vil variere for ulike boligeiere. Branker, Pathak og Pearce (2011) viser til at privatsektoren ofte benytter en for høy kalkulasjonsrente i lønnsomhetsberegningen for å

¹ $(20\,000 \text{ kWh} - 2319 \text{ kWh}) * 0,05 \text{ NOK} = 884 \text{ NOK/kWh}$

² $20\,000 \text{ kWh} * 0,05 \text{ NOK} = 1000 \text{ NOK/kWh}$

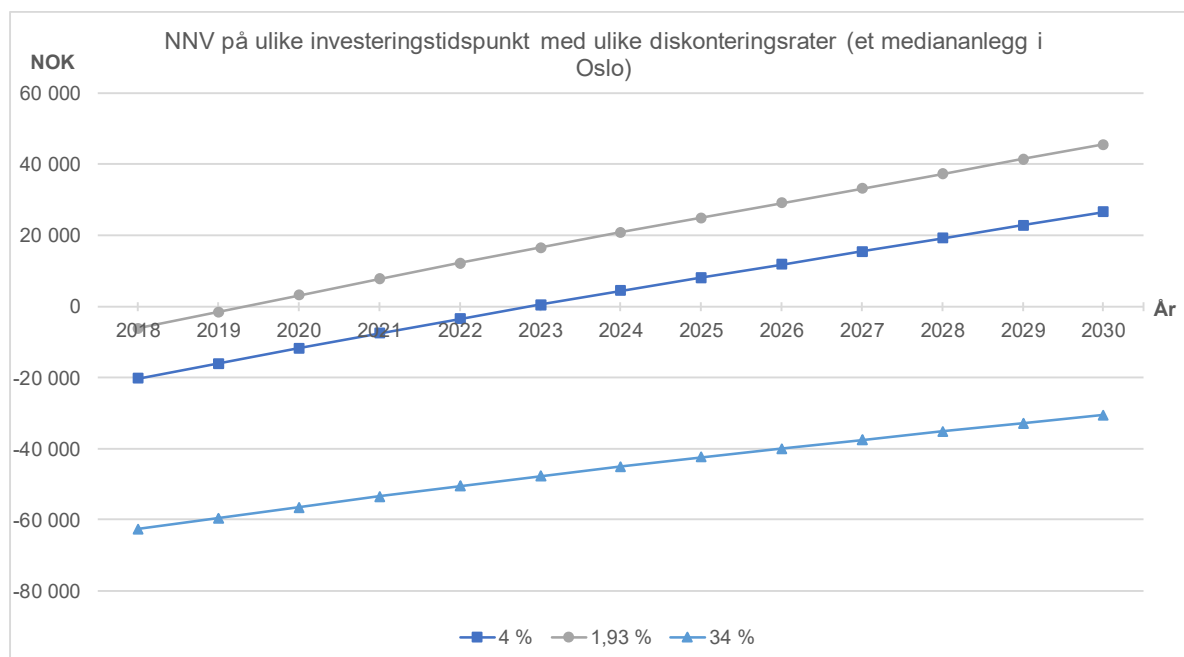
³ $[(20\,000 \text{ kWh} - 2319 \text{ kWh}) * 0,2058 \text{ NOK}] - [20\,000 \text{ NOK} * 0,2058 \text{ NOK}]$

maksimere kortsiktig profitt. Dette gjør at de langsiktige, sosiale fordelene ved teknologiinvesteringer ikke fanges opp. Vi har benyttet oss av en kalkulasjonsrente på 4 prosent som følger fra Finansdepartementets rundskriv R109/2014 (Finansdepartementet, 2014).

Scarpa og Willis (2010) utførte et eksperiment for å undersøke husholdningers betalingsvilje for miljøvennlige teknologier i Storbritannia. De finner at selv om investeringer i slike teknologier er verdifulle for husholdningene, er ikke nytten signifikant stor nok for majoriteten av husholdningene i eksperimentet, til å kompensere for de høye kostnadene. For fornybare teknologier med levetid på mellom 10-25 år, tar konsumentene i betraktning en tidshorison på tre til fem år. Scarpa og Willis (2010) anslår kalkulasjonsrenten til konsumentene til å være på om lag 34 prosent. I beregningen av lønnsomheten ved investering i solcelleanlegg for privatboliger har (Multiconsult & Asplan Viak, 2018) benyttet seg av en kalkulasjonsrente på 1,93 prosent som tar utgangspunkt i en kapitalkostnad på 2,5 prosent etter skattefradrag på 23 prosent.

Figur 7.9 viser utviklingen i nåverdi for et mediananlegg installert i Oslo ved ulike kalkulasjonsrenter. Bruk av en lavere kalkulasjonsrente forbedrer lønnsomhetsbildet betydelig. En kalkulasjonsrente på 1,93 prosent vil gjøre en solleinvestering lønnsom tre år tidligere enn om kalkulasjonsrenten er 4 prosent. Dersom en kalkulasjonsrente på 34 prosent anvendes vil ikke mediananlegget bli ansett som en lønnsom investering i løpet av tidsperioden vi undersøker. Internrenten til et mediananlegg installert i Oslo i 2018 er 1,3 prosent. Dette underbygger påstanden vår om at dagens plusskunder ikke har investert på bakgrunn av privatøkonomisk lønnsomhet, jf. Multiconsult sin kalkulasjonsrente på 1,93 prosent.

Figur 7.9: Netto nåverdi ved ulike kalkulasjonsrenter for et mediananlegg i Oslo. Utvikling i total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).



Teknologisk utvikling: Lokale lagringsløsninger

Vi har vist ved hjelp av solcelleanleggenes produksjonsprofil at store solcelleanlegg ikke vil være lønnsomme investeringer med mindre selvkonsumeringsraten øker eller systemprisene faller. Plusskunder som anvender lokale lagringsmuligheter, for eksempel ved bruk av batterier, har imidlertid mulighet til å øke sin selvkonsumeringsrate av egenprodusert solkraft.

Vi har beregnet nåverdien til et mediananlegg installert i Oslo i 2018 når kjøp av batteri er inkludert. Batteriet vi har inkludert i beregningen er Tesla sin Powerwall 2 – et stasjonært batteri for husholdninger (Tesla, u.å.). Batteriet har en lagringskapasitet på 13,5 kWh og vil koste om lag 100 000 NOK inkludert installasjon og mva. Egenskapene ved Tesla Powerwall 2 er presentert i Tabell 7.2.

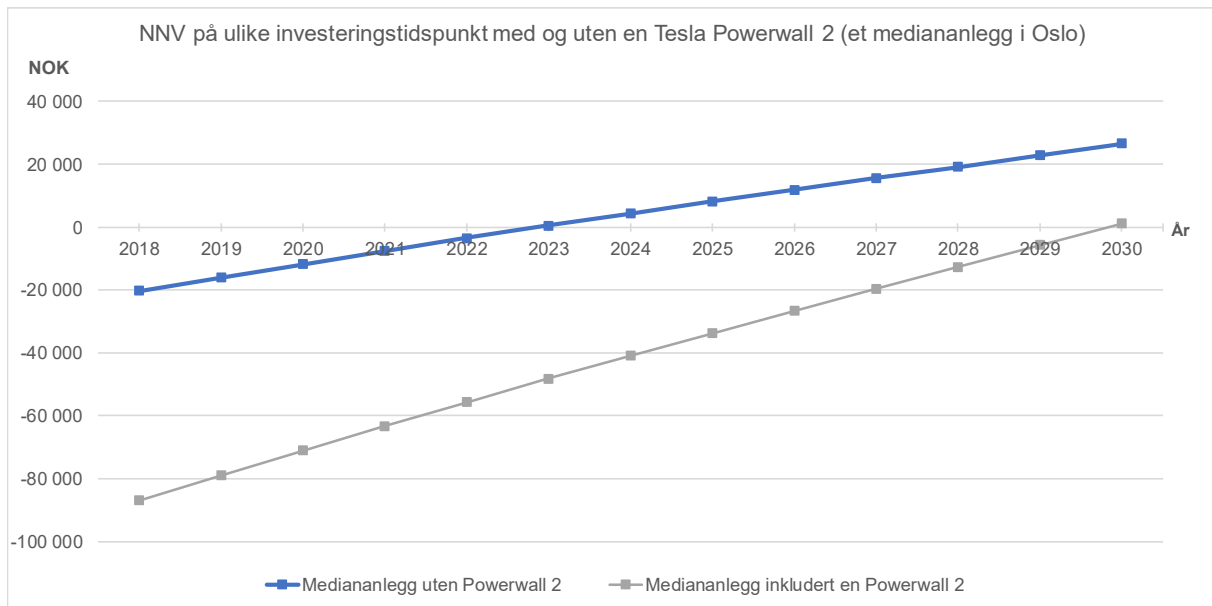
Tabell 7.2: Egenskapene til Tesla Powerwall 2, 14 kWh (Tesla, u.å.).

Egenskaper ved Tesla Powerwall 2 14 kWh	
Investeringskostnad (inkl. mva)	100 000 NOK
Nyttekapasitet	13,5 kWh
Kraft	7 kW topp, 5 kW kontinuerlig
Garantitid	10 år
Vedlikeholdskostnader	Ingen
Antall ladesykluser	1500
Total lagringskapasitet per år	2025 kWh

Et Tesla Powerwall 2 vil øke plusskundens sitt årlige selvkonsumeringspotensial fra 2319 kWh til 4344 kWh over batteriets levetid. For mediananlegget i Oslo tilsvare det en selvkonsumeringsrate på 84 prosent i 2018 og vil øke når solcelleanlegget degraderes. Til tross for økt et selvkonsumeringspotensial vil den høye prisen på Tesla Powerwall 2 redusere nåverdien til medianlegget fra -20 292 NOK til -86 961 NOK når investeringen omfatter både anlegget og batteriet. Om vi antar at Tesla Powerwall 2 følger samme prisutvikling som systemprisen på solcelleanlegg på -2,95 prosent per år frem mot 2030, vil en investering i både et mediananlegg og batteriet ha en positiv nåverdi i 2030. Som vist i Figur 7.10 er dette seks år senere enn en tilsvarende investering, men uten batteri.

For at det skal bli mer attraktivt å installere lokale lagringssystemer sammen med solceller, bør både prisene og levetiden på batterier forbedres. En innføring av effekttariffer vil forsterke den økonomiske prestasjonen til solceller med tilhørende batteri. Batteriet kan brukes til å lagre kraft fra nettet når kraftprisene er lave og brukes til å redusere effektbehovet når effektbehovet er som størst. Dette er egenskaper ved batteriet og kommer som en mulig tilleggsgevinst i tillegg til å øke selvkonsumeringsraten. For at en plusskunde i 2018 skal være privatøkonomisk indifferent mellom å inkludere batteriet eller ikke når plusskunden investerer i solceller må prisen på batteriet falle med 66 669 NOK. Det utgjør 67 prosent av prisen på en Tesla Powerwall 2.

Figur 7.10: Forventet utvikling i NNV for et mediananlegg i Oslo med batteriteknologi. Utvikling i total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).

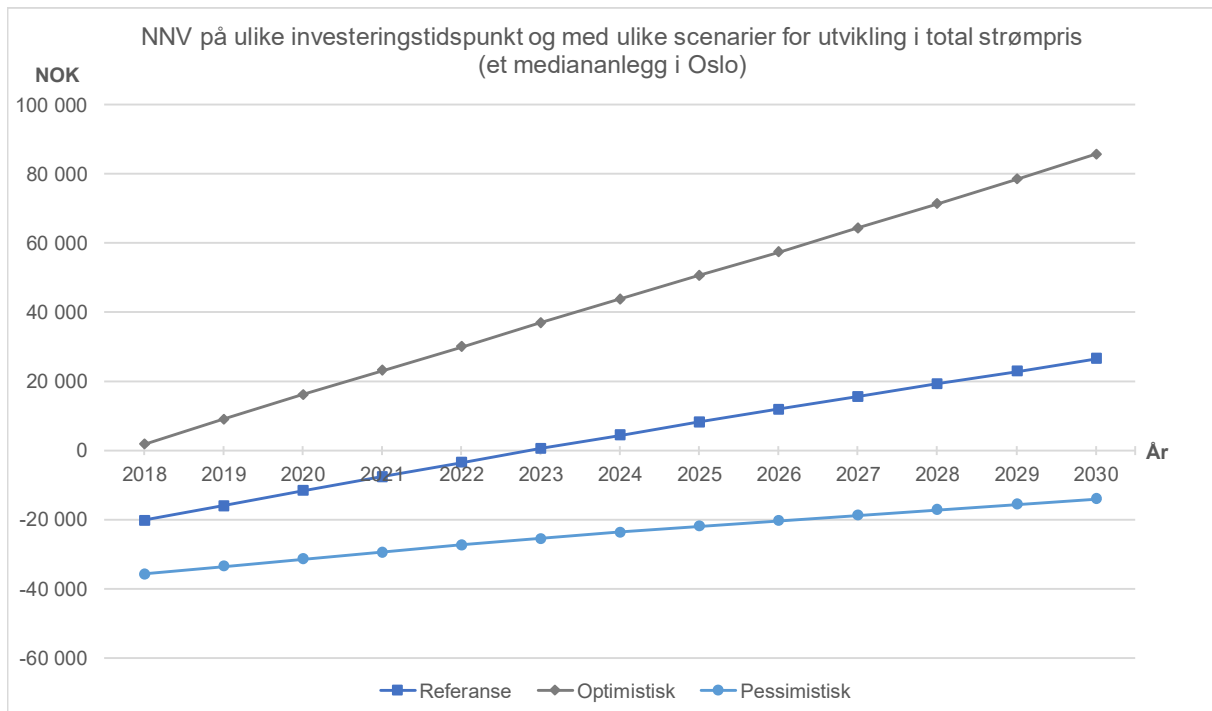


Usikkerhet knyttet til utviklingen i totale strømpriser

Utfallsrommet for den forventede utviklingen i de totale strømpriskomponentene vil påvirke den privatøkonomiske prestasjonen til solcelleanlegg. Derfor finner vi det hensiktsmessig å utforme to alternative scenarier til referansescenariot for utvikling i total strømpris som vi hittil har benyttet oss av. Scenarioene pessimistisk og optimistisk bygger på at komponentene i den totale strømprisen utvikler seg i henhold til scenarioene presentert i vedlegg 6.

Figur 7.11 viser nåverdiutviklingen for de tre scenarioene. Legger en det optimistiske scenarioet til grunn vil et mediananlegg installert i Oslo være en utelukkende lønnsom investering for en boligeier allerede i 2018. Under pessimistisk scenario vil det uavhengig av investeringstidspunkt ikke være privatøkonomisk lønnsomt å investere i tilsvarende anlegg.

Figur 7.11: Netto nåverdi for et mediananlegg i Oslo ved ulike scenarier for total strømpris (vedlegg 4-6, egne beregninger).



7.4 Delkonklusjon

Vi har vist at den privatøkonomiske lønnsomheten ved investeringer i solcelleanlegg har forbedret seg de siste årene. Dette skyldes et betydelig fall i systempriser og en økning i total strømpris. Anleggsstørrelse, selvkonsumeringsrate, total strømpris og kraftpris er sentrale faktorer som påvirker lønnsomheten ved en solcelleinvestering. Med en forutsetning om at plusskundens selvkonsumeringspotensial er det samme uavhengig av solcelleanleggets størrelse, har vi også vist at nytten faller for økende anleggsstørrelser i fravær av lokale lagringsmuligheter.

Som vi har sett investerer plusskunder i større solcelleanlegg enn tidligere, til tross for at mindre solcelleanlegg viser privatøkonomisk lønnsomhet i dag. Økonomiske besparelser har blitt trukket frem som en viktig årsak til at boligeiere ønsker å investere i solcelleanlegg. Med bakgrunn i en antakelse om at boligeierne er rasjonelle individer, ville vi derfor forventet å finne flere mindre anleggsinvesteringer blant plusskunder som har søkt Enovatilskuddet den siste tiden. En internrente på 1,3 prosent for et mediananlegg peker imidlertid i retning av at dagens plusskunder ikke utelukkende har vært drevet av privatøkonomisk lønnsomhet. I lys av

diffusjonsteorien er dette kjennetrekke ved innovatører av en teknologi. Dersom boligeierne drives av privatøkonomisk lønnsomhet, vil ikke Enova nå sitt mål om varig markedsendring før i 2023 - da vil en investering i mediananlegget ha en positiv nåverdi. Markedsmodningen vil imidlertid påvirkes av usikkerhetslementer slik som effekttariffer, valg av kalkulasjonsrente, lokale lagringsmuligheter og strømprisutviklingen.

8. Har markedet potensial til å drive frem en markedsmodning uten økt støtte til lokal solkraftproduksjon?

Ettersom plusskunder investerer i solcelleanlegg som ikke viser lønnsomhet, kan en økning i dagens virkemiddelbruk i solcellemarkedet forsvares privatøkonomisk. Det er imidlertid viktig å undersøke om Enova sin virkemiddelbruk sikrer effektiv ressursutnyttelse. For å vurdere hvorvidt Enova bør øke sin virkemiddelbruk for å forbedre lønnsomheten finner vi det hensiktsmessig å repetere hvorfor Enova har innrettet virkemidler i solcellemarkedet: I tillegg til å modne markedet ønsker Enova et godt samspill mellom solcelleanlegg og kraftnettet, sikker kvalitet på tilbydersiden av markedet, og at boligeiere øker fokus på eget forbruk.

Ettersom solcelleanlegg er en engangsinvestering må tilbyderne til enhver tid søke etter nye boligeiere som vil bli plusskunder for å redusere sine myke kostnader. For at markedet skal oppleve en vekst i etterspørselen, må flere boligeiere være villige til å realisere solcelleinvesteringen. Senere brukere av solcelleteknologien vil trolig være mindre risikovillige og stille et høyere avkastningskrav til investeringen. For at disse boligeierne ikke skal utsette solcelleinvesteringen til lønnsomheten forbedres, bør systemprisene falle, betalingsviljen øke og/eller investeringsstøtten øke.

Ettersom fremtidige boligeiere vil være mer opptatt av privatøkonomisk lønnsomhet må markedet imøtekomme deres betalingsvilje for at etterspørselsveksten ikke skal avta. Om markedet ikke klarer dette vil tilbyderne sine muligheter til å redusere sine myke kostnader, herunder LBD-effekter, begrenses. Da kan et systemprisfall på 35 prosent frem mot 2030 være vanskelig å realisere. Det vil dempe den positive utviklingen i den privatøkonomiske lønnsomheten til solcelleanlegg. Når det i tillegg har blitt påvist spillovereffekter i markedet kan gratispassasjerproblemet forhindre at tilbydere tilbyr tjenester som potensielt sett kunne ha økt kundemassen. Samlet kan det føre til at de systemprisene forblir på et høyere nivå enn det vi har lagt til grunn i våre beregninger.

For å unngå en slik spiral er markedet nødt til å gjøre solcelleanlegg mer attraktivt for boligeierne. Samtidig må tilbyderne både være villige til å utvikle nye produkter og tjenester til tross for spillovereffekter. Om markedet ikke er i stand til å unngå spiralen vil trolig ikke volum,

pris og teknologisk innovasjon stabiliseres og markedet forblir umodent. Da kan det argumenteres for et behov for økt virkemiddelbruk fra Enova.

Vi vil i det følgende belyse hvilket potensial solcellemarkedet har til å drive frem en naturlig etterspørselsvekst, med den forutsetning om at dagens Enovatilskudd opprettholdes. Vi vil starte med å presentere litteratur som peker på forhold som fremmer, og forhold som legger begrensninger for, etterspørselsveksten etter solceller blant boligeiere. Med bakgrunn i litteraturen vurderer vi hvilket potensial markedet og markedsaktørene har til å drive frem en videre modning av det norske solcellemarkedet. Dette vil danne grunnlaget for å vurdere om økt virkemiddelbruk kan forsvares samfunnsøkonomisk.

8.1 Litteratur

I perioden 2015-2018 har CICERO gjennomført forskningsprosjektet *Power from the people/Strøm fra folket* (Westskog, Inderberg, Sæle & Winther, 2018). På bakgrunn av kvantitative og kvalitative studier adresserer rapporten forhold som er med å drive frem en vekst av antall plusskunder og forhold som begrenser veksten. Av drivkrefter i markedet trekker rapporten frem markedsmessige og teknologiske drivkrefter, slik som fallende systempriser, og tilgang til ny teknologi primært knyttet til lokale lagringsmuligheter. Rammebetingelser som plusskundeordningen og nasjonale og lokale støtteordninger, samt individuelle interesser for husholdningene er ytterligere to forhold rapporten fra CICERO identifiserer som markedsfremmende. Førstnevnte forhold blir imidlertid vurdert til også å ha en dempende effekt på solcellemarkedet. Begrenset informasjon, høye transaksjonskostnader og høye investeringskostnader er andre forhold som begrenser markedsveksten (Westskog, et al., 2018). CICERO sine funn stemmer godt overens med litteratur presentert av både Accenture og WWF (2016), Multiconsult og Asplan Viak (2018) og IEA (2014).

Multiconsult og Asplan Viak vurderer i tillegg hvilken innvirkning de negative forholdene har på markedet. Manglende kunnskap blant befolkningen, høye investeringskostnader og lave finansielle støtteordninger er forhold som vurderes til å ha en stor innvirkning på markedet (Multiconsult & Asplan Viak, 2018).

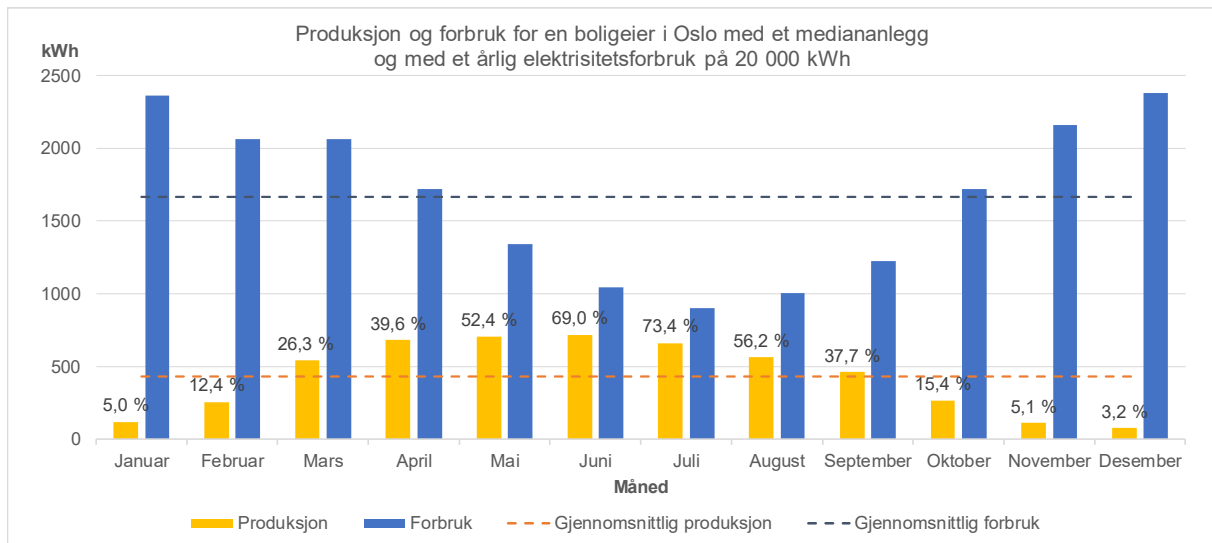
8.2 Vekstfremmende forhold i markedet

8.2.1 Teknologitviking

Videre utvikling av solcelleteknologi som kan øke solcelleanleggenes verdi, og gi plusskunder mer fleksibilitet, kan gjøre det mer attraktivt å bli plusskunde (Westskog, et al., 2018). Aktiv batteribruk tillater plusskunden å utnytte prisvariasjonene i markedet. Plusskunden kan forbruke kraft kjøpt fra nettet i perioder når kraftprisene er lave og forbruke kraften fra batteriene når kraftprisene er høyere. Gode lagringssystemer kan også sørge for at plusskunden kan forbruke mer av sin egenproduserte solkraft. Lagringssystemer vil dermed øke selvkonsumeringspotensialet. I tillegg kan batteriet lades opp i løpet av natten når kraftprisen og effektbehovet er lavere enn på dagtid, og på den måten tilføre plusskunden rimeligere kraft. Disse tre egenskapene ved gode lokale lagringssystemer gjør at plusskunden i større grad kan benytte batteriet til å avlaste effekttopper i nettet i de deler av året hvor det produseres mest solkraft fra anleggene. På den måten kan lokale lagringssystemer også være mer interessant for nettselskapene ettersom det kan redusere behovet for nettinvesteringer.

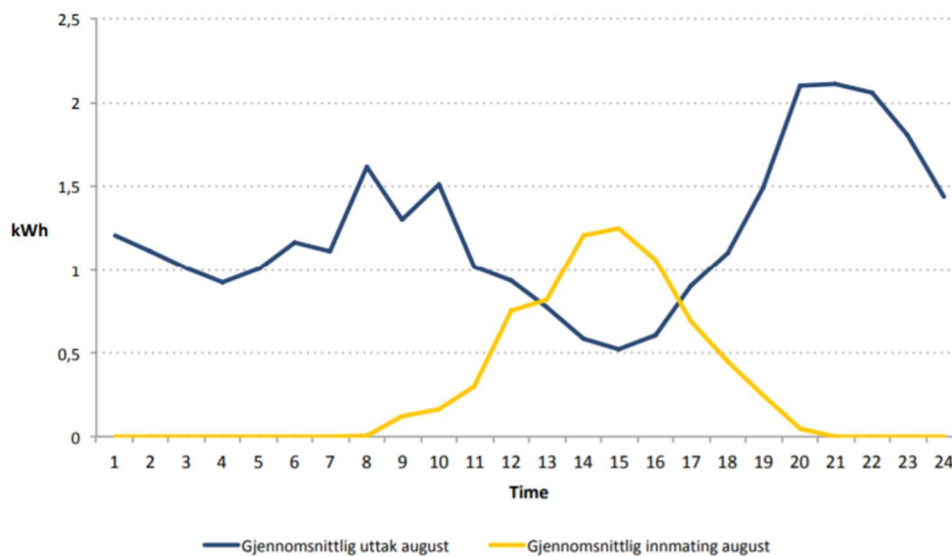
Figur 8.1 viser hvilket potensial et mediananlegg lokalisert i Oslo har til å dekke et årlig kraftforbruk på 20 000 kWh. Tallene følger fra vedleggene 2 og 3. Ved 100 prosent selvkonsum dekker anlegget 26 prosent av det totale kraftforbruket. Videre gir figuren en god fremstilling av at produksjonspotensialet er størst i de månedene der forbruket er lavt. Lokale lagringssystemer som øker plusskundens selvkonsumeringspotensial gjør at plusskunden i det illustrerte eksempelet kan få dekket opptil 70 prosent av totalt kraftforbruk i sommermånedene. Solcelleanlegget vil imidlertid dekke under fem prosent av forbruket i vintermånedene som tilsier at plusskunden ikke vil ha et like stort behov for lagring av kraft i disse månedene. Dette tyder på at gode lagringssystemer vil ha størst nytte i sommermånedene, sett i lys av produksjonspotensialet til solcelleanlegget relativt til plusskundens forbruk isolert sett. Historisk har kraftprisene vært høyest i vintermånedene slik at nettoinntjeningen per kWh vil være høyere i disse månedene sammenlignet inntjeningen i sommermånedene (LOS, u.å.). Solcelleanlegget sin produksjonsbegrensning i vintermånedene forhindrer imidlertid at plusskunden kan utnytte de høye kraftprisene.

Figur 8.1: Fordeling av produksjonen fra et mediananlegg lokalisert i Oslo og av kraftforbruket til en husholdning med et årlig forbruk 20 000 kWh (vedlegg 2 og 3, egne beregninger).



Uttak og innmating for en plusskunde vil ikke bare variere mellom ulike måneder, men også variere over døgnet. Figur 8.2 viser gjennomsnittlig uttak og innmating over et døgn basert måledata for et titalls plusskunder i august 2017 (Vestby, Dvergsnes, Bjørndal & Bjørndal, 2017). Vi ser at innmatingen er størst i perioder der uttaket er lavt. Det impliserer at solcelleanlegget produserer mer kraft enn det plusskunden forbruker midt på dagen, og understreker verdien av lokale lagringsystemer

Figur 8.2: Gjennomsnittlig uttak og innmating for en plusskunde i Norge i løpet av et døgn i august, basert på virkelige tall fra et titalls plusskunder (hentet fra Vestby, et al., 2017).



Teknologiutvikling av solcellemoduler kan forbedre solcellepanelenes virkningsgrad. Virkningsgraden er evnen solcellepanelet har til å omdanne sollyset til elektrisk kraft, og varierer gjennom dagen og året (Accenture & WWF, 2016). Økt virkningsgrad vil øke produksjonspotensialet til solcelleanlegget fra dagens nivå, slik at differansen mellom forbruk og produksjon blir mindre. Som diskutert over vil dette særlig være positivt for plusskunder som mater ut overskuddskraft i vintermånedene når kraftprisene vanligvis er høye. Det har blitt gjort flere forsøk på å forbedre virkningsgraden til solcellepanelene. Tandemsolceller kan øke virkningsgraden over dagens gjennomsnitt på 17 prosent (ITRPV, 2018; Mongstad & Nordseth, 2017). Solcelleanlegg med et høyere produksjonspotensial, men med dagens systempris, vil ha en lavere LCOE og større inntjening på innmatet kraft i nettet ettersom overskuddsvolumet øker. Dersom fremtidige kraftpriser øker vil plusskundens inntjening på innmatet kraft øke ytterligere.

Teknologiutvikling i utenforliggende markeder kan også drive frem en etterspørselsvekst etter solceller. Elbilister har vist en stor interesse for solceller, og i en undersøkelse svarte 43,4 prosent av totalt 10 000 norske elbilister at de vurderte å installere solcelleanlegg på sine boligtak (Thronsen, 2018). Dette er et forholdsmessig høyt antall potensielle plusskunder tatt i betraktning at det i dag finnes i overkant av 1000 norske plusskunder. Isolert sett kan en fremtidig utvikling i antall elbilister øke etterspørselen etter solceller. I Tyskland har elbiltylere utviklet forretningsmodeller der kunder mottar tilbud om å kjøpe solceller ved kjøp av elbil (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). Interessen norske elbilister har vist for solceller viser at norske elbiltylere potensielt sett kan øke sine fortjenester ved å utvikle tilsvarende forretningsmodeller i Norge. I solcellemarkedet har allerede etablerte aktører lansert tjenester som retter seg mot elbilister. Otovo gir eksklusive medlemsfordeler til medlemmer av Norsk elbilforening (Otovo, u.å.). Dette tyder på at aktørene allerede har identifisert norske elbilister som en potensiell kundegruppe.

Selv om flere innovative teknologier kan øke selvkonsumerings- og produksjonspotensialet til solcelleanlegg, er det nærliggende å anta at etterspørselen etter disse teknologiene ikke vil være tilstede før de blir kommersialisert i stor skala og kostnadene faller. I lys av diffusjonsteorien, vil økt etterspørsel på kort sikt i stor grad derfor avhenge av at flere boligeiere med en interesse for nye teknologier ta i bruk solcelleteknologien. Lokale lagringssystemer kan øke solcelleanleggets verdi for plusskunden ved en eventuell innføring av effekttariffer. Likevel

vrurderer vi teknologiutvikling til å ha lite potensial til å øke etterspørselen i markedet nevneverdig på kort og mellomlang sikt. På lang sikt har vi argumenter for at det utgjøre et nytt insitament for boligeiere til å skaffe seg solceller gitt at solteknologien blir konkurransedyktig.

8.2.2 Rammebetingelser

Endringer i rammebetingelsene for plusskunder kan ha bidratt til en plusskundevekst. I den nye plusskundeordningen fra 2017 har plusskundens vilkår blitt klarlagt og det oppfattes som enklere for en boligeier å bli plusskunde (Westskog, et al., 2018).

Selv om plusskundeordningen reguleres av NVE, er den utformet på en måte som gir både kraft- og nettleverandører mulighet til å påvirke lønnsomheten for plusskunder. Ordningen i seg selv legger eksempelvis ingen føringer for hvilken pris plusskunder skal motta for sin overskuddskraft (NVE, 2017d). Kraft- og nettleverandører har derfor en mulighet til å gjøre det mer attraktivt å bli plusskunder ved å øke prisen plusskunden mottar på innmatet kraft og følgelig gi plusskunder bedre avkastning på salg av egenprodusert kraft. Vi skal senere se at enkelte kraftleverandører og solcelletilbydere har etablert tjenester som gir plusskunder muligheten til å selge overskuddskraft til en høyere pris som bedre gjenspeiler produksjonskostnadene ved å fremstille én kWh solkraft.

Rammebetingelser knyttet til støtte i forbindelse med å bli plusskunde er en annen faktor som rapporten fra CICERO trekker frem som en markedsdriver (NVE, 2017d; Westskog, et al., 2018). Foruten den nasjonale investeringsstøtten gjennom Enovatilskuddet til solceller, har lokale støtteordninger bidratt til en vekst i plusskunder lokalt (Westskog, et al., 2018).

Oslo kommune etablerte i 2015 en støtteordning rettet mot boligeiere som investerte i solcelleanlegg. Ordningen var utformet som en direkte investeringsstøtte som dekket 40 prosent av totale investeringskostnader, men ble senere redusert til 30 prosent før ordningen ble utfaset i 2017 (C. Sundvor, personlig kommunikasjon, 20. september 2018). Støtteordningen førte til en vekst i antall plusskunder og det ble gitt over 240 tilsagn under kampanjeperioden. Den lokale støtteordningen i Oslo kommune kunne ikke kombineres med Enovatilskuddet, og da støtteordningen ble utfaset opplevde Oslo et fall i installasjonsraten for solceller (IEA, 2018). Det kan tyde på at Oslo sin støtteordning isolert sett hadde en større effekt på den lokale markedsetterspørselen enn Enovatilskuddet.

Støtteordninger som reduserer transaksjonskostnader ser imidlertid ut til å være de mest effektive (Westskog & Aasen, 2017). Hvaler og Fredrikstad er eksempler på to kommuner som har rettet sine støtteordninger mot rådgiving, systemløsning og tilrettelegging for styring, lagring og monitorering. Utformingen på ordningene gjorde at de kunne kombineres med Enovatilskuddet. Begge kommunene innledet et samarbeid med lokale tilbydere og over 100 boligeiere i hver av kommunene investerte i solcelleanlegg i løpet av støtteperiodene (Smart Energi, 2018; Westskog & Aasen, 2017). En slik samarbeidsvillighet mellom kommune, kraftleverandør og solcelletilbydere kan bidra til en markedsmodning uten behov for økt nasjonal virkemiddelbruk.

Lokale støtteordninger som involverer et samarbeid mellom lokale tilbydere og kommunen kan føre til at etterspørselsveksten i stor grad tilfaller enkelttilbyderen som inngår i samarbeidet. Et slikt samarbeid som favoriserer enkelttilbydere kan være skadelig for konkurransen. Databeskrivelsene og HHI-verdiene fremstilt i kapittel 6 viste at alle de tre kommunene som har hatt lokale støtteordninger også hadde høyest markedskonsentrasjon på tilbydersiden. Det kan tenkes at den høye markedskonsentrasjonen i disse kommunene kan ha sammenheng med de lokale støtteordningene. Konkurransefortrinnet de lokale tilbyderne får gjennom lokale støtteordninger kan potensielt forhindre at nye tilbydere klarer å etablere seg. Som en konsekvens kan den lokale markedsprisen på solcelleanlegg være høyere enn de nasjonale markedsprisene. At prisene forblir på et høyt nivå er imidlertid en urealistisk antakelse ettersom for høye systempriser i dag er blant faktorene som gjør at flere boligeiere i dag avstår fra å investere. Da vil det ikke være i tilbyderne eller kommunen sin interesse å holde prisene på et høyt nivå.

Selv om nye rammebetingelser tyder på at det har blitt enklere å bli plusskunde i dag synes ikke dette å være en sterk nok driver for videre etterspørselsvekst ettersom den privatøkonomiske lønnsomheten ikke er tilfredsstillende nok for mange boligeiere. På lokalt nivå har enkelte kommunale tiltak bidratt til å stimulere etterspørselen, men disse har normalt vært søknadsbaserte. Støtteordningen i Oslo er derfor ikke direkte overførbar til Enova sin rettighetsbaserte investeringsstøtte. Dersom slike kortvarige, men tilsynelatende effektive, lokale ordninger kan bidra til en betydelig etterspørselsvekst på kort sikt, vil markedsmodningen avhenge av effekten av den kortvarige etterspørselen. Slik som solcellemarkedet har utviklet seg, tyder det på at en etterspørselsvekst fra lokale støtteordninger ikke har drevet ned de myke kostnadene i tilstrekkelig grad på nasjonalt plan. I lys av

resonnementet over er trolig verken nasjonale rammebetingelser eller lokale ordninger tilstrekkelig for å drive frem en markedsmodning isolert sett.

8.2.3 Individuelle interesser

Identitetsbygging har vist seg å være en sentral motivasjonsfaktor for dagens plusskunder (Westskog, et al., 2018). Dagens plusskunder har blitt karakterisert som teknologiinteresserte, miljøengasjerte og er opptatt av at solcelleanlegget kan tilby en moderne og komfortabel livsstil. En videreutvikling av teknologiske løsninger og nye samhandlingsløsninger med kraftnettet kan derfor bidra til at enda flere boligeiere med teknologi- eller miljøbaserte motiver anser solcelleanlegg som en verdifull investering i fremtiden.

Det følger fra diffusjonsteorien at solcellemarkedet er avhengig av at plusskunder som allerede har tatt i bruk solcelleteknologien, evner å dele egne erfaringer med andre boligeiere. Sosial innflytelse vil ha påvirkning en boligeierens investeringsbeslutningsprosess. Palm og Eriksson (2018) peker på at husholdninger har ulike forutsetninger for å finne og forstå informasjon. Enkelte husholdninger opplever den tilgjengelige informasjonen så kompleks at de avstår fra å investere i solcelleanlegg, mens andre husholdninger var usikker på at informasjonen de hadde tilegnelig, var troverdig. Det er nærliggende å anta at sosial innflytelse gir størst utslag på investeringsbeslutningen når individene har felles interesser. Etersom boligeiere i dag ser ut til å bli drevet av andre motiver enn tidligere plusskunder, kan det hende at sosial innflytelse ikke vil være tilstrekkelig for å spre solcelleteknologien til flere boligeiere. Eksempelvis kan det tenkes at boligeiere som drives av økonomiske besparelser ikke nødvendigvis lar seg påvirke av plusskunder som var drevet av ikke-økonomiske motiver, og at diffusjon av solcelleteknologien derfor vil være treg.

Identitetsbygging og interaksjon mellom plusskunder og boligeiere kan bidra til å øke installasjonsraten ved at flere tar i bruk solcelleteknologien. Motivene bak en investeringsbeslutning har imidlertid beveget seg i retning av å bli mer privatøkonomiske. Det kan tyde på at det fremover vil stilles høyere krav til at tilbyderne i markedet bedre må tilpasse seg hver enkelt boligeier i sin markedsføring.

8.3 Vekstbegrensende forhold i markedet

8.3.1 Høye kostnader

Samtidig som at økonomiske besparelser er en årsak til at boligeiere vurderer å anskaffe seg solcelleanlegg, er høye kostnader en årsak til at mange boligeiere ikke vurderer å realisere investeringen. Dette gjenspeiles i funn som viser at betalingsviljen reduseres med økende kostnader (Sæle & Cherry, 2017). I tillegg oppfatter boligeiere at prisen på innmatet kraft er lav (Westskog, et al., 2018). Dette, i kombinasjon med at total strømpris har vært lav, gjør at solcelleinvesteringen blir mindre attraktiv.

Vi har tidligere argumentert for at systempriskostnadene i størst grad kan reduseres gjennom myke kostnader og at LBD-effekter vil ha størst påvirkning på dette fallet. Tilbyderne kan derfor ikke umiddelbart senke sine priser, men må forsøke å øke etterspørselen ved å redusere de høye investeringskostnadene på andre måter.

Høye arbeidskostnader i Norge kan tvinge frem aktører med høy grad av automatisering som kan redusere de myke kostnadene betraktelig. Otovo satser på digital verdikjede og ved hjelp av velutviklede algoritmer kan selskapet selge og planlegge solcelleinstallasjoner digitalt (Thorsheim, 2017b). Det gjør at Otovo eliminerer befaringskostnader tilknyttet konsultasjon og salg av solceller. Den digitale verdikjeden reduserer dermed Otovo sine kostnader i hele verdikjeden fra markedsføring til montering. I lys av dette kan det tenkes at Otovo sin erfaringskurve har skiftet innover slik at de kan tilby solcelleanlegg til en lavere pris enn tidligere ved samme kumulative nivå. Kostnadseffektive teknologier slik som en digital verdikjede, kan være en alternativ måte til LBD-effekter som hjelper tilbyderne med å redusere sine myke kostnader.

Dersom tilbyderne klarer å øke betalingsviljen til boligeiere slik at betalingsviljen bedre samsvarer med kostnadene, kan også etterspørselen etter solcelleanlegg øke. For å øke betalingsviljen kan tilbyderne blant annet spille på solcelleanleggenes eksklusivitet. Otovo har lansert *Otovo Premium* som deres toppmodell (Otovo, 2017). Om boligeierne vektlegger egenskaper som økt virkningsgrad, mindre klimagassutslipp og forbedret økonomisk prestasjon som noe eksklusivt og positivt de er villig til å betale mer for, tyder dette isolert sett på at etterspørselen kan øke.

Nye markedsløsninger som sollån og solcelleleasing muliggjør investering i solceller for boligeiere med tilstrekkelig betalingsvilje, men med manglende finansielle ressurser. Særlig har yngre aldersgrupper vist seg å ha en høy betalingsvilje for solceller, men mangler finansielle midler til å realisere investeringen (Balcombe, Rigby & Azapagic, 2013). Både sollån og -leasing er allerede utbredt i land som USA, Storbritannia og Tyskland og det har også blitt observert lignende tjenester i Norge. Tjenestene reduserer ikke den totale investeringskostnaden, men kostnadene stykkes opp og utgiftene fordeles over tid slik at den høye utgiften på investeringstidspunktet reduseres.

Globalt har tilbud av sollån økt de siste årene, og i USA ventes sollån å bli den mest ettertraktede finansieringsløsningen til solcelleanlegg blant husholdninger (Tsanova, 2018). I Tyskland tilbyr den offentlige investering- og utviklingsbanken KfW solcellelån til privatpersoner med en rente på 1,11 prosent (KfW, u.å.). Tyske banker i privatsektor har også sett verdien av å implementere sollån i produktporteføljen, men lånerenten er høyere enn den KfW tilbyr (Altenhöfer-Pflaum & Horbelt, 2018). I Norge tilbyr Otovo i samarbeid med Sparebank 1 sollån til sine kunder til en rente på 2,5 prosent og med en nedbetalingstid på 10 eller 20 år (Otovo, 2018). Da Otovo først lanserte sollån var det syv banker som konkurrerte om å bli en samarbeidspartner. Det kan tyde på at også norske banker ser verdien av å ha sollån i sin produktportefølje. Inntil nå er Otovo den eneste tilbydereren av sollån i Norge, men med bakgrunn i attraktiviteten sollån har vist i USA og Tyskland er det ikke usannsynlig at flere norske tilbydere og banker vil tilby sollån i fremtiden.

I USA har også fremveksten av leasing økt og har blitt et populært alternativ til å ha fullt eierskap til solcelleanlegget (Liu, O'Rear, Tyner & Pekny, 2014). At antallet som leaser har økt, tolker vi som et signal på at fordelene ved å slippe å binde opp kapital på investeringstidspunktet og mer forutsigbarhet på kostnadssiden, veier opp for ulempene knyttet til høye investeringskostnader på investeringstidspunktet. Selskaper som SunRun og SolarCity var tidlig ute i USA med å tilby leasing gjennom en kraftkjøpsavtale (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). I Norge har Simply Solar og Eidsiva Energi tilbudt tilsvarende tjenester. Leasingavtalene i det norske markedet gjelder imidlertid primært bedrifter med større anlegg i dag (Eidsiva Energi, u.å.-a).

For at nye finansieringstjenester slik som sollån og solleasing skal bidra til å øke etterspørselen etter solceller er det viktig at tjenestene når ut til målgruppen. Dersom tjenestene kun resulterer i en etterspørselsoverføring fra tradisjonell finansiering til lån og leasing, vil ikke markedet oppleve en etterspørselsvekst isolert sett. Det understreker viktigheten av at tilbyderne kartlegger markedet og tilbyr riktige tjenester til riktige kundegrupper.

Flere tilbydere i markedet lansert tjenester for å forbedre gevinsten fra solcelleanleggets produksjon. Otovo sin lansering av *Nabostrøm* i 2016 er et godt eksempel på nettopp en slik tjeneste. Konseptet går ut på at plusskunden kan selge overskuddskraft til en pris over spotpris (Barstad, 2017). Økt konkurranse fra lignende tjenester har ført til at medlemmer av Otovo sin *Nabostrøm* i dag mottar 1 krone/kWh – en økning på 40 øre/kWh fra konseptet ble introdusert. Otovo har åpent kommunisert at enkelte av tjenestene de tilbyr påfører selskapet kortsiktige tap, men at de forventer en fremtidig langsiktig gevinst (Tobiassen, 2017). En opprettholdelse av slik konkurranse blant tilbydere, nettselskaper og kraftleverandører kan skape nye tjenester som øker etterspørselen etter solceller. Ettersom fremtidige plusskunder vil vektlegge økonomiske besparelser i større grad, kan tjenester som øker gevinsten ved solcelleanleggenes produksjon bidra til at plusskundene retter et større fokus på sitt eget forbruk. I Tabell 8.1 har vi regnet ut inntjeningen en plusskunde i Oslo vil ha i 2018 når plusskunden mottar en pris på innmatet kraft som tilsvarer kraftpris for 2018 og når plusskunden mottar en pris lik Otovo sin *Nabostrøm* på 1 NOK/kWh. Det er tydelig at *Nabostrøm* øker gevinsten på innmatet kraft isolert sett.

Tabell 8.1: Økonomisk prestasjon til ulike solcelleanlegg for året 2018 installert i Oslo i 2018 for ulike satser på innmatet kraft (vedlegg 4, egne beregninger).

	Installert effekt		
		(median)	
	2 kWp	5,2 kWp	8 kWp
Netto inntjening salg i 2018, kraftpris (NOK)	0,00	-1 887,00	-3 979,00
Netto inntjening salg i 2018, <i>Nabostrøm</i> (NOK)	0,00	-206,00	-652,00

I lys av diskusjonen tyder utviklingen i markedet på at tilbyderne kan være i stand til å begrense utfordringen høye kostnader har for en markedsmodning. Ettersom konkurransen har økt og flere tilbydere entrer markedet, stilles det høyere krav til pris og kvalitet. Utvikling av digitale

løsninger kan redusere de myke kostnadene uten at installasjonsraten behøver å øke. I tillegg har det blitt lansert nye produkter som kan øke betalingsviljen til boligeierne. Foruten å tilby produkter og tjenester som kan stimulere til økt etterspørsel på selve investeringstidspunktet, kan søllån og -leasing gjøre solcelleinvesteringen mer attraktiv for boligeiere som ikke har finansielle midler til å betale hele investeringskostnaden på en gang.

8.3.2 Rammebetingelser

Plusskundeordningen, elsertifikatorordningen og Enovatilskuddet utgjør de tre støttemekanismene for norske plusskunder. Elsertifikatorordningen øker avkastningen på salg av innmatet kraft i nettet, som for plusskunder med en lav selvkonsumeringsrate kan være fordelaktig isolert sett. Elsertifikatorordningen er imidlertid lite relevant for plusskunder ettersom minstegebyret på 15 000 NOK er for høy til at deltakelse kan forsvares. Ordningen har derfor blitt vurdert til å ha liten innvirkning på omfanget av plusskunder i Norge (Westskog, et al., 2018).

Innføring av effektbaserte tariffer vil gjøre at plusskunder, gjennom plusskundeordningen, oppnår en lavere besparelse på egenprodusert kraft. Slike endringer i plusskundens reelle besparelser kan føre til stor usikkerhet knyttet til den økonomiske verdien av solcelleanlegg. Vi har allerede vist at plusskunder vil være bedre stilt med dagens nettleie og energitariffer fremfor effekttariffer. Usikkerhet rundt den fremtidige tariffingen kan forsterke boligeiernes insentiver til å avstå fra solcelleinvesteringene i dag.

Vi har diskutert hvordan lokale støtteordninger har vist seg å virke positivt på etterspørselen i de lokale markedene. Det finnes imidlertid forhold ved slike støtteordninger som kan forhindre at markedet vokser. Jo rausere en støtteordning er, det vil si jo høyere støtte en boligeier mottar, dess kortere tid vil støtteordningen vare. Det kan føre til en etterspørselsvekst utover det markedet er i stand til å imøtekomme ettersom "alle" vil realisere investeringene når støtteordningen fremdeles er i markedet. En tilbyder vi har vært i kontakt med peker på at Oslo kommune sin støtteordning gav en sjokkeffekt på etterspørselssiden. Den sterke etterspørselen førte til at boligeiere endte i søknadskøer for å få utbetalt støtte. Ettersom støtteordningen begrenset seg til et fastsatt støttetak førte den lange behandlingstiden av søknadene til at boligeiere frastod fra å investere og etterspørselen avtok. Dette er et godt eksempel på at rause

støtteordninger som i utgangspunktet søker å fremme en markedsmodning, kan føre til en usikkerhet blant boligeierne og gi en kortvarig vekst uten at markedet rekker å modne.

Rause støtteordninger og følgelig en sterk etterspørselsvekst kan tiltrekke seg nye tilbydere til markedet som retter et større fokus på pris og fokuserer mindre på kvalitet. En sterk etterspørselsvekst i det danske privatmarkedet for solceller i perioden 2011-2012 resulterte i at billige, kinesiske solceller med lav kvalitet entret det danske markedet i større grad. I 2016 opplyste foreningen Danske Solcelleejere om 20 erstatningssaker der mange av sakene omhandlet feilmontering av solcellene, og det er ventet at flere av landets solcelleeiere ville oppleve effektivitetsproblemer med sine solceller (Kirkegaard, 2016). Vi har fått innspill fra en norsk tilbyder på at enkelte tilbydere som operer i Norge ikke oppfyller kravene til helse, miljø og sikkerhet (HMS) og på den måten klarer å presse ned sine montasjekostnader. I ytterste konsekvens kan slik atferd utkonkurrere seriøse tilbydere slik at kvaliteten på tjenestene som leveres i markedet faller. En slik utvikling er ikke forenelig med Enova sitt mål om å bygge opp under et marked med seriøse aktører på tilbydersiden og god kvalitet på solcelleanleggene.

Markedet har et potensial til å påvirke de ulike rammebetingelsene som ligger til grunn for en plusskunde. Et godt samspill mellom ulike markedsaktører kan bidra til at usikkerheten knyttet til rammebetingelsene ikke spiller en like viktig rolle for fremtidig plusskundevekst. Gjennom å stadig tilby nye tjenester som øker gevinsten fra egenprodusert solkraft kan markedet begrense hvilken effekt usikkerhet tilknyttet for eksempel innføringen av effekttariffer vil ha på en boligeiers investeringsbeslutning. Dette kan sees i lys av konsepter som *Nabostrøm* presentert tidligere. For å overkomme utfordringen der pris går på bekostning av kvalitet vil det være viktig at seriøse tilbydere evner å kommunisere sin kvalitet tydelig overfor kunden. For eksempel kan tilbyderne knytte sin kvalitet til lengre garantitider på sine anlegg, og på den måten differensiere seg fra useriøse tilbydere med svak kvalitet. Tilbyderne kan også spille på lang bransjeerfaring, spesialkunnskap, eksklusivitet og andre egenskaper som er vanskelig å imitere.

8.3.3 Høye transaksjonskostnader og begrenset kunnskap

Norske boligeiere har begrenset kunnskap om den privatøkonomiske lønnsomheten fra solceller, rammebetingelsene, mulig kraftproduksjon og levetid (Westskog, et al., 2018).

Begrenset kunnskap kan gjøre at en boligeier som i realiteten har en høy betalingsvilje for solceller avstår fra å investere. Boligeierens kunnskap om solceller vil være avgjørende for hvilken holdning boligeieren etablerer seg i overtalelsesfasen. Omfanget av en solcelleinvestering taler for at en boligeier må være tydelig overbevist om solcelleanleggets verdi for å ta teknologien i bruk. Et svakt kunnskapsgrunnlag og følgelig en dårlig overbevisning om nytten fra anlegget kan føre til en lavere betalingsvilje enn boligeieren ville hatt med et bedre kunnskapsgrunnlag.

I tillegg til begrenset kunnskap har det blitt påvist høye transaksjonskostnader for boligeiere i markedet (Westskog, et al., 2018). Boligeiere bruker mye tid og krefter på å skaffe seg oversikt over markedet, finne egnet installatør og montør og orientere seg i regelverk. Når boligeieren må bruke tid og krefter på å innhente og systematisere all tilgjengelig informasjon knyttet til en solcelleinvestering, kan det tenkes at boligeieren finner det enklere å avstå fra å investere.

Markedsaktiviteter som søker å øke kunnskapsgrunnlaget rundt solcelleteknologien blant boligeiere kan i teorien begrenses av at kunnskap er et kollektivt gode. En rekke tilbydere i solcellemarkedet har imidlertid vist seg villige til å påføre seg selv kortsiktige kostnader på bakgrunn av en forventning om at markedet vil modnes og at de kan innhente gevinster i fremtiden. Allerede har det vært tilfeller av kunnskapsfremmende aktiviteter i solcellemarkedet. Gjennom reklamekampanjen *Lev energismart* rettet Eidsiva Energi sitt fokus mot solnæringen og forsøkte å knuse myter knyttet til solkraftens potensial i Norge (Kreativt Forum, u.å.). Kampanjen rullet på nasjonale medier og har slik sett blitt prosessert av en større gruppe boligeiere enn det som vil utgjøre kundegruppen til Eidsiva.

Nye aktører i markedet har også bidratt til å utvikle nye produkter og tjenester som reduserer transaksjonskostnadene (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). I dag tilbyr flere regionale kraftselskaper solpakker til sine kunder i samarbeid med etablerte aktører på markedet som tar ansvar for eksterne søknader og kommunikasjon med relevante aktører på vegne av boligeieren. Slike løsninger vil forenkle kjøpsbeslutningen. Pakkeløsninger har vist seg å ha større effekt i form av antall installasjoner sammenlignet med direkte investeringsstøtte (Westskog, et al., 2018). Resultatene fra de lokale støtteordningene i Hvaler og Fredrikstad underbygger dette, og indikerer at kraftselskaper og tilbydere bør fortsette å satse på videre utvikling av pakkeløsninger som reduserer transaksjonskostnadene forbundet med solcellekjøp.

Et annet viktig verktøy som kan ha bidratt til å redusere transaksjonskostnader og effektivisere kjøpsprosessen i markedet, har vært utviklingen av tjenesten solkart.no. Ved å fylle inn sin bostedsadresse kan boligeieren få beregnet solinnstråling, produksjonspotensial og kostnadene knyttet til solceller på sitt tak kostnadsfritt. Solkart.no drives av Solcellespesialisten og Otovo, og er en kommersiell tjeneste. 15 millioner unike takoppslag i løpet av de første femten månedene etter lansering, kan imidlertid tyde på at tjenesten har bidratt til å øke kunnskapsgrunnlaget og redusere transaksjonskostnadene til en rekke boligeiere (Thorsheim, 2017a). Trolig har andre tilbydere i markedet også opplevd en økt etterspørsel etter sine tjenester som følge av tjenesten, og har slik sett opptrådt som gratispassasjerer.

Samlet sett mener vi det ser ut til at aktørene i solcellemarkedet har tilstrekkelig med til å bygge ned boligeiernes transaksjonskostnader, og gratispassasjerproblemet virker ikke å være et hinder for å øke boligeiernes kunnskapsgrunnlag. At tilbyderne i solcellemarkedet ser en gevinst av å tilby tjenester som øker kunnskapsgrunnlaget til en boligeier, kan slik sett bidra til at boligeierens betalingsvilje i større grad baseres på mer korrekt informasjon. Det kan derfor argumenteres for at de opprinnelige transaksjonskostnadene i stor grad er i ferd med å reduseres naturlig. Vi mener det vil være viktig for å øke etterspørselen i markedet. Foruten å bidra til en etterspørselsvekst er det positivt at kraftselskapene involverer seg i solnæringen da det vil gi en naturlig interaksjon mellom plusskunden og kraftleverandørene. Dette vil være i tråd med Enova sitt markedsmodningsmål om et godt samspill mellom solcelleanlegget og kraftnettet.

8.4 Delkonklusjon

Teknologiutvikling i solcellemarkedet har et potensial til å øke solcelleanleggets verdi. Vi vurderer imidlertid det høye kostnadsnivået forbundet med ny solcelleteknologi til å begrense dette potensialet. Markedsaktørene har allerede vist en vilje til å øke den privatøkonomiske lønnsomheten gjennom økt konkurranse på pris og kvalitet, fremvekst av nye produkter og tjenester samt kunnskapsdeling. Vi tror også økt konkurranse på tilbydersiden av markedet vil drive frem nye løsninger som kan bidra til å redusere transaksjonskostnader, og øke boligeiernes kunnskapsgrunnlag og betalingsvilje ytterligere i fremtiden. Samlet mener vi dette kan sikre en etterspørselsvekst som kan drive ned de myke kostnadene slik at solcellemarkedet modnes. Vår vurdering er derfor at Enova ikke behøver å øke støtten til lokal solkraftproduksjon for å oppnå varig markedsendring i solcellemarkedet.

9. Mulige utforminger på Enova sin virkemiddelbruk

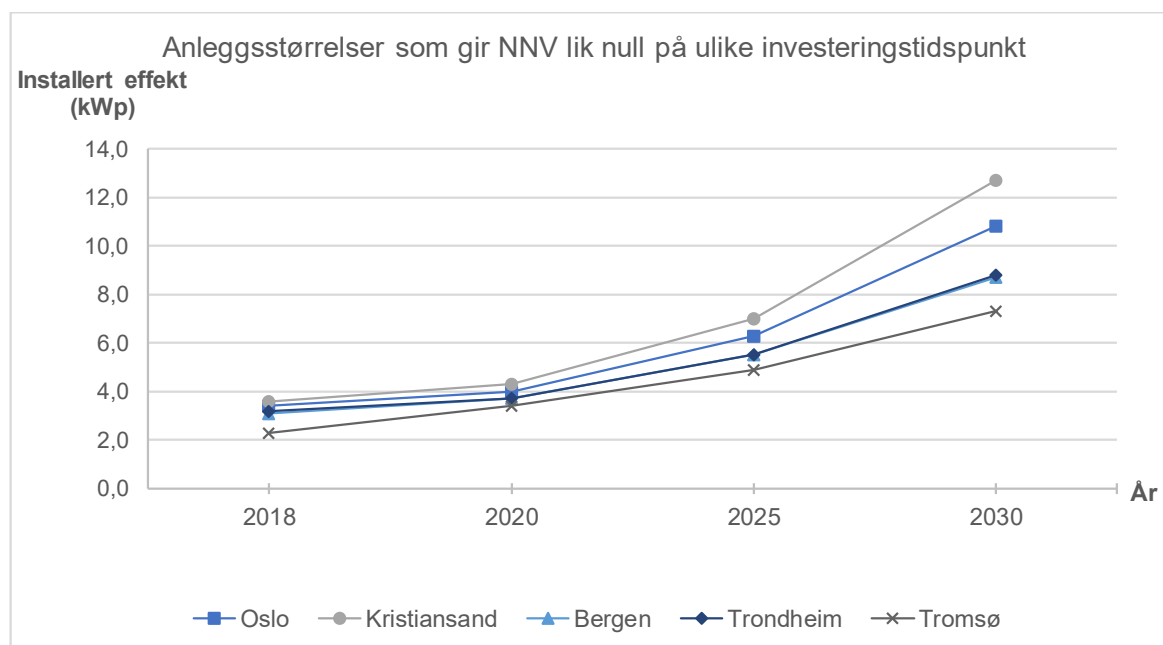
Vi har argumentert for at solcellemarkedet er i stand til å drive frem en markedsmodning, gitt at dagens Enovatilskudd videreføres. I det følgende vil vi undersøke hvordan Enova bør innrette sin virkemiddelbruk for å best mulig sikre effektiv ressursutnyttelse i sitt arbeid frem mot en varig markedsendring. Vi vil først vurdere om dagens utforming av den direkte investeringsstøtte er hensiktsmessig å videreføre. Deretter vil vi vurdere om det eksisterer andre utforminger som bedre kan sikre effektiv ressursutnyttelse. Dette er interessant med tanke på hvorvidt dagens Enovatilskudd kan forsvares samfunnsøkonomisk.

Som vi har vist er mindre anlegg lønnsomme allerede i dag. Isolert sett betyr det at Enova tilbyr investeringsstøtte til prosjekter som allerede viser lønnsomhet. Etersom lønnsomheten til en solcelleinvestering vil øke jo senere investeringen skjer, vil anleggstørrelsen som gir en nåverdi lik null øke over tid. Figur 9.1 viser hvilke anleggstørrelser som gir en nåverdi lik null på ulike investeringstidspunkt. Beregningene forutsetter fremdeles et selvkonsumeringspotensial på 2319 kWh uavhengig av anleggsstørrelse, samt en forventet utvikling i totale strømpriser i referansescenarioet og systempriser presentert tidligere. For nærmere detaljer av forklaringene, se vedlegg 4-6.

Boligeiere i Kristiansand kan i dag investere i solcelleanlegg med opptil 3,6 kWp installert effekt og likevel oppnå en positiv nåverdi av investeringen. I Tromsø må anlegget være under 2,3 kWp for at solcelleinvesteringen skal være lønnsom. Frem mot 2030 vil stadig større anleggsinvesteringer genere en positiv nåverdi. Dette sammenfaller med utviklingen i lønnsomhetsbildet vi tidligere har tegnet som viste at et mediananlegg i Oslo først vil vise privatøkonomisk lønnsomhet i 2023, mens et 8 kWp-anlegg ikke vil vise lønnsomhet før i 2028. En boligeier i Kristiansand som utsetter solcelleinvesteringen til 2030 kan øke installert effekt opptil 12,7 kWp og likevel oppleve samme lønnsomhet som en boligeier som installerer 3,6 kWp i dag. Dersom boligeieren forventer at dagens nivå på Enovatilskuddet opprettholdes, vil boligeieren til samme lønnsomhet kunne fordoble anleggstørrelsen ved å utsette investeringen i syv år. Det understreker viktigheten av at Enova bør bygge ned sin støtteordning i takt med markedsutviklingen. Dersom nivået på dagens støtte videreføres, har boligeiere et

privatøkonomisk insentiv til å utsette solcelleinvesteringene. Da kan Enovatilskuddet virke mot sin hensikt.

Figur 9.1: Fremtidig utvikling av anleggsstørrelser som gir NNV lik null. Utvikling i systempriser og total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).



Enovatilskuddet er rettighetsbasert, og det stilles ingen krav til anleggsstørrelse for å motta minstestøtten. Dagens maksgrænse for støttebeløpet på 35 prosent av totale investeringskostnader skal sikre at plusskunder ikke støttes for høyt. Til tross for 35 prosentregelen utbetaler Enova støtte til allerede lønnsomme anleggsinvesteringer, jf. dagens lønnsomhet til et 2 kWp-anlegg. Ved å innføre et krav om installert effekt i rammebetingelsene kan Enova forhindre fremtidige tilfeller der lønnsomme prosjekter mottar støtte. Ettersom geografisk lokasjon påvirker lønnsomheten til et solcelleanlegg vil endringer i rammebetingelsene til Enovatilskuddet påvirke boligeierne ulikt. Det vanskeliggjør Enova sine muligheter til å tilrettelegge for at lønnsomme prosjekter ikke blir støttet. For at en slik utforming skal virke optimalt er det nærliggende å anta at Enova vil bruke mer ressurser på å sikre at lønnsomme prosjekter ikke blir støttet, enn de vil få igjen av frigjorte midler.

Med dagens Enovatilskudd for solceller vil fastleddet på 10 000 NOK utgjøre over halvparten av støtten for solcelleanlegg opptil 8 kWp. For et mediananlegg vil fastleddet stå for om lag 60 prosent av det totale støttebeløpet. Vi har vist at for større anlegg vil ikke variabelleddets størrelse på 1250 NOK være stort nok til å kompensere for økningen i investeringskostnader

hver ekstra kWp installert effekt medfører. Tabell 9.1 illustrer at små anlegg historisk har blitt støttet med en større andel av totale investeringskostnader, noe som impliserer at dagens Enovatilskudd favoriserer små anlegg. Størrelsesforholdet mellom de to komponentene kan dermed tyde på at Enova anser det som mer viktig å stimulere til en vekst i *antall* solcelleinstallasjoner fremfor *effektstørrelsen* på installasjonene – noe Enova har bekreftet overfor oss (T. Brekke, personlig kommunikasjon, 2. oktober 2018).

Tabell 9.1: Gjennomsnittlig støtteandel av totale investeringskostnader som Enovatilskuddet har dekket for ulike anleggstørrelser i perioden 1. januar 2015-11. september 2018 (data fra Enova).

	Anleggsstørrelse (kWp)			
	0-3	3-6	6-10	> 10
Støtteandel av totale investeringskostnader (gjennomsnitt)	0,26	0,21	0,15	0,14

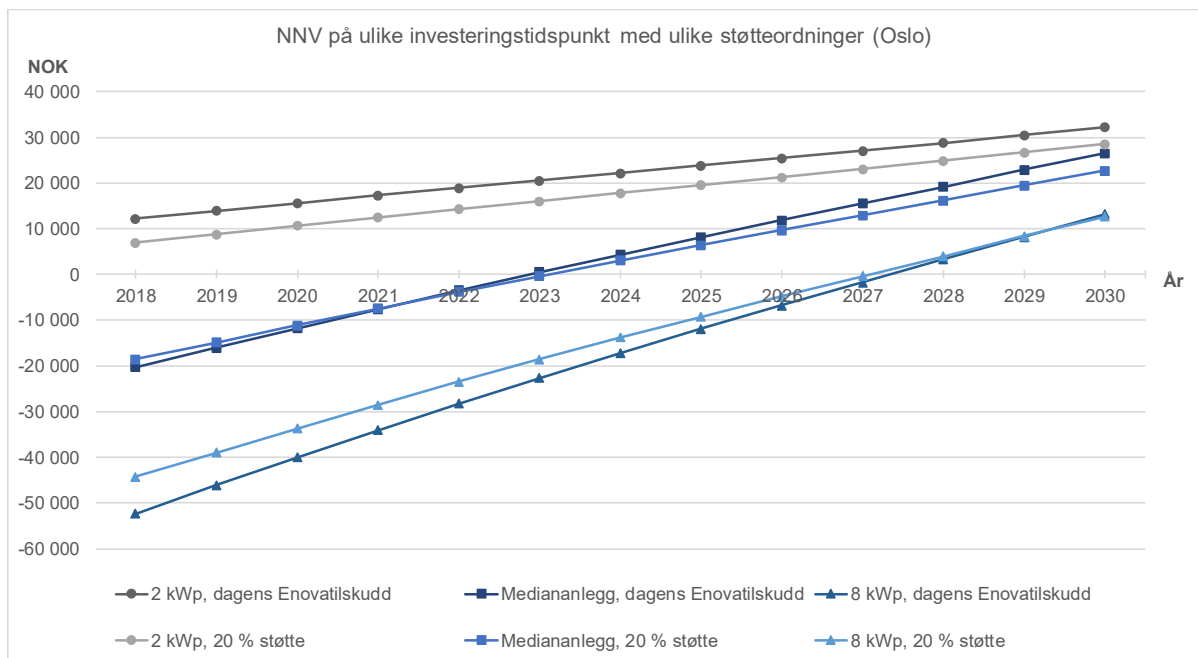
Til tross for at det er de små solcelleanleggene som viser størst privatøkonomisk lønnsomhet, har plusskunder vist en tendens til å investere i stadig større anlegg. Det kan tenkes at boligeiere tilskriver større solcelleanlegg en høyere verdi som ikke fanges opp i nåverdiberegningene. Gjennom en reduksjon i fastleddet til fordel for en økning i variabelleddet, vil investeringsstøtten i større grad gjenspeile plusskundens totale kostnader. Til tross for at 35 prosent-grensen videreføres, kan en slik endring resultere i betydelige økte støtteutbetalinger av Enova dersom trenden med en økende størrelse på mediananlegget vedvarer.

Et alternativ til dagens todelte investeringsstøtte kan være en støtte utformet som en fast prosentsats av totale investeringskostnader, slik støtteordningen i Oslo var utformet. En fast støttesats på 20 prosent vil forbedre lønnsomheten til anlegg over 4,4 kWp relativt til dagens støtteutforming gitt systempriser på 17 500 NOK/kW. For Enova vil også en slik støtteutforming føre til en betydelig kostnadsøkning. Ser en på Enova sine historiske utbetalinger ville en fast prosentsats på 20 prosent av totale investeringskostnader utgjort en økning i utbetalt støtte på totalt 3,2 MNOK relativt til det totale utbetalingsbeløpet under dagens utforming⁴. Trenden som har blitt observert med større anleggsstørrelser impliserer at en slik støtteutforming kan være vanskelig for Enova å opprettholde på sikt.

⁴ Basert på totalt 1098 historiske utbetalinger med totale investeringskostnader i intervallet [40 000, 220 000].

Figur 9.2 viser utviklingen i forventet nåverdi for ulike anleggstørrelser i Oslo. Under en prosentbasert støtte vil fremtidig støttebeløp følge utviklingen i systempriser. Dette er ikke tilfelle under dagens utforming der støttebeløpet til en gitt anleggsstørrelse er konstant over tid. Følgelig konvergerer grafene og krysser hverandre etter en viss tid. For en støtteats på 20 prosent vil en boligeier som installerer et mediananlegg i 2022 eller tidligere være bedre tjent med den prosentbaserte støtten. En boligeier som investerer i et anlegg på 2 kWp vil foretrekke dagens utforming uavhengig av investeringstidspunkt. En investering i et 8 kWp-anlegg vil være mer lønnsom med den prosentbaserte støtten frem til 2028.

Figur 9.2: Utvikling i netto nåverdi for fremtidige solcelleanlegg med dagens Enovatilskudd og med 20 prosent støtte av totale kostnader. Utvikling i systempriser og total strømpris iht. referansescenario (vedlegg 4-6, egne beregninger).



Enovatilskuddet er et virkemiddel som er ment som en endringsmekanisme og det er viktig at støtten reflekterer utviklingen i markedet. Gjør den ikke det, kan det være vanskelig å utfase ordningen når markedet har blitt modent. Da kan Enova havne i et scenario der boligeierne utsetter solcelleinvesteringen i den tro at de i fremtiden kan realisere en høyere gevinst gjennom lavere investeringskostnader, men til samme støttenivå som i dag.

I praksis har det vist seg å være vanskelig å begrense varigheten på støtteordninger til solceller. En kan trekke en parallell til støtteordningene i Sverige og Oslo som begge har vært nødt til å utvide støtteordninger. Dette taler isolert sett for at dersom Enova skal gå over til en

støtteordning som innebærer høyere støtteutbetalinger, bør eventuelle høye støtteutbetalingskostnadene i dag kompenseres for med betraktelig lavere, eller ingen støtte i fremtiden. Det vil også være viktig at det høye støttenivået ikke motvirker tilbyderens insentiver til å utvikle nye tjenester og produkter samt bli mer effektive i prosessene.

Med en produksjonsrettet støtteordning vil plusskundens støtte øke med mengden kraft produsert (kWh). Land som Tyskland og Storbritannia har i lengre tid tilbudt produksjonsrettet støtte til sine plusskunder, såkalte feed-in-tariffs (FiT) (Accenture & WWF, 2016). Under FiT-programmer mottar solkraftprodusenter en kontraktsfestet betaling per produksjonsenhet (kWh) over en forhåndsbestemt periode. I de fleste tilfeller er ordningene utformet slik at FiT bare gjelder solkraften som mates inn i kraftnettet, og ikke kraften plusskunden selv konsumerer. FiT vil være et effektivt verktøy for å stimulere etterspørselen når det er den overordnede lønnsomheten ved produksjon som er hovedmotivasjonen bak investeringen. Ettersom lønnsomheten til små anlegg i dag kan tilskrives det høye egenkonsumet plusskunden oppnår, vil ikke FiT rette seg mot disse plusskundene. Isolert sett kan FiT sikre en mer effektiv ressursutnyttelse fra Enova sin side, sammenlignet med dagens støtteutforming. En innføring av FiT på bekostning av dagens Enovatilskudd vil imidlertid øke investeringskostnadene og totaleffekten av FiT på markedsetterspørselen er uviss. Ettersom FiT er en produksjonsstøtte på innmatet kraft i nettet, vil en slik ordning trolig overlape med dagens elsertifikatordning. Implementering av FiT vil derfor være vanskelig gjennomføre i Norge gitt dagens utforming av elsertifikatordningen.

Det er imidlertid ikke opplagt at en utfasing av Enovatilskuddet til lønnsomme solcelleinvesteringer er ensbetydende med effektiv ressursutnyttelse. Enova anser det som mer viktig å øke antall installasjoner enn å øke installert effekt. Støtteutforminger som bedre gjenspeiler plusskundenes totale kostnader kan øke insentivet til å installere større anlegg. Det kan imidlertid også føre til at fremtidige plusskunder som ville ha installert små anlegg og mottatt dagens Enovatilskudd, faktisk velger å avstå fra å investere ettersom investeringens lønnsomhet faller. Dette vil isolert sett redusere installasjonsraten. En kan da spørre seg selv om støtteordninger som er utformet slik at støttebeløpet gjenspeiler de totale kostnadene er ønskelig dersom det resulterer i at færre anlegg blir installert. Vi har argumentert for at et ytterligere systemprisfall i hovedsak vil skje gjennom en reduksjon i myke kostnader og at en utnyttelse av LBD-effekter krever at installasjonsraten i markedet opprettholdes. En

støtteutforming som bygger på mer rettferdige støtteutbetalinger bør ikke etterstrebes dersom det forhindrer utnyttelse av LBD-effekter og begrenser et systemprisfall. Tidligere har vi også belyst tilfeller der søknadsbaserte, kortsiktige støtteordninger førte til at boligeiere som i utgangspunktet ønsket å investere i solcelleanlegg avstod fra å investere på grunn av lange behandlingstider. Vi har også diskutert tilfeller der en sterk etterspørselsvekst resulterte i lavere kvalitet på tilbydersiden. Samlet vurderer vi dagens utforming av, og betingelser for, Enovatilskuddet til å være en effektiv utforming sett i lys av hva som kan drive utviklingen mot kostnadseffektivitet raskest frem mot en varig markedsendring.

9.1 Delkonklusjon

Det vil være vanskelig for Enova å implementere en støtteordning som til enhver tid sikrer effektiv ressursutnyttelse i form av at lønnsomme solcelleinvesteringer ikke blir tilbudt støtte. En nedjustering av fastleddet og en oppjustering av variabelleddet, en fast prosentbasert støtte og FiT er alle støtteutforminger som trolig vil gjøre at utbetalt støttebeløp bedre reflekterer investeringskostnaden til solcelleinvesteringen. Effektiv ressursutnyttelse må imidlertid sees i sammenheng med Enova sin målsetning om en modning av solcellemarkedet. Ved å bygge ned investeringsstøtten til solcelleinvesteringer som viser privatøkonomisk lønnsomhet i dag, kan Enova risikere at etterspørselen og installasjonsraten i markedet faller og at markedet ikke opplever en modning.

Til tross for at solcellemarkedet har vist en evne til å drive frem en markedsmodning, mener vi at en effektiv utnyttelse av Enova sine ressurser innebærer at dagens Enovatilskudd videreføres og at både fast- og variabelleddet forblir uendret. Da kan Enova sikre at markedet opplever en jevn vekst, og bidra til at markedet består av seriøse tilbydere som leverer kvalitetssikre tjenester.

10. Konklusjon

Privatmarkedet for solceller har de siste årene opplevd en sterk økning i antall tilbydere og etterspørrere, men markedet befinner seg likevel i en umoden fase. Dersom motivet for en solcelleinstallasjon er økonomiske besparelser vil det i dag være lønnsomt å investere i mindre solcelleanlegg med et produksjonspotensial som ligger tett opp mot boligeierens selvkonsumeringspotensial.

Forventninger om forbedret lønnsomhet i fremtiden kan gi rasjonelle boligeiere som ønsker å investere i større anlegg et insentiv til å utsette investeringen frem til systemprisene har falt og totale strømpriser har økt. For at de norske systemprisene skal falle i fremtiden har vi argumentert for at det i hovedsak vil være gjennom en reduksjon i myke kostnader og en utnyttelse av LBD-effekter. For at tilbyderne skal dra nytte av LBD-effekter og følgelig tilby lavere systempriser, kreves det imidlertid en viss installasjonsrate. Vi har funnet at solcellemarkedet har potensial til å opprettholde denne installasjonsraten på egenhånd, forutsatt at dagens Enovatilskudd videreføres. Selv om teknologiutvikling i solcellemarkedet har et potensial til å øke solcelleanleggets verdi, er kostnadsnivået i dag for høyt til at det vil øke etterspørselen nevneverdig på kort og mellomlang sikt. Vi mener økt konkurranse på tilbydersiden av markedet vil drive frem nye løsninger som vil bidra til å redusere transaksjonskostnader og øke boligeieres kunnskapsgrunnlag og betalingsvilje i fremtiden. Samlet vil dette bidra til å sikre en tilstrekkelig etterspørselsvekst som vil drive ned systemprisene og modne markedet. Gitt at dagens Enovatilskudd videreføres, tyder det på at Enova ikke behøver å øke støtten til lokal solkraftproduksjon for å oppnå varig markedsendring i privatmarkedet for solceller.

Selv om det eksisterer andre støtteutforminger som bedre kan reflektere investeringskostnaden til solcelleinvesteringen, har vi argumentert for at dagens utforming best vil sikre at installasjonsraten holdes på et nivå som kan bidra til å redusere systemprisene. Til tross for at Enova i dag støtter lønnsomme solcelleinvesteringer, vil dette typisk utgjøre små solcelleanlegg med lave kostnader og relativt lave støtteutbetalinger. Ved å fjerne støtten til disse anleggene risikerer Enova å redusere markedsetterspørselen. Ved å øke støtten kan Enova imidlertid risikere at useriøse tilbydere entrer markedet, eller at eksisterende tilbydere mister sine insentiver til å tilby tjenester av god kvalitet. Vi mener derfor at dagens utforming på

Enovatilskuddet sikrer effektiv ressursutnyttelse og er i tråd med Enova sine markedsmodningsmål i solcellemarkedet.

10.1 Svakheter og forslag til videre forskning

Analysen hviler på at boligeiere handler rasjonelt og at økonomiske besparelser fremover vil være den viktigste driveren bak solcelleinvesteringer. Det er flere usikkerhetslementer knyttet til våre nåverdiberegninger. Elementer som kan påvirke lønnsomhetsberegningene våre er blant annet fremtidig utvikling i totale strømpriser og systempriser, solcelleanleggets produksjons- og selvkonsumeringspotensial og valg av kalkulasjonsrente. Vi mener likevel at den historiske trenden som markedet har vist og forventningene om den fremtidige utviklingen fra andre rapporter, samsvarer godt med utviklingen i den privatøkonomiske lønnsomheten vi har beregnet.

Et systemprisfall på 35 prosent frem mot 2030 som i hovedsak skyldes reduksjoner i myke kostnader, er en grov forenkling av virkeligheten ettersom også hardware-kostnadene trolig vil oppleve et prisfall. Antakelsen hviler imidlertid på eksisterende litteratur som slår fast at myke kostnader har størst potensial til å drive frem et videre systemprisfall.

Til tross for våre funn og vår argumentasjon er det fortsatt flere elementer som vi ikke har vurdert og som kan påvirke hvorvidt Enova vil nå sine markedsmodningsmål. Et viktig element vil være hva Enova definerer som en varig markedsendring – et begrep som hittil virker lite konkretisert og som er årsaken til at vi har valgt å legge nåverdikriteriet til grunn i våre vurderinger. Videre forskning kan derfor inkludere flere usikkerhetslementer for å få et enda bedre beslutningsgrunnlag, samt bygge på et mer veldefinert mål for markedsutviklingen. Det hadde vært interessant å utføre mer omfattende undersøkelser som kunne dannet grunnlag for en dypere innsikt i solcellemarkedet. Et mer detaljert data- og informasjonsgrunnlag ville ha gjort analysen av markedets potensial til å drive frem en markedsmodning mer solid. Likevel mener vi at vi med denne masterutredningen har klart å gi innsikt i hvordan Enova kan innrette sine virkemidler for å sikre effektiv ressursutnyttelse for å nå sine markedsmodningsmål i solcellemarkedet.

11. Litteraturliste

- Accenture & WWF. (2016). *Solkraft i Norge - Fremtidige muligheter for verdiskaping*. Hentet fra http://awsassets.wwf.no/downloads/160315_wwf_a4_screen_spread.pdf.
- Agder Energi Nett. (u.å.). Priser. Lastet ned 15. november 2018 fra <https://www.aenett.no/kundeforhold/kundebetingelser/kundebetingelser-privatkunde/tariffer/>
- Altenhöfer-Pflaum, G. & Horbelt, R. (2018). *National Survey Report of PV Power Applications in GERMANY 2016*. IEA PVPS.
- Amundsen, J. S., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D. & Øyslebø, E. V. (2017). *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030*. (Rapport nr 79-2017). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_79.pdf.
- Balcombe, P., Rigby, D. & Azapagic, A. (2013). Motivations and barriers associated with adopting microgeneration energy technologies in the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 655-666.
- Banerjee, S. (2013). *Intermediate microeconomics : a tool-building approach*. London: Routledge.
- Barstad, H. (2017, 15. april). Priskrig om solstrøm - betaler 1 krone per kWh. Lastet fra <http://www.europower.com/Public/article272165.ece>
- BKK Nett. (u.å.). Nettleiepriser. Lastet ned 15. november 2018 fra <https://www.bkk.no/nett/nettleiepriser-tariffer-og-avgifter>
- Bollinger, B. K. & Gillingham, K. (2014). Learning-by-Doing in Solar Photovoltaic Installations. Hentet fra http://environment.yale.edu/gillingham/BollingerGillingham_SolarLBD.pdf
- Branker, K., Pathak, M. & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(9), 4470-4482.
- Bye, T., Greaker, M. & Rosendahl, K. E. (2002). *Grønne sertifikater og læring* (nr. 2002/27). Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Bøeng, A. C. (2005). *Energibruk i husholdninger 1930 - 2004 og forbruk etter husholdningstype*. (Rapporter 2005/41). Hentet fra https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_200541/rapp_200541.pdf.
- CICERO. (2018, 23. mai). Fakta om Strøm fra folket. Lastet fra <https://www.cicero.oslo.no/no/posts/klima/hva-er-strom-fra-folket>

-
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T. & Velosa, A. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 4(9), 3133-3139.
- Direktoratet for økonomistyring. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://dfo.no/filer/Fagomr%C3%A5der/Utredninger/Veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser.pdf>
- Eidsiva Energi. (u.å.-a). Bli med på solcellelaget. Lastet ned 15. oktober 2018 fra <https://www.eidsivaenergi.no/lev-energismart/solenergi/bli-med-pa-solcellelaget/>
- Eidsiva Energi. (u.å.-b). Solcelleanlegg. Lastet ned 24. oktober, 2018 fra <https://www.eidsivaenergi.no/lev-energismart/solenergi/solcellepanel/>
- Energi Norge. (2018). Hvorfor betaler vi nettleie og hvorfor øker den? Lastet ned 15. november 2018 fra <https://www.energinorge.no/contentassets/ecb78680d7484879b1385d1f61aa766f/nettl-eien---mars-2018.pdf>
- Enova. (2017, 13. mars). Sterk økning i bruken av Enovatilskuddet. Lastet fra <http://presse.enova.no/pressreleases/sterk-oekning-i-bruken-av-enovatilskuddet-1852093>
- Enova. (2018a, 12. april). Solceller brer om seg på norske hustak. Lastet fra <http://presse.enova.no/pressreleases/solceller-brer-om-seg-paa-norske-hustak-2475553>
- Enova. (2018b, 19. mars). Årsrapport 2017. Lastet fra <https://www.enova.no/om-enova/kampanjer/arsrapport-2017/>
- Enova. (u.å.-a). El-produksjon. Lastet ned 17. september 2018
- Enova. (u.å.-b). *Livskraftig forandring. På vei mot lavutslippssamfunnet Enovas virksomhetsstrategi 2017 - 2025*. Trondheim: Enova SF.
- Enova. (u.å.-c). Om organisasjonen. Lastet ned 18. september 2018 fra <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/>
- Enova. (u.å.-d). Rettslig grunnlag for Enovas støtteordninger. Lastet ned 17. november 2018 fra <https://www.enova.no/om-enova/drift/rettslig-grunnlag-for-enovas-stotteordninger/>
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*. (Rundskriv R-109/2014). Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste_r_109_2014.pdf.
- Frederiks, E. R., Stenner, K. & Hobman, E. V. (2015). Household energy use: Applying behavioural economics to understand consumer decision-making and behaviour. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1385-1394.

-
- Hafslund Nett. (u.å.). Priser på nettleie - privat. Lastet ned 15. november 2018 fra <https://www.hafslundnett.no/artikler/nett-og-nettleie/priser-privat/29yQ5Cc4xaKg0wWSKyQOCM>
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K. & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. (Høringsdokument nr 5-2017). Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754>.
- Hatlen, L. M. & Knudsen, A. K. (2014). *Energi- og vannressurser i Norge*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf.
- Henderson, B. (1973, 1. januar). The Experience Curve—Reviewed (Part II). Lastet ned 1. desember 2018 fra <https://www.bcg.com/publications/1973/corporate-finance-strategy-portfolio-management-experience-curve-reviewed-part-ii-the-history.aspx>
- Hovland, K. M. (2018, 28. november). – Kan være et forvarsel på hva vi kan vente til vinteren. Lastet fra <https://e24.no/energi/stroem/kaldt-vaer-ga-stroemprishopp-kan-vaere-et-forvarsel/24504269>
- Huseiernes Landsforbund. (2018, 23. februar). Høring - forslag til ny utforming av nettleien. Lastet fra <https://www.huseierne.no/om-oss/horinger/2018/effekttariffer>
- IEA. (2014). *Residential Prosumers: Drivers and Policy Options (Re-Prosumers)*. Hentet fra http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf.
- IEA. (2018). *IEA-PVPS Annual Report 2017*. IEA PVPS.
- ITRPV. (2018). International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV).
- Jägemann, C., Hagspiel, S. & Lindenberger, D. (2013). *The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics*. (EWI Working Paper, No 13/19). Hentet fra https://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_13-19_The_economic_inefficiency_of_grid_parity.pdf.
- KfW. (u.å.). Erneuerbare Energien – Standard. Lastet ned 24. oktober, 2018 fra [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)
- Kirkegaard, F. K. (2016, 4. januar). Konsulent: Billige solceller får nu skader. Lastet fra <https://landbrugsavisen.dk/%C3%B8konomi/konsulent-billige-solceller-f%C3%A5r-nu-skader>
- Kreativt Forum. (u.å.). Eidsiva knuser myter om solenergi. Lastet ned 1. desember 2018 fra <https://kreativtforum.no/arbeid/2018/05/eidsiva-knuser-myter-om-solenergi>

-
- Liu, X., O'Rear, E. G., Tyner, W. E. & Pekny, J. F. (2014). Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar PV panel use in California. *Renewable Energy*, 66, 770-774.
- LOS. (u.å.). Historiske strømpriser. Lastet ned 1. desember 2018 fra <https://www.los.no/kundeservice/strompris/historiske-strompriser/>
- McKenna, E., Pless, J. & Darby, S. (2018). Solar photovoltaic self-consumption in the UK residential sector: New estimates from a smart grid demonstration project. *Energy Policy*, 118, 482.
- Mongstad, T. & Nordseth, Ø. (2017, 15. mai). Tandem på taket. Ny utvikling innen solcelleteknologi. Lastet fra https://www.ife.no/no/ife/ife_nyheter/2017/tandem-pa-taket
- Morris, J., Calhoun, K., Goodman, J. & Seif, D. (2013). *Reducing Solar PV Soft Costs: A Focus On Installation Labor*. Hentet fra https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Reprrts_2013-16_SimpleBoSRpt.pdf.
- Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. Enova SF.
- Multiconsult & Asplan Viak. (2018). *Solcellesystemer og sol i systemet*. Hentet fra http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf.
- Naper, L. R. & Sandbakken, S. (2015). *Energiledd i distribusjonsnett. BEHOV FOR DETALJERINGSGRAD I ET 'NAKENT' ENERGILEDD*. Hentet fra <https://ecgroup.no/media/energiledd-i-d-nett.pdf>.
- Nilsen, J. (2015, 20. januar). Rapport: Den beste temperaturen for solceller er under fem minus, *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/rapport-den-beste-temperaturen-for-solceller-er-under-fem-minus/223696>
- Nilsen, J. (2016, 2. juni). Ny sol-allianse krever høyere Enova-støtte til solceller - og egen norsk solstrategi, *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/ny-sol-allianse-krever-hoyere-enova-stotte-til-solceller-og-egen-norsk-solstrategi/347760>
- NOU 2012: 9. (2012). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000dddpdfs.pdf>.
- NOU 2013: 6. (2013). *God handelsskikk i dagligvarekjeden*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/b1b101a2ecfc4d889894f29653097b09/no/pdfs/nou201320130006000dddpdfs.pdf>.

-
- NVE. (2015a, 18.oktober, 2018). Elsertifikater. Lastet ned 16. november, 2018 fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/>
- NVE. (2015b, 11. juni). Elsertifikater. Lastet fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/>
- NVE. (2015c, 23. november). Innmatingstariffer. Lastet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/innmatingstariffer/>
- NVE. (2015d). Solenergi.
- NVE. (2016, 17. august). Referansepris på kraft. Lastet ned 4. oktober 2018 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referansepris-pa-kraft>
- NVE. (2017a, 4. mai). Enklere å produsere strøm selv. Lastet ned 17. november 2018 fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/enklere-a-produsere-strom-selv/>
- NVE. (2017b, 9. januar). Nettleie for forbruk. Lastet, 7. oktober, 2018 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
- NVE. (2017c, 10. januar). Nettselskapa forventar 140 milliardar kroner i nettinvesteringar dei neste ti åra. Lastet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nettselskapa-forventar-140-milliardar-kroner-i-nettinvesteringar-dei-neste-ti-ara/>
- NVE. (2017d, 7. desember). Plusskunder. Lastet ned 5. oktober 2018 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>
- NVE. (2018a, 23. august). Nett. Lastet ned 27. september, 2018 fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/>
- NVE. (2018b, 29. juni). Reguleringsmyndigheten for energi (RME) - marked og monopol. Lastet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/>
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2014, 6. november). Oversikt over regelverket. Lastet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/konkurransopolitikk/regler-om-offentlig-stotte-listeside/offentlig-stotte-regelverk/id430118/>
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2015). Bagatellmessig støtte. Lastet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/konkurransopolitikk/regler-om-offentlig-stotte-listeside/bagatellmessig-stotte/id2412660/>

-
- Olje- og energidepartementet. (2014). *Kraftmarkedet og strømpris*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>.
- Olje- og energidepartementet. (2016a). *Avtale mellom Den norske stat ved Olje- og energidepartementet og Enova SF om forvaltningen av midlene fra Energifondet i perioden 1. januar 2017 til 31. desember 2020*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/3a06316663454a7ab99c067bfe73e27f/avtale-om-forvaltningen-av-midlene-fra-energifondet-2017-2020.pdf>.
- Olje- og energidepartementet. (2016b). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. (St.meld. nr 25 (2015–2016)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>.
- Olje- og energidepartementet. (2017a). Kraftmarkedet. Lastet ned 27. september, 2018 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olje- og energidepartementet. (2017b, 7. desember). Regulering av nettvirksomhet. Lastet ned 27. september 2018 fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>
- Otovo. (2017, 3. november). Nå kommer Otovo Premium. Lastet fra <https://blog.otovo.no/2017/11/03/otovo-premium/>
- Otovo. (2018). Lag kortreist og ren strøm. Lastet ned 1. desember 2018 fra <https://www.otovo.no/solar>
- Otovo. (u.å.). Medlemsfordeler for Norsk elbilforening. Lastet ned 1. desember 2018 fra <https://www.otovo.no/partner/elbilforeningen>
- Palm, J. & Eriksson, E. (2018). Residential solar electricity adoption: how households in Sweden search for and use information. *Energy, Sustainability and Society*, 8(1), 14.
- Pindyck, R. S. & Rubinfeld, D. L. (2013). *Microeconomics* (8. utg.). Boston, Mass: Pearson.
- PVGIS. (2017, 21. september). Performance of Grid-Connected PV - Interactive tools. Lastet ned 3. oktober 2018 fra http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP
- Rogers, E. M. (2003). *Diffusion of innovations* (5th ed. utg.). New York: Free Press.
- Scarpa, R. & Willis, K. (2010). Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies. *Energy Economics*, 32(1), 129-136. doi: 10.1016/j.eneco.2009.06.004
- Sigrin, B. O. (2013). *Financial Modeling of Consumer Discount Rate in Residential Solar Photovoltaic Purchasing Decisions*. Hentet fra

<https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/21759/SIGRIN-THESIS-2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sklar-Chik, M. D., Brent, A. C. & De Kock, I. H. (2016). Critical review of the levelised cost of energy metric. *South African Journal of Industrial Engineering*, 27(4), 124-133. doi: 10.7166/27-4-1496

Smart Energi. (2018). «Utlysning av midler for å øke antall solcellepanel hos husstander i Fredrikstad». (Sluttrapport juni 2018).

SSB. (2018, 28. mai). Boforhold, registerbasert. Lastet ned 5. november 2018 fra <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/statistikker/boforhold/aar>

Sæle, H. & Cherry, T. L. (2017). *Attitudes and perceptions about becoming a prosumer: results from a survey among Norwegian Residential customers - 2016*. (SINTEF Rapport;2017:00078). SINTEF Energi.

Tesla. (u.å.). Powerwall. Lastet ned 21. november 2018 fra https://www.tesla.com/no_NO/powerwall?redirect=no

Thorsheim, A. (2017a, 23. mai). Otovo og Solkart.no finner sammen. Lastet fra <https://blog.otovo.no/2017/05/23/otovo-og-solkart-no-finner-sammen/>

Thorsheim, A. (2017b, 24. mars). Slik skal solkraft skaleres. Lastet fra https://blog.otovo.no/2017/03/24/skalering_solceller/

Thronsen, M. (2018, 24. august). Solcelleinteresse til himmels. Lastet fra <https://elbil.no/solcelleinteresse-til-himmels/>

Tobiassen, M. (2017). – Den sterkeste indikatoren på at du vil kjøpe solceller, er at du eier en elbil. Hentet fra <https://www.dn.no/handel/solceller/elkjop/otovo/-den-sterkeste-indikatoren-pa-at-du-vil-kjope-solceller-er-at-du-eier-en-elbil/2-1-167247>

Tollaksen, T. G. (2016). Trenger mer støtte til private solceller, *Stavanger Aftenblad*. Hentet fra <https://www.aftenbladet.no/aenergi/i/1jw3M/--Trenger-mer-stotte-til-private-solceller>

Troms Kraft Nett. (u.å.). Prisinformasjon. Lastet ned 15. november 2018 fra <http://www.tromskraftnett.no/privat/nett/prisinformasjon>

TrønderEnergi Nett. (u.å.). Nettleie- og tilknytningsavtaler. Lastet ned 15. november 2018 fra <https://tronderenerginett.no/kunde/avtaler>

Tsanova, T. (2018, 13. juli). Solar loans to get 47% share of US residential market in 2018. Lastet fra <https://renewablesnow.com/news/solar-loans-to-get-47-share-of-us-residential-market-in-2018-619995/>

-
- Ulrich, E. (2016, 25. februar). Soft Costs 101: The Key to Achieving Cheaper Solar Energy. Lastet fra <https://www.energy.gov/eere/articles/soft-costs-101-key-achieving-cheaper-solar-energy>
- Vestby, L., Dvergsnes, A., Bjørndal, M. H. & Bjørndal, E. (2017). Går samfunnet i pluss med plusskunder? : en litteraturstudie av plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge, hvilken utvikling man kan forvente i antall plusskunder fremover og betydning for regulering.
- Westskog, H. & Aasen, M. (2017). Erfaringer med støtteordninger til solcelleanlegg til husholdninger i Norge, utsteders perspektiver. *CICERO Policy Note*.
- Westskog, H., Inderberg, T. H. J., Sæle, H. & Winther, T. (2018). Strøm fra folket? Drivkrefter og barrierer. *CICERO Report*.
- Wikipedia. (2012). Diffusion of innovations. Lastet ned 18. november 2018 fra https://en.wikipedia.org/wiki/Diffusion_of_innovations#/media/File:Diffusion_of_ideas.svg
- Winther, T. (2018, 25. mai). Hvem er solpionerene i Norge? Lastet fra <https://energiogklima.no/to-grader/hvem-er-solpionerene-i-norge/>
- Øystein Holm. (2017). *National Survey Report of PV Power Applications in Norway 2016*. IEA PVPS.

Vedlegg 1: Produksjonspotensialet til et solcelleanlegg i ulike byer

Vi har samlet inn produksjonsdata fra solinnstrålingsdatabasen PVGIS-ERA5 og funnet årlig produksjonspotensial til et solcelleanlegg i utvalgte Europeiske byer (PVGIS, 2017).

Følgende forutsetninger er tatt i solinnstrålingsdatabasen:

- Solcelleteknologi: krystallinsk silisium
- Installert effekt: 1 kWp
- Estimerte systemtap: 14 prosent
- Monteringsposisjon: frittstående

Sted	Produksjon (kWh/kW/år)
Athen	1570
Milano	1290
Paris	1120
Kristiansand	1080
Berlin	1050
København	1030
Stockholm	1020
Oslo	991
Trondheim	860

Vedlegg 2: Månedlig produksjonspotensial til et solcelleanlegg i norske byer

Ved hjelp av solinnstrålingsdatabasen PVGIS-ERA5 har vi funnet det månedlige produksjonspotensialet til et solcelleanlegg i ulike norske byer PVGIS (2017).

Følgende forutsetninger er tatt i solinnstrålingsdatabasen:

- Solcelleteknologi: krystallinsk silisium
- Installert effekt: 1 kWp
- Estimerte systemtap: 14 prosent
- Monteringsposisjon: frittstående

Tallene er oppgitt i kWh/kWp.

Måned	Oslo	Kristiansand	Bergen	Trondheim	Tromsø
Januar	22,9	26,4	4,39	14,3	0,05
Februar	49,1	50,6	32,2	39,4	13,7
Mars	104	106	75,9	79,2	64,2
April	131	139	114	111	114
Mai	135	145	135	131	134
Juni	138	154	132	115	109
Juli	127	142	119	112	104
August	108	125	105	105	90,2
September	88,4	91,7	72,6	78,3	60,2
Oktober	50,9	55,7	48,5	53,3	22,3
November	21,2	29,8	9,67	18	1
Desember	14,6	19,2	1,1	3,75	0

Vedlegg 3: Månedlig kraftforbruk for husholdninger

Med utgangspunkt i tall fra SSB som viser årlig vekting for en husholdning i Norge har vi regnet ut månedlig kraftforbruk for en husholdning med et totalt årlig kraftforbruk på 20 000 kWh (Bøeng, 2005).

Måned	Vekting	Forbruk (kWh)
Januar	11,8 %	2 360
Februar	10,3 %	2 060
Mars	10,3 %	2 060
April	8,6 %	1 720
Mai	6,7 %	1 340
Juni	5,2 %	1 040
Juli	4,5 %	900
August	5,0 %	1 000
September	6,1 %	1 220
Oktober	8,6 %	1 720
November	10,8 %	2 160
Desember	11,9 %	2 380

Vedlegg 4: Lønnsomhetsberegning for et solcelleanlegg

Under følger en beskrivelse av parameterne som ligger til grunn for våre lønnsomhetsberegninger til en investering i et solcelleanlegg under både LCOE og nåverdimetoden.

Anleggsstørrelse: Basert på datasettet vi har mottatt fra Enova vil et anlegg på 5,2 kWp utgjøre mediananlegget blant boligeierne som har mottatt Enovatilskuddet i perioden 1. januar 2015-11. september 2018. Vi omtaler dette som mediananlegget og hevder at anleggsstørrelsen er representativt for en norsk husholdning. Vi gjør også utregninger for solcelleanlegg med 2 kWp og 8 kWp installert effekt. Dette tydeliggjøres i tekst og grafer.

Investeringskostnad ekskludert Enovatilskuddet: Investeringskostnadene som påløper for mediananlegget anslår vi å være 91 000 NOK inkludert mva. Dette følger direkte fra Multiconsult sine anslag på systempriser på 17 500 NOK/kWp (Multiconsult & Asplan Viak, 2018). For anlegg med 2 og 8 kWp installert effekt vil investeringskostnadene i 2018 være henholdsvis 35 000 og 140 000 NOK inkl. mva.

Drift- og vedlikeholdskostnader: Accenture og WWF (2016) anslår årlige drift- og vedlikeholdskostnader til å være 0,5 % av investeringskostnadene. I tillegg påløper en reinvesteringskostnad tilknyttet bytte av vekselretteren halvveis i anleggets levetid. Accenture og WWF anslår at denne koster mellom 1500 og 2000 NOK/kWp. Vi har satt denne kostnaden lik 1900 NOK/kWp i 2018 og latt den falle til 1313 NOK i 2030.

Restverdi: Vi forutsetter ingen restverdi av solcelleanlegget.

Kalkulasjon- og degraderingsrater: Med utgangspunkt i tall fra Direktoratet for økonomistyring (2018) og (Multiconsult, 2013) benytter vi en kalkulasjonsrente på 4 prosent og en degraderingsrate på 0,4 prosent. Degraderingsraten innebærer at solcelleanleggets produksjonskapasitet er fallende over levetiden.

Støtteutbetaling: Støtten fra Enova, Enovatilskuddet, regnes ut på følgende måte:
 $10\,000\text{ NOK} + 1250\text{ NOK} * \text{installert effekt (kWp)}$.

Produksjonspotensial: Total produksjon over levetiden er beregnet ved hjelp av årlig produksjonsdata fra (PVGIS, 2017). Se vedlegg 1.

Selvkonsumeringspotensial: Vi forutsetter at plusskunder har et selvkonsumeringspotensial på 2319 kWh/år uavhengig av anleggsstørrelse og geografisk lokasjon. Dette utgjør en selvkonsumeringsrate på 45 prosent for en plusskunde med et mediananlegg i Oslo.

Totale strømpriser (alternativkostnad): Alternativkostnaden til solcelleanlegget er å dekke hele kraftforbruket med kraft kjøpt fra nettet. Vi har innhentet gjennomsnittlige kraftpriser fra Nord Pool fra januar 2018 til september 2018 (LOS, u.å.). Energileddtariffen i nettleien gjelder per 1. januar 2018 og er hentet fra nettselskapenes hjemmesider (Agder Energi Nett, u.å.; BKK Nett, u.å.; Hafslund Nett, u.å.; Troms Kraft Nett, u.å.; TrønderEnergi Nett, u.å.). Alle priser er ekskludert merverdiavgift. I tillegg kommer forbruksavgiften som i 2018 er 16,58 øre/kWh, Envoaavgiften på 1,0 øre/kWh, elsertifikatavgiften som vi har satt til 1,08 øre/kWh og merverdiavgift på 25 prosent. Energileddet på innmatingstariffen har vi satt til å være 0 øre/kWh.

Energiledd i nettleie for 2018 for plusskunder i byene Oslo, Kristiansand, Bergen, Trondheim og Tromsø, ekskludert mva (Agder Energi Nett, u.å.; BKK Nett, u.å.; Hafslund Nett, u.å.; Troms Kraft Nett, u.å.; TrønderEnergi Nett, u.å.):

Nettselskap	Hafslund Nett	Agder Energi	BKK Nett	TrønderEnergi Nett	Troms Kraft Nett
Nettleie, energiledd (øre/kWh)	20,58	22,50	16,40	16,50	19,80

Gjennomsnittlig kraftpris, januar-september 2018, ekskludert mva (LOS, u.å.):

Byer	Oslo	Kristiansand	Bergen	Trondheim	Tromsø
Kraftpris (øre/kWh)	40,69	40,19	40,25	40,38	40,77

Vedlegg 5: Prognoser for fremtidig utvikling i systempris

Med utgangspunkt i Accenture sine prognoser på utviklingen i systempriser, har vi beregnet fremtidig utvikling i systempriser og kostnader ved inverterskifte frem mot 2030 forutsatt et totalt prisfall på 35 prosent fra 2016-2030 (Accenture & WWF, 2016). Inverterskiftet foretas halvveis i solcelleanleggets levetid, det vil si *etter* år 2030 for alle solcelleanlegg installert i dag og senere. Kostnaden på inverterskiftet følger estimatet for inverterskiftet 2030. Prisene er inkludert mva og oppgitt i NOK/kWp.

År	Systempris (NOK/kWp)	Inverterskifte (NOK/kWp)
2018	17 500	1 900
2030	12 188	1 313
Årlig endring (2018-2030)	-2,97 %	-3,03 %
Total endring (2016-2030)	-35 %	-35 %

Vedlegg 6: Prognoser for fremtidig utvikling i total strømpris

Vi har beregnet fremtidig utvikling i de ulike strømpriskomponentene til en sluttbruker.

Kraftpriser: Årlig endring i kraftprisene følger fra kraftprisbanen fremstilt i NVE-rapporten *Kraftmarkedsanalyse 2017-2030* (Amundsen, et al., 2017). Alle de tre scenarioene: referanse, pessimistisk og optimistisk, følger direkte fra NVE sine prognoser.

Nettleie, energiledd: Prognoser for utvikling i nettleie har vi kalkulert med utgangspunkt i prognoser fra Energi Norge (Energi Norge, 2018). Grunnet investeringer i kraftnettet ventes nettleien å øke. Om endringen tilfaller fastleddet eller energileddet er vanskelig å si noe om. Referansescenarioet følger fra Energi Norge sine estimater på nettleieøkningen, mens pessimistisk og optimistisk scenario viser en noe lavere og høyere årlig vekst.

Forbruksavgift: Fra 1994 til 2018 økte forbruksavgiften med 5 prosent per år (Olje- og energidepartementet, 2017a). Vi legger til grunn samme årlige vekst i fremtiden i referansescenarioet. For pessimistisk og optimistisk scenario legger vi til grunn en henholdsvis lavere og høyere vekst.

Enovaavgift og elsertifikatavgift: Vi holder Enova- og elsertifikatavgiftene konstante. Satsene er relativt lave og har historisk ikke endret seg nevneverdig.

Marginaltap: Ved innføring av effekttariffer vil nettleiestrukturen endres. Dersom effekttariffen tar utformingen *abonnert effekt* så vil energileddet i nettleien tilsvare marginaltapet som følger av kraftoverføring. Dette marginaltapet har vi valgt å sette til 5 øre/kWh.

Utvikling i strømpriskomponentene. Tabellen viser årlig endring i ulike perioder under like scenarioer og tar utgangspunkt i strømpriskomponentene for 2018 presentert i vedlegg 4:

Variabler	Periode	Pessimistisk	Referanse	Optimistisk
Kraftpris sluttbrukere (øre/kWh)	2018-2019	-2,99 %	1,42 %	10,46 %
	2020-2024	0,94 %	3,86 %	6,26 %
	2025-2029	-2,89 %	0,68 %	2,71 %
	2030-	-2,89 %	0,68 %	2,71 %
Nettleie energiledd eksl. avgifter (øre/kWh)	2018-2022	0,56 %	1,25 %	1,91 %
	2023-2026	-1,16 %	-1,12 %	-1,09 %
	2026-	0,00 %	0,73 %	1,00 %
Forbruksavgift (øre/kWh)	2018-2019	3,00 %	5,00 %	7,00 %
	2020-2024	3,00 %	5,00 %	7,00 %
	2025-2029	3,00 %	5,00 %	7,00 %
	2030-	3,00 %	5,00 %	7,00 %
Marginaltap (øre/kWh)*	2018-2020	-	-	-
	2021-2024	5,00	5,00	5,00
	2025-2029	5,00	5,00	5,00
	2030-	5,00	5,00	5,00

* Gjelder kun ved innføring av effekttariff (abonnert effekt) fra 2021