

Analyse af støtteordning for solcelleenergi i Danmark

/ Analysis of subsidy scheme for photovoltaics in Denmark

Hovedrapport

/ Main report

Kandidatspeciale
Bæredygtig energi
Danmark Teknisk Universitet

29 marts 2013

Forfatter:

/ Author:

Jonas Gerding Iversen (s061415)

jogive@gmail.com

Vejledere:

/ Supervisors:

Poul Erik Morthorst

pemo@dtu.dk

Marie Münster

maen@dtu.dk

Lena Kitzing

lkit@dtu.dk

Michael Lyngemark

mily@hfor.dk

Analyse af støtteordning for solcelleenergi i Danmark

/ Analysis of subsidy scheme for photovoltaics in Denmark

Dette kandidatspeciale er udført i perioden 5. oktober 2012 til 29. marts 2013. Specialet er skrevet i samarbejde med DTU Management Engineering (tidligere RISØ) og HOFOR A/S (tidligere Københavns Energi).

Følgende personer har under projektet ydet hjælp og vejledning, for hvilket de skal have tak for:

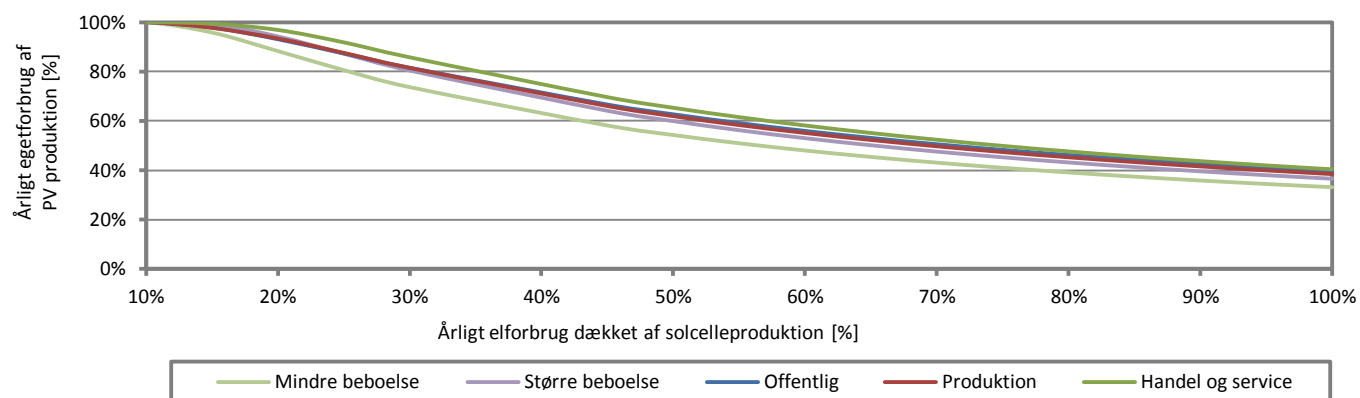
Lena Kitzing – Ph.d studerende, DTU
Marie Münster – Senior forsker, DTU
Michael Lyngemark og VE afdeling hos HOFOR A/S
Bernd Möller – Lektor, AAU
Helge Larsen – Senior forsker, DTU
Stefan Petrovic – Ph.d studerende, DTU
Kenneth Karlsson – Senior forsker, DTU
Jesper Frausig, Gaia Solar A/S

Abstrakt

Danmark oplevede i 2012 en stigning i solcelleanlægskapaciteten fra 17 MW til ca. 400 MW. Stigningen var forårsaget af en kombination af stigende elpriser, faldende anlægspriser og en tilsyneladende attraktiv støtteordning. På baggrund af stigningen i solcelleanlægskapaciteten ændrede politikerne støtteordningen fra indgangen af 2013, da udgifterne for staten blev for store.

I denne rapport er effekten af ændringen af støtteordningen undersøgt. Effekten er undersøgt for den enkelte bygningstype og for det landsdækkende økonomiske potentiale. Effekten af lovændringen for den enkelte bygningstype vil klarlægge hvor økonomisk attraktivt det var og er at investere i tagmonterede solcelleanlæg i Danmark, og resultaterne kan bruges til vejledning for mulige egenproducenter. Det landsdækkende økonomiske potentiale vil klarlægge hvordan ændringen af støtteordningen har påvirket markedet for tagmonterede solcelleanlæg. Resultaterne kan bruges til strategi for virksomheder og myndigheder, og viser hermed at det er muligt at forudsige hvordan en ændring af støtteordningen vil påvirke markedet, samt hvilken type anlæg støtteordningen understøtter. I rapporten er indvirkningen er en udbygning af solcellekapaciteten ligeledes undersøgt målt på brændstofforbrug, udledte emissioner og økonomiske omkostninger.

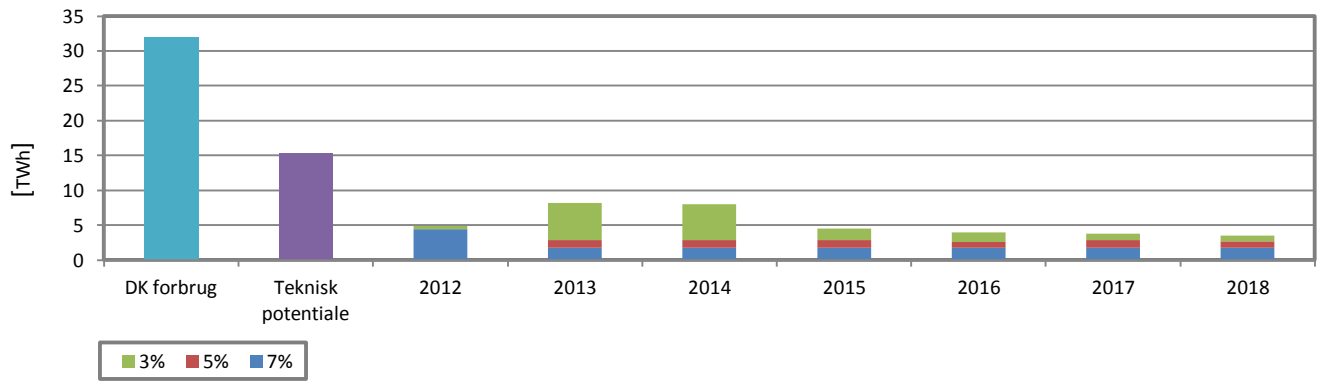
Med den nye støtteordning nettoafregnes alle bygningstyper nu på timebasis. Graf 1 viser beregnede kurver for egetforbrug og overproduktion for alle bygningstyper i Danmark. Y-aksen angiver hvor meget af den årlige solcelleproduktion der sælges til nettet, og hvor meget egenproducenten selv kan forbruge. X-aksen angiver hvor meget af egenproducentens årlige elforbrug der er dækket af elektricitet fra solcelleanlægget. Grafen er for en gennemsnitlig bygning, og kan bruges som vejledning for dimensionering af solcelleanlæg.



Graf 1 – Gennemsnits egetforbrug og overproduktion for timeafregnede egenproducenter

Resultaterne har vist at den danske bygningsmasse kan opdeles i to grupper: beboelsesbygninger og ikke-beboelsesbygninger. For beboelsesbygninger er det blevet mindre økonomisk attraktivt at investere i tagmonterede solcelleanlæg. Det er dog stadig muligt at opnå en høj forrentning, da beboelsesbygninger betaler en høj elpris sammenlignet med ikke-beboelsesbygninger. Den økonomiske optimale anlægsstørrelse er blevet ca. 5 gange mindre med den nye støtteordning for en gennemsnits bygning, da de nu afregnes på timebasis. For ikke-beboelsesbygninger er det blevet mere økonomisk attraktivt at investere i tagmonterede solcelleanlæg. Forrentningen er dog stadigvæk lav, da ikke-beboelsesbygninger betaler en lav elpris sammenlignet med beboelsesbygninger. Den økonomisk optimale anlægsstørrelse er blevet større, og det vil være økonomisk fordelagtigt at dimensionere anlæggene så de producere meget overproduktion der sælges til nettet.

Beregningerne af det landsdækkende økonomiske potentiale for årene 2012 til 2018, viser at potentialet afhænger af hvilken minimumsforrentningsgrænse som en mulig egenproducent finder attraktiv. Graf 2 viser det beregnede økonomiske potentiale sammenlignet med det danske elforbrug og det tekniske potentiale.



Graf 2 – Det beregnede økonomiske potentiale for årene 2012 - 2018

Det beregnede økonomiske potentiale viser at udbygningen af tagmonterede solcelleanlæg for beboelsesbygninger vil falde mens den vil stige for ikke-beboelsesbygninger. Det økonomiske potentiale vil stige ved lave minimumsforrentningsgrænser i 2013 og 2014 fordi det i disse år vil være økonomisk fordelagtigt for ikke-beboelsesbygninger at investere i anlæg med stor overskudsproduktion.

Generelt viser resultaterne at de direkte udgifter for staten vil for beboelsesbygninger falde med ændringen af støtteordningen. Der vil for det første blive opsat færre solcelleanlæg. For det andet vil de solcelleanlæg der vil blive opsat, blive dimensioneret mindre og primært dække egetforbruget, og egenproducenterne vil derfor sælge mindre til nettet. For det tredje vil overskudsproduktion der sælges til nettet blive solgt for 1,3 DKK/kWh imod de ca. 2 DKK/kWh tidligere, hvor langt størstedelen af anlæggene i 2012 var dækket af årlig nettoafregning.

Indhold

1	Introduktion	1
1.1	Indledning	1
1.2	Formål med denne opgave	1
1.3	Projektomfang	2
2	Rammebetingelser	3
2.1	Lovgivning	3
2.1.1	Støtteordninger for solcelleanlæg	3
2.1.2	Skattelovgivning for egenproducenter	4
2.2	Solcelleenergi i Danmark	5
2.3	Danmarks energisystem	7
2.3.1	Energiproduktion	7
2.3.2	Den danske Elsektor	8
2.3.3	Elprisens opbygning	8
3	Metoder	11
3.1	Metoder til privatøkonomiske undersøgelser	11
3.1.1	Økonomisk vurderingsgrundlag	11
3.1.2	Modelopbygning	12
3.1.3	Beregninger	12
3.1.4	Simulerede scenarier	20
3.2	Metoder til potentialeundersøgelse	21
3.2.1	Teknisk potentiale	21
3.2.2	Økonomisk vurderingsgrundlag	23
3.2.3	Modelopbygning	24
3.2.4	Simulerede scenarier	25
3.3	Metoder til systemanalyse	25
3.3.1	STREAM	25
3.3.2	Udførte undersøgelser	26
4	Resultater	27
4.1	Privatøkonomisk undersøgelse	27
4.2	Resultater for potentialeundersøgelse	32
4.2.1	Økonomisk potentiale	33
4.2.2	Følsomhedsanalyser	37
4.3	Resultater for systemanalyse undersøgelser	37

5	Diskussion	39
6	Konklusion	43
7	Referencer	44
8	Bilag	48

Liste over grafer

Graf 1 – Gennemsnits egetforbrug og overproduktion for timeafregnede egenproducenter	iii
Graf 2 – Det beregnede økonomiske potentiale for årene 2012 - 2018	iv
Graf 3 – Energiproduktionsfordelingen af det nuværende energisystem	7
Graf 4 – Energiproduktionsfordeling af klimakommissionens business-as-usual scenarie	7
Graf 5 – Elpris variationen ved forskellige forbrug for tre kundetyper	10
Graf 6 – Normeret produktionsprofil for et solcelleanlæg i Danmark	13
Graf 7 – Elforbrugsprofiler for de fem kategorier i uge 25	14
Graf 8 – Oversigt af egetforbrug og overproduktion for timeafregnede solcelleanlæg	15
Graf 9 – Beregnet elprisfremskrivning for husholdninger med årligt elforbrug på 4000 kWh	16
Graf 10 – Beregnet elprisfremskrivning for små virksomheder med årligt elforbrug på 100.000 kWh	16
Graf 11 – Beregnet elprisfremskrivning for store virksomheder med årligt elforbrug på 50 mio. kWh	16
Graf 12 – Solcelleanlægspriser ved varieret anlægsstørrelse	18
Graf 13 – Anlægsprisudvikling for 2012 til 2018	18
Graf 14 – Teknisk potentiale for hver kategori i Danmark	22
Graf 15 – Privatøkonomisk resultatgraf for en mindre beboelsesejendomme ved den tidligere lovgivning.	27
Graf 16 – Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig mindre beboelsesejendomme ved tidligere lovgivning	28
Graf 17 – Privatøkonomisk resultatgraf for en mindre beboelsesejendomme ved den nuværende lovgivning	28
Graf 18 – Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig mindre beboelsesejendomme ved nuværende lovgivning	28
Graf 19 – Privatøkonomisk resultatgraf for en større beboelsesejendomme ved den tidligere lovgivning	29
Graf 20 – Privatøkonomisk resultatgraf foren større beboelsesejendomme ved den nuværende lovgivning	29
Graf 21 – Privatøkonomisk resultatgraf for en offentlig bygning ved den tidligere lovgivning	30
Graf 22 – Privatøkonomisk resultatgraf for en offentlig bygning ved den tidligere lovgivning	30
Graf 23 – Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig offentlig bygning ved nuværende lovgivning	30
Graf 24 – Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning ved den tidligere lovgivning	31
Graf 25 – Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning ved den nuværende lovgivning	31
Graf 26 – Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning med et stort elforbrug, ved den nuværende lovgivning	32
Graf 27 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en mindre beboelsesejendomme	33
Graf 28 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en større beboelsesejendomme ved dækning af fælleselforbrug	33
Graf 29 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en større beboelsesejendomme ved dækning af fælles og lejlighedernes elforbrug	34
Graf 30 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en offentlig bygning	34
Graf 31 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en handels- og servicebygning	35
Graf 32 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en produktionsbygning	35
Graf 33 – Normeret produktionsprofiler for sol og vindenergi	38

Liste over figurer

Figur 1 – Oversigt af det danske elmarked	8
Figur 2 – Oversigt af sammenhængen mellem de tre undersøgelser	11
Figur 3 – Oversigt af modelopbygningen i Excel VBA	12
Figur 4 – Beregningsfremgang for teknisk potentiale per bygning	22
Figur 5 – Beregningsfremgang af økonomisk potentiale	24
Figur 6 – Beregningsflow i STREAM	26

Liste over tabeller

Tabel 1 – Economic potential for roof mounted PV in Denmark	Fejl! Bogmærke er ikke defineret.
Tabel 2 – Oversigt over den tidligere støtteordning	4
Tabel 3 – Oversigt af den nuværende støtteordning	4
Tabel 4 – Opsummering af solcelle typer	7
Tabel 5 – Oversigt af gennemsnitspriserne på elementerne i elprisen	9
Tabel 6 – Antal målinger for elforbrugsprofiler	14
Tabel 7 – Antaget elpris tilhørsforhold	16
Tabel 8 – Udvikling af feed-in tarif	17
Tabel 9 – Anlægspris tilhørsforhold	18
Tabel 10 – Skatteordnings tilhørsforhold	20
Tabel 11 – Antaget momsbetaling	20
Tabel 12 – Simulerede scenarier for den tidligere lovgivning	20
Tabel 13 - Simulerede scenarier for den nuværende lovgivning	21
Tabel 14 – Simuleret produktion for her kategori i Danmark	21
Tabel 15 – Bygninger inddelt efter teknisk potentiale	23
Tabel 16 – Summen af det tekniske potentiale for hver potentialegruppe	23
Tabel 17 – Teknisk potentiale per bygning i henholdsvis potentialegruppe og kategori	23
Tabel 18 – Gennemsnitligt elforbrug per bygning for hver kategori	24
Tabel 19 – Oversigt af simuleringsparametre for potentialeundersøgelsen	25
Tabel 20 – Udførte simuleringer for systemanalysen	26
Tabel 21 – Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforretning på 3 %	36
Tabel 22 – Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforretning på 5 %	36
Tabel 23 – Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforretning på 7 %	37
Tabel 24 – Resultatgraf for følsomhedsanalyser	37
Tabel 25 – Resultatgraf for systemanalyse undersøgelser	38
Tabel 26 – Økonomisk potentiale ved forskellig forrentningsgrænse	43

1 Introduktion

1.1 Indledning

Danmark har siden oliekrisen i 1973 haft en målsætning om at blive mindre afhængig af fossile brændsler. I begyndelsen skulle afhængigheden af de fossile brændsler formindskes for at øge forsyningssikkerheden og derved sikre stabile energipriser [1,H.Lund]. Sidenhen blev miljøet også anvendt som også begrundelse, i form af bevarelse af stabile temperaturer på kloden forårsaget af global opvarmning. Dette blev starten på udrulningen af vedvarende energiteknologier. Danmarks geografiske position gør at de interessante vedvarende energiteknologier er: vind, sol, bølge og biomasse. Disse teknologier har dog højere langsigtede omkostninger end konventionelle teknologier. For at nå de politiske målsætninger om udrulning af vedvarende energiteknologier, er der indført støtteordninger. Støtteordningernes formål er at forøge det økonomiske incitament for investorer og privatpersoner. For solceller har støtteordningen eksisteret siden 1990 og har været medvirkende til en udbygning af solcellekapaciteten på 17 MW frem til 2012. En kombination af stigende elpriser og faldende solcellepriser har i kombination med støtteordningen været medvirkende til en kapacitetsstigning fra 17 MW i starten af 2012 til 435 MW i marts 2013 [2,Energinet.dk]. Det er primært parcelhusejere der har investeret i mindre tagmonterede solcelleanlæg. På baggrund af stigningen i solcelleanlægskapaciteten har politikkerne ændret støtteordningen fra indgangen til 2013.

1.2 Formål med denne opgave

Formålet med rapporten er at undersøge, hvor økonomisk attraktivt det var, er og bliver at installere tagmonterede solcelleanlæg i Danmark, under de økonomiske forudsætninger fra den tidligere og nuværende støtteordning, samt anden lovgivning der påvirker de økonomiske forhold for tagmonterede solcelleanlæg. Yderligere er formålet, at estimere det tekniske og økonomiske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg i Danmark, samt at afdække hvilken effekt udnyttelsen af det økonomiske potentiale vil have på brændstofforbrug, udledte emissioner og omkostninger. Undersøgelserne kan derved opdeles i tre dele:

- 1) Privatøkonomisk undersøgelse
- 2) Potentiale undersøgelse
- 3) Systemanalyse

1) I den privatøkonomiske undersøgelse undersøges det for diverse bygningstyper hvor økonomisk attraktivt det er at investere i tagmonterede solcelleanlæg. Dette gøres for den tidligere og den nuværende støtteordning. Hermed kortlægges hvordan markedet har ændret sig med lovgivningen. Resultatet kan bruges som indikator for hvilke danske bygninger, det fremadrettet vil være økonomisk fordelagtigt for at opsætte solcelleanlæg. De vigtigste nye tiltag i den nuværende lovgivning vil også blive undersøgt. Dette vil kunne anvendes som vejledning for privatpersoner og fagfolk, til bestemmelse af den økonomisk optimale anlægsstørrelse for tagmonterede solcelleanlæg efter den nuværende lovgivning.

2) Der findes tre former for potentiale: det fysiske, det tekniske og det økonomiske. Det fysiske potentiale angiver, hvor stor solindstrålingen er på samtlige tagflader i hele landet, dvs. siger noget om hvor stort potentialet er upåagtet tekniske begrænsninger. Det tekniske potentiale angiver den producerede elektricitet, hvis solceller var monteret på samtlige tagflader, når de tekniske begrænsninger er medregnet. De tekniske begrænsninger omfatter blandt andet energitab i solcelleanlæg og ikke egnede tagflader, dvs. skyggepåvirkede tagflader eller tagflader der bruges til alternative formål. Det økonomiske potentiale beskriver den producerede elektricitet fra de solcellepaneler, der er økonomisk attraktive at installere under den gældende lovgivning og andre forhold, der har økonomisk indvirkning for ejeren af den enkelte bygning. I rapporten vil det økonomiske potentiale blive estimeret ud fra den tidligere og den nuværende lovgivning. Beregningen af det økonomiske potentiale vil belyse den potentielle udnyttelsesgrad af de egnede danske tagarealer, hvilket vil være brugbart inden for strategi og planlægning for såvel fagfolk som myndigheder. Det økonomiske potentiale vil ligeledes kunne anvendes til at vurdere den gældende lovgivning for tagmonterede solcelleanlæg. En komplet vurdering af støtteordningen vil dog kræve viden om statens udgifter til støtteordningen og tilpasningen af elektricitet fra solceller i elsektoren, og er ikke inkluderet i denne rapport.

3) En systemanalyse af Danmarks energisystem ved forskellige udnyttelsesgrader af det økonomiske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg, vil blive anvendt til at kortlægge effekten på brændstofforbrug, udledte emissioner samt økonomiske omkostninger. Resultaterne vil vise hvordan solcelleproduktion passer ind i et fremtidigt energisystem, målt på de politiske målsætningsparametre: brændstofforbrug, udledte emissioner og omkostninger.

1.3 Projektomfang

Rapporten dækker størstedelen af den danske bygningsmasse, som er aggregeret til seks kategorier. De valgte kategorier er vist og beskrevet kort neden for. Kategorierne er bestemt efter gældende lovgivning, bygningstype samt inddelingen af det tilgængelige data.

- 1) Beboelsesejendomme
 - Mindre beboelse
 - Større beboelse
- 2) Offentlige bygninger
- 3) Produktionsbygninger
- 4) Handels- og servicebygninger

1) Beboelsesejendomme er underopdelt i henholdsvis mindre og større beboelsesejendomme. Mindre beboelsesejendomme omfatter ejendomme som parcel og rækkehuse samt andre helårsbeboelsesejendomme, der primært huser én enkelt eller to familier. Større beboelsesejendomme omfatter flerfamilieboliger som etageejendomme og kollegier.

2) Offentlige bygninger omfatter alle offentlige bygninger, som institutioner inden for pasning og uddannelse, hospitaler, idrætshaller og diverse administrationsbygninger.

3) Produktionsbygninger omfatter alle former for landbrug, gartnerier og industribygninger.

4) Handels- og servicebygninger omfatter detailhandel, banker, forsikringsselskaber og hoteller og lignende.

Rapporten omfatter ikke bygninger som sommerhuse, garager, skuer, udhuse og kolonihavehuse. Branchekoder for kategoriinddelingen kan ses af bilag 1

Rapporten er opbygget i syv hovedkapitler. Under rammebetingelserne gengives kort generel viden om jordens forhold til solen, solcelleteknologi, lovgivning og det danske elsystem, der er nødvendig for forståelsen af opgaven. I metodekapitlet gennemgås grundlaget for undersøgelserne: hvilke metoder er anvendt til hvilke undersøgelser, hvilke data er anvendt, og hvilke betragtninger og antagelser er der forbundet med de anvendte data. I resultatkapitlet beskrives og vises de opnåede resultater og unøjagtigheden for undersøgelserne undersøges ved følsomhedsanalyser for udvalgt data. Diskussions- og konklusionskapitlerne opsummerer de opnåede resultater, og diskuterer betydningen af de forskellige antagelser og nøjagtigheden af de beregnede resultater. Bilagskapitlet indeholder udregninger og beskrivelser, som ikke er afgørende for forståelsen af rapporten.

2 Rammebetingelser

I dette kapitlet beskrives grundlæggende viden, der er nødvendig for forståelsen af resten af rapporten. Kapitlet indeholder underkapitlerne: lovgivning, solcelleenergi i Danmark og Danmarks energisystem. Under lovgivning gennemgås den tidligere og nuværende støtteordning og skattelovgivning. Under solcelleenergi i Danmark beskrives jordens bane om solen og hvilken betydning denne bane har for solindstrålingen og intensiteten i Danmark, yderligere gennemgås grundlæggende information omkring solcelletyper, virkemåde, effektivitet og anlæg. Under Danmarks energisystem gennemgås energisystemets grundlæggende opbygning med fokus på elsektoren.

2.1 Lovgivning

Grundet de relative høje langsigtede produktionsomkostninger for vedvarende energiteknologier er teknologier som solceller afhængige af støtte fra staten for at være økonomisk attraktive for egenproducenter. Der er flere måder, som staten kan yde støtte på, og ikke alle støtteformer er udelukkende gældende for vedvarende teknologier. I dette kapitel beskrives støtteordninger for solcelleanlæg og skattelovgivning for egenproducenter.

2.1.1 Støtteordninger for solcelleanlæg

Formålet med støtteordninger på energiområdet er at fremme anvendelsen af vedvarende energiteknologier og dermed bidrage til målsætningerne om CO₂-besparelser og uafhængighed af fossile brændsler. I takt med at vedvarende energiteknologier står for en større del af den samlede energiproduktion, kan udformningen af støtteordningerne få større økonomiske konsekvenser for staten. Hvis støtteordning ikke er udformet hensigtsmæssigt, og hvis ikke størrelsen på støtten reguleres i takt med, at teknologien bliver mere konkurrencedygtig, kan det få negative økonomiske konsekvenser for staten.

Der findes forskellige typer af støtteordninger rundt omkring i Europa. Mange lande har en kombination af flere typer støtteordninger til samme teknologi. Feed-in tariffen er i øjeblikket den mest benyttede ordning for vedvarende energiteknologier i Europa. Her støttes egenproducenten med en bestemt sum per kWh for den producerede strøm [3,L.Kitzing].

Støtteordningen til solcelleanlæg i Danmark er, for både den tidligere og nuværende støtteordning, en kombination af to typer af støtteordninger, nettoafregning og feed-in tarif. Disse ordninger supplerer hinanden ved at nettoafregningen gælder for den del af produktion, som egenproducenten selv forbruger (egetforbruget), mens feed-in tariffen gælder for den del af produktionen, som egenproducenten ikke selv kan forbruge (overproduktionen). Ved nettoafregning er egetforbruget skatte- og afgiftsfritaget og ordningen kan både gælde på time- og års-basis. Støtteordningen til solcelleanlæg blev vedtaget i 1997 og trådte i kraft 1. januar 1999. I starten blev støtteordningen begrænset til at gælde i fire år, men denne tidsbegrænsning er blevet forlænget flere gange og den blev ophævet helt i 1996. I 2010 blev solcelleordningen udvidet til også at dække vindteknologi og andre vedvarende energi teknologier, da man fra statens side ønskede en teknologineutral ordning.

Tidligere støtteordning

Den tidligere støtteordning gjaldt frem til slutningen af 2012. Støtteordningen var inddelt i seks grupper under tre kategorier:

Nettoafregning på timebasis:

1. Decentrale anlæg
2. Decentrale anlæg
3. Blandede anlæg

Forenklet nettoafregning:

4. Installationstilsluttede anlæg og decentrale anlæg
5. Installationstilsluttede anlæg, ikke størrelses begrænset

Årsbaseret nettoafregning:

6. Installationstilsluttede anlæg

Gruppe 1-3 var alle tilegnede større decentrale anlæg og dermed ikke relevant for egenproducenter med solcelleanlæg. Gruppe 4 var installationstilsluttede anlæg og decentrale anlæg med en effekt på under 50 kW. Afregningen foregik på timebasis, og overskudsproduktionen blev solgt til elnettet med en feed-in tarif på 60 øre/kWh det første år af anlæggets levetid og derefter til 40 øre/kWh. For gruppe 5 var der ingen størrelsesbegrænsning og ingen salg af overproduktion til nettet. For gruppe gjaldt en maksimal anlægsstørrelse 6 kW per husstand/lejlighed eller 6 kW per 100 m² fællesareal. Ordningen kunne kun benyttes af beboelsesbygninger og andre ikke erhvervsmæssige bygninger [4,Energinet.dk].

For større beboelsesbygninger var det en gråzone om det var muligt at dække de enkelte lejligheds elforbrug med ét fællesanlæg.

Da den nuværende støtteordning blev vedtaget ændrede man forholdene for den tidligere ordning, for egenproducenter i gruppe 6, der havde etableret solcelleanlæg i løbet af 2012. Ændringen gjaldt dermed størstedelen af de installerede solcelleanlæg i Danmark og betød, at de efter 20 år vil blive nettoafregnet på timebasis, og at overproduktionen vil blive afregnet med en feed-in tarif svarende til markedspris. Tabel 1 viser oversigt over den tidligere støtteordning.

Tabel 1 – Oversigt over den tidligere støtteordning

Kategori:		Kapacitet:	Gruppe:	Afregning:	Feed-in tarif:
Mindre beboelse		< 6 kW	6	Årsbasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
		6 – 50 kW	4	Timebasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
Større beboelse	Fæll.	< 6 kW per 100m ² /lejl.	6	Årsbasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
	Lejl. + Fæll.	-	-	-	-
Offentlig		< 6 kW per 100m ²	6	Årsbasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
		> 6 kW per 100m ²	4	Timebasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
Produktion		< 50 kW	4	Timebasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh
		> 50 kW	5	-	-
Handel og service		< 50 kW	4	Timebasis	60 øre/kWh i 10 år derefter 40 øre/kWh

Nuværende støtteordning

I den netop vedtagne støtteordning er nettoafregningen og feed-in tariffen bevaret, men al nettoafregning foregår nu på timebasis. Feed-in tarif af overproduktion gælder de første 10 år af anlæggets levetid. Satserne ligger i 2013 på 130 øre/kWh for alle grupper. For fællesanlæg, hvor der ikke kan afregnes for andet end fællesforbrug, er satsen dog 145 øre/kWh. De næste fem år sker der en årlig lineær nedregulering af satserne, således at feed-in tariffen herefter er 60 øre/kWh. Efter 10 år af anlæggets levetid vil overproduktionen blive afregnet til markedspris. Støttesatserne for feed-in tariffen revideres i 2015 eller, når den samlede danske kapacitet for solceller når 500 MW. [5,kemin]

Den tidligere maksimale anlægsstørrelse på 6 kW per lejlighed ophæves og erstattes af en maksimal anlægsstørrelse på 400 kW per anlæg. I den nuværende støtteordning gives der mulighed for at installere et fælles anlæg til at dække de enkelte lejligheds elforbrug i større beboelsesbygninger. Lovgivningen vedrørende dette er dog i skrivende stund ikke faldet endeligt på plads. Tabel 2 viser oversigt over den nuværende støtteordning.

Tabel 2 – Oversigt af den nuværende støtteordning

Kategori:		Kapacitet:	Afregning:	Feed-in tarif*:
Mindre beboelse		< 400 kW	Timebasis	130 øre/kWh i 10 år derefter markedspris
Større beboelse	Fæll.	< 400 kW	Timebasis	145 øre/kWh i 10 år derefter markedspris
	Lejl. + Fæll.	< 400 kW	Timebasis	130 øre/kWh i 10 år derefter markedspris
Offentlig		< 400 kW	Timebasis	130 øre/kWh i 10 år derefter markedspris
Produktion		< 400 kW	Timebasis	130 øre/kWh i 10 år derefter markedspris
Handel og service		< 400 kW	Timebasis	130 øre/kWh i 10 år derefter markedspris

*Ved investering i 2013

2.1.2 Skattelovgivning for egenproducenter

I dette kapitel gennemgås grundlæggende skatteregler, der har betydning for tagmonterede solcelleanlæg i Danmark. Der findes tre grundlæggende støtteordninger i forhold til egenproducenter med solcelleanlæg: den skematiske ordning, virksomhedsordningen og servicefradraget. Den skematiske ordning bruges primært af beboelsesbygninger, og med den nuværende ordning skal alle beboelsesejendomme betale skat efter den skematiske ordning. Ved virksomhedsordningen betragtes anlægget som et produktionsanlæg, og ordningen er designet til virksomheder. Med den tidligere ordning var det dog også muligt for privatpersoner i mindre beboelsesejendomme at benytte virksomhedsordningen, hvis de registrerede sig som en virksomhed. Servicefradraget var en midlertidig ordning der løb frem til 31. december 2012. Ordningen gav mulighed for at trække en del investeringsudgiften fra i skat.

Skematisk skatteordning

Med skematisk skatteordning betales der skat af 60 % af den værdi af overproduktionen, der overstiger 7.000 DKK om året. Værdien af egetforbruget er skattefrit. Værdien af overproduktionen er det beløb som elektriciteten kan sælges for [6,skm].

- Bundfradrag på 7000 DKK om året
- Der skal betales skat af 60 % af den del af indkomsten, som overstiger 7000 DKK
- Værdien af egetforbruget er skattefrit

Virksomhedsordningen

Med virksomhedsordningen beskattes hele værdien af årsproduktionen. Til gengæld kan fradragssummen afskrives med 25 % om året. Med den tidligere lovgivning var fradragssummen lig med 115 % af anlægsinvesteringen, men med den nye lovgivning er fradragssummen lig med anlægsinvesteringen. Værdien af produktionen er fastsat til værdien elektriciteten kan sælges for.

- Der skal betales skat af værdien af hele årsproduktionen, både egetforbruget og overproduktionen
- Fradragssummen kan afskrives med 25 % om året
- Hvis anlægget er en integreret del af boligen kan anlægsværdien kun afskrives med 4 % og ikke 25 %
- Omkostninger ved anlæggets drift og afskrivninger kan trækkes fra værdien af årsproduktionen
- Anlægget skal være tilsluttet elnettet via Energinet.dk

Service fradrag

Servicefradraget var en midlertidig ordning der løb frem til 31. december 2012 og kunne benyttes i kombination med den skematiske ordning. Servicefradraget gav ret til fradrag for kommuneskatten i den skattepligtige indkomst på op til 15.000 DKK inkl. moms for arbejdsløn til service og vedligeholdelse på bopælen. Ordningen omfattede også opsætning og vedligeholdelse af solcelleanlæg, og kunne benyttes af hver person over 18 år i husstanden, dvs. at det var muligt få fradrag på 30.000 DKK, hvis der boede to voksne på ejendommen. [7,skm]

2.2 Solcelleenergi i Danmark

Ydelsen fra et solcelleanlæg afhænger primært af intensiteten af solindstrålingen. Solindstrålingen varierer i løbet af året alt efter hvor jorden befinder sig på sin bane omkring solen. I dette kapitel beskrives følgende emner. Geometriske forhold omhandler jordens position i forhold til solen, og i forhold til solindstråling og intensitet beskrives hvilken indvirkning jordens position har på solindstrålingen. De grundlæggende processer til fremstilling af solceller, har ikke ændret sig i mange år. Men nye solcelletyper der i højere grad benytter bæredygtige materialer og processer, er under teknologisk udvikling. Effektiviteten for de nye generationer af solceller er stadig for lav til at kunne konkurrere med den ældre generation. I dette afsnittet beskrives også de forskellige typer af solceller og deres virkemåde, samt hvilke komponenter der indgår i et solcelleanlæg.

Geometriske forhold

Jorden cirkulerer om solen med en omløbstid på omkring et år i en elliptisk bane. Hældningen mellem Jordens rotationsakse og den vinkelrette afstand til solen varierer alt efter, hvor jorden befinder sig på denne ellipseformede bane. Kombinationen af den ellipseformede bane og variationen i hældning er årsag til, at vi i Danmark har fire årstider. Jorden roterer om sig selv med en rotationstid på omkring 24 timer. Kombinationen af ændringen i hældningen mellem den vinkelrette afstand til solen og jordens rotationsakse, jordens position på den ellipse formede bane og jordens rotation om sig selv gør, at solens højde på himlen og mængden af solskinstimer per dag varierer i løbet af et år. For Danmark vil der være flere solskinstimer på en dag om sommeren (april til august), og solen vil stå højt på himlen. Om vinteren vil det modsatte være tilfældet, dette er vist i bilag 2.

Solindstråling og intensitet

Intensiteten af solindstrålingen afhænger af hvor meget atmosfære solindstrålingen skal gennemtrænge før, den når jordoverfladen, også kaldet luftmasse (Air Mass). Intensiteten vil typisk være højest, når solen står højest på himlen, hvor luftmassen er lavest. Intensiteten af strålingen, der rammer et solcellepanel, afhænger af mængden af stråling, der rammer panelet. Den samlede mængde stråling kaldes den globale stråling. Den globale solindstråling består af direkte, diffus og refleksionsstråling, hvilket er vist i ligningen nedenfor. Direkte stråling er stråling, der kommer direkte fra solen, diffus stråling er den reflekterede stråling fra himlen og skyerne, mens refleksionsstråling reflekteres fra omkringliggende bygninger.

$$\text{Global stråling} = \text{Direkte stråling} + \text{Diffus stråling} + \text{Reflektions stråling}$$

I Danmark udgør den diffuse stråling en stor del af den globale stråling, hvilket betyder at hældningen orientering af solcellepanelet, ikke har så stor betydning, som lande tættere på ækvator. Den globale stråling i Danmark vil årligt typisk være 1200 kWh/m², hvilket er ca. halvt så meget som for sydeuropæiske lande. I bilag 3 illustreres et kort over den globale solindstråling i Europa

Solcelletyper

Der findes tre grundlæggende solcelletyper, der kan opdeles i kategorierne første, anden og tredje generation:

1. Krystallinske solceller
2. Tyndfilms solceller
3. Organiske solceller

1) Krystallinske solceller er baseret på silicium og kan enten være monokrystallinske eller polykrystallinske. Polykrystallinske solceller indeholder flere siliciumkrystaller og er kendetegnet ved oftest at bestå af firkantede blå marmorerede celler. Monokrystallinske solceller består af ét krystal, og cellerne er kendetegnet ved at have sort overflade og oftest at have runde hjørner. Der er ligeledes en generel forskel i effektivitet og pris de to typer imellem. Fremstillingen af krystallerne til disse solceller er dyre, både økonomisk og miljømæssig, men den højere effektivitet sammenlignet med anden og tredje generationssolceller gør dog, at krystallinske solceller er de mest udbredte på verdensmarkedet [8,SBI].

2) Tyndfilmssolceller er kendetegnet ved at solcellerne er væsentligt tyndere end krystallinske solceller og kan være bøjelige. Fremstillingen af tyndfilmssolceller kræver væsentligt færre ressourcer end traditionelle solceller, og produktionsomkostningerne er derfor også lavere end for traditionelle solceller. På trods af dette er denne typer paneler ikke særlig udbredt, da effektiviteten er relativ lav.

3) Organiske solceller er fremstillet af organiske materialer og polymere. Disse typer af solceller er stadig tidligt i udviklingsfasen, og der går år før, de er konkurrencedygtige med første og anden generationssolceller. [8,SBI]

Solcellers virkemåde

Da krystallinske solceller er markant mest udbredt på markedet, gennemgås virkemåden kun for disse. Solceller omsætter sollys til elektricitet gennem fotoelektriskeffekt. Fotoelektriskeffekt blev opdaget af franskmænden Alexandre-Edmond Becquerel i 1839 og senere beskrevet af Albert Einstein i 1905. En siliciumsolcelle består grundlæggende af to lag silicium, som er tilført henholdsvis fosfor og bor. Siliciumlaget med fosfor har et overskud af frie elektroner, og laget tilført bor har et underskud af elektroner. Elektronerne fra fosforlaget sættes i bevægelse når de rammes af sollysets fotoner, og søger automatisk imod pluspolen, hvor der er et underskud af elektroner. Dette resulterer i en spændingsforskel mellem solcellens minus og plus pol. Denne spændingsforskel er relativ lav og derfor serieforbindes solcellerne, til et solcellepanel hvor spændingen er højere. Solcellerne optager både direkte og diffus stråling og fungerer, i øvrigt bedst ved lave temperaturer. [8,SBI]

Solcelleanlægs effektivitet

Solcellepanelers effektivitet er angivet ud fra test ved standard forhold (STC¹). Den faktiske effektivitet under danske forhold er ikke nødvendigvis den samme som under standard tests forhold. Effektiviteten afhænger blandt andet af mængden af direkte og diffus stråling, og af omgivelsernes temperatur. Effektiviteten er generelt højere ved lavere temperaturer. Det amerikanske laboratorium for bæredygtig energi (NREL²) registrerer de bedst opnåede effektiviteter under standard testforhold, men selvom det er lykkedes at konstruere solceller med en effektivitet på 40 %, har størstedelen af solcellerne på det danske marked en effektivitet på 13-16 % afhængigt af om det er mono- eller polykrystallinske. Hvilke solceller der eksisterer på markedet er i høj grad en kombination af hvilken pris de kan produceres til og hvilken effektivitet cellerne har. I visse tilfælde vil udseende og bygningsintegrationsmuligheder også spille en rolle.

Solcelleanlæg

Et solcelleanlæg består ud over solcellepaneler, også af en inverter der konverterer jævnspænding til vekselspænding. Vekselspændingen fra inverteren kan enten benyttes af forbrugeren eller sælges til nettet. Imellem inverteren og nettet sidder en måler der registrerer forbrugers elforbrug. Når strøm produceres fra solcelleanlægget og sendes på nettet, vil

¹ Standard Test Conditions er ved en solindstråling på 1000 W/m² ved en AM på 1,5 og ved en temperatur på 25 °C.

² National Renewable Energy Laboratory - www.nrel.org

måleren registrere mængden af denne strøm. Solceller har typisk en garanteret levetid på 25 år [9,DS], men de fleste solceller har en teknisk levetid på op til omkring 40 år. Levetiden for inverteren er på omkring 10-15 år, og effektiviteten er på omkring 90 %.

Opsummering

Tabel 3 viser forskellen på de forskellige solcelletyper [10,IEA][34,SBI].

Tabel 3 – Opsummering af solcelle typer

	Effektivitet [%]	Markedsandel [%]	Relativ pris
Krystallinske	13 – 20 %	85 – 90 %	Mellem/Høj
Tyndfilms	6 – 12 %	10 – 15 %	Lav
Organiske	< 5%	< 1 %	Lav

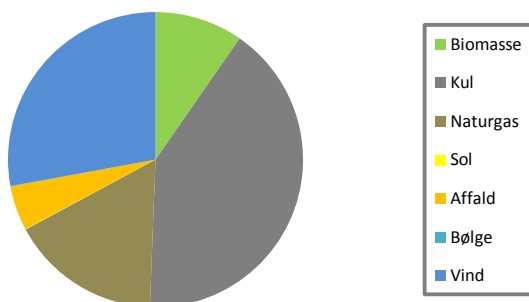
2.3 Danmarks energisystem

I dette afsnit gennemgås det samlede danske energisystem med fokus på elsektoren, afsnittet indeholder følgende underkapitlerne energiproduktion, den danske elsektor og elprisens opbygning

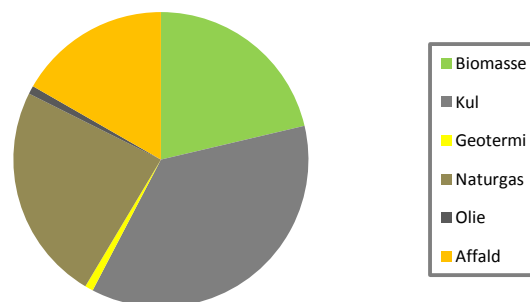
2.3.1 Energiproduktion

Energiproduktionen i det danske energisystem kan deles op i en elsektor og en varmesektor, når der ses bort fra transportsektoren. Graf 3 og Graf 4 viser energiproduktionsfordelingen for nutiden (2011) og et muligt fremtidsscenarie. Fremtidsscenariet er Klimakommissionens business-as-usual scenarie fra 2010 rapporten. Scenariet illustrerer Klimakommissionens bud på sammensætningen af fremtidens energisystem, hvis der ikke er en politisk ambition om uafhængighed af fossile brændsler i 2050, eller hvis der ikke handles på de nuværende målsætninger. Elektricitet fra solcelleanlæg udgør i dag en lille del af den samlede elproduktion, og vil ifølge Klimakommissionens business-as-usual scenarier, udgøre en endnu mindre del i 2050.

2011 - Elproduktion - 127 PJ

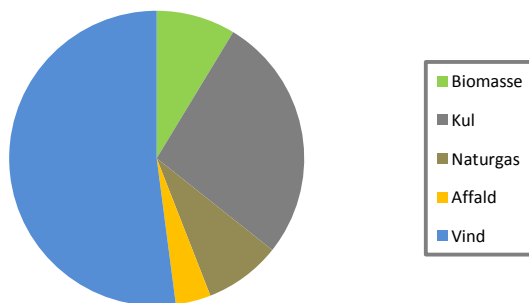


2011 - Varmeproduktion - 111 PJ

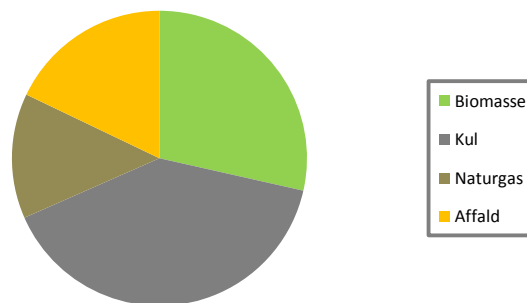


Graf 3 – Energiproduktionsfordelingen af det nuværende energisystem

2050 - Elproduktion - 205 PJ



2050 - Varmeproduktion - 122 PJ



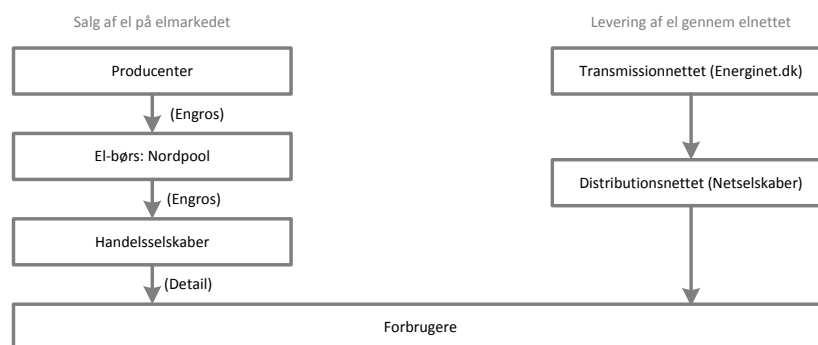
Graf 4 – Energiproduktionsfordeling af klimakommissionens business-as-usual scenarie

2.3.2 Den danske Elsektor

Den danske el sektor kan opdeles i fire grundlæggende delsektorer [11,kfst]:

- 1) Engrosmarkedet
- 2) Detailmarkedet
- 3) Transmissionsnettet
- 4) Distributionsnettet

Figur 1 illustrerer at køb og salg af el foregår på engrosmarkedet og detailmarkedet, mens transporten af el fra producent til kunde foregår via transmission og distributionsnettet.



Figur 1 – Oversigt af det danske elmarked

1) På engrosmarkedet handles den producerede el mellem de forskellige aktører. I Norden handles størstedelen af den producerede el på den fælles nordiske elbørs Nordpool. Nordpool beregner en fælles markedspris for hver time ud fra det udbud og den efterspørgsel der eksisterer på markedet. Markedsprisen for hver time bestemmes altså af hvor stor efterspørgslen er, og af den højeste kortsigtede marginalomkostning blandt de aktiverede producenter. Generelt vil vedvarende energiteknologier som vind, sol og vand og atomenergi, have lavere kortsigtede marginal omkostninger end teknologier baseret på fossile brændsler. Derfor vil markedsprisen også være lavere, hvis vinden blæser meget eller hvis det har regnet meget i Norge og Sverige, som begge har store kapaciteter af vandkraft.

2) Detailmarkedet er hvor el sælges fra handelsselskaberne til forbrugerne. Siden liberaliseringen af detailmarkedet 1. januar 2003 har alle elforbrugere frit kunne vælge leverandør, passive kunderne bliver automatisk tilsluttet til det forsyningspligtselskab der koncession for deres geografiske område. Før liberaliseringen var kunderne automatisk tilknyttet forsyningspligtselskabet.

3) Transporten af el fra producenterne til distributionsnettet og netselskaberne sker via højspændingsnettet (400-150-132 kV), som ejes og vedligeholdes af det nationale transmissionselskab Energinet.dk og regionale transmissionsvirksomheder. I Danmark er det Energinet.dk der er TSO³.

4) På distributionsnettet (10-0,4 kV) distribueres el ud til forbrugerne fra det netselskab der ligger i samme geografisk-bestemte område som forbrugeren.

2.3.3 Elprisens opbygning

Elprisen er opbygget af flere elementer, som dækker udgifterne til produktion, transport og administrationsarbejde af elektriciteten, samt skatter og moms til staten. Dette afsnit beskriver diverse elementer der kan opdeles i følgende kategorier:

- Forsyningspriser
- Distribution og transmissionsafgifter
- Offentlige forpligtelser
- Skatter og moms

Tabel 4 viser den landsgennemsnitlige elpris for de forskellige grupper og elementer i elprisen for 2012. [12,Energitilsynet]

³ Transmission system operator

Tabel 4 – Oversigt af gennemsnitspriserne på elementerne i elprisen

Elementer	Delelementer	Enheder	Husholdninger	Små virksomheder	Store Virksomheder
Forsyningspriser	Forsyningspris	Øre/kWh	36,9	36,9	28,8
	Abonnement	DKK/måned	9,1	9,1	0,0
Distributionsafgifter	Nettariff lokal	Øre/kWh	16,1	14,1	3,6
	Abonnement (net)	DKK/måned	52,4	79,3	4190,9
Transmissionsafgifter	Reg. Transmission	Øre/kWh	1,0	1,0	0,5
	Net- og systemtariff	Øre/kWh	7,6	7,6	7,6
Offentlige forpligtelser	PSO-tariff	Øre/kWh	16,3	16,3	16,3
Skatter	Elafgift	Øre/kWh	69,6	3,0	3,0
	Eldistributionsafgift	Øre/kWh	4,0	1,0	0,0
	Elsparebidrag	Øre/kWh	0,6	0,0	0,0
	CO2-afgift	Øre/kWh	6,4	6,3	5,1
Moms	Moms	Øre/kWh	44,2	0,0	0,0
Faste priser		DKK/måned	61,5	88,4	4190,9
Variable priser		Øre/kWh	198,0	88,9	63,3

Forsyningspriser

Siden liberaliseringen af elmarkedet, har der været konkurrence blandt elselskaberne om at kunne levere den billigste el til kunderne. Forsyningsafgiften er det eneste element i den samlede elpris, som er udsat for denne konkurrence, de andre afgifter er fælles for alle kunder med samme forbrug. Forsyningsprisen kan være sammensat på flere måder alt efter hvad kunden ønsker. Kunden kan vælge enten at være aktiv eller passiv. En aktiv kunde kan frit vælge leverandør, mens en passiv kunde er tilknyttet forsyningspligtselskabet. Kunder tilknyttet forsyningspligtselskabet kan enten betale en forudbestemt kvartalpris, eller en timepris plus en mark-up. Den forudbestemte kvartalspris varierer forsyningspligtselskaberne imellem, og er bestemt af Energitilsynet ud fra selskabernes individuelle produktionskurve. Produktionskurven er bestemt af selskabernes kundesegment. Dette betyder at alle kunder tilsluttet samme forsyningspligtselskab betaler samme elpris. Timeprisen plus mark up kan benyttes af timeafregnede kunder, hvilket primært er kunder med et højt elforbrug. Mark-up prisen dækker leverandørernes balance og administrationsomkostninger, samt en markedsavance. Prisen er bestemt af Energitilsynet, og er beregnet ud fra tre faktorer: grundlastsprisen, profilforsyningsomkostninger og CFD⁴. Mark-up prisen er bestemt 2 år frem i tiden⁵ [13,Energitilsynet].

Distribution og transmissionsafgifter

Distributionsafgifterne dækker de direkte omkostninger af brugen af lav og medium spændingsnettet, og betales til det lokale netselskab. Netselskaberne har monopol på at transportere el i hvert deres geografisk afgrænsede område og der er derfor ingen konkurrence på distributionsafgifterne. For at sikre, at virksomhederne drives effektivt, regulerer Energitilsynet afgifterne via benchmarking [14,Energitilsynet]. Transmissionsafgifterne dækker diverse omkostninger for Energinet.dk for brugen af højspændingsnettet samt vedligeholdelse af forbindelserne til Sverige, Norge og Tyskland.

Offentlige forpligtelser

PSO⁶ afgiften forudbestemmes et kvartal i forvejen af Energinet.dk. PSO afgiften dækker tilskud til vedvarende energiprojekter og anlæg, decentrale anlæg, miljøvenlig elproduktion samt forskning og udvikling. PSO afgiften dækker også omkostninger forbundet med at sikre forsyningssikkerheden. Størstedelen af tilskuddene går til vedvarende energiprojekter og decentrale anlæg. Støtten til elproduktionen fra disse anlæg afregnes i forhold til markedsprisen, hvilket betyder at en lavere elpris vil resultere i en højere PSO afgift og omvendt. Bilag 4 Viser sammenhæng mellem PSO og elpris. Nettoafregnede forbrugere som nettilsluttede egenproducenter med solcelleanlæg er fritaget for at betale tilskuddet til miljøvenlig el, men skal i stedet betale en reduceret PSO tarif, som ved første kvartal af 2013 er fastsat til 1,1 øre/kWh. Forbrugere der bruger over 100 GWh/år betaler en reduceret PSO afgift på den del af deres forbrug der ligger over 100 GWh [15,Energinet.dk].

Skatter og moms

Skatterne udgør størstedelen af den samlede elpris. Skatterne opkræves af leverandøren og betales til staten. Elafgiften blev vedtaget i 1977 til 2 øre/kWh [16,DE]. Elafgiften vil ifølge bekendtgørelsen af lov om afgift af elektricitet § 6 stk. 2 stige med 1,8 % om året frem til 2015 [17,Retsinformation]. Herefter reguleres afgiften efter § 32a i lov om energiafgift af mineralolieprodukter[18,Retsinformation]. Eldistributionsafgiften og energisparerbidraget er fastsat efter bekendtgørelsen

⁴ Cost For Differenece, forskellen mellem systemprisen og engrosprisen i et prisområde.

⁵ Den nuværende mark-up pris gælder fra 1. jan 2012 til 31. december 2013, og er fastsat til 4,6 øre/kWh

⁶ Public Service Obligation

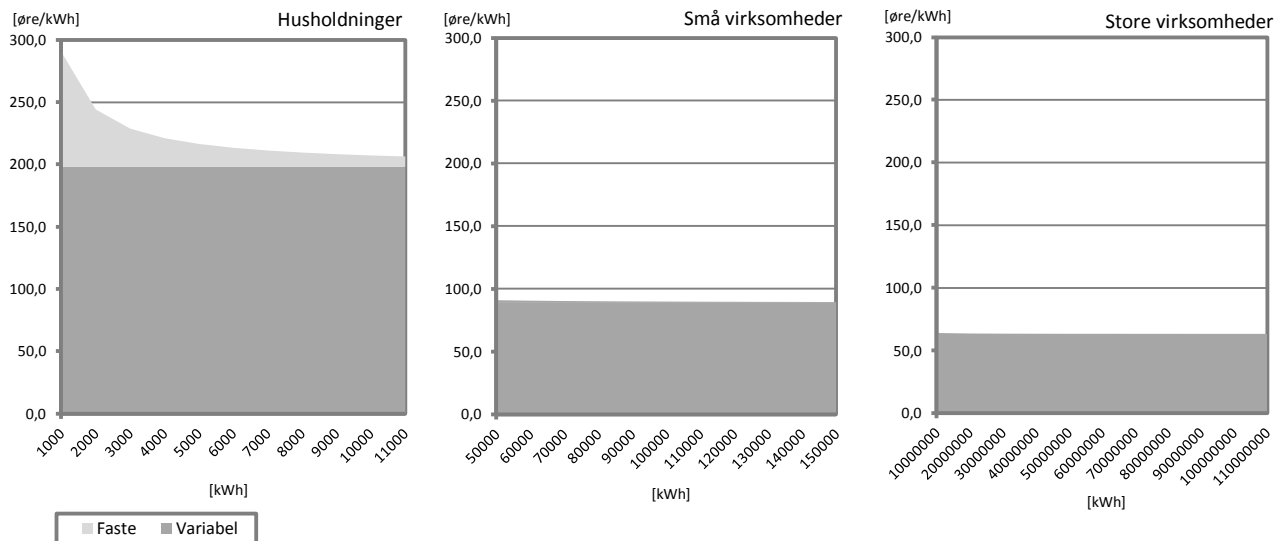
af lov om afgift af elektricitet § 6 stk. 2, og reguleres ikke. CO2-afgiften er tidligere kendt som energispareudgiften. CO2 afgiftens størrelse er til og med 2015 bestemt af bekendtgørelse af lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter § 2 stk. 1, og herefter reguleres afgiften efter § 32a i lov om energiafgift af mineralolieprodukter ifølge § 2 stk. 7 [19,Retsinformation]. Moms i Danmark udgør en mere betaling på 25 %.

Da elementer i elprisen både er faste og variable, vil elprisen for den enkelte forbruger variere alt efter det årlige elforbrug. Jo større forbrug desto lavere pris pr. kWh, da de faste elementer som abonnementer er den samme uanset forbrug. Ved mindre forbrug vil elprisen være større, fordi de faste elementer er større. Til beregning af elprisen for et givent forbrug benyttes formelen forneden. Formlen omregner de faste elementer til variable elementer, og deraf en variabel elpris.

$$Elpris_{2012} \left[\frac{DKK}{kWh} \right] = \frac{Faste\ priser \left[\frac{DKK}{m\ddot{a}nd.} \right]}{\left(\frac{Forbrug \left[\frac{kWh}{\ddot{a}r} \right]}{12 \left[\frac{m\ddot{a}nd.}{\ddot{a}r} \right]} \right)} + Variable\ priser \left[\frac{DKK}{kWh} \right] + Moms \left[\frac{DKK}{kWh} \right]$$

Graf 5 forneden viser den landsgennemsnitlige prisvariationen for husstande, små virksomheder og store virksomheder. Elprisen viser hvordan de faste elementer påvirker elprisen ved forskelligt forbrug.

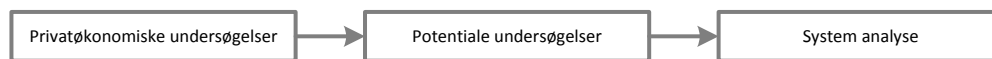
Elpris ved varieret forbrug



Graf 5 – Elpris variationen ved forskellige forbrug for tre kundetyper

3 Metoder

I metodekapitlet gennemgås de anvendte metoder for hver af de tre undersøgelser. I den privatøkonomiske undersøgelse er det undersøgt for hver kategori, hvor økonomisk attraktivt det er at investere i solcelleanlæg. Dette er gjort for den tidligere og den nuværende støtteordning. Som metode til undersøgelsen benyttes costbenefit metoden, som er en økonomisk metode der opvejer indtægter og udgifter. Beregningerne er foretaget i en Excelmodel opbygget til dette projekt, hvor VBA kodning og datatabeller har gjort det muligt, at håndtere det store antal af simuleringer. I potentialeundersøgelsen undersøges det økonomiske potentiale for den nuværende og tidligere lovgivning. Det økonomiske potentiale angiver udnyttelsesgraden af det tekniske potentiale under gældende lovgivning. Det økonomiske potentiale er beregnet ud fra det tekniske potentiale, resultater fra den privatøkonomiske undersøgelse og gennemsnitsbetragtninger for forbruget. Det tekniske potentiale angiver anlægges maksimale størrelse for en given bygning. Elforbruget angiver via resultater fra den privatøkonomiske undersøgelse, hvilken anlægsstørrelse der er mest økonomisk attraktiv inden for den maksimale anlægsstørrelse. I systemanalysen er effekten af udrulningen af solcelleanlæg undersøgt ved den nuværende lovgivning, og er simuleret for hele Danmark i systemanalyseværktøjet STREAM. Simuleringerne er udført for forskellige udnyttelsesgrader, af det økonomiske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg. Effekten er vurderet med hensyn til brændstofforbrug, udledning af skadelige partikler og omkostninger. Figur 2 illustrerer opbygningen af undersøgelserne.



Figur 2 – Oversigt af sammenhængen mellem de tre undersøgelser

3.1 Metoder til privatøkonomiske undersøgelser

De privatøkonomiske undersøgelser beregner den økonomiske attraktivitet for hver kategori ud fra costbenefit metoden, Costbenefit metoden opvejer de årlige indtægter og udgifter, og resultaterne vurderes på baggrund af et økonomisk vurderingsgrundlag. Afsnittet er opdelt i følgende underkapitler:

- 3.1.1 Økonomiske vurderingsgrundlag
- 3.1.2 Modelopbygning
- 3.1.3 Beregninger
- 3.1.4 Simulerede scenarier

3.1.1 Økonomisk vurderingsgrundlag

Der findes flere forskellige parametre til, at vurdere den økonomiske attraktivitet for projekter. I dette afsnit gennemgås de mest anvendte bedømmelsesparametre, og den mest passende vælges som bedømmelsesparameter til de privatøkonomiske undersøgelser. I afsnittet gennemgås følgende parametre:

- 1) Nutidsværdi
- 2) Internrente

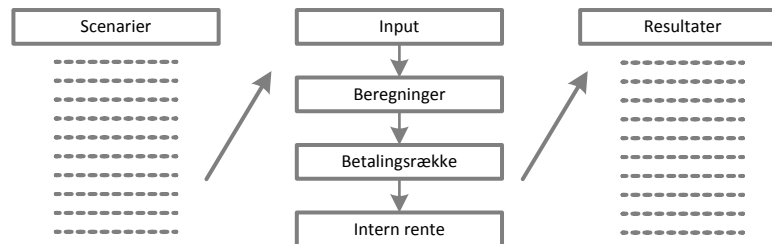
1) Nutidsværdien er værdien af en række fremtidige betalinger. Et solcelleanlæg vil f. eks typisk have en stor udgift i år nul i form af investeringen, og derefter vil der være en betalingsrække, som er summen af indtægter og udgifter det pågældende år, hvilket går igen i de resterende år af anlæggets levetid. Nutidsværdien er investeringsudgiften plus summen af de tilbagediskonterede værdier af betalingsrækken. Til bedømmelse om projektets økonomiske attraktivitet gælder reglen, at hvis nutidsværdien er positiv er projektet økonomisk attraktivt, og hvis NPV er negativ er projektet ikke økonomisk attraktivt.

2) Den interne rente er den diskonteringsrente, der giver en nutidsværdi på nul. Den interne rente er angivet i procent og ikke i faktiske penge som nutidsværdien. Diskonteringsrenten indgår ikke i udregningen af den interne rente, dvs. at risiko, og lånerente ikke indgår i den interne rente, og derfor skal den interne rente være større end diskonteringsrenten før at projektet er økonomisk attraktivt. Hvis den interne rente er mindre end diskonteringsrenten er projektet ikke økonomisk attraktivt.

Da diskonteringsrenten blandt andet afhænger af risiko og lånerenten, vil renten variere fra projekt til projekt. Det vil derfor ikke være muligt at sammenligne projekterne ud fra nutidsværdien. Den interne rente er bedre egnet til at sammenligne projekter med forskellig investeringsstørrelse, og vil derfor blive brugt som sammenligningsgrundlag for de forskellige simulerede scenarier.

3.1.2 Modelopbygning

Modellen til de privatøkonomiske undersøgelser er opbygget i Excel. Undersøgelserne kræver et højt antal simulerede scenarier, som udføres vha. VBA kodning. VBA kodningen er opbygget til at beregne en række scenarier i den samme costbenefit analyse og derefter lagre resultaterne. Opbygningen er som illustreret i Figur 3 forneden.



Figur 3 – Oversigt af modelopbygningen i Excel VBA

3.1.3 Beregninger

Den interne rente beregnes ud fra betalingsrækken, og løses af ligningen forneden.

$$\sum_{n=0}^{n=\text{Garenteret levetid}} \frac{\text{Betalingsrækken}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right]}{(1 + \text{Intern rente } [\%])^n} = 0$$

Betalingsrækken er summen af diverse indtægter og udgifter per år. Ligningen forneden viser betalingsrækken for år n . Investering og udgifter vil påvirke betalingsrækken negativt, mens indtægter vil påvirke positivt. Skat kan variere alt efter hvilken skatteordning der benyttes.

$$\text{Betalingsrækken}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right] = \text{Indtægter}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right] + \text{Investering}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right] + \text{Udgifter}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right] + \text{Skat}_n \left[\frac{\text{DKK}}{\text{år}} \right]$$

Indtægter består summen af produktionsindtjening og produktionsbesparelse. Produktionsindtjening afhænger af feed-in tarif og overproduktion, mens produktionsbesparelse afhænger af elpris og egetforbrug. Investering afhænger af anlægsstørrelse og anlægsprisen per watt. Udgifter afhænger af anlægspris og vedligeholdelsesfaktor. Skat afhænger om egenproducenten beskattes efter skematisk eller virksomhedsordningen. Skematiskordning afhænger af skattebetaling, mens virksomhedsordningen også afhænger af skattefradrag.

Kapacitets, produktions og forbrugsberegninger

Produktionen eller kapaciteten er brugt i alle elementer der indgår i betalingsrækken. I modellen betragtes den indkommende solintensitet ved optimale forhold på $1200 \text{ kWh/m}^2 \text{ år}$ (afsnit 2.2), hvis solcellepanelet afviger i orientering eller hældning fra de optimale forhold ganges med den kvotient, som ses i bilag 5. Den udnyttede solenergi er beregnet til at være solindstrålingen ved optimale forhold ganget med hældnings og orienterings kvotienten samt panel og inverter effektiviteten. Panel og inverter effektiviteten er beregnet til gennemsnitsværdien af solcelleproducenten Gaia solar A/S solcellepaneler. Effektiviteten er beregnet til henholdsvis 12,5 % og 91 %.

$$\text{Udnyttet solenergi} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = \text{Solindstråling} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \cdot \text{Kvotient } [\%] \cdot \text{Inverter eff. } [\%] \cdot \text{Panel eff. } [\%]$$

Det samlede areal på solcelleanlægget er lig med kapaciteten divideret med STC omregningsfaktoren. STC faktoren er beregnet til 144 kWh/m^2 , og angiver watt_{STC} per areal. STC faktoren er brugt for at kunne omregne opgivet anlægsstørrelse fra procenten, der angiver anlægsstørrelse efter de standardiserede test forhold, med den faktiske produktion.

$$\text{Areal} [\text{m}^2] = \frac{\text{Kapacitet} [\text{kW}_{\text{STC}}]}{\text{STC Faktor} \left[\frac{\text{kW}_{\text{STC}}}{\text{m}^2} \right]}$$

Den årlige produktion afhænger af den optagende mængde solenergi pr. areal og det samlede areal.

$$Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = Udnyttet solenergi_n \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ år}} \right] \cdot Areal [m^2]$$

Indtægter

Indtægterne kan inddeles i henholdsvis produktionsindtjening og produktionsbesparelse. Produktionsindtjeningen er værdien af den el der sælges til nettet, og afhænger af feed-in tariffen og overproduktion. Produktionsbesparelsen er værdien af det elforbrug som dækkes af solcelleproduktionen, og er afhængig af elprisen og egetforbruget.

$$Indtægter_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] = Produktionsindtjening_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] + Produktionsbesparelse_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right]$$

$$Produktionsindtjening_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] = Feedin\ tariff \left[\frac{DKK}{kWh} \right] \cdot Overproduktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right]$$

$$Produktionsbesparelse_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] = Elpris_n \left[\frac{DKK}{kWh} \right] \cdot Egetforbrug_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right]$$

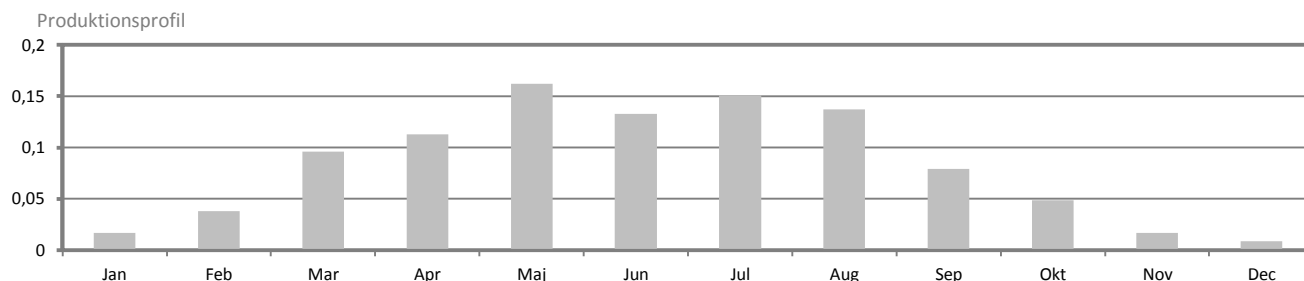
Egetforbrug og overproduktion

Hvis et solcelleanlæg producerer mere end egenproducenten selv kan forbruge, kaldes den overskydende del overproduktion, mens den del som egenproducenten selv kan forbruge kaldes for egetforbrug. Ved årsafregning afregnes der per år, mens der ved timeafregning afregnes per time. Beregningerne af overproduktion og egetforbrug ved årsafregning er derfor simplere at beregne, da det kun kræver information om det årlige forbrug og produktion. Ligningen for beregning af overproduktion og egetforbrug for årsafregnede egenproducenter ses forneden.

$$Overproduktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = \begin{cases} \text{hvis } Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] - Forbrug_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] > 0 \text{ så } Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] - Forbrug_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] \\ \text{hvis } Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] - Forbrug_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] \leq 0 \text{ så } 0 \end{cases}$$

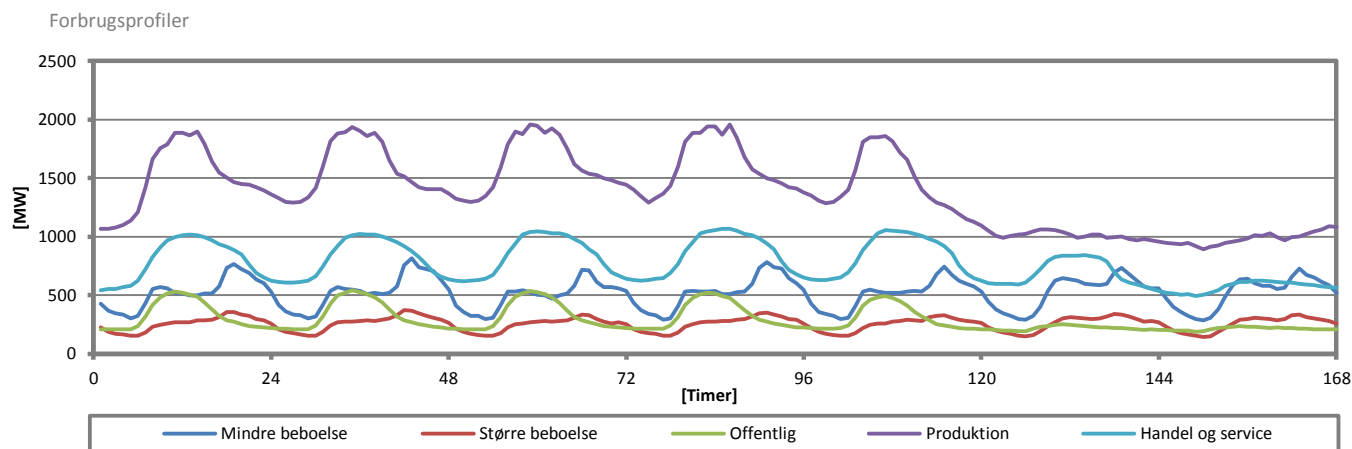
$$Egetforbrug_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] - Overproduktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right]$$

Ved timeafregning beregnes egetforbruget og overproduktion for hver kategori, ved at sammenligne de givne forbrugsprofiler med produktionsprofilen på timeniveau. Produktionen for en given time er bestemt ud fra produktionsdata fra Frederiksborg Gymnasiums solcelleanlæg, profilen er senere verificeret med produktionsdata fra det tysk producerede simuleringssprogram PV Sol Expert, som er anvendt af Gaia Solar A/S, i bilag 6 vises verificeringsgraf. Graf 6 viser den årligt normerede produktionsprofil for hver måned.



Graf 6 – Normeret produktionsprofil for et solcelleanlæg i Danmark

Forbrugsprofilerne er baseret på data fra konkrete målinger [20,Elforbrugspanelerne], der indsamler målinger fra flere målepunkter og beregner det vægtede gennemsnit for hver time. Dvs. at forbrugsprofilerne viser, hvad der må betragtes for en tilnærmelse til det virkelige landsgennemsnit for hver kategori. Forbrugsprofilen er antaget konstant i hele solcelleanlægs levetid, som er fastsat efter den garanterede levetid på 25 år. Forbrugsprofiler er alle fra året 2010. Graf 7 viser det samlede forbrug for hver kategori i uge 25. I bilag 7 vises de årligt normeret forbrugsprofiler for hver kategori.



Graf 7 – Elforbrugsprofiler for de fem kategorier i uge 25

For beboelsesejendomme er der to daglige spids belastninger, om morgenen og om aftenen. I weekenden er forbruget højere, særligt om morgenen. Fællesforbruget for større beboelsesejendomme har tilnærmelsesvis samme profil som lejlighederne. Offentlige bygninger har en generel kortere dagsprofil og ingen udsving i weekenden og i ferieperioder. Produktionsbygninger har ligesom offentlige bygninger højt forbrug i hverdagene og lavt forbrug i weekenderne, samt et lavt forbrug i ferieperioder. Handel og service bygninger har typisk en lang dagsprofil i hverdagene, samt et relativt højt forbrug om lørdagen. Forbruget i ferieperioder er højt sammenlignet med de andre kategorier. Tabel 5 viser antallet af målepunkter for hver kategori. Der er ikke samme antal målepunkter for hver kategori, så præcision om tilnærmelsen til gennemsnittet, varierer mellem kategorierne.

Tabel 5 – Antal målinger for elforbrugsprofiler

Kategori		Antal målinger:
Mindre beboelse		210
Større beboelse	Fæll.	29
	Fæll. + Lejl.	29 + 82
Offentlig		163
Produktion		1021
Handel og service		602

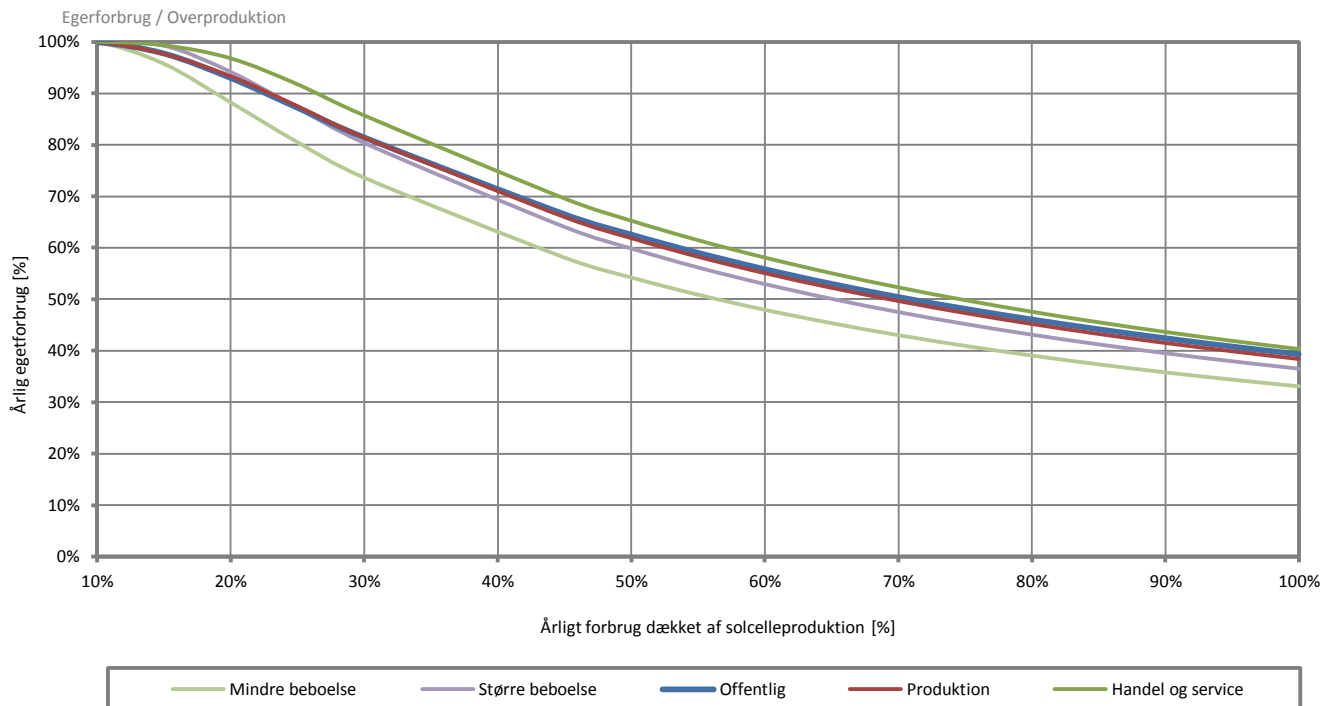
Egetforbruget er kategoriseret ved at være den del af produktionen, der er mindre end forbruget i en given time, mens produktionen der er større end forbruget kategoriseres som overproduktion. Den samlede sum af overproduktion i alle årets timer er den samlede overproduktion, mens resten vil være egenproduktion. Formlerne forneden illustrerer beregningerne af egetforbruget og overproduktionen ved afregning på timebasis.

$$Overproduktion \left[\frac{kWh}{Time} \right] = \begin{cases} \text{hvis } Produktion \left[\frac{kWh}{Time} \right] - Forbrug \left[\frac{kWh}{Time} \right] > 0 \text{ så } Produktion \left[\frac{kWh}{Time} \right] - Forbrug \left[\frac{kWh}{Time} \right] \\ \text{hvis } Produktion \left[\frac{kWh}{Time} \right] - Forbrug \left[\frac{kWh}{Time} \right] \leq 0 \text{ så } 0 \end{cases}$$

$$Overproduktion \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = \sum_{time=1}^{time=8760} Overproduktion \left[\frac{kWh}{Time} \right]$$

$$Egetforbrug \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = Produktion \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] - Overproduktion \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right]$$

Graf 8 illustrerer årligt egetforbrug ved forskellig dækning af det årlige elforbrug ved solcelleproduktionen for en gennemsnitsbygning i hver kategori. Den maksimale forskel imellem de forskellige kategorier er ca. 10 %-point, og vil være når solcelleproduktion dækker lidt under halvdelen af det årlige elforbrug.

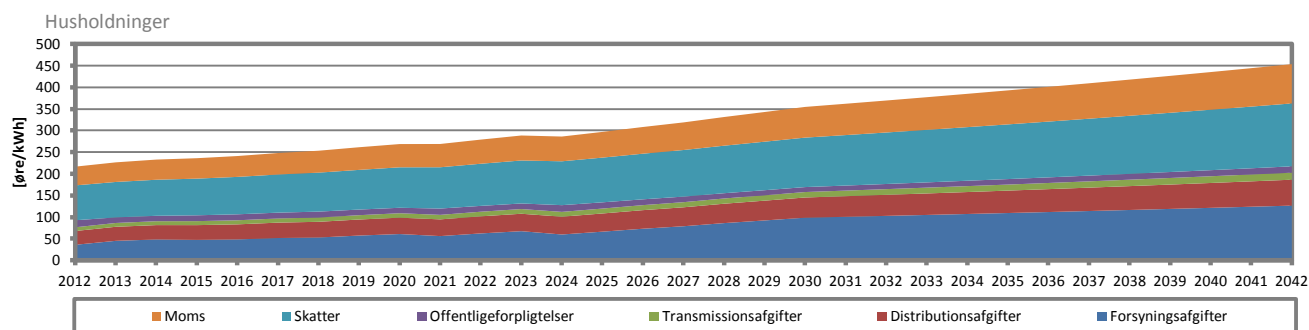


Graf 8 – Oversigt af egetforbrug og overproduktion for timeafregnede solcelleanlæg

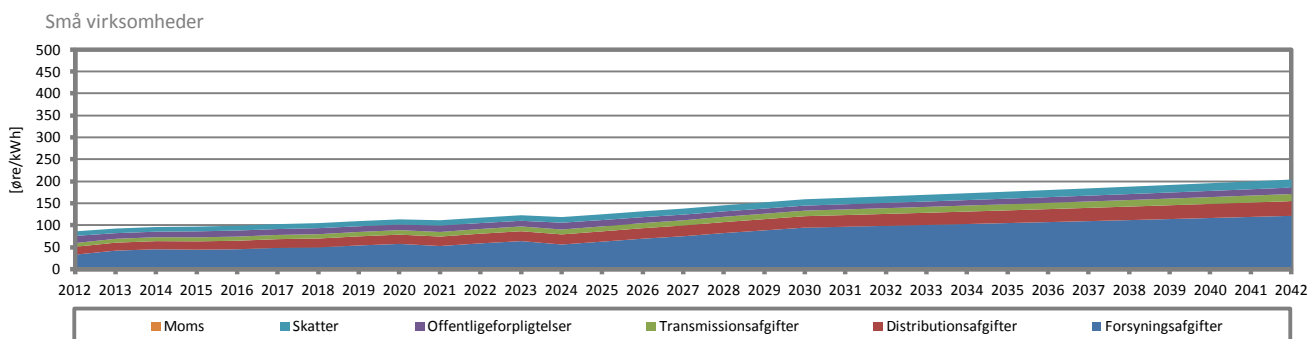
Elpris

Elprisen afhænger af størrelsen af forbruget og prisudviklingen af elementerne i elprisen. Beregningen af elprisen i 2012 for et givent forbrug er beskrevet i afsnit 2.3.3. Fremskrivningen af elprisen er udført ved at fremskrive hvert element i elprisen individuelt. Markedsprisen er fremskrevet efter Energistyrelsens markedsprisfremskrivning. Abonnementerne er antaget til at følge inflationen. De resterende elementer følger udviklingen beskrevet i afsnit 2.3.3. Graf 9, Graf 10 og Graf 11 illustrerer den beregnede elprisudvikling for de tre prisgrupper. De store prisudsvingninger skyldes primært planlagt idriftsættelse af nye kernekraftværker i Finland [21,ENS]. De viste priser er gennemsnitspriser ved bestemte forbrug. I beregningerne beregnes den procentvise udvikling som vist i formen forneden.

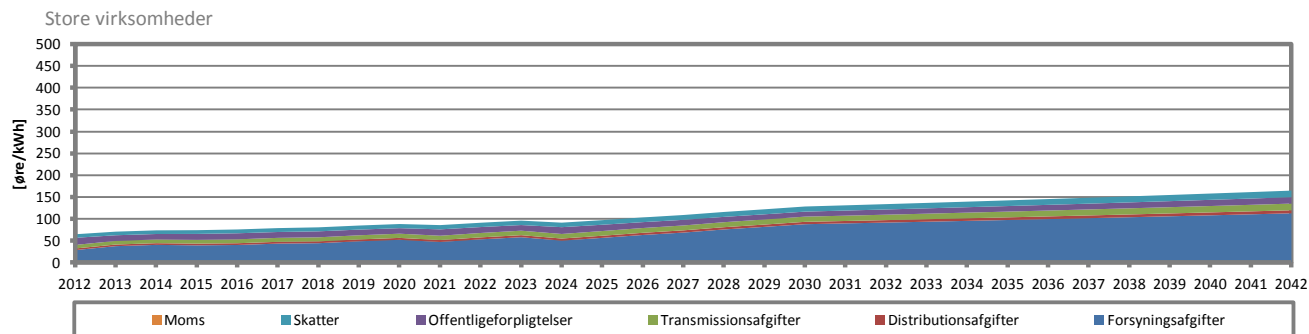
$$Elpris_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] = Elpris_{2012} \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] \cdot (1 + Fremskrivning_n [\%])$$



Graf 9 – Beregnet elprisfremskrivning for husholdninger med årlig elforbrug på 4000 kWh



Graf 10 – Beregnet elprisfremskrivning for små virksomheder med årligt elforbrug på 100.000 kWh



Graf 11 - Beregnet elprisfremskrivning for store virksomheder med årligt elforbrug på 50 mio. kWh

Tabel 6 viser hvilke grupper der antages at hører til hvilke elpris grupper. Antagelserne bygger på det gennemsnitlige elforbrug for hver kategori, som er beregnet i afsnit 3.2.1. For produktionsbygninger udføres også simuleringer for bygninger med særligt stort elforbrug.

Tabel 6 – Antaget elpris tilhørsforhold

Kategori		Elpris gruppe
Mindre beboelse		Husholdninger
Større beboelse	Fæll.	Husholdninger
	Fæll. + Lejl.	Husholdninger
Offentlig		Små virksomheder
Produktion		Små virksomheder
		Store virksomheder
Handel og service		Små virksomheder

Feed-in tarif

Feed-in tariffen for overproduktionen for hver investeringsår kan ses i Tabel 7. Den tidligere og nuværende støtteordning er gennemgået i afsnit 2.1.1.

Tabel 7 – Udvikling af feed-in tarif

Installeringsåret	Feed-in tarif		
	10 år – Individuelt anlæg	10 år – Fælles anlæg	Efter 10 år
2012	0,60 DKK/KWh	0,60 DKK/KWh	0,40 DKK/kWh
2013	1,30 DKK/KWh	1,45 DKK/KWh	Markedspris
2014	1,16 DKK/KWh	1,28 DKK/KWh	Markedspris
2015	1,02 DKK/KWh	1,11 DKK/KWh	Markedspris
2016	0,86 DKK/KWh	0,94 DKK/KWh	Markedspris
2017	0,74 DKK/KWh	0,77 DKK/KWh	Markedspris
2018	0,60 DKK/KWh	0,60 DKK/KWh	Markedspris

Investering

Investeringsudgiften er lig med anlægsprisen, hvor der i anlægsprisen indgår elementerne listet forneden.

$$Investering_n [DKK] = Anlægspris_n [DKK]$$

- 1) Panel og inverter pris
- 2) Monteringspris
- 3) Udgifter til Rådgivning

1) Panel- og inverterprisen afhænger af type og kvalitet. Inverterprisen udgør typisk en lille del den samlede pris. Der findes forskellige typer af solcellepaneler, hvoraf de mest udbredte er de krystallinske solcellepaneler, som beskrevet i afsnit 2.2. Der fokuseres i det følgende derfor alene på priser for krystallinske solcellepaneler. Panelprisen afhænger af markedet i Danmark og på verdensplan. Hvis konkurrencen øges på markedet, vil panelprisen falde. Panelprisen er relativt konstant ved alle anlægsstørrelser, og man skal købe mange paneler før en storkøbsrabat opnås [22,ProSolar].

2) Monteringsprisen afhænger af tagtype, tagforhold og eventuelle omkostninger til stillads og kran. Der findes forskellige monteringsystemer alt efter taghældning og -belægning. Grundlæggende findes der to tagtyper: flade tage og skråtage. Til flade tage er der to installeringsmuligheder, som giver panelerne en hældning. Dette giver en bedre udnyttelse af solintensiteten, end hvis panelerne lå vandret. Ballastkasser er den billigste løsning, men det er også en tungere løsning, der kræver et mere robust tag. Stativløsning er en dyrere løsning, men til gengæld kan den installeres på tage, der ikke kan bære vægten fra ballastkasser. Stativløsning må også betegnes som den mest æstetiske løsning. Dog spiller æstetikken på flade tage en mindre rolle end på skråtage, da det ikke kan ses fra gadeplan. Til skråtage kan solcellepanelerne enten monteres oven på taget eller indbygges i taget, som en integreret løsning. Solcellepaneler monteret oven på taget er generelt en billigere løsning end integration, men integrerede solcellepaneler må betegnes som mest æstetisk. Før fastlæggelse af monteringsstype bør der foretages en generel statikvurdering, der kan sikre at taget er egnet til solcellepaneler, og i så fald hvilken monteringsløsning der er den bedst egnede til det specifikke tag. [23,DS]. Omkostninger til stillads og kran afhænger af højden af bygningen, og hvor tilgængelig bygningen er. Det er ikke i alle tilfælde, at stillads er nødvendigt. På flade tage kan man undgå stillads ved at undlade opsætning af solcellepaneler tæt på tagkanten. Ved ældre tage, som alligevel skal gennemgå omfattende renovering, kan omkostningerne til stillads, kran og arbejds løn reduceres ved at opsætte solcelleanlægget i forbindelse med renoveringen af taget.

3) Der vil typisk være udgifter til rådgivning ved større solcelleanlæg, hvor der er brug for omfattende statikberegninger, assistance fra arkitekt og/eller hjælp til håndtering af praktiske og juridiske forhold.

Priser brugt i rapporten er grundet de ovenstående forhold inddelt i to grupper: mindre solcelleanlæg og større solcelleanlæg. Det er antaget, at mindre solcelleanlæg kun omfatter kategorien mindre beboelsesejendomme, mens store solcelleanlæg omfatter de resterende kategorier. Tabel 8 viser hvilke prisgrupper, der er antaget for hvilke kategorier. Ved installation af mindre solcelleanlæg er det antaget, at omkostningerne til stillads, kran og montering er begrænsede. Investeringsprisen for mindre anlæg er derfor bestemt til at være en gennemsnitspris udregnet ud fra solcellepriser.dk, som opgiver priser fra forskellige leverandører. Ifølge hjemmesiden er priserne inklusiv standardmontering. For større anlæg er den gennemsnitlige investeringspris bestemt ud fra inputs fra HOFOR A/S og Gaia Solar A/S, der begge har erfaring med opsætning af større solcelleanlæg. Grundet fortrolighed er det ikke muligt at vise prisen for de beskrevne delelementer i anlægsprisen. Graf 12 illustrerer, at der er inkluderet faste omkostninger for stillads, kran og rådgivning, hvilket gør, at prisen per installeret watt for små anlægsstørrelser er meget høj. De brugte ligninger til beregning af pris per installeret watt for mindre og større solcelleanlæg samt den samlede anlægspris er vist nedenfor.

Mindre solcelleanlæg:

$$\text{Pris} \left[\frac{\text{DKK}}{\text{W}_{\text{STC}}} \right] = 25,034 \cdot \text{Kapacitet} [\text{W}_{\text{STC}}]^{-0,207}$$

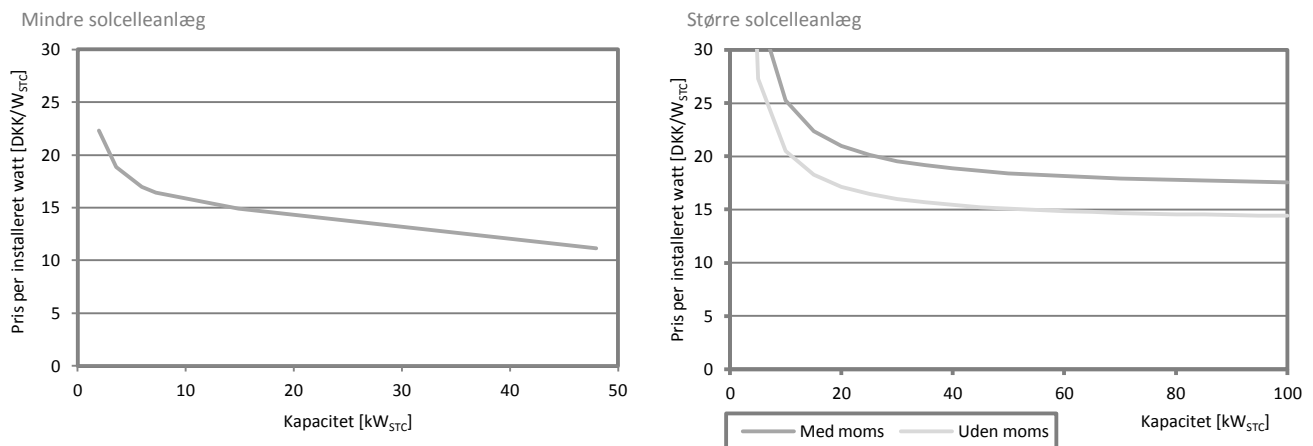
Større solcelleanlæg:

$$\text{Pris} \left[\frac{\text{DKK}}{\text{W}_{\text{STC}}} \right] = \frac{\text{Faste priser} [\text{DKK}]}{\text{Kapacitet} [\text{W}_{\text{STC}}]} + \text{Variable} \left[\frac{\text{DKK}}{\text{W}_{\text{STC}}} \right]$$

Samlet anlægspris:

$$\text{Anlægspris 2012} [\text{DKK}] = \text{Pris} \left[\frac{\text{DKK}}{\text{W}_{\text{STC}}} \right] \cdot \text{Kapacitet} [\text{W}_{\text{STC}}]$$

Graf 12 illustrerer anlægspriserne per installeret watt for mindre og større solcelleanlæg. Ved større solcelleanlæg er prisen opgjort med og uden moms. Priserne for mindre solcelleanlæg er kun repræsentative for anlæg mellem 1,5 kW_{STC} og 50 kW_{STC}.



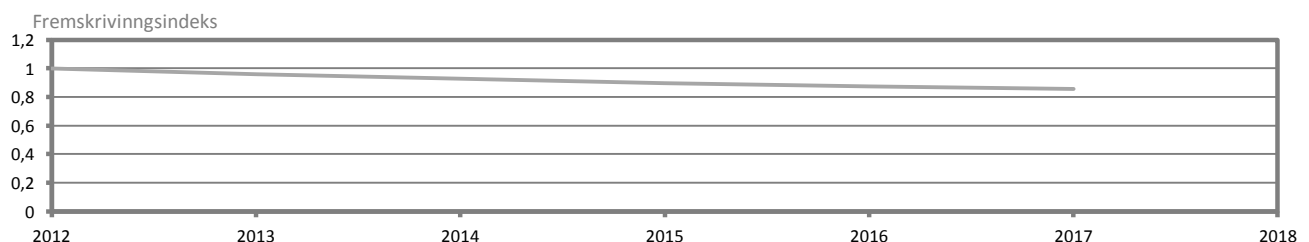
Graf 12 – Solcelleanlægspriser ved varieret anlægsstørrelse

Tabel 8 viser hvilken anlægspris, der er antaget til hvilken kategori. Momsforholdene er vist i Tabel 10. Antagelserne er baseret på det gennemsnitlige årlige elforbrug for bygninger inden for hver kategori.

Tabel 8 – Anlægspris tilhørsforhold

Kategori		Anlægspris gruppe
Mindre beboelse		Mindre solcelleanlæg m. moms
Større beboelse	Fæll.	Større solcelleanlæg m. moms
	Fæll. + Lejl.	Større solcelleanlæg m. moms
Offentlig		Større solcelleanlæg u. moms
Produktion		Større solcelleanlæg u. moms
		Større solcelleanlæg u. moms
Handel og service		Større solcelleanlæg u. moms

Fremskrivningen af investeringsprisen for alle kategorier er antaget til at være lig med EPIA systemprisfremskrivning, som er baseret på et gennemsnitligt europæisk anlæg [24,EPIA]. Indekset for fremskrivning er vist i Graf 13 i faste priser (2012).



Graf 13 – Anlægsprisudvikling for 2012 til 2018

Investeringsprisen i løbende priser for år n er en funktion af anlægsprisen for år 2012 og fremskrivning i faste priser samt inflationen.

$$\text{Anlægspris}_n [\text{DKK}] = \text{Anlægspris 2012} [\text{DKK}] \cdot \text{Fremskrivningsindeks} [-] \cdot \text{Inflationsindeks} [-]$$

Udgifter

De årlige løbende udgifter ved solcelleanlæg er primært udgifter forbundet med vedligeholdelse. Vedligeholdelses-udgiften er antaget til at udgøre en procentdel af den beregnede investeringspris. Vedligeholdelsesfaktoren er 0,35 % for både mindre og større anlæg. Vedligeholdelsesudgiften dækker også udskiftning af inverter.

$$Udgifter_n [DKK] = Vedligeholdelse_n [DKK]$$

$$Vedligeholdelse_n [DKK] = Anlægspris_n [DKK] \cdot Vedligeholdelsesfaktor [\%]$$

Skat og moms

Den udarbejdede excel model er i stand til at medregne de to grundlæggende skatteordninger, der er relevant for egenproducenter med solcelleanlæg. Service ordningen som kun var mulig at benytte med den tidligere lovgivning er også implementeret, men kun i kombination med den skematiske ordning, da egenproducenter ellers kunne opnå fradrag for den samme udgift to gange.

Serviceordning:

Service ordningen, som beboelsesejendomme kunne gøre brug af indtil slutningen af 2012, og som giver fradrag til udgifter for lønnen ved vedligeholdelsesarbejde. I rapporten bruges 1,6 personer per beboelsesejendom, som er landsgennemsnittet ifølge Dansk statistik. Kommuneskatten er lig med den gennemsnitlige kommuneskat på 24,9 % [25,skm]

$$Service\ ordning\ besparelse [DKK] = fradrag\ per.\ pers. \left[\frac{DKK}{pers.} \right] \cdot antal\ pers. [pers.] \cdot Kommuneskat [\%]$$

Skematiskordning:

Ved den skematiske ordning betales 60 % i skat af al produktionsindtjening på over bundfradraget på 7000 DKK om året. Alle beboelsesejendomme der installerer solcelleanlæg med den nuværende lovgivning, tilmeldes den skematiske ordning, mens det før var muligt at tilmelde sig virksomhedsordning. Virksomheder kan med den nuværende lovgivning stadig tilmelde sig virksomhedsordningen. Skatteprocenten er lig med person marginal topskatten, som er beregnet i bilag 8.

$$\begin{aligned} & \text{Hvis } Produktionsindtjening_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] > Bundfradrag \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] \text{ så} \\ Skat_{skematisk,n} \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] &= \left(Produktionsindtjening_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] - Bundfradrag_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] \right) \cdot 60 \% \cdot Skatteprocent [\%] \end{aligned}$$

Virksomhedsordningen:

Virksomhedsordningen er delt op i henholdsvis skattebetaling og skattefradrag. Den samlede besparelse eller udgift med virksomhedsordningen er summen af skattebetalingen og skattefradraget.

$$Skat_{virksomhed,n} \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] = Skattebetaling_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right] + Skattefradrag_n \left[\frac{DKK}{\text{år}} \right]$$

Ved skattebetaling, betales skat af den skattepligtige indkomst, som er fastsat til værdien, af hvad hele produktionen ville kunne sælges til nettet for.

$$Skattebetaling_n [DKK] = Produktion_n \left[\frac{kWh}{\text{år}} \right] \cdot Feed - in\ tarif \left[\frac{DKK}{kWh} \right] \cdot Skatteprocent [\%]$$

Med skattefradraget kan der afskrives 25 % af fradragssummen hver år. Fradragssummen var med den tidligere lovgivning 115 % af investeringsomkostningerne, men den nuværende lovgivning er fradragssummen 100 % af investeringsudgifterne. Skattefradraget beregnes med formlen vist for neden.

$$Skattefradrag_n [DKK] = Skatteprocent [\%] \cdot 25\% \cdot Fradragssum [DKK] \cdot (1 - 25\%)^{n-1}$$

Tabel 9 viser hvilke skatteordninger der er tilhører hvilke kategorier.

Tabel 9 – Skatteordnings tilhørsforhold

Kategori		Skatteordning	
		Tidligere lovgivning	Nuværende lovgivning
Mindre beboelse		Skematisk	Skematisk
		Skematisk + Service	
		Virksomhed 115 %	
Større beboelse	Fæll.	Skematisk	Skematisk
	Fæll. + Lejl.		Skematisk
Offentlig		-	-
Produktion		Virksomhed 115 %	Virksomhed 100 %
Handel og service		Virksomhed 115 %	Virksomhed 100 %

Moms:

Tabel 10 viser hvilket kategorier der er antaget til at være momspligtig.

Tabel 10 – Antaget momsbetaling

Kategori		Momspligtig
Mindre beboelse		Ja
Større beboelse	Fæll.	Ja
	Fæll. + Lejl.	Ja
Offentlig		Nej
Produktion		Nej
		Nej
Handel og service		Nej

3.1.4 Simulerede scenarier

Tabel 11 og Tabel 12 viser de simulerede scenarier for henholdsvis den tidligere og nuværende lovgivning. For hver kategori er det angivet hvilken størrelse eller hvilken gruppering, der er simuleret for. I simuleringerne varierer kapaciteten og elforbruget. Usikkerhederne forbundet med diverse antagelser er diskuteret i diskussionen.

Tabel 11 – Simulerede scenarier for den tidligere lovgivning

Tidligere lovgivning										
Kategori		Inv. År	Afregning	Kapacitet [kW]	Forbrug [kWh]	Elpris	Feed-in tarif [DKK/kWh]	Anlægspris	Skatteordning	Moms
Mindre beboelse		2012	Årsbasis *	1 – 50	500 – 20000	Hus.	0,6 – 0,4	Mindre	Skematisk	Ja
									Skematisk + Service	
									Virksomhed 115 %	
Større beboelse	Fæll.	2012	Årsbasis	5 – 400	5000 - 200000	Hus	0,6 – 0,4	Større	Skematisk	Ja
Offentlig		2012	Årsbasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	0,6 – 0,4	Større	-	Nej
Produktion		2012	Timebasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	0,6 – 0,4	Større	Virksomhed 115 %	Nej
					500000 – 200000000	S. virk				
Handel og service		2012	Timebasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	0,6 – 0,4	Større	Virksomhed 115 %	Nej

*For anlægskapaciteter over 6 kW, vil afregningen være på timebasis.

Tabel 12 - Simulerede scenarier for den nuværende lovgivning

Nuværende lovgivning										
Kategori		Inv. År	Afregning	Kapacitet [kW]	Forbrug [kWh]	Elpris	Feed-in tarif [DKK/kWh]	Anlægspris	Skatteordning	Moms
Mindre beboelse		2013	Timebasis	1 – 50	500 – 20000	Hus.	1,3	Mindre	Skematisk	Ja
Større beboelse	Fæll.	2013	Timebasis	5 – 400	5000 - 200000	Hus	1,45	Større	Skematisk	Ja
	Fæll. + Lejl.						1,3			
Offentlig		2013	Timebasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	1,3	Større	-	Nej
Produktion		2013	Timebasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	1,3	Større	Virksomhed 100 %	Nej
					500000 – 200000000	S. virk				
Handel og service		2013	Timebasis	5 – 400	5000 – 200000	M. virk	1,3	Større	Virksomhed 100 %	Nej

3.2 Metoder til potentialeundersøgelse

Det økonomiske potentiale for tagmonterede solceller er defineret ved at være den producerede strøm fra de solcellepaneler der er økonomisk attraktive at installere under gældende lovgivning. Det tekniske potentiale er defineret, som den strøm der er muligt at producere upågtet af økonomi, men begrænset af teknikken, som teknologien og tagfladerne. Afsnittet for metoder til potentiale undersøgelserne, er opdelt i følgende underkapitler:

- 3.2.1 Teknisk potentiale
- 3.2.2 Økonomisk vurderingsgrundlag
- 3.2.3 Modelopbygning
- 3.2.4 Simulerede scenarier

3.2.1 Teknisk potentiale

Det tekniske potentiale er beregnet samlet for hele Danmark, og for hver bygning inden for hver kategori. På landsplan er det tekniske potentiale beregnet ud fra simuleringens resultater af den samlede mulige produktion og en tagudnyttelsesfaktor. Det tekniske potentiale per bygning er beregnet ud fra det samlede tekniske potentiale, samt potentialevariationen for København kommune, som er skaleret op på landsplan.

Simuleret produktion:

Den simulerede produktion fra tagmonterede solcelleanlæg er udarbejdet af Bernd Möller fra afdelingen Udvikling og Planlægning fra Aalborg Universitet (AAU). De modtagne resultater er foreløbige og angiver det mulige produktion fra solceller på tagflader i Danmark. Produktionsresultaterne er angivet efter BBR registrering, hvilket gør det muligt sortere produktion efter bygningstype og kommune. For Københavns kommune kendes produktionen individuelt for hver enkelt bygning, mens produktionen for de resterende kommuner kun kendes, som summen af hver bygningstype efter BBR registreringen. Den simulerede produktion for hver tagflade er beregnet, ved at tagfladerne først lokaliseres med kort fra Geodatastyrelsen der har udviklet en DEM (Digital Elevation Model) model, som er baseret på LiDaR (Light Detection And Ranging), der kan angive højden på bygninger og objekter, med en pixelopløsning på $1,6 \text{ m} \cdot 1,6 \text{ m} = 2,56 \text{ m}^2$. Denne model gør det muligt at medregne skyggepåvirkningen på en given flade fra omkringliggende bygninger. Herefter beregnes solintensiteten individuelt for hver pixel via programmet ArcGIS 10. En tagflade består altså af flere sammenhængende pixels. Pixels der generer mindre end 70 kWh/m^2 er frasorteret, det samme er sammenhængende arealer på mindre end 20 m^2 . Produktionen er beregnet med antagelsen om at orienteringen og hældningen for solcellerne følger tagfladen. [26, B.Möller]

Tabel 13 – Simuleret produktion for hver kategori i Danmark

Kategori:	Ukendt	Mindre beboelse	Større beboelse	Offentlig	Produktion	Handel og service
Simuleret produktion [GWh]	2924	8960	801	1003	6718	1534

Tabel 13 viser den simulerede produktion for hver kategori på landsplan. Tilsammen er potentialet 22 TWh, hvoraf ca. 3 TWh tilhører ukendte bygningstyper i BBR. Den grove pixelopløsning gør at simuleringerne ikke tager højde for mindre forstyrrende objekter på tagene. Derfor er en tagudnyttelsesfaktor bestemt.

Tagudnyttelsesfaktor:

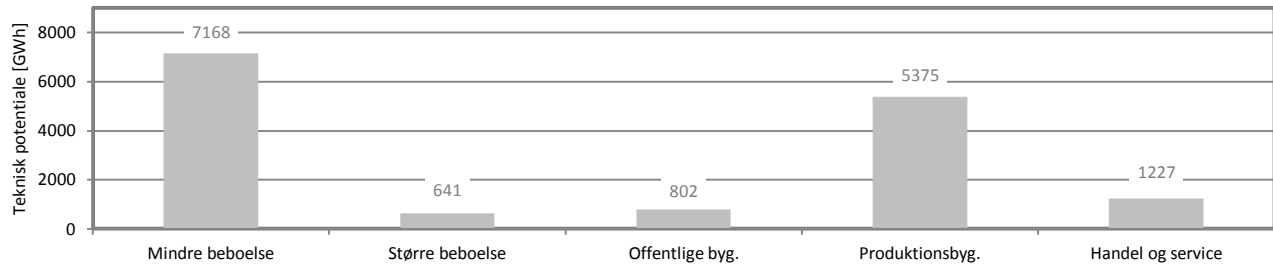
Tagudnyttelsesfaktoren tager højde for mindre forstyrrende objekter, som tagvinduer og udluftningskanaler. Det er i projektet estimeret ud fra fotos, at mindre forstyrrende objekter udgør 20 % af tagene i gennemsnit. Billederne kan ses i bilag 9.

$$\text{Tagudnyttelsesfaktor [\%]} = 80 \%$$

Det samlede tekniske potentiale er beregnet, som funktion af den simulerede produktion og den bestemte tagudnyttelsesfaktor.

$$\text{Teknisk potentiale [kWh]} = \text{Simuleret produktion [kWh]} \cdot \text{Tagudnyttelsesfaktor [\%]}$$

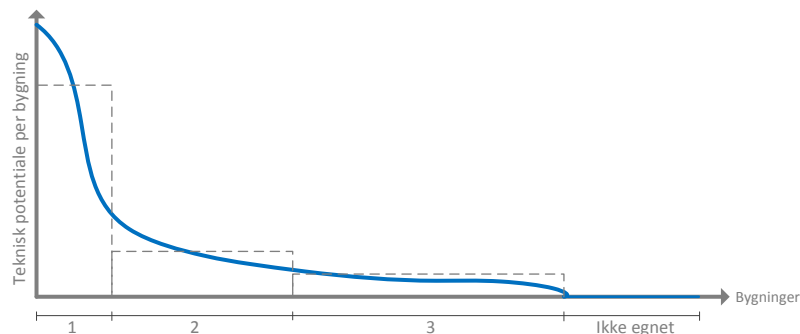
Graf 14 viser det samlede tekniske potentiale for hver kategori på landsplan.



Graf 14 – Teknisk potentiale for hver kategori i Danmark

Teknisk potentiale per bygning

Det tekniske potentiale per bygning, varierer fra bygning til bygning afhængig af tilgængelighed, størrelsen, orienteringen og hældningen for solcellepanelerne. For at medregne denne forskel i det tekniske potentiale, er variationen for det tekniske potentiale per bygning for hver kategori i København, skaleret op på landsplan. Det optimale vil være at betragte det tekniske potentiale individuelt for alle 2,5 million bygninger, men dette vil være for omfattende i denne rapport. Produktionsfordelingen for hver kategori kan ses i bilag 10. Hver kategori er aggregeret i fire grupper i den prioriterede rækkefølge: 1, 2, 3 og ikke egnet. Gruppe 1 udgør de 10 % af de egnede bygninger, der har mulighed for den højeste produktion, gruppe 2 udgør de næste 30 % og gruppe 3 udgør de sidste 60 %. De ikke egnede bygninger er forskellen på registrerede bygninger i BBR og de egnede bygninger i den simulerede produktion. Inddelingen er vist i Figur 4. Produktionen per bygning er inden for hver gruppe beregnet til at være gennemsnittet af grupperingens samlede produktionssum.



Figur 4 – Beregningsfremgang for teknisk potentiale per bygning

Hvis en bygnings simulerede produktion er større end nul, dvs. at den ikke er frasortet pga. af betingelserne i den simulerede produktion, er den karakteriseret som en egnet bygning. Beregningerne af antal bygninger i hver gruppe for hver kategori er beregnet med nedenstående ligninger.

$$\text{Antal bygninger}_{\text{Grup.1,Kat.y}} = 10 \% \cdot \text{Antal egnede bygninger}$$

$$\text{Antal bygninger}_{\text{Grup.2,Kat.y}} = 30 \% \cdot \text{Antal egnede bygninger}$$

$$\text{Antal bygninger}_{\text{Grup.3,Kat.y}} = 60 \% \cdot \text{Antal egnede bygninger}$$

Tabel 14 viser størrelse af hver gruppe for hver af de fem kategorier. Størrelsen er angivet i antal bygninger og procentvis størrelse i forhold til det samlede bygningsantal oplyst i BBR-regisret.

Tabel 14 – Bygninger inddelt efter teknisk potentiale

Antal bygninger	Mindre		Større		Offentlig		Handel og Service		Produktion	
	% af BBR	Bygninger	% af BBR	Bygninger	% af BBR	Bygninger	% af BBR	Bygninger	% af BBR	Bygninger
Gruppe 1	9 %	128962	6 %	5375	10 %	6107	6 %	32309	10 %	8799
Gruppe 2	27 %	387550	18 %	16139	29 %	18220	17 %	96546	30 %	26288
Gruppe 3	54 %	773919	36 %	32148	58 %	36316	34 %	192459	59 %	52433
Egnede byg.	90 %	1290431	60 %	53662	97 %	60643	56 %	321315	99 %	87520

Den potentielle produktion for hver gruppe i hver kategori er beregnet med formlen forneden, og er summen af det tekniske potentiale fra bygninger i den pågældende gruppe. Tabel 15 viser den potentielle produktion som procentdel af det tekniske potentiale, og som sum for hver gruppe og kategori.

$$Tekniske\ potentiale_{Grup.x,Kat.y} [kWh] = \sum_{Antal\ bygninger_{Grup.x,Kat.y}} Tekniske\ potentiale_{Grup.x,Kat.y} \left[\frac{kWh}{Byg.} \right]$$

Tabel 15 – Summen af det tekniske potentiale for hver potentialegruppe

Teknisk potentiale	Mindre		Større		Offentlig		Handel og Service		Produktion	
	% af tek. pot.	[GWh]	% af tek. pot.	[GWh]	% af tek. pot.	[GWh]	% af tek. pot.	[GWh]	% af tek. pot.	[GWh]
Gruppe 1	28 %	1992	44 %	283	54 %	435	58 %	709	60 %	3244
Gruppe 2	34 %	2414	38 %	245	33 %	264	33 %	399	30 %	1612
Gruppe 3	38 %	2750	18 %	113	13 %	103	10 %	118	10 %	510

Det gennemsnitlige tekniske potentiale per bygning i henholdsvis gruppe og kategori, beregnes ved at dividere potentiale med antallet af bygninger i samme kategori og gruppe. Tabel 16 viser det beregnede tekniske potentiale for kategori og bygning, potentialet er angivet som kWh og kW_{std}.

$$Teknisk\ potentiale_{Grup.x,Kat.y} \left[\frac{kWh}{Byg.} \right] = \frac{Teknisk\ potentiale_{Grup.x,Kat.y} [kWh]}{Antal\ bygninger_{Grup.x,Kat.y} [Byg.]}$$

Tabel 16 – Teknisk potentiale per bygning i henholdsvis potentialegruppe og kategori

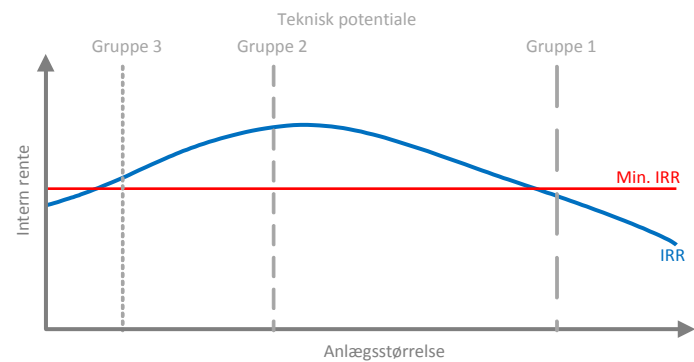
Teknisk potentiale per bygning		Mindre	Større	Offentlig	Handel og Service	Produktion
Gruppe 1	[kWh/Byg.]	15450	52625	71154	21953	368717
	[kW _{std} /Byg.]	18,2	61,9	83,7	25,8	433,8
Gruppe 2	[kWh/Byg.]	6229	15184	14478	4130	61316
	[kW _{std} /Byg.]	7,3	17,9	17,0	4,9	72,1
Gruppe 3	[kWh/Byg.]	3553	3504	2843	613	9726
	[kW _{std} /Byg.]	4,2	4,1	3,4	0,7	11,4

3.2.2 Økonomisk vurderingsgrundlag

Ved investering i et solcelleanlæg kan der være flere parametre, der har indflydelse på den endelige beslutning for den mulige investor. Ikke alle individer fokuserer alene på den økonomiske forrentning. F. eks vil nogle borgere gerne medvirke til en grønnere energiproduktion, og for dem kan den økonomiske forrentning have en mindre indflydelse end for andre. Denne rapport fokuserer på de økonomiske incitamenter. Den økonomiske forrentning skal som grundregel være større end kalkulationsrenten. Kalkulationsrenten afspejler det mistede alternative afkast, som investeringssummen kunne have indbragt ved anden investering [27,Ens]. Den samfundsmæssige kalkulationsrente i Danmark er på 5 % i faste priser, hvilket er højere end andre lande i Europa. I Tyskland er renten 2,2 % og i Sverige og Norge 4 % [28,Concito]. Grundet de store forskelle og usikkerheder omkring den individuelle forrentningsgrænse, er det økonomiske potentiale beregnet for en minimumsforrentningsgrænse for henholdsvis 3 %, 5 %, og 7 %.

3.2.3 Modelopbygning

Modellen til beregning af det økonomiske potentiale er opbygget i Excel. Det økonomiske potentiale for hver kategori beregnes ud fra resultater fra den privatøkonomiske undersøgelse samt det tekniske potentiale. Beregningerne er lavet med antagelsen om, at mulige egenproducenter ønsker den højst mulige forrentning ved investering i et solcelleanlæg. Dvs. at det økonomiske potentiale er beregnet, ved at være den anlægsstørrelse, der giver den højeste forrentning. Den maksimale anlægsstørrelse for en given bygning er defineret ved det tekniske potentiale. Bygninger inden for samme kategori vil have et forskelligt teknisk potentiale grundet de fysiske forskelle bygningerne imellem. Disse fysiske forskelle er medregnet ved, at aggregerer de egnede bygninger i tre grupper for hver kategori. Det tekniske potentiale per bygning er højest for gruppe 1 og lavest for gruppe 3. Figur 5 illustrerer grænsebetingelserne for udregningen af det økonomiske potentiale for en given kategori. I figuren vil det økonomiske potentiale være lig med tekniske potentiale for bygninger i gruppe 3 og 2, mens toppunktet på kurven vil være lig det økonomiske potentiale for bygninger i gruppe 1.



Figur 5 – Beregningsfremgang af økonomisk potentiale

Den interne rente for hver kategori beregnes med resultater fra den privatøkonomiske undersøgelse, med antagelse om et gennemsnits elforbrug for bygninger i samme kategori.

Forbrug per bygning

Elforbruget for hver bygning er beregnet, som det gennemsnitlige elforbrug på landsplan. Hvilket vil sige at det er antaget at alle bygninger inden for hver kategori forbruger det samme i el. Beregningerne tager dermed ikke højde for den variation der må være mellem bygninger inden for samme kategori. Der er derfor lavet følsomhedsanalyse på denne parameter. Tabel 17 viser forbruget for hver kategori på landsplan [20,Elforbrugspanelerne], antallet af bygninger i hver kategori i BBR og det beregnede gennemsnitlige elforbrug.

$$Forbrug_{Kat.y} \left[\frac{kWh}{Byg.} \right] = \frac{Forbrug_{Kat.y}[kWh]}{Antal\ bygninger_{Kat.y} [Byg.]}$$

Tabel 17 – Gennemsnitligt elforbrug per bygning for hver kategori

Kategori	Mindre	Større Fæll.	Større Lejl. + Fæll.	Offentlig	Handel og service	Produktion
Elforbrug [GWh]	6375	619	2631	2766	6746	11042
Antal bygninger [Byg]	1431204	89944	89944	62495	88346	573324
Elforbrug per bygning [kWh/Byg.]	4454	6885	29252	44266	76357	19260

3.2.4 Simulerede scenarier

Beregningerne af den interne rente er udført på baggrund af de privatøkonomiske undersøgelser. Kategorierne og investerings året bruger samme afregning, elpris, skat osv. som beskrevet i de privatøkonomiske undersøgelser. Tabel 18 viser simuleringsparametrene for simuleringerne til beregning af det økonomiske potentiale.

Tabel 18 – Oversigt af simuleringsparametre for potentialeundersøgelsen

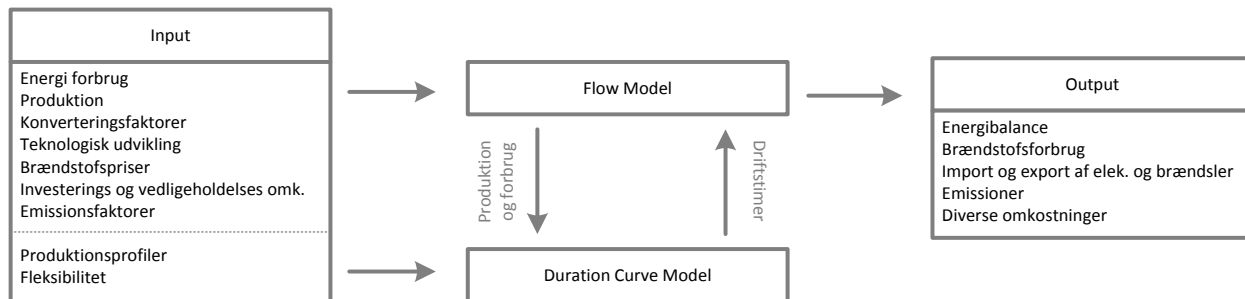
Kategori		Anlægsstørrelse	Inv. år	Forbrug	Teknisk potentiale					
					Gruppe 1		Gruppe 2		Gruppe 3	
					[kW _{stc} /Byg.]	[Byg.]	[kW _{stc} /Byg.]	[Byg.]	[kW _{stc} /Byg.]	[Byg.]
Mindre beboelse		1 – 50	2012 – 2018	4454	18,2	128962	7,3	387550	4,2	773919
Større beboelse	Fæll.	2 - 100	2012 – 2018	6885	61,9	5375	17,9	16139	4,1	32148
	Fæll. + Lejl.	2 – 100	2012 – 2018	29252	61,9	5375	17,9	16139	4,1	32148
Offentlig		4 – 200	2012 – 2018	44266	83,7	6107	17,0	18220	3,3	36316
Produktion		4 – 400	2012 – 2018	19260	433,8	8799	72,1	26288	11,4	52433
Handel og service		1 - 200	2012 - 2018	76357	25,8	32309	4,9	96546	0,7	192459

3.3 Metoder til systemanalyse

Systemanalysen vurderer effekten af forskellige udnyttelsesgrader, af det økonomiske potentiale for solcelleanlæg i Danmarks energisystem. Systemanalysen er udført i systemanalyseværktøjet STREAM. Undersøgelserne i STREAM er udført ved at reducere mulige marginale produktionsteknologier, til fordel for forskellig udnyttelsesgrader af det økonomiske potentiale i 2013 for solcelleenergi. Undersøgelserne er lavet for fremtidens energisystem i år 2050.

3.3.1 STREAM

Der findes forskellige typer systemanalyseværktøjer, alle med hver deres fordele og ulemper. Værktøjer vil typisk besidde en eller flere af følgende egenskaber: simulering, scenarie, ligevægt, top-down, bottom-down, driftsoptimering og investeringsoptimering. STREAM er en velkendt model, der primært besidder den egenskab, at kunne simulere scenarier. STREAM medregner hele det nationale energisystem, og har sin styrke, i at kunne levere resultater inden for kort tid, samt at være relativt let anvendeligt. Værktøjet er et open source program, der gør det muligt selv at foretage ændringer. Dette er grundene til at STREAM er foretrukket til systemanalysen. STREAM har sine svagheder, ved blandt andet at varmesektoren kun er opdelt i én sammenhængende del. I virkeligheden er varmesektoren aggregeret i ca. 450 usammenhængende områder. STREAM kan heller ikke håndtere elhandel med omkringliggende nationer. STREAM er udviklet og vedligeholdt af det danske konsulentfirma EA Energianalyse og Energisystemanalyse afdelingen hos DTU Management Engineering. Modellen består af to dele, en flowmodel og en duration curve model. I Flowmodellen bestemmes forbrug og produktion ved input som: energiforbrug, forbrugsmønster, produktionsfordeling og teknologier, økonomisk og tekniskudvikling, energipriser og investerings- og vedligeholdelsesomkostninger samt emissionsfaktorer. I duration curve modellen beregnes driftstimerne for hver enkelt teknologi ud fra valget af prioritering. De vedvarende vejrafhængige teknologier har automatisk første prioritet. Internt for de vejrafhængige teknologier prioriteres vindenergi og vandkraft højere end solenergi. Hvilket betyder at for en given time vil de vejrafhængige teknologier: vind, vand, sol og bølge (i prioriteret rækkefølge) producere energien, alt efter hvordan teknologiernes produktionstidsserier i STREAM passer til behovet. Hvis energibehovet ikke kan dækkes af de vejrafhængige teknologier, vil konventionelle teknologier producere energien alt efter den valgte prioritering. Kombinationen af forbrug, produktion og driftstimerne gør at STREAM kan beregne brændstofsforbrug, emissioner og omkostninger ud fra energibalancen, som opstilles i flowmodellen. Udregningsgennemgangen er illustreret i Figur 6.



Figur 6 – Beregningsflow i STREAM

Inputværdier i fremtidsscenariet for omkostninger, økonomisk levetid og effektivitet er for de undersøgte teknologier opdateret efter Energikataloget Maj 2012 [29,Ens]. Til undersøgelserne er 2011 data for forbrug og produktion i base scenarie og produktionsprofil for solenergi også opdateret i STREAM modellen.

3.3.2 Udførte undersøgelser

Undersøgelsernes i STREAM er udført, ved at øge den samlede solcelleanlægskapacitet på bekostning af mulige marginale teknologier. Det undersøges herefter hvilken effekt det har på omkostninger, brændstofsforbrug og emissioner. I år 2050 bruges Klimakommissionens business-as-usual scenarie som reference.[30,Ens]. Undersøgelserne foretages med en solcellekapacitet på henholdsvis 10 % og 30 % af det økonomiske potentiale for 2013, svarende til 1,5 % (3,1 PJ) og 4,5 % (9,3 PJ) af den samlede elproduktion i fremtidsscenariet (205 PJ). Det økonomiske potentiale er til system analyse bestemt til scenariet med en minimumsforrentning på 3 %. Da den kortsigtede marginale energiteknologi kan ændre sig fra time til time, er flere mulige teknologier undersøgt. I undersøgelserne undersøges en forøgelse af solcelleanlægskapaciteten hvis naturgas, kulkraftværker med CCS, offshore vindkraft eller biomasse, er den marginale teknologi. Tabel 19 viser de undersøgte scenarier.

Tabel 19 – Udførte simuleringer for systemanalysen

Økonomisk potentiale udnyttelse:	Marginal teknologi:
10 %	Naturgas
30 %	
10 %	Kulkraftværker med CCS
30 %	
10 %	Offshore vindkraft
30 %	
10 %	Biomasse
30 %	

4 Resultater

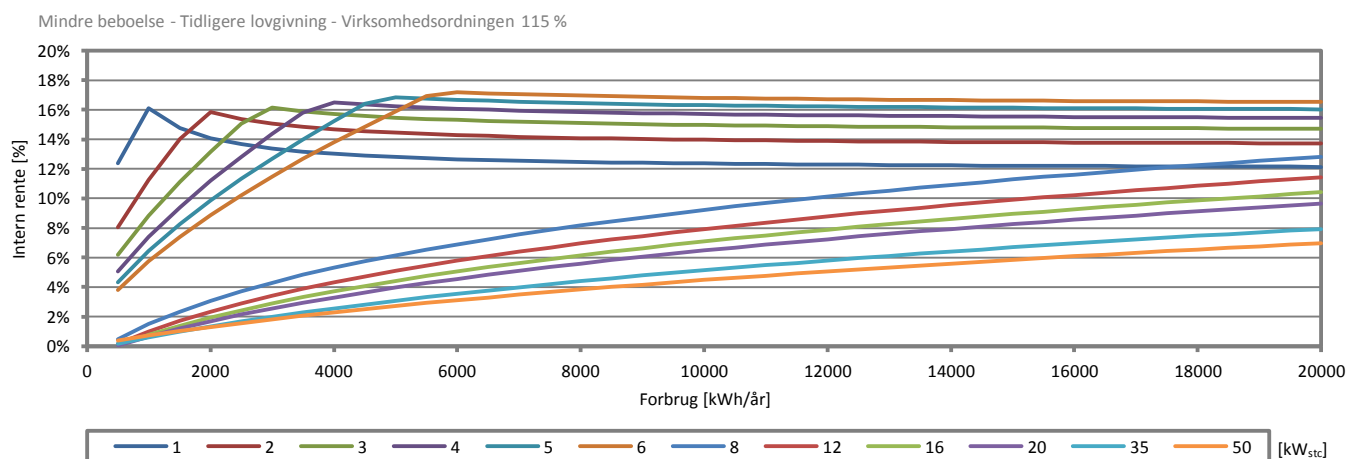
I resultatkapitlet gennemgås resultaterne af de tre analyser. For den privatøkonomiske undersøgelse er den økonomiske attraktivitet for den enkelte kategori vist for den tidligere og den nuværende lovgivning. I potentialeundersøgelsen vises den økonomiske ændring på landsniveau. I systemanalysen vises indvirkningen af solcelleudrulning i Danmark bedømt ud fra politiske målsætningsparametre.

4.1 Privatøkonomisk undersøgelse

Mindre beboelsesejendomme

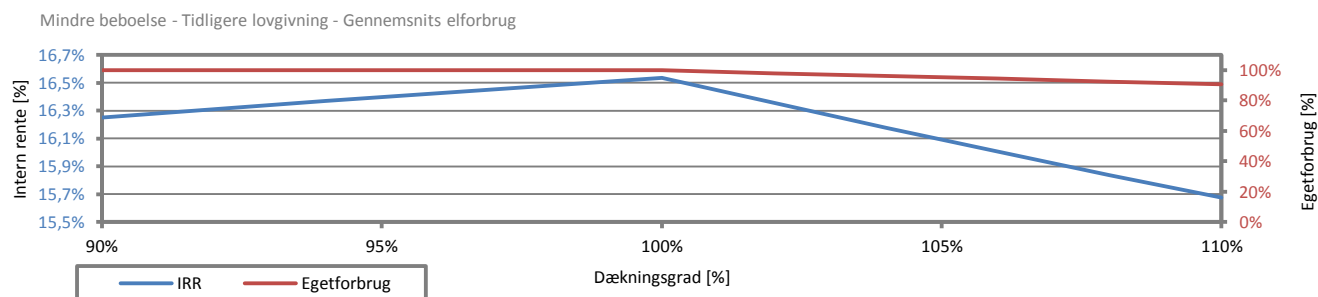
Med udgangspunkt i den tidligere lovgivning er der udført simuleringer for de tre skattelovgivningsmuligheder: virksomhedsordningen, den skematiske ordning og den skematiske ordning i kombination med serviceordningen.

Graf 15 viser resultaterne for virksomhedsordningen. Grafen illustrerer forrentningen ved varierende elforbrug og anlægsstørrelse. Resultatgraferne for de andre skattemuligheder kan ses i bilag 11. Virksomhedsordningen med 115 % afskrivning af investeringsomkostningerne gjorde det muligt at opnå en intern rente på op til 17,2 %. Med den skematiske ordning for mindre beboelsesejendomme kunne der opnås en intern rente på op til 12,3 %. Den skematiske skattelovgivning kombineret med serviceordningen gav en forhøjet forrentning på op til 14,4 %. Specielt for mindre anlæg, hvor besparelsen fra serviceordningen udgjorde en større del af investeringsudgiften, var det attraktivt at benytte serviceordningen.



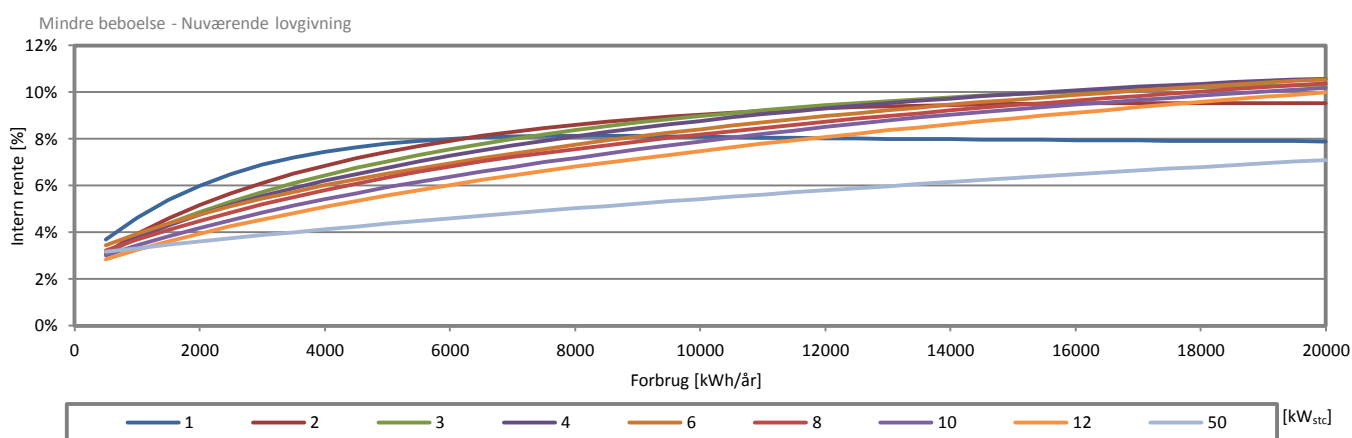
Graf 15 – Privatøkonomisk resultatgraf for en mindre beboelsesejendomme ved den tidligere lovgivning.

Med den tidligere lovgivning var det økonomisk attraktivt for alle mindre beboelsesejendomme, uanset størrelsen af det årlige elforbrug, at opnå en høj forrentning. Det var økonomisk fordelagtigt at installere solcelleanlæg under 6 kW_{stc} og dermed benytte årsafregningen. For disse anlæg var det mest økonomisk fordelagtigt, hvis den årlige produktion fra solcelleanlægget matchede det årlige elforbrug (100 % egetforbrug, 0 % overproduktion). Graf 16 illustrerer den interne rente ved en varieret dækningsgrad af det årlige elforbrug. Simuleringen er lavet for en gennemsnitsejendom med et årligt elforbrug på 4454 kWh. Hvis anlægsstørrelsen matchede det årlige elforbrug, var produktionsbesparelsen maksimal, mens der ikke var nogen produktionsindtjening. På trods af storkøbsfordelen var det ikke økonomisk attraktivt at investere i et større anlæg, da den ekstra produktion skulle sælges til nettet som overproduktion til en lav feed-in tarif.



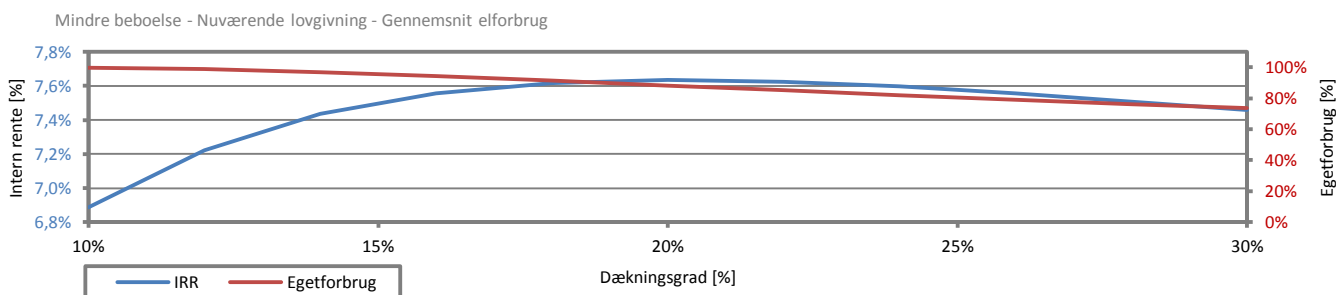
Graf 16 – Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig mindre beboelsesejendom ved tidligere lovgivning

Med den nuværende lovgivning er det kun muligt at afregne skat med den skematiske ordning for mindre beboelsesejendomme, og afregningen for støtteordningen foregår på timebasis. Graf 17 illustrerer den interne rente ved varierende elforbrug. Generelt viser resultaterne, at det uanset elforbrugets størrelse er blevet mindre økonomisk attraktivt at investere i solcelleanlæg. Særligt har bygninger med et lavt årligt elforbrug ringere mulighed for at opnå en høj forrentning med den nuværende lovgivning. De anvendte investeringspriser for mindre solcelleanlæg er kun repræsentative for anlæg på op til 50 kW_{stc}, så et bedre prisgrundlag er nødvendig for at kunne bestemme forrentningen for større anlæg.



Graf 17 – Privatøkonomisk resultatgraf for en mindre beboelsesejendomme ved den nuværende lovgivning

Graf 18 illustrerer det økonomisk optimale egetforbrug og dækningsgrad af elforbruget for en gennemsnitlig mindre beboelsesejendom med et årligt elforbrug på 4454 kWh. Grafen viser, at den højeste forrentning opnås ved en dækningsgrad på omkring 20 % svarende til et egetforbrug på 88 %. Sammenlignet med den tidligere lovgivning vil dette betyde, at den optimale anlægsstørrelse er ca. 5 gange mindre med den nuværende lovgivning. Dette forhold vil variere ved andre elforbrug afhængig af størrelsen på investeringsudgiften per kW_{stc} og hvilken elpris, der betales. Den relativt høje elpris, som mindre beboelsesejendomme betaler, kontra den lavere feed-in tarif gør, at det er muligt at opnå en relativ høj forrentning, hvis der fokuseres på produktionsbesparelsen frem for produktionsindtjeningen ved opførelsen af nye solcelleanlæg.

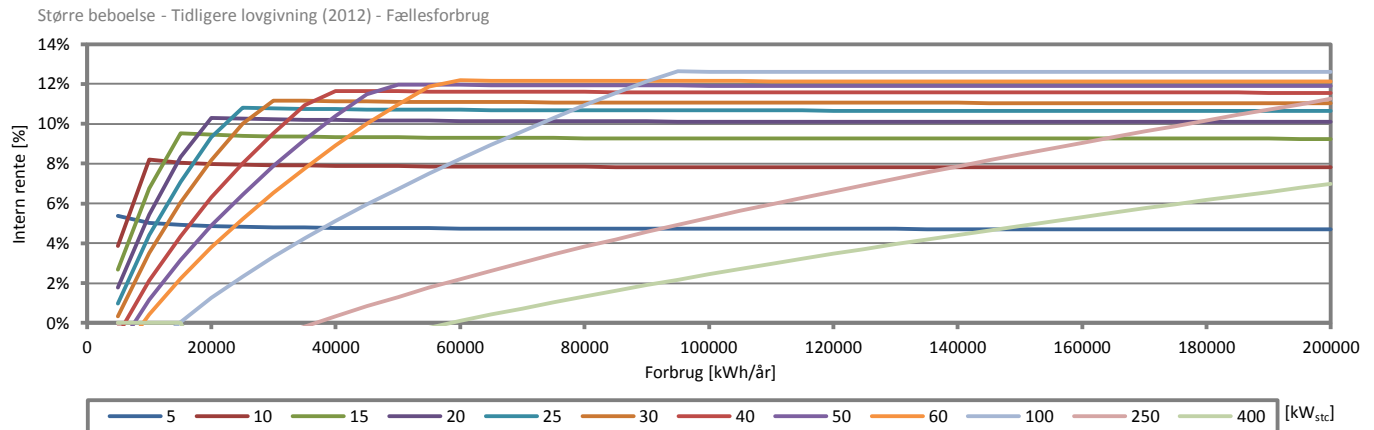


Graf 18 - Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig mindre beboelsesejendom ved nuværende lovgivning

Større beboelsesejendomme

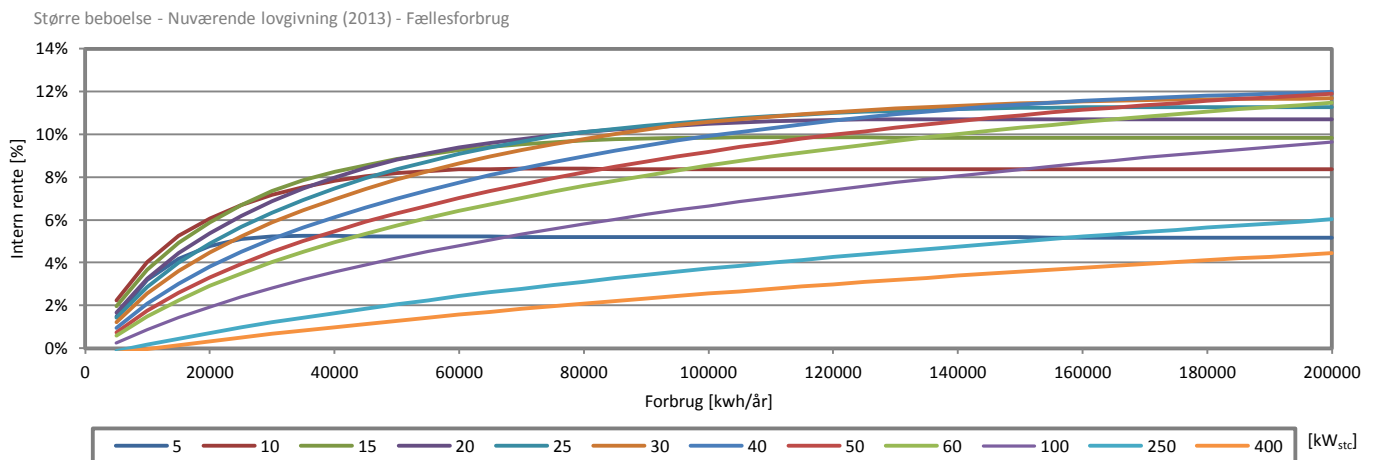
For større beboelsesejendomme omfatter undersøgelsen alene solcelleanlæg, der udelukkende anvendes til dækning af fælles elforbrug. For den nuværende lovgivning er anlæg, der dækker både fælles elforbrug og den enkelte lejligheds forbrug dog også undersøgt.

Større beboelsesejendomme blev med den tidligere lovgivning afregnet på årsbasis, hvis anlægsstørrelsen ikke var større end 6 kW per lejlighed eller per 100m² fællesareal. Graf 19 illustrerer hvordan det for større beboelsesejendomme var det muligt at opnå en høj intern rente, hvis det årlige elforbrug var højt. Jf. graf i bilag 12 viser, at ligesom for årsafregnede mindre beboelsesejendomme under den tidligere lovgivning, var det for større beboelsesejendomme også mest økonomisk attraktivt at dimensionere anlægsstørrelsen, så produktionen fra solcelleanlægget matchede det årlige elforbrug.



Graf 19 - Privatøkonomiske resultatgraf for en større beboelsesejendomme ved den tidligere lovgivning

Med den nuværende lovgivning kan større beboelsesejendomme modtage en feed-in tarif på 1,45 DKK/kWh for overproduktionen, hvis solcelleanlægget udelukkende dækker fællesforbrug i ejendommen. Graf 20 viser, at ejendomme med et lavt elforbrug har ringere mulighed for at opnå en høj forrentning, mens det stadig er attraktivt for ejendomme med et højt elforbrug at opsætte solcelleanlæg. I bilag 13 ses resultatgrafen for ejendomme, hvor både fælles elforbrug og den enkelte lejligheds forbrug dækkes med en feed-in tarif på 1,30 DKK/kWh. Der er kun en lille forskel på de to grafer

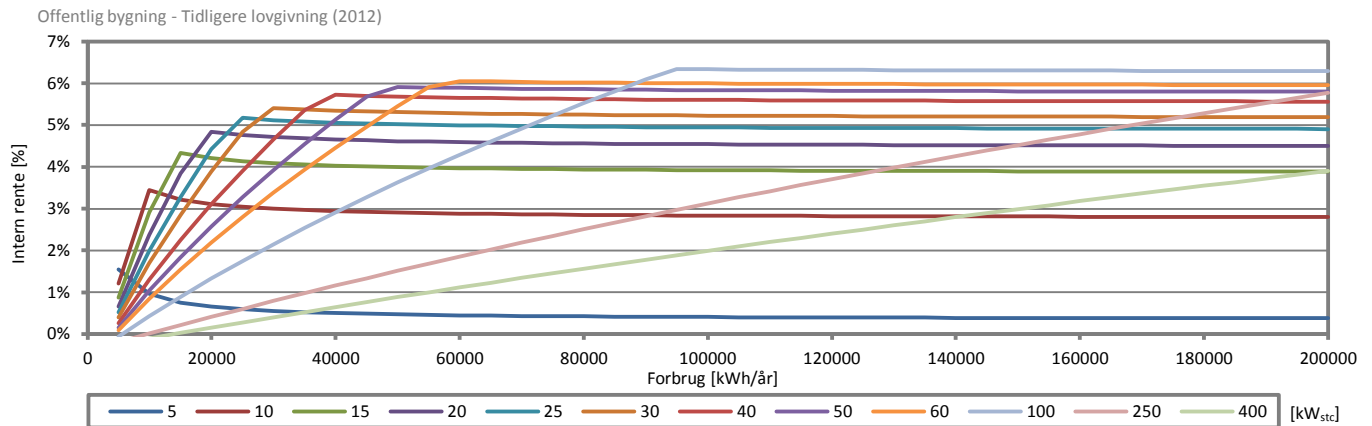


Graf 20 - Privatøkonomiske resultatgraf foren større beboelsesejendomme ved den nuværende lovgivning

Større beboelsesejendomme med et gennemsnitligt fællesforbrug på 6885 kWh/år kan ikke opnå en høj forrentning, da anlægsprisen per installeret watt for den optimale anlægsstørrelse vil være for høj. For ejendomme med større elforbrug vil det være økonomisk attraktivt. F. eks. vil det være muligt for en ejendom med et elforbrug på 50.000 kWh/år at opnå en forrentning på 8,7 %, hvis anlægsstørrelsen dimensioneres optimalt med en dækningsgrad på omkring 32 % svarende til et egetforbrug på omkring 78 %, jf. graf i bilag 12. Hvis det bliver muligt at lave ét anlæg til dækning af det fælles elforbrug og den enkelte lejligheds forbrug, vil det for en gennemsnitsejendom med et elforbrug på 29.252 kWh/år være muligt at opnå en forrentning på 7,1 %, hvis anlægget dimensioneres med en dækningsgrad på 44 %, jf. graf i bilag 12.

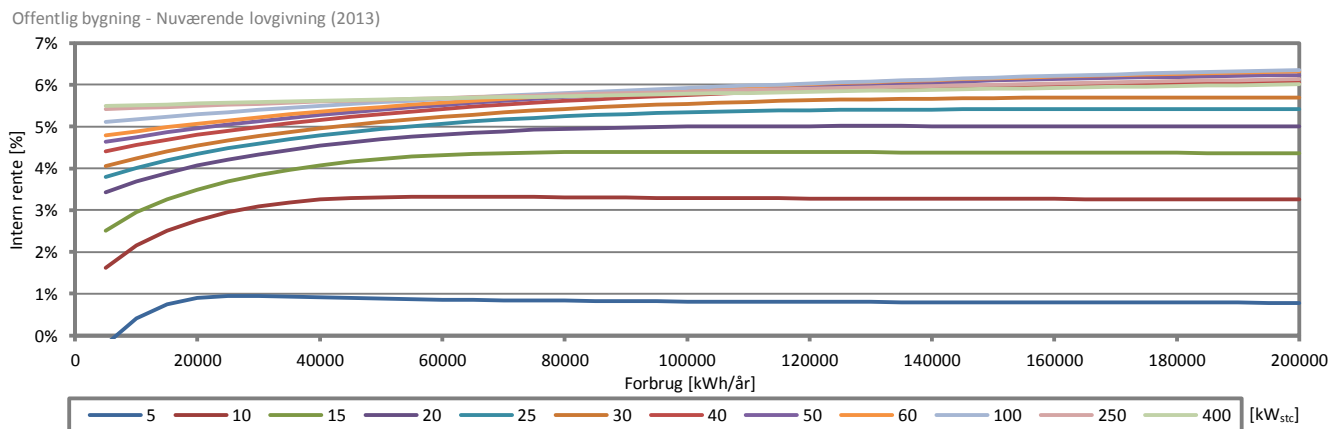
Offentlige bygninger

Med den tidligere lovgivning var det muligt for offentlige bygninger at være årsafregnede. Ved årsafregning var det mest økonomisk fordelagtigt at dimensionere anlægsstørrelsen, så produktionen matchede det årlige elforbrug. Graf 21 illustrerer, at det ikke var økonomisk attraktivt for bygninger med et lavt elforbrug, da investeringsprisen per installeret watt for små anlægsstørrelser var for høj, jf. prisgraf i afsnit 3.1.3.



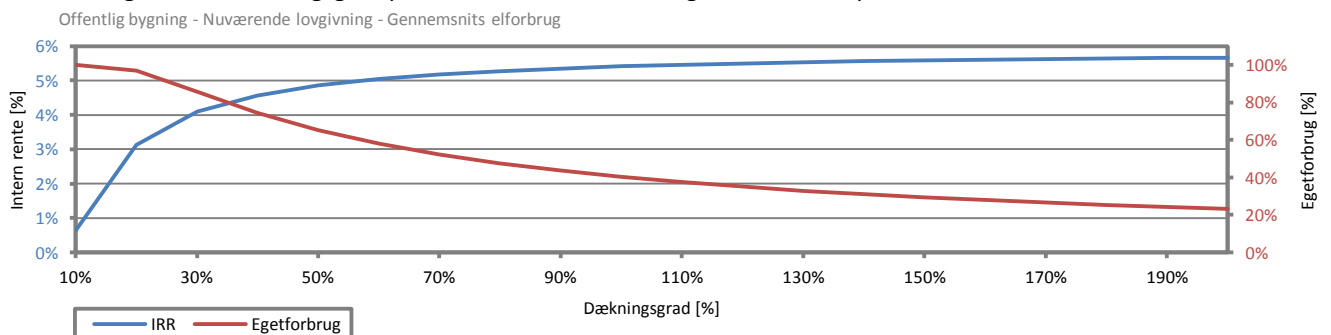
Graf 21 - Privatøkonomisk resultatgraf for en offentlig bygning ved den tidligere lovgivning

Med den nuværende lovgivning er det blevet mere økonomisk attraktivt at investere i større anlæg for bygninger med mindre elforbrug. Dette skyldes en kombination af, at overproduktionen afregnes med en højere feed-in tarif end tidligere, og antagelsen om at offentlige bygninger ikke beskattes af produktionsindtjeningen. Det er omvendt blevet mindre attraktivt at investere i små anlægsstørrelser.



Graf 22 - Privatøkonomisk resultatgraf for en offentlig bygning ved den tidligere lovgivning

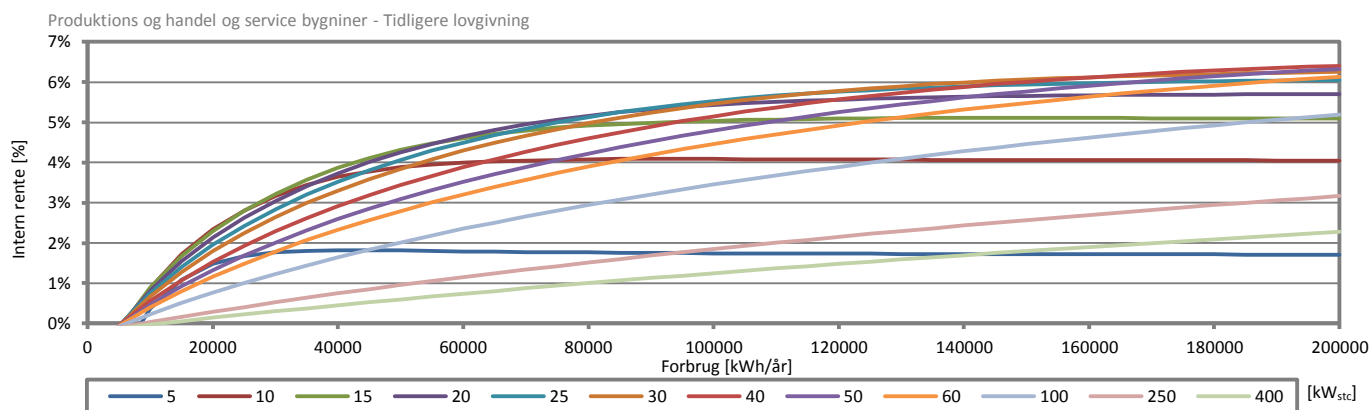
For en gennemsnitsbygning med et elforbrug på 44266 kWh/år viser Graf 23, at det er økonomisk fordelagtigt at installere et solcelleanlæg med en dækningsgrad på over 100 %, dvs. et anlæg med stor overproduktion.



Graf 23 - Økonomisk optimal dækningsgrad for en gennemsnitlig offentlig bygning ved nuværende lovgivning

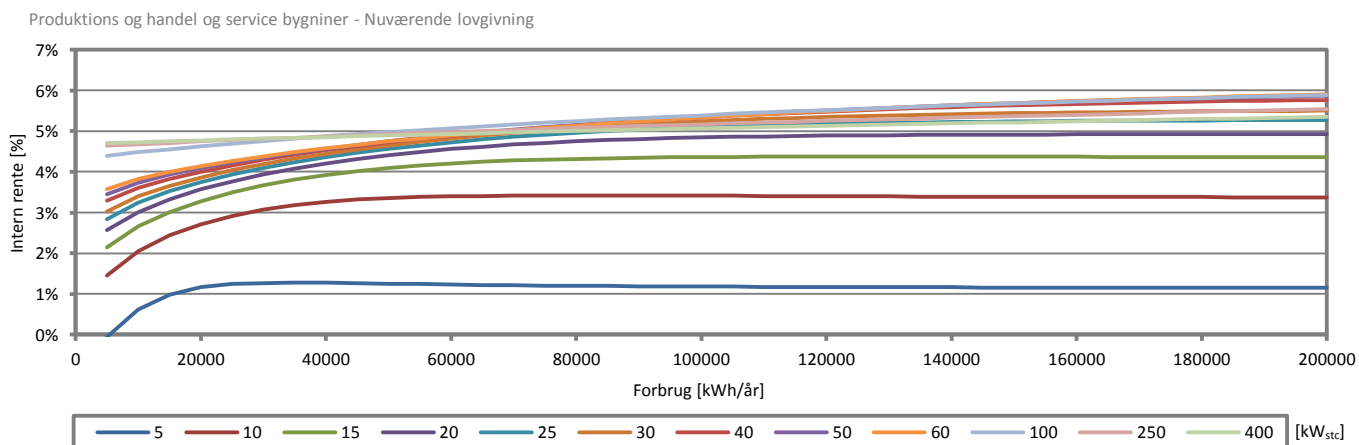
Produktions-, handels- og servicebygninger

Forudsætningerne for produktions-, handels- og servicevirksomheder er ens. Der er lavet simuleringer for bygninger med henholdsvis stort og normalt forbrug. Særligt for produktionsbygninger vil bygninger med et særligt højt forbrug forekomme. For produktions-, handels- og servicebygninger med normalt forbrug viser Graf 24, at det med den tidligere lovgivning var mest økonomisk attraktivt ved bygninger med et højt elforbrug. Den lave elpris sammenlignet med beboelsesejendomme gør, at den mulige produktionsbesparelse er lav, hvilket forårsager den lavere forrentning. En produktionsbygning med et elforbrug på 19.260 kWh/år kunne opnå en forrentning på 2,2 %, ved en dækningsgrad på 48 %. For en handels- og servicebygning med et gennemsnitligt elforbrug på 76.357 kWh/år var det muligt at opnå en forrentning på 5,1 % ved en dækningsgrad på 26 % grundet det højere elforbrug.



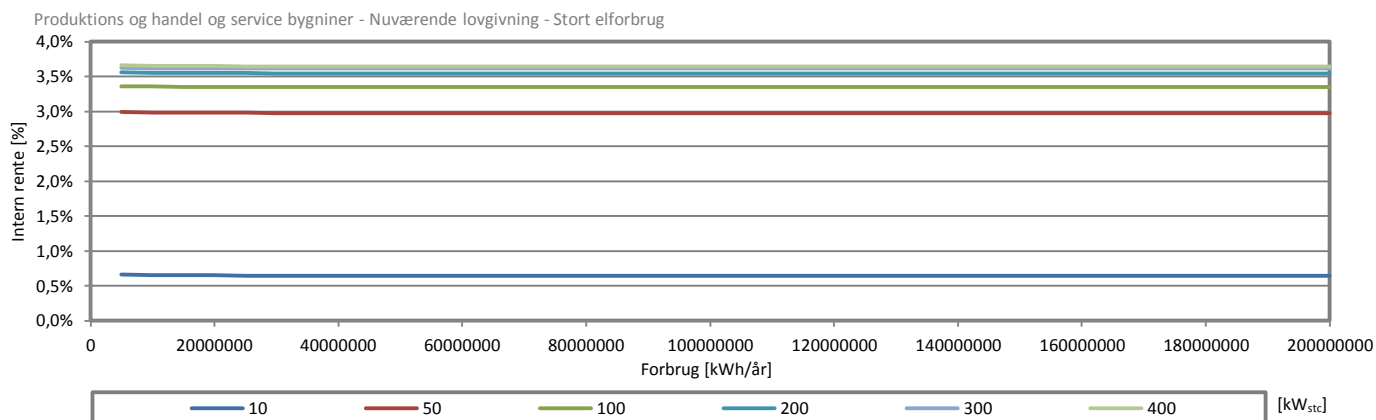
Graf 24 - Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning ved den tidligere lovgivning

For produktions-, handels- og servicebygninger med normalt forbrug betyder den forhøjede feed-in tarif for den nuværende lovgivning, at det generelt er blevet mere økonomisk attraktivt at investere i større anlæg, jf. Graf 25. Det medvirker også til, at det særligt, for bygninger med lavt elforbrug, er blevet mere økonomisk attraktivt at investere i store anlæg, der genererer en stor produktionsindtjening. For en produktionsbygning med et gennemsnitligt elforbrug er det muligt at opnå en forrentning op 4,8 % ved maksimal dækningsgrad, dvs. at anlægsstørrelsen bør være så stor som mulig for at opnå den højest mulige produktionsindtjening. For en handels- og servicebygning er det muligt at opnå en forrentning på 5,3 % ved en dækningsgrad på 94 % svarende til et egetforbrug på 41 %.



Graf 25 - Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning ved den nuværende lovgivning

For bygninger med et særligt stort elforbrug vil det ikke være økonomisk attraktivt at investere i et solcelleanlæg. Dette skyldes, at det høje elforbrug medvirker til en lavere elpris, som resulterer i en lavere produktionsbesparelse. Da overproduktion ikke forekommer, betyder dette yderligere, at der ikke er nogen produktionsindtjening. Graf 26 illustrerer den nuværende lovgivning, som tilnærmelsesvis er identisk med grafen for den tidligere lovgivning.



Graf 26 – Privatøkonomisk resultatgraf for en produktions og handel og service bygning med et stort elforbrug, ved den nuværende lovgivning

Opsummering

På baggrund af resultaterne kan bygningerne inddeles i to grupper: beboelsesbygninger og ikke-beboelsesbygninger.

For beboelsesbygninger er det generelt blevet mindre attraktivt at investere i solcelleanlæg sammenlignet med den tidligere lovgivning.

Dette skyldes ændringerne for nettomålerordningen. Nettomålerordningen afregnes nu på timebasis, i mod på årsbasis tidligere. Det betyder, at der ved samme anlægsstørrelse vil være en større overproduktion, som sælges til nettet. Det betyder igen, at den økonomisk optimale anlægsstørrelse er blevet mindre til trods for, at feed-in tariffen er blevet forhøjet. Hvor meget mindre, den optimale anlægsstørrelse er blevet, afhænger af anlægsprisen per watt, som er højere for små anlæg end for større. De ændrede skatteforhold for mindre beboelsesejendomme medvirker til en lavere forrentning.

For ikke-beboelsesbygninger er det generelt blevet mere attraktivt at investere i store solcelleanlæg og omvendt mindre attraktivt at investere i små anlæg, når den nuværende lovgivning sammenlignes med den tidligere. For offentlige bygninger er det muligt at opnå den samme forrentning som tidligere, på trods af, at nettomålerordningen nu afregnes på timebasis, dette skyldes den relativt lave elpris som ikke-beboelsesbygninger betaler. Den lave elpris kombineret med den forhøjede feed-in tarif, gør at det er blevet fordelagtigt at sælge den producerede el, hvilket medvirker til, at det er blevet mere økonomisk attraktivt at investere i større anlæg. Pga. den maksimale anlægsgrænse på 400 kW er det specielt for bygninger med et lavt elforbrug blevet mere attraktivt at investere i solcelleanlæg, da disse bygninger kan producere en større mængde overproduktion. Ændringen i skatteordningen har kun en lille betydning.

Resultaterne viser, at det generelt er muligt for beboelsesbygninger at opnå en højere forrentning end for ikke-beboelsesbygninger. Men for beboelsesbygninger skal elforbruget være relativt højt, for kunne opnå en høj forrentning, mens størrelsen af elforbruget for ikke-beboelsesbygninger ikke har den store betydning. Grunden til den højere forrentning er den højere elpris, som beboelsesejendomme betaler, gør det muligt at opnå en højere produktionsbesparelse. Dette er på trods af, at ikke-beboelsesbygninger har en økonomisk fordel ved ikke at være momspligtige.

4.2 Resultater for potentialeundersøgelse

Kapitlet indeholder følgende underkapitler:

4.2.1 Økonomisk potentiale

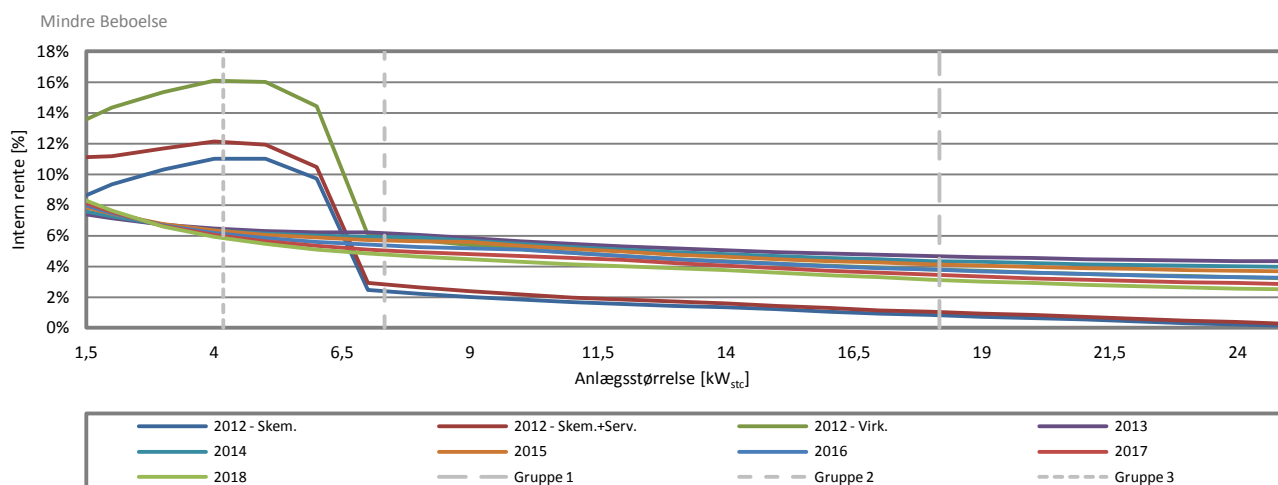
4.2.2 Følsomhedsanalyser

4.2.1 Økonomisk potentiale

I resultatkapitlet for det økonomiske potentiale er den økonomiske forrentning ved varierende anlægsstørrelse vist for hver kategori. Simuleringerne er lavet for et gennemsnitligt elforbrug. De lodrette streger i graferne illustrerer det tekniske potentiale for hver af tre potentialegrupper.

Mindre beboelse

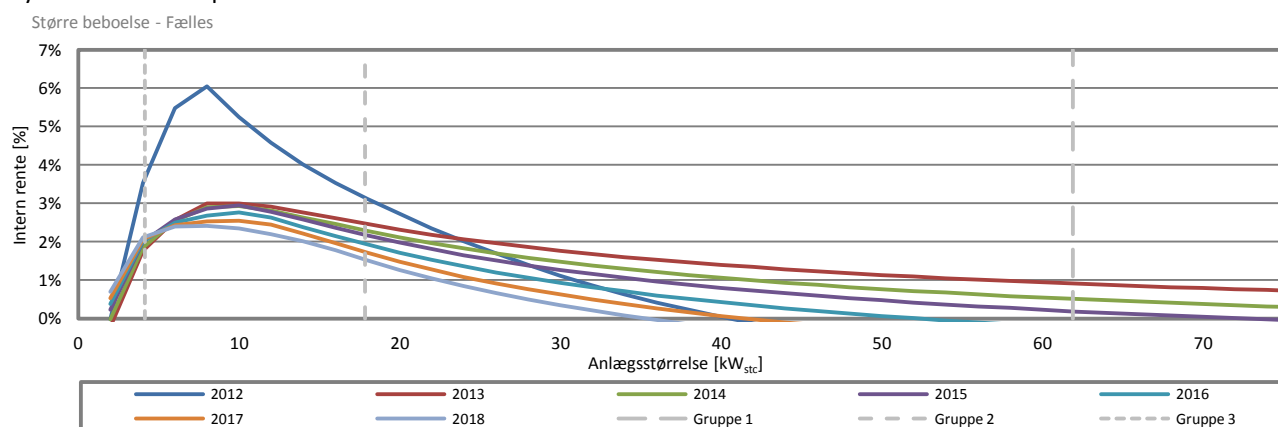
For mindre beboelsesejendomme vil det med den nuværende lovgivning generelt være mest økonomisk attraktivt at installere små anlæg. Det er vist i resultaterne fra de privatøkonomiske undersøgelser, at den optimale anlægsstørrelse for en gennemsnitlig bygning er ca. 1/5 i forhold til den tidligere lovgivning. Graf 27 stemmer overens med disse resultater. Anlægspriserne for mindre anlæg er kun repræsentative for anlægsstørrelser mellem 1,5 kW_{STC} og 50 kW_{STC}. Anlægsstørrelser uden for dette område er derfor ikke undersøgt, og det er antaget, at den mindst mulige anlægsstørrelse er 1,5 kW_{STC}. For den nuværende lovgivning vil det økonomiske potentiale derfor være 1,5 kW_{STC} for alle tre grupper i alle simulerede investeringsår. Det lave elforbrug er årsag til, at det tekniske potentiale ikke udnyttes til fulde. Dette er især gældende for den nuværende lovgivning.



Graf 27 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en mindre beboelsesejendom

Større beboelsesejendomme

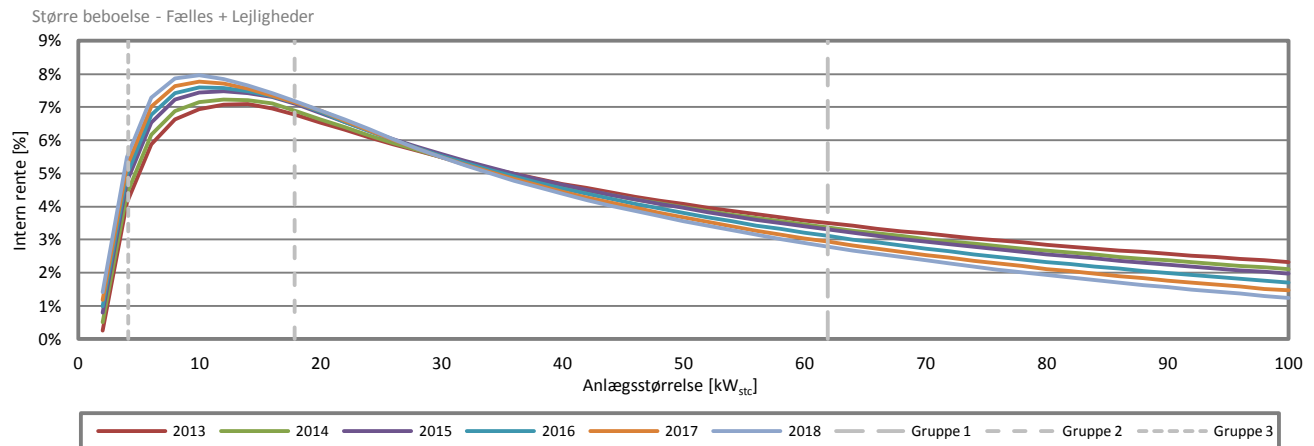
For større beboelsesejendomme var det generelt kun muligt at opnå en højere forrentning med den tidligere lovgivning. For den nuværende lovgivning gør det gennemsnitlige forbrug på 6885 kWh/bygning, at det økonomisk ikke er attraktivt at udnytte det tekniske potentiale.



Graf 28 – Økonomiskpotentiale resultatgraf for en større beboelsesejendom ved dækning af fælleselforbrug

For større beboelsesejendomme, der udnytter både det fælles og den enkelte lejligheds elforbrug, er det gennemsnitlige elforbrug på 29252 kWh/år. Resultaterne viser, at den optimale anlægsstørrelse kan opnås med en dækningsgrad på mellem 33 % til 44 % afhængig af investeringsåret. Trods en lavere feed-in tarif end for anlæg, der kun dækker fællesforbruget, gør det højere forbrug, at det er mere økonomisk attraktivt også at inkludere de enkelte lejligheds elforbrug. For beboelsesbygninger gælder det generelt, at desto højere elforbrug, desto større mulighed for større

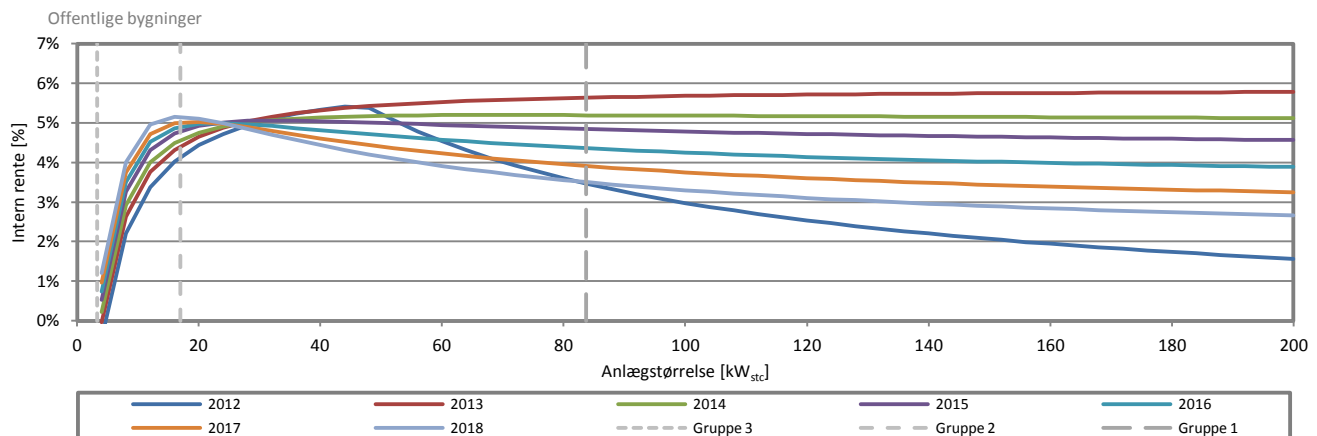
produktionsbesparelse, hvilket har stor indflydelse på forrentningen pga. elprisens størrelse for beboelsesejendomme. For potentialegruppe 1 og 2 bygninger vil det være muligt at opnå en høj forrentning, men for potentialegruppe 3 bygninger vil det økonomiske potentiale i højere grad afhænge af den individuelle forrentningsgrænse.



Graf 29 - Økonomisk potentiale resultatgraf for en større beboelsesejendom ved dækning af fælles og lejlighedernes elforbrug.

Offentlige bygninger

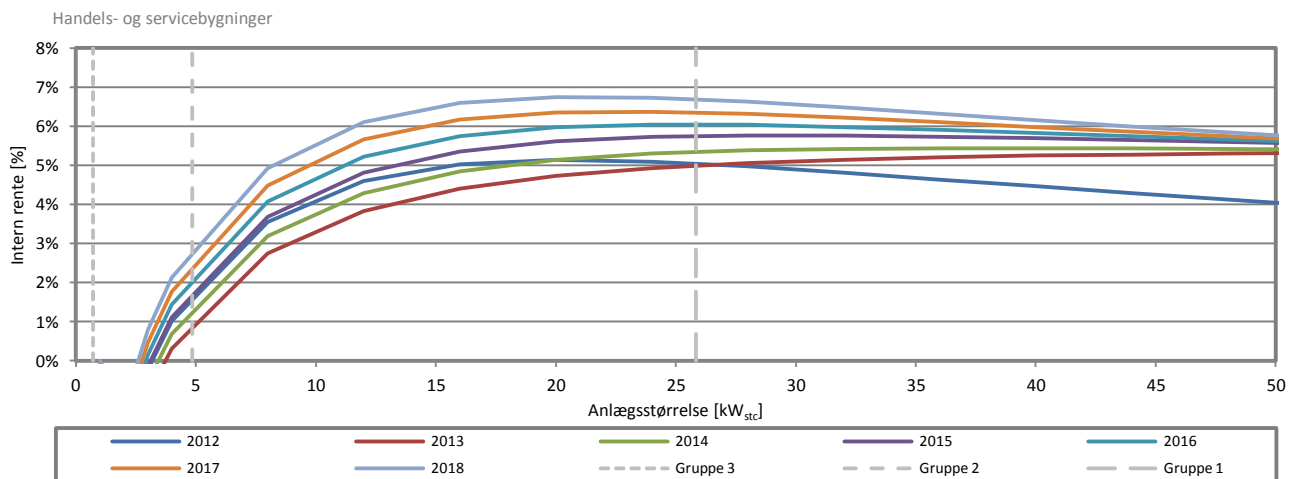
For en offentlig bygning med et gennemsnitlig elforbrug viser Graf 30, at for investeringer i 2013 er det blevet mere økonomisk attraktivt. Det tekniske potentiale for bygninger i gruppe 3 er for lavt til at være økonomisk attraktivt. For bygninger i gruppe 2 og 3 afhænger det økonomiske potentiale af den individuelle minimumsforrentningsgrænse. For offentlige bygninger har investeringsåret, og deraf størrelsen på feed-in tariffen, stor indflydelse på forrentningen. Det skyldes, at det er økonomisk attraktivt at investere i store anlæg med stor overproduktion, der genererer en stor produktionsindtjening.



Graf 30 - Økonomisk potentiale resultatgraf for en offentlig bygning

Handels- og servicebygninger

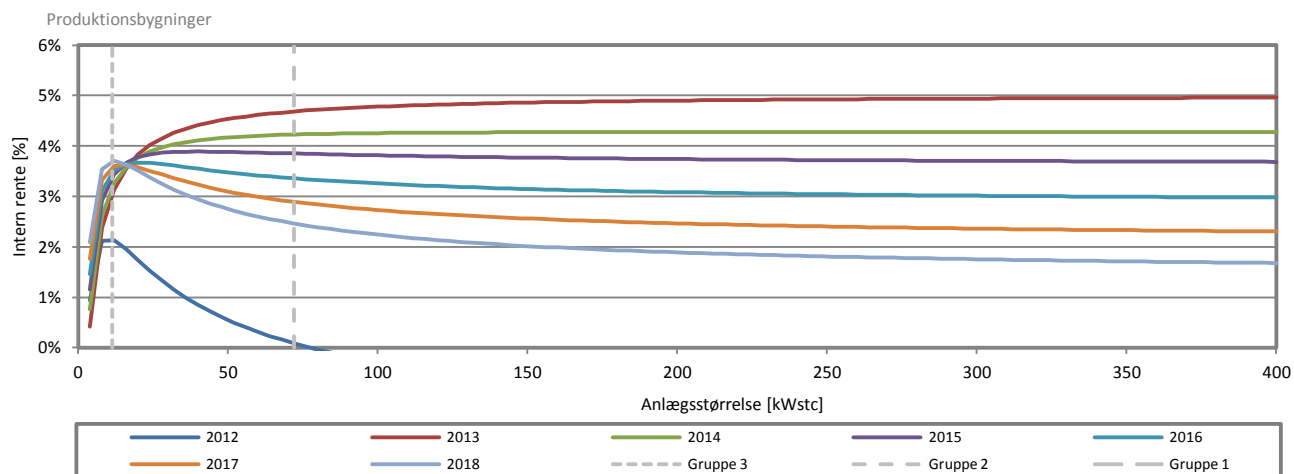
Handels- og servicebygninger har et gennemsnitlig elforbrug på 76.357 kWh/år. På trods af det høje elforbrug er solcelleanlæg ikke økonomisk attraktive for bygninger i potentialegruppe 2 og 3. Det skyldes, at anlægsprisen per installeret watt er høj for de små anlæg, som det er teknisk muligt at installere på disse bygninger. For bygninger i potentialegruppe 1 kan en rimelig forrentning opnås. Det afhænger dog af den individuelle minimumsforrentningsgrænse og investeringsåret. Resultaterne i Graf 31 viser, at det vil være økonomisk fordelagtigt at installere solcelleanlæg i 2018, når anlægsprisen er faldet.



Graf 31 - Økonomisk potentiale resultatgraf for en handels- og servicebygning

Produktionsbygninger

For produktionsbygninger var det med den tidligere lovgivning ikke økonomisk attraktivt at opsætte solcelleanlæg. Grunden var den lave elpris og lave feed-in tarif, som gav en lav produktionsbesparelse og produktionsindtjening. Med den nuværende lovgivning er det blevet muligt af opnå en højere forrentning pga. den forhøjede feed-in tarif. Den økonomiske forrentning falder i takt med, at størrelsen på feed-in tariffen nedtrappes, og det er derfor mest attraktivt at opsætte anlæg i 2013. Det økonomiske potentiale afhænger for alle bygninger af den individuelle minimumsforrentningsgrænse, som kun for anlæg opsat i 2013 kan opnå en forrentning på 5 %. For investeringsårene 2013 og 2014 begrænses udnyttelsen af det tekniske potentiale yderligere af den maksimalt tilladte grænse på 400 kW for bygninger i potentialegruppe 1.



Graf 32 - Økonomisk potentiale resultatgraf for en produktionsbygning

Opsummering

Tabellerne 20, 21 og 22 viser det beregnede økonomiske potentiale med en forrentningsgrænse på henholdsvis 3 %, 5 % og 7 %. Det må antages, at det faktiske økonomiske potentiale ligger imellem disse resultater. Det var generelt muligt at opnå en højere forrentning ved den tidligere lovgivning. Den højere forrentning er illustreret ved, at det økonomiske potentiale falder 4 %-point ved en ændring af minimumsforrentningsgrænsen under den tidligere lovgivning, mens den falder 42 %-point med den nuværende lovgivning (investeringsår 2013). Resultaterne viser at det økonomiske potentiale for mindre beboelsesbygninger, udgjorde 85-99 % af det samlede økonomiske potentiale med den tidligere ordning i 2012.

Resultaterne viser, at den højeste forrentning stadig kan opnås for beboelsesejendomme, hvilket er illustreret ved, at dele af det tekniske potentiale kan udnyttes ved alle de undersøgte minimumsforrentningsgrænser. Mens det for ikke-beboelsesbygninger kun kan udnyttes ved lave forrentninger.

For beboelsesejendomme er det økonomiske potentiale blevet forringet med den nuværende lovgivning. Forringelsen skyldes, at den optimale anlægsstørrelse er blevet reduceret til mellem 1/5 og 2/5 i forhold til den tidligere lovgivning, for

en gennemsnitsbygning. For mindre beboelsesejendomme er det, på trods af redueringen af den optimale anlægsstørrelse, stadig muligt at opnå en rimelig økonomisk forrentning. Den generelt høje forrentning gør, at det økonomiske potentiale ikke ændres ved variation af minimumsforrentningsgrænsen med den nuværende ordning. Så længe det kun er muligt at dække det fælleselforbrug, er det for større beboelsesejendomme ikke muligt at udnytte det tekniske potentiale. Det skyldes det generelt lave elforbrug, som medfører små og dyre solcelleanlæg. Hvis det bliver muligt også at inkludere de enkelte lejligheders elforbrug, vil det være muligt udnytte minimum 37 % af det tekniske potentiale for større beboelsesejendomme for alle minimumsforrentningsgrænser (investeringsår 2013).

For ikke-beboelsesbygninger er det i forhold til den tidligere lovgivning blevet mere økonomisk attraktivt at investere i solcelleanlæg. På trods af den forøgede økonomiske attraktivitet afhænger det økonomiske potentiale af minimumsforrentningen. Det økonomiske potentiale vil ved en minimumsforrentning på 3 % være over 50 % (investeringsår 2013), mens det ved en forrentning på 7 % vil være 0 % (alle investeringsår). Yderligere viser resultaterne for ikke-beboelsesbygninger, at det kun for investeringer i 2013 og 2014, vil være økonomisk fordelagtigt at dimensionere anlæggene så store som muligt.

Overordnet betyder ændringen af støtteordningen en reduktion af det økonomiske potentiale. Reduceringen skyldes at den økonomisk optimale anlægsstørrelse er blevet reduceret for mindre beboelsesejendomme, som udgjorde størstedelen af det økonomiske potentiale ved den tidligere ordning. Samtidig er den økonomiske attraktivitet for investeringer i solcelleanlæg kun begrænset forøget for ikke-beboelsesbygninger, hvor det økonomiske potentiale kun bliver forøget ved en lav minimumsforrentningsgrænse.

Tabel 20 – Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforrentning på 3 %

IRR _{min} = 3 %		Mindre		Større - F.		Større F. + L.		Offentlig		Handel og service		Produktion		Total	
		[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]
Teknisk potentiale		8433	100	754	100	754	100	944	100	1443	100	6323	100	17897	100
Økonomisk potentiale	2012	5162	61	305	40	0	0	579	61	0	0	0	0	6045	32
	2013	1936	23	0	0	412	55	822	87	834	58	6016	95	10020	54
	2014	1936	23	0	0	391	52	774	82	834	58	6016	95	9951	53
	2015	1936	23	0	0	391	52	506	54	834	58	2003	32	5670	30
	2016	1936	23	0	0	369	49	457	48	775	54	1302	21	4839	26
	2017	1936	23	0	0	348	46	432	46	775	54	1161	18	4653	25
	2018	1936	23	0	0	348	46	408	43	646	45	1021	16	4359	23

Tabel 21 - Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforrentning på 5 %

IRR _{min} = 5 %		Mindre		Større - F.		Større F. + L.		Offentlig		Handel og service		Produktion		Total	
		[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]
Teknisk potentiale		8433	100	754	100	754	100	944	100	1443	100	6323	100	17897	100
Økonomisk potentiale	2012	5162	61	172	23	0	0	269	0	0	0	0	0	5603	31
	2013	1936	23	0	0	280	37	511	54	834	58	0	0	3561	20
	2014	1936	23	0	0	258	34	464	49	834	58	0	0	3492	20
	2015	1936	23	0	0	258	34	195	21	834	58	0	0	3224	18
	2016	1936	23	0	0	369	49	147	16	775	54	0	0	3227	18
	2017	1936	23	0	0	348	46	432	46	775	54	0	0	3491	20
	2018	1936	23	0	0	348	46	408	43	646	45	0	0	3319	19

Tabel 22 - Økonomisk potentiale for hver kategori ved en minimumsforretning på 7 %

IRR _{min} = 7 %		Mindre		Større - F.		Større F. + L.		Offentlig		Handel og service		Produktion		Total	
		[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]
Teknisk potentiale		8433	100	754	100	754	100	944	100	1443	100	6323	100	17897	100
Økonomisk potentiale	2012	5162	61	43	6	0	0	0	0	0	0	0	0	5205	28
	2013	1936	23	0	0	280	37	0	0	0	0	0	0	2215	12
	2014	1936	23	0	0	258	34	0	0	0	0	0	0	2194	12
	2015	1936	23	0	0	258	34	0	0	0	0	0	0	2194	12
	2016	1936	23	0	0	237	31	0	0	0	0	0	0	2172	12
	2017	1936	23	0	0	215	29	0	0	0	0	0	0	2151	12
	2018	1936	23	0	0	215	29	0	0	0	0	0	0	2151	12

4.2.2 Følsomhedsanalyser

I dette afsnit undersøges hvilken indflydelse udvalgte parameter har på det økonomiske potentiale. Undersøgelserne er udført for den nuværende lovgivning i 2013 ved en minimumsforretning på 3 %. De udvalgte parametre er: elforbrug, anlægspris og elpris. Tabel 23 viser det økonomiske potentiale ved ændring af de valgte parametre. Udsvinget i det økonomiske potentiale, vil være forskelligt for andre minimumsforretninger, men den generelle tendens vil være den samme. Generelt viser undersøgelsen at det økonomiske potentiale forøges hvis elforbruget stiger, anlægsprisen falder eller hvis elprisen stiger. Det økonomiske potentiale vil formindskes hvis det modsatte er tilfældet. En forøgelse af det gennemsnitlige elforbrug vil forøge det økonomiske potentiale, dette er primært for beboelsesbygninger. Dette skyldes kombinationen af momsbetalingen og en højere elpris, som forklaret i afsnit 4.1. En stigning af anlægsprisen påvirker generelt ikke den økonomisk optimale anlægsstørrelse, men kun størrelsen på forretningen. Desto lavere anlægspris desto højere forretning. Dette betyder at det økonomiske potentiale for bygningerne i de potentialegrupper, hvis maksimale forretning er tæt på minimumsforretningsgrænsen, bliver påvirket af ændringer i anlægsprisen. I dette tilfælde er det bygninger i potentialegrupper for større beboelsesejendomme (fælles elforbrug) og produktionsbygninger. Følsomhedsanalysen af elprisen er udført ved at ændre elprisen med henholdsvis plus og minus 1 procent point per år. Det er kun det økonomiske potentiale for produktions og større beboelsesejendomme der påvirkes af ændringen. Men for alle kategorier vil en højere elpris, medvirke til en højere forretning.

Tabel 23 – Resultatgraf for følsomhedsanalyser

Kategorier:	Forbrug:				Anlægspris:				Elpris:			
	- 50 %		+ 50 %		- 10 %		+10 %		- 1 % (pp)		+ 1 % (pp)	
	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]	[MW _{STC}]	[%]
Mindre	1936	0	2581	33	1936	0	1936	0	1936	0	1936	0
Større F	0	0	215	-	305	-	0	0	0	0	172	-
L+F	348	-16	477	16	412	0	412	0	412	0	412	0
Offentlige	822	0	822	0	822	0	822	0	822	0	822	0
Handel og service	834	0	834	0	834	0	834	0	834	0	834	0
Produktion	5416	-10	6016	0	6016	0	5416	-10	5416	-10	6016	0
Total øko pot.	9355	-7	10945	9	10324	3	9420	-6	9635	-4	10192	2

4.3 Resultater for systemanalyse undersøgelser

Resultaterne for systemanalysen er vist i Tabel 24. I tabellen vises hvor meget produktionen for de undersøgte marginalteknologier kan reduceres ved implementering af henholdsvis 10 % og 30 % udnyttelse af det økonomiske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg. Størrelsen af reduktionen er bestemt ud fra, at systemet skal forblive et selvforsynende energisystem ved at kompensere for tvungen eleksport. Simuleringsresultaterne viser yderligere forskellen på forbruget af fossile brændsler, udledte CO₂ emissioner og omkostninger mellem de simulerede scenarier og Klimakommissionens business-as-usual scenarie for 2050. Resultaterne vist i tabellen er de årlige gennemsnitsværdier for år 2050.

Tabel 24 – Resultatgraf for systemanalyse undersøgelser

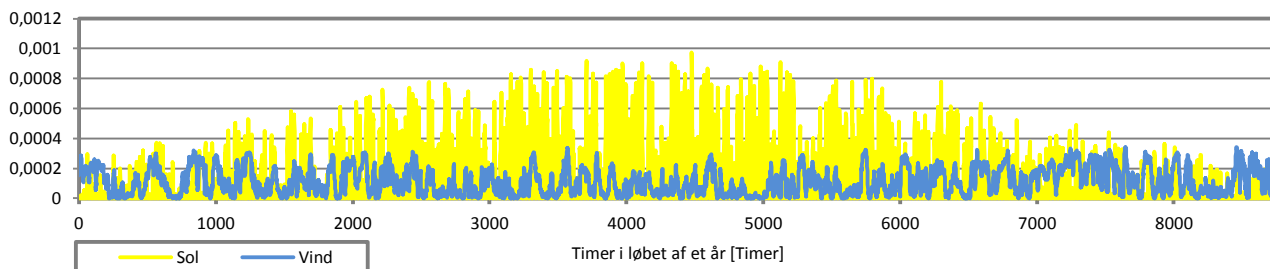
Udførte undersøgelser				Resultater					
Installeret andel af det økonomiske potentiale:		Marginal teknologi:		Fossilt brændstoffsforbrug		CO ₂ emissioner		Omkostninger	
%	PJ		Δ PJ	%	Δ PJ	%	Δ Mill. Tons	%	Δ Mill. €
10 %	3,1	Naturgas	-2,6	99 %	-5,2	99 %	-0,3	100 %	61
30 %	9,3		-7,6	97 %	-15,1	97 %	-0,9	101 %	180
10 %	3,1	Offshore Vindkraft	-3,8	100 %	0,1	100 %	0,0	100 %	-65
30 %	9,3		-10,9	100 %	0,4	100 %	0,0	99 %	-187
10 %	3,1	Kulkraftværker med CCS	-2,6	99 %	-6,3	99 %	-0,1	100 %	55
30 %	9,3		-7,5	97 %	-18,3	99 %	-0,2	101 %	159
10 %	3,1	Biomasse	-2,6	100 %	0,2	100 %	0,0	100 %	69
30 %	9,3		-7,6	100 %	0,7	100 %	0,0	101 %	208

Naturgas, kul og biomasse er alle teknologier med lagringsmuligheder, og den reducerede produktionsmængde er derfor ens. Vindenergien er vejrafhængig og skal bruges, når den produceres. Vejrafhængigheden er årsagen til, at produktionsmængden fra vindenergi kan reduceres med mere end produktionsmængden bliver forøget med for solenergi. Dette skyldes den tvungne eleksport, som opstår, hvis elproduktionen fra vejrafhængige energiteknologier er højere end det nationale elbehov.

Det fossile brændstoffsforbrug vil falde, hvis enten naturgas eller kulkraftværker er de marginale teknologier. Effektiviteten i kraftvarmeværker er generelt højere for gasturbiner end for kulkraftværker [29,ENS]. Det fossile brændstoffsforbrug formindskes således mest ved en reduktion af brug af kulkraftværker, hvilket skyldes en højere reduktion af el uden varmeproduktion på kraftvarmeværker ved reduktion af kul frem for gas. El uden varmeproduktion på kraftvarmeværker har en lavere effektivitet, end hvis de producerede både el og varme. For gasturbiner er forholdet mellem el og varmeproduktionen fast (back pressure), mens forholdet for kulkraftværker er variabelt (extraction). Det betyder, at en reduktion i brug af kulkraftværker vil have større indflydelse på reduktionen af det fossile brændstoffsforbrug. Det skyldes, at kulkraftværker bruges til el uden varmeproduktion, hvilket har en lav effektivitet.

Naturgas er den eneste af de undersøgte teknologier, der udleder CO₂-emissioner. Kulkraftværkerne inkluderer CCS⁷, som i STREAM er antaget til at opfange 90 % af de udledte emissioner. Om CCS vil være en del af det danske energisystem i 2050 er på nuværende tidspunkt ukendt.

Kun for vindenergi vil det være økonomisk attraktivt at erstatte med solenergi i 2050. De langsigtede omkostninger er generelt højere for vejrafhængige teknologier grundet de høje investeringsomkostninger og det lave udbytte sammenlignet med teknologier baseret på fossile brændsler. De lavere omkostninger ved reduktion af vindkraft skyldes en reduktion i tvungen eleksport, hvilket lægger op til, at elproduktion fra vind- og solcelleteknologi supplerer hinanden godt. Graf 33 viser den årlige normerede produktionsprofil for sol- og vindenergi i Danmark. Med normeret menes, at summen af produktionen for begge kurver er lig en. Solenergi er kendetegnet ved at have mange spidspunkter om sommeren, mens vindprofilen er mere stabil i løbet af året.



Graf 33 – Normeret produktionsprofiler for sol og vindenergi

Generelt viser systemanalysen at effekten af en forøget solcellekapacitet i et fremtidig dansk energisystem, afhænger af den marginale teknologi. Det fossile brændstoffsforbrug vil reduceres hvis enten kulkraftværker eller gasturbiner erstattes, mens CO₂ emissionerne kun vil reduceres hvis gasturbiner erstattes. Hvilket skyldes at kulkraftværker er inkluderet CCS i det valgte reference scenarie. De økonomiske omkostninger vil kun reduceres hvis offshore vind erstattes, pga. af en reduktion af tvungen eleksport.

⁷ CCS = Carbon capture and storage

5 Diskussion

I beregningerne er der brugt gennemsnitsbetragtninger. Gennemsnitsbetragtninger er velegnede til denne type undersøgelse, da undersøgelsen har til formål at skabe overblik over effekten af lovændringerne. Det helt optimale ville være at vurdere bygningerne individuelt, men dette vil være for omfattende, da undersøgelserne omfatter størstedelen af de ca. 2,5 millioner bygninger i Danmark. Gennemsnitsbetragtningerne gør at resultaterne kan afvige for bygninger, der afviger fra gennemsnittet. I beregningerne er der ligeledes lavet forsimplede antagelser der gør at gennemsnitsbetragtningerne kan afvige fra det faktiske gennemsnit.

Privatøkonomisk undersøgelse

I den privatøkonomiske undersøgelse er der lavet gennemsnitsbetragtninger for produktion, forbrugsprofiler, elpris, anlægspris og skat. Antagelser omkring moms for offentlige bygninger og forsimplede antagelser for større beboelsesejendomme.

Forbrugsprofilerne for hver kategori er brugt til beregningerne af egetforbruget og overproduktion af timeafregnede bygninger. Forbrugsprofilerne er baserede på faktiske målinger. Det høje antal målinger gør, at profilerne må betragtes som en tilnærmelse til gennemsnittet. Selv om der er bygninger med en elforbrugsprofil, der afviger fra gennemsnittet i investeringsåret, afviger de beregnede resultater ikke nødvendigvis fra disse bygninger set over deres samlede levetid. Det skyldes, at de brugte forbrugsprofiler antages at være konstante i hele anlæggets garanterede levetid. Det må dog formodes, at de færreste bygninger har en forbrugsprofil, der konstant afviger fra gennemsnittet.

Elprisen brugt i beregningerne er Elprisstatikkens beregnede landsgennemsnit. Fremskrivningen af elprisen er udført ved at fremskrive markedsprisen efter Energistyrelsens fremskrivning. Distributions- og transmissionsafgifter er fremskrevet efter inflationen. PSO-afgiften er fremskrevet efter markedsprisudviklingen, mens skatter og afgifter er fremskrevet efter gældende lovgivning. Fremskrivningen af elprisen er lav i forhold til den historiske udvikling. For husholdninger (400 kWh/år) er den beregnede gennemsnitlige årlige stigning på 2,5 %. Historiske data viser, at den gennemsnitlige årlige stigning i årene 1980 – 1989 var 9,8 %, i 1990 – 1999 2,7 %, i 2000 – 2009 3,7 % og i perioden 2010 - 2012 4,2 %. Den lave elprisudvikling stemmer overens med, at det må forventes, at andelen af elproduktion produceret af vedvarende energiteknologier vil stige i fremtiden, således at den årlige stigning i markedspris vil falde. Det skyldes merit order princippet og de generelt lavere kortsigtede omkostninger for vedvarende energiteknologier. Prisudviklingen vil herudover blive påvirket af eventuelle ændringer i skatter, afgifter og offentlige forpligtelser. Hvordan lovgivningen for disse elementer vil ændres i fremtiden er ukendt. Følsomhedsanalysen i afsnit 4.2.2 viser at en lavere elprisfremskriv vil resultere i en lavere forrentning, mens en højere elpris vil resultere i en højere forrentning.

Anlægspriserne brugt i beregningerne er for mindre anlæg baseret på gennemsnitspriser fra solcellepriser.dk, mens anlægspriserne for større anlæg er baseret på input fra HOFOR A/S og Gaia Solar A/S. Anlægspriserne kan variere meget fra bygning til bygning, som forklaret i afsnit 3.1.3. Solcelleanlæg der er interageret i taget vil typisk have en højere pris, mens solcelleanlæg der æstetiske krav på let tilgængelige tage, vil have en lavere anlægspris. Følsomhedsanalyserne i afsnit 4.2.2 at en stigning i anlægsprisen vil resultere i en lavere forrentning, mens en lavere anlægspris vil resultere i en højere forrentning. Ved fremskrivning af anlægspriserne for investeringer i årene 2013 til 2018 er EPIA's fremskrivning brugt (24,EPIA). Den er baseret på et gennemsnitlig europæisk solcelleanlæg. Denne fremskrivning må forventes at være forbundet med visse usikkerheder, da anlægsprisen er afhængig af mange udefrakommende forhold. Løn til arbejdskraft påvirkes f. eks af den generelle vækst i samfundet, mens panelpriserne vil påvirkes af siliciumprisen og konkurrencen på markedet. Den forventede fremtidige EU-told på kinesiske solceller må også forventes at få en indflydelse på solcelleanlægspriserne i Danmark. USA har indført told på kinesiske solceller, pga. af prisdumping fra kinesisk side, og det forventes ligeledes at EU vil indføre told på importerede solceller fra Kina. Dette kan betyde prisstigninger på solcellepriser og heraf anlægspriser i EU, da kinesiske solcellepaneler udgør en stor markedsandel.

I beregningerne er det antaget, at alle offentlige bygninger kan få momsudgiften godtgjort, men der kan i praksis være enkelte bygninger, hvor kommunernes momsrefusionsordninger ikke gælder [37,pwc]. Resultaterne indikerer, at momsudgiftens effekt på den økonomiske attraktivitet for investering i solceller er betydelig. En mere omfattende

kortlægning af hvilke bygningstyper, der er momspligtige, vil give mere nøjagtige resultater. Solcelleanlæg eksklusiv moms vil være billigere, og vil derfor medvirke til en højere forrentning.

For større beboelsesejendomme, hvor både fælles elforbrug og lejlighedernes individuelle forbrug udnyttes, er der ikke medregnet udgifter til installation af bimålere. Der er heller ikke medregnet den målerbesparelse, som foreningen vil kunne opnå ved kun at skulle betale lejeafgift af én hovedmåler. Målerlejen udgør ca. 800 DKK/år per måler, hvilket kan resultere i en stor besparelse for foreningen. Men hvor store omkostninger der er forbundet med udskiftning af disse er ukendt, og det vides derfor ikke med sikkerhed hvor usikkerhed der er forbundet med antagelsen.

Potentialeundersøgelse

I potentialeundersøgelsen er gennemsnitsbetragtningerne ligeledes benyttet. Det økonomiske potentiale er beregnet ud fra det tekniske potentiale, resultater fra de privatøkonomiske undersøgelser, antagelser om elforbruget, samt en minimumsforrentningsgrænse. Antagelserne for den privatøkonomiske undersøgelse og det tekniske potentiale, gælder derfor også for det økonomiske potentiale.

Det udregnede samlede tekniske potentiale bygger på simuleringer foretaget af AAU, og betragtninger om den mulige tagudnyttelse. Tagudnyttelsesfaktoren er estimeret ud fra opmålinger på luftfotos af en række tilfældige tage. En mere omfattende undersøgelse af tage for diverse bygningstage, vil kunne give et bedre vurderingsgrundlag. Det tekniske potentiale per bygning er beregnet med antagelsen om, at variationen af det tekniske potentiale per bygning i København er repræsentativ for hele landet. Potentialefordelingen i København er yderligere inddelt i grupper, der simplificer udregningerne.

Elforbruget per bygning er antaget ens for bygninger i samme kategori. Denne antagelse er gjort, fordi der eksisterer meget lidt data for elforbruget, og det derfor kun har været muligt at finde det årlige elforbrug for hver kategori på landsplan. Antagelsen betyder, at alle bygninger af samme type forbruger den samme mængde el. Bygningsantallet brugt i beregninger er fra BBR, hvilket inkluderer ubeboede bygninger. Da det må antages, at solcelleanlæg sjældent placeres på ubeboede bygninger, bør disse bygninger ikke medregnes i fremtidige analyser, da de medvirker til et lavere gennemsnitligt elforbrug. Resultaterne viser at et større elforbrug giver mulighed for en højere forrentning.

Minimumsforrentningsgrænsen er, som angivet i beregningerne, den største usikkerhedsfaktor. Det økonomiske potentiale er derfor udført for forrentningsgrænserne 3 %, 5 % og 7 %. Det må antages at det faktiske potentiale vil ligge imellem disse resultater. Resultaterne viser, at forrentningsgrænsen har stor effekt på det økonomiske potentiale. Det vil kræve en større forbrugerundersøgelse at kortlægge hvad den økonomiske minimumsforrentningsgrænse er for forskellige investorer i tagmonterede solcelleanlæg, som også vil være forbundet med unøjagtigheder.

I den simulerede produktion er ca. 3 ud af 22 TWh kategoriseret som ukendt, hvilket betyder at det er ukendt hvilken bygningstype den mulige produktion tilhører. Den ukendte produktion er ikke medregnet i det tekniske potentiale, hvilket betyder at det samlede tekniske potentiale vil være større end de beregnede 15 TWh. For det økonomiske potentiale vil dette kan have betydning, for de bygninger hvor det er økonomisk fordelagtig at udnytte hele det tekniske potentiale, vil det resultere i et større potentiale, hvilket primært er for ikke-beboelsesbygninger. Ved investeringer i 2013 og 2014 er det nemlig økonomisk fordelagtigt at dimensionere anlæggene så store som muligt.

For det økonomiske potentiale er der udført følsomhedsanalyser, der også omfatter de privatøkonomiske undersøgelser. Generelt vil yderligere følsomhedsanalyser kunne bestemme den præcise effekt af parametre som elpris, moms, feed-in tarif, anlægsprisfremskrivning, elforbrugsvariation og egetforbrug.

Da formålet med opgaven er at hvordan ændringen i støtteordningen har påvirket markedet for tagmonterede solcelleanlæg som helhed, er resultaterne brugbare på trods af gennemsnitsbetragtningerne. Resultaterne kan ligeledes bruges til en indledende vurdering af individuelle bygninger, hvor det herefter må vurderes hvor meget bygningen varierer fra gennemsnittet, og om disse afvigelser vil resultere i en lavere eller højere forrentning end de beregnede resultater.

Sammenligning med andre undersøgelser

Da lovgivningen for solcelleanlæg stadig er ny, og da energi fra solceller er en relativ ny teknologi i Danmark, er der ikke udgivet undersøgelser, der omfatter størstedelen af bygningsmassen for den nuværende lovgivning. De artikler og undersøgelser der forefindes, benytter alle tilbagebetalingstid som økonomisk vurdering faktor, hvilket gør at de ikke

direkte kan sammenlignes med denne opgave. Tilbagebetalingstid angiver hvornår en investering er betalt hjem, men ikke hvor god en investering er.

Resultatet af de beregnede kurver for egetforbruget og overproduktionen er sammenholdt med kurven i Dansk Standards vejledning om solcelleanlæg [31,DS]. Kurverne har samme tendens, men værdierne afviger en smule. Korrespondance med forfatteren (J.Frausig, Gaia Solar) har bekræftet, at kurven i vejledningen ikke nødvendigvis er for en gennemsnitsbygning, hvilket forklarer forskellen i værdier.

Det tekniske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg er tidligere estimeret til ca. 17 TWh⁸ [32,PA Energy]. Potentialet er beregnet på baggrund af den samlede bygningsmasse, og antagelser om den potentielle tagudnyttelse. Det simulerede tekniske potentiale (uden tagudnyttelsesfaktor) fra AAU, som er brugt i denne rapport, bygger på omfattende simuleringer. Lignende simuleringer har tidligere været udført i Spanien, Tyskland, England [26,B.Möller] og enkelte kommuner i Danmark [33,COWI]. På landsplan giver simuleringerne det mest nøjagtige resultat af det tekniske potentiale til dato, og projektet vil i fremtiden kunne spille en aktiv rolle i planlægning og strategi af nye energiplaner og udformning af støtteordninger. Det økonomiske potentiale har ikke tidligere været beregnet for den nuværende lovgivning.

Systemanalyse

STREAM har sine begrænsninger inden for elhandel og varmesektoren, som beskrevet i afsnit 3.3.1. Begrænsninger gør at hvis effekten af forøget solcellekapacitet ønskes med en højere nøjagtighed, bør en mere omfattende og tidskrævende model benyttes. Der vil dog altid være usikkerheder forbundet med simuleringer af fremtidige energisystemer.

Undersøgelserne er foretaget med en 10 % og 30 % udnyttelse af det økonomiske potentiale, og det kunne også være interessant at undersøge effekten af fuld udnyttelse af både det tekniske og økonomiske potentiale, da solcellekapaciteten må forventes at være mere udbredt i 2050.

Undersøgelser fra Aalborg Universitet viser at i et fremtidig dansk elsystem, der kun benytter vind og sol som produktionsteknologier, vil den optimale produktionsfordeling være 80/20 i vindens favør. Dette er set med henblik på at mindske behovet for energilagring. For nationer tættere på ækvator vil produktionsfordelingen være 60/40 i solens favør. [35,M.Rasmussen][36,Ing] Undersøgelserne bekræfter at elektricitet produceret via sol og vind, komplimenterer hinanden godt med henblik på at mindske tvungen eksport eller i fremtiden måske også lagring.

I Klimakommissionens ambitiøse fremtidsscenarie A benyttes 3 TWh solcelleenergi. Men konklusionen er at solenergi er for dyrt sammenlignet med vindenergi [38,KK]. Da deres konklusion ikke tager højde for tvungen eksport, kan den ikke bruges som direkte sammenligning med systemanalysen.

Konsekvens og formål med ændring af støttelovgivningen

Med den nuværende lovgivning viser beregningerne, at ikke-beboelsesbygninger tilskyndes til at installere mindre anlæg, der primært dækker deres egetforbrug på timebasis, mens ikke-beboelsesbygninger i 2013 og 2014 må forventes at installere store anlæg med det formål at sælge produktionen til nettet. Efter 2014 vil ikke-beboelsesbygninger ligeledes installere anlæg, der primært dækker egetforbruget på timebasis.

Årsagen til ændringen af støtteordningen var, at statens udgifter forbundet med ordningen var blevet for store. Da elektricitet ikke effektivt kan lagres, køber staten al overproduktion fra egenproducenter og sælger den videre til anden forbruger. Da elektricitets værdi afhænger af tid og sted, kan der have været udgifter forbundet med at købe elektriciteten på tidspunkter, hvor elprisen var lav. Med den tidligere ordning blev overproduktionen på timebasis primært købt for omkring 2,2 DKK/kWh, da størstedelen af egenproducenterne var årsafregnede privatpersoner i beboelsesbygninger.

Med den nuværende ordning er der tre grunde til at de direkte udgifter for staten umiddelbart er blevet reduceret. 1) Der vil blive opsat færre solcelleanlæg, pga. den generelle lave forrentning 2) de solcelleanlæg der vil blive opsat, vil blive dimensioneret mindre og primært dække egetforbruget, og egenproducenterne vil derfor sælge mindre el til nettet. 3) Den overskudsproduktion der sælges til nettet, vil blive solgt til 1,3 DKK/kWh mod ca. 2,2 DKK/kWh med den tidligere ordning. Grund nummer to er dog ikke gældende for ikke-beboelsesbygninger i 2013 og 2014. Den nuværende støtteordning øger det økonomiske incitament for ikke-beboelsesbygninger i 2013 og 2014 til at investere i solcelleanlæg, der producerer store mængder overproduktion. Formålet med dette kan ikke udledes på baggrund af denne rapport.

⁸ 600 km² x ¼ = 150 km²; 1 kW solceller fylder 7,5 m² og yder p.t. ca. 850 kWh/år svarende til i alt ca. 17 TWh.

Konsekvensen ved den nuværende støtteordning er, ud over at der bliver opsat færre solcelleanlæg, at tagudnyttelsen bliver forringet. Ved at øge det økonomiske incitament for bygninger til kun at dække elforbruget med solcelleproduktion, vil dele af egnede tage ikke udnyttes til fulde. En af tagmonterede solcelleanlægs største force er dets fordelagtige placeringsmulighed, da tagene ikke kan bruges til andre formål, til forskel for onshore vindenergi og biomasse. Både onshore vindenergi og biomasse optager plads, der enten kan bruges til beboelse eller plantning af andre afgrøder.

Om den nuværende støtteordning er medvirkende til den mest kosteffektive omlægning til et energisystem uden fossile brændsler, kan umiddelbart ikke bestemmes på baggrund af kortlægningen af markedet. For en sådan konklusion kræves en analyse der også inkluderer statens præcise udgifter forbundet med støtteordningen.

6 Konklusion

I forhold til den tidligere lovgivning viser den privatøkonomiske undersøgelse, at ændringen af støtteordningen for beboelsesbygninger fra års- til timeafregning gør, at det er blevet mindre økonomisk fordelagtigt at investere i solcelleanlæg. Da beboelsesbygninger betaler en relativ høj elpris, betyder timeafregning, at det er nødvendigt at kende elforbruget på timebasis for at kunne dimensionere anlægsstørrelsen, således at investeringen giver det største afkast. I undersøgelseerne er det kortlagt, hvor stor en del af den producerede el fra et solcelleanlæg, der vil blive forbrugt af egenproducenten, og hvor stor en del, der vil blive solgt til nettet. Beregningerne er foretaget for en given anlægsstørrelse og årligt elforbrug. Dette kan fremadrettet anvendes som vejledning ved dimensionering af solcelleanlæg.

For ikke-beboelsesbygninger viser resultaterne, at det generelt er blevet mere økonomisk fordelagtigt at investere i store anlæg, mens det er blevet mindre fordelagtigt at investere i små anlæg. Da ikke-beboelsesbygninger betaler en relativ lav elpris, har ændringen i støtteordningen betydet, at det er økonomisk fordelagtigt at dimensionere solcelleanlæggene så store som muligt. Dette vil gælde indtil 2015, hvorefter det vil være økonomisk fordelagtigt at dække elforbruget på timebasis.

Med udgangspunkt i foreløbige analyser fra Aalborg Universitet viser potentialeundersøgelsen, at det tekniske potentiale for tagmonterede solcelleanlæg er på 15 TWh (55 PJ). Det betyder, at tagmonterede solceller vil kunne dække omkring halvdelen af Danmarks elforbrug (35 TWh / 127 PJ). Yderligere viser undersøgelsen, at de største potentielle markeder for solcelleanlæg er mindre beboelsesejendomme og produktionsbygninger, som udgør henholdsvis 47 % og 35 % af det tekniske potentiale.

Udnyttelsen af det tekniske potentiale afhænger hvilken forrentningsgrænse investoren finder økonomisk attraktiv. Tabel 25 viser udnyttelsesgraden af det tekniske potentiale for forskellige forrentningsgrænser i forskellige investeringsår. I tabellen kan det ses at udnyttelsen af det tekniske potentiale, generelt er blevet forringet. I 2013 og 2014 er udnyttelsen forøget hvis de mulige investere er villige til at acceptere et lavere afkast.

Tabel 25 – Økonomisk potentiale ved forskellig forrentningsgrænse

Forrentningsgrænse	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
3 %	32 %	54 %	53 %	30 %	26 %	25 %	23 %
5 %	29 %	19 %	19 %	19 %	17 %	19 %	18 %
7 %	29 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

Hvis det bliver muligt at investere i anlæg, der dækker såvel fælles elforbrug og de enkelte lejligheds forbrug, vil det blive muligt at udnytte det tekniske potentiale på større beboelsesejendomme, som ellers ikke vil være økonomisk egnede til solcelleanlæg.

Systemanalysen viser at effekten af en forøget solcellekapacitet i et fremtidig dansk energisystem, afhænger af den marginale teknologi. Det fossile brændstofforbrug vil reduceres hvis enten kulkraftværker eller gasturbiner erstattes, mens CO₂ emissionerne kun vil reduceres hvis gasturbiner erstattes. Hvilket skyldes at kulkraftværker er inkluderet CCS i det valgte referencescenarie. De økonomiske omkostninger vil kun reduceres hvis offshore vind erstattes, pga. af en reducere af tvungen eleksport.

7 Referencer

1

Henrik Lund

Choice Awareness: The Development of Technological and Institutional Choice in the Public Debate of Danish Energy Planning
2000

2

Energinet.dk

<http://energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/Statistik.aspx>

3

Lena Kitzing, Catherine Mitchell og Poul Erik Morhorst

Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?

<http://www.sciencedirect.com.globalproxy.cvt.dk/science/article/pii/S030142151200746X>

4

Energinet.dk

Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter

Juni 2010

5

Klima og energiministeriet

<http://www.kemin.dk/Documents/Presse/2012/Solceller/Sol%20aftale%20151112FINALtilWEB.pdf>

6

Skatteministeriet

CC45 Vedvarende energianlæg.pdf

Oktober 2012

ISBN-nummer: 978-87-7121-496-3

7

Skatteministeriet

Udskrift af Håndværkerfradrag servicefradrag.pdf

Juni 2012

8

Statens Byggeforskningsinstitut (SBI)

Elproducerende solafskærmninger – SBI Statens Byggeforskningsinstitut, Aalborg Universitet

August 2012

<http://www.sbi.dk/indeklima/lys/elproducerende-solafskermining>

9

Dansk Standard

Vejledning om solcelleanlæg

Januar 2013

Side 23

<http://www.ds.dk/~media/DS/Files/Downloads/Artikler/Vejledning%20om%20solcelleanl%C3%A6g.ashx>

10

International Energy Agency (IEA)

Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy

2012

Side 8

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf

11

Konkurrence- og forbrugerstyrelsen (kfst)

November 2011

Detailmarkedet for elektricitet – Konkurrence- og Forbrugeranalyse

Side 10

12

Energitilsynet - Elprisstatistikken

<http://energitilsynet.dk/el/priser/prisstatistik-for-el-forsyningspligt/>

13

Energitilsynet

<http://energitilsynet.dk/el/afgoerelser/tilsynsafgoerelser/2011/fastsaettelse-af-mark-up-paa-forsyningspligtige-el-produkter-for-perioden-2012-2013/>

14

Energitilsynet

<http://energitilsynet.dk/el/marked/>

15

Energinet.dk

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Information%20om%20ændring%20i%20PSO-tariffastsættelse.pdf>

16

Dansk Energi

EnergiAgenda 17. januar 2007

17

Retsinformation

Bekendtgørelse af lov om afgift af elektricitet - § 6 stk. 2

<https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=133843>

18

Retsinformation

Bekendtgørelse af lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. - § 32 a

<https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=133871>

19

Retsinformation

Bekendtgørelse af lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter - § 2 stk. 1

[<https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=133858>]

20

Elforbrugspanelerne

<http://www.elforbrugspanel.dk>

21

Energistyrelsen

Danmark Energifremskrivning 2012

http://www.ens.dk/Documents/Netboghandel%20-%20publikationer/2012/Danmarks_energifremskrivning_2012.pdf

22

ProSolar

Mail korrespondance med Rasmus A. Jensen

23

Dansk Standard

Vejledning om solcelleanlæg

Januar 2013

<http://www.ds.dk/~media/DS/Files/Downloads/Artikler/Vejledning%20om%20solcelleanl%C3%A6g.ashx>

24

EPIA – European Photovoltaic Industry Association

Connecting to the sun

September 2012

Side 18

<http://www.epia.org/news/publications/connecting-the-sun/>

25

Skatteministeriet

<http://www.skm.dk/skatteomraadet/talogstatistik/kommuneskatter/7910.html>

26

Bernd Möller, Steffen Nielsen og Karl Sperling

A solar atlas for building-integrated photovoltaic electricity resource assessment

Juni 2012

http://vbn.aau.dk/files/72417772/A_SOLAR_ATLAS_FOR_BUILDING_INTEGRATED_PHOTOVOLTAIC.pdf

27

Energistyrelsen

NOTAT - Tillægsblad om kalkulationsrente, levetid og reference til vejledninger i samfundsanalyser på energiområdet

April 2011

28

Concito

Den samfundsøkonomiske kalkulationsrente – fakta og etik

Februar 2011

29

Energistyrelsen

Energikataloget Maj 2012

<http://www.ens.dk/DA-DK/INFO/TALOGKORT/FREMSKRIVNINGER/TEKNOLOGIKATALOG/Sider/Forside.aspx>

30

Energistyrelsen

Klimakommissionens rapport 2010

[http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/klimakommissionen/klimakommissionensrapport/Sider/Forside.aspx)

[politik/klimakommissionen/klimakommissionensrapport/Sider/Forside.aspx](http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/klimakommissionen/klimakommissionensrapport/Sider/Forside.aspx)

31

Dansk Standard 2013

Side 15

<http://www.ds.dk/~media/DS/Files/Downloads/Artikler/Vejledning%20om%20solcelleanl%C3%A6g.ashx>

32

PA Energy Ltd. – Notet om solcelleteknologi

Side 17

33

COWI A/S

Frederiksberg Kommune - Analyse for potentialet for grønne tage, solceller og tagvindmøller

Oktober 2011

34

Statens Byggeforskningsinstitut (SBI)

Elproducerende solafskærmninger – SBI Statens Byggeforskningsinstitut, Aalborg Universitet

August 2012

Side 10

<http://www.sbi.dk/indeklima/lys/elproducerende-solafskermining>

35

Morten Grud Rasmussen, Gorm Bruun Andresen og Martin Greiner

Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system

September 2012

[http://dtu-ftp.cvt.dk/cgi-](http://dtu-ftp.cvt.dk/cgi-bin/fulltext/elsevier?pi=/0301/4215/0051000c/12007677.pdf&key=373181937&rfr_id=info:sid/dlib.dtu.dk:DTUDigitalLibrary)

[bin/fulltext/elsevier?pi=/0301/4215/0051000c/12007677.pdf&key=373181937&rfr_id=info:sid/dlib.dtu.dk:DTUDigitalLibrary](http://dtu-ftp.cvt.dk/cgi-bin/fulltext/elsevier?pi=/0301/4215/0051000c/12007677.pdf&key=373181937&rfr_id=info:sid/dlib.dtu.dk:DTUDigitalLibrary)

36

Ingeniøren . Artikel

Gorm B. Andresen og Martin Greiner

Oktober 2012

<http://ing.dk/blog/solceller-mindsker-behov-energilagring-132744>

37

PWC

Solcelleanlæg – En guide til optimering af moms- og afgifts- og skattemæssige forhold

June 2012

Side 11

38

Klimakommissionen

Grøn energi – Vejen mod et dansk energisystem uden fossile brændsler

Side 70

8 Bilag

1

Branchekoder

2

Geometriske forhold

3

Solindstråling

4

PSO beregning

5

Hædnings- og orienteringskvotient

6

Solcelleanlægs produktionsprofil

7

Elforbrugsprofiler

8

Skatteberegning

9

Tagudnyttelsesfaktor

10

Simuleret produktionsfordeling i København

11

Privatøkonomisk analyse resultater for mindre beboelse

12

Privatøkonomisk analyse resultater af dækningsgrader

13

Privatøkonomisk analyse resultater for større beboelse, fælles inkl. lejligheder