



ENERGINET

SMÅ PROSUMERES SAMSPIL MED FREMTIDENS ENERGISYSTEM I 2030

Fokusanalyse om muligheder og udfordringer i forbindelse
med distribueret elproduktion

September 2018

INDHOLDSFORTEGNELSE

Samspillet mellem distribuerede- og storskalaløsninger er essentielt	3
Små prosumere med stor egenproduktion vinder frem	4
Udbredelsen af små prosumere påvirkes af rammevilkårene	5
Tilslutning til nettet er stadig hensigtsmæssigt for prosumeren	6
Hensigtsmæssige markeds løsninger er afgørende for en god udnyttelse af batterierne	7
Metode: Analyse af distribueret elproduktion på 'Lærkevej'	8

SMÅ PROSUMERES SAMSPIL MED FREMTIDENS ENERGISYSTEM I 2030

Denne analyse er en fokusanalyse, som omhandler små prosumeres samspil med fremtidens energisystem i 2030. Analysen simulerer en fiktiv villavej for at illustrere mulighederne og udfordringerne ved distribueret elproduktion og undersøger dermed ikke et konkret distributionsnet. Analysen tager afsæt i den langsigtede analyse *Systemperspektiv 2035*, som behandler det samlede energisystem, og den skal derfor ses i sammenhæng hermed. En del af analysen er derfor også underbygget i baggrundrapporten for *Systemperspektiv 2035*.

Dansk Energi og Energinet Elsystemansvar samarbejder i øjeblikket om en mere dybtgående analyse af perspektiverne ved prosumere og distribueret elproduktion i konkrete net. Analysens formål er at opnå indsigt i udviklingstendenserne, herunder forstå deres betydning for den fremtidige planlægning og dimensionering af elnettene. Derudover indgår analyserne i arbejdet med udviklingen af fremtidige markeds løsninger i TSO/DSO-snittet.

Små prosumeres samspil med fremtidens energisystem i 2030 kan findes her:
www.energinet.dk/prosumers
og *Systemperspektiv 2035* her:
www.energinet.dk/sys35



SAMSPILLET MELLEM DISTRIBUTUERED- OG STORSKALALØSNINGER ER ESSENTIELT

De nuværende tendenser med betydelige prisfald på solceller og batterier samt et øget fokus på udvikling af energikonverterende anlæg såsom store elektrolyseanlæg kan karakteriseres i henholdsvis to udviklingsretninger 'small scale' og 'big scale'. Spørgsmålet er, om disse udviklingstendenser modarbejder eller understøtter hinanden?

Langsigtede analyser er centrale for Elsystemansvar

Elsystemansvars kerneopgaver er at indpasse vedvarende energi, sikre lige adgang til nettene, udvikle elmarkedsdesign, overvåge og balancere eltransmissionsnettet og varetage elforsynings sikkerheden i Danmark. For effektivt at kunne løfte disse opgaver er langsigtede analyser et centralt element i Elsystemansvars arbejde med at sikre en både forsynings sikker og effektiv dimensionering og drift af eltransmissionsnettet i Danmark. Da distribuerede løsninger (fx solceller og batterier) i eldistributionsnettene vil påvirke eltransmissionsnettet, er det vigtigt for Elsystemansvar at opnå indsigt i udviklingstendenserne og forstå deres betydning for den fremtidige planlægning og dimensionering af eltransmissionsnettet.

"Big versus Small"?

Offshore-vindmølleparker og energikonverterende anlæg såsom elektrolyseanlæg (PtG), der kan forædle vedvarende energi fra vindmølleparkerne i Nordsøregionen, og som kræver stærke elnet, er typiske eksempler på storskalaløsninger, som potentielt kan findes i fremtidens energisystem. På den anden side åbner den teknologiske udvikling og betydelige prisfald på solceller, batterier og mikrokraftvarmeanlæg (brændselsceller) op for, at en større del af elproduktionen i fremtidens energisystem potentielt kan finde sted decentralt og helt ned på anlæg i individuelle husstande (1-10 kW) – som måske vil frakobles nettet.

Effektiv sameksistens af distribuerede- og storskalaløsninger

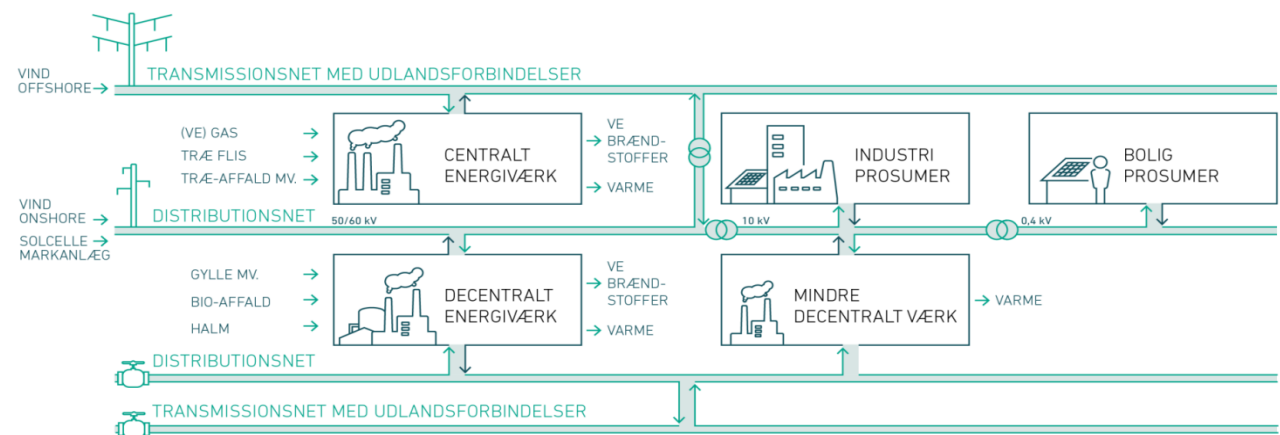
Elsystemansvars analyse *Systemperspektiv 2035*, som denne fokusanalyse udspringer af, ser netop på de to udviklingstendenser inden for storskala- og distribuerede løsninger og belyser, om de modarbejder eller understøtter hinanden. *Systemperspektiv 2035* peger på, at der vil være potentiale for en effektiv sameksistens og godt samspil mellem distribuerede løsninger og storskalaløsninger. Figur 1 illustrerer samspillet mellem storskalaløsningerne (energiværker) og de distribuerede løsninger (prosumere). *Systemperspektiv 2035* konkluderer, at de store energiværker, som fleksibelt kan bruge el til at producere brændstoffer og varme eller producere el, giver adgang til meget store energilagere. De små prosumere med batterier giver adgang til meget stor regulerbar effekt til time- og døgnoptimering. Hvis disse forskellige typer løsninger kombineres effektivt, kan der i fremtidens energisystem opnås høj

fleksibilitet og høj forsynings sikkerhed for el.

Små prosumeres samspil med fremtidens energisystem

De seneste års betydelige prisfald på solceller og batterier (distribueret elproduktion) kan på lidt længere sigt give husholdninger incitament til at opnå en betydelig andel selvforsyning af el. Husholdninger kan opnå en grad af selvforsyning ved etablering af et solcelleanlæg i kombination med et batteri til lagring af overskudsproduktion fra solcellerne. Derudover kan en prosumer-løsning også bestå af andre teknologier såsom mikrokraftvarmeanlæg, varmepumper m.v.

Distribueret elproduktion kan derved ændre markant på forsyningsløsningerne i de kommende år, hvilket kan have stor betydning for distributionsnettene samt for løsningerne i transmissionsnettet. I denne del af fokusanalysen fokuseres på små prosumere i boligsegmentet, hvor løsningen udelukkende består af solceller og batterier.



Figur 1: Effektiv sameksistens mellem distribuerede løsninger og storskalaløsninger, jf. *Systemperspektiv 2035*.

SMÅ PROSUMERE MED STOR EGENPRODUKTION VINDER FREM

I 2030 kan der være privatøkonomisk og i mindre omfang også samfundsøkonomisk rationale i en betydelig udbygning med prosumer-løsninger (solceller og batterier) i husholdninger. Investeringer i solcelleanlæg tæt ved industri og service kan fra et samfundsøkonomisk synspunkt være mere hensigtsmæssigt, men da denne analyse har fokus på prosumer-løsninger i husholdninger, er disse forhold ikke undersøgt. De faldende teknologipriser kan medføre, at et 12 kW solcelleanlæg kombineret med et 12-25 kWh batterilager kan blive en typisk løsning på 'Lærkevej'.

Prosumer-løsninger kan blive udbredt på 'Lærkevej'

Prisen på solceller og batterier er faldet markant de seneste år, og priserne forventes også at falde i fremtiden. Figur 2 viser elproduktionsprisen (LCOE) på solceller samt prisen for lithium-ion batterier. De relativt lave teknologipriser i 2030 betyder, at investering i prosumer-løsninger på 'Lærkevej' synes interessant. Investeringsanalysen i prosumer-løsningerne viser (figur 3), at en typisk villa med elbil på 'Lærkevej' investerer i den maksimalt tilgængelige solcellekapacitet på 12 kW og i et batteri på mellem 12-25 kWh, afhængigt af hvilken elbil forbrugeren ejer, samt hvilket forbrugsmønster elbilen har. Kun én villa (villa 2) på 'Lærkevej' investerer i mindre solcellekapacitet end det maksimalt mulige, hvilket hovedsageligt skyldes et relativt lavt klassisk elforbrug samt intet forbrug til en elbil. Dette tyder også på, at det under nuværende rammevilkår ikke er privatøkonomisk fordelagtigt at investere i et solcelleanlæg med det ene formål at producere og sælge strøm til nettet. Fire ud af de ni villaer på 'Lærkevej', som ejer en elbil, investerer i ca. halvt så meget batterikapacitet som de andre. Til gengæld investerer disse villaer i mere inverterkapacitet grundet forskellige lade- og forbrugsmønstre for elbilerne. Inverteren omsætter jævnstrøm til vekselstrøm til brug i villaen. Villa 1-6 (undtaget villa 2) har et lade- og forbrugsmønster for elbilerne, som gør, at disse kun kan oplades uden for normal arbejdstid, mens det for elbilerne i de resterende villaer ikke er tilfældet. Dette betyder, at i villa

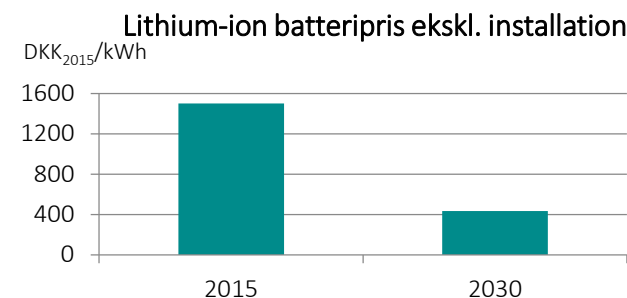
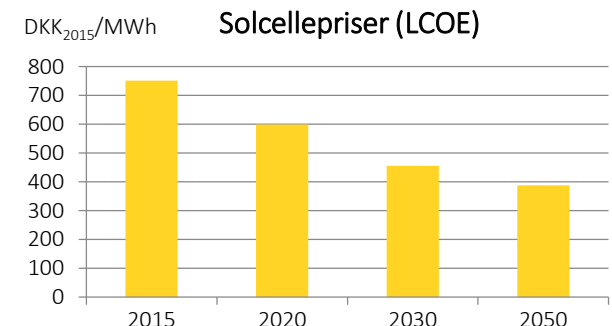
7-10 kan en større mængde af elproduktionen på solcelleanlægget anvendes direkte til opladning af elbilerne, mens produktionen af el på solcellerne og lademønsteret for elbilerne i de resterende villaer er tidsforskudte. Batteriet fungerer altså som et time/døgn lager, hvor overproduktionen af el på solcellerne lagres omkring middag for derefter at blive benyttet til at dække villaens og elbilens forbrug senere på dagen.

Rationale for prosumere på 'Lærkevej'

Analysen viser, at prosumer-løsninger bestående af et solcelleanlæg kombineret med et batterilager kan være både privat- og i nogen omfang også samfundsøkonomisk fordelagtigt for en typisk 'Lærkevej'. Fra et privatøkonomisk synspunkt vil 'Lærkevej' kunne reducere deres omkostninger til el med ca. 40 pct. ved etablering af prosumer-løsninger sammenlignet med ikke at etablere løsningerne og udelukkende købe og forbruge strøm fra nettet. Den privatøkonomiske gevinst er hovedsageligt drevet af, at mindre solcelleanlæg kan producere direkte ved forbrugsstedet og dermed undgå omkostninger til nettariffer og eventuelle afgifter. Med en sådan gevinst kunne man forestille sig, at det ville være interessant at gå off-grid; men bl.a. pga. behov for sæsonlagring er dette ikke attraktivt (se s. 6). Samfundsøkonomisk giver prosumer-løsningerne på 'Lærkevej' kun en beskedne gevinst på 2-4 pct. i forhold til referencen uden prosumer-løsningerne.

	V.1	V.2	V.3	V.4	V.5	V.6	V.7	V.8	V.9	V.10	Middel
Investeringer											
Solcelleanlæg (kW)	12,0	5,1	12,0	12,0	12,0	12,0	11,7	11,1	12,0	12,0	11,2
Inverter (kW)	3,3	1,7	3,2	3,3	3,3	3,3	4,5	4,4	4,7	4,7	3,6
Ellager, batteri (kWh)	23,3	9,2	25,9	24,1	23,9	24,9	12,9	11,2	12,9	13,8	18,2
Forudsætninger											
<i>Klassisk elforbrug, årligt (MWh)</i>	4,7	3,1	3,1	4,1	4,4	4,8	5,0	5,3	5,6	5,6	4,6
<i>Årligt elforbrug til elbil (MWh)</i>	5,2	0	7,0	5,2	5,2	5,2	3,0	3,0	5,2	5,2	4,4
<i>Batterikapacitet, elbil (kWh)</i>	80	0	80	80	80	80	40	80	40	80	64

Figur 3: Privatøkonomisk investering i prosumer-løsninger (solceller + batteri) på en typisk 'Lærkevej' i 2030.



Figur 2: Elproduktionsomkostninger for solceller over dets levetid (4 pct. rente) samt pris for lithium-ion batterier. Kilde: Teknologikataloget, Energistyrelsen og Energinet.

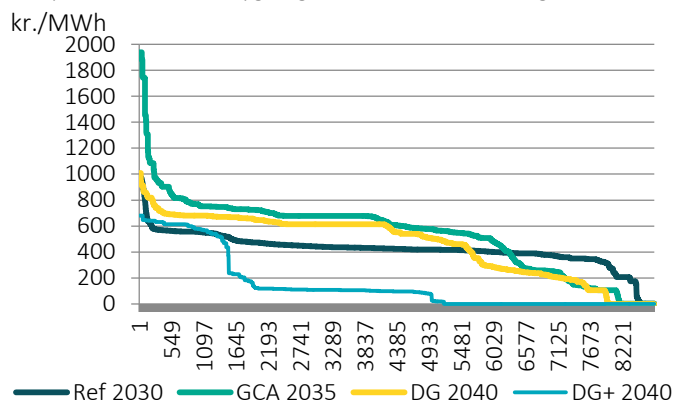
UDBREDELSEN AF SMÅ PROSUMERE PÅVIRKES AF RAMMEVILKÅRENE

Når priserne på solceller og batterier falder, må det forventes, at andre europæiske lande også investerer i disse teknologier. Virkemidler, herunder høje CO₂-priser til understøttelse af en betydelig europæisk udbygning med vedvarende energi, kan påvirke elpriserne på de europæiske elmarkeder og dermed have indflydelse på investeringerne i prosumer-løsninger på 'Lærkevej'.

International udbygning forstærker udbredelsen af prosumere

Med de betydelige prisfald på solceller og batterier må naturligt følge en – ikke kun dansk – men europæisk udbygning af prosumer-løsninger. På grund af Danmarks stærke forbindelser til de europæiske elmarkeder vil en sådan udbygning i Europa have indflydelse på de danske elpriser i store dele af året. Figur 4 illustrerer den vestdanske elpris i tre forskellige, internationale scenarier (GCA, DG og DG+) samt elpriserne (Ref 2030), som i denne analyse er anvendt i de privat- og samfundsøkonomiske grundberegninger.

GCA-scenariet (Global Climate Action) er defineret som et grønt scenarie, der er "on track" mod EU's klimamål, og har fokus på udbygning af vindmøller og solceller og en høj CO₂-pris til at drive udbygningen af vedvarende energi.



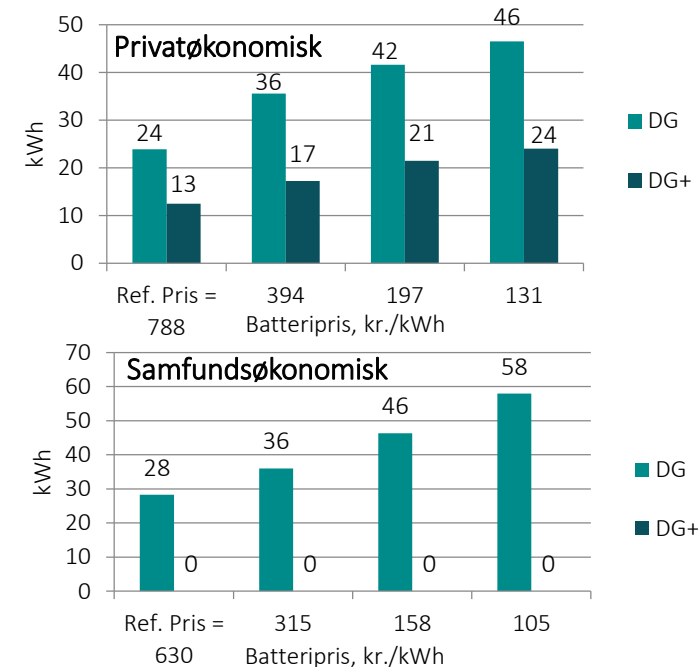
Figur 4: Sorterede timepriser for el i Vestdanmark ved forskellige udbygningsforløb af solceller og batterier i Europa.

Dette scenarie giver betydeligt flere timer, hvor elprisen er høj sammenlignet med elpriserne anvendt i referencen (Ref 2030). Hvis den samme investeringsanalyse foretages med de nye elpriser fra GCA-scenariet, viser analysen, at husholdningerne på 'Lærkevej' øger deres investering i batterikapacitet til mellem 20-30 kWh fra de oprindelige 12-25 kWh som præsenteret på side 4. Investeringen i den øgede batterikapacitet er hovedsageligt drevet af den høje CO₂-pris, som er grundlaget for de højere elpriser. Batterierne benyttes altså til at "undgå" timerne med de forhøjede elpriser. Den privatøkonomiske analyse indikerer, at prosumerens samlede omkostninger til elektricitet i et elprisforløb som illustreret af GCA-scenariet, er marginalt lavere end i elprisforløbet illustreret af referencepriserne (Ref 2030). Det er dog værd at bemærke, at husholdningerne på 'Lærkevej' ikke investerer i tilstrækkelig batterikapacitet til at kunne gå 100 pct. off-grid til trods for de forhøjede elpriser i GCA-scenariet. En fuldstændig off-grid løsning, hvor villaerne har mulighed for at benytte en naturgasfyret PEM brændselscelle i kombination med solceller og batterier, vil være ca. en faktor 2 dyrere (jf. *Systemperspektiv 2035*) end løsningen med solceller, batterier og nettilslutning.

Prisfald og omverdenen påvirker 'Lærkevej'

For at undersøge 'Lærkevejs' følsomhed over for prisfald og omverdenens udvikling er to yderligere elprisforløb inkluderet. Disse forløb er repræsenteret ved DG (Distributed Generation) og DG+ scenarierne og illustrerer et yderligere prisfald på solceller og batterier. DG-scenariet er på mange områder sammenlignelig med GCA-scenariet, men DG-scenariet fokuserer i højere grad på udbygning af vindmøller og solceller i en distribueret form. Elprisforløbet i DG-scenariet minder meget om elpriserne i GCA-scenariet. For netop at illustrere den øgede udbygning af distribuerede løsninger ved yderligere prisreduktioner på teknologierne, er DG+ scenariet indført. DG+ scenariet er identisk med DG-scenariet bortset fra, at der i DG+ scenariet er indført en fordobling af solcellekapaciteten og en tyvedobling af batterikapaciteten sammenlignet med DG-scenariet. Dette medfører, at der er mange timer i løbet af året, hvor elprisen er meget lav eller nærmest 0.

Figur 5 viser den gennemsnitlige batterikapacitet, som 'Lærkevej' investerer i ved et elprisforløb som illustreret af DG og DG+ scenarierne. Ved samme batteripris, som anvendt i GCA-forløbet, investerer 'Lærkevej' – ud fra et privatøkonomisk synspunkt – i 13-24 kWh batterikapacitet, afhængigt af elprisforløbet. Følsomhedsanalysen viser også, at jo lavere batteripris, desto større batterikapacitet investerer husholdningerne i. Det skal dog bemærkes, at trods de yderligere reducerede priser investerer 'Lærkevej' ikke i nok batterikapacitet til at kunne gå off-grid. Følsomhedsanalysen indikerer desuden, at der ikke er et samfundsøkonomisk incitament til at investere i batterier på 'Lærkevej', hvis elpriserne er så lave som illustreret i DG+ forløbet. I en sådan situation er det samfundsøkonomisk mere effektivt at udnytte nettilslutningen til nettet og synergierne med det øvrige system og importere den billige elektricitet fra markedet.



Figur 5: Gennemsnitlig batteriinvestering på 'Lærkevej' i DG og DG+ forløbet.

TILSLUTNING TIL NETTET ER STADIG HENSIGTSMÆSSIGT FOR PROSUMEREN

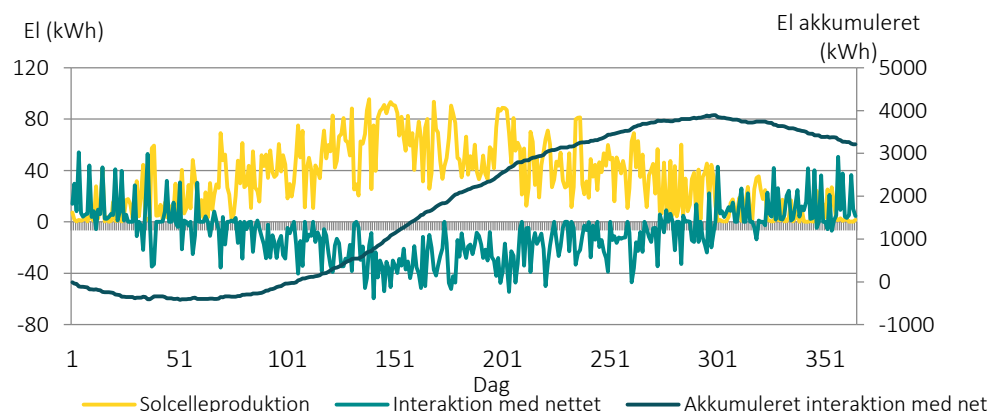
Tilslutning til nettet er fortsat hensigtsmæssigt for prosumeren, som ikke har et økonomisk incitament til at frakoble sig og gå 100 pct. off-grid, på grund af at batterierne er for dyre til sæsonlagring, og den overskydende solcelleproduktion om sommeren ikke kan nyttiggøres. *Systemperspektiv 2035* konkluderer også, at storskalaløsninger i systemet kan tilbyde lagring til en langt lavere omkostning, og at en kombination af distribuerede batterier til håndtering af daglige ubalancer sammen med fleksible, storskalalagrings- og produktionsenheder kan tilbyde systemet en væsentlig fleksibilitet, både på mellemlangt (2035) og langt sigt (2050).

Prosumeren beholder formentligt nettilslutningen

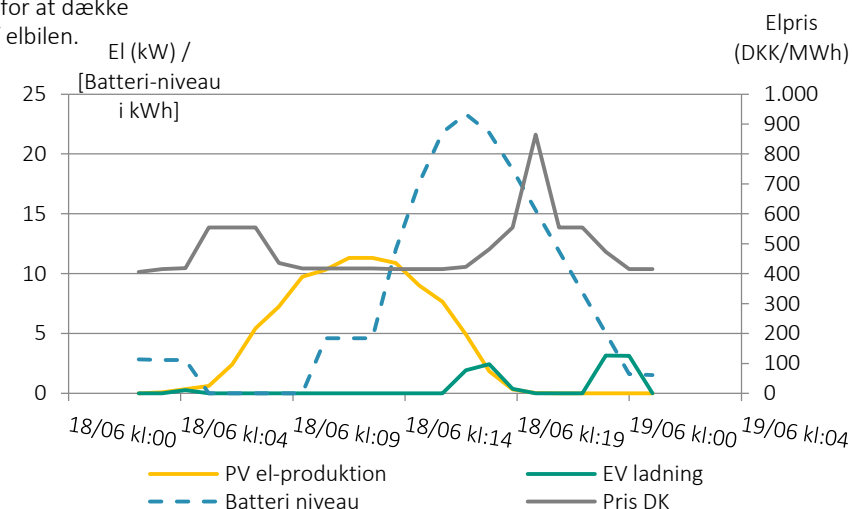
Til trods for det umiddelbare incitament til at investere betydeligt i solceller og batterier qua de faldende teknologipriser betyder Danmarks geografiske placering og antallet af solskinstimer i landet, at elproduktion fra solcelleanlæg vil være yderst afhængig af sæsonen og vil derfor variere fra sommer til vinter. Som det fremgår af figur 6, vil en villa med solcelleanlæg og batterilager fungere som nettoeksportør af el i sommerperioden (marts til oktober), mens villaen i vinterperioden vil have behov for at importere elektricitet fra andre kilder.

Distributionsnettet udnyttes altså jævnlgt henover året til enten eksport af overskuds-el fra solcelleanlægget eller som backup i perioder, hvor solcelleanlægget ikke er i stand til at producere tilstrækkeligt el til at dække villaens samlede elforbrug. Analyserne viser, at en typisk prosumer på 'Lærkevej' ikke investerer i batterilagring med henblik på sæsonlagring – dvs. lagring af elektriciteten fra den store (over)produktion om sommeren for at kompensere for den manglende solcelleproduktion om vinteren. I stedet bliver batteriet benyttet som buffer i en daglig cyklus, hvor overproduktionen af el om middagen lagres til senere brug samme dag. Figur 7 illustrerer et typisk driftsforløb om sommeren for en villa med en prosumer-løsning. Solcelleanlægget begynder at producere el omkring dagry, hvorefter produktionen tager til i styrke og toppe i tidsrummet kl. 10-14. I samme periode falder markedsprisen på el qua den store solcelleproduktion fra andre prosumere (og evt. store, centrale solcelleanlæg). I stedet for at sælge den producerede el og eksportere til nettet (til en lav pris) aktiveres batteriet med henblik på at lagre solcellestrømmen. Når solcelleproduktionen begynder at aftage efter kl. 15, stiger prisen på importeret elektricitet fra nettet, og batteriet begynder nu at aflade for at dække villaens klassiske elforbrug samt ladning af elbilen.

Den sæsonafhængige elproduktion fra solcellerne og behovet for sæsonlagring er altså én af årsagerne til, at det er hensigtsmæssigt for prosumeren at bibeholde nettilslutningen, da det for prosumeren er billigere at importere el fra nettet end at investere i yderligere batterikapacitet for at gemme sommerens overproduktion af solcellestrøm til om vinteren. Som figur 5 på forrige side viser, vil selv yderligere reduktioner på investeringsomkostningerne for solcelleanlægget og batteriet ikke give prosumeren incitament til at investere i tilstrækkelig batterikapacitet til at kunne lagre solcellestrømmen fra sommerens produktion til brug i vinterperioden. Dermed er det, fra et rent økonomisk perspektiv, ikke sandsynligt, at prosumere vil gå 100 pct. off-grid med de i analysen antagne forudsætninger, herunder priser på solceller og batterier.



Figur 6: Gns. døgnproduktion over året fra solcelleanlæg og tilhørende interaktion med nettet.



Figur 7: Driftsforløb af en prosumer på 'Lærkevej' en typisk sommerdag.

HENSIGTSMÆSSIGE MARKEDSLØSNINGER ER AFGØRENDE FOR EN GOD UDNYTTELSE AF BATTERIERNE

Solceller, batterier og elbiler skaber nye muligheder for distribueret produktion, lagring og forbrug af el. Men samtidig giver det også nye udfordringer i elsystemet. Både solceller og elbiler kan give flaskehalse i elnettet. For at få udnyttet fleksibiliteten i både batterier og elbiler er det derfor helt afgørende, at der etableres hensigtsmæssige incitamentsstrukturer såsom markedsløsninger, således at batteriernes "muskler" kan bruges til at løse disse flaskehalse, og at elbilerne får incitament til at fordele opladningen uden for kogespidsperioden.

Plads til mange elbiler på 'Lærkevej' hvis opladning udjævnes

Elbilerne er energieffektive, og med et typisk kørselsmønster forbruger en elbil 10-15 kWh dagligt. Dette forbrug er af samme størrelsesorden som det øvrige elforbrug. Hvis forbruget til elbiler fordeles jævnt over døgnet og begrænser forbrug i kogespidsen, er der typisk kapacitet i kablet på vejen til at forsyne 5-6 elbiler i hver husstand.

Men elbilen kan lade med en relativt stor effekt. Standarden er i dag typisk 11 kW, og på sigt kan 22 kW blive en standard, hvilket langt overstiger den kapacitet der i gennemsnit er dimensioneret til i en husstand, hvor der typisk er plads til samtidigt forbrug på 4-6 kW.

Hvis bilerne vil lade samtidigt pga. billige elpriser fra fx rigelige mængder vindkraft i nettet, kan det give overbelastning i elsystemet på 150 pct.-300 pct., afhængigt af om ladingen sker samtidig med andet forbrug på vejen. Der er derfor behov for en markedsløsning, som kan give incitament til at fordele opladningen af elbilerne, så den kun i begrænset omfang rammer kogespidsene, og at ikke alle elbiler lader fuld styrke samtidigt.

Plads til solcelleanlæg på 'Lærkevej' hvis batterier er lager

Hvis alle huse etablerer solcelleanlæg på 12 kW, overstiger produktionen i de solskinsfyldte timer kapaciteten i nettet

med 300 pct.-500 pct. i det viste eksempel. Men hvis batterier bruges som buffer, og fleksibelt forbrug fra elbiler fordeles hensigtsmæssigt, vil nettet kunne aftage solcelleproduktionen de fleste af årets timer. En hensigtsmæssig markedsløsning kan skabe de nødvendige rammer for, at det i praksis kan styres. Figur 8 viser et eksempel på, hvordan en passende markedsløsning kan begrænse elforbrug og produktion på 'Lærkevej', så det ligger inden for den fysiske kapacitet, når der (forsimplet) ses på den samlede kapacitet.

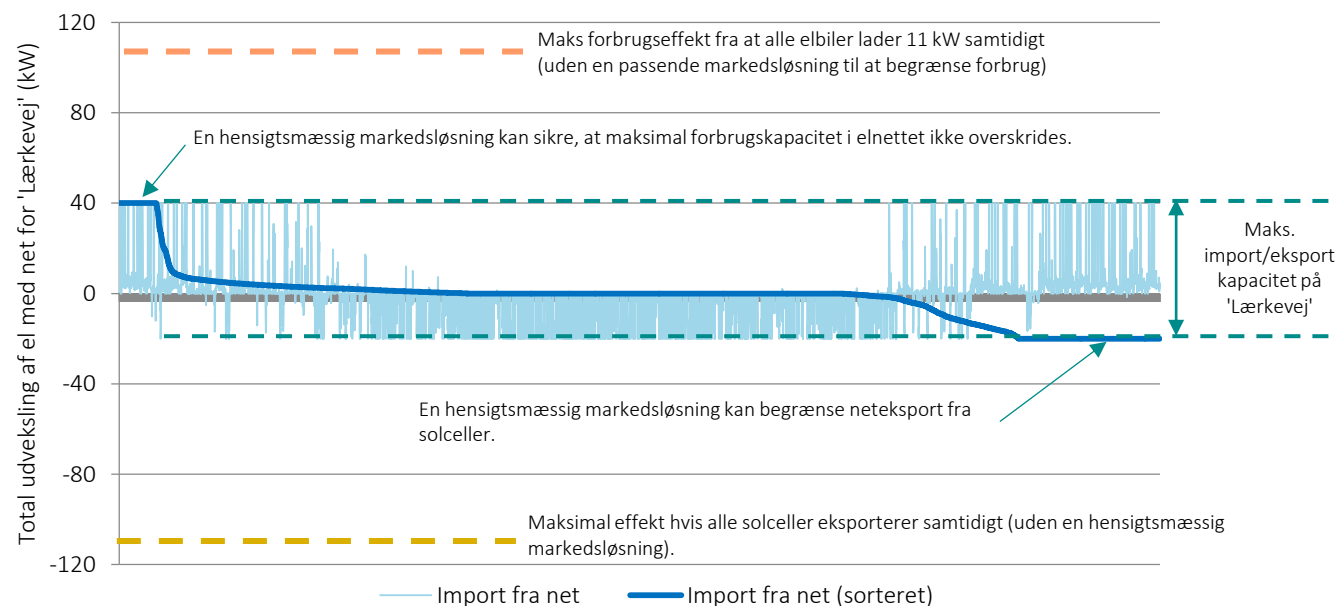
Markedsløsninger er et must – men en detaljeret netanalyse og balance mellem batterier og netforstærkning skal analyseres videre

En hensigtsmæssig markedsløsning kan sikre stabilitet, robusthed og forsyningsikkerhed i samspillet mellem transmission-distribution og den enkelte forbruger. Og batterier kan bidrage til at håndtere både flaskehalse,

når solen skinner, og når alle elbiler vil lade billig vindmøllestrøm fra nettet.

Men batterier er relativt dyre, og det kan være hensigtsmæssigt at kombinere udviklingen af en markedsløsning med gradvist at forstærke elnettet i takt med naturlig reinvestering.

Omkostninger til forstærkning varierer meget i forhold til typen af bebyggelse osv. og er ikke nærmere analyseret i denne del af analysen. I et samarbejde mellem TSO og DSO arbejdes der løbende videre på at illustrere forskellige cases med drift, forstærkning og markedsløsninger.



Figur 8: Simulering af samlet udveksling af el mellem 'Lærkevej' og elsystemet. En hensigtsmæssig markedsløsning kan begrænse import i ca. 300 timer og eksport i ca. 800 timer.

METODE: ANALYSE AF DISTRIBUTUERET ELPRODUKTION PÅ 'LÆRKEVEJ'

Analysen er baseret på modellering af den enkelte prosumer i boligsegmentet samt modellering af en typisk villavej 'Lærkevej' bestående af en række prosumere. Prosumere på 'Lærkevej' er analyseret i sammenhæng med det resterende danske energisystem.

Prosumere på 'Lærkevej'

Analysen af de små prosumere i boligsegmentet, som er placeret i distributionsnettet, tager udgangspunkt i den fiktive villavej 'Lærkevej'. 'Lærkevej' består af ti typiske en-familiesvillaer, der hver især består af elproduktionsanlæg (solceller), elforbrugende enheder (fx elbiler) samt ellagringsmuligheder (batterier). Den analyserede 'Lærkevej' kan betragtes som en villavej med kraftig udbygning af solceller, batterier og elbiler, og repræsenterer nødvendigvis ikke typiske investeringsbeslutninger på samtlige villaveje i Danmark i 2030. Anden del af analysen vil belyse flere tænkelige udgaver af villaveje, hvor investeringsniveauet varierer – eksempelvis om husholdningerne ejer en elbil eller ej. Desuden er 'Lærkevej' forbundet til det overliggende elsystem, så der er mulighed for at importere og eksportere elektricitet. Elforbruget i villaerne udgøres dels af det klassiske elforbrug (lys, apparater m.v.), dels el til opladning af elbil. Villaerne har forskellige forbrugsprofiler for det klassiske elforbrug samt opladning af elbilerne. De klassiske elforbrugsprofiler er baseret på virkelige, men anonymiserede, forbrugsdata.

Der er i denne analyse ikke inkluderet teknologier såsom V2G (vehicle-to-grid), gashybrid- og elvarmepumper, elpatroner, varmelager m.m. V2G-løsninger ville sandsynligvis påvirke investeringen i solcellebatteriet, da elbilens batteri med V2G-teknologien også vil være i stand til at fungere som batteri og levere el tilbage til husholdningen til brug i fx det klassiske elforbrug. Elvarmepumper kan i samspil med et varmelager tilføre yderligere fleksibilitet i husholdningen og dermed også påvirke behovet for andre lagringsteknologier. Disse elementer analyseres yderligere i den kommende anden del af analysen.

Hvor ligger 'Lærkevej' i det samlede elsystem?

Små prosumere i boligsegmentet vil typisk findes i distributionsnettet på de lavere spændingsniveauer. 'Lærkevej' er analyseret på 0,4 kV-nettet med dertilhørende antaget netbegrænsninger mellem den enkelte villa og 'Lærkevej' samt mellem 'Lærkevej' og det overliggende net. Begrænsningen på import og eksport af el mellem den enkelte villa og 'Lærkevej' er 25 A (17,3 kW), hvilket er den maksimale aftageeffekt. Desuden er begrænsningen på forbindelsen mellem 'Lærkevej' og det overliggende elsystem antaget at være 40 kW importkapacitet til 'Lærkevej' og 20 kW eksportkapacitet fra 'Lærkevej'. Denne kapacitetsbegrænsning kan naturligvis variere fra sted til sted afhængigt af distributionsnettet, men disse begrænsninger analyseres nærmere i anden del af analysen, hvor mere teknisk detaljerede netanalyser foretages.

Optimering af distribueret elproduktion på 'Lærkevej'

Den distribuerede elproduktion på 'Lærkevej' er modelleret og analyseret i Elsystemansvars investeringsmodel Sifre-Adapt. Sifre-Adapt giver mulighed for at optimere driften af enhederne på 'Lærkevej' samt at foretage optimering af anlægsinvesteringerne (solcellekapacitet, batterilager, inverterkapacitet mv). Derved vil Sifre-Adapt ud fra en 'least-cost' tilgang minimere de samlede drifts- og investeringsomkostninger for 'Lærkevej' og den enkelte villa. I investeringsoptimeringen er det antaget, at modellen maksimalt kan investere i 12 kW solcelleanlæg. Denne øvre grænse skal illustrere den del af et typisk enfamiliesvilla-tag, som kan anvendes til installation af et solcelleanlæg (typisk én tagflade). Man kan dog forestille sig, at hvis prisen på solcelleanlæg falder tilstrækkeligt, vil det kunne give mening at udnytte større tagareal til trods for et potentielt lavere udbytte. Modelleringen og optimeringen er gennemført for en case i 2030, hvor de til den tid forventede teknologipriser på solceller, invertere og batterier er anvendt.

Analysens hovedantagelser

Analysens beregningsår er 2030, hvilket betyder, at elmarkedspriser, teknologidata og investeringsomkostninger er estimerede 2030-data. Alle priser og omkostninger i analysen er i faste 2016-priser, hvis ikke andet er angivet. Elmarkedspriserne (Ref 2030, figur 4, side 5) er baseret på Energinets analyseforudsætninger, mens de resterende elpriser er baseret på ENTSO-E's TYNDP 2018-scenarier. Energinets og Energistyrelsens teknologikatalog ligger til grund for de anvendte teknologi- og omkostningsdata anvendt i analysen. I de samfundsøkonomiske analyser er skatter og afgifter ikke taget med i beregningerne, mens en tarif på 260,5 kr./MWh er antaget. For de privatøkonomiske analyser er der i 2030 antaget energiafgifter på 568,75 kr./MWh, inkl. moms (25 pct.), mens tariffen er 325,63 kr./MWh, inkl. moms. Desuden er der i den privatøkonomiske analyse regnet med en fast moms på elprisen, dvs. prisen, som husholdningerne i analysen betaler for el, er elmarkedsprisen, plus 25 pct. moms. Analysens resultater vil naturligvis være følsom over for ændringer i antagelser, eksempelvis vil ændrede afgifter eller tariffer påvirke den privat- og samfundsøkonomiske gevinst.



Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

Energinet Elsystemansvar

Elsystemansvars kerneopgaver er at indpasse vedvarende energi, sikre lige adgang til nettene, udvikle elmarkedsdesign, overvåge og balancere eltransmissionsnettet og at varetage elforsyningssikkerheden i Danmark.

Ansaret for disse opgaver gælder både i nuet og i fremtiden, hvor meget mere vedvarende energi skal ind i ikke alene elsektoren, men i et samlet energisystem, der står over for store forandringer, og hvor der er behov for en høj grad af sammentænkning.

For at skabe fundamentet for den bedst mulige omstilling, belyse udfaldsrum og sikre værdien af de investeringer, der foretages, analyserer Elsystemansvar løbende udviklingen af både energisektoren som helhed og enkelte dele af energisystemet.

