



Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Solceller

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
5. januar 2023

J nr. 2022 – 13659

/CHWO

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2050.....	2
Metode og antagelser	3
Tagbaserede anlæg	4
Markanlæg	5
Usikkerhed.....	8
Ændringer ift. AF21	10

Energistyrelsen

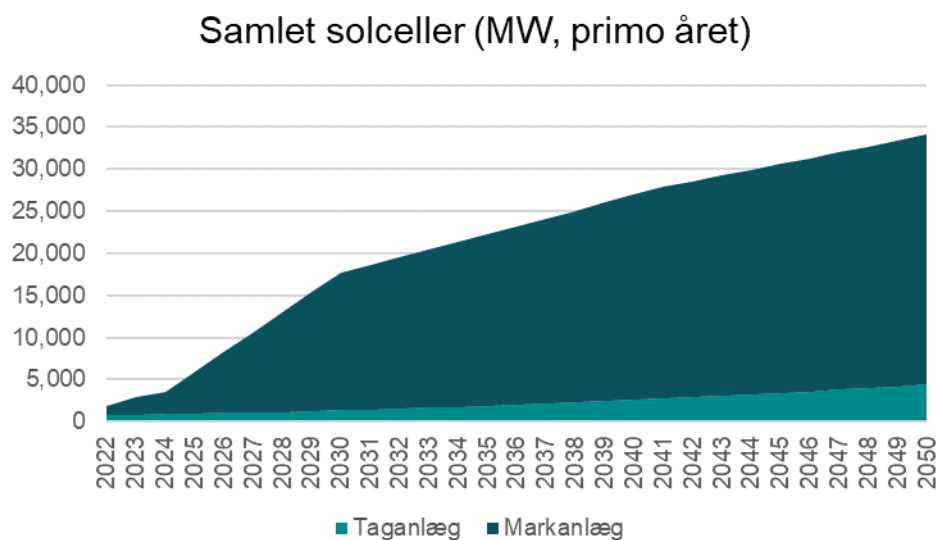
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

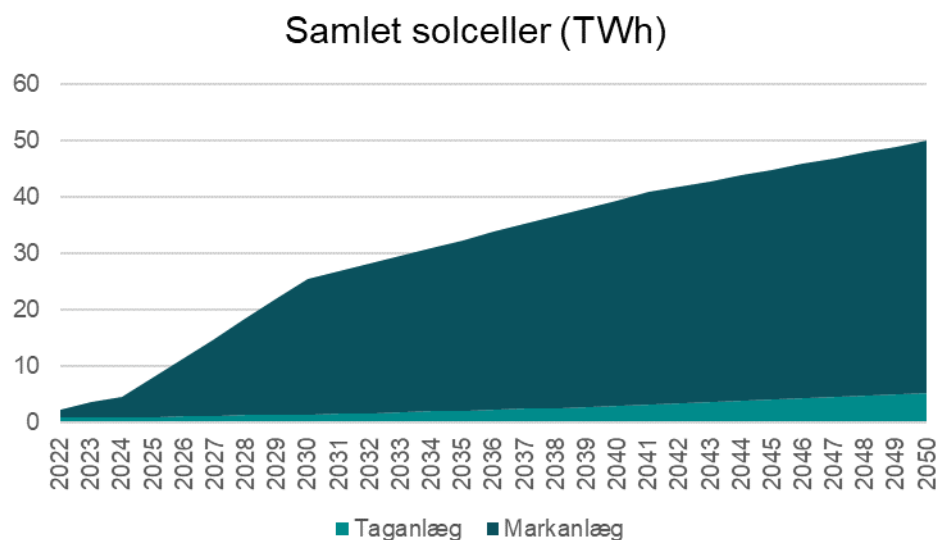
www.ens.dk

Udvikling frem mod 2050

Figureerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra solceller i AF22. Fremskrivningen antager en markant stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2050.



Figur 1: Samlet solcellekapacitet i AF22 (MW, primo året).



Figur 2: Samlet produktion fra solceller i AF22 (TWh).

Forløbene i Analyseforudsætningerne til Energinet er opgjort i kapacitet primo hvert år. Al kapacitet og dens produktion eller forbrug, som antages etableret i løbet af et år, medregnes med fuld kapacitet fra det efterfølgende år af pba. af det modeltekniske grundlag.

Metode og antagelser

Forudsætninger for solceller skelner mellem markanlæg og taganlæg. Ved markanlæg forstås kommercielle solcelleanlæg opstillet på terræn (fx en mark), hvorimod der ved taganlæg forstås både kommercielle og private anlæg på tage, fx ejet af private husholdninger eller erhverv. Historisk har markanlæg fyldt en mindre del af den samlede kapacitet af solceller, men i løbet af de seneste år har den samlede kapacitet af markanlæg oversteget den samlede taganlægskapacitet. Denne trend forventes at fortsætte.

Alle kapaciteter i forudsætningsnotatet forstås som nettilsluttet kapacitet (også kaldet W_{ac} eller AC-kapacitet) for at kunne sammenligne kapaciteten med andre teknologier i elsystemet. I solcellebranchen bliver kapaciteten ellers ofte opgivet med den installerede modulkapacitet (også kaldet W_{dc} eller DC-kapacitet), der som regel er højere end den nettilsluttede AC-kapacitet. Dette skyldes, at DC-kapaciteten af modulerne er opgjort som maksimal produktion under visse standardiserede forhold, som sjældent opnås i almindelig drift. Herudover kan anlægsoptimeringer af nettilslutningsudstyr føre til, at AC-kapaciteten er lavere end DC-kapaciteten.

Nedtagning af eksisterende anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022) vurderes levetiden for solcelleanlæg at være 35 år eller derover. Dette gælder for såvel tag- som markplacerede anlæg. Der forventes ikke nogen nedtagning af betydning før 2050.

Produktion fra eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022) fremgår forventede antal fuldlasttimer for forskellige anlægstyper. For tagplacerede anlæg skelnes mellem hhv. husstands anlæg og kommercielle anlæg (fx på taget af en industriel bygning). For eksisterende kapacitet er der estimeret et gennemsnit for antal fuldlasttimer for den samlede bestand af anlæg frem for en opdeling på forskellige anlægstyper. For anlæg opsat inden 2020 anvendes 1.000 kWh/kW målt ved inverter baseret på observationerne. Dette gælder for såvel tag- som markplacerede anlæg.

Antagelser om fuldlasttimer for nye anlæg fremgår af tabellen herunder. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte år, hvorfor der interpoleres i mellem de angivne år, som vurderes som retvisende grundet den gradvis tiltagende kontinuerlige udvikling i teknologien.



Tabel 1: Fuldlasttimer for nye anlæg målt ved inverter (kWh/kW).

	2020	2030	2040	2050
Husstandstaganlæg	1.061	1.172	1.184	1.197
Kommercielle taganlæg	1.111	1.228	1.241	1.254
Markanlæg (fikseret)	1.343	1.484	1.499	1.515
Markanlæg (tracker)	1.545	1.712	1.724	1.742

Udbygningen med enaksede trackeranlæg (henvises herefter til som 'trackeranlæg') forventes at ligge på 25% af den samlede udbygning fra markanlæg fra primo 2024. Det er bl.a. arealomkostninger og tilgængelig netkapacitet, der afgør valget mellem trackersystemer og fastmonterede fikserede markanlæg. Valget mellem systemerne bliver fastsat under projektplanlægningen, men kan ændre sig undervejs. Også derfor er det behæftet med usikkerhed, om andelen af tracker på den samlede udbygning kan blive større eller mindre. Trackeranlæg har flere fuldlasttimer end tilsvarende fastmonterede fikserede markanlæg og en karakteristisk produktionsprofil med maksimal effekt før og efter middagstimerne. En større udbredelse af trackeranlæg kan være gavnlig for udnyttelsen af elnettet, da anlæggenes maksimale produktion opnås i flere timer og da produktionen udglattes relativt mere end for fastmonterede fikserede anlæg. Trackeranlæg kræver dog mere plads pga. en højere nødvendig afstand mellem modulrækkerne.

Tagbaserede anlæg

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye taganlæg er i AF22 baseret på den historiske trend. Den samme tilgang har været anvendt i fremskrivningen af solcelletaganlæg i KF22. Den forsimplede tilgang fører ikke til en signifikant anderledes udbygning end antaget i AF21.

På baggrund af udbygningen de seneste fem år er der lavet en ekstrapolation af den gennemsnitlige udbygningstrend i disse år. Det betyder, at kapaciteten øges fra ca. 750 MW i dag til ca. 1,3 GW i 2030, og 4,4 GW i 2050.

Det bemærkes, at identitetskravet i nettoafregningsbekendtgørelsen og øjeblikksafregningsbekendtgørelsen for egetforbrug af el fra vedvarende energi blev fjernet d. 30. juni 2021. Det åbner op for egetforbrug via tredje part, hvilket kan give anledning til en øget udbygning med solceller på industritage. Med ændringen, som trådte i kraft den 30. juni 2021, kan en opstiller installere et solcelleanlæg på taget af en bygning, der ejes eller lejes af en anden virksomhed, og ejer eller lejer af bygningen kan forbruge strømmen fra solcelleanlægget under reglerne for egetforbrug. Den fulde effekt af tiltaget kendes dog endnu ikke grundet den relativ lille andel kapacitet opsat under de nye regler.

Markanlæg

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye markanlæg forventes primært at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen gennem såkaldte PPA'er. Information om PPA'er er dog vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder forretningshemmeligheder fra aktørerne. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er, og PPA'er indgår derfor i en samlet vurdering af udbygningen med nye anlæg. Det bemærkes, at når der ses mere end et par år frem i tiden, er udbygningen forbundet med væsentlig usikkerhed.

Projektøkonomien af anlæggene på marked afhænger dels af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger (eksempelvis arealomkostninger og netomkostninger og -tariffer), og dels af den forventede fremtidige indtjening, herunder elprisen i markedet eller opnået gennem PPA'er. Elprisen i markedet og især den solvægtede elpris (afregningsprisen for sol) er behæftet med stor usikkerhed.

Der er mange hensyn forbundet med at udbygge med ny solcellekapacitet, bl.a. skal der findes et egnet areal, hvortil der skal opnås kommunal godkendelse. I takt med en voksende udbygning vil det kunne forventes at solcelleanlæg, i vis grad ligesom det er sket for vindmøller placeret på land, vil kunne opleve en øget modstand i lokalområdet, hvilket kan give sig udslag i lavere godkendelsesrater for planprocessen i kommunerne.

Udbygningen på kort sigt er baseret på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsens og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (henvises herefter til som 'pipeline').

Eksisterende parker og udbygning til primo 2023

Udbygning til primo 2022 og årene før, dvs. eksisterende projekter, baseres på oplysninger fra stamdataregistret med skæringsdato 1. august 2022. Tilvæksten til primo 2023 baseres delvis på de allerede nettilsluttede projekter i løbet af 2022, som fremgår af stamdata, og forventninger til resten af året. Projekter opstillet i løbet af 2022, og som indgår til primo 2023, fremgår af nedenstående tabel.



Tabel 2: Projekter, der er blevet nettilsluttet i løbet af 2022 og regnes med fra 2023, samt øvrig fremskrevet kapacitet til udgangen af året.

Projekt	Medregnes fra	Udvikler	Placering	MW
Agersted	2023	European Energy A/S	Brønderslev (DK1)	25,0
Herning/Holstebro (fra TNU 19)	2023	Eurowind Energy A/S	Herning/Holstebro (DK1)	18,9
Kassø, Rødebro	2023	European Energy A/S	Aabenraa (DK1)	276,5
Mariagerfjord (fra TNU 19)	2023	Eurowind Energy A/S	Aalbæk (DK1)	15
Mejls	2023	Better Energy A/S	Varde (DK1)	55,2
Skårup Fyn	2023	Better Energy A/S	Svendborg	25,0
Tryggevælde, Karise	2023	European Energy A/S	Faxe/Stevns (DK2)	41,8
Øvrig fremskrevet kapacitet	2023	<i>diverse</i>	DK1	514,4
Øvrig fremskrevet kapacitet	2023	<i>diverse</i>	DK2	78,2

Udbygning til primo 2024

Med klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det besluttet at indføre lovgivning der muliggør, at netvirksomhederne og Energinet kan opkræve geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningstariffer (producentbetaling). Det forventes, at Energinet og netvirksomhederne vil introducere producentbetalingen i 2023. Usikkerhed omkring niveauerne for tilslutningsbidrag og indfødningstariffer forventes at medføre en midlertidig mindre nedgang i udbygningen, således at udbygningen i løbet af 2023 (som indgår i primo 2024) ligger på ca. 500 MW. Udbygningen i løbet af 2023 forventes primært at bestå af projekter, der har indgået bilaterale PPA'er og dermed har forpligtet sig til nettilslutning uanset usikkerheden om producentbetaling. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Tabel 3: Udbygning i løbet af 2023 og som regnes med fra primo 2024.

Periode	Årlig udbygning DK (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2024 (primo)	500	350	150



Udbygning fra primo 2025 til primo 2030

Den efterfølgende udbygning før 2030 (produktion medregnes fra primo 2025-2030) baseres på øvrige projekter i pipelinen fratrukket udbygning i primo 2022-2024. Det antages, at udbygningen accelererer, når niveauet for producentbetaling er kendt.

Ud fra de projekter i pipelinen, der har en godkendt lokalplan, eller hvor der foreligger et lokalplansforslag, dvs. hvor projektforslag pt. bliver behandlet, samt de projekter, der er under fordebat/idéoplæg i kommunerne (henvises herefter til som projekter i 'kommunalt spor'), er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse. Projekter fordeles i DK1 og DK2 efter forekomst i det overordnede estimat fra pipelinen. Kapaciteter bliver glattet ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, som er de efterfølgende tre år, efter niveauet for producenttarifferne antages at være er kendt.

Derudover er der ud fra de projekter i pipelinen, der har en underskrevet modningsaftale, en underskrevet screeningsaftale, eller som på anden vis har henvendt sig til et netselskab (henvises herefter til som projekter i 'netspor'), udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse. Projekter fordeles i DK1 og DK2 efter forekomst i det overordnede estimat fra pipelinen. Kapaciteter bliver fordelt ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, som er de efterfølgende seks år, efter niveauet for producenttarifferne antages at være er kendt. Denne etableringsperiode er baseret på historiske observationer fra netselskaberne.

Det forventes, at en større del af projekterne fra netsporet vil tilsluttes efter projekterne fra det kommunale spor antages som nettilsluttet, således at den samlede årlige udbygning af begge spor i hele Danmark ender på det samme niveau for alle år.

Tabel 4: Udbygning i løbet af 2024-2029, som regnes med fra primo 2025-2030.

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2025-2027 (primo)	2300	1600	700
2028-2030 (primo)	2300	1700	600

Udbygning efter primo 2030

Udbygningen efter primo 2030 baseres på en antagelse om, at andelen af elforbruget fra solceller forbliver konstant i den efterfølgende fremskrivning ift. stigningen i elforbruget, som ikke direkte udgøres af de PtX-anlæg, som forventes direkte forsynet af havvind. Elforbruget i AF22 i 2050 svarer til elforbruget i



Klimaprogrammets (KP22) EI-scenariet i 2050. Det antages derfor, at elforbrugsstigningerne (eksklusiv de elforbrugsstigninger fra PtX, som antages direkte forsynet med yderligere havvind) efter primo 2030 vil dækkes af tilsvarende stigende mængder elproduktion fra solceller på mark med den grad, som solcellerne har produceret andelsmæssigt i 2030. Solcellers produktionsstigninger fra markanlæg følger derfor disse elforbrugsstigninger tilsvarende ad. Denne tilgang fører til de udbygningsrater, som vises herunder. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Tabel 5: Udbygningen i løbet af 2030 frem mod 2050, som regnes med fra primo 2031.

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2031-2040 (primo)	800	550	250
2041-2050 (primo)	500	350	150

Usikkerhed

Udbygningen med især markanlæg er forbundet med usikkerhed, både på kort og lang sigt. Udbygningen med markanlæg har stigende betydning for sammensætningen af elproduktionsmikset i Danmark.

Der er i forbindelse med klimaaf tale om grøn strøm og varme fra 25. juni 2022 truffet beslutning om en række nye tiltag, som forventes at fremme VE-udbygningen på sigt. Disse initiativer er imidlertid fortsat på så tidligt et stadie, at det er vanskeligt at kvantificere tiltagenes individuelle effekter i AF22. Tiltagene indgår derfor i den samlede vurdering af udbygningen med nye anlæg.

Landspolitisk uafhængige faktorer som øget modstand i lokalområdet, eller lavere afregningspriser og markedsværdi på elmarkedet ved en højere udbygning af solceller kan have en negativ effekt på, hvor mange udviklere der kan realisere deres projektportefølje og i hvilket omfang, og hvorvidt det overordnede estimat fra pipelinen vil blive etableret. På den anden side er pipelinen vokset i de sidste år som udtryk for en stigende interesse på området og en forventning fra udviklerne om, at flere projekter kan realiseres.

Derudover kan den øgede bevågenhed om klimadagsordenen have en positiv effekt helt ned på kommunalt niveau, hvor eksempelvis flere midler til behandling af projektansøgninger og større kommunalpolitisk velvilje til at godkende projekter, kan have en positiv effekt på udbygningen.

Prisen på areal kan derudover spille en større rolle i økonomien fremover og dermed udbygningen af markanlæg, idet man allerede nu ser, at lejeaftaler for arealerne er flere gange dyrere for solcelleanlæg sammenlignet med landbrugsaktiviteter, og at der sker en større kommercialisering af arealforpagtninger og lignende. Dette kan føre til højere udgifter til udvikler i takt med evt. genplaceringer af anlæg bl.a. i forbindelse med de geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer.

En anden påvirkning af prisen på areal gælder for trackeranlæg, hvis elproduktionsomkostninger ifølge Energistyrelsens LCoE-beregner¹ er på overordnet samme niveau som for fastmonterede fikserede markanlæg, men som er mere følsomme over for arealprisændringer, da trackeranlæg har et højere arealforbrug per opstillet kapacitet. Med en højere andel af trackeranlæg af den samlede udbygning af markanlæg kan dog fås andre gevinster gennem en alt andet lige mere effektiv udnyttelse af elnettet, samt et mindre markant fald i solcellers afregningspriser på elmarkedet ved samme kapacitetsudbygning gennem højere fuldlasttimer. Da det forventes, at solcellernes indflydelse på elsystemet vil stige betydeligt i de kommende år, har en øget udbygning med trackeranlæg potentialet til at påvirke elprisforløbene positivt i højere grad end en tilsvarende udbygning med fastmonterede fikserede markanlæg. Udviklingen af trackeranlæg ift. den samlede mængde solcellemarkanlæg er dog som beskrevet behæftet med stor usikkerhed.

Flere eller alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på elmarkedet kan også være med til at forbedre økonomien i store solcelleanlæg. Baseret på de hidtidige indgåede PPA'er i Danmark ser det ud til, at solcellemarkanlæg er mere attraktive for PPA'er end kommercielle vindmøller, bl.a. grundet deres gennemsnitligt kortere etableringstid, men der er usikkerhed omkring, hvor stort potentialet for PPA-markedet bliver på længere sigt.

Udbygningen på lang sigt er behæftet med betydelig usikkerhed, hvilket bl.a. skyldes, at udbygningen metodisk direkte afhænger af de antagne elforbrugsstigninger. Alternative antagne forbrugsstigninger vil metodisk medføre alternative udbygningsforløb af solcellemarkanlæg, hvorfor den her præsenterede fremskrivning skal ses som et centralt bud, som vil skulle suppleres med følsomheder af alternative udbygningsrater afhængigt af de udfaldsrum, som bl.a. store elforbrugere giver anledning til, og som er beskrevet i de øvrige baggrundsnotater.

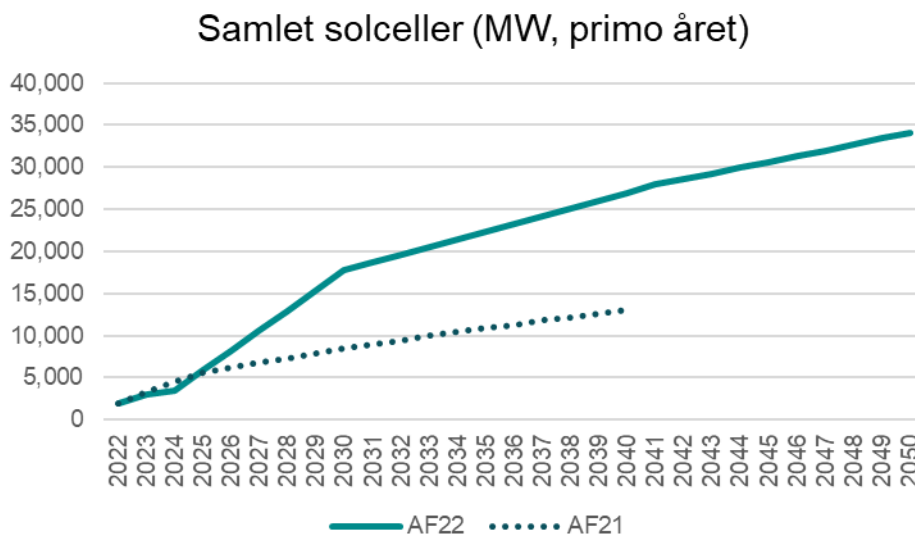
Det er observeret, at udbygningen af taganlæg i det seneste stykke tid har fået en stigende efterspørgsel, som metodisk indgår som delelement i den samlede

¹ Energistyrelsen, LCoE-beregner: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyser/analyse-af-elproduktionsomkostninger>. Teknoøkonomiske data er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog.

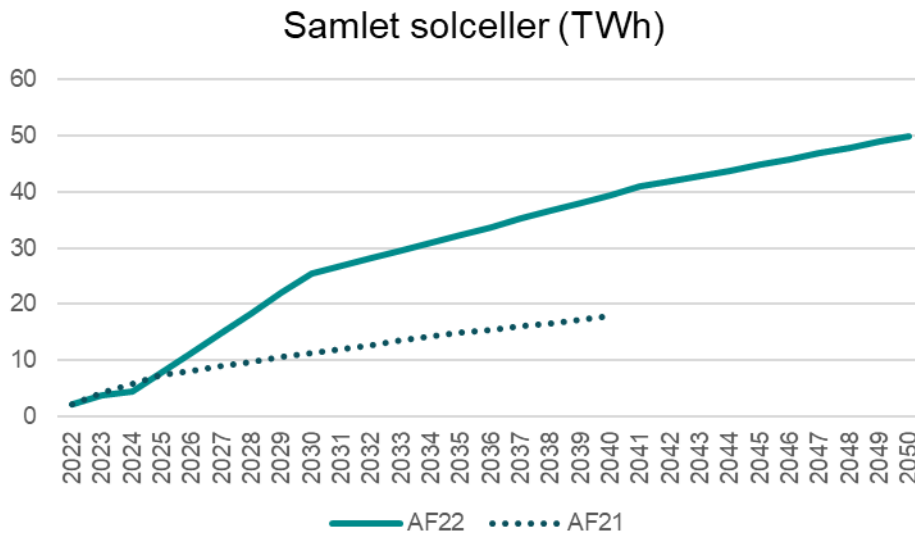
vurdering af udbygningen af solceller på tage. Grundet den korte tidsperiode med steget efterspørgsel ift. den længere historiske trend, som er grundlag til fremskrivningen, er effekten dog indtil videre begrænset sammenlignet med den seneste solcellefremskrivning i KF22. Det er usikkert, om denne øgede efterspørgsel bliver ved, men i så fald vil det give sig udslag i højere udbygningsrater.

Ændringer ift. AF21

Figureerne herunder viser den samlede solcellekapacitet i hhv. AF22 og AF21, både ift. kapacitet (MW) og produktion (TWh). Forløbene er opgjort i primokapacitet, dvs. den udvidede kapacitet indgår i det efterfølgende år, efter kapaciteten etableres. Fremskrivningen i AF21 ender i 2040, hvorimod fremskrivningen i AF22 ender i 2050.



Figur 3: Samlet solcellekapacitet i AF21 og AF22 (MW, primo året).



Figur 4: Samlet produktion fra solceller i AF21 og AF22 (TWh).

Metoden for fremskrivningen af nye markanlæg er blevet ændret i AF22 sammenlignet med AF21.

Udbygningen på kort sigt i AF21 har ikke medtaget en effekt af usikkerheden om producentbetaling, hvorfor fremskrivningen inden 2025 lå på et højere niveau i AF21 end fremskrivningen i AF22.

Med klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25 juni 2022 er ambitionsniveauet for produktion fra vedvarende energi på land blevet hævet. Det overordnede estimat fra udbygningen baseret på VE-pipelinen er blevet udvidet ved at tage hensyn til flere projekter som antages at blive etableret over en længere årrække. Til sammenligning gælder den del af fremskrivningen i AF21, der er baseret på pipelinen, for en kortere årrække, som bagefter er blevet suppleret med en antaget generisk udbygning med en faldende årlig tilvækst med en antagelse om, at en øget modstand i lokalområdet vil kunne give sig udslag i en mindre projekteraliseringsrate.

Udbygningen på lang sigt efter primo 2030 er blevet opdateret ved at antage, at stigninger i elforbrug kan forårsage et markedstræk ved en øget efterspørgsel, som kan give sig udslag i tilsvarende stigende mængder solcelleanlæg.