



ENERGINET



SYSTEMPERSPEKTIV 2035

Perspektiver for effektiv anvendelse af vedvarende energi i
det danske energisystem på længere sigt

Marts 2018

INDHOLDSFORTEGNELSE

Langsigtede analyser er centrale for Energinets planlægning	3
El fra vind og sol kan anvendes i hele energisystemet	4
Metode: Europæiske energiscenarier sætter scenen	5
Meget mere vind og sol i alle tre europæiske scenarier	6
Danmark efter 2030 – flere timer med lave og høje elpriser	7
Danmark har også konkurrencedygtige elpriser på længere sigt	8
Potentiale for energiværker og PtG/PtX i Danmark	9
Effektivt samspil mellem både store og små prosumers	10
PtG/PtX og energiværkers muligheder i forhold til elsystemet	11
Epilog: Batterierne kommer – men nok ikke til langtidslagring	12

SYSTEMPERSPEKTIV 2035

Systemperspektiv 2035 er et analysearbejde med fokus på muligheder og udfordringer ved omstillingen af den danske energiforsyning på lang sigt. Analysen tager udgangspunkt i europæiske energiscenarier, da energiforsyningen i Danmark i høj grad er grænseoverskridende og international.

Rapporteringen af Systemperspektiv 2035 er opdelt i flere dele:

Dette dokument er **hovedrapporten**, som forholdsvis kort giver indblik i analysens tilgang, hovedresultater og perspektiver.

Baggrundsrapporten indleder med en sammenfatning, der giver et godt overblik over hele analysens arbejdsområde, resultater og budskaber. Resten af baggrundsrapporten går dybere ned i selve analysen og resultaterne – og henvender sig i højere grad til folk med kendskab til energianalyse.

Derudover er der udgivet en **bilagsrapport** på engelsk om den konkrete modellering, der er brugt i analysen samt **databilag**.

Alt materialet til Systemperspektiv 2035 kan findes på Energinets hjemmeside via dette link:

www.energinet.dk/systemperspektiv2035



LANGSIGTEDE ANALYSER ER CENTRALE FOR ENERGINETS PLANLÆGNING

Energinet analyserer løbende senarier for, hvordan omstillingen af den danske energiforsyning til vedvarende energi vil kunne udforme sig. Disse langsigtede og helhedsorienterede analyser på tværs af den danske energiforsyning er et centralt element til at sikre en både forsynings sikker og effektiv dimensionering og drift af transmissionsnettene for el og gas i Danmark.

I Danmark har vi en lang tradition for at sammentænke de forskellige energisystemer – fx el, gas og varme – for samlet set at opnå en mere effektiv energiforsyning. Således har det i høj grad været en dansk succeshistorie at bygge effektive kraftvarmeværker, der har udnyttet overskudsvarme ved elproduktion til fjernvarme.

Fremadrettet får vi også den mest effektive og grønne energiforsyning ved at sammentænke energisystemerne på nye måder, der effektivt kan nyttiggøre den stadigt stigende mængde vedvarende energi, der kommer ind i de danske – og europæiske – energisystemer.

Investeringer i energisystemer, produktionsapparat og infrastruktur er ofte store investeringer med en lang levetid. Derfor er det vigtigt med langsigtede og helhedsorienterede analyser, der kan være med til at afdække behov og løsningsmuligheder på tværs af energisektorer, såkaldt sektorkobling, så risikoen for fejlinvesteringer i langsigtet energi-infrastruktur minimeres.

Energinets langsigtede analyser kan således ses som et vigtigt supplement og indspil til Energinets mere detaljerede og sektorspecifikke netudviklingsplaner for henholdsvis el- og gasinfrastrukturen, der udarbejdes på både nationalt og

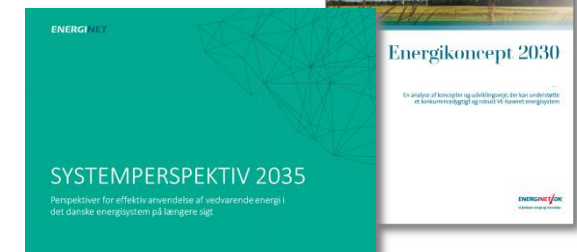
regionalt niveau. Analyserne anvendes desuden til Energinets fremadrettede udvikling af markedsdesign og driftsmetoder, der ligeledes skal understøtte, at vi også på længere sigt har en effektiv og høj forsynings sikkerhed.

Som offentlig virksomhed vil Energinet gerne dele vores langsigtede og helhedsorienterede analyser bredt. Dels for at bidrage til det lange udsyn for aktører i branchen og dels som et fagligt indspil til en debat om muligheder og udfordringer for den fremadrettede omstilling af energisektoren. Den åbne, faglige debat giver et værdifuldt tilbagespil til den videre udvikling og kvalificering af Energinets analyser og planlægning.

Fundament for kommende langsigtede analyser

Systemperspektiv 2035 bygger på et omfattende scenarie- og modelarbejde for hele det europæiske energisystem. Dette scenarie- og modelkompleks forventes i løbet af 2018 og 2019 at være fundamentet for detailanalyser, der yderligere afdækker emner fra Systemperspektiv 2035, samt fundament for nye langsigtede analyser, der udforsker muligheder ved yderligere markedskobling af de forskellige energisektorer og de afledte effekter for den fremtidige energiinfrastruktur.

Langsigtede scenarieanalyser på tværs af energisystemer



Nationale, nordiske og europæiske netudviklingsplaner for eltransmission

Nationale og europæiske netudviklingsplaner for gastransmission

EL FRA VIND OG SOL KAN ANVENDES I HELE ENERGISYSTEMET

Over de næste årtier peger de europæiske scenarier, der er udgangspunktet for analysen, på en massiv udbygning med vind og sol i hele Europa. Ikke mindst i Danmarks elforbundne nabolande omkring Nordsøen. En effektiv omstilling med store mængder vind og sol vil ud over stærk el-integration mellem lande kræve fleksibel konvertering til andre efterspurgte energiprodukter.

Boksene til højre viser de overordnede virkemidler til integration af store mængder elproduktion fra vind og sol i Nordsøregionen og hermed også Danmark.

Den første overordnede kategori af virkemidler er el-integration, hvor slutforbruget stadig er el. Her kan man enten via elnet lade strømmen flyde derhen, hvor efterspørgslen er størst i selve produktionsøjeblikket, eller man kan tidsforskyde elforbruget med forskellige typer el-til-el-lagre.

Den anden overordnede kategori af virkemidler er at konvertere billig og grøn el til andre efterspurgte energitjenester som varme, transport eller energiprodukter som fx brændstof. Ofte kaldes disse virkemidler samlet for elektrificering.

Systemperspektiv 2035 har særligt fokus på pkt. 3 til 6. Altså ellagre og konvertering af el til andre energitjenester.

Specielt undersøger analysen muligheder og potentiale for Power-to-Gas/Power-to-X (PtG/PtX) i Danmark og de afledte effekter og muligheder for systemdrift og energinfrastruktur. PtG/PtX har tidligere kun været medtaget i systemanalyser for et integreret dansk energisystem på et mere overordnet niveau. Pkt. 1 og 2, som vedrører netudbygning, bliver, som beskrevet på forrige side, behandlet grundigt i en lang række netudviklingsplaner.

El-integration – El som slutforbrug

El-integration over afstand: Netudbygning

- 1. El-integration med nordisk vandkraft**
Stærk el-integration med Nordens vandkraftanlæg er et effektivt og vigtigt virkemiddel. Vandmagasinerne kan fungere som et "grønt batteri" for den fluktuerende elproduktion. Ved en markant udbygning af vind og sol i Nordsøregionen kan dette tiltag dog ikke stå alene.
- 2. El-integration mellem Nordvest- og Østeuropa**
Udbygningen med sol og vind i store dele af Østeuropa frem mod 2040 forventes mere moderat end i Vesteuropa. På mellemlang sigt kan stærkere netforbindelser til disse områder være en mulighed. På lang sigt må det dog forventes, at disse lande også udbygger med fx billig sol og vind.

El-integration over tid: El-til-el-lagre

- 3. Ellagre (fx batterilagre, trykluftlagre og pumpekraft)**
Ellagre er relativt dyre pr. energienhed, bortset fra pumpekraft der er geografisk begrænset. Ellagre kan dog blive økonomisk rentable som korttidslagre til at håndtere variationer i timen og døgnet og kan herved også øge udnyttelsesgraden af elnettet betydeligt.

Konvertering af el til andre formål – Elektrificering

- 4. El til varme og termiske lagre**
Allerede i dag er det ofte økonomisk effektivt at konvertere el til varme/køling fx med varmepumper. Termisk lagring, fx i fjernvarme, giver et meget fleksibelt elforbrug og kan rentabelt lagres i længere tid.
- 5. El til transport**
Elmotorer er emissionsfri og langt mere effektive end forbrændingsmotorer. El til transport kan få betydende udbredelse ikke blot til let transport, men også til tung transport, færgefart og måske luftfart. El til transport vil ofte have et mobilt energilager som fx et batteri. Smart opladning kan give en fleksibel anvendelse af el med tidsforskydning i op til flere timer.
- 6. El til højværdi produkter (elektrolyse/PtG/PtX)**
På mellemlang sigt kan det blive et meget stærkt virkemiddel med etablering af power-to-gas (PtG), hvor el via elektrolyse omdannes til gas, som kan anvendes direkte, sendes i naturgassystemet eller konverteres til flydende brændstoffer, ammoniak, plast mv. (PtX). Sådanne energiværker kan kombineres med et "arbejdslager" af brint i store kaverner og turbiner, så de kan producere el ved spidslast. Dette vil give meget stor fleksibilitet.

METODE: EUROPÆISKE ENERGISCENARIER SÆTTER SCENEN

Hvad kan man forvente værdien er ved forskellige energiteknologier og systemløsninger i Danmark om 15-20 år? På grund af grænseoverskridende energimarkeder og energinfrastruktur må dette analyseres med udgangspunkt i scenarier for den europæiske energiuudvikling.

Elprisen i Danmark bestemmes i vores elforbundne nabolande

Danmark er både, hvad angår el, gas og brændsler, et lille, åbent energimarked, hvor priserne i Danmark i høj grad bestemmes af de store elmarkeder i vores nabolande, af det europæiske gaskmarked og af et globalt brændselsmarked.

Selv elprisen, som varierer fra time til time og typisk er mere lokal bestemt, er i Danmark ofte fastsat i nabolandene, og videre i nogen grad af de elforbundne lande bag nabolandene. På grund af stærke elforbindelser til udlandet er Danmark i dag i ca. 90 pct. af årets timer pristager af elspotprisen på mindst ét af vores store naboelmarkeder (Tyskland, Norge, Sverige).

De tre europæiske TYNDP 2018-scenarier

Når man skal lave analyser for det fremtidige danske energisystem, er man derfor nødt til at tage udgangspunkt i udviklingen i hele regionen omkring Danmark. Udgangspunktet for analysen er tre nye og omfattende europæiske energiscenarier for henholdsvis 2030 og 2040, kaldet TYNDP 2018 (Ten Year Network Development Plan), der er udviklet gennem et stort samarbejde under de europæiske transmissionssystemoperatørers (TSO'ers) samarbejdsorganisationer for henholdsvis el (ENTSO-E) og gas (ENTSOG).

TYNDP 2018-scenarierne er et af de bedste grundlag for et samlet europæisk energiscenarie, vi har i dag. Scenarierne vurderes at udspænde et sandsynligt udfaldsrum for den

overordnede udvikling i det europæiske energisystem. Indholdet af scenarierne uddybes på næste side, men overordnet er scenarierne:

Global Climate Action (GCA): Et ambitiøst, grønt scenarie, hvor der samarbejdes stærkt på tværs af lande i Europa. Både med infrastruktur og regulering.

Distributed Generation (DG): Også et ambitiøst, grønt scenarie, men hvor der i langt højere grad er nationale, lokale og individuelle løsninger, der sikrer omstillingen.

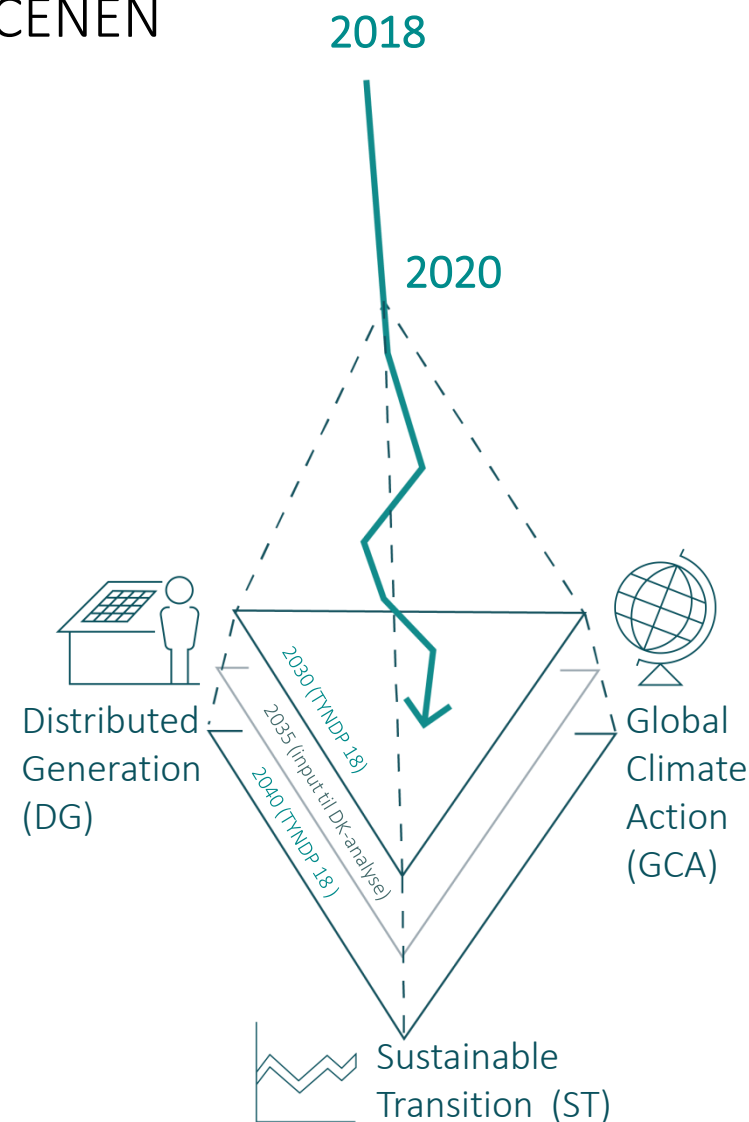
Sustainable Transition (ST): Det mindst ambitiøse scenarie. Dog stadig med meget mere vind og sol end i dag, pga. stadig faldende priser.

Fra europæiske scenarier til modellering af Danmark i 2035

På baggrund af de europæiske scenarier i henholdsvis 2030 og 2040 dannes der tre europæiske scenarier for 2035. Dette giver mulighed for at medtage udviklingsretningen, der forventes efter 2030, men stadig inden for en overskuelig tidshorisont.

Med de dannede europæiske 2035-scenarier beregnes i en europæisk elsystemmodel elpriser, elproduktion, elforbrug og flow på timebasis for alle prisområder. Dette giver en elprisrand på timebasis omkring Danmark, som input til en mere detaljeret dansk energisystemmodel.

Den danske energisystemmodel kan med input fra den timebaserede elprisrand til nabolandene give et bud på, hvordan et samfundsøkonomisk dansk energisystem kan se ud i det analyserede år. Sådanne modelresultater skal som altid undersøges grundigt og tolkes varsomt, da resultaterne i høj grad er bestemt af de input, muligheder og begrænsninger, man giver modellen.



MEGET MERE VIND OG SOL I ALLE TRE EUROPÆISKE SCENARIER

De tre europæiske TYNDP 2018-scenarier udspænder et sandsynligt udfaldsrum for den overordnede udvikling i den europæiske energiforsyning. Der er betydelige forskelle på brændsels- og CO₂-priser – og omstillingen sker lokalt eller internationalt koordineret. Men fælles for alle scenarier er, at der forventes meget mere fluktuerende elproduktion fra vind og sol i Europa.

Indhold af de tre europæiske TYNDP 2018-scenarier

GCA-scenariet (Global Climate Action)

- "On track" med EU's klimamål
- Stærkt internationalt, grønt samarbejde og regulering
- Moderat oliepris og meget høj CO₂-pris (IEA 450 PPM)
- Ca. 50 pct. elektricitet fra vind og sol i Europa i 2040

DG-scenariet (Distributed Generation)

- "On track" med EU's klimamål
- Udbredte lokale prosumer-løsninger (sol/batterier)
- Høj oliepris (IEA New Policy) og høj CO₂-pris
- Ca. 50 pct. elektricitet fra vind og sol i Europa i 2040

ST-scenariet (Sustainable Transition)

- "Næsten on track" med EU's klimamål
- Lav olie- og naturgaspris
- Moderat CO₂-pris (IEA Low Oil price scenario)

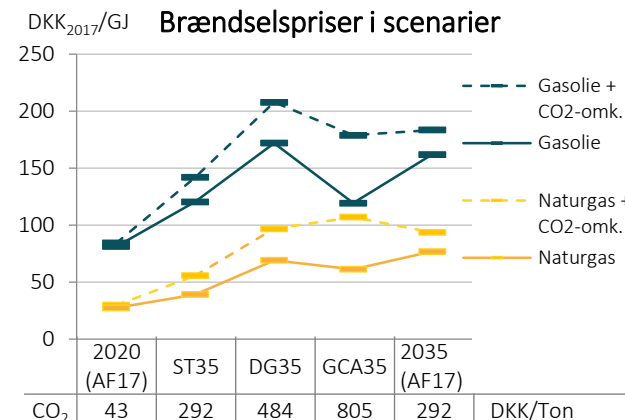
Meget mere vind og sol i Europa i alle scenarier

Som det ses på figuren øverst til højre, forventes der meget mere elproduktion fra vind og sol i alle tre scenarier i forhold til i dag. Det skyldes helt grundlæggende, at vind og sol forventes at give den grønneste og billigste energiproduktion – i den grad det effektivt kan integreres og nyttiggøres.

Elforbruget mellem scenarierne er næsten konstant. Den betydelige elektrificering med el til varme og el til transport, der forventes i alle tre scenarier, modsvares af effektiviseringen i det klassiske elforbrug. Der er dog ikke medtaget særlige forventninger til elektrolyse i TYNDP 2018-scenarierne.

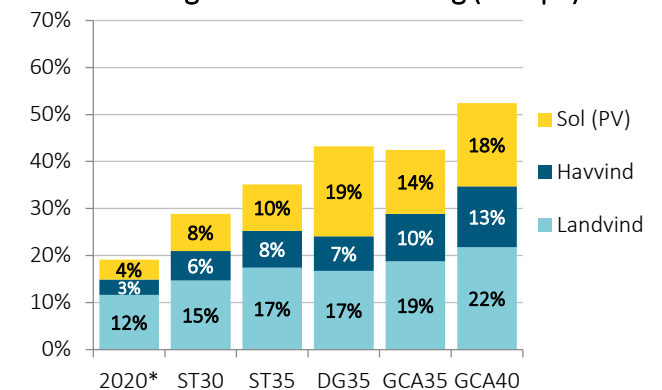
Udviklingen i Nordsøregionen omkring Danmark

På figuren nederst ses det, at andelen af el fra vind og sol er betydeligt højere i de Nordsølande, som Danmark forventes at være elforbundet med inden 2030. Særligt i det internationalt koordinerede GCA-scenarie, hvor Nordsøens gode havvindressourcer forventes udnyttet og distribueret ud til de vest- og centraleuropæiske forbrugscentre.

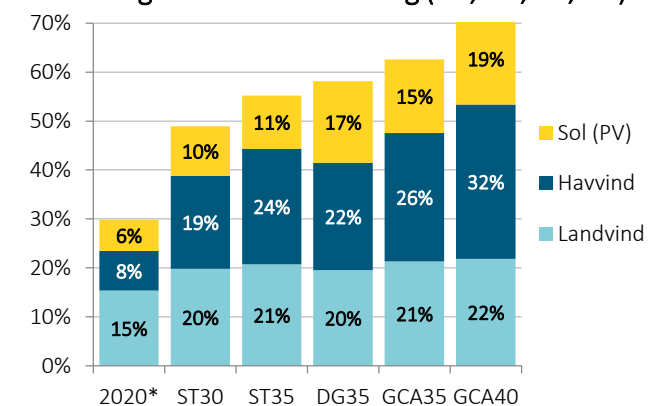


*"Gasolie + CO₂-omkostning" og "Naturgas + CO₂-omkostning" angiver minimumsprisen for hhv. flydende biobrændstof og bionaturgas, da dette er markedsprisen for det tilsvarende fossile produkt. Priserne benyttes i analysens investeringsmodel som afsætningspris for VE-brændstoffer.

Vind- og solandel af elforbrug (Europa)



Vind- og solandel af elforbrug (DE, UK, NL, DK)



* Alle forventninger for 2020 til tabeller og figurer i denne rapport er fra Energinets Analyseforudsætninger 2017 (AF17)

DANMARK EFTER 2030 – FLERE TIMER MED LAVE OG HØJE ELPRISER

Scenarierne viser, at der med en højere andel af vind og sol i elforbruget i regionen omkring Danmark, kan forventes mere varierende elpriser end i dag. I scenarierne med mest vind og sol er elprisen i Danmark relativt lav i mange timer. Dette kan på sigt blive en udfordring for finansieringen af en videre udbygning med vind og sol – men omvendt også en mulighed for yderligere elektrificering.

Flere timer med lave elpriser i Danmark

På figuren øverst til højre vises varighedskurverne for elprisen i Vestdanmark (DK1) i de forskellige scenarier. Varighedskurverne viser elprisen for årets 8.760 timer rangeret fra højeste pris til laveste. Det overordnede billede er, at jo mere vind og sol, der er i scenarierne, jo flere timer med meget lave elpriser, men også flere timer med høje elpriser. Prisniveauet for den flade del af varighedskurven bestemmes primært af scenariets brændselspris og CO₂-pris.

I det ambitiøse GCA-scenarie i 2040 (den lysegrønne) falder elprisen markant med meget lave elpriser i over halvdelen af årets timer. I dette scenarie er andelen af vind og sol i elforbruget i Nordsøregionen ca. 70 pct. – mod ca. 20 pct. i dag. De mange timer med meget lave priser i GCA40 er formentlig urealistisk, men scenariet giver et billede af, hvor grænsen for et markant fald i elprisen går uden yderligere virkemidler.

Varierende elpriser gør især fleksibelt elforbrug attraktivt

Jo lavere elpriser i forhold til til andre energipriser, jo mere attraktivt bliver det at elektrificere. Og særligt fleksibelt elforbrug bliver interessant med mere varierende elpriser. Varmepumper og PtG vil typisk have et fleksibelt forbrugsmønster med mange driftstimer, når elpriserne er lave til middelhøje, men omvendt slukke, når elpriserne bliver høje.

Dok. 17/01970-50

P80-middelpris som nøgletal

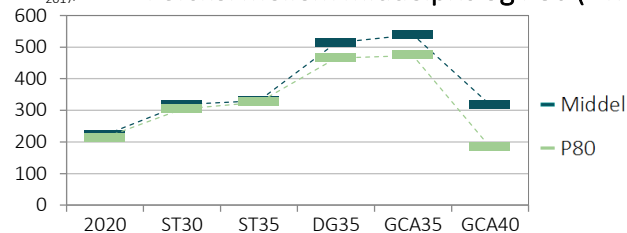
For enkelt at sammenligne hvor attraktiv elprisen er for fleksibelt elforbrug, kan man angive P80-middelprisen. Dette er middelprisen for de 80 pct. billigste timer over et år. P80-middelprisen afspejler således bedre den elpris, som fleksibelt elforbrug, med relativt mange driftstimer, "skal leve af". På figuren nederst ses forskellen mellem P80 og den normale middelpris i DK1. Kun DK1 vises her, da forskellen mellem DK1 (vest) og DK2 (øst) i alle scenarier er ubetydelig.

Varmepumper og PtG kan levere stor elektrificering

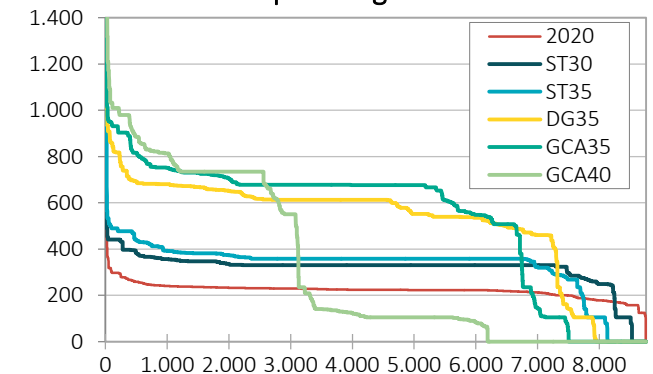
Figuren nederst til højre viser det nye elforbrug til varme (varmepumper), transport og PtG (elektrolyse) ved en modelleret samfundsøkonomisk investering i kapacitet i Danmark i GCA 2035-scenariet. Første søjle i figuren viser Energinets forventninger i 2025 til sammenligning.

I GCA35 er der et stort og fleksibelt elforbrug til varme (varmepumper) og transport. Men også et betydeligt elforbrug til PtG/PtX (4 TWh) er i GCA35 rentabelt. Et yderligere ca. 12 TWh PtG/PtX-potentiale er rentabelt, hvis man importerer biomasse hertil. Fuld udnyttelse af det danske biogas-potentiale med PtG ser ikke ud til at kunne klare sig på rene markedsvilkår uden en ekstra betalingsvillighed for den grønne gas ud over energi- og CO₂-prisen.

Forskel mellem middelpris og P80 (DK1)

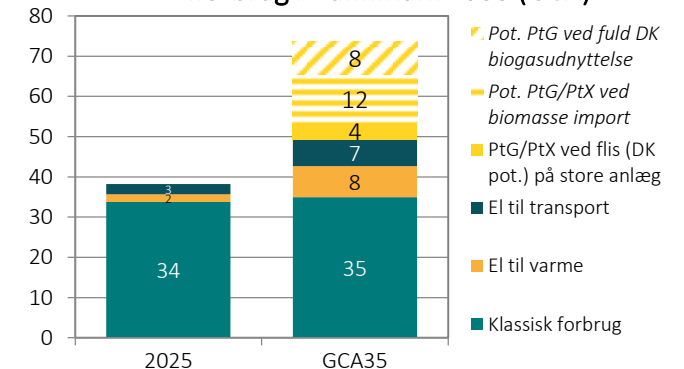


DK1 elpris varighedskurver



Note: Varighedskurverne kommer ikke under nul, da modellen ikke arbejder med negative priser. Varighedskurver for scenarier mange år frem, skal tolkes varsomt. Modelkørslen antager fx optimale driftsmønstre og regulering, hvorfor antallet af timer med meget høje priser og nulpriser formentlig undervurderes.

Elforbrug i Danmark 2035 (GCA)



Note: Elforbruget for 2025 er fra Energinets Analyseforudsætninger 2017. Elforbrug til store datacentre er her ikke medtaget; hverken i 2025 eller GCA35. Primært fordi fokus her er på konvertering af el til andre energiformål.

DANMARK HAR OGSÅ KONKURRENCEDYGTIGE ELPRISER PÅ LÆNGERE SIGT

Danmark har nu i en del år haft nogle af de mest konkurrencedygtige elpriser i Europa. Sammen med en meget høj forsyningssikkerhed og en høj VE-andel i elforbruget er de konkurrencedygtige elpriser en vigtig årsag til, at de store datacentre er begyndt at kigge mod Danmark. Også på længere sigt viser scenarierne, at Danmark fortsætter med at have konkurrencedygtige elpriser. Dertil kommer, at overskudsvarme fra elintensive processer i Danmark mange steder har værdi som fjernvarme.

Danmark har stabile, konkurrencedygtige elpriser

På kortet øverst ses niveauet for elprisen i de forskellige europæiske lande. Kortet her er for GCA-scenariet i 2035 og viser P80-middelpriisen, der er mest relevant i forhold til nyt fleksibelt elforbrug, men det overordnede billede af forskelle i elprisniveauer går igen på tværs af scenarierne og også ved den almindelige middelpriis.

Generelt er der som forventet kun en lille forskel på middelpriisen mellem Danmark og vores nabolande i de forskellige scenarier. Danmark ligger stærkt forbundet med de store nordvesteuropæiske elmarkeder. Denne centrale placering gør, at Danmark kan forventes at have en stabil, konkurrencedygtig elpris – selv hvis elprisen i nogle perioder bliver ekstra høj eller ekstra lav i ét af elprisområderne omkring os pga. fx vejrforhold, havarier og vedligehold.

Som det ses på kortet, er den overordnede tendens, at elpriserne er lavest i Nordvesteuropa, hvor andelen af elproduktion fra vind og sol er størst.

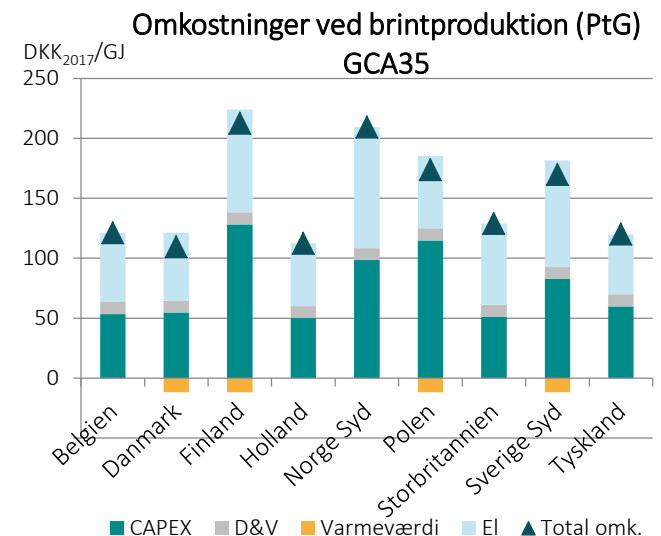
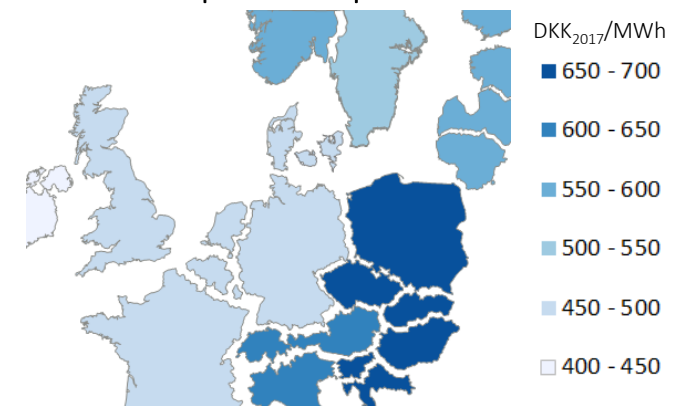
Værdi af overskudsvarme til fjernvarme giver ekstra fordel

Som et af de få lande i Nordvesteuropa har Danmark et veludbygget fjernvarmenet, hvor det er muligt effektivt at nyttiggøre overskudsvarmen fra forskellige energitunge processer. Historisk har dette givet de danske kraftvarmeverker en fordel ved netop også at skabe værdi af overskudsvarmen ved termisk elproduktion. Med en stadig større andel af brændselsfri elproduktion fra vind og sol bliver det fremover især overskudsvarmen fra elintensive processer, som vil være effektivt at udnytte til fjernvarme.

På den nederste figur ses et eksempel på, hvordan værdien af varmen i Danmark kan give en konkurrencefordel. Figuren viser de gennemsnitlige produktionsomkostninger for elektrolysegas (brint) i forskellige lande i GCA-scenariet i 2035. Elprisen – den lyseblå del – udgør størstedelen af omkostningen ved elektrolyse. Mange af Danmarks nabolande har ca. samme omkostning til el som i Danmark, men værdien af overskudsvarmen (den orangegule søjle under x-aksen) medvirker til, at den samlede produktionspris (den blå trekant) i Danmark bliver blandt de laveste sammen med Holland og Tyskland.

I forhold til planlægningen af elinfrastrukturen på lang sigt, er det vigtigt løbende af vurdere både mængden og grad af fleksibilitet for potentielle elintensive virksomheder/processer, der kunne komme til Danmark. Hvis det nye elintensive forbrug er fuldt fleksibelt som fx elektrolyse, kan det udnytte perioder med lave elpriser og derved medvirke til integrationen af vind og sol. Samtidigt vil et fuldt fleksibelt elforbrug, der aldrig kører i perioder med høje elpriser, kunne øge udnyttelsesgraden af elinfrastrukturen, og dermed potentielt reducere behovet for netudbygning.

P80-middelpriiser i Europa – GCA35



POTENTIALE FOR ENERGIVÆRKER OG PTG/PTX I DANMARK

Systemperspektiv 2035 går mere i dybden end tidligere analyser med at undersøge potentiale og de systemmæssige perspektiver ved PtG/PtX integreret med det danske energisystem. Analysen peger på, at Danmark kan blive et attraktivt land at forædle biomasse og el fra vind og sol via PtG/PtX til højværdi VE-produkter, der traditionelt er baseret på fossil olie og gas.

Med elektrolyse kan VE-el fra vind og sol forædles til højværdiprodukter, der traditionelt er baseret på fossil gas og olie (brændstof, kunstgødning, plast mv.). I analysens investeringsmodel får disse VE-produkter en afregningspris, der svarer til prisen på fossil gasolie + CO₂ i scenarierne.

Internationalt marked for VE-baserede højværdiprodukter

Der er dog en stigende international efterspørgsel efter VE-baserede alternativer til fossilt baserede produkter. Således er markedsprisen på fx VE-brændstof, VE-plast, VE-methanol typisk væsentligt højere end det tilsvarende fossile produkt. Denne betalingsvillighed gør, at der et eller andet sted skal fremstilles VE-baserede alternativer til det internationale marked. Også før PtG/PtX-teknologien snævert set er konkurrencedygtig med de fossile produkter.

Konkurrencemæssige muligheder for PtG/PtX i Danmark

Analysen peger på, at Danmark har nogle konkurrencemæssige fordele for en sådan initial PtX-produktion. Specielt:

- Konkurrencedygtige elpriser til elektrolyse.
- Overskudsvarme fra PtG/PtX-processer har værdi i fjernvarmen.

Dertil kommer en række ikke-kvantificerede fordele, som også kan forventes at have betydning.

- Danmark har en meget høj andel vedvarende energi i elsystemet, et stærkt grønt brand og høj troværdighed herom. Dette har fx haft stor betydning for de store datacentres valg af Danmark.
- Danmark har et veludbygget gassystem, med en stigende andel VE-gas. Gassektoren har stærke kompetencer til også at håndtere andre gasser (fx brint og CO₂), og den danske undergrund er mange steder meget velegnet til mulige bufferlagre af nye typer gas.
- Der er stor erfaring med håndtering af biomasse i den danske energisektor.
- I forhold til mange andre lande har Danmark stor erfaring og energipolitisk fokus på sammentænkning og samarbejde på tværs af energisystemer.

Hvis en sådan el- og biomasseforædlende produktion kommer til Danmark, vil det kunne introducere et nyt markant og meget fleksibelt elforbrug, der yderligere kan kombineres med spidslast elproduktion. Sådanne energiværker vil således både kunne integrere store mængder vind og sol effektivt i den samlede danske energiforsyning og på sigt reducere behovet for traditionelle termiske kraftværker betydeligt.

På figuren til højre er der illustreret en input/output model for et centralt energiværk. Afhængigt af elprisen vil energiværket hurtigt og fleksibelt kunne skifte mellem at forbruge el eller producere el.

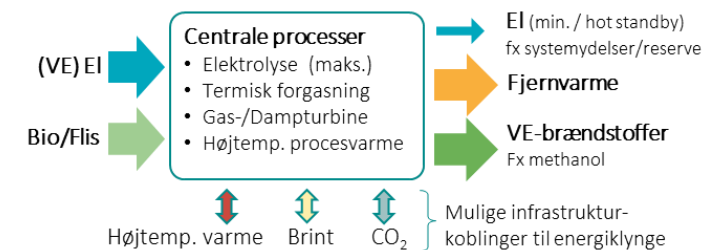
ENERGIVÆRKER

Traditionelle kraftvarmeværker konverterer et brændsel (fx kul, gas, biomasse) til el og varme. Energiværker bruges i denne analyse som betegnelse for et industrikompleks, der kan konvertere mellem endnu flere energiformer. Specielt bruges betegnelsen her for enheder, der også kan konvertere el til gas eller flydende brændstoffer (PtG/PtX).

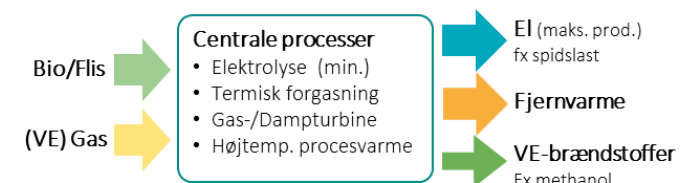
Energiværker kan have betydelige synergier med andre typer industri ved deling af mellem- eller slutprodukter som fx højtemperatur varme, brint, CO₂ eller ilt. I figuren nedenfor kaldes dette for en energiklynge.

Skitse af centralt energiværk

Driftsform ved lav/middel elpris (fx 6000-7000 timer årligt)



Driftsform ved høj elpris (fx 1000-2000 timer årligt)



EFFEKTIVT SAMSPIL MELLEM BÅDE STORE OG SMÅ PROSUMERS

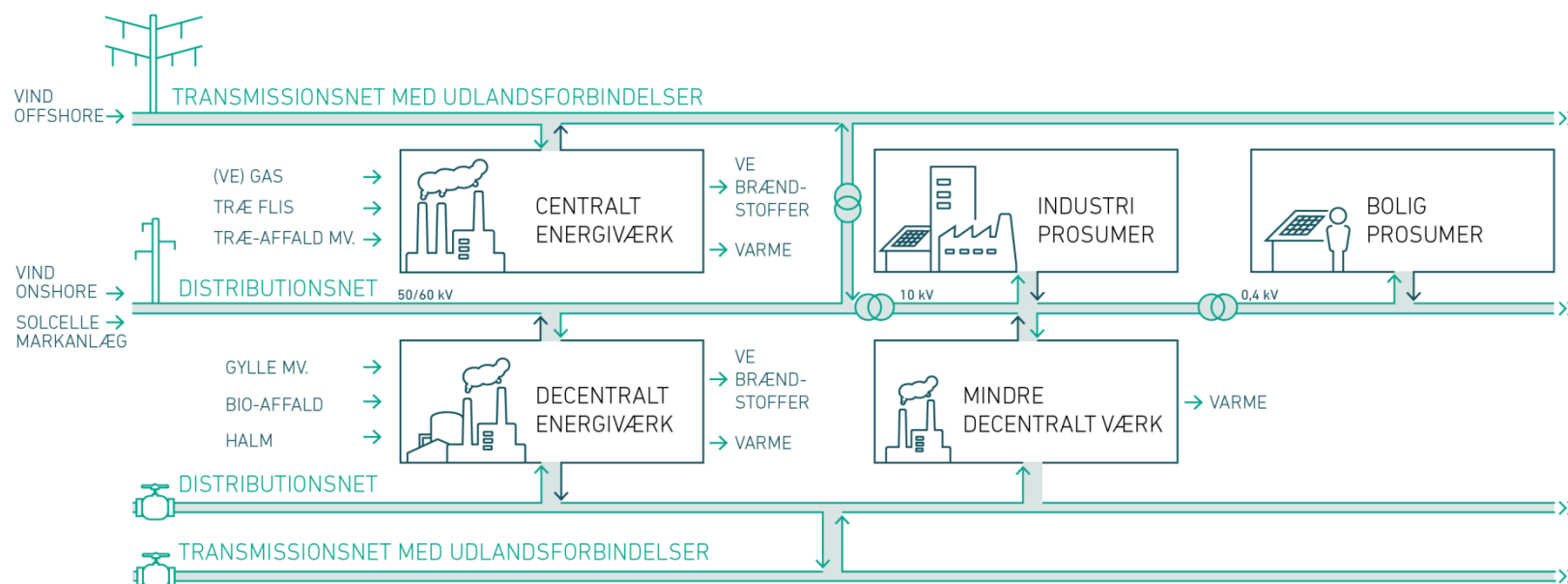
For at give Energinets danske energisystemmodel nye, potentielle investeringsmuligheder er der i samarbejde med en række brancheeksperter udviklet en række plausible konfigurationer af forskellige energiforbrugs- og energiproduktionsteknologier, der kunne tænkes at være en del af et fremtidigt dansk energisystem.

Centrale energiværker er skitseret mere detaljeret på figuren på forrige side. Man kan forestille sig forskellige konfigurationer af disse energiværker på centrale kraftværkspladser i Danmark. Grundelementerne er elektrolyse og termisk forgasning af biomasse, der i samspil kan producere forskellige former for VE-brændstoffer/produkter. Værkerne vil effektivt kunne kombineres med turbiner, så de fleksibelt kan skifte til elproduktionsmodus ved høje elpriser.

Decentrale energiværker kan være større, decentrale værker, hvor elektrolyse spiller sammen med klassisk biogas til produktion af gasformige eller flydende VE-brændstoffer. Kombineret med en gasmotor vil et decentralt energiværk også kunne skifte fra elforbrug til elproduktion.

Mindre decentralt værker vil typisk være et mere traditionelt, mindre kraftvarmeværk, hvor en gasmotor og en spidslast gaskedel er kombineret med en stor varmepumpe. Også denne type værker vil kunne skifte meget fleksibelt mellem elforbrugs- og elproduktionsmodus.

Hos både **Industri Prosumeren** og **Bolig Prosumeren**, vil elproduktionen typisk komme fra solceller på taget. Der vil typisk være et betydeligt egetforbrug af el til varmepumpe, proces (industri) og elbil (bolig). Egetforbruget kan øges i kombination med et batterilager. Analysen viser, at det også i fremtiden vil have stor samfundsøkonomisk værdi, at disse prosumere er koblet på elnettet. Ud over den høje elforsyningssikkerhed giver netopkobling mulighed for at nyttiggøre overskuds-elproduktion fra solceller i sommerhalvåret og mulighed for at kunne trække el fra nettet i vinterhalvåret, hvor solcellerne producerer minimalt. Modelleringen viser faktisk, at det betydelige fald i forbrug fra nettet hos "Bolig Prosumeren" med solceller mere end opvejes af energieksporten til nettet set over et år.



PTG/PTX OG ENERGIVÆRKERS MULIGHEDER I FORHOLD TIL ELSYSTEMET

Den store gevinst ved PtG/PtX i forhold til omstillingen af energiforsyningen kommer ved, at en utømmelig og stadig billigere VE-ressource som el fra vind og sol forædles, så den direkte kan erstatte fossil olie og gas i andre energisektorer. En værdifuld sidegevinst ved PtG/PtX er dog også potentialet for effektiv og fleksibel indpasning af fluktuerende vind og sol i elsystemet.

Elektrolysedelen i PtG/PtX har et meget fleksibelt elforbrug. Som det fremgår af figuren på side 8, er elforbruget den helt store omkostning ved elektrolyse. Derfor vil elektrolysen i et kommercielt anlæg ikke køre, når elprisen når over et vist niveau. Elektrolysen vil altså køre nærmest uafbrudt ved lavere elpriser, men omvendt aldrig køre, når elsystemet er presset, og elprisen (inkl. tarif) er høj.

Hvis elektrolysen er en del af et energiværk, der hurtigt og fleksibelt kan skifte over til elproduktion, når elprisen er høj, har man også fuldt, fleksibel elproduktion. Et energiværk med en sådan "dobbelt fleksibilitet" vil have en markant evne til at integrere store mængder ufleksibel elproduktion fra vind og sol.

Figuren øverst til højre viser en modellering af, hvordan et centralt energiværk i Vestdanmark (DK1) fleksibelt vil skifte mellem elforbrug og elproduktion i forhold til elprisen i en uge i 2035 (GCA). I baggrunden på figuren kan man se den samtidige elproduktion fra en stor havmøllepark og et stort markanlæg med solceller i DK1.

Integration af høje andele vind og sol i Nordvesteuropa

Figuren nederst til højre viser varighedskurven for elprisen i DK1 i det ambitiøse GCA-scenarie i 2040 (GCA40). Med

lysegrønt ses GCA40-kurven fra figuren på side 7, hvor man netop kan se, at elpriserne i mange af årets timer er blevet meget lave pga. megen vind og sol i Nordvesteuropa.

Den blå kurve er en modelleret variation af GCA40, hvor der er indsat en potentiel mængde PtG i hele Nordvesteuropa (der er som udgangspunkt nærmest ingen PtG med i de europæiske TYNDP18- scenarier).

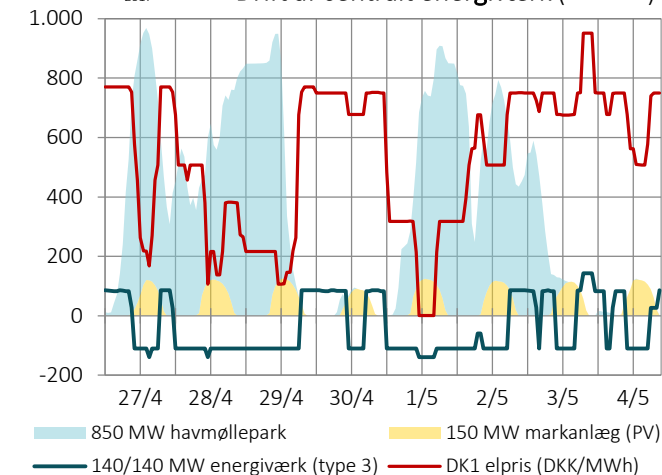
Dette har en markant effekt på varighedskurven, hvor elprisen i mange timer bliver løftet betydeligt, og antallet af timer med nulpriser reduceres væsentligt. Dette indikerer, at PtG/PtX kan være et stærkt virkemiddel til integration af meget høje andele vind og sol i det sammenhængende nordvesteuropæiske elsystem.

Perspektiver for effektiv drift og udnyttelse af infrastruktur

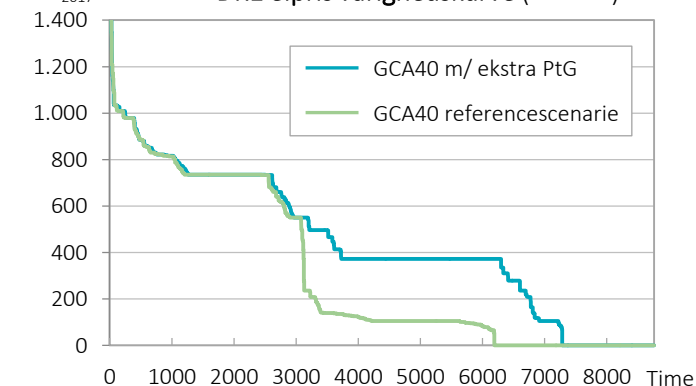
Elektrolyse har, som beskrevet, et fuldt fleksibelt elforbrug. Det betyder alt andet lige, at energiværkets markante ekstra elforbrug kan indpasses uden forstærkninger af elnettet. Elektrolysen kan blot nøjes med et forbruge el, når der er plads på nettet. Dette giver en øget "belægningsgrad" af nettet og dermed øget effektivitet.

Et yderligere potentiale ved specielt de centrale energiværker er, at der også i forbrugsmodus produceres højtemperatur varme (damp), der fleksibelt kan anvendes både i PtG-processen og til damppturbine. Den varme damppturbine kan således til enhver tid, ved behov, levere systembærende egenskaber for elsystemet og regulerkraft. Dette kan være med til at reducere behovet for at have traditionelle kraftværker stående klar "varme i tomgang" og/eller reducere behovet for reservering af kapacitet i elnettet til pludselige udfald og havarier.

MW / (DKK₂₀₁₇/MWh) Drift af centralt energiværk (GCA35)



DKK₂₀₁₇/MWh DK1 elpris varighedskurve (GCA40)



EPILOG: BATTERIERNE KOMMER – MEN NOK IKKE TIL LANGTIDSLAGRING

Kraftige prisfald på solceller og batterier kan på længere sigt få mange mindre forbrugssteder til at have en betydelig andel af selvforsyning af el. Står dette i modsætning til storskala løsninger som havmølleparker, et stærkt internationalt elnet og PtG/PtX?

Udviklingen med energikonverterende anlæg (herunder PtG/PtX), der ville kunne forædle de store potentialer med vedvarende energi i Nordsøregionen, er typisk større anlæg i effekt-klassen fra 10-1.000 MW. Udviklingen med kraftige prisfald på solceller og batterier åbner samtidig op for en højere grad af decentral/individuel elproduktion med små anlæg helt ned til husholdningsstørrelse (1-10 kW).

Dette åbner naturligt spørgsmålet, om disse to udviklingsretninger – "Big scale" og "Small scale" – understøtter eller modarbejder hinanden?

Villaer og ejendomme kan få solcelletag og egne batterier

Analysen viser, at med de forventede prisfald på batterier og solceller, så kan en kraftig udbygning med solceller og batterier i slutforbruget blive både samfunds- og privatøkonomisk hensigtsmæssigt frem mod 2035.

En fremtidig standardløsning for en villa-husstand kunne fx blive et solcelletag på 10-15 kW (hele tagfladen) og et tilhørende batteri i størrelsesordenen 10-30 kWh (hvilket svarer til ca. 1-3 Tesla Powerwalls).

I runde tal kunne en familie i en villa i 2035 have et klassisk elforbrug på 5.000 kWh om året, 5.000 kWh om året til elbil og ekstra 5.000 kWh om året, hvis villaen har individuel opvarmning med varmepumpe. Et sådan årsforbrug svarer til et dagligt elforbrug på 30-50 kWh.

Fuld selvforsyning med sol og batterier er for dyrt

Solcelletaget vil på en solrig sommerdag kunne producere 60-100 kWh el og have en årsproduktion, der ca. dækker husstandens årsforbrug. Men solcelleproduktionen er på danske breddegrader ujævnt fordelt over året. På figuren ses en typisk dansk årsprofil for solceller og elforbrug (hus uden varmepumpe). Hvis husholdningen skulle være uden net og anden elproduktion end solcellerne, ville det kræve sæsonlagring fra sommer til vinter svarende til mange hundrede Tesla Powerwalls eller en voldsom overkapacitet af solceller kombineret med fx 50-100 Tesla Powerwalls.

Selv hvis solceller og batterier efter 2030 bliver mange gange billigere end selv de mest optimistiske fremskrivninger, så vil dette være en meget dyr løsning.

Udjævning af døgnvariationer i elforbrug

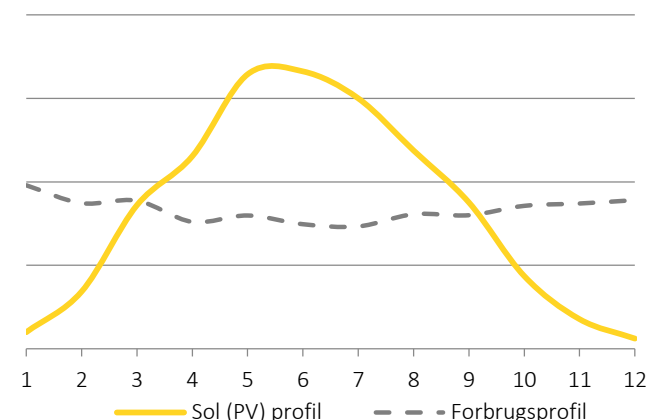
De 10-30 kWh batterier, som analysen peger på, kunne blive rentabelt i en villahusholdning med solceller og muliggør en betydelig udjævning af døgnvariationer i husholdningen. I sommerperioden vil batteriet særligt bruges til at lagre en stor del af dagens solcelleproduktion til husstandens elforbrug, og evt. eksport til nettet, frem til og med næste morgen. Resten af solcelleproduktionen vil i sommerperioden, hvor husstanden de fleste dage vil være nettoproducent, eksporteres og nyttiggøres via "det store elnet". I vinterperioden vil det lokale batterilager fungere som et meget fleksibelt elforbrug i det store, sammenhængende elsystem.

Selv ved batteripriser, der efter 2030 er en faktor 10 lavere end forventningerne, viser analysen, at det ikke ville kunne betale sig at have batterikapacitet i husholdningerne svarende til mere end få døgn elforbrug.

Lokale batterier har værdi for det lokale net

Batterikapacitet i selve husholdningen eller på gadeniveau, der kan klare en betydelig døgnudjævning, vil ligeledes have potentiale til at øge udnyttelsesgraden af det helt lokale elnet betydeligt; trods et markant øget elforbrug i husholdningerne og mulige behov for hurtig ladning af elbiler ved husstanden. For at kunne udnytte de fleksible, lokale batterier og kapaciteten i det lokale net optimalt, bliver der formentlig behov for et endnu stærkere samarbejde mellem den lokale og den nationale netoperatør om en markedsmodel, der afspejler trængslen i det lokale net.

Som det fremgår af denne side, er der ikke noget modsætningsforhold mellem en storskala, international udvikling af et sammenhængende energisystem og stadig, flere lokale/decentrale prosumere. Nærmere tværtimod. Baggrundsanalysen går dybere ned i dette samspil.



ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

