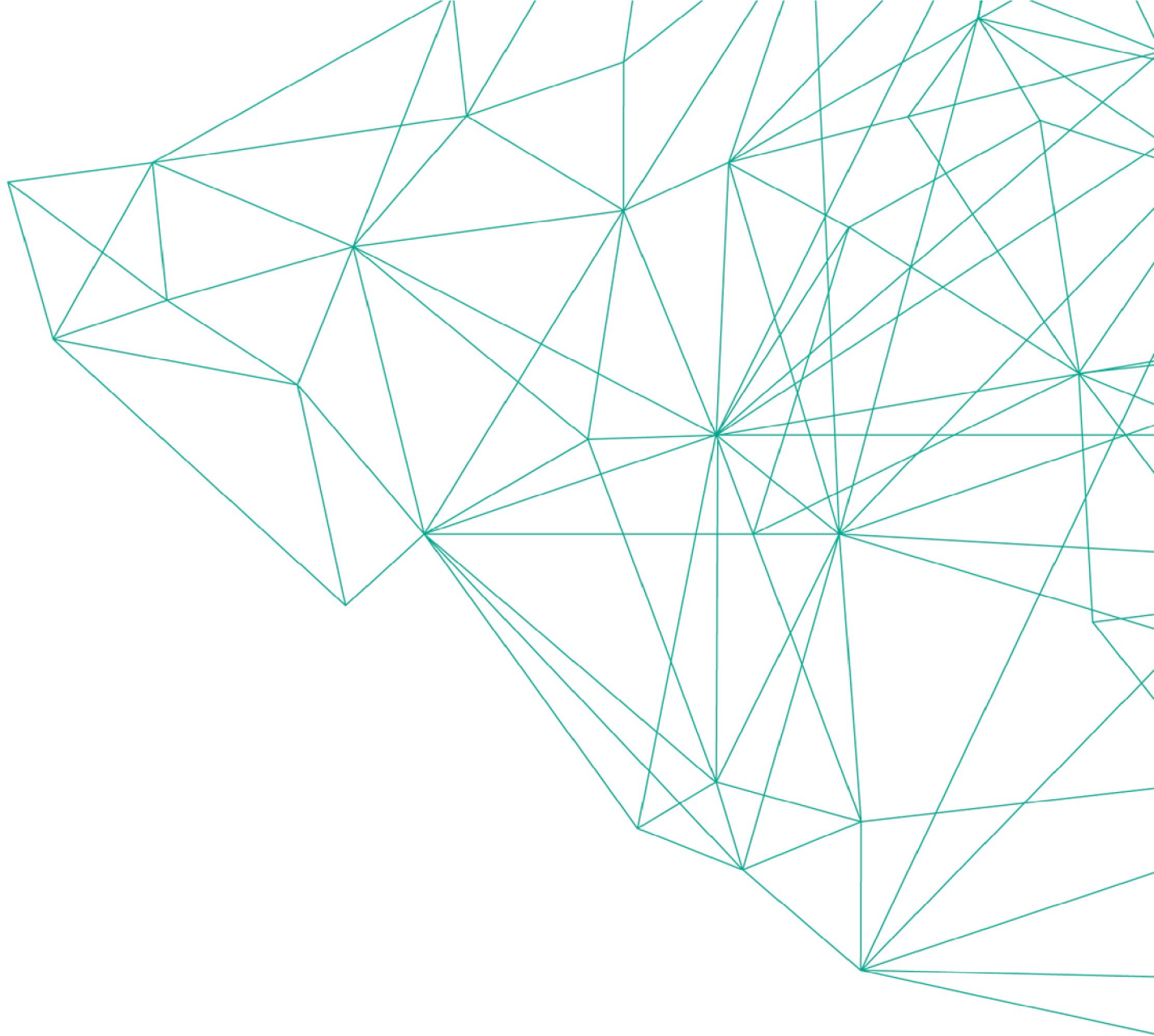




RAPPORT

LANGSIGTEDE PERSPEKTIVER DATANOTAT

INDHOLD

1. Introduktion	3
2. Analyseforudsætningerne 2019.....	3
2.1 Elforbrug og produktion i fremtiden i AF19.....	3
2.2 Gasforbrug og produktion i fremtiden i AF19.....	4
3. Håndtering af udvikling siden AF19	4
4. Rammen om udarbejdelse af perspektiver.....	5
4.1 Energipolitiske målsætninger sætter rammerne for udviklingen	5
4.2 Elforbruget og elproduktionen ændrer sig i fremtiden	5
4.3 Gasforbruget og gasproduktionen ændrer sig i fremtiden	7
4.4 VE-producerede grønne brændsler	8
5. Beskrivelse af scenarierne	8
5.1 Sammenligning til Analyseforudsætninger 2020	9
5.2 Det blå scenarie	10
5.3 Det gule scenarie	12
6. Tilgang til udvikling af Langsigtede Perspektiver	13
7. Beskrivelse af dataantagelser	14
7.1 Individuel opvarmning	14
7.2 El til let transport	15
7.3 Produktion af grøn gas.....	16
7.4 Brændstofproduktion	16
7.5 Elproduktion	19
7.6 Forbrug af el in Danmark	20
7.7 El – eksport og import.....	21
7.8 Curtailment	21
7.9 CO ₂ -udledninger	22

1. Introduktion

Energisystemet står over for store forandringer, og i takt med at udviklingen sker i et mere hastigt tempo, ser Energinet et behov for at belyse, hvordan denne udvikling kan påvirke el- og gastransmissionsnetterne. Som supplement til Energistyrelsens Analyseforudsætninger for 2019¹ (AF19) har Energinet udarbejdet to langsigtede perspektiver eller scenarier, der belyser nogle af de potentielle udfordringer som energisystemet står overfor.

Formålet med dette datanotat er at beskrive de to scenarier, der bruges til at lave et udfaldsrum frem mod indfrielsen af de politiske målsætninger om blandt andet 70 pct. CO₂-reduktion i 2030, som ikke er afspejlet i AF19. De to scenarier giver muligheden for at belyse potentielle udfaldsrum samt belyse forskellige tendenser i fremtidens energisystem.

De to scenarier, som har fået titlerne "blå" og "gul", er udarbejdet i foråret 2020 og er baseret på AF19 ved at perspektivere dataantagelser med fokus på udvikling af vedvarende energi, Power-to-X (PtX) og elektrificering. Det blå scenarie baseres primært på store mængder havvind, hvor det gule scenarie fokuserer på solceller på markedsvilkår. De to scenarier belyser også to forskellige veje til fremstilling af brændsler med PtX. Arbejdet med scenarierne foregik inden den politiske klimaaftale fra juni 2020 faldt på plads, og derfor er der ikke direkte taget højde for Klimaaftalen i de to scenarier.

Interessenter har i processen bidraget med vigtige input og givet Energinet flere faglige overvejelser. Energinet ønsker med dette tekniske baggrundsnotat at give interessenter indblik i Energinets metode og de forudsætninger, der ligger til grund for Energinets udarbejdelse af de langsigtede perspektiver.

Energistyrelsen har i august 2020 offentliggjort Analyseforudsætninger 2020² (AF20), der er i tråd med den politiske klimaaftale, som blev indgået i juni 2020 og i tråd med de politiske målsætninger om 70% reduktion i 2030 og langsigtet klimaneutralitet. Implementering af disse nye forudsætninger i Energinets net- og markedsmodeller foregår frem til udgangen af 2020. Derefter vil de blive lagt til grund for en ny behovsanalyse for transmissionsnettet, som Energinet vil udarbejde og offentliggøre i løbet af 2021.

2. Analyseforudsætningerne 2019

Analyseforudsætningerne 2019 (AF19) er grundlaget for Energinets arbejde. Analyseforudsætningerne fokuserer fortrinsvis på udviklingen i elproduktionskapaciteter og el- og gasforbrug, herunder forventningerne til ny VE-elkapacitet og udviklingen i kraftværkskapacitet³.

2.1 Elforbrug og produktion i fremtiden i AF19

I AF19 forventes el at spille en større rolle i det danske energisystem i 2030, end det er tilfældet i dag. Konkret forventes det, at en større del af varmekonsumet, og en stigende del af transportsektoren baseres på el. Derudover forventes det, at en række af de store datacentre er i fuld drift, hvilket ligeledes medfører en generel stigning i elforbruget sammenlignet med i dag. Samtidig fører elektrificeringen af fjernvarmesektoren til et fald i den nuværende varmerelaterede, regulerbare elproduktionskapacitet. Dertil vil en stor del af den øvrige elproduktionskapacitet bestå af fluktuerende vedvarende energi som vind og sol.

¹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet> - Tidligere års analyseforudsætninger.

² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

³ Fokus i analyseforudsætningerne er dermed ikke på det samlede energisystem, og forudsætningerne kan således ikke anvendes til fx at beregne de samlede danske drivhusgasemissioner, idet AF kun ser på de sektorer, der er relevante for transmissionsnettet og fx ikke emissioner fra landbruget eller andelen af biobrændsler i benzinforbruget.

I 2040 antager AF19, at el spiller en endnu større rolle i det samlede danske energisystem. På forbrugssiden forventes elektrificeringen af transportsektoren at have taget fart, idet elforbruget til transport er flerdoblet i forhold til 2030. Elektrificeringen af individuel opvarmning (individuelle varmepumper) og fjernvarmeproduktion (elkedler/store varmepumper) er udviklet yderligere fra 2030.

På produktionssiden forventes der yderligere udbygning af vedvarende energi frem mod 2040. Særligt kapaciteten af sol og vind forventes forøget væsentligt i forhold til 2030, mens den resterende kraftværkskapacitet hovedsageligt er drevet af affald og biomasse. Danmark forventes i 2040 i endnu højere grad at være afhængig af velfungerende internationale elmarkeder, udlandsforbindelser og fleksibilitet for at balancere elsystemet og dække elforbruget på alle tidspunkter. Dette er resultatet af kombinationen af de store produktionsudsving fra den vedvarende energi, en øget elektrificering samt en reduktion af den regulerbare kraftværkskapacitet.

Forbruget til individuel opvarmning forventes yderligere reduceret med ca. 28 pct. frem mod 2040, mens industriens gasforbrug forventes at falde jævnt frem mod 2040 som følge af yderligere elektrificering og energieffektiviseringer.

2.2 Gasforbrug og produktion i fremtiden i AF19

Det samlede gasforbrug i Danmark er på ca. 2,4 mia. Nm³. Det forventes at falde til ca. 1.800 mio. Nm³ i 2030. Heraf forventes ca. 1.300 mio. Nm³ naturgas og ca. 500 mio. Nm³ biogas tilført gasnettet. Dermed forventes den grønne gas at udgøre 30 pct. af det samlede danske gasforbrug leveret via transmissions- og distributionsnettet.

Gasforbrug til el- og varmeproduktion forventes fortsat at falde. Det faldende gasforbrug drives primært af, at grundbeløbet til decentral kraftvarme bortfaldt med udgangen af 2018, hvilket også forventes at føre til lukning eller konvertering af kraftvarmeværker til biomasse eller varmepumper.

Forbruget til individuel opvarmning forventes reduceret med ca. 28 pct. frem mod 2030 som følge af energibesparelser og konvertering til andre opvarmningsformer. Derefter forventes en yderligere reduktion fra det nuværende niveau på 28 pct. til under halvdelen frem mod 2040.

Industriens gasforbrug forventes at være stort set uændret i en årrække, men vil forventeligt også begynde at falde inden 2030 som følge af energieffektiviseringer. Industriens anvendelse af gas er følsom over for konjunkturer og kan variere på grund af konvertering eller ændring i antallet af produktionsvirksomheder.

3. Håndtering af udvikling siden AF19

Energisystemets hastige udvikling medfører i disse år stigende usikkerhed i grundlaget for Energinets investeringsbeslutninger. Dels ved vi, at politiske klimaaftaler med store mængder havvind kan udfordre det nuværende transmissionsnet, dels er der stadig stor usikkerhed omkring sol og landvind på markedsvilkår og fremtidig udvikling af PtX-anlæg, CO₂-fangst, batteriløsninger og nye forretningsmodeller.

Energinets investeringsbeslutninger har altid indeholdt følsomhedsstudier i tilknytning til det centrale bud i analyseforudsætningerne. Disse er nødvendige for at belyse de usikkerheder, som er knyttet til fremskrivningen af ét forløb for den danske energisektor 20 år frem i tid. Følsomhedsstudierne er også ofte nødvendige for at belyse usikkerheder om lokale omstændigheder, som ligger uden for analyseforudsætningerne. Følsomhedsstudierne har haft forskellig karakter afhængigt af det konkrete formål, men typisk er de baseret på variation af enkeltparametre.

Fordi AF19 ikke afspejler de politiske målsætninger, er der valgt en anderledes tilgang til følsomhedsstudierne i forbindelse med planarbejdet 2020. Energinet har derfor arbejdet med at udvikle to scenarier der muliggør opnåelse af 70%-målsætningen. Scenarierne er udarbejdet med afsæt i AF19.

AF20 blev offentliggjort 31. august 2020 og efter implementering af disse nye forudsætninger i Energinets net- og markedsmodeller, vil de blive lagt til grund for Energinets analyser i 2021. AF20 muliggør opnåelse af de politiske målsætninger og er i tråd med klimaaftalen af 22. juni 2020, der viser vejen mod opfyldelse af 70 pct. målet. Efter udgivelsen af AF20 er der udarbejdet en sammenligning mellem AF20 og scenarierne. Her er det tydeligt, at det blå scenarie, som bliver beskrevet i afsnit 5.2, har sammenligneligt udfaldsrum med AF20. Det gule scenarie, som også er beskrevet i afsnit 5.3, afviger særligt på el-perspektivet fra AF20, herunder ikke mindst i forhold til en markant udbygning med solceller.

4. Rammen om udarbejdelse af perspektiver

Udarbejdelsen af de langsigtede perspektiver tager afsæt i de største tendenser og udfordringer i Danmark vedrørende planlægningen af el- og gastransmissionsnettene. I de efterfølgende afsnit fremhæves forskellige elementer i ændringen af energisystemet der forventes at have betydning for planlægning af transmissionsnettene.

4.1 Energitpolitiske målsætninger sætter rammerne for udviklingen

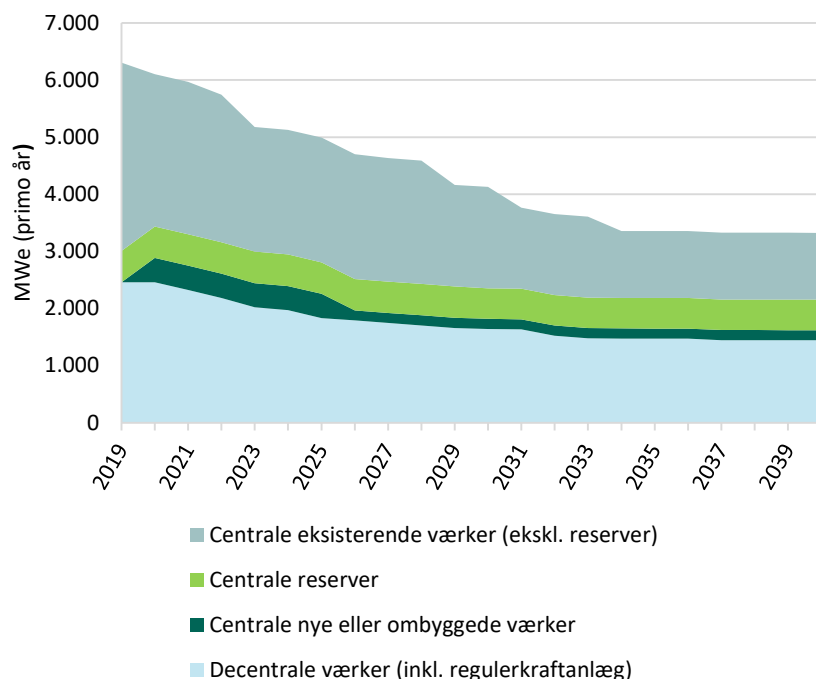
I de seneste år har Danmark og EU sideløbende fastlagt mål for omstillingen af energiforsyningen til vedvarende energi og en begrænsning af drivhusgasudledningen. De nationale og internationale politiske mål har direkte indvirkning på Energinets opgaver, da de er med til at sætte rammerne for, hvilken retning udviklingen af el- og gassystemet bevæger sig i. Forventningerne til udviklingen i perioden 2020-2040 er grundlæggende drevet af:

- **Energiaftalen 2018 driver udviklingen i perioden 2020-2024.**
- **Målet om en grøn omstilling mod ca. 55 pct. vedvarende energi i 2030 og 70 pct. emissionsreduktion driver udviklingen i perioden 2020-2030.**
- **En fortsat grøn omstilling frem mod fossil uafhængighed i 2050 driver udviklingen i perioden 2030-2040.**
- **Klimaaftalen 2020 konkretiserer flere af virkemidlerne for at indfri klimamålene frem mod 2030.**

Desuden er energisystemet i hastig forandring og præget af blandt andet teknologiudvikling, digitalisering, decentralisering, ændret forbrugeradfærd og markedsudvikling. Den hastige udvikling gør det vanskeligt at forudse de konkrete krav, der vil være til energisystemet i fremtiden. I øjeblikket ses fx stor interesse for udviklingen inden for Power-to-X (PtX) og markbaserede solcelleanlæg. For disse, og en række andre parametre, er der stor usikkerhed om timingen og præcis, hvor stor en rolle de kommer til at spille i fremtidens energisystem. Alle parametre vil i nogen grad få betydning for de fremtidige krav til el- og gastransmissionsnettene. Dermed er der risiko for, at energisystemet ikke kommer til at understøtte den ønskede udvikling, medmindre der allerede nu, i en robust planlægningsproces, tages højde for de alternative udviklingsveje.

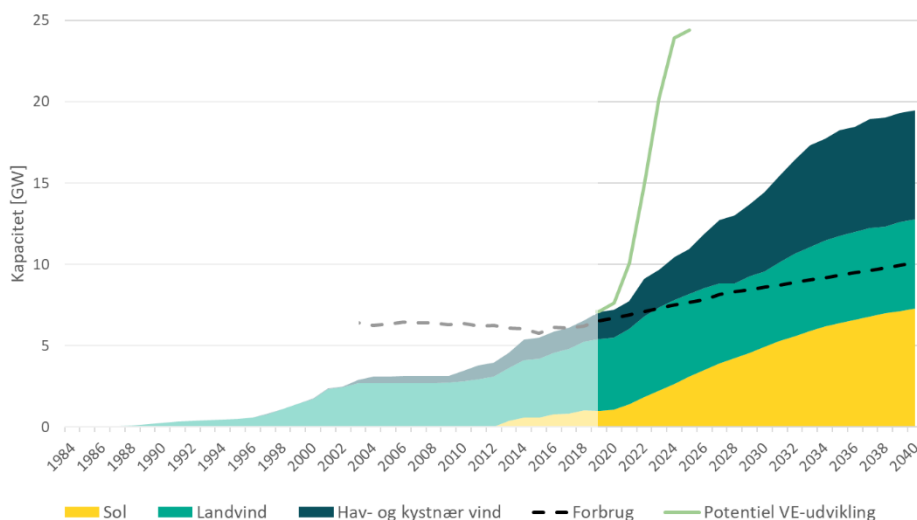
4.2 Elforbruget og elproduktionen ændrer sig i fremtiden

Elproduktionen fra fluktuerende vedvarende energi er i løbet af de sidste 10 år steget, så den udgør mere end 50 pct. af elforbruget. Tidligere har store centrale kraftværker og decentrale kraftværker spillet en større rolle. I dag udgør de centrale og decentrale anlæg lidt under halvdelen af den samlede elproduktionskapacitet.



Figur 1: Driftsklar kraftværkskapacitet i Danmark (AF19).

Udviklingen i potentielle VE-projekter på markedsvilkår fortsætter med hidtil uset hastighed – uden nogen indikationer på en aftagende tendens. Fra begyndelsen af 2019 til begyndelsen af 2020 steg kapaciteten fra potentielle VE-projekter på markedsvilkår ⁴ tilslutning fra 8 GW til næsten 19 GW. Denne markante stigning i potentialet kan udfordre eltransmissionsnettet i fremtiden.

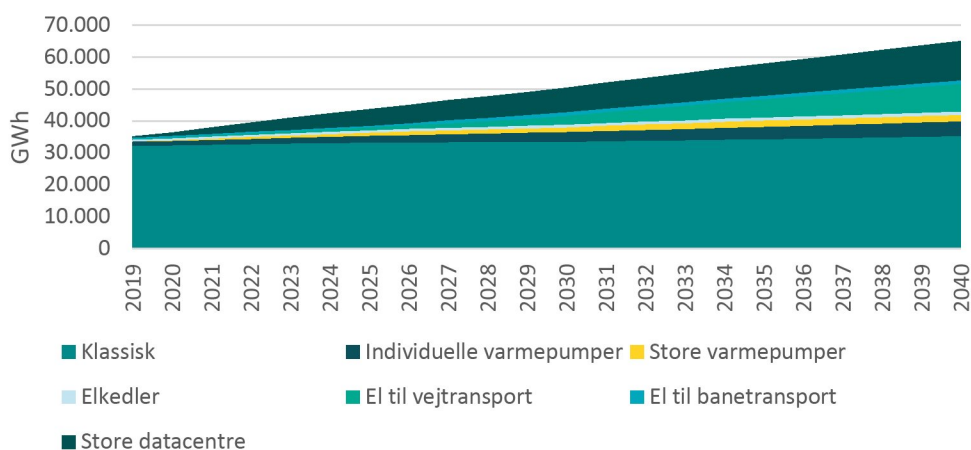


Figur 2: Historik, Analyseforudsætninger 2019 og potentiale for VE-udvikling for sol og landvind.

Den grønne omstilling af energisektoren vil være med til at øge forbruget af elektricitet. Elforbruget til transport, el og fjernvarme, individuel opvarmning, procesvarme til industri og datacentre forventes at stige i takt med udbygningen af grøn elproduktion. Danmark har enorme uudnyttede havvindpotentialer – nok til at dække det danske elforbrug tre

⁴ Energinet arbejder igennem forskellige samarbejder på at opnå større indsigt i den potentielle VE-udvikling og dermed mindske usikkerhederne om forudsætningsgrundlaget. Informationerne indsamles fra en lang række kilder såsom VE-udviklere, netselskaber, kommunalplaner og medier.

gange, selv i et fuldt elektrificeret samfund. På grund af det forventede overskud af vedvarende energi er der stort potentiale for en sektorkobling, der kan omdanne store mængder af vedvarende energi til grønne brændstoffer.

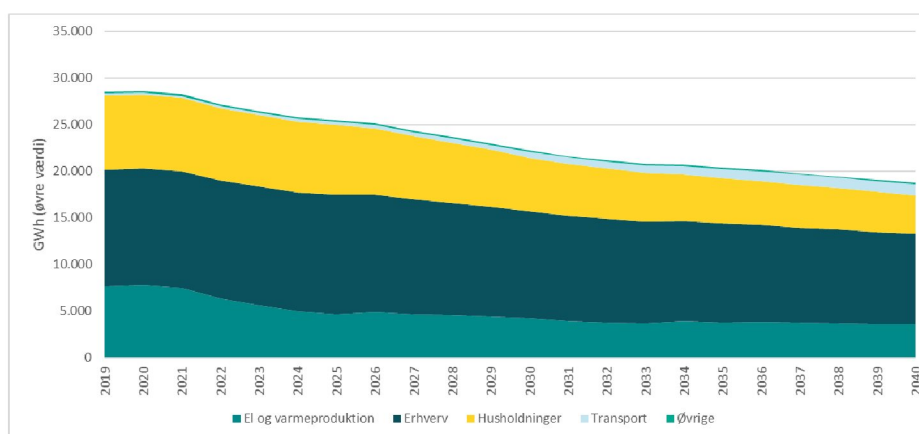


Figur 3: Forbrug af el i Danmark fordelt på segmenter (AF19).

4.3 Gasforbruget og gasproduktionen ændrer sig i fremtiden

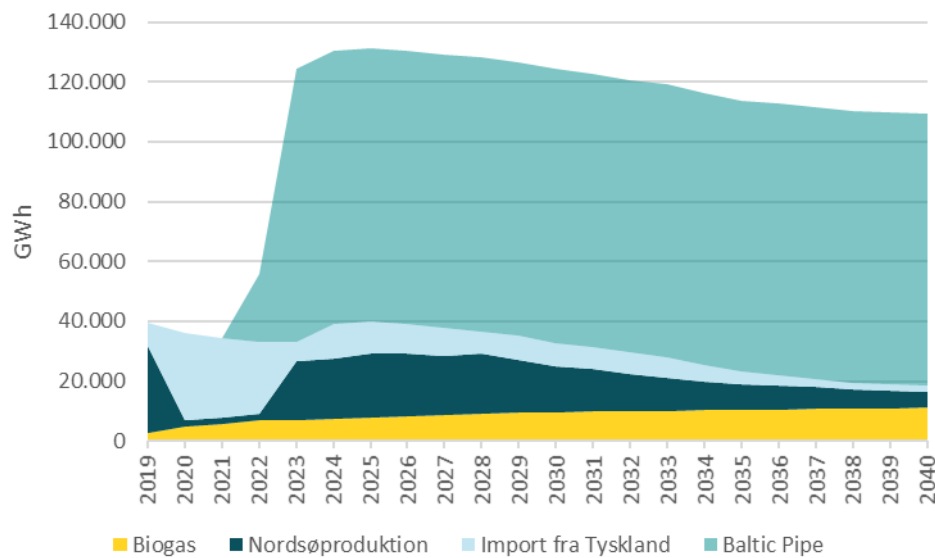
Gasforbruget forventes fortsat at falde. Gasforbruget til el- og varmeproduktion og individuel opvarmning forventes reduceret som følge af energibesparelser og konvertering til andre opvarmningsformer. Det forventes, at industriens gasforbrug også begynder at falde inden 2030 som følge af energieffektiviseringer og elektrificering.

Transportsektorens gasforbrug forventes at stige langsomt i hele perioden frem mod 2040. Væksten i gasforbruget forventes at blive mindre i slutningen af perioden som følge af øget elektrificering. Den forventede udvikling er imidlertid behæftet med stor usikkerhed.



Figur 4: Forbrug af gas i Danmark fordelt på segmenter (AF19)

Der sker store ændringer i gasproduktionen. Produktionen i Nordsøen er meget begrænset på grund af renovering af Tyra-feltet, som har været lukket siden september 2019 og vil være det frem til sommeren 2022. Biogasproduktionen, som udgør ca. 12 pct., vil være svagt stigende i hele perioden. Baltic Pipe idrættes forventeligt den 1. oktober 2022. Det betyder, at Danmark bliver transitland for gasmængder, der er op til 10 gange større end det danske gasforbrug.



Figur 5: Gas ind i det danske transmissionsnet (AF19).

4.4 VE-producerede grønne brændsler

Udviklingen med PtX og Carbon Capture and Storage (CCS) har begge betydning for både el- og gassystemet. En målrettet indsats for at indfange, lagre, transportere og anvende CO₂ er derfor central, uanset balancen mellem anvendelse af CO₂ til deponering (CCS) eller produktion af grønne brændstoffer (PtX). CCS er en teknologi, hvor indfanget CO₂ fra punktkilder mv. deponeres i undergrunden. Deponering af indfanget CO₂ i undergrunden giver mulighed for en hurtig reduktion af CO₂ fra store punktkilder. CCS udgør et alternativ til at anvende indfanget CO₂ til PtX. Her er fokus på evaluering af PtX-tiltag, som er ét virkemiddel til integration af vedvarende energi og reduktion af CO₂-udledningen blandt flere virkemidler.

Samspillet mellem vedvarende energi og PtX skaber en udfordring i scenariearbejdet. Fluktuerende vedvarende energi og PtX kan hver for sig udfordre et energisystem, men tilsammen og i de rette proportioner kan de også udgøre løsningen på hinandens udfordringer og et muligt grundlag for et stabilt VE-baseret energisystem. Vedvarende energi og PtX ses i denne analyse som to komplementære elementer i energisystemet, der skal sammenpasses, for at energisystemet hænger sammen.

Denne tilgang medfører en risiko for, at de udfordringer, der vil opstå, hvis store og fluktuerende mængder vedvarende energi etableres uden PtX eller omvendt, ikke i tilstrækkelig grad identificeres. Da AF19 ikke indeholder PtX, men antager store mængder af vedvarende energi, kan dette scenarie muligvis belyse disse udfordringer. PtX-produktionen i de to scenarier er baseret på antagelser om forbrug af grønne brændstoffer i Danmark. I modsætning til analysen i "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind"⁵ antages det ikke i scenarierne, at der produceres grønne brændstoffer til eksport, men at PtX-produktion er begrænset til det forventede forbrug i Danmark.

5. Beskrivelse af scenarierne

Dette afsnit indeholder en overordnet beskrivelse af de to scenarier udarbejdet på grundlag af AF19. Antagelserne bag scenarierne kan findes i afsnit 7.

⁵ <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/Systemperspektiver-70-pct-og-havvind>

Begge scenarier er udarbejdet til at understøtte målsætningerne om 70 pct. reduktion af drivhusgasudledningerne i 2030 og klimaneutralitet i 2050. Det er vigtigt at bemærke, at der i scenarieopbygningen ikke tages stilling til de specifikke tiltag, der måtte være nødvendige for at understøtte og realisere de skitserede udviklinger. Desuden er scenarierne kun udarbejdet for følgende tre år; 2025, 2030 og 2040 og ikke for alle år som i analyseforudsætningerne.

Datasæt bag scenarierne er udarbejdet med udenlandsdata fra ENTSO-E og ENTSG's europæiske TYNDP-scenarie Sustainable Transition (2018) som randbetingelse for de omkringliggende lande. Da mængden af import og eksport for hvert scenarie er meget afhængig af antagelser om vedvarende energi og PtX-kapacitet, er det valgt at fokusere på, hvordan scenarierne udfolder mulige udfordringer i Danmark for både el- og gastransmissionsnettene baseret på antagelser om udviklingen i vedvarende energi og PtX-produktion. Resultaterne om import og eksport kan derfor bruges til at informere om mængden af vedvarende energi, der kan udnyttes i Danmark, men de kan ikke svare på, hvor stort markedet er i udlandet for dansk vedvarende energi.

Med udgangspunkt i data for AF19 og "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" er datasæt til analyse af scenarierne opbygget med henblik på at understøtte de politiske målsætninger og opnå et sammenhængende energisystem i Danmark. Fokus på scenariearbejdet er at belyse alternative udviklinger for både el- og gassystemet. Scenarierne perspektiverer på antagelser om elektrificering (individuelle varmepumper, erhverv og let transport), storskala havvind, vedvarende energi på markedsvilkår, produktion af grøn gas og PtX. Desuden er de to scenarier udarbejdet til at belyse, hvordan placering af elproduktion og elforbrug påvirker det interne transmissionsnet samt belyse konsekvensen på gastransmissionsnettet; herunder udfordringen når en meget stor andel af gasproduktionen sker decentralt og i samspil med elsystemet.

I udarbejdelsen af PtX- og VE-antagelser er der taget udgangspunkt i efterspørgselssiden i Danmark: Hvis et scenarie fx omfatter indenlandsk produktion af flydende brændsler, tages der udgangspunkt i det indenlandske behov baseret på "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" analysen. De to scenarier belyser to forskellige veje til fremstilling af brændsler med PtX: en baseret på el og biomasseforgasning og en baseret på brugen af brint og biogas.

Herudfra bestemmes det, hvor stor produktionskapacitet der skal til for at forsyne dette forbrug. For elsystemet resulterer det i en efterspørgsel af el, der skal forsynes. For gassystemet medfører det markant forskellige scenarier for forbrug og produktion af grøn gas. VE-kapaciteten tilpasses, så de politiske målsætninger stadig overholdes. Den vedvarende energi og placeringen deraf er forskellig i de to alternative scenarier.

Begge scenarier indeholder elektrificering af varme- og transportsektoren og industrien. Elektrificeringen af varmesektoren omfatter både etablering af storskala varmepumper i fjernvarmesystemet og individuelle varmepumper til opvarmning af fx boliger og kontorbygninger. Elektrificeringen af transportsektoren omhandler let transport, hvor elbiler i højere grad erstatter de eksisterende benzin- og dieseldrevne biler. Elektrificering af industrien omhandler den del af industrien, som kan omstille sig til at bruge store varmepumper til produktion af procesvarme. Scenarierne antager forskellige hastigheder i omstillingen af individuelle varmepumper og forskellig anvendelse af brændsler/brændstoffer til tung transport og den del af industrien, som ikke umiddelbart kan elektrificeres.

5.1 Sammenligning til Analyseforudsætninger 2020

I august 2020 offentliggjorde Energistyrelsen AF20, der er i tråd med klimaaftalen og i tråd med de politiske målsætninger om 70% reduktion i 2030 og langsigtet klimaneutralitet. Da scenarierne blev udarbejdet i foråret 2020, er de baseret på AF19. Efterfølgende sammenligninger af dataantagelser mellem de to scenarier og AF20 viser, at scenarierne for-

ventes i høj grad at favne forbrug- og produktionsudviklingen beskrevet i de nye AF20 og dermed tiltagene i klimaaftalen. Det blå scenarie lægger sig tæt op ad antagelserne for AF20, imens det gule scenarie repræsenterer en udvikling, hvor udbygningen med sol afviger markant fra AF20. Følgende overordnede observationer noteres:

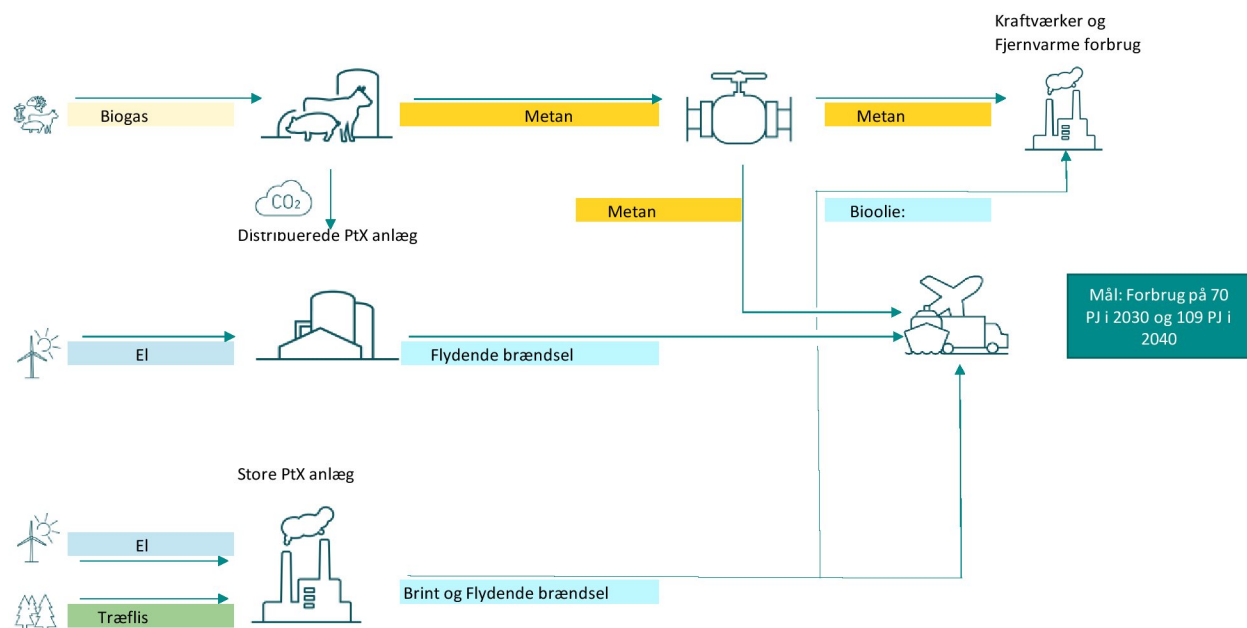
- I AF20 ses en større udbredelse af individuelle varmepumper i forhold til scenarierne i 2040.
- Forbrug til elbiler er i scenarierne på niveau med AF20 i 2040, men det er antaget, at udviklingen sker lidt hurtigere i scenarierne end i AF20.
- Den indirekte elektrificering ses i scenarierne i form af forskellige typer PtX, hvor blandt andet el bruges til at producere brændsler, der kan bidrage til grøn omstilling af sektorer, der ikke umiddelbart kan elektrificeres direkte. De to scenarier og AF20 indeholder alle et betydeligt forbrug til PtX, dog er mængden af grønne brændsler i det gule scenarie meget højere end i AF20.
- AF20 indeholder nye udlandsforbindelser i tilknytning til de to energier fra klimaaftalen. I de to scenarier er der ikke ændret på antagelserne om udlandsforbindelser fra AF19.
- I 2030 indeholder det blå scenarie mindre havvind end AF20. I 2040 er havvindkapaciteten i det blå scenarie sammenlignelig med AF20. Der kan dog være forskel på placeringen af kapaciteten.
- I det gule scenarie er der antaget markant mere sol end i AF20. Derudover er der et større forbrug til Gas-to-Liquid (GtL), der skal forsynes i det gule scenarie.
- Gasforbruget til opvarmning af husholdninger og erhverv er lavere i de to scenarier end i AF20, da det er forventet, at traditionelt gasforbrug bliver reduceret hurtigere i de to scenarier end i AF20.

5.2 Det blå scenarie

Det blå scenarie beskriver en udvikling, hvor indretningen af energisystemet er en konsekvens af centralt placeret og reguleret VE-produktion. Storskala havvind er hjørnestenen i VE-elproduktionen. En konsekvens af storskala havvind er storskala brint og VE-brændstofproduktion for at få indirekte elektrificering i transport og industri. Herudover antages brint anvendt direkte til industri og centrale værker samt til storskala PtX-produktion.

I det blå scenarie er det primære fokuspunkt potentialet for havvind. Potentialet for havvind i de danske farvande er mere end tre gange så stort som elforbruget i et fuldt elektrificeret Danmark. Der er derfor en unik mulighed for, at havvindpotentialet kan få en afgørende betydning for realiseringen af klimamålene, da havvind kan løse udfordringer både i elsektoren, men også bidrage i andre sektorer. I det blå scenarie udnyttes en del af dette potentiale gennem statslige udbud af storskala havvindprojekter (fx i form af energier).

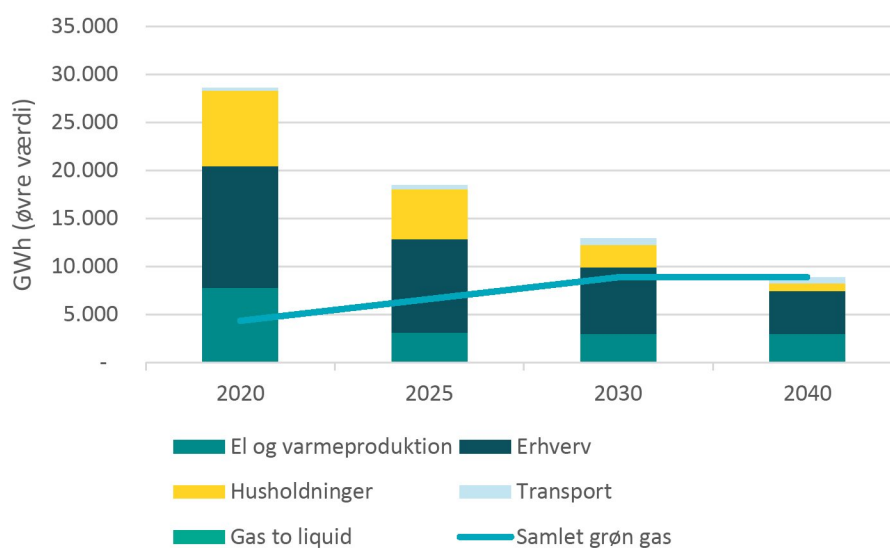
Det blå scenarie indeholder en stor grad af sektorkobling, hvor VE-el leveres i det danske energisystem i få, men store knudepunkter, hvorfra den kan leveres videre til direkte elforbrug og til store, centralt placerede PtX-anlæg, som producerer brint og/eller VE-brændstoffer. Sektorkoblingen i det blå scenarie giver desuden mulighed for at udnytte overskudsvarme fra brintproduktionen (elektrolyse) og produktion af VE-brændstoffer (PtX).



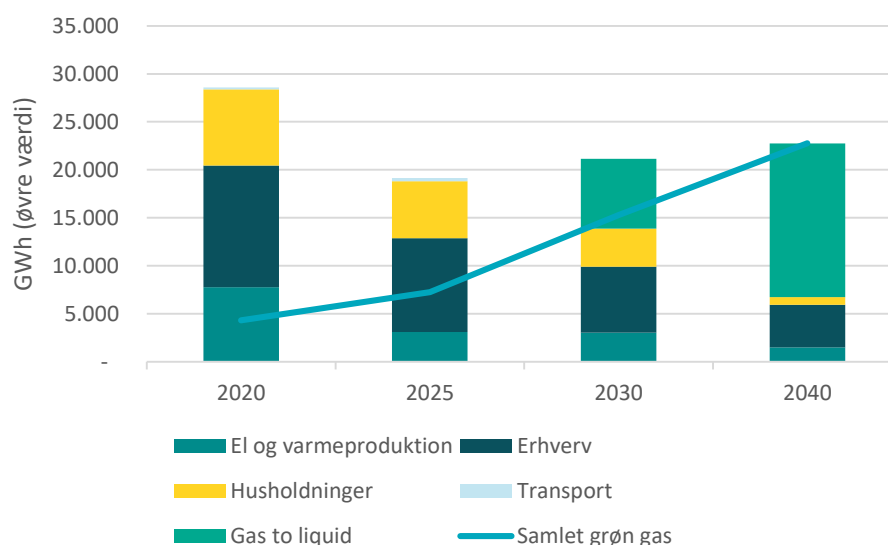
Figur 6: PtX-analyse i det blå scenarie.

Den omfattende elektrificering i Danmark inkluderer ikke hele industrien og transportsektoren. El kan ikke erstatte naturgas i fx højtemperaturprocesser. Her kommer brint sammen med biogas til at spille en fortsat vigtig rolle. Industriens efterspørgsel efter biogas vil afhænge af virksomhedernes geografiske placering og dermed brændslernes tilgængelighed. Brint kan anvendes som råstof til fremstilling af grønne gasser og flydende VE-brændstoffer til brug i den tunge vejtransport, skibstrafikken samt luftfarten. En tredje vigtig rolle for brinten i det blå scenarie er balanceringen af el- og gassystemet.

I det blå scenarie vil der fortsat være en stor produktion af biogas, som tilføres gasnettet. Biogassen bruges primært af industrien, men en lille del bruges også til transport og el- og varmeproduktion. Gasforbruget til individuel opvarmning hos husholdninger og erhverv forventes at falde hurtigt som følge af tidlig konvertering til individuelle varmepumper og fjernvarme.



Figur 7: Gasforbrug og produktion af grøn gas i det blå scenarie.



Figur 9: Gasforbrug og produktion af grøn gas i det gule scenarie.

6. Tilgang til udvikling af Langsigtede Perspektiver

I forbindelse med udarbejdelsen af de langsigtede perspektiver har interessenter på tværs af klima- og energisektoren haft indflydelse på scenarieudviklingen. Energinet har fået faglige input fra og haft dialog med interessenterne om de primære overvejelser i udarbejdelsen af scenarierne. Formålet med denne tilgang er at hjælpe Energinet med at træffe investeringsbeslutninger på det bedst mulige faglige fundament. Dette arbejde blev skudt i gang på en interessentworkshop den 12. december 2019. Deltagerne repræsenterede en bred vifte af interessenter i energisektoren. Formålet med workshoppen var at facilitere en dialog mellem aktørerne og Energinet om fremtidige udviklingstendenser og potentielle udfordringer, som el- og gastransmissionsnettene står over for på kort og langt sigt. Interessenterne fik præsenteret Energinets indledende overvejelser om mulige fokusområder for scenariearbejdet. På den baggrund blev aktørerne bedt om at give input til udviklingstendenser, der kunne bruges til at belyse alternative udviklingsveje for energisystemet og behovet for el- og gastransmissionsnettene i fremtiden.

I udarbejdelsen af scenarierne har Energinet indarbejdet kommentarer og viden fra interessenterne på workshoppen og fra bilaterale møder. Hovedtemaer, der blev identificeret som nogle af de betydningsfulde tendenser, der bør tages højde for i scenariearbejdet, var massiv, direkte elektrificering, PtX, storskala havvind samt store mængder sol.

Med udgangspunkt i "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" analysen blev data for de to scenarier identificeret. Dataantagelserne blev justeret løbende baseret på resultater fra Energinets markedsmodel for at sikre, at ressourceforbrug og produktion spiller sammen, og at analysen opnår et sammenhængende energisystem. De endelige scenarier viser to alternative scenarier for energisystemet, men det er vigtigt at huske, at de kun udgør to veje ud af mange mulige frem mod 2050, og at fx en kombination af dele fra begge scenarier ligeledes kan realiseres.

7. Beskrivelse af dataantagelser

Datasættet, som er benyttet til udarbejdelse af scenarierne, består som udgangspunkt af AF19 fra Energistyrelsen. I udarbejdelsen af de to scenarier er der udarbejdet parametervariationer på udvalgte fremskrivninger med henblik på at belyse mulige udviklinger i el- og gastransmissionsnetterne. Scenarierne er indarbejdet i Energinets markedsmodel, SIFRE, der simulerer spotmarkedet. Resultatet af disse simuleringer er forbrug, produktion, markedspriser og flows på udlandsforbindelserne time for time i analyseårene for både AF19 og de to scenarier.

Udenlandsdata i alle tre scenarier er baseret på Sustainable Transition scenariet fra TYNDP18 fra ENTSO-E og ENTSG. Analysen har ikke indarbejdet scenarier for udlandet, og det er ikke antaget, at nye udenlandsforbindelser er etableret. I udviklingen af scenarierne er mængden af vedvarende energi derfor ikke baseret på VE-potentialet, men er tilpasset til et rimeligt niveau af forbrug og eksport.

Nye udenlandsforbindelser ville gøre det muligt at importere eller eksportere større effektbalancer, og dermed kunne de være en potentiel løsning på nogle af udfordringerne i systemet, hvis fx PtX ikke bliver aktuel, eller VE-produktionen bliver større end forventet i analysen. Nye udenlandsforbindelser tilhører dog løsningsrummet og er derfor behandlet i separate business cases.

I dette afsnit beskrives de konkrete data, der er udarbejdet til de to scenarier. De endelige data kan findes i det medfølgende dataark⁶. De parametre, der afviger fra AF19, er beskrevet nedenfor.

7.1 Individuel opvarmning

I både det blå og gule scenarie forudsættes det, at gasforbruget til individuel opvarmning udfases, så det i 2040 er reduceret med 90 pct. i forhold til 2019. Det antages, at udfasningen af naturgas foregår hurtigere i det blå scenarie end i det gule scenarie. Hurtigere udfasning af naturgas til individuel opvarmning forudsætter tiltag, så borgere fravælger naturgas til fordel for elektricitet. Antagelserne i AF19 benyttes med hensyn til gasforbrug for erhverv og procesvarme.

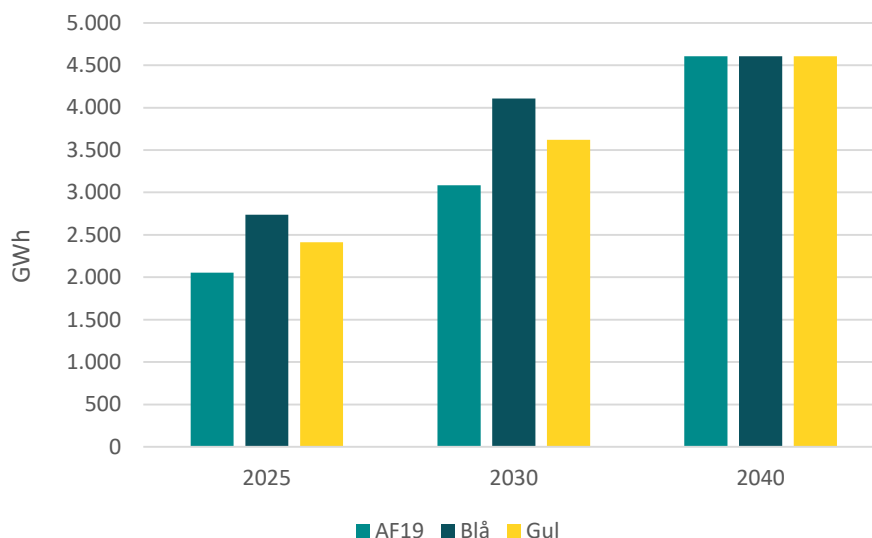
Det blå scenarie:

I 2030 forventes husholdningernes gasforbrug at blive reduceret med ca. 70 pct. i forhold til 2019. Elforbrug til opvarmning i 2030 er derfor 500 GWh højere i det blå scenarie i 2030 end i det gule scenarie.

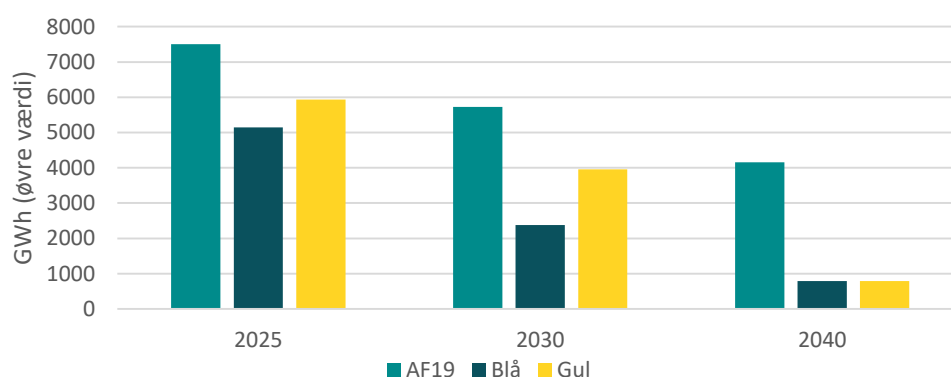
Det gule scenarie:

I 2030 forventes husholdningernes gasforbrug at blive reduceret med ca. 50 pct. i forhold til 2019.

⁶ Link til dataark; dok. 19/08892-39.



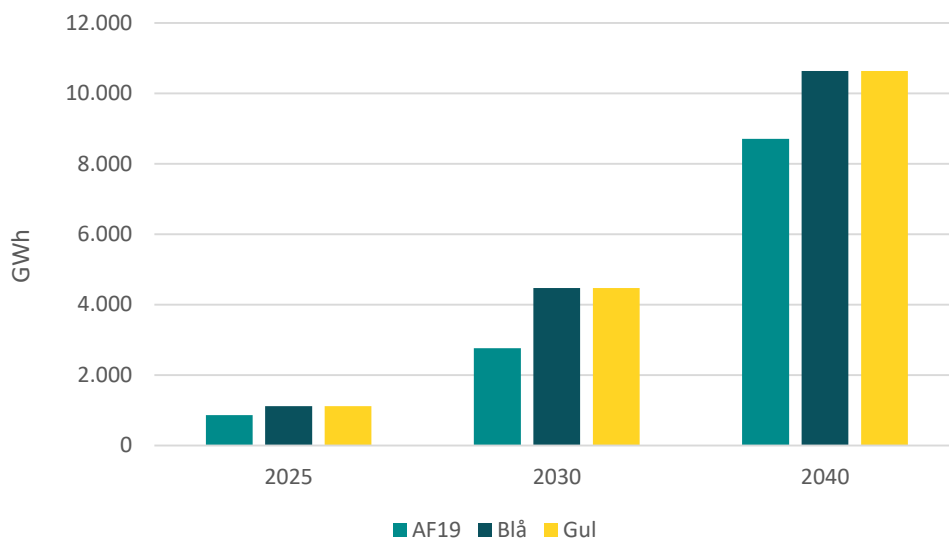
Figur 10: Elforbrug til individuelle varmepumper.



Figur 11: Gasforbrug til opvarmning.

7.2 El til let transport

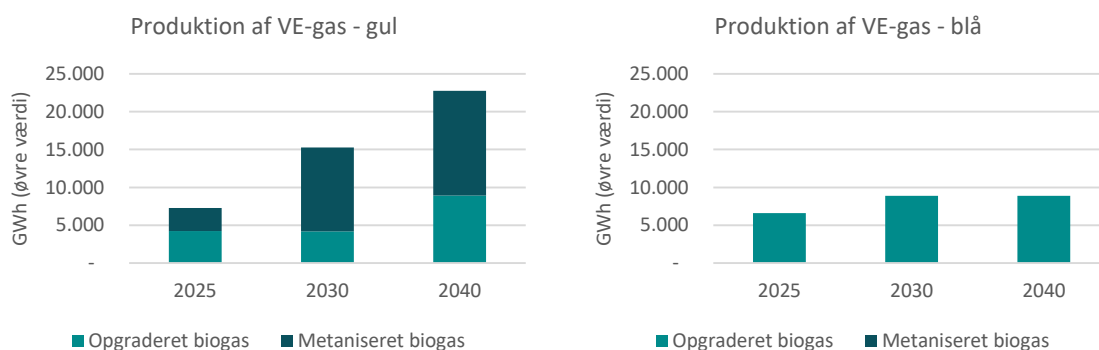
Baseret på antagelser, der understøtter 70 pct. målet i "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind", er antallet af elbiler og elektricitetsforbrug af elbiler og plug-in-hybrid-biler det samme i de to scenarier. Det antages, at elforbrug til opladning af let transport i 2030 er baseret på 800.000 elbiler og 200.000 plug-in-hybrid-biler. I 2040 antages det, at antallet er steget fra 1 mio. elbiler og plug-in-hybrid-biler til ca. 2,2 mio. For at nå antallet af let transport, antaget i de to scenarier, er det nødvendigt, der bliver truffet beslutninger, som øger incitamentet for at køre elbiler. Det kræver blandt andet en forstærket infrastruktur, et øget antal ladestationer, og at elbiler er konkurrencedygtige.



Figur 12: Elforbrug til elektrisk transport.

7.3 Produktion af grøn gas

I begge scenarier dækkes forbruget af gas 100 pct. af VE-gas i 2040. VE-gas er opgraderet biogas og metaniseret biogas, det vil sige biogas, hvor CO₂ er metaniseret til metan ved hjælp af brint fra PtX-anlæg.



Figur 13: Produktion af VE-gas.

I det gule scenarie er behovet for VE-gas højt som følge af gasforbruget til fremstilling af flydende brændsler på GtL-anlæg, og der er derfor en større efterspørgsel på grøn gas. Størstedelen er metaniseret biogas, og en mindre del af biogassen er konventionel opgraderet biogas.

I det blå scenarie er efterspørgslen på metanbaseret gas mindre, og produktionen af VE-gas er derfor tilsvarende mindre. Overskydende CO₂ fra biogassen udnyttes i PtX-anlæg, som fremstiller flydende brændsler. CO₂'en kan derfor ikke bruges til at fremstille metaniseret biogas, derfor er alt VE-gas i det blå scenarie opgraderet biogas.

Ud over metanbaseret VE-gas er der i begge scenarier en stor produktion af brint.

7.4 Brændstofproduktion

De væsentligste forskelle mellem de to scenarier og AF19 ligger i de antagelser, der er om produktion af brændsler til industri, tung transport og balancering af el- og varmesystemet. Produktion af VE-brændstoffer kan erstatte fossile

brændstoffer i energisystemet og er derfor en del af det blå og det gule scenarie. Hvor det i AF19 antages, at der ikke er nogen indenlandsk produktion af sådanne brændsler, antages det i det blå og gule scenarie, at Danmark selv producerer de brændsler, der er brug for nationalt.

Det er derfor ikke antaget, at der produceres VE-brændstoffer til eksport i denne analyse. Det er antaget, at anlæggene i Danmark producerer det brint og grønne brændstof, der skal forbruges i Danmark. Men i fremtiden er det meget muligt, at Danmark importerer og eksporterer grønne brændstoffer baseret på efterspørgsel fra transport- og industrisektorerne.

I det blå scenarie modelleres brændslet som metanol, mens det i det gule scenarie modelleres som metanol og brint, hvor mængden af metanol er bestemt af biogaspotentiallet inklusive metanisering af CO₂ fra den rå gas.

Det blå scenarie:

I det blå scenarie sker størstedelen af produktionen på store centrale værker i nærheden af centrale fjernvarmeområder og stærke knudepunkter i nettet. Brinten produceres ved vandelektrolyse, hvor den producerede brint efterfølgende anvendes i brændstofproduktionen sammen med kulstof fra termisk forgasning af biomasse.

Elektrolysedelen placeres i stærke knudepunkter i nettet, hvortil der også kan indføres havvind, mens selve brændstofproduktionen placeres tættere på fjernvarmenettet i de store byer. Det er i processen med brændstofproduktionen, at det største varmeoverskud forekommer. Det antages, at der etableres en brintstreng, der kan føre brinten ind til brændstofproduktionen. I nogle byer kan det lade sig gøre at placere hele anlægget sammen. En mindre del af metanolproduktionen sker på distribuerede anlæg, hvor elektrolyse fra PtX bruges til at opgradere biogas (CO₂) til metanol. Disse distribuerede anlæg placeres derfor i nærheden af biogaspotentiallet.

Den samlede mængde PtX i scenariet baserer sig på detaljerede studier i "Systemperspektiver ved 70 %-målet og stor-skala havvind", hvor det er undersøgt, hvor meget der skal til for at understøtte 70 pct. målsætningen med indenlandsk produktion.

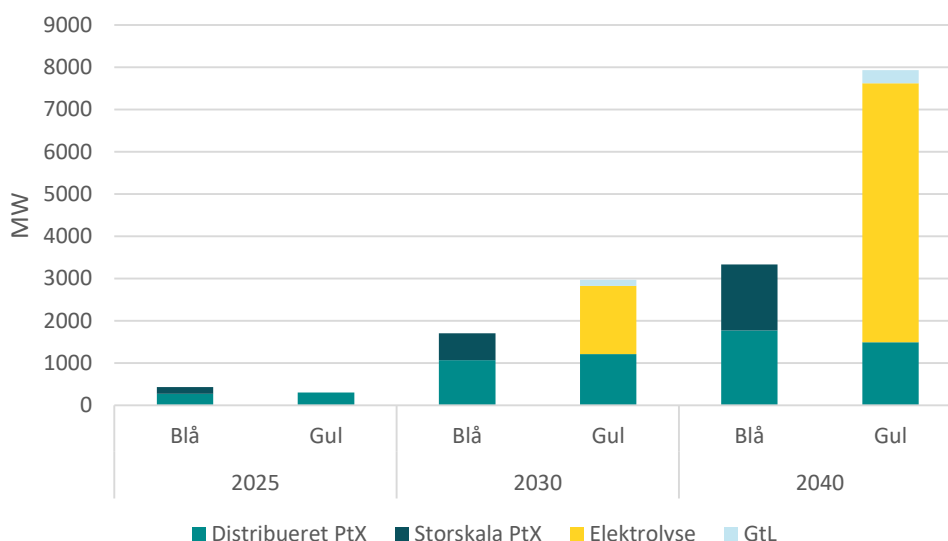
Anlæggenes driftsmønster til brændstofproduktion modelleres i Energinets markedsmodel ud fra en antagelse om den pris, anlæggene kan sælge metanolen til. Hvis anlæggenes marginalomkostninger er lavere end den pris, vil de producere. Der er antaget en markedspris på grøn metanol på 200 DKK/GJ i 2030.

Det gule scenarie:

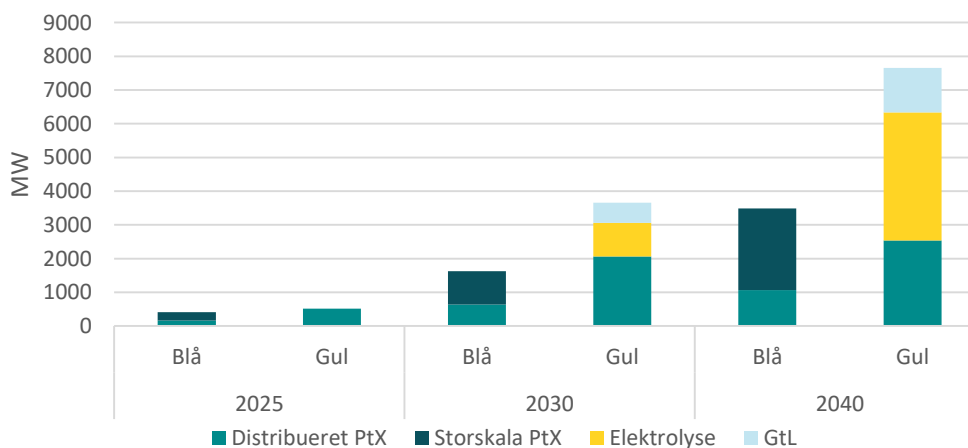
Brændstofproduktionen i det gule scenarie baseres i høj grad på opgraderet biogas. Der er en større grad af distribueret PtX end i det blå scenarie, men i det gule scenarie bruges elektrolysen til at metanisere biogassen, der fødes ind på gasnettet.

Disse anlæg placeres ud fra biogaspotentiallet. Denne metaniserede biogas anvendes efterfølgende på Gas to Liquid (GtL) anlæg i fjernvarmeområder med adgang til gasnettet. I et GtL-anlæg produceres metanol direkte fra metanen i gasnettet med el som input og en betydelig del af overskudsvarme som output, som kan udnyttes i fjernvarmen.

Også i dette scenarie drives driften af anlæggene af den pris, de antages at kunne afsætte produktionen til. Prisen på den opgraderede biogas antages at være 142 DKK/GJ i 2030, prisen på brint antages at være 181 DKK/GJ i 2030, og prisen på metanolen antages at være 200 DKK/GJ i 2030.



Figur 14: Brændstofproduktion – el-input.



Figur 15: Brændstofproduktion – output.

7.5 Elproduktion

For at leve op til målsætningerne er det nødvendigt at øge produktionskapaciteten fra vedvarende energi. Samtidig er potentialet for udbygning af vedvarende energi stigende, dels på grund af havvindpotentialet, dels på grund af vedvarende energi på markedsvilkår.

I udviklingen af scenarierne blev det besluttet at evaluere ny fluktuerende VE-produktion, sol og vind og ikke fokusere på mere termisk VE-produktion (biomasse). Den danske biomasseressource udnyttes i scenarierne til brændstofproduktion og er derfor ikke til rådighed til en øget elproduktion.

Det blå scenarie:

Det blå scenarie belyser konsekvensen af meget havvind i det interne net. Mængden af ny havvind blev baseret på, hvad der er brug for til at støtte de politiske målsætninger som identificeret i "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind". Hvis mere havvind skal ilandføres, er det nødvendigt enten at øge forbruget i Danmark yderligere, lagre energien (mere PtX eller batterier) eller eksportere mere til udlandet.

Den øgede havvindkapacitet i dette scenarie blev placeret – baseret ud fra de områder, der fremgår af Energistyrelsens screening af havvindpotentialet i Danmark⁷. I forhold til AF19 forventes derfor 2 GW mere i 2030 og 7 GW mere i 2040, med 5 GW placeret i Vestdanmark (DK1) og 2 GW placeret i Østdanmark (DK2) – disse tal er alle udover antagelserne i AF19.

Det antages, at der ikke opsættes flere landvindmøller og solceller, end det der er antaget i Analyseforudsætninger 2019, men landvindmøllers levetid forlænges med fire år, baseret på information fra Energistyrelsen. Den antagelse resulterer i en svag stigning i kapaciteten, eftersom antagelserne om ny kapacitet er uændrede.

Det gule scenarie:

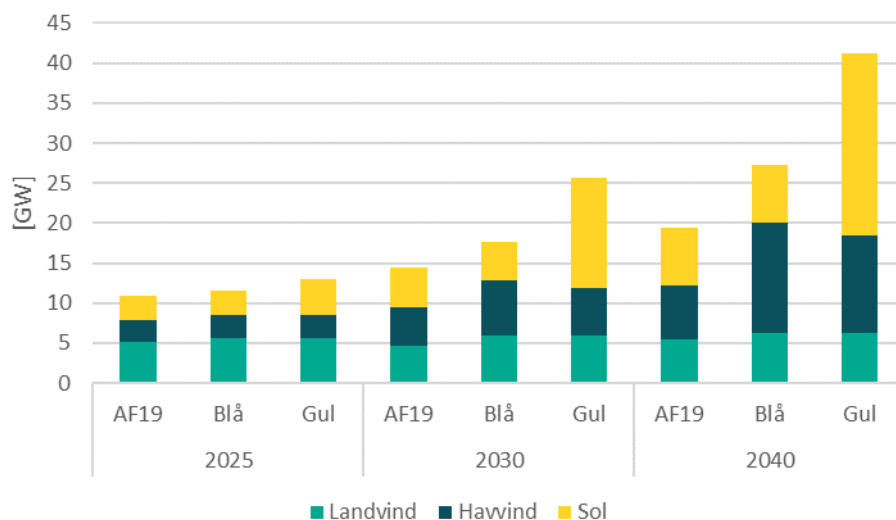
I det gule scenarie er VE-udviklingen præget af store mængder landbaseret vedvarende energi på markedsvilkår. Antagelserne her lægger sig i høj grad op ad de potentielle VE-projekter, som Energinet har kendskab til. Dette potentiale er domineret af solcelleprojekter og indeholder 15 GW solcellekapacitet⁸.

Landvindkapaciteten er i det gule scenarie kun tilpasset, så den modsvarer den kapacitet, der følger af forlænget levetid på landmøllerne, som det er beskrevet ovenfor.

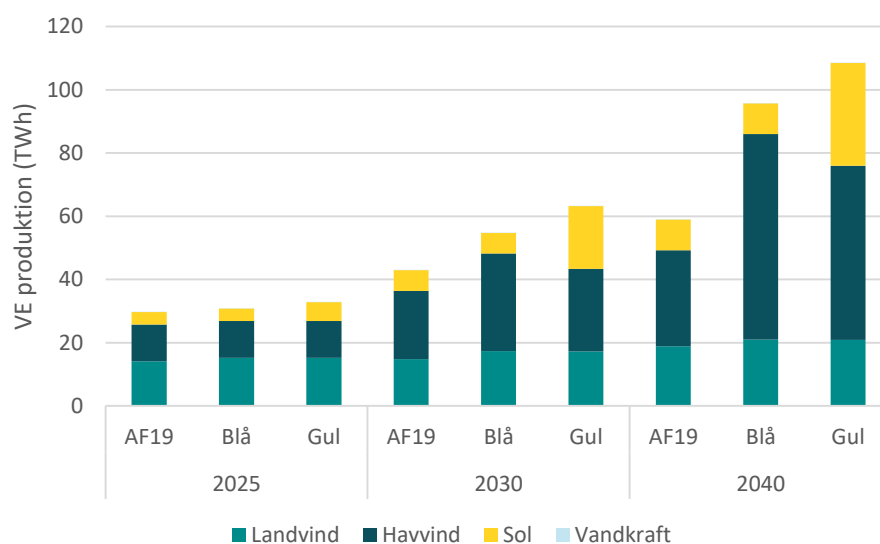
Ud over øget solcellekapacitet er det antaget, at havvindkapacitet også er øget for at undgå, at den samlede solcellekapacitet langt overstiger den samlede vindkapacitet. Dette resulterer samlet set i 15,5 GW ekstra solkapacitet i 2040 i det gule scenarie end i AF19 og 5,5 GW ekstra havvindkapacitet. Placeringen af den øgede solcellekapacitet følger viden om potentielle projekter.

⁷ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/final_26_april_2019_analyserapport_for_124_gw_screening.pdf

⁸ Pr. 14 marts 2020.



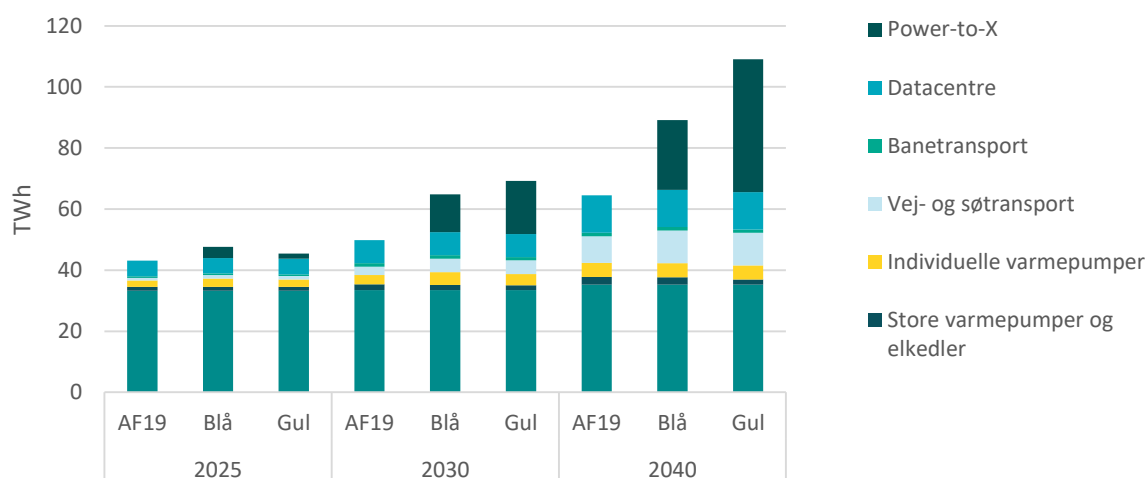
Figur 16: Sol og vindkapacitet.



Figur 17: Sol og vindproduktion.

7.6 Forbrug af el in Danmark

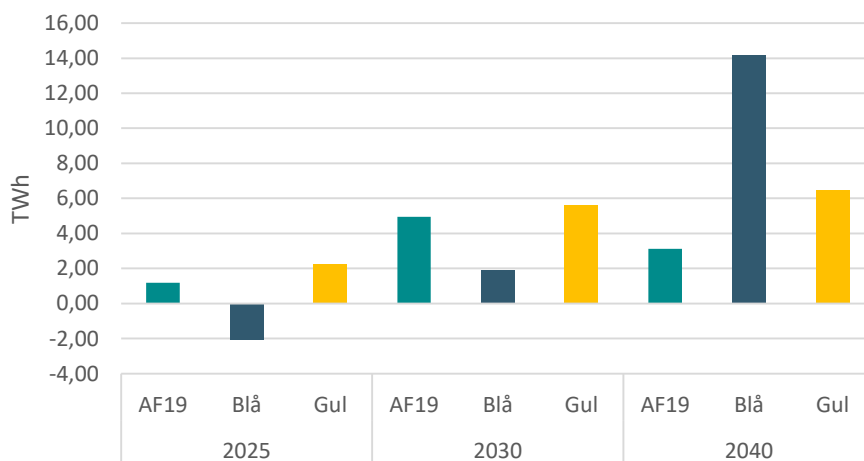
Figur 18 viser forbrug af el for AF19 og de to scenarier. Antagelserne om el til let transport og individuel opvarmning resulterer i et øget forbrug i disse segmenter, når scenarierne er sammenlignet med AF19. Den største forskel mellem scenarierne er forbrug af el til produktion af grønt brændstof. I 2040 er det estimeret, at 23 TWh i det blå scenarie og 44 TWh i det gule scenarie bruges til produktion af grønne brændsler.



Figur 18: Forbrug af el i Danmark fordelt på segmenter

7.7 El – eksport og import

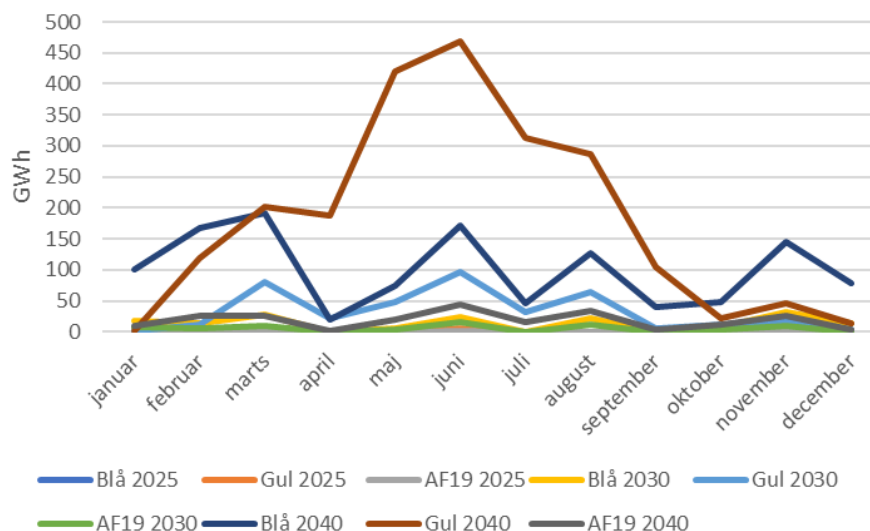
Resultaterne fra Energinets markedsmodeller viser, at sammenlignet med AF19 er eksport i det blå scenarie næsten 14.000 GWh i 2040. Det er meget større end eksport i AF19 og det gule scenarie. I 2030 er eksport fra det blå og det gule scenarie omtrent det samme, mens Danmark eksporterer mere under AF19-scenariet.



Figur 19: Estimerede import- og eksportbalancer.

7.8 Curtailment

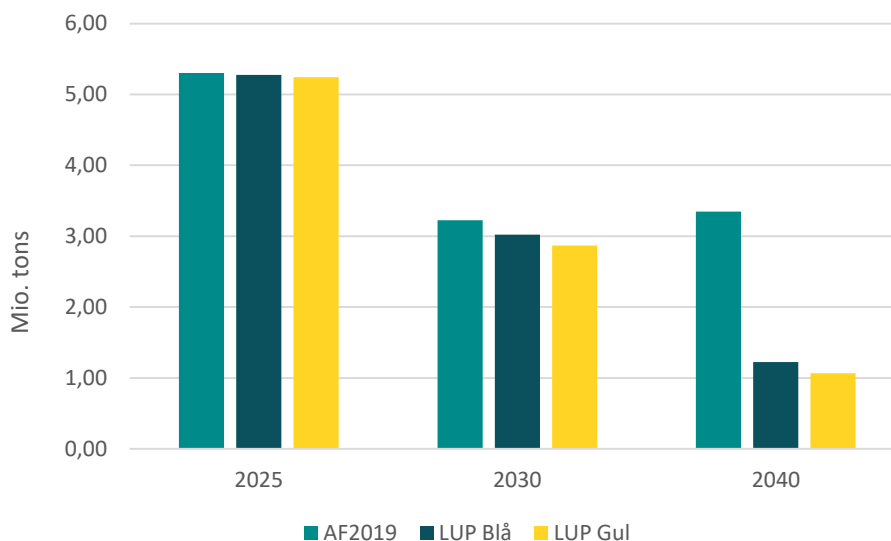
Analysen i Energinets markedsmodel viser, at i både det blå og det gule scenarie bliver VE-produktion reduceret, eller curtailt, af producenterne mere end i AF19 på grund af lave priser. Dette kan fx ses for 2040 i sommerperioden hvor solproduktion curtailment når over 600 GWh i maj og juni. Dette resultat er forventet, da "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" også resulterede i mere curtailment end i AF19 på grund af de store mængder vedvarende energi.



Figur 20: Estimeret curtailment af sol og vind.

7.9 CO₂-udledninger

Klimaloven fra december 2019 fastlægger et mål om reduktion af den nationale udledning af drivhusgasser med 70 pct. i forhold til 1990 frem mod 2030. CO₂-resultaterne i figur 21 er baseret på analysen i SIFRE og inkluderer derfor ikke alle sektorer i energisystemet. Da analysen er baseret på data fra "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind", er CO₂-resultaterne som forventet og understøtter 70 %-målet.

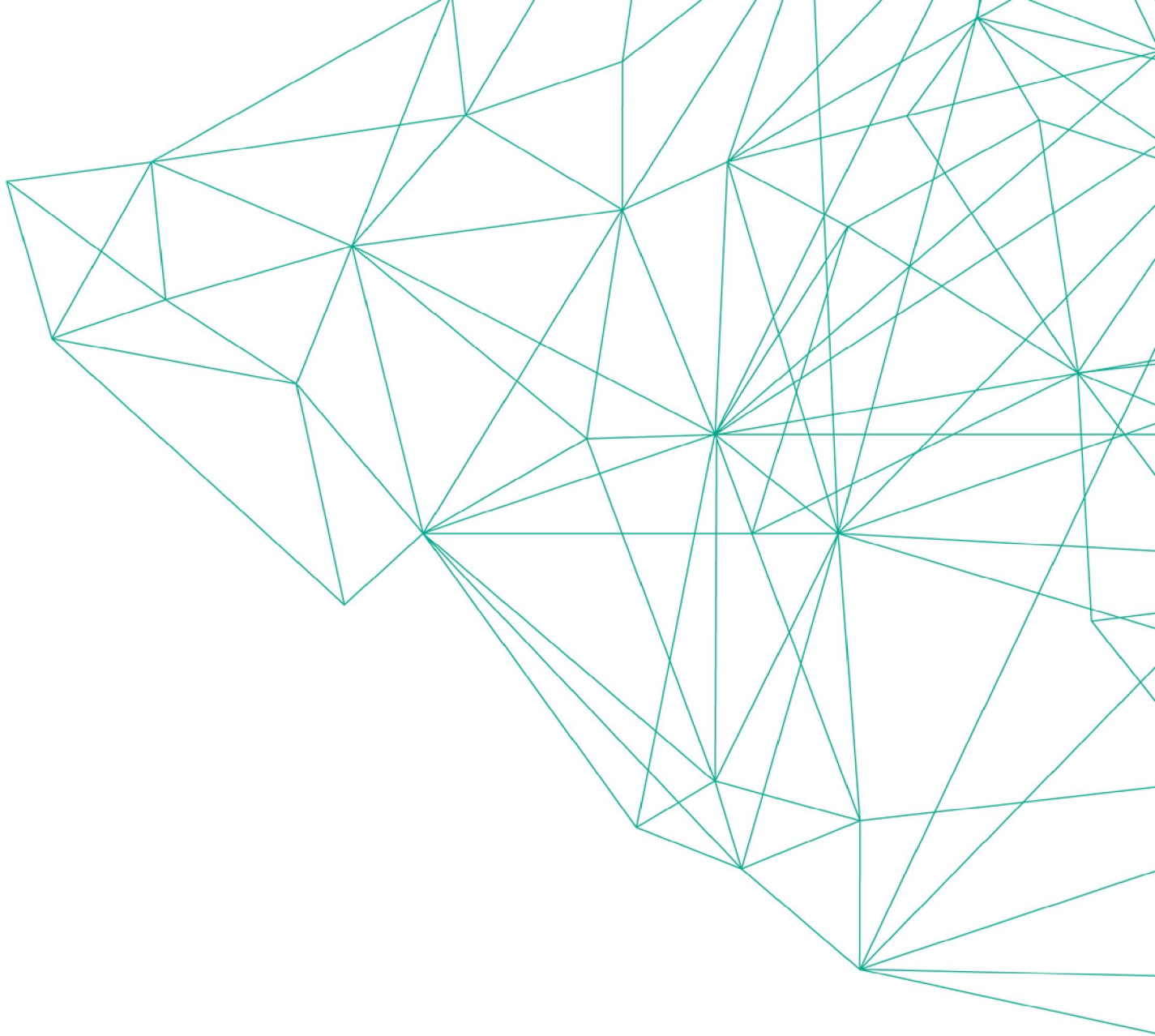


Figur 21: Estimeret CO₂-udledning.

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten. Det betyder, at de publikationer mv., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.

I forbindelse med spørgsmål til denne publikation kan du kontakte afdelingsleder i Investeringsplanlægning, Nicolai Zarganis på e-mail: NZA@energinet.dk.



ENERGINET
Elsystemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

KOLOFON

Forfatter: AFA/AFA
Dato: 23. oktober 2020