



Strategisk energiplanlægning

ADAPT-energisystemanalyse

**PEJLEMÆRKER FOR FYN
2025, 2035 OG 2050**

DIALOGOPLÆG
November 2014

1.	Indledning	3
2.	Analyseresultater for Fyn	4
2.1	Elproduktionen	5
2.2	Fjernvarmen.....	7
2.3	Gassystemet	9
2.4	Transporten	10
2.5	Biomassen	11
2.6	Udviklingstrend for kapaciteter på store el-anlæg.....	11
2.7	Fyn i overblik.....	14

1. Indledning

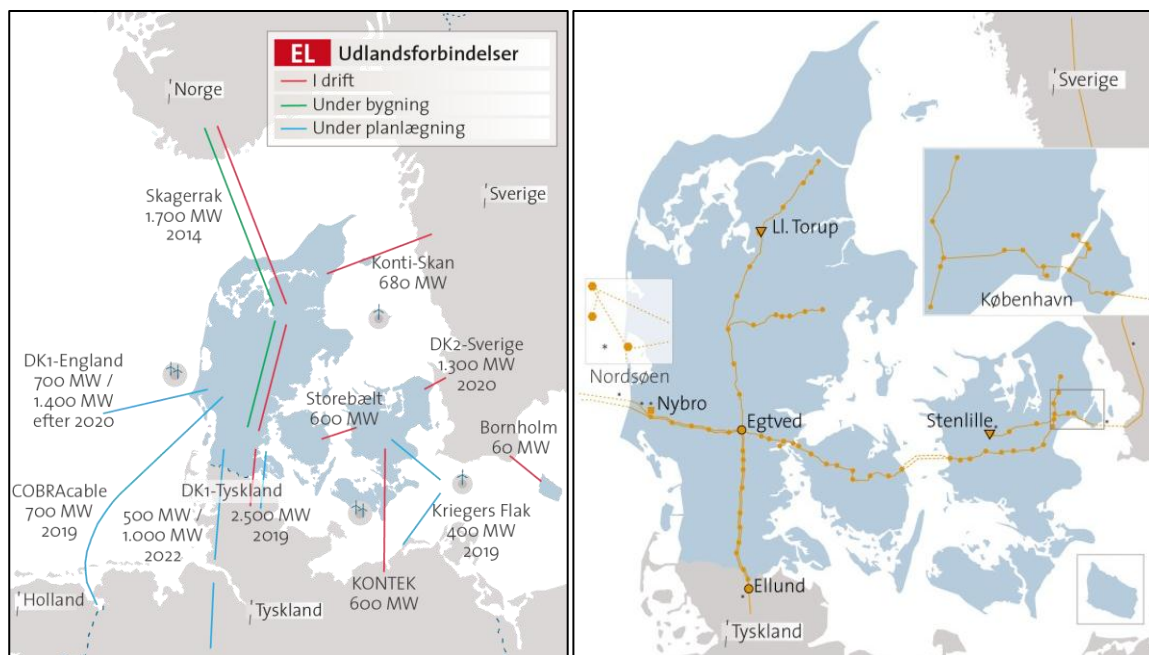
Energistyrelsen fremlagde i maj måned 2014 seks analyser om fremtidens energisystem i Danmark, herunder analysen *Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050*. Energinet.dk har gennem 2013 og 2014 leveret analysebidrag til blandt andet scenarierapporten. Med baggrund i analysearbejdet vurderes det, at et **vindspor** er en robust udviklingsretning for Danmark, når den danske energiforsyning frem mod 2050 skal omstilles til vedvarende energi. Dette skyldes, at et vindspor reducerer afhængigheden af udenlandsk biomasse og derved mindsker følsomheden over for internationale prisstigninger på biomasse og påvirkningen fra mulige bæredygtighedsproblemer i tilknytning til biomassen.

Dette notat tager udgangspunkt i den situation, at nettoimport af biomasse fra udlandet ønskes holdt nede på et minimum af hensyn til energisystemets prislelsomhed og bæredygtighed og giver under denne betingelse en kortfattet og koncentreret gengivelse af de væsentligste resultater og konklusioner på et fynsk vindspor.

Analysebidragene fra Energinet.dk bygger på den aktuelle viden om nuværende teknologiske muligheder, forventede prisudviklinger på teknologi og brændsler, forventede energibesparelsesmuligheder, politiske målsætninger med videre. I forbindelse med den strategiske energiplanlægning er det imidlertid vigtigt, at kommunerne, regionerne, varmeværkerne og andre energiaktører løbende holder sig orienteret om, hvorledes det samfundsøkonomisk optimale teknologimiks og driftsstrategi ændrer sig i takt med de løbende teknologiske, økonomiske og driftsmæssige ændringer. Nærværende resultater er således kun en form for 'øjebliksbillede' frem mod 2025, 2035 og 2050.

Formålet med notatet

Formålet med dette notat er at give partnerskabet bag *Energiplan Fyn* et bud på **størrelsesordner og pejlemærker** for Fyn med udgangspunkt i Energinet.dk's nationale vindsporsanalyse. Energinet.dk's analyseværktøj ADAPT optimerer energisystemet ud fra at opnå **bedst mulige samfundsøkonomi** og indbefatter blandt andet Danmarks tætte kobling til det øvrige Europa gennem elkabler og gasinfrastruktur og dermed koblingen til international prisdannelse på el, fossile brændsler og biomasse.

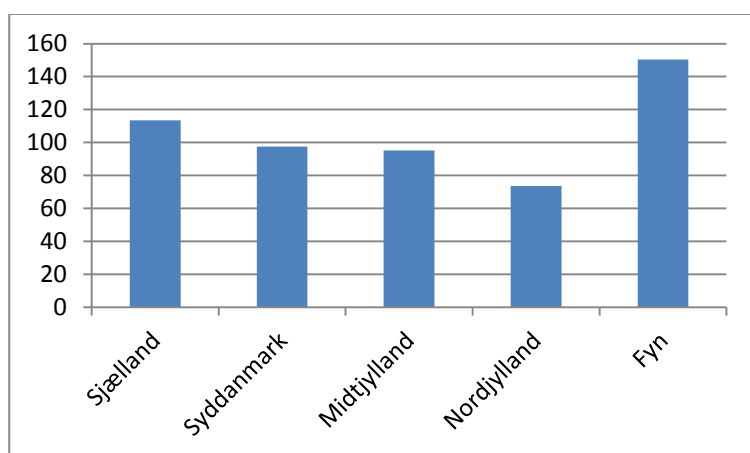


Figur 1: Eksisterende, kommende og mulige udvekslingsforbindelser på el til udlandet (til venstre) og eksisterende gasforbindelser til udlandet (til højre).

Energinet.dk har udarbejdet et tilsvarende notat for de fem danske regioner. Notaterne er med hensyn til opbygning, tekst, kommentarer og budskaber i store træk ensartede, men adskiller sig ved at tallene (pejlemærkerne) og figurerne er specifikke for den enkelte region (og Fyn). Gennem pejlemærkerne har partnerskabet bag Energiplan Fyn mulighed for direkte at sammenligne og vurdere egne fremtidsscenarier og handlingsplaner med Energinet.dk's vindspor.

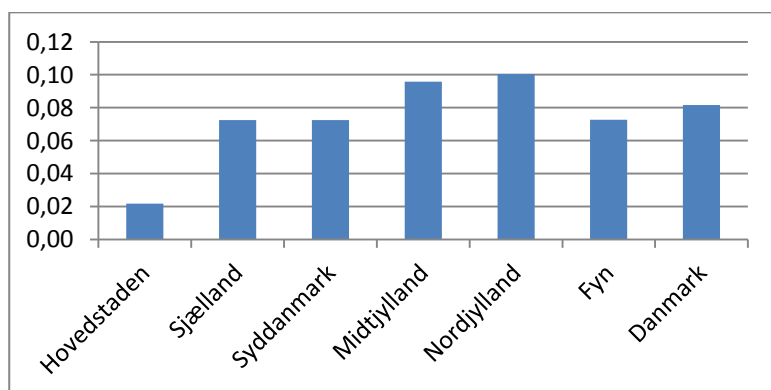
2. Analyseresultater for Fyn

Fyn er i sammenligning med de fleste andre landsdele forholdsvis tæt befolket. Hvis der i strategisk energiplanlægning arbejdes ud fra en forudsætning om, at Danmarks forbrug af biomasse til energiformål i 2050 så vidt muligt og i store træk skal svare til det nationale potentiale for energibiomasse i 2050, har Fyn som geografisk område en ekstra udfordring. Antallet af indbyggere på Fyn i forhold til arealet til produktion af biomasse til energiformål og til opstilling af onshore vindmøller er noget højere end for fx Vestsjælland og Jylland.



Figur 2: Omtrentlige indbyggertal pr. arealenhed i udvalgte regioner og på Fyn. Region Hovedstaden har ca. 650 indbyggere pr. km².

Med hensyn til opstilling af onshore vindmøllekapacitet pr. arealenhed ligger Fyn med i dag ca. 225 MW på niveau med regioner som Sjælland og Syddanmark. I dette notat er det med henblik på at fastlægge nogle praktiske pejlemærker for den strategiske planlægning lavet en regneteknisk øvelse, hvor det antages, at Fyn i fremtiden har den samme procentandel målt i MW af Danmarks onshore vindmøllekapacitet som i dag, og at Fyn tilskrives en andel af Danmarks fremtidige offshore kapacitet i forhold til regionens nuværende procentandel af det samlede klassiske danske elforbrug.



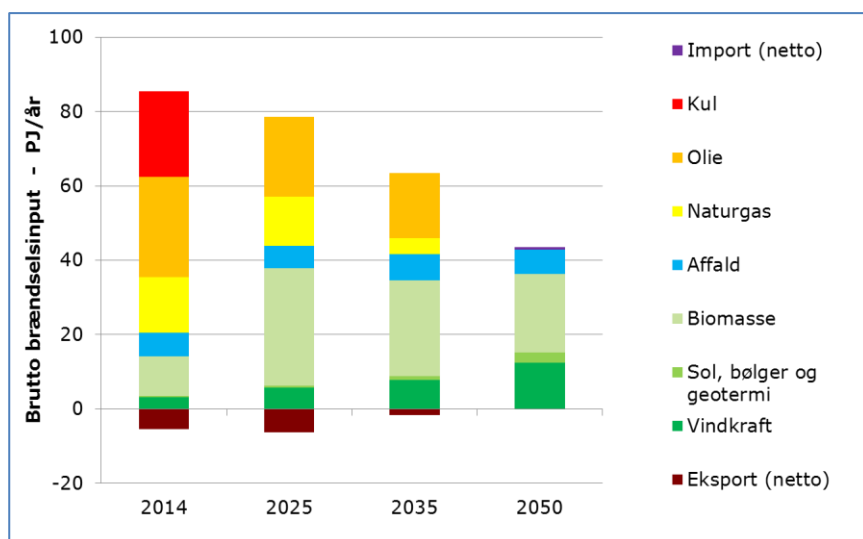
Figur 3: Nuværende (ultimo 2013) omtrentlige onshore vindmøllekapacitet pr. arealenhed (MW/km²) i danske regioner og på Fyn.

Under denne forudsætning vil Fyn også i 2035 og 2050 ligge på et forholdsvis lavere niveau for installeret vindmølleeffekt (MW) målt pr. indbygger end fx Nordjylland og Midtjylland som følge af Fyns forholdsvis høje befolkningstæthed. Dette notats fremskrivning på vindmøller (følger nedenfor) er på ingen måde et udtryk for, hvad Fyn bør eller kan råde over af møllekapacitet i fremtiden, men alene et udtryk for, hvorledes tallene ser ud, hvis man fremskriver den nuværende situation til 2050.

Vindsporet

Energinet.dk's analysearbejde viser grundlæggende, at et vindscenarie med en betydelig udbygning med vindkraft er en robust og samfundsøkonomisk god løsning for Danmark og dermed for Fyn. Det gælder både på kort og på langt sigt, og uanset med hvilken hastighed vores nabolande og resten af verdenen omstiller sig til grøn energi.

Et vindspor vil indebære et mindre forbrug af biomasse, hvilket sikrer en vis forsyningsuafhængighed af andre landes ressourcer. Herved vil Fyn i fremtiden kun i mindre omfang være følsom over for fremtidige prisstigninger på internationalt handlet biomasse.



Figur 4: Muligt udviklingsforløb i brændselsreduktionen og udskiftningen af fossile brændsler på Fyn. Gennem energibesparelser og øget brug af effektive energiteknologier (eldrevne varmepumper, el til transport og el til produktion af nye drivmidler) reduceres Fyns brændselsinput frem mod 2050. Sideløbende sker et skifte fra fossile brændsler til vindkraft, sol, biomasse mv. Analysen indikerer, at Fyn kan gå fra at være nettoeksportør i 2014 til at blive (i ubetydelig grad) nettoimportør i 2050 af el, VE-gas og biofuels. Forklaringen herpå er blandt andet analysens beregningsforudsætning, hvor Fyn også i fremtiden antages at have en forholdsvis høj befolkningstæthed, og dermed alt andet lige forudsættes at råde over forholdsvis færre biomasseressourcer og mindre areal til udbygning af onshore vindmøller målt pr. indbygger.

Hvor et biomassetor på længere sigt kan risikere at blive udfordret med hensyn til brændselsforsynings-sikkerheden, vil et vindspor i modsætning hertil kunne sikre en høj brændselsforsynings-sikkerhed. Til gengæld vil vindsporet på grund af især vindmøllernes fluktuerende produktion risikere at blive udfordret på elforsynings-sikkerheden, hvilket et biomassetor ikke vil være i samme grad.

2.1 Elproduktionen

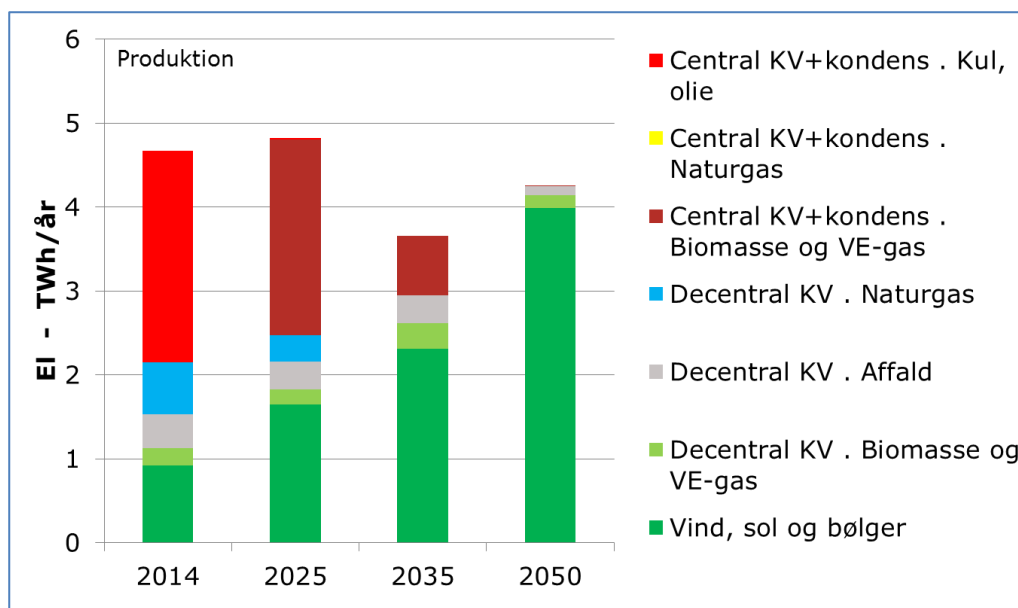
Forbruget og produktionen af el vil stige markant på Fyn i fremtiden som følge af anvendelse af nye former for elforbrugende teknologier så som varmepumper, elbiler, el til procesvarme og på længere sigt elektrolyse til medproduktion af drivmidler til transporten. Vindkraft bliver forventeligt den altdominerende kilde til elproduktion i 2050, men måske ikke tilstrækkeligt til at dække det fynske elforbrug i 2050,

idet det i analysens fremskrivningsmetode antages, at vindkraftkapaciteten for omshore vindmøller målt pr. indbygger også i 2050 kan ligge på et lavere niveau på Fyn end fx i Nordjylland og Midtjylland.

I 2050 vil elproduktionen fra fluktuerende produktionsformer som bølgekraft, solceller og især vindkraften således kunne have overtaget langt størsteparten af elproduktionen på Fyn, mens den regulerbare centrale og decentrale kraftvarmeproduktion baseret på VE-gas vil få en vigtig rolle med at levere spidslast- og reservelastproduktion, men dog forventeligt kun i et begrænset antal timer om året i vindfattige perioder.

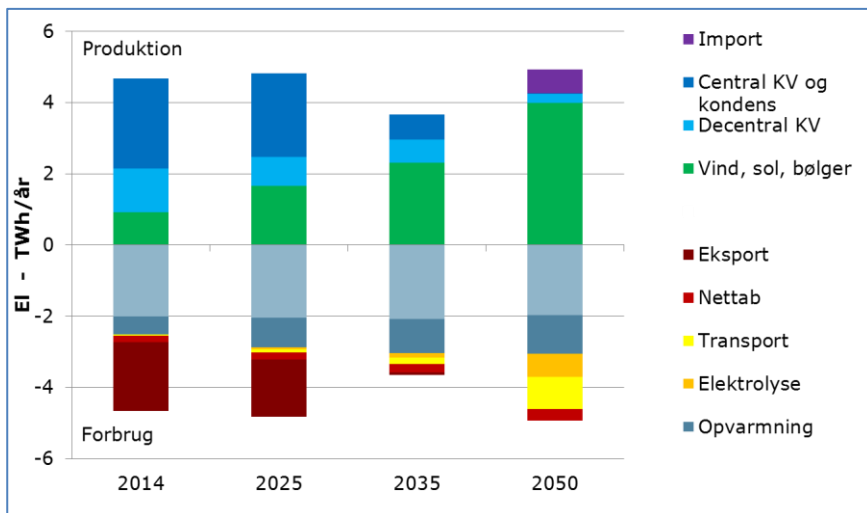
For de kraftvarmeverker, der fremadrettet både gennemfører omstillingen til grøn varmforsyning og samtidig bibeholder muligheden for elproduktion på gasmotorer og gasturbiner, vil også fremtiden byde på mulighed for indtægter fra elmarkedet, der kan medvirke til at reducere den lokale fjernvarmeudgift. Det forventes med den nuværende markedsmechanisme, at der, alt andet lige, vil komme flere timer med meget høje priser og flere timer med meget lave priser.

Energinet.dk er i 2014 og 2015 i samarbejde med danske energiaktører i færd med at undersøge muligheden for en fremtidig model for elmarkedet, den såkaldte Markedsmodel 2.0. Modellen tager udgangspunkt i, at elproducenterne og elforbrugerne så vidt muligt gennem velfungerende markedsmekanismerne skal sikre den fremtidige elforsyningsikkerhed. Under arbejdsprocessen omkring Markedsmodel 2.0 ses også på den eventuelle nødvendighed af og mulighed for supplerende betalingsmekanismer, der kan sikre den optimale kapacitet af dansk termisk elproduktion og afbrydeligt forbrug.



Figur 5: Muligt udviklingsforløb for elproduktionen på Fyn. Vindkraft bliver forventeligt den altdominerende kilde til elproduktion i 2050.

I Energinet.dk's vindscenarie forventes frem mod 2050 en samlet dansk vindkraftkapacitet på op til 13.000 MW installeret effekt (både onshore og offshore vindmøller). For Fyn svarer dette til en størrelsesorden på 900 MW i 2050 (både on- og offshore vindmøller), hvis det forudsættes at Fyn i fremtiden har den samme procentandel af Danmarks kapacitet på onshore møller som i dag, og at Fyn tilskrives en andel af Danmarks offshore kapacitet i fremtiden i forhold til regionens nuværende procentandel af det samlede danske klassiske elforbrug.



Figur 6: Muligt udviklingsforløb for elbalancen på Fyn. Nyt elforbrug til varmeproduktion, transport og elektrolyse presser sig på frem mod 2050.

Vindkraft og samfundsøkonomi

Det har betydning for den samlede samfundsøkonomiske omkostning dels at selve vindkraftkapaciteten nås, dels at så stor en del af vindmøllerne som muligt etableres på land, idet etableringsomkostninger på land udgør ned til en tredjedel af omkostningen for havvindmøller.

En følsomhedsberegning på vindsporet viser, at omkostningen ved fx at etablere 1.000 MW vindkraft mindre i Danmark end det samfundsøkonomisk optimale vil ligge i en størrelsesorden af 600 mio. kr. om året, hvert eneste år efter 2035. Merudgiften går til et dyrere indkøb af el fra udlandet og produktion af el i Danmark baseret på biomasse eller VE-gas. Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning er det således ikke uden betydning, om dansk vindkraft i en bestemt størrelsesorden etableres eller ej.

Ligeledes viser en følsomhedsberegning på vindsporet, at hvis 1.000 MW vindkraft frem mod 2035 etableres på havet i stedet for på land, vil den samfundsøkonomiske meromkostning for Danmark ligge i en størrelsesorden af 500 mio. kr. om året, hvert eneste år efter 2035 på grund af de større anlægsomkostninger for havvindmøller.

Eksemplerne ovenfor indikerer, at det i forbindelse med regional og kommunale strategisk energiplanlægning er nødvendigt for politiske beslutningstagere, at de samfundsøkonomiske omkostninger af konkrete valg og fravalg synliggøres.

2.2 Fjernvarmen

Energinet.dk vurderer, at fjernvarmesektorens varmeproduktion fremadrettet kan baseres på en beskedent anvendelse af biomasse, idet det nu og på sigt er muligt i stort omfang at trække på allerede eksisterende teknologiske alternativer så som solvarme, geotermisk varme, spildvarme og elbaseret varmeproduktion i kombination med forskellige varmelagrings teknologier. Herved vil fjernvarmesektoren kun i et beskedent omfang bidrage til et fremtidigt pres på begrænsede biomasseressourcer.

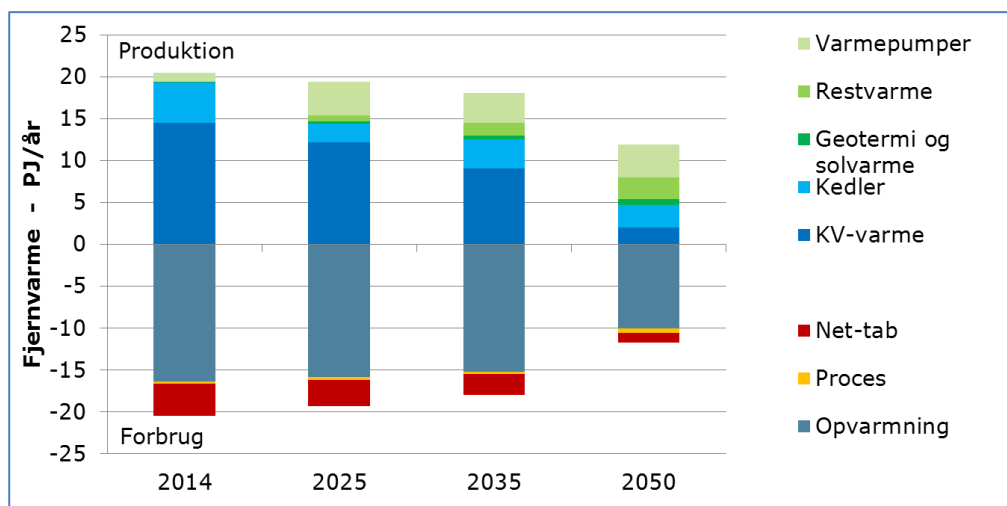
En af de mest betydende udfordringer, som fjernvarmen i fremtiden står over for er, hvorledes nye VE-teknologier udnyttes mest effektivt til varmeproduktion, samtidig med at de værker, der har kombineret kraft- og varmeproduktion, bevarer muligheden for også i fremtiden at kunne producere på gasmotorerne og gasturbinerne til elmarkedet blandt andet med det formål at kunne sænke den lokale varmepris. I

arbejdet med udvikling af Markedsmodel 2.0, omtalt side 6, indgår analyse af på hvilken måde, markedsmodellen kan håndtere de i fremtiden ændrede vilkår for kraftvarmeanlæg.

I takt med udbygningen med vindkraft vil elmarkedet ændre sig, og der vil i fremtiden blive færre timer i året, hvor centrale og decentrale kraftvarmeanlæg med fordel kan byde ind i elmarkedet. Men uanset at elmarkedet for værkerne bliver mindre målt i timer, vil der fortsat for de konkurrencedygtige centrale og decentrale værker være mulighed for også i fremtiden at tjene penge i markedet.

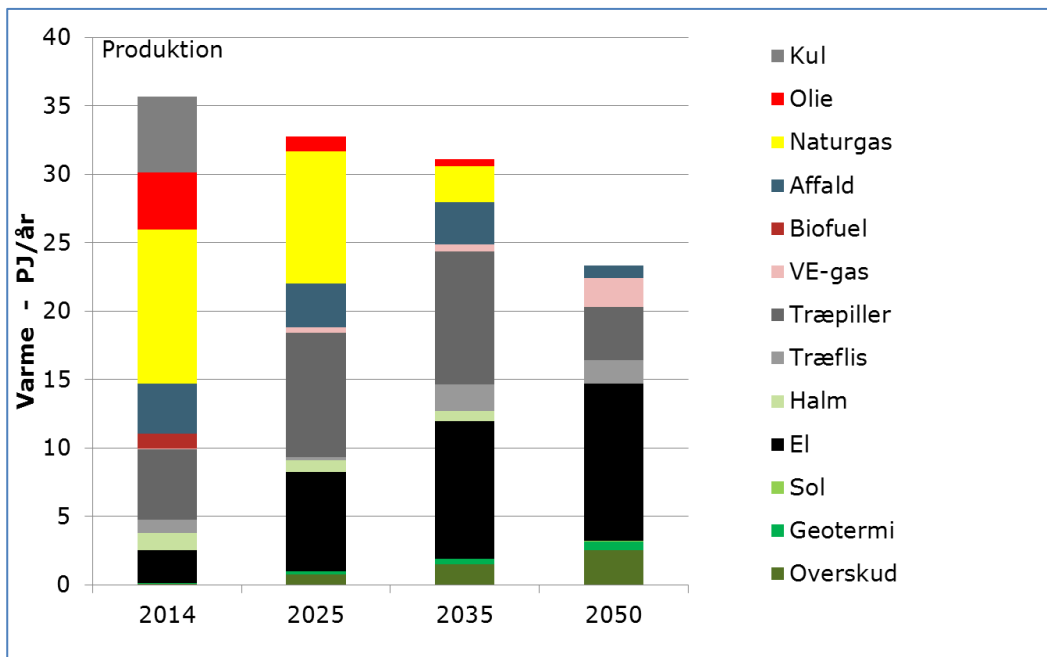
Udfordringen er således ikke kun at omstille varmforsyningen til vedvarende energi, men at gennemføre omstillingen således at så mange værker som muligt bevarer størst mulig *effektivitet og fleksibilitet*.

Ved *fleksibilitet* forstås, at værkerne har flere typer af anlæg til varmeproduktion, så værket ikke er bundet op på kun én enkelt brændselstype og dermed særligt følsom over for prisændringer. Ved *effektivitet* forstås, at værkerne til enhver tid kan producere varme så energieffektivt og omkostningseffektivt som muligt – fx på eldrevne varmepumper ved lave elpriser og ved samproduktion af el og varme på gasmotorer og gasturbiner ved høje elpriser.



Figur 7: Muligt udviklingsforløb i fjernvarmebalancen frem mod 2050 på Fyn. Varmeforbruget falder som følge af mere energieffektive bygninger. Anvendelse af biomasse til simpel varmeproduktion på kedler ophører frem mod 2050. I 2050 er varmeproduktionen baseret på varmepumper, overskudsvarme, solvarme mv. og et mindre (men samfundsmæssigt vigtigt) bidrag fra kraftvarmeproduktion på motorer/turbiner.

Som eksempel på en effektiv og fleksibel teknologi bør den eldrevne varmepumpe fremhæves. Eldrevne varmepumper på fjernvarmeværkerne vil kunne tilføre ikke alene varmesystemet, men også det samlede energisystem, både effektivitet og fleksibilitet. Energinet.dk's analyser peger på, at det samfundsmæssigt kan være optimalt for Danmark at råde over en sammenlagt kapacitet i en størrelsesorden på minimum 500 MW eleffekt på varmepumper i 2050. En følsomhedsberegning viser, at dersom vi i Danmark i 2035 ikke har en varmepumpekapacitet på ca. 500 MW på centrale og decentrale værker, vil det medføre en årlig samfundsmæssig ekstraomkostning på godt 300 mio. kr. om året, hvert eneste år fra og med 2035. Ekstraomkostningen fremkommer ved at de ekstra indtægter fra øget eksport af el langt overgås af ekstra omkostninger til en mindre effektiv og mere prisfølsom varmeproduktion på biomassekedler, som i givet fald må forventes at erstatte varmepumpernes varmeproduktion.



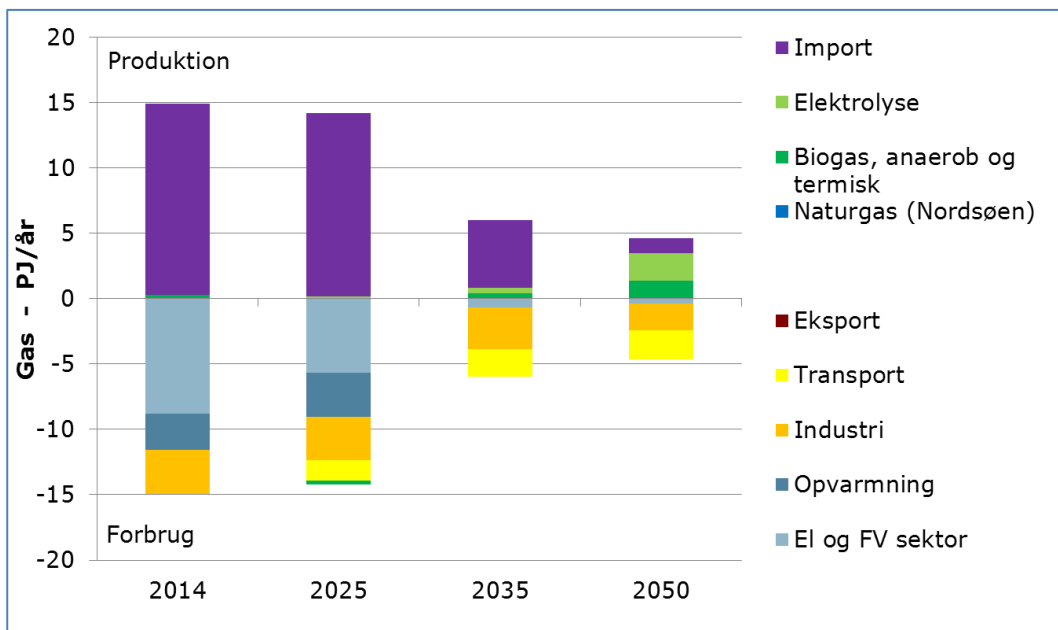
Figur 8: Muligt udviklingsforløb i sammensætningen af varmeproduktionen på Fyn.

I forbindelse med den strategiske energiplanlægning er det vigtigt for kommunerne og regionerne allerede nu at se på varmeværkernes fremtidsmuligheder. De mindst konkurrencedygtige værker med elproduktion risikerer i fremtiden at gå ud af elmarkedet og skal derfor måske alene forholde sig til omstilling af værket til en effektiv og fleksibel grøn varmeproduktion. De konkurrencedygtige værker, der agerer på elmarkedet, skal både forholde sig til omstilling til en effektiv og fleksibel grøn varmeproduktion og samtidig gennem tilpasning og driftsoptimering fastholde muligheden for at tjene penge på elmarkedet fra salg af el fra gasmotorer og gasturbiner for derigennem at mindske den lokale fjernvarmeudgift.

2.3 Gassystemet

Energinet.dk vurderer, at gasforbruget på Fyn frem mod 2050 vil blive markant reduceret, og at gassektoren vil få en anden rolle i energisystemet, idet gassektoren – ud over at bidrage til tung transport og industriel procesvarme – fra 2035 hovedsageligt vil levere storskala-fleksibilitet med VE-gas til spids- og reservelastproduktion af el.

Den eksisterende regionale gasinfrastruktur vil være velegnet til fortsat at kunne levere de ønskede fleksible ydelser. Gas kan leveres i store mængder indenfor korte tidsrum, hvilket er ideelt for fx elproduktion på centrale kraftanlæg og decentrale kraftvarmeanlæg, hvor der for relativt korte tidsrum skal kunne reageres hurtigt for at kunne balancere svingninger i den dominerende vindkraftproduktion. Til dette formål kan gassen lagres i betydende mængder i de allerede eksisterende undergrundslagre i Danmark. Med den nuværende kapacitet kan gas lagres svarende til 3 – 4 måneders dansk elforbrug



Figur 9: Muligt udviklingsforløb for gasbalancen (produktion og forbrug) på Fyn. Analysen indikerer, at Fyn kan gå fra at være importør af gas (naturgas) til at blive eksportør af grøn gas i 2050 – afhængig af ressourcegrundlaget og produktionsniveauet.

Forudsætningen for en langsigtet meningsfuld udnyttelse og videreudvikling af den eksisterende danske gasinfrastruktur er, at der blandt andet på Fyn etableres grøn gasproduktion, der kan opgraderes i en kvalitet, så den kan opsamles og distribueres igennem den eksisterende danske gasinfrastruktur (der også i fremtiden vil være en del af en europæisk naturgasinfrastruktur).

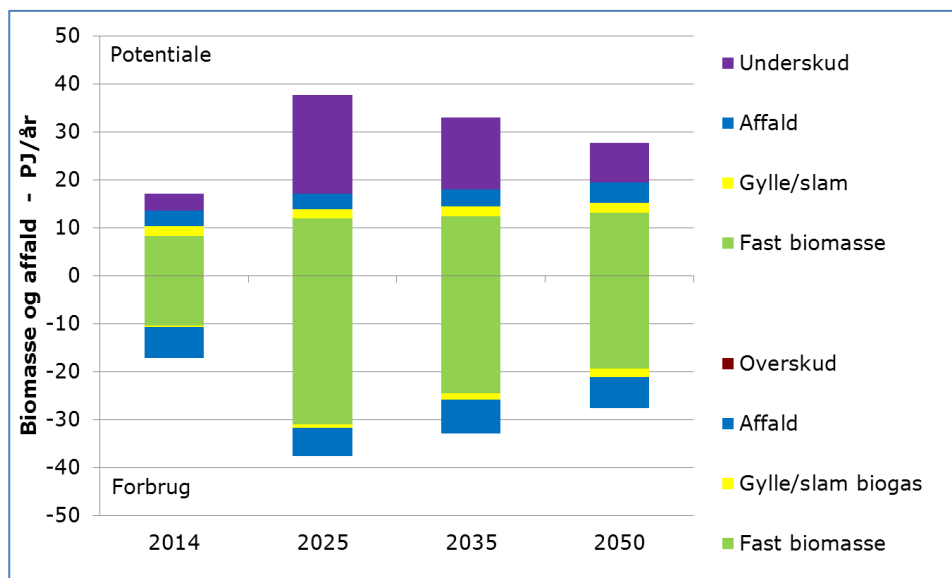
Fyn kan frem mod 2050 gå fra at være importør af gas (naturgas) til at blive nettoeksportør (VE-gas). Forudsætningen er dog, at det fynske potentiale for biogas og brintproduktion udnyttes.

Figur 9 indikerer, at biogaspotentialet (termisk og anaerob) på Fyn i 2050 kan ligge i en størrelsesorden af ca. 2 PJ om året, hvilket i størrelsesorden ligger noget under opgørelsen i "Kortlægning af biomasse til energiproduktion på Fyn, Langeland og Ærø" (AgroTech, juni 2014), der når frem til et potentiale på ca. 4,8 PJ biogas. Idet AgroTech's angivelse repræsenterer en langt mere præcis opgørelse end ADAPT-analysens simple fordelingsnøgle, ligger Fyns biogaspotentiale således forventeligt ca. 3 PJ over angivelsen i figur 9.

2.4 Transporten

Transportområdet adskiller sig for Fyns vedkommende ikke fra det øvrige Danmark. En vis del af transporten kan omstilles til el og gas. Men det må forventes, at en stor del af transportsektoren i perioden 2035 - 2050, hvor der for alvor skal tages tilløb til at udfase den fossile olie, får behov for så meget biomasse som muligt til fremstilling af energitætte biofuels til transportformål.

2.5 Biomassen



Figur 10: Muligt udviklingsforløb i biomassebalancen frem mod 2050 på Fyn. Figuren skal forstås således, at den fynske biomasseproduktion og det fynske biomasseforbrug målt i PJ i et gennemsnitsår vil balancere på nær et begrænset underskud, når vi når frem til 2050. I praksis må det imidlertid forventes, at biomasse i en åben, global verden vil blive udvekslet med omverdenen med henblik på at opnå det optimale miks af biomasser på Fyn. Underskuddet af biomasse, som figur 10 viser, skal tages med et gran salt, idet Fyns biomassepotentiale i analysen er estimeret ved brug af forsimplede fordelingsnøgler.

Transportsektorens forholdsvis store behov for biomasse til biofuels er et vægtigt argument for at begrænse biomasseforbruget i fx fjernvarmesektoren, de individuelt varmforsynede husstande og industrien.

Energinet.dk vurderer, at det samlede danske biomassepotentiale i 2050 er på ca. 250 PJ, når det forudsættes at ressourcen skal fremskaffes som energiafgrøder eller restprodukter fra skov- og landbrug på et miljømæssigt bæredygtigt grundlag.

2.6 Udviklingstrend for kapaciteter på store el-anlæg

Den fluktuerende, ikke-regulerbare elproduktion

Den grundlæggende udvikling frem mod 2050 er, at elproduktionen fra danske vindmøller efterhånden vil overtage grundlastproduktionen af el i regionen. Elmarkedet bliver således frem mod 2050 i stigende grad domineret af fluktuerende elproduktion. Dette indebærer, at den traditionelle termiske, regulerbare elproduktion skal tilpasses nye vilkår.

Pejlemærkerne i tabel 1 bygger på den forudsætning, at Fyn i fremtiden har den samme procentandel af Danmarks kapacitet på onshore møller som i dag, og at Fyn tilskrives en andel af Danmarks fremtidige offshore kapacitet i forhold til regionens nuværende procentandel af det samlede klassiske danske elforbrug. Under denne forudsætning vil Fyn i sammenligning med øvrige landsdele også i fremtiden ende på et lavere niveau for installeret vindmølleeffekt både pr. indbygger, på grund analysens antagelse om at Fyns også i fremtiden har et forholdsvis højt indbyggertal. Fremskrivningen på vindmøller er derfor på ingen måde et udtryk for, hvad Fyn bør eller kan råde over af møllekapacitet i fremtiden, men alene et udtryk for, hvorledes tallene ser ud, hvis man fremskriver den nuværende situation til 2050.

Nedenstående kapaciteter er kun et udtryk for en trend og et muligt udviklingsforløb for Fyn.

Fluktuerende elproduktion på Fyn (MW_{el})	2014	2025	2035	2050
ESTIMAT PÅ ELPRODUKTIONSANLÆG				
Onshore vindkraft	226			
Vindkraft i alt (herunder evt. bølgekraft)	~ 325	~ 450	~ 600	~ 900

Tabel 1: Billede af muligt udviklingsforløb i kapaciteter på fluktuerende elproduktionsanlæg på Fyn. De nævnte tal er baseret på, at Fyn i fremtiden har den samme procentandel af Danmarks kapacitet på onshore møller som i dag, og at Fyn tilskrives en andel af Danmarks fremtidige offshore kapacitet i forhold til regionens nuværende procentandel af det samlede danske klassiske elforbrug. Bølgekraft kan på sigt substituere vindkraft i et vist omfang, hvis teknologien udvikles og prisen reduceres. Solceller, som ikke indgår i tabel 1, vil ligeledes bidrage til elkapaciteten målt i MW, men solceller har kun ca. 800 – 900 fuldlastproduktions timer om året, hvor vindkraften har 3.500 timer for onshore og 4.500 timer for offshore.

Hvis fremskrivningen lægges til grund som et pejlemærke for Fyn, skal der frem mod 2050 således opstilles yderligere ca. 600 MW som en blanding af onshore og offshore vindmøller. Ud fra en samfundsøkonomisk synsvinkel er udfordringen for Fyn at finde plads til så stor en andel onshore vindmøller som muligt (jf. den samfundsøkonomiske betragtning anført på side 7), hvilket dog skal holdes op imod andre arealinteresser på Fyn.

Den regulerbare elproduktion

Den regulerbare elproduktion – både de centrale og decentrale termiske anlæg – vil frem mod 2050 skulle tilpasse sig et marked, hvor der bliver færre termiske værker. I første omgang kan det forventes, at en del af den termiske elproduktion i perioden 2020 - 2035 omstilles fra fossile brændsler til biomasse i form af træpiller, træflis, halm og affald. Efter 2035 kan det imidlertid forventes, at brugen af VE-gas til anvendelse i hurtigt reagerende motor- og turbineanlæg gradvist vil overtage elproduktionen fra anlæg baseret på fast biomasse.

Energinet.dk's aktuelle analyse for et gennemsnitsår viser, at det for Danmark imod slutningen af perioden 2035 – 2050 vil være samfundsøkonomisk optimalt at råde over op mod 3.000 MW termisk elproduktionskapacitet baseret fortrinvis på VE-gas i samspil med de danske vindmøller og kabelforbindelserne til udlandet.

Ud fra den nuværende fordeling af termisk kapacitet mellem regionerne svarer dette til, at Fyn (rent regneteknisk) ud fra en samfundsøkonomisk optimering af energisystemet i 2050 skal "råde over" en termisk elproduktionskapacitet i en størrelsesorden af op til 250 MW, fortrinvis baseret på VE-gas. Det skal imidlertid understreges, at de i tabel 2 anførte kapaciteter i 2035 – 2050 er behæftet med usikkerhed, idet de endelige kapacitetsstørrelser afhænger af den faktiske vindkraftudbygning, udbygningen med kabler til udlandet og økonomien til den tid i anlæg af nye termiske elproduktionsanlæg. Udover de regionale pejlemærke-kapaciteter på termisk elproduktion skal der på landsplan også opretholdes en kapacitet på forventeligt 1.500 MW af reserver, der skal dække forsyningssikkerheden i den situation, at et større kraftværk eller kabelforbindelse i hver landsdel har udfald. Det skal derfor understreges, at de i tabel 2 nævnte kapaciteter på MW er estimerede "regionale" produktionskapaciteter for et gennemsnitsår, og at kapaciteterne ikke må forveksles med den nødvendige nationale kapacitet, der skal til for at opretholde en høj elforsyningssikkerhed i ikke-gennemsnitlige år med fx lav vindproduktion, lavt regnfald i Norge, udfald af anlæg og tilsvarende.

En betydende del af pejlemærket på de 250 MW vil i 2050 forventeligt fremkomme som central kraftproduktion. Men også decentrale kraftvarmeanlæg på Fyn, der i fremtiden er konkurrencedygtige på elmarkedet, og som udnytter salg af el i perioder med høje elpriser til at reducere den lokale fjernvarmepris, vil kunne bidrage til den fornødne termiske kapacitet. Rent samfundsøkonomisk vil det være en fordel, at så stor en del af den regionale termiske kapacitet i 2050 stammer fra decentrale kraftvarmeanlæg, idet disse anlæg på samme tid vil kunne bidrage til lokal varmeproduktion og national elforsyningssikkerhed. Som tidligere nævnt indgår i arbejdet med udvikling af Markedsmodel 2.0 analyse af på hvilken måde, markedsmodellen kan håndtere de i fremtiden ændrede vilkår for kraftværker og decentrale kraftvarmeanlæg.

Regulerbar elproduktion (MW_{el}) på Fyn ESTIMAT PÅ ELPRODUKTIONSANLÆG	2014	2025	2035	2050
Kul og olie	410	< 100	0	0
Naturgas	280	< 100	0	0
Biomasse og affald	120	~ 500	0 - 400	(0 - 400)
VE-gas	~0	~0	~ 100	100 - 250
Regulerbar elproduktionskapacitet i alt	810	~700	~500	~250
Udover de ovenfor anførte pejlemærker på regional termisk elproduktionskapacitet, skal der på landsplan opretholdes en kapacitet på i alt ca. 1.500 MW til reserver i tilfælde af havari af enheder, svarende til dækning af de dimensionerende enheder.				

Tabel 2: Billede af muligt udviklingsforløb i kapaciteter på regulerbare elproduktionsanlæg (kondens værker, centrale kraftvarmeværker og decentrale kraftvarmeanlæg) på Fyn, jf. Energinet.dk's ADAPT-analyse. Den endelige termiske kapacitet kan i 2050 formentlig komme til at ligge i en størrelsesorden af 250 MW i forhold til det fynske behov i et gennemsnitsår. En anden mulighed er, at der i 2050 fortsat kan ligge et større centralt værk, der dækker mere end det fynske behov. Det skal understreges, at de i tabel 2 nævnte kapaciteter på MW er estimerede "regionale" produktionskapaciteter for et gennemsnitsår, og at kapaciteterne ikke må forveksles med den kapacitet, der er nødvendig for at garantere en høj elforsyningssikkerhed i ikke-gennemsnitlige år med fx lav vindproduktion, lavt regnfald i Norge, udfald af anlæg og tilsvarende. Den nødvendige kapacitet til at garantere en høj elforsyningssikkerhed vil ligge højere.

Der kommer forventeligt til at ske en tilpasning af de decentrale kraftvarmeanlæg til elmarkedet, således at de mindst konkurrencedygtige anlæg vil udgå af markedet. Der er imidlertid god grund for de effektive kraftvarmeanlæg til at forsøge at minimere de faste omkostninger på motorerne/turbinerne og optimere indtjeningen på elmarkedet med det formål at kunne blive i markedet – også i fremtiden.

De estimerede talstørrelser i tabel 2 indikerer, at der fra 2014 og frem mod 2025 vil ske en udfasning af de fossile brændsler på de regulerbare elproduktionsanlæg (termiske værker) på Fyn i første omgang til fordel for en termisk elproduktion baseret på fast biomasse i perioden 2015 - 2035. Der er dog tale om en midlertidig omstilling til fast biomasse, der fra 2035 og frem til 2050 afløses af termisk elproduktion baseret på VE-gas.

Sammenfattende kan siges, at udfordringen i den kommunale og regionale strategisk energiplanlægning og i den praktiske driftsplanlægning af især de decentrale værker ligger i at sikre, at den termiske elproduktion, der i dag i stor udstrækning foregår på naturgasdrevne motorer og turbiner, i videst mulig omfatning fastholdes på et konkurrencedygtigt grundlag og i så lang tid som muligt af hensyn til såvel den lokale varmeforsyning som den nationale elforsyningssikkerhed.

Store elforbrugende anlæg

Hvor et faldende antal driftstimer på motorer og turbiner udgør en udfordring for værkerne på den termiske elproduktion, så giver især store eldrevne varmepumper på sigt varmeværkerne mulighed for en effektiv og fleksibel varmeproduktion baseret på el.

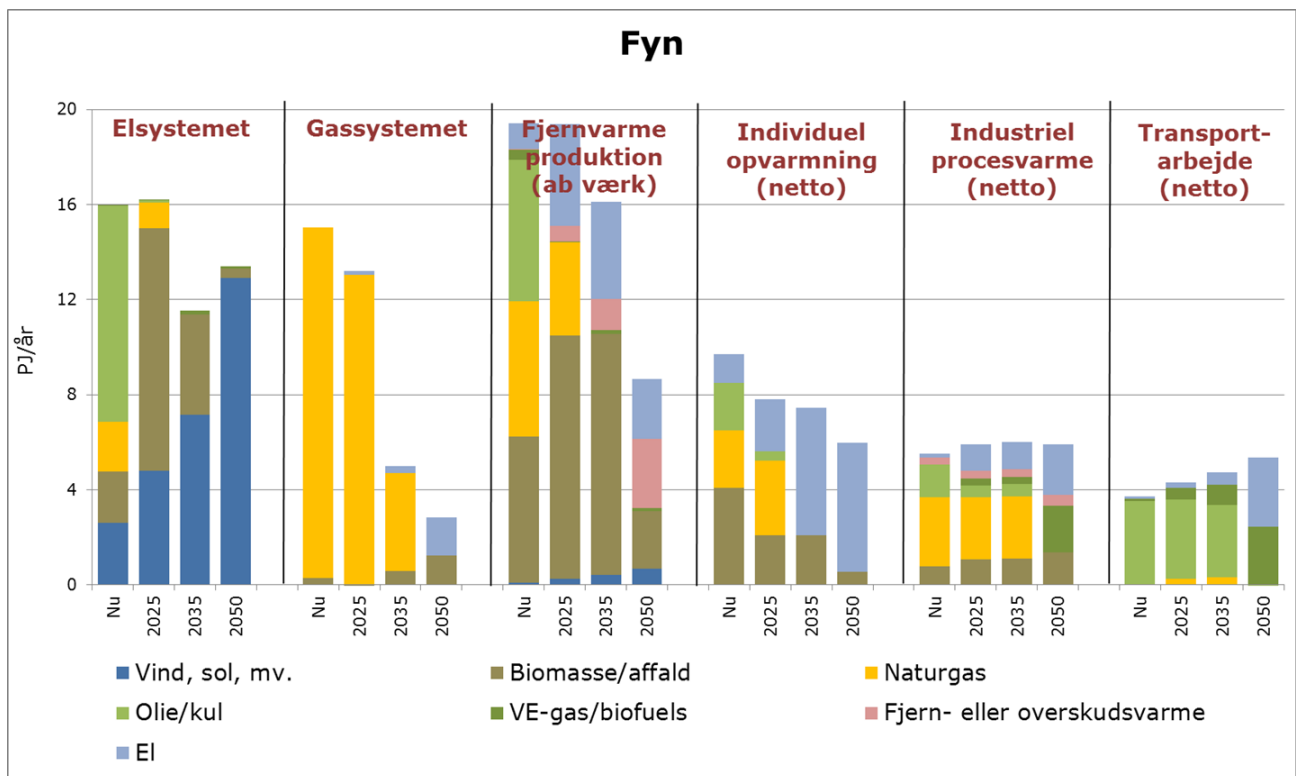
Regulerbart elforbrug (MW _{el}) på store anlæg på Fyn ESTIMAT PÅ ELFORBRUGSNANLÆG	2014	2025	2035	2050
Store elvarmepumper Fyn	~0	< 50	50 - 100	50 - 100

Tabel 3: Billede af mulig udvikling i kapaciteter på store elforbrugende varmepumper på centrale og decentrale kraftvarmeanlæg på Fyn frem mod 2050, jf. Energinet.dk's ADAPT-analyse.

Analysen estimerer den størrelsesorden af varmepumpekapacitet, som man kan tage udgangspunkt i for Fyn, hvis estimatet baseres på at opnå et samfundsøkonomisk godt resultat. For elvarmepumpernes vedkommende viser Energinet.dk's analyser, at det frem mod 2050 rent samfundsøkonomisk er en bedre løsning at investere i en relativ begrænset kapacitet i en størrelsesorden af 50 og måske helt op til 100 MW_{el} varmepumper på Fyn, der så til gengæld er i drift i et meget stort antal af årets timer (6 – 7.000 timer).

De mange årlige driftstimer for de eldrevne varmepumper indebærer rent principielt, at elvarmepumperne ikke i så høj grad kan begrundes som anlæg, der kan aftage en stor mængde el i korte perioder med henblik på indregulering af "overproduktion" fra især vindmøllerne. Elvarmepumperne kan i højere grad begrundes som anlæg, der bidrager til en effektiv og økonomisk fordelagtig grundlastproduktion af varme over stort set hele varmesæsonen.

2.7 Fyn i overblik



Figur 11: Muligt udviklingsspor for Fyn frem mod 2050 med udgangspunkt i (stort set) egne ressourcer. Søjlerne i 'Elsystemet' og 'Gassystemet' angiver, hvor stort en produktion af hhv. el og gas (fordelt på oprindelseskilder), der skal til for at drive Fyns energisystem i 2025, 2035 og 2050. Søjlerne i 'Fjernvarme produktion', 'Individuel opvarmning', 'Transport' og 'Industri' angiver output af energi (efter konverteringsanlæggene) til hhv. fjernvarme, individuel varme, transportarbejde og industriprocesvarme på Fyn fordelt efter oprindelseskilder.