

ENERGISCENARIER FOR HOVEDSTADS- REGIONEN

Scenarieanalyse til
"Energi på tværs"

GATE
21

ENERGI
PÅ TVÆRS
Region Hovedstaden

KKR
HOVEDSTADEN



Ea Energianalyse



Region
Hovedstaden

COWI





Ea Energianalyse

Energiscenarier for Hovedstadsregionen

ENERGI PÅ TVÆRS

03-07-2015

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Indledning og metode.....	4
2	Udgangspunktet	9
2.1	Endeligt energiforbrug ekskl. transport.....	9
2.2	Bruttoenergiforbrug	11
2.3	CO ₂ -emission	12
2.4	Befolkningsudvikling.....	12
3	Varmebesparelser, opvarmingsløsninger og elbesparelser	15
3.1	Nettopvarmningsbehov.....	15
3.2	Varmeforbrugets udvikling i scenarierne	20
3.3	Energikilder til opvarmning	21
3.4	Elforbrugets udvikling.....	26
4	Fjernvarmeforsyning og affald	29
4.1	Fjernvarmeforsyning	29
4.2	Affald	33
5	Transport	36
6	Elforbrug og –produktion	41
6.1	Elforbrugets udvikling.....	41
6.2	Lokal elproduktion i dag	43
6.3	Omkostninger ved elproduktion	43
6.4	Potentialer for lokal elproduktion	44
6.5	Elbalance.....	47
7	Samlet energiforbrug og CO₂-udledning.....	49

1 Indledning og metode

Som et led i Energi på Tværs opstilles og gennemregnes scenarier for udviklingen af energisystemet i hovedstadsregionen.

Det er i dialog med Gate 21 og projektets styregruppe besluttet, at der i projektet opstilles et referencescenario samt to alternative scenarier: Vindscenariet og Biomassescenariet. De to scenarier er tænkt som en regional udmøntning af de nationale scenarier, som Energistyrelsen har opstillet og udgivet i rapporten "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" fra maj 2014 (Energistyrelsen, 2014).

På baggrund af disse er der opstillet et præferencescenario for hovedstadsregionen.



Figur 1: Energistyrelsens scenarier.

Omstillingen af energisystemet

Energiforsyningen i Danmark er radikalt forandret over de seneste 100 år, og der kræves markante forandringer igen for at nå målene om uafhængighed af fossile brændsler, uden at dette bliver for dyrt.

Energiforsyningen tilfredsstiller vores grundlæggende behov for energitjenester i form af lys, arbejde transport og varme. Efterspørgslen efter energitjenester er steget dramatisk op gennem 1900-tallet samtidig med, at forbruget af fossile brændsler faktisk er reduceret siden slutningen af 1960'erne. Det skyldes, at tabene i alle led i forsyningskæden er reduceret, samt at der i stigende grad bruges vedvarende energi.

Energikomponent	Ca. 1970	Ca.2015	Best Available Technology
Elproduktion gnsn	30%	60%	100%
Varmekedel	70%	90%	110%
Fjernvarmeudbredelse	30%	45%	70%
Vejtransport	10%	30%	70%
Belysning	3%	15%	40%

Table 1: Energieffektivitet for udvalgte komponenter i energiforsyningen. For 1970 er der tale om skønnede værdier.

To helt afgørende elementer, der vil kendetegne fremtidens energiforsyning, er for det første, at elektricitet bliver den dominerende energibærer, og for det andet at elektricitet bliver produceret på vindmøller og solcelleanlæg og i mindre grad ved termiske processer (gas- eller dampturbiner).

Også transportsektoren elektrificeres i vid udstrækning. Det er helt nødvendigt for at mindske energitab og for at mindske forbruget af biomasse.

For at få fremtidens energisystem til at fungere, kræves igen to helt afgørende elementer: For det første skal synergieffekter udnyttes i langt højere grad end i dag. Synergieffekter opstår, når tabene i nogle processer kan udnyttes til energiforsyning i andre processer. For det andet skal elsystemets balance sikres gennem intelligent styring af energiflows. Intelligent styring er f.eks. at oplade elbiler, når det blæser, at udnytte de norske vandmagasiner til lagring af vindmøllestrøm, samt at energilagre i fjernvarmesystemer, kølehuse og i bygningernes konstruktioner drives under hensyn til vindens variationer.

Med andre ord, så er fremtidens energisystem langt mere sammenvævet, end det er tilfældet i dag. Danmark, og ikke mindst Hovedstadsregionen, er allerede i front på dette område, især gennem den udbredte kraftvarme.

Ved udarbejdelse af præferencescenarierne er der i tråd med udfordringerne lagt stor vægt på bedre energihusholdning, elektrificering, udnyttelse af synergieffekter samt intelligent styring af energiflows.

Energistyrelsens scenarier

Energistyrelsen har udarbejdet fem scenarier. Scenarieanalyserne skal være med til at vise, hvordan disse kan udmønte sig på regionalt niveau.

- **Vindscenariet** er designet til et bioenergiforbrug, der nogenlunde svarer til, hvad Danmark selv kan levere, dvs. ca. 250 PJ. Det betyder ikke, at bioenergien nødvendigvis er dansk, men at den kan leveres fra

Danmark. Det kræver en massiv elektrificering i transport, industri og fjernvarme og en kraftig udbygning med havmøller. For at holde bioenergiforbruget nede anvendes brint til opgradering af biomasse og biogas, så den rækker længere.

- **Biomassescenariet** designes til et årligt bioenergiforbrug omkring 450 PJ. Det indebærer en vis netto-biomasseimport i normale år (omkring 200 PJ).
- **Brintscenariet** designes til et meget lille bioenergiforbrug (under 200 PJ). Det indebærer betydelig anvendelse af brint og en del mere vindkraft end i vindscenariet.
- **Bio+ scenariet** indebærer et brændselsbaseret system, der minder om det, vi har i dag. Blot erstattes kul, olie og naturgas med bioenergi. Brændselsforbruget bliver godt 700 PJ. Der produceres ingen brint.

Efter offentliggørelsen af scenarierne meldte den tidligere Energi- og Klimaminister ud, at han vil foretrække en langsigtet udvikling, som beskrevet i vindscenariet. Vindscenariets styrke er, at det ikke forudsætter nettoimport af biomasse, og samtidig er mindre afhængig af teknologisk udvikling, som eksempelvis brintscenariet.

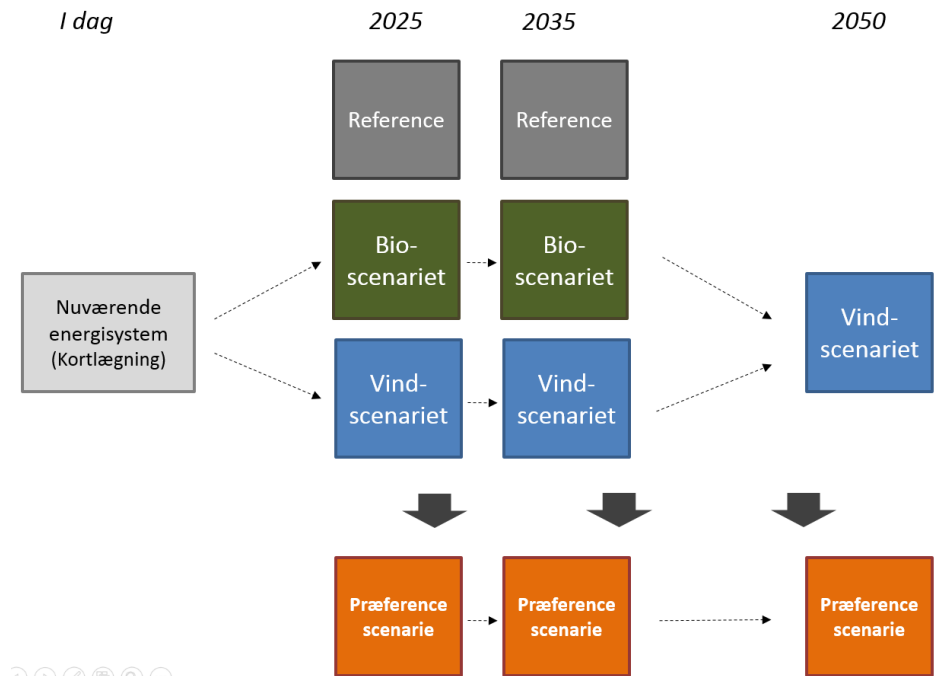
I analyserne for hovedstadsregionen forudsætter vi derfor, at udviklingen på den lange bane frem mod 2050 skal ses inden for rammerne af vindscenariet.

Derimod vurderer vi, at vejen frem mod vindscenariet kan forme sig på flere måder. Her betragter vi to udviklinger – en vindvej, hvor omstillingen af energisystemet i retning af elektrificering og vindkraftudbygning, er mærkbar også på den korte bane og en biovej, hvor denne omstilling sker langsommere til fordel for større anvendelse af biomasse til el og varmeproduktion og i transportsektoren.

Desuden forudsætter vi, at vindvejen lever op til den nuværende regerings målsætning om 100 % VE i el og varme i 2035, mens vi i biovejen giver mulighed for en vis anvendelse af fossile brændsler.

Vindvejen skitserer således et forløb, som må formodes at give større sikkerhed for indfrielsen af langsigtede mål om et fossilfrit energisystem i 2050,

men samtidigt også en vej, som kan medføre højere omkostninger på kort og mellemlang sigt.



Figur 2: Scenarier i projektet.

Præferencescenarie

Analyserne af de to forskellige veje frem mod 2050 har været drøftet med projektetets parter og interessenter. På den baggrund er opstillet et regionalt præference scenarie. Præferencescenariet minder på de fleste områder om vindvejen. I denne rapport er der et særligt fokus på at vise resultaterne fra præferencescenariet.

Referencescenarie

Som sammenligningsgrundlag for scenarierne er der opstillet et referencescenarie med udgangspunkt i et grundprincip om "fugle i hånden", dvs. hvor der ikke gennemføres nye initiativer, men tages udgangspunkt i allerede politisk vedtagne handlinger.

Referencescenariet baseres dels på lokale forhold, men også nationale og internationale tendenser baseret på de nationale aftaleanalyser, Energistyrelsens Basisfremskrivning, nationale VE-handlingsplaner i EU mv. inddrages. Referencescenariet fungerer som et målepunkt for de økonomiske, ressource- og miljømæssige konsekvenser af de teknisk-økonomiske scenarier.

Scenarieår

Som det fremgår af figuren opstilles scenarierne for år 2025, 2035 og 2050.

Model og geografisk afgrænsning

Geografisk set dækker scenarierne den samlede hovedstadsregion. Scenarier for regionen er opstillet i et regnearksbaseret scenarieværktøj, som holder styr på den samlede energibalance for regionen. Dette værktøj er skræddersyet til projektet.

Derudover er der gennemført detaljerede beregninger for fjernvarmeforsyningen i regionen vha. el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Resultaterne fra disse beregninger understøtter de overordnede scenarier, der er præsenteret i denne rapport. Derudover er scenarierne for fjernvarmeforsyningen præsenteret i et selvstændigt notat med fokus på den fremtidige udviklingen af fjernvarmeforsyningen og fjernvarmeinfrastrukturen i regionen.

2 Udgangspunktet

COWI har opstillet en energibalance for hovedstadsregionen for 2012. Hovedresultaterne gennemgås i det følgende.

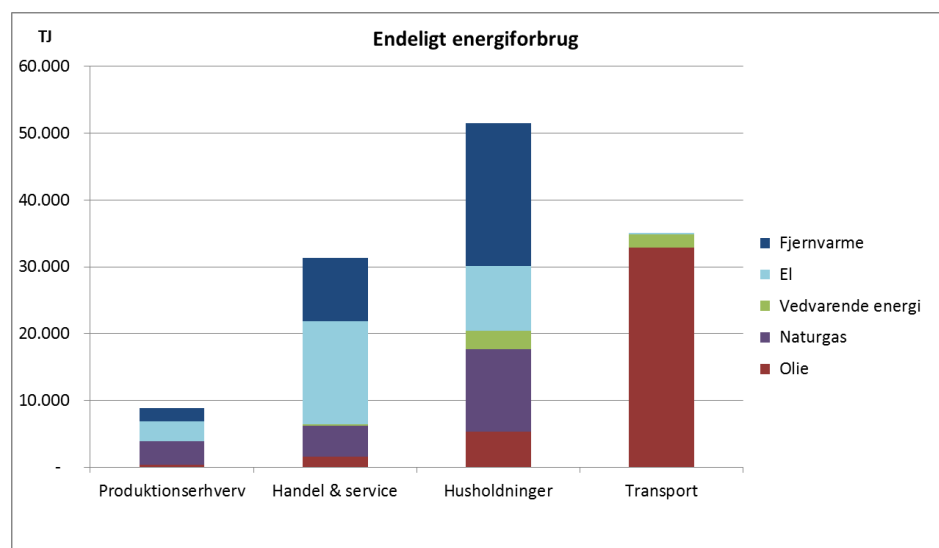
Energibalancen er baseret på Energistyrelsen regnskabsmetode til strategisk energiplanlægning. Denne metode er også anvendt til scenarieberegningerne.

I foråret 2015 foreslog Energistyrelsen enkelte ændringer til regnskabsmetoden. Ændringerne omhandlede udveksling af el mellem kommunerne og indregning af havvindmøller. Pga. den tidsmæssige kadence i projektet har det ikke været muligt, at inkludere disse ændringer i regnskaberne og fremskrivningerne.

I hovedstadsregionen var der i 2012 ca. 1,7 mio. indbyggere, mens der i Danmark som helhed var 5,6 mio. indbyggere. 31 % af Danmarks befolkning bor således i hovedstadsregionen.

2.1 Endeligt energiforbrug ekskl. transport

Nedenstående figur viser regionens endelige energiforbrug fordelt på sektorer og brændsler. Det endelige energiforbrug er populært sagt den energi, der leveres ved havelågen og på tankstationen.



Figur 3: Endeligt energiforbrug i 2012.

Det samlede endelige energiforbrug for hovedstadsregionen var ca. 127 PJ, mens det for hele Danmark var 564 PJ¹. Målt på det endelige energiforbrug

udgør hovedstadsregionen således kun ca. 23 % af det samlede forbrug Danmark.

Lille energiforbrug i produktionsvirksomheder

Regionen er kendetegnet ved et forholdsvis lille energiforbrug til produktionsvirksomheder. Her ligger energiforbrug på blot 5 GJ/indbygger mod ca. 23 GJ/indbygger på landsplan. Også energiforbruget i husholdninger ligger lidt under gennemsnittet på landsplan, hvilket kan hænge sammen en større andel etageboliger end resten af Danmark. Omvendt er forbruget inden for handel og service lidt højere end landsgennemsnittet.

Lavere energiforbrug til transport

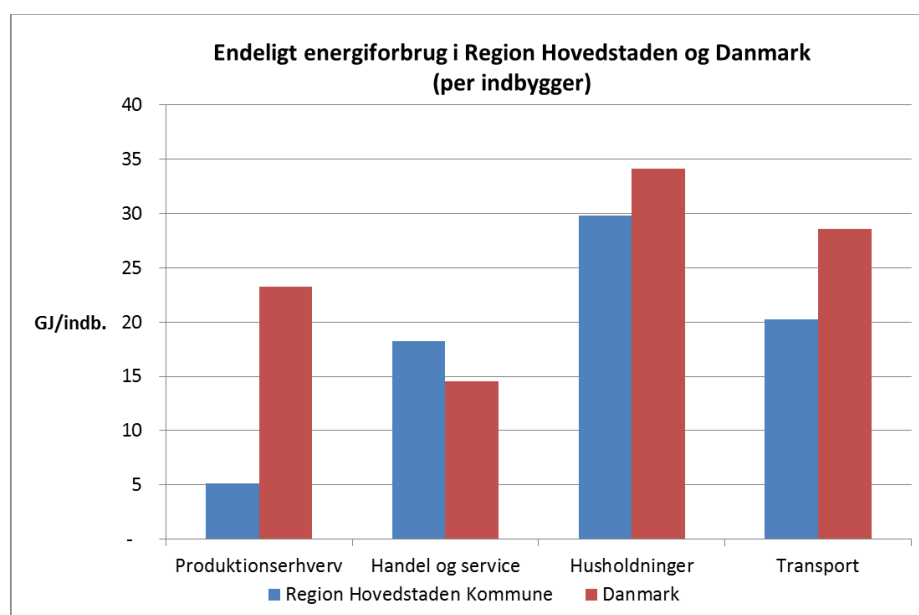
Transportsektoren energiforbrug ligger en del under landsgennemsnittet, hvilket formentligt hænger sammen med at afstandene i regionen er forholdsvis korte sammenlignet med resten af Danmark, ligesom det også spiller ind, at der er en veludviklet infrastruktur for kollektiv trafik i hovedstadsregionen¹.

Fjernvarme og gas er dominerende til opvarmning

Energimikset i regionen er ikke væsentligt forskelligt fra landsgennemsnittet. Fjernvarme udgør en noget større andel af det endelige energiforbrug i husholdningerne end på landsplan (44 % vs. 37 %), men til gengæld en lidt lavere andel inden for handel og service (33 % vs. 37%). Anvendelsen af naturgas er noget højere end på landsplan inden for husholdninger (19% vs. 15%) og handel og service, men den største forskel ses inden for anvendelsen af vedvarende energi, primært brænde og træpiller til opvarmning, hvor regionens anvendelse er markant lavere (6 % af husholdningernes endelige energiforbrug i regionen mod hele 20 % på landsplan).

Transportsektorens energiforbrug er ligesom på landsplan helt domineret af benzin og diesel, dog tilsat ca. 5 % biobrændstof (nationalt iblandingskrav).

¹ Under transport indgår ikke energiforbrug til luft- og søfartstransport, da de ikke indgår i den regionale kortlægning.



Figur 4: Sammenligning af det endelige energiforbrug per indbygger i hovedstadsregionen og Danmark.

2.2 Bruttoenergiforbrug

Nedenstående tabel viser bruttoenergiforbruget i regionen, dvs. inklusiv indregning af energitab til el og fjernvarmeproduktion. Samlet set er bruttoenergiforbruget ca. 143 PJ. Indregner man brændselsforbruget til produktion af importeret el øges regionens bruttoenergiforbrug ca. 163 PJ.

Bruttoenergiforbrug i kommunen	Produktionserhverv	Handel & service inkl. øvrig off.	Kommunen	Husholdninger	Transport	Fjernvarme og kraftvarme	Elproduktion (inkl. import-el)	Forbrug i alt
Olie	381	1.026	568	5.322	32.923	1.730		41.950
Naturgas og bygas	3.518	2.851	1.970	12.426	-	14.256		35.022
Kul og koks	-	-	-	-	-	12.638		12.638
Affald, ikke-nedbrydeligt	2	-	-	-	-	5.178		5.180
Vedvarende energi mv.	13	115	79	2.847	1.883	27.207	3.559	35.702
Elimport							12.300	12.300
Sum (beregnet)	3.913	3.992	2.617	20.595	34.806	61.009	15.858	142.791

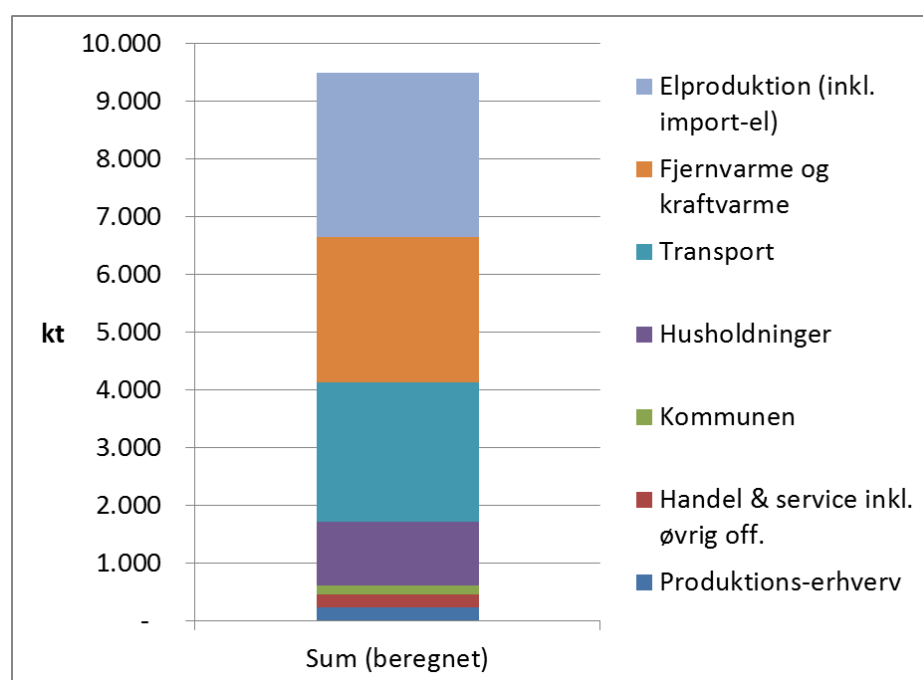
Figur 5: Samlet brændselsforbrug i hovedstadsregionen i 2012.

I Danmark var bruttoenergiforbruget i 2012 i alt 657 PJ. Her er set bort fra energiforbruget forbundet med olie- og gasudvinding, luftfart/søfart og brændsler til ikke-energiføremål. Inklusiv indregning af brændsler til produktion af importeret el udgjorde hovedstadsregionens bruttoenergiforbrug knap 25 % af det samlede bruttoenergiforbrug i Danmark.

2.3 CO₂-emission

Nedenstående tabel viser den opgjorte CO₂-emission for hovedstadsregionen i 2012. Emissionen udgjorde ca. 9,5 mio. tons i 2012. Til sammenligning var den danske emission for de samme sektorer 34,7 mio. tons i 2012, svarende til, at regionens CO₂-emission udgjorde 27 % af den danske emission.

Opgjort per indbygger er udledningen ca. 5,5 ton årligt i regionen mod 6,2 ton årligt per indbygger på landsplan.



Figur 6: CO₂ emission i hovedstadsregionen i 2012 (ekskl. transport).

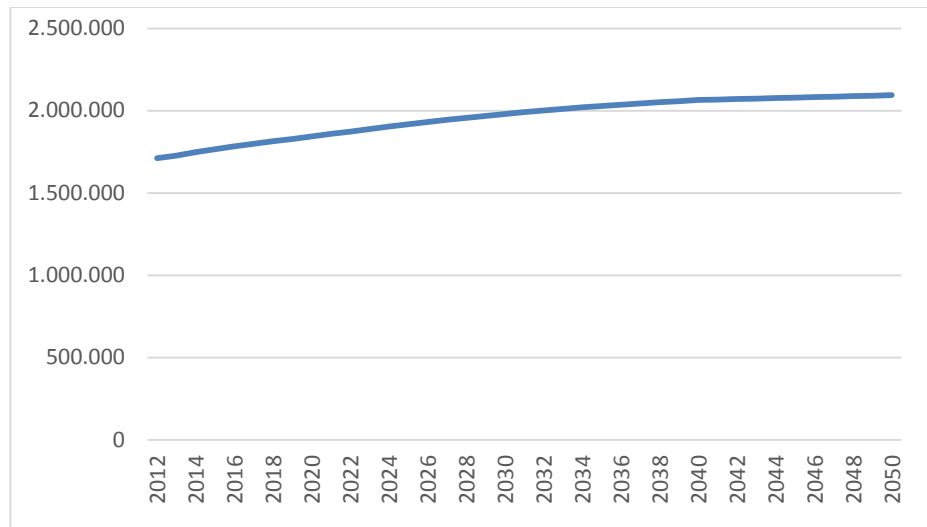
2.4 Befolkningsudvikling

En vigtig driver for energiforbrugets udvikling i regionen er forventningen om indbyggertallet vil stige betydeligt fremadrettet. Samlet set forventes indbyggertallet at stige fra ca. 1,7 mio. i dag til ca. 2,0 mio. i 2030 og 2,1 mio. i 2050. Set over hele perioden svarer det til en vækst på 22 %. Til sammenligning forventes kun en vækst på 11 % for landet som helhed.

Med undtagelse af Bornholm og Halsnæs forudsættes befolkningen af stige i alle kommuner i regionen. Den kraftigste vækst sker i Københavns Kommune både i absolutte tal og relativt set.

Kommune	2012	2050	Ændring 2012 - 2050
Albertslund	27.814	29.291	5%
Allerød	24.024	23.917	0%
Ballerup	47.974	53.743	12%
Bornholm	41.367	33.813	-18%
Brøndby	34.075	39.624	16%
Dragør	13.675	15.985	17%
Egedal	41.817	42.840	2%
Fredensborg	39.533	41.667	5%
Frederiksberg	100.025	127.028	27%
Frederikssund	44.337	46.249	4%
Furesø	38.213	39.585	4%
Gentofte	72.380	89.301	23%
Gladsaxe	65.241	80.443	23%
Glostrup	21.641	26.058	20%
Gribskov	40.566	42.531	5%
Halsnæs	30.956	30.751	-1%
Helsingør	61.481	63.889	4%
Herlev	26.591	33.612	26%
Hillerød	48.176	52.596	9%
Hvidovre	50.583	61.789	22%
Høje-Taastrup	48.054	56.331	17%
Hørsholm	24.358	25.834	6%
Ishøj	21.095	26.206	24%
København	547.087	774.731	42%
Lyngby-Taarbæk	53.127	64.034	21%
Rudersdal	54.485	58.646	8%
Rødovre	36.869	44.950	22%
Tårnby	41.156	51.493	25%
Vallensbæk	14.554	18.541	27%
Region hovedstaden	1.711.254	2.095.477	22%

Tabel 2: Forventet befolkningsudvikling.



Figur 7: Befolkningsudvikling i hovedstadsregionen (DST, 2014a; DST, 2014b; DST, 2014c).

3 Varmebesparelser, opvarmningsløsninger og elbesparelser

I dette kapitel fremskrives energiforbruget til opvarmning og det såkaldte "klassiske" elforbrug. Nye typer af elforbrug, som eksempelvis el til transport og el til fjernvarmeproduktion beskrives under de relevante sektorer.

3.1 Nettoopvarmningsbehov

Det endelige energiforbrug til opvarmning bestemmes af:

- 1) Nettovarmebehovet, dvs. den varmeenergi, der er nødvendigt at tilføre for at opretholde den ønskede rumtemperatur og levere det varme brugsvand, og
- 2) Effektiviteten i de slutteknologier, der leverer varmeenergien, dvs. fjernvarmeinstallationer, olie-, naturgas- og biomassefyr, varmepumper m.m.

Udviklingen i nettovarmebehovet bestemmes af udviklingen i det opvarmede areal og varmetabet fra dette areal. Dertil kan komme et mindre bidrag fra ændrede forbrugerønsker i forhold til rumtemperatur og varmt brugsvand – der er i foreliggende analyse set bort fra dette bidrag.

Eksisterende bygningsmasse

SBi har en i årrække arbejdet med energiforbruget (og potentialet for energibesparelser) inden for bygninger på baggrund af data fra energimærkningsordningen, BBR registeret og informationer fra Statistikbanken ved Danmarks Statistik. SBi har på baggrund af dette opstillet repræsentative modeller for 19 forskellige anvendelsesformål, som bygningerne fremstår i dag samt bygningskategorier inden for ni tidstypiske byggeperioder. Hver periode repræsenterer en byggeskik eller skærpede energikrav i de gældende bygningsreglementer.

På baggrund af beregnede enhedsforbrug og beregnede potentielle besparelser for de forskellige kombinationer af bygningskategorier og byggeperioder kan den samlede besparelser beregnes. Der er kun fokus på det opvarmede areal, som ikke har fredningsbestemmelser.

SBi vurderer i rapporten "Potentielle varmesparelser ved løbende bygningsrenovering frem til 2050" (SBI, 2014), at der vil spares ca. 28% på varmebruget i den eksisterende bygningsmasse i Danmark i perioden 2011 til 2050, hvis renovering af den danske bygningsmasse gennemføres i den takt, hvor de

enkelte bygningskomponenter er udtjente, og energimæssige forbedringer sker i det samme omfang, som det historisk er sket. Estimatet tager højde for, at 20 % af arealet ikke bliver opgraderet på grund af tekniske, arkitektoniske eller økonomiske forhold. Dette omtales som "business as usual" eller A0 scenariet i rapporten.

Nøgletal over potentielle energibesparelser fra rapportens "business as usual" scenarie er brugt til at estimere kommunernes energiforbrug i 2050 med udgangspunkt i bygnings sammensætningen i den enkelte kommune. Resultater fra hovedstadsområdet viser, at det gennemsnitlige varmebesparelspotentiale varierer mellem 25 % og 30 % for de kommunerne i hovedstadsregionen. Besparelserne forudsættes at ske gradvist over perioden 2012 til 2050, bestemt ud fra en fast årligt procentvis reduktion.

Nybyggeri

Omfanget af nye opvarmede kvadratmeter er fremskrevet på baggrund af befolkningsudviklingen og forventet antal kvadratmeter per person. Befolkningsudviklingen per kommune frem til 2040 og den gennemsnitlige udvikling i Danmark for 2041-2050 er baseret på Danmark Statistiks fremskrivninger. Det forventede antal kvadratmeter per person er estimeret ud fra status i 2012 og en trend for fire områder: Nordsjælland, Københavns omegn, Byen København og Bornholm.

Områderne omfatter i denne fordeling følgende kommuner:

- Nordsjælland: Albertslund, Allerød, Egedal, Fredensborg, Frederiksund, Furesø, Gribskov, Halsnæs, Helsingør, Hillerød, Hørsholm og Rudersdal.
- Københavns omegn: Ballerup, Brøndby, Dragør, Gentofte, Gladsaxe, Glostrup, Herlev, Hvidovre, Høje-Taastrup, Ishøj, Lyngby-Taarbæk og Rødovre.
- Byen København: Frederiksberg og København
- Bornholm: Bornholm (inklusive Christiansø)

Der er antaget følgende årlig stigningstakt:

	2012-2020	2021-2035	2036-2050
Nordsjælland	0,3%	0,2%	0,1%
København omegn	0,1%	0,1%	0,1%
Byen København	0%	0%	0%
Bornholm	0,4%	0,3%	0,2%

Tabel 3: Estimeret fremskrivning af årlig stigningstakt i kvadratmeter per person i hovedstadsregionen.

Cirka to tredjedele af stigningen i efterspørgslen efter boliger i perioden frem mod 2040 kan forklares ved et generelt stigende befolkningsantal. Den sidste tredjedel kan forklares af et ændret samlivsmønster, der betyder, at en stigende andel af befolkningen lever i husholdninger med kun én voksen (Hansen, Stephensen, & Kristensen, 2013).

I Nordsjælland følger udviklingen den historiske udvikling i Danmark frem til 2020, herefter flader udviklingen ud. I Københavns omegn er der mindre plads til at udvide det bebyggede areal og samtidig større befolkningsvækst end i Nordsjælland, derfor er der her valgt en lavere stigningstakt her. Samme situation findes i Byen København om end mere udpræget for begge faktorer. Der er derfor taget højde for Københavns Kommunes egen fremskrivning af behovet for nye boliger (Københavns Kommune, 2014). På Bornholm er der en faldende tendens i befolkningsudviklingen. Det er antaget at der ikke vil blive revet bygninger ned i samme takt, som der fraflyttes, og der er derfor antaget en højere stigningstakt for antallet af kvadratmeter per person end lands gennemsnittet. Lige som i Nordsjælland er det antaget, at denne tendens flader ud mod 2050. Det skal understreges, at figuren viser udviklingen i stigningstakten, som bruges til fremskrivning af kommunespecifikke data for kvadratmeter per person.

Der er antaget den samme stigningstakt i erhvervsarealet som boligarealet for alle kommuner.

Nettovarmebehov for nybyggeri

Nettovarmebehovet for nybyggeri (inkl. erstatningsbyggeri) forventes at falde i årene fremover. Bygningsreglementet fastsætter grænser for varmetabet fra nybygget areal, og det har historisk vist sig, at disse grænser har været bestemmende for det faktiske energiforbrug for nybygget areal. I de nuværende krav indgår der en frivillig klassificering Lavenergiklasse 2015 (BR15), som formentlig bliver bindende i 2015, og Energiklasse 2020 (BR20). Man kan således bruge kravene i BR15 og BR20 til at justere fremskrivningen nettovarmebehovet i nybyggeri. Det antages, at alt nybyggeri i hovedstadsregionen frem til 2020 vil overholde BR15 og derefter overholde BR20.

Ifølge kravene for Lavenergiklasse 2015 må skal et parcelhus (130 m²) leve op til en energiramme på 37,7 kWh/m². Forsynes huset med fjernvarme, må der dog indregnes en faktor på 0,8 dvs. det faktiske varmeforbrug ved fjernvarmeforsyning må derfor være $37,7/0,8 = 47,1$ kWh/m². I udkastet til bygningsreglementet for 2020, som forventes at gælde fra 2020, indgår der en energi-

ramme på 20 kWh/m². Samtidig sænkes faktoren for fjernvarmeforsyning dog til 0,6 og det faktiske forbrug må derfor komme op på 33,3 kWh/m². Tilsvarende kan byggeri, der forsynes med en eldrevne varmepumpe med høj virkningsgrad (COP), bygges med et energitab, der er en del større end energirammen.

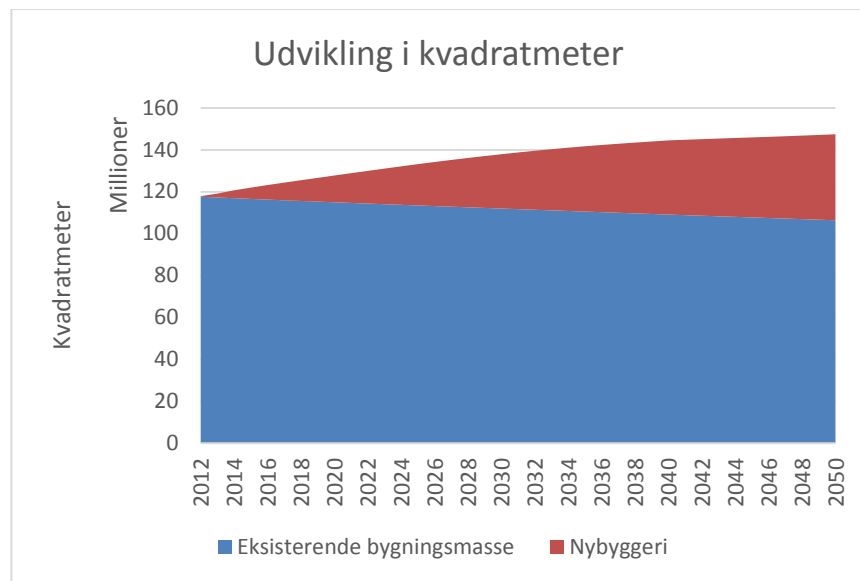
Fremskrivningen inkluderer desuden en antagelse om, at nye bygningers varmemeforbrug ligger ca. 20 % over bygningsreglementet, dels pga. ændret adfærd f.eks. højere komfortkrav (såkaldt rebound effekt), dels fordi man må regne med, at en del af bygningerne ikke teknisk lever fuldt ud op til kravene i bygningsreglementet. Selv hvis denne procentsats havde været 50% ville det ikke have haft stor indflydelse på fremskrivningerne, da forbruget i nybyggeri og dermed erstatningsbyggeri er forholdsvist lille.

Nedrivninger og erstatningsbyggeri

I Klimakommissionens baggrundsnotater (RISØ DTU, 2010; RISØ DTU og Ea Energianalyse, 2010) antages, at ca. 10 % af den eksisterende bygningsmasse i 2008 bliver revet ned og erstattet med nyt frem til 2050. I fremskrivningen behandles nedrivninger som en del af besparelsesindsatsen med udgangspunkt i forudsætningen fra Klimakommissionen. Dette betyder, at nedrivninger fremskrives som en årlig besparelse 0,25% og således en besparelse på 6% i 2035 og 10% i 2050 i forhold til basisåret 2012. Denne procentsats for nedrivning er i overensstemmelse med de gennemsnitlige historiske nedrivninger for perioden 2007-2013 (DST, 2014d; DST, 2014e; Energistyrelsen, n.d.).

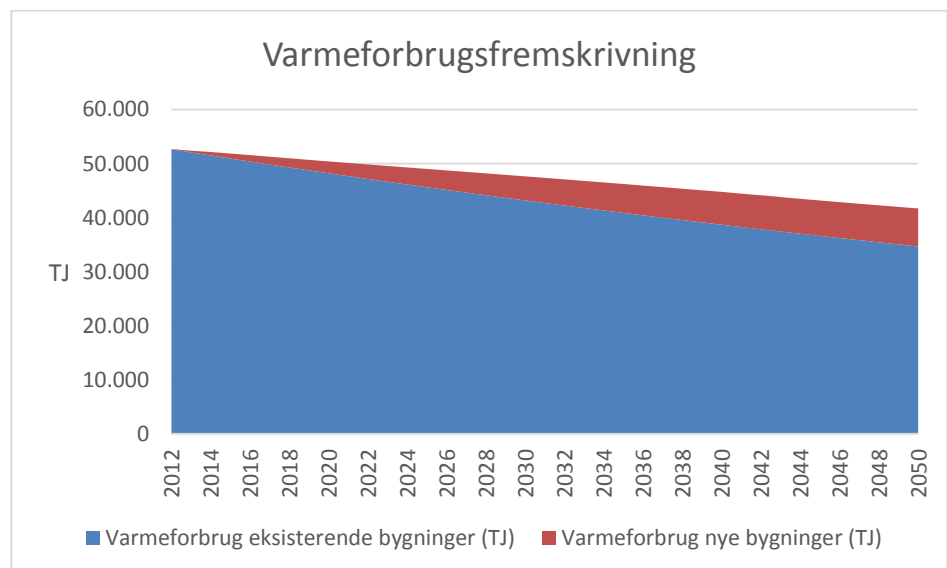
Erstatningsbyggeri er ligesom almindeligt nybyggeri, kontrolleret af bygningsreglementet. Erstatningsbyggeri er håndteret ved at tilføje 0,25% ekstra boligareal per år med et opvarmningsbehov beregnet på samme måde som almindeligt nybyggeri.

Figur 8 viser den resulterende udvikling i opvarmede kvadratmetre, som ligger til grund for scenarierne. Det fremgår, at der sker en stigning fra tæt ved 120 mio. m² i 2012 til knap 150 mio. m² i 2050.



Figur 8: Forventet udvikling i opvarmede kvadratmeter

Derimod sker der et fald i det samlede nettoenergiforbrug til opvarmning, fra ca. 53.000 TJ i udgangsåret til knap 42.000 TJ i 2050. Samlet set reduceres energiforbruget således med ca. 22 %. Når faldet ikke er større samlet set, skyldes det bidraget fra nybyggeri. Ser man på det eksisterende byggeri reduceres energiforbruget med samlet set 35 % over perioden pga. energirenoveringer og nedrivninger.



Figur 9: Udvikling i nettoenergiforbruget til opvarmning (basisvurdering på baggrund af bl.a. SBI's forudsætninger om energirenovering).

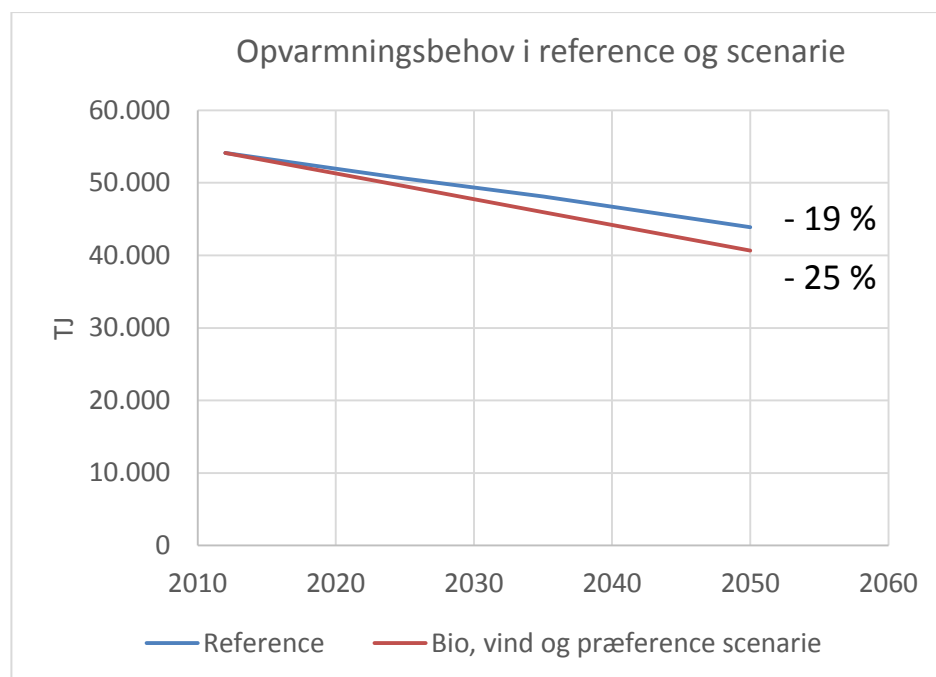
3.2 Varmeforbrugets udvikling i scenarierne

Ovenstående fremskrivning af udviklingen i nettoopvarmningsbehovet udgør en basisudvikling, hvoromkring reference og scenarier er lagt.

I referencen forudsættes en lidt mindre besparelsesindsats end i scenarierne, således at besparelsen der samlet opnås i 2050 er 3 %-point lavere end i basisudviklingen.

Omvendt forudsætter vind-, biomasse- og præferencescenariet en stærkere besparelsesindsats, der er 3 %-point større.

Det er ikke fastlagt, hvilke konkrete virkemidler, der vil sikre de ekstra varmebesparelser, men kommunerne har en vigtig rolle i forbindelse med byggesagsbehandlingen af både nybyggeri og renoveringer af eksisterende byggeri – både som myndighed og som facilitator og inspirator.



Figur 10: Udvikling i nettoopvarmningsbehov i bygningerne i scenarierne.

Eksempler på handling i præferencescenariet

Ekstra kommunal indsats for at fremme varmebesparelser særligt energirenovering af eksisterende byggeri, f.eks. via oplysningsindsats eller øget kontrol i forbindelse med byggesagsbehandlingen.

3.3 Energikilder til opvarmning

I Energistyrelsens fremskrivning til 2025 forventes en fortsat nedgang i antallet af oliefyr og i mindre omfang naturgasfyr. Omvendt forventes varmepumper at forsyne en stigende andel af boligmassen, ligesom der forventes en moderat vækst i antallet af boliger forsynet med fjernvarme.

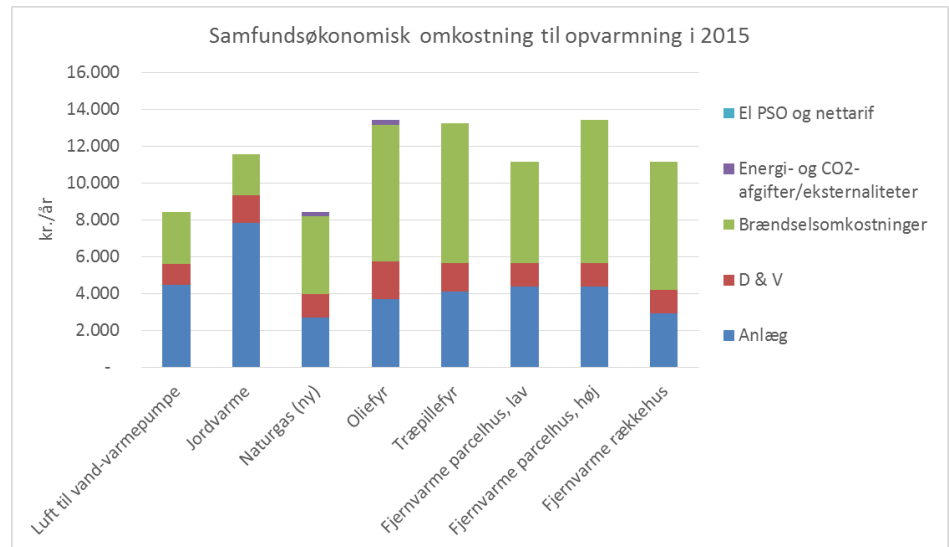
I scenarierne for 2035 forudsætter Energistyrelsen at olie og naturgas er helt udfaset til opvarmning. I vindscenariet forudsættes denne udfasning at ske via en vis udvidelse af fjernvarmeforsyning, men derudover primært ved at omstille naturgasfyr og oliefyr til eldrevne varmepumper. Biomasse anvendt i træpillefyr og brændeovne forudsættes at spille en meget lille rolle i varmeforsyning i Energistyrelsens vindscenarie, fordi biomassen vurderes at have større værdi ved andre anvendelser.

Konkurrenceforholdet mellem de forskellige teknologier er afhængige af en række forskellige forhold. Brændsels- og energipriser spiller naturligvis en stor rolle, men derudover har det betydning, hvor hvilken type af bygninger, der er tale om, da prisen for varmeinstallationer, som fx naturgaskedler, er relativt lavere (per leveret energienhed) for store bygninger. Det samme gælder omkostningen til udbygningen af fjernvarmedistributionsnet og stikledninger, som er højere des lavere energitæthed, der er i et givet geografisk område. For fjernvarme har det derudover betydning, hvor stor afstand, der er til det eksisterende fjernvarmetransmissionsnet.

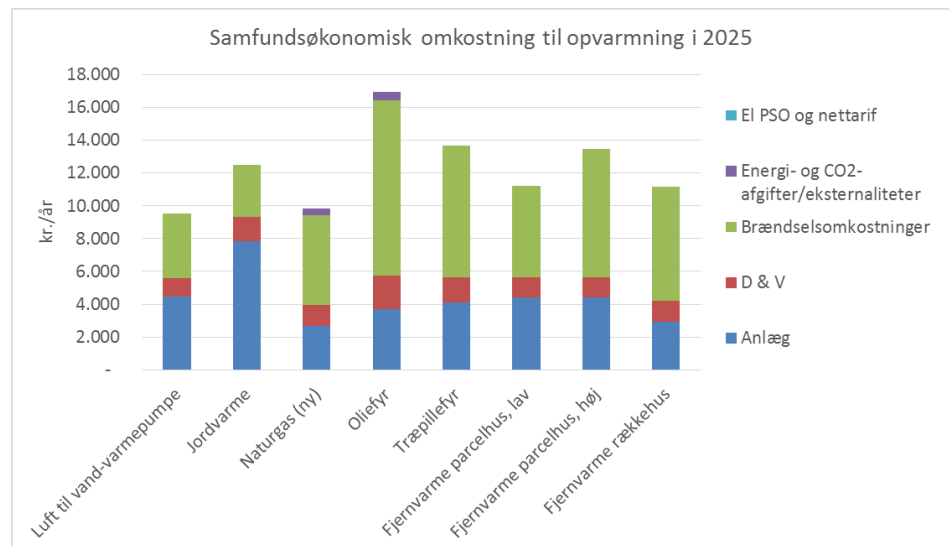
Endelig har afgifterne på de forskellige energiformer en meget stor betydning for konkurrenceforholdet.

I nedenstående figurer sammenlignes hhv. samfunds- og brugerøkonomien ved forskellige opvarmningsløsninger for parcelhuse. Beregningerne er vist både med aktuelle lave brændselspriser (medio januar 2015) og forventede brændselspriser for 2025 (baseret på Energistyrelsens fremskrivning). Ud-

gangspunktet for beregning er huse som ikke i udgangspunktet er fjernvarme-forsynede. Fjernvarmeløsningen inkluderer derfor etablering distributionsnet og stikledninger. Omvendt indgår der ikke omkostninger til naturgasdistributionsnet og stikledning for naturgasløsningen, da det her forudsættes, at der er tale kunder der allerede har naturgas. Disse bør inkluderes, hvis man betragter en udvidelse af naturgasnettet, men dette vurderes ikke at være relevant i denne sammenhæng.



Figur 11: Omkostninger (2014-DKK) ved forskellige teknologier til individuel opvarmning. Der er vist simpel **samfundsøkonomi** for et standardhus. Brændselspriser fra **januar 2015**.



Figur 12: Omkostninger (2014-DKK) ved forskellige teknologier til individuel opvarmning. Der er vist simpel **samfundsøkonomi** for et standardhus. Forventede brændselspriser i **2025** (Energistyrelsen)

Både med de nuværende og fremtidige brændselspriser er luft-vand løsningen og naturgasfyret de mest attraktive løsninger. I dag indebærer løsningerne en årlig samfundsøkonomisk omkostning til opvarmning 8.000 kr. stigende til ca. ca. 10.000 kr. i 2025. Tæt herefter følger fjernvarmeløsningen, som for parcelhuset ligger på mellem ca. 11.000 og 13.000 kr. afhængigt af fjernvarmeprisen. I rækkehuse vil prisen være ca. 11.000 kr. med den høje fjernvarmepris, fordi anlægsomkostningerne til distributionsnet er mindre her. Oliefyret er med de lave aktuelle brændselspriser på niveau med den dyre fjernvarmeløsning, men i 2025 forventes en samfundsøkonomiske omkostning for olieløsningen at stige til knap 17.000 kr. årlig.

Forudsætninger for beregningerne

Levetid af varmeinstallationer er 20 år, dog 30 år for fjernvarme.

Finansiering: 4 % realrente svarende til Finansministeriet anbefaling.

Bygningens nettovarmeforbrug er 65 GJ årligt (svarer til 18 MWh eller 1650 m³ naturgas).

Investeringsomkostninger for varmeinstallationer, kr. ekskl. moms

Luft til vand-varmepumpe	Jordvarme	Naturgas	Oliefyret	Træpillefyret	Fjernvarme parcelhus (net og unit)	Fjernvarme rækkehus (net og unit)
61.000	106.000	36.000	50.000	56.000	76.000	51.000

Der er regnet med to forskellige niveauer af fjernvarmeproduktionsomkostninger, hhv. 70 og 100 kr./GJ i både de samfunds- og brugerøkonomiske beregninger for at afspejle usikkerheden på denne parameter. Dertil lægges nettab på 12 % samt omkostninger til drift og vedligehold af fjernvarmenettet.

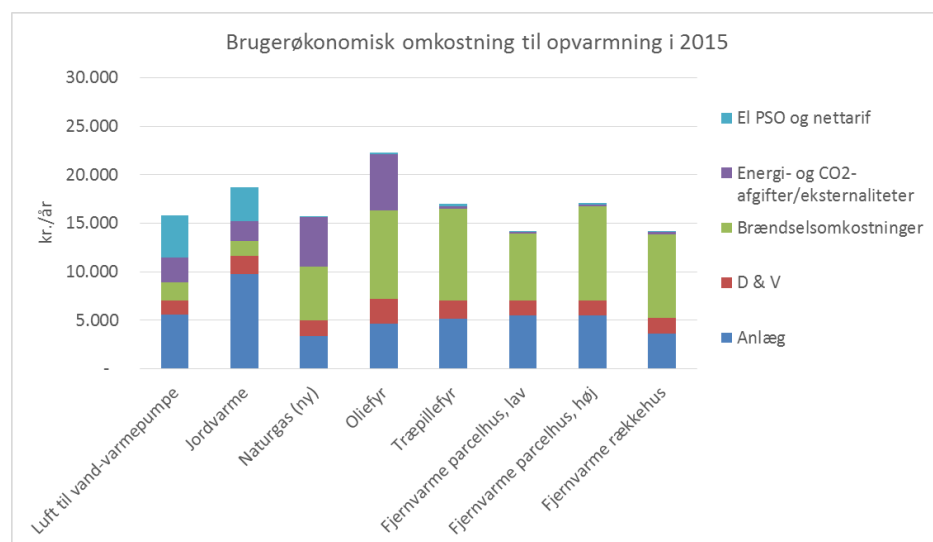
Omkostninger er beregnet som:

Simpel samfundsøkonomi uden afgifter, PSO og moms

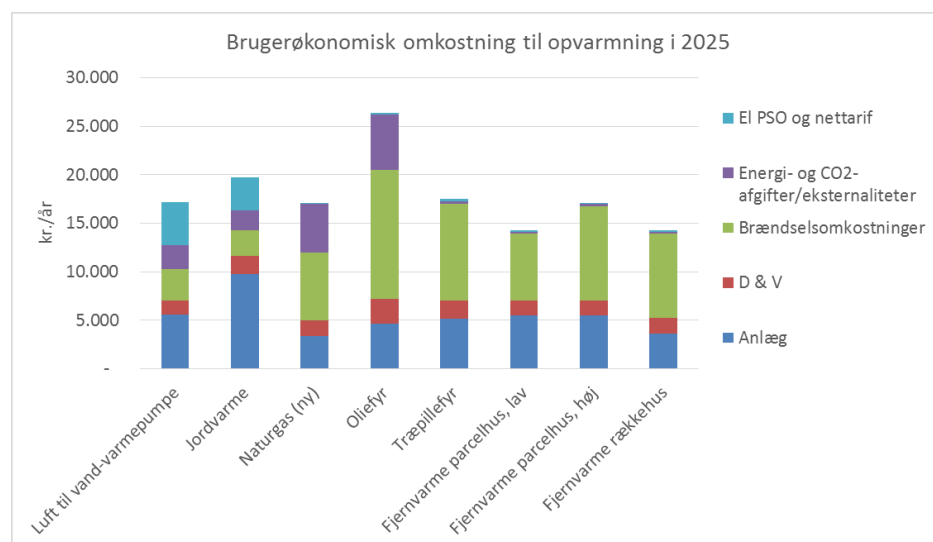
Forbrugerperspektiv med afgifter, PSO og moms

Ud fra et brugerøkonomisk perspektiv bliver fjernvarmeløsningerne mere attraktive, fordi både el, naturgas og olie er pålagt betydelige energiafgifter. Afgifterne til fjernvarmeløsningerne afhænger af brændselsvalget. Anvendes biomasse svares ikke energiafgifter, derimod modtages til tilskud til produktion af grøn el. Anvendes kul, gas eller el (fx til varmepumper) vil fjernvarmeløsningen også blive dyrere fra et brugerperspektiv.

Fjernvarmeløsningens økonomi er relativt set bedre i 2025 end i 2015, fordi der i 2025 forudsættes højere priser på olie, gas og el, mens prisen på fjernvarme som udgangspunkt er forudsat uændret.



Figur 13: Omkostninger ved forskellige teknologier til individuel opvarmning. Der er vist **brugerøkonomi** for et standardhus baseret på brændselspriser fra januar 2015.



Figur 10: Omkostninger ved forskellige teknologier til individuel opvarmning. Der er vist **brugerøkonomi** for et standardhus baseret på forventede brændselspriser for 2025 (Energistyrelsen).

Kommunerne skal som en del af varmeplanlægningen løbende arbejde med at vurdere og effektuere omlægning fra naturgas til fjernvarme, hvor dette kan være samfundsøkonomisk fordelagtigt. Det kan være en udfordring ift. skiftende beregningsforudsætninger såsom afgiftspålgning, brændselspriser og statens krav til forrentning mv. Det er væsentligt for kommunerne, at ret-

ningslinjerne for samfundsøkonomiske fra staten understøtter og ikke modarbejder de nationale ønsker til grøn omstilling.

Som beregningerne viser, kan fjernvarmeløsningerne vil parcelhuse ofte være brugerøkonomisk attraktive, mens samfundsøkonomien er mere tvivlsomt.

I scenarierne for regionen hovedstaden forudsættes en væsentligt udbygning med fjernvarme, kraftigere i scenarierne end i referencen, fordi udbygningen med fjernvarme forudsættes at være et vigtigt virkemiddel i scenarierne. Der er allerede en lang række fjernvarmekonverteringsprojekter i gang i regionen, og derfor forudsættes fjernvarmens andel allerede i referencen udvidet fra ca. 55 % af det samlede opvarmningsbehov i 2012 til 65 % i 2025. I vind og præferencescenariet øges fjernvarmeandelen yderligere til 69 % i 2025 og til 75 % i 2035. Udbygningen med fjernvarme forudsættes for lang størstedelens vedkommende at ske på bekostning af naturgas, da det primært er i områder med naturgasopvarmning, at der vil være tilstrækkelig energitæthed til, at fjernvarme kan blive konkurrencedygtig.

Naturgas stod i 2012 for ca. 28 % af opvarmningsbehovet, men denne andel reduceres til 16 % i 2025 i vindscenariet og præferencescenariet. I vind – og præferencescenariet forudsættes naturgas udfaset helt i 2035, mens der naturgasandelen opretholdes på 12 % i 2035 i bioscenariet.

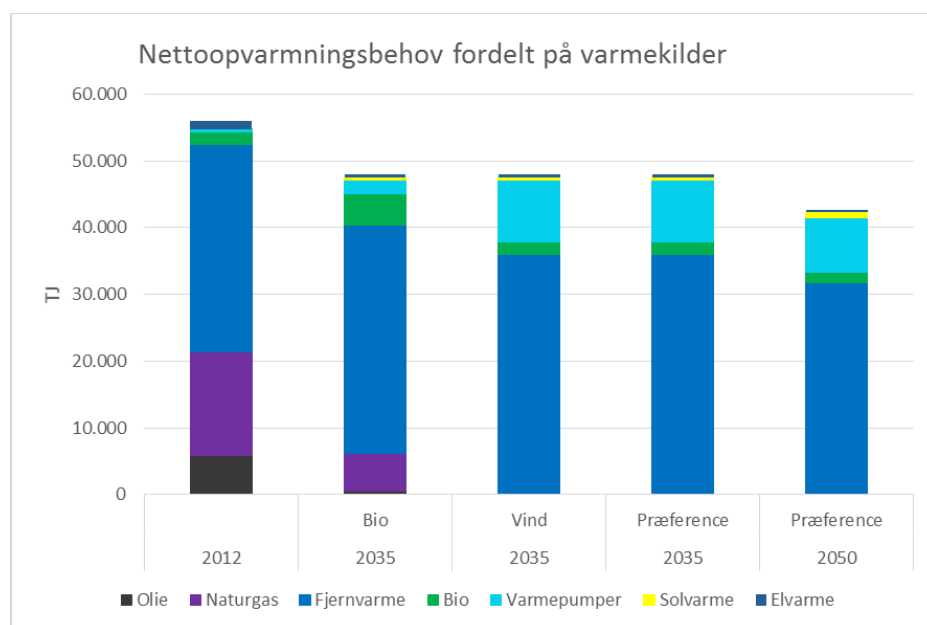
De økonomiske analyser peger på, at det både bruger- og samfundsøkonomisk være attraktivt at udskifte oliefyr med andre opvarmningsformer. Derfor forudsættes oliefyr fuldstændigt udfaset i både bio- og vindscenariet. I bioscenariet forudsættes træpillefyr at blive en vigtig teknologi som erstatning for oliefyrene, mens varmepumper er dominerende i vindscenariet. Løsningen med varmepumper er bedre i overensstemmelse med den langsigtede vision i vindscenariet, hvor anvendelsen af biomasse er begrænset, men det kan kræve ekstra virkemidler, at sikre at varmepumper og ikke træpillefyr ikke kommer til at erstatte oliefyrene.

I præferencescenariet lægges op til en udvikling, som følger vindscenariet. Dvs. fuldstændig udfasning af olie og gas til opvarmning i 2035.

Eksempler på handling i præferencescenariet

Ekstra kommunal indsats for udbrede fjernvarme til områder, som i dag er naturgasforsynede. Vil muligvis forudsætte ændringer i national regulering (krav om positiv samfundsøkonomi for konverteringsprojekter).

Ekstra kommunal indsats for at fremme varmepumper, særligt i områder med oliefyr i dag.

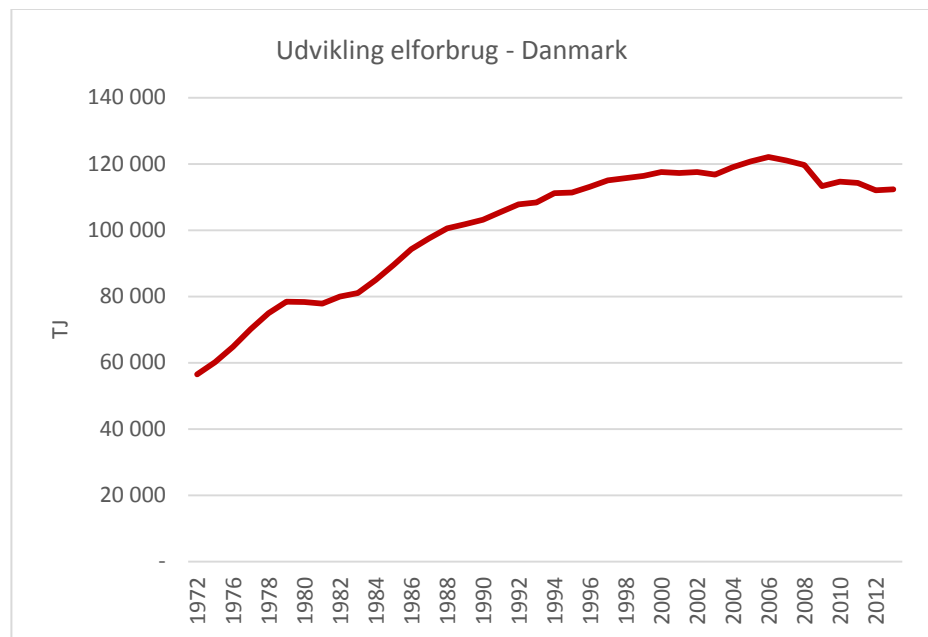


Figur 14: Udviklingen i nettoopvarmningsbehov i scenarierne fordelt på energikilder/teknologier.

3.4 Elforbrugets udvikling

Dette afsnit belyser udviklingen i det, der sommetider kaldes klassisk elforbrug. Det svarer til det nuværende elforbrug, undtaget el til opvarmning af boliger, til fjernvarmeproduktion og el til transport. De sidste typer af elforbrug forventes at stige kraftigt fremadrettet, som erstatning for fossile brændsler og behandles derfor selvstændigt.

Historisk set har elforbruget været nogenlunde konstant siden midt i 1990'erne.

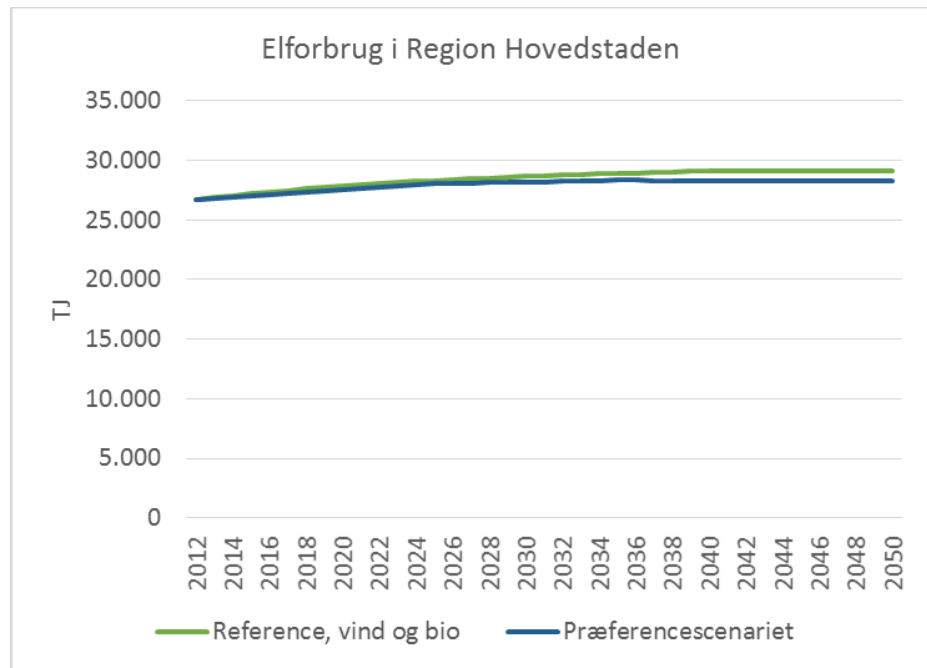


Figur 15: Historisk udvikling i elforbruget (al elforbrug). Kilde: Energistyrelsen

Energistyrelsens basisfremskrivning forudser stigende klassisk elforbrug til 2025 koblet til en forventning i den økonomiske vækst, mens Energistyrelsen i scenarieanalyserne for 2035 og 2050 derimod regner med uændret elforbrug.

Til de regionale fremskrivninger har vi valgt, at læne os op ad udviklingen i Energistyrelsens energiscenarier, fordi vi mener det bedst matcher den historiske udvikling de sidste 20 år (hvor elforbruget har været omtrent konstant). Vi har dog valgt at korrigere for, at befolkningen i regionen vokser mere end på landsplan.

Vi har som udgangspunkt anvendt samme fremskrivning i både referencen, vind og bioscenariet svarende til Energistyrelsens fremgangsmåde. Elforbrugets udvikling styres i høj grad af eksogene parametre, herunder udviklingen af nye og mere effektive apparater og de krav der stilles til apparater i EU regi. Der er dog også kommunale handlemuligheder, som kan påvirke elforbruget fx indenfor til energieffektiv gadebelysning, indkøbspolitik og partnerskaber med virksomheder. Derfor er der indregnet et lidt lavere klassisk elforbrug i præferencescenariet end i de øvrige scenarier. I 2025 ligger forbruget i præferencescenariet 1 % under de øvrige scenarier, i 2035 er det 2 % under og i 2050 er 3 % lavere.



Figur 16: Forventet udvikling i det klassiske elforbrug i scenarierne

Eksempler på handling i præferencescenariet

Ekstra kommunal inden for energieffektiv gadebelysning, indkøbspolitik og partnerskaber med virksomheder

4 Fjernvarmeforsyning og affald

4.1 Fjernvarmeforsyning

Forsyningen i dag

Som nævnt tidligere udgør fjernvarme i hovedstadsregionen ca. 55 % af det samlede opvarmningsbehov. Det er et stykke over landsgennemsnittet, og der er endda gode muligheder for at øge denne andel yderligere. Der er imidlertid stor forskel i fjernvarmedækning mellem kommunerne i regionen. Danmarks største sammenhængende fjernvarmesystem breder sig omkring København, og kommunerne har her en meget stor fjernvarmedækning. Længere mod nord og på Bornholm, hvor befolkningstætheden er mindre, er individuelle løsninger mere dominerende, men der er også flere mindre fjernvarmenet omkring de mindre byer.

Fjernvarmesystemerne er i dag i høj grad domineret af kraftvarmeforsyning. Særligt spiller de store centrale kraftvarmeværker på Amager og Avedøre en vigtig rolle, ligesom affaldsforbrændingsanlæggene hos ARC, KARA, Vestforbrænding og Nordforbrænding er centralt placeret i fjernvarmeforsyningen. Foruden systemet omkring hovedstadsområdet (inkl. Vestforbrænding) er der større sammenhængende systemer omkring Hillerød-Farum-Værløse, Nordøstsjælland og DTU-Holte, hvor store naturgasfyrede kraftvarmeanlæg er en hjørnesten i forsyningen. Dertil kommer en række mindre systemer, som enten er baseret på naturgasfyrede motoranlæg (f.eks. Helsingør og Smørum) eller biomassekedler (Frederiksværk og flere byer på Bornholm).

Stor planlagt omstilling til biomasse i de kommende år

En række af fjernvarmeselskaberne i regionen, herunder særligt de store selskaber i hovedstadsområdet, CTR, VEKS og HOFOR, har en målsætning om at omstille forsyningen til CO₂-neutral fjernvarme inden for en kort årrække. Samtidig tilskynder det eksisterende tilskuds- og afgiftssystem til at omstille forsyningen på særligt de decentrale værker fra naturgas til biomasse. Dette forstærkes af, at grundtilskuddet til de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker ophører i sin nuværende form i 2018. Konkret er der fremskredne planer om at omstille Amager- og Avedøreværket fra kul til biomassefyring, i Helsingør ombygges det eksisterende værk til træflis, og Hillerød Forsyning er i færd med at opføre et nyt flisfyret kraftvarmeværk, der ikke alene skal forsyne Hillerød, men også de mindre systemer i Skævinge, Merløse-St. Lyngby og Gørløse. Desuden arbejder Farum på etablering af et fliskraftvarmeværk, Holte Fjernvarme vil opføre en flis kedel, og også i Egedal er en ny biomassekedel under etablering. Således er der allerede gang i en betydelig biomasseomstil-

ling, og en stor del af fjernvarmeforsyningen vil allerede i 2020 vil være baseret på biomasse.

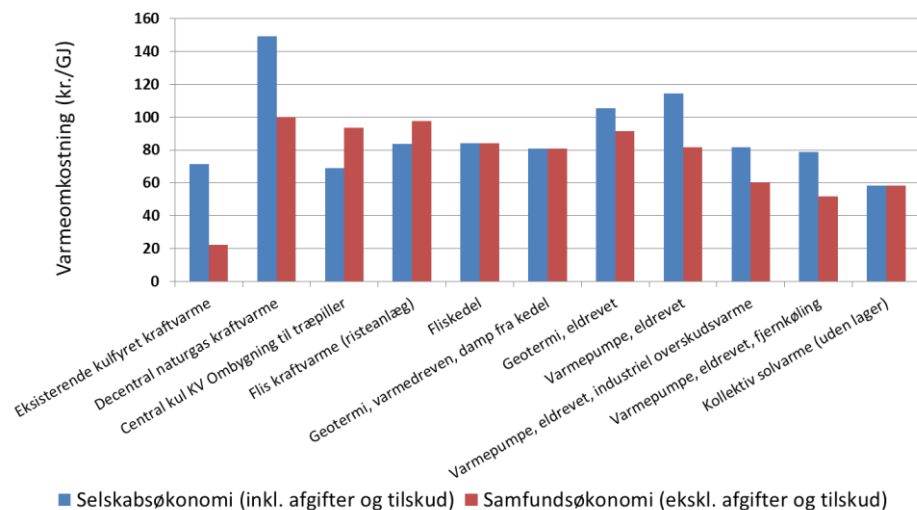
Anvendelsen af biomasse bør nedbringes på længere sigt

På længere sigt kan fjernvarmeforsyningen imidlertid blive udfordret af to forhold: begrænsede biomasseresurser og udbygning med vindkraft, som forventes at give mere fluktuerende elpriser. Begge dele betyder, at det kan/vil blive mere attraktivt at reducere anvendelsen af brændsler og i højere grad bruge el til fjernvarmeproduktion.

I Energistyrelsens vindscenarie frem mod 2050 er det derfor forudsat, at biomassen gradvist udfases fra fjernvarmeforsyningen, og at denne i stigende grad anvendes i transportsektoren, i industrien og som back-up i elsektoren. Dermed anvendes der stort set ikke fast biomasse til fjernvarmeproduktion i 2050. Energistyrelsen forudsætter dog fortsat, at en stor mængde affald, nogenlunde det samme som i dag, anvendes til forbrænding og dermed til produktion af fjernvarme.

Omkostninger ved forskellige fjernvarmeproduktionsteknologier

Nedenstående figur viser en beregning af omkostningerne til fjernvarmeproduktion for de mest oplagte varmeproduktionsteknologier i hovedstadsregionen. Beregningerne er baseret på Energistyrelsens prisforudsætninger for 2020 samt Teknologikataloget. Der er her regnet med 5.000 fuldlasttimer. Der er vist beregninger med afgifter og tilskud (selskabsøkonomi) og uden (simpel samfundsøkonomi).



Figur 17: Selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger (DKK2014) ved forskellige fjernvarmeproduktionsteknologier.

Det fremgår af figuren, at naturgaskraftvarme har meget høje selskabsøkonomiske omkostninger sammenlignet med andre teknologier, hvilket understøtter, at en række fjernvarmeværker derfor vil ønske at skifte fra denne

forsyningsform til andre teknologier. Som alternativ ser det ud til, at biomassekraftvarme og -kedler er attraktive, da disse teknologier har lave selskabsøkonomiske omkostninger. Varmepumper og geotermi ligger højere selskabsøkonomisk, men er ikke langt fra at kunne konkurrere, når der ses på samfundsøkonomi. Det skal dog bemærkes, at konkrete projekter i f.eks. København og Hillerød har vist, at investeringsomkostningerne til geotermi er noget højere end, hvad der regnes med i Energistyrelsens teknologikatalog. En konklusion fra ovenstående figur er, at rammerne i det nuværende tilskuds- og afgiftssystem i højere grad tilskynder et skift mod biomasse end mod varmepumper og geotermi. Dette er en udfordring, da varmepumper forventes at skulle spille en større rolle i energisystemet på længere, men af hensyn til varmeprisen er det ikke attraktivt for fjernvarmeselskaberne at investere i denne teknologi.

Ressourcer til fjernvarme

For at sikre en flerstrengt fjernvarmeforsyning på længere sigt er det som nævnt vigtigt at få andre forsyningsmuligheder end biomasse i spil. Her er de væsentligste muligheder: Solvarme, geotermi eller eldrevne varmepumper. Eldrevne varmepumper kan trække varmen fra en række forskellige kilder, udeluft, grundvand, drikkevand, havvand, søvand, industriel overskudsvarme, fjernkølingsanlæg mv. Det er en vigtig opgave at identificere, om og hvor disse kilder er til rådighed for at kunne planlægge udviklingen af fjernvarmesystemerne. I Energi på Tværs er der gennemført en kortlægning af lokale VE-ressourcer, der giver et indledende bud på størrelsen af disse ressourcer.

For geotermi vurderes ressourcen at være meget stor. Her er udfordringen snarere de store investeringsomkostninger samt de risici, der er forbundet med borer, da man ikke med sikkerhed kan vide, at en boring rammer et anvendeligt reservoir. For solvarme er klart den billigste løsning at etablere produktion som markanlæg, hvilket dog kræver, at anlæggene ikke etableres i tæt bebyggede områder. Udnyttes f.eks. 5 % af landbrugsjorden (20.000 Ha) i regionen til solvarmeanlæg vil der kunne leveres ca. 10.000 TJ varme.

For varmepumper er der opgjort følgende potentialer:

- Lavtemperatur overskudsvarme fra virksomheder. Ved gennemgang af en række konkrete virksomheder i regionen er det samlede potentiale vurderet til ca. **980 TJ** fjernvarmeproduktion. Potentialet er således forholdsvis stort. Det kræver dog tæt samarbejde med virksomheder og kan være vanskeligt at indfri. Der kan endvidere være et væsentligt potential for udnyttelse af overskudsvarme fra køleprojekter, herunder fjernkøling.

- Spildevand, drikkevand. Der er lavet en gennemgang af regionens spildevands- og drikkevandsanlæg, og på den baggrund er det vurderet, at der kan hentes ca. 2.000 TJ fjernvarmeproduktion herfra.
- Havvand og søer har et stort teknisk potentiale. Det kræver dog, at fjernvarmesystemerne har nærhed til hav eller sø, og desuden kan lave vandtemperaturer eller tilfrysning af hav eller særligt søer være en udfordring, da anlæggenes ydelse derfor reduceres markant.

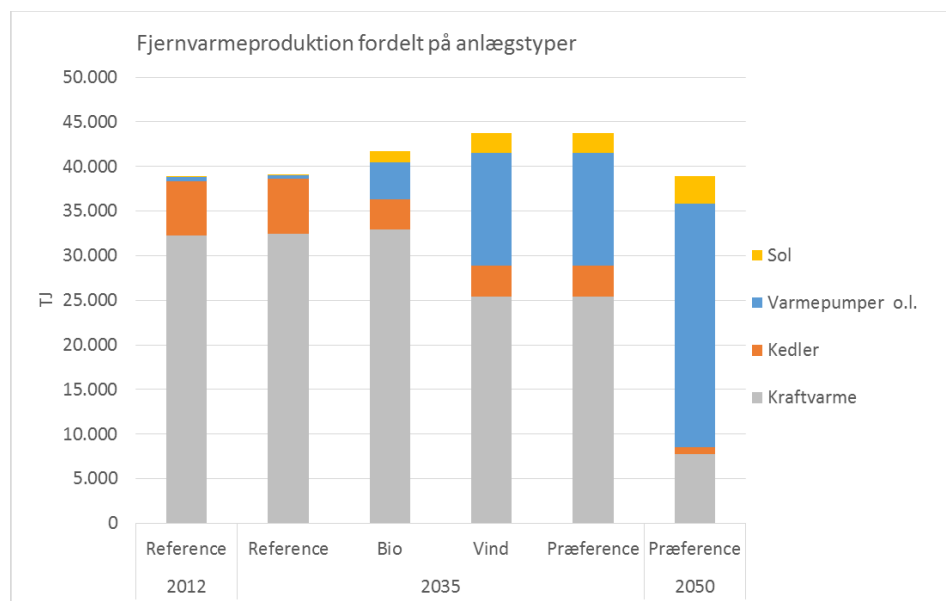
Scenarier for udvikling af fjernvarmeforsyningen

Nedenstående figur viser udviklingen af fjernvarmeforsyningen i de opstillede scenarier for hovedstadsregionen. Fjernvarmeforbruget forbliver nogenlunde konstant samlet set, fordi konverteringer til fjernvarme opvejes af varmebesparelser. I biomassescenariet er det antaget, at fjernvarmeforsyningen frem mod 2035 fortsat er baseret på kraftvarme og kedler, der dog er omstillet fra fossile brændsler til biomasse.

I vindscenariet gøres en mere markant indsats for udbygning med varmepumper og geotermi i regionen. Præferencescenariet lægger sig op ad vindscenariet og frem mod 2050 videreføres tiltagene i retning af en fjernvarmeforsyningen, der gradvist bliver mindre og mindre baseret på brændsler. I 2050 er det således blot lidt over 20 % af varmeforsyning, der kommer fra kraftvarmeverker og kedler.

I figuren nedenfor dækker varmepumper o.l. over varmepumper baseret på forskellige varmekilder, geotermisk energi (som også udnyttes vha. varmepumper), elkedler og overskudsvarme.

Frem mod 2050 er det muligt at en del af overskudsvarmen kan komme fra brikker, der producerer brint- eller biobrændstoffer (jf. diskussion i afsnit 6.1).



Figur 18: Fjernvarmeproduktion i scenarierne fordelt på anlægstyper.

Eksempler på handling i præferencescenariet

Betydelig omstilling allerede i 2035 til geotermi, solvarme og varmepumper. Forudsætter samarbejde mellem kommuner og deres varmeselskaber om storskala afprøvning af nye teknologier samt en mere detaljeret kortlægning af ressourcer til varmepumper og solvarme i regionen.

Aktiv påvirkning af nationale niveau for ændring af afgifter med henblik på at gøre bl.a. varmepumper konkurrencedygtige.

De regionale net-analyser peger desuden på, at der er behov for tæt koordinering omkring udbygning af fjernvarmeproduktions- og transmissionsanlæg i regionen, så der sikres en samlet optimering af de sammenhængende fjernvarmesystemer.

4.2 Affald

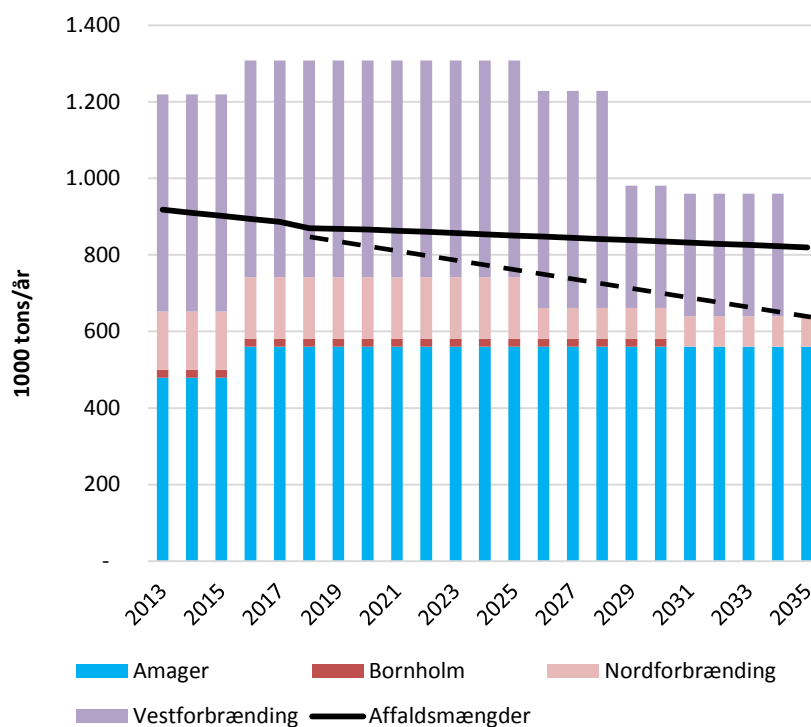
Der forventes at være en betydelig overkapacitet af affaldsforbrændingskapacitet frem til omkring 2035. I reference, bio og vindscenarier fyldes forbrændingsanlæggene op med importeret affald fra andre regioner/udlandet.

Hovedstadsregionen kan have en konkurrencefordel på affaldsforbrænding i forhold til andre dele af Danmark, fordi der er et stort varmegrundlag. Det

betyder, at der kan opføres store forbrændingsanlæg, hvilket indebærer skalafordele både i forhold til drift og investeringer. Muligheden for afsætning af fjernvarme er også en konkurrenceparameter i forhold til udlandet, da fjernvarmeinfrastrukturen i for eksempel Tyskland og Storbritannien er meget begrænset sammenlignet med herhjemme.

På den baggrund fastholdes overkapaciteten på forbrændingsanlæggene i reference og bioscenariet i 2035.

I vind- og præferencescenariet tilpasses forbrændingskapaciteten til mængderne i regionen efter 2035. Der forudsættes desuden yderligere tiltag for at reducere mængderne til forbrænding, ved skrappe kildesortering og/eller efterbehandling af affaldet som på Renaissance på ARC. Kildesorteret organisk affald forudsættes at blive anvendt på biogasanlæg.



Figur 19: Udvikling i forbrændingskapacitet i regionen for eksisterende anlæg (skrotning ved 30 år) og forventet udvikling i affaldsmængder baseret på national fremskrivning. **Stiplet linje** viser alternativ forløb for affaldsmængder i vind- og præferencescenariet.

I præferencescenariet indgår et ønske om ikke at importere affald. Derfor forudsættes det, at der i stedet anvendes biomasse for at udnytte overkapaciteten frem til 2035. Dette indebærer en økonomisk meromkostning, da der normalt vil være et modtagegebyr for modtagelse af affald på ca. 200-250

kr./ton, (20-25 kr./GJ) mens der skal betales for biomasse som et brændsel, også selvom der er tale om lavkvalitetsbiomasse, på i størrelsesordenen 30-40 kr./GJ.

Under forudsætning af en overkapacitet på 500.000 tons svarende til 5.000 TJ brændsel og en prisforskel på 50 kr./GJ mellem affald og biobrændsel vil meromkostningen udgøre i størrelsesordenen 250 mio. kr. /år.

Ved bestemmelsen af prisforskellen mellem affald og biomasse er der taget højde for, at afbrænding af affald vil indebære omkostninger til CO₂-kvoter på i størrelsesordenen 7 kr./GJ ved en kvotepris på 200 kr./ton

Eksempler på handling i præferencescenariet

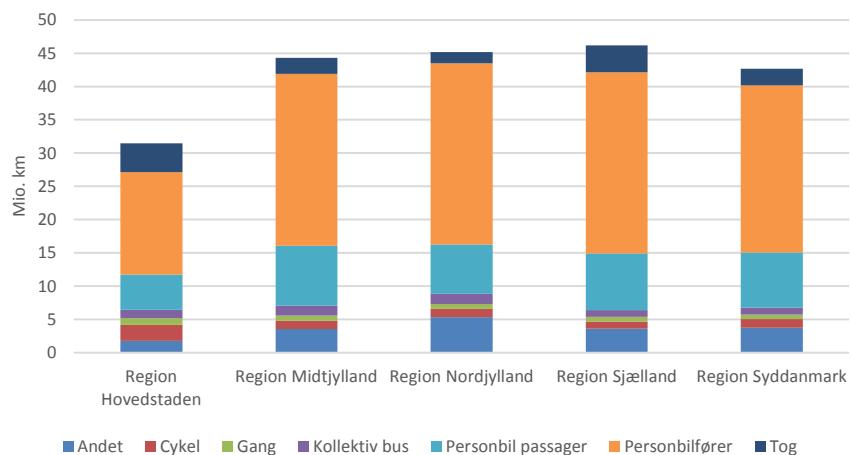
Beslutning om ikke at importere fossilt affald til forbrænding på affaldsforbrændingsanlæggene i regionen.

Kraftig indsats for sortering og forebyggelse af affald og/eller alternative efterbehandling af affaldet (Renesciene).

Anvendelse af den udsorterede organiske affald på biogasanlæg for at opnå høj energiudnyttelse.

5 Transport

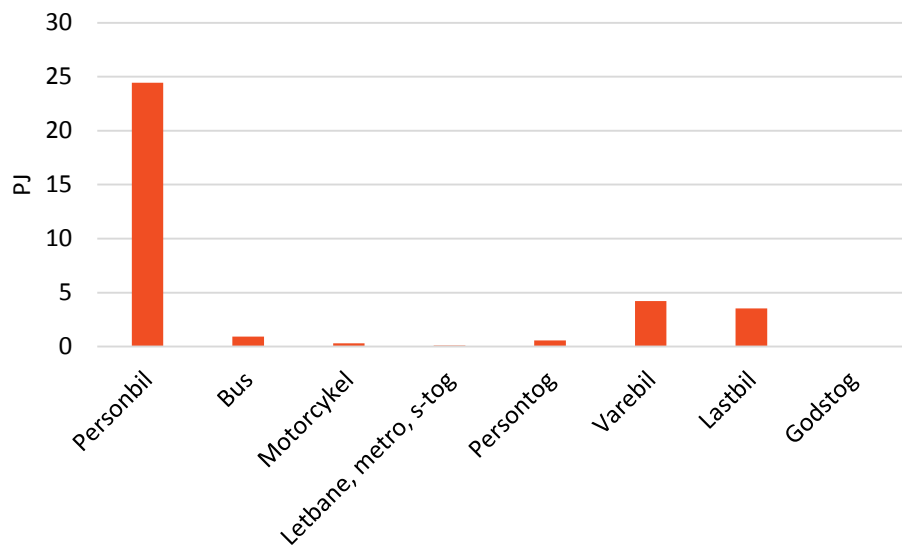
Sammenlignet med resten af Danmark er hovedstadsregionen kendetegnet ved væsentligt mindre transport samt en større andel af kollektiv transport via tog samt mere cykel og gang. Samtidigt er der mindre godstransport i regionen, hvilket skal ses i sammenhæng med, at der relativt set er færre produktionsvirksomheder end på landsplan. Det er således kun ca. 14% af godstransporterne med lastbil, der enten starter eller slutter i regionen, mens godt 30 % af landets befolkning bor i hovedstadsregionen.



Figur 20: Persontrafikken i regionerne efter transportmiddel. Kilde: Temanotat om Transport. Figuren er baseret DTU Transport (2014) Transportvaneundersøgelsen.

Energiforbrugets fordeling

Selvom den kollektive trafik fylder noget mere i regionen end på landsplan, er vejtransporten den primære kilde til energiforbrug. Hovedparten af energiforbruget kan endvidere henføres til individuel transport og herunder især til transport i personbiler. Kun en relativt lille del af energiforbruget sker i kollektiv transport (letbane, metro, S-tog, regionaltog og godstog). Det skal nævnes, at luftfart og søfart ikke behandles i de regionale analyser. På landsplan udgør disse tre poster til sammen ca. 21 % transportsektorens energiforbrug, heraf udenrigsluftfart de 17 %.



Figur 21: Transportsektoren energiforbrug fordelt på transportformer i regionen for 2012. Kilde: Egne beregninger på basis af "Vurdering af trafikstrømme og CO₂-udslip år 2030", COWI for Region Hovedstaden, 2013

Virkemidler

Virkemidlerne til at reducere transportsektorens energiforbrug og CO₂-emissioner kategoriseres ofte inden for fire indsatsområder:

- Reduktion i efterspørgslen (efter transport eller efter transportenergi)
- Mere effektiv transport (herunder transportmiddelskifte)
- Skift i transportenergikilde
- Forbedring af køretøjers energieffektivitet

I Energistyrelsens scenarier er fokus alene på skift i transport energikilder, dvs. udfasningen benzin/diesel til fordel for eksempelvis biobrændstoffer og el-drevne køretøjer. Der er således ikke forskel på hvor stort et transportarbejde, der skal dækkes i scenarierne – og der flyttes heller ikke på fordelingen mellem transportformerne.

Energistyrelsens scenarier

Energistyrelsens scenarier forudsætter, at de elbiler, der kommer på markedet i fremtiden, kan opfylde brugernes behov mht. rækkevidde, og også økonomisk bliver konkurrencedygtige med konventionelle biler. Både i vind- og i bioscenariet forudsættes en meget stor del af personbilerne derfor at køre på el i 2050. Dette er samtidigt vigtigt af hensyn til at holde bioenergiforbruget i scenarierne nede, da el kan produceres fra vind og sol, og elmotorer desuden er 3-4 gange mere effektive end forbrændingsmotorer. Energistyrelsen vurderer imidlertid, at det er vanskeligt at omstille den tunge trafik, særligt lastbiler, til eldrift, og her anvendes derfor biodiesel og grøn gas. I vindscenariet kommer en del af den grønne gas fra biogas, som er opgraderet vha. brint, som

igen er produceret ud fra el på elektrolyseanlæg. Dette er af hensyn til at holde biomasseforbruget yderligere nede.

For 2035 har Energistyrelsen groft vurderet, at man inden for transport skal være 25 pct. på vej til 2050-målet, for at man kan nå i mål. Det er tidskrævende at opbygge den infrastruktur, som gør det muligt at basere transporten på el, gas og biobrændsler. Omvendt er det ikke hensigtsmæssig at opbygge en infrastruktur, som transportflåden ikke er parat til. Opbygningen af infrastrukturen skal derfor ifølge Energistyrelsen følge udviklingen på aftagersiden nogenlunde.

25 % eldrift i 2035

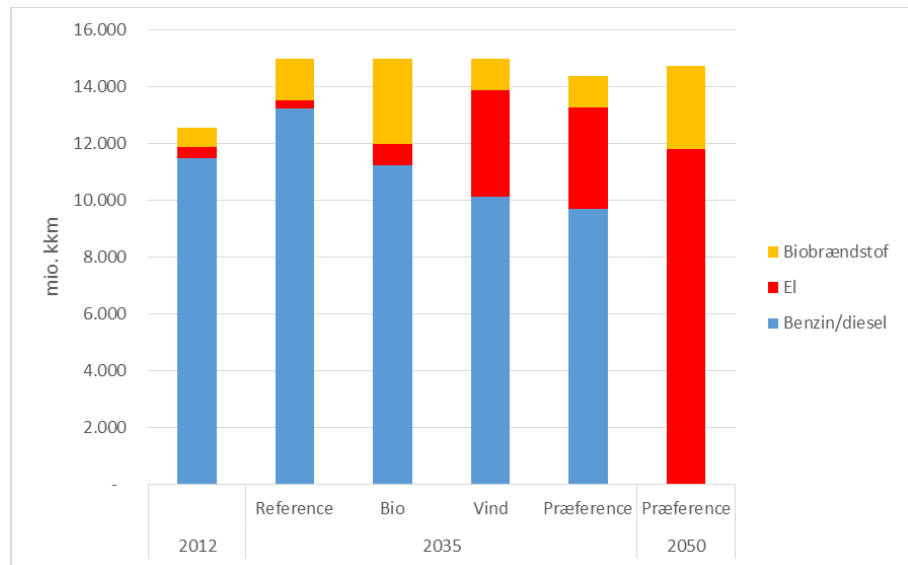
De regionale vind- og bioscenarier er skåret over samme læst som Energistyrelsens scenarier. Dvs. de har alene fokus på valget af drivmidler. Vindscenariet forudsætter, at elkøretøjer dækker 25 % af personbilernes transportarbejde i 2035 og i 2050 hele 80 %. Inden for godstransport forudsættes kun et mindre gennemslag af eldrift, primært inden for varebiler.

I bioscenariet for 2035 forudsættes en mere beskedne andel af eldrift i personbilerne på 5 %, men til gengæld en højere andel biobrændstof på 20 %.

Vækst i trafikarbejdet

Begge scenarier regner med en væsentlig stigning i efterspørgslen på køretøjsarbejde, inden for personbilstransporten en stigning på ca. 20 % frem til 2035 og inden for godstransport godt det halve. Endvidere indregnes en fortsat forbedring af køretøjernes brændstofeffektivitet – drevet af bl.a. EU's effektivitetskrav til nye biler – hvilket betyder, at transportsektorens energiforbrug reduceres selv i bioscenariet, hvor gennemslaget af elbiler er begrænset.

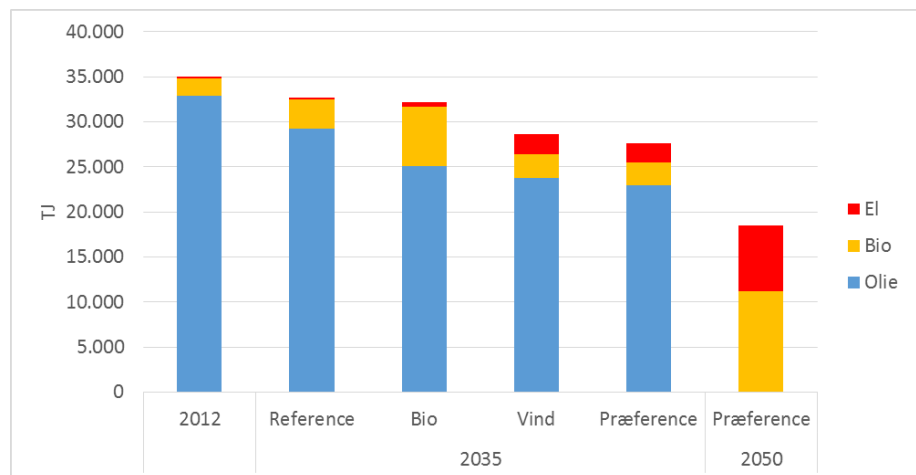
Der er ikke som udgangspunkt forudsat lokal produktion af flydende biobrændstoffer i regionen. Storskala produktion af biobrændstof kan potentielt indebære en væsentlig påvirkning af fjernvarmeforsyningen, da konvertering af fast biomasse til biobrændstof og produktion af brint, kan give betydelige energitab.



Figur 22: Udvikling i efterspørgslen på transportarbejde for personbiler fordelt på drivmidler.

Dog lavere vækst i trafikarbejdet i præferencescenariet

Præferencescenariet forudsætter samme udvikling på drivmiddelsiden, som vindscenariet, men indregner derudover, at der er en række muligheder for – blandt med kommunale og regionale virkemidler – at reducere efterspørgslen på transport og sikre en mere effektiv transport bl.a. ved at fremme kollektiv transport og cyklisme. Præferencescenariet forudsætter derfor noget lavere stigninger i personbiltrafikarbejdet, 3 %-point lavere i 2025, 5 %-point lavere i 2035 og 10 %-point lavere i 2050. Inden for godstransport vurderes muligheder at være mindre og her er derfor indregnet -1%-point i 2025, -2%-point i 2035 og -4 %-point i 2050.



Figur 23: Udvikling i transportsektorens energiforbrug fordelt på drivmidler.

I endnu højere grad end nogle af de andre sektorer vurderes udviklingen i transportsektoren at være afhængige af eksterne forhold, i form af en international teknologiudvikling inden for de eldrevne køretøjer (alternativt brintdrevne), som skal opnå højere rækkevidde og samtidigt blive billigere end i dag. Samtidigt er det nødvendigt, at den danske stat sikrer, at disse køretøjer er konkurrencedygtige fx via rabatter på registreringsafgiften, og at det er rentabelt at anvende biobrændstof i den del af køretøjsflåden, som ikke kan omstilles til eldrift.

Eksempler på handling i præferencescenariet

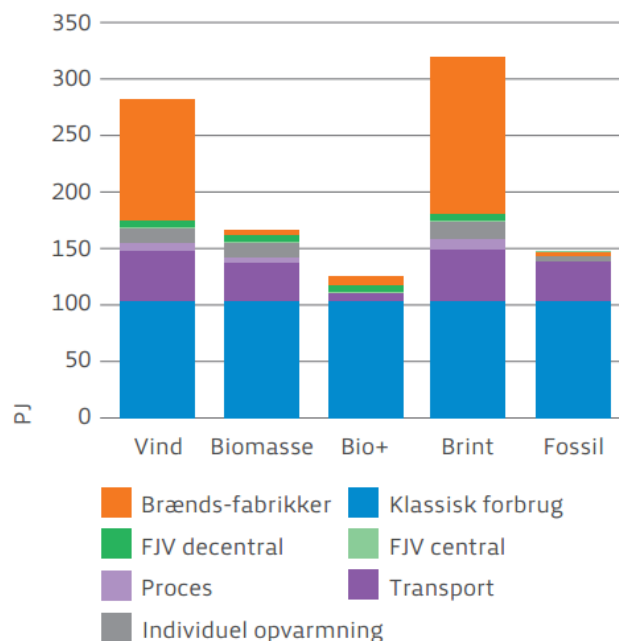
En bred palet af virkemidler til at reducere trafikvæksten inden for personbiltransport og vare/lastbiler (se også Transport Temanotat).

Understøtte nye drivmidler, særligt elbiler, fx ved at etablere infrastruktur i takt med at behovet udvikler sig og fremme nye teknologier i egne flåder.

Påvirke nationale rammevilkår således, at nye drivmidler bliver konkurrencedygtige for brugerne.

6 Elforbrug og –produktion

I Energistyrelsens scenarier – særligt vind og brintscenarierne – er elektrificeringen af energisystemet et helt afgørende element i udfasningen af de fossile brændsler. Langt størstedelen af elforbruget forventes i vindscenariet at komme fra vindmøller, som hovedsagligt placeres til havs, fordi potentialerne på land vurderes at være begrænsede.



Figur 24: Elforbruget i Energistyrelsens scenarier. Elforbruget er i dag ca. 125 PJ.

Dette kapitel samler op på elforbrugets udvikling i de regionale scenarier, inklusive de elektrificeringer der er forudsat inden for den kollektive og individuelle varmforsyning og i transportsektoren. Dernæst beskrives de forudsætninger om lokal elproduktion, der indgår i scenarierne, og der opstilles på den baggrund balancer for forbrug og produktion af el i scenarierne. I den forbindelse analyseres også omkostningen ved at producere el på relevante VE teknologier.

6.1 Elforbrugets udvikling

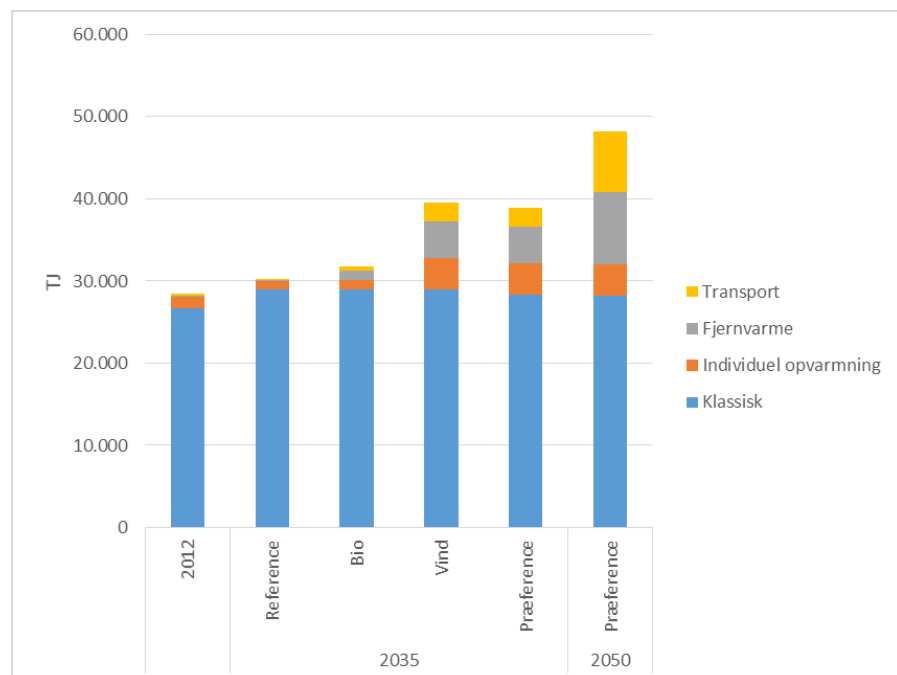
Som tidligere beskrevet forventes en moderat stigning i det klassiske elforbrug i alle scenarier med baggrund i den forventede befolkningsvækst i regionen. I vind- og også præferencescenariet forudsættes ligesom i Energistyrelsens scenarier et betydeligt nyt elforbrug inden for individuel opvarmning (varmepumper som erstatning for oliefyr og i mindre omfang gasfyr), fjernvarmepro-

duktion (varmepumper, herunder til geotermiske varmeproduktion og elpatroner), samt til eldrevne køretøjer i transportsektoren. I præferencescenariet øges det samlede elforbrug regionen derfor fra godt 30.000 TJ i 2012 inklusiv nettab (8,4 TWh) til ca. 51.000 (14,1 TWh).

Elforbrug på brændstoffabrikker

I Energistyrelsen vindscenarie indgår desuden et meget betydeligt elforbrug på brændstoffabrikker, der primært går til produktion af brint, som anvendes til at lave syntetisk naturgas, af hensyn til at reducere anvendelsen af biomasse. I de regionale scenarier, er der ikke forudsat lokal brintproduktion eller biobrændstoffabrikker i hovedstadsregionen. Anvendelsen af biobrændstof udgør godt 11.000 PJ i præferencescenariet i 2050. Hvis vi forestiller os, at halvdelen af dette brændstof skal være brintbaseret, vil det indebære et mere elforbrug på ca. 7.000 PJ. Her er forudsat en virkningsgrad på 80 % på elektrolyseanlæggene.

Fordelen ved at etablere brintproduktion eller biobrændstoffabrikker i hovedstadsområdet er, at energitabet fra processerne eventuelt kan udnyttes til produktion af fjernvarme i store sammenhængende fjernvarmesystem. På den anden side vil der formentligt være væsentlige systemmæssige fordele ved at placere produktionen af brint i det vestlige del af Danmark, hvor produktion fra vindkraft (både hav- og landvind) vil være størst.



Figur 25: Udvikling i det samlede elforbrug i scenarierne. Opgjort eksklusiv nettab.

6.2 Lokal elproduktion i dag

El fra kraftvarme

Som beskrevet i kapitel 4 sker størstedelen af fjernvarmeproduktionen i hovedstadsregionen på kraftvarmeverker, dvs. på anlæg der både producerer el og varme. Ifølge metoden for energiregnskaber til strategisk energiplanlægningen indgår el produceret i kraftvarmedrift i de kommunale energiregnskaber. El fra kraftvarme følger beregningsmæssigt den producerede fjernvarme, hvilket for eksempel betyder, at kommuner, der modtager fjernvarme fra det sammenhængende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet (CTR, HOFOR, VEKS), behandles ens, uanset at der ikke fysisk ligger produktionsanlæg i nogle af kommunerne, mens der i andre (fx Hvidovre hvor Avedøreværket ligger) produceres langt mere fjernvarme og el, end der forbruges lokalt.

Sol og vind

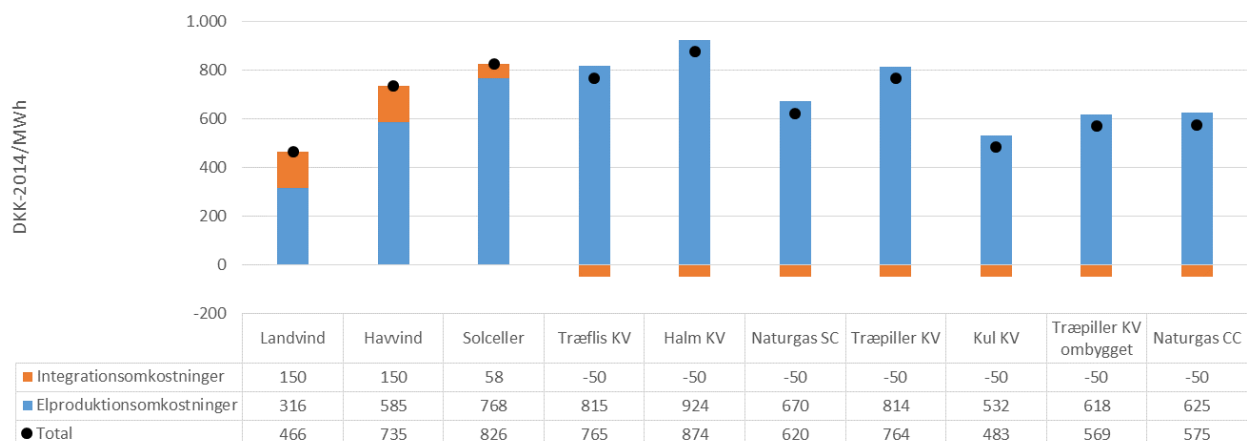
Inklusive nettab udgør elforbruget i regionen i dag ca. 30.000 TJ, mens elproduktionen fra kraftvarme udgør ca. 14.300 TJ – svarende til ca. 48 % af det nuværende elforbrug. Produktionen fra landvindmøller og solceller er forholdsvist beskeden i regionen og udgør i alt 420 TJ, heraf de 380 TJ fra vind. Havvindmøller herunder, kystnære havvindmøller, er ikke tillagt de kommuner, de ligger ved. Metoden til beregning af energiregnskaber er dog under revision, og der vil formentligt komme en ændring på dette punkt, således at 50 % af produktionen kan tillægges kommunernes regnskab. Havde man indregnet den fulde produktion fra de kystnære vindmøller i regionen (40 møller på Middelgrunden og 11 møller i Hvidovre ved Avedøreværket) ville den lokale elproduktion fra vind omtrent blive dobbelt så stor.

6.3 Omkostninger ved elproduktion

Med udgangspunkt i beregninger, som Ea Energianalyse har udført for Energi styrelsen i foråret 2014², er nedenfor foretaget en sammenligning omkostningen ved at producere el på 10 forskellige teknologier, herunder vindmøller, solceller og termiske anlæg på biomasse og fossile brændsler.

Der er tale om såkaldte langsigtede marginale produktionsomkostninger for nye enheder, hvori der indgår både kapitalomkostninger, driftsomkostninger, brændselsomkostninger og miljøomkostninger. For teknologier, der producerer både el og varme, indgår desuden værdien af varmesalg som en indtægt. Dertil indgår en vurdering af omkostningen (eller værdien) forbundet med integration af teknologierne i energisystemet baseret på en beregning med en elsystemmodel.

² "Elproduktionsomkostninger – Samfundsøkonomiske langsigtede marginalomkostninger for udvalgte teknologier", Ea Energianalyse 2014



Figur 26: Sammenligning af elproduktionsomkostninger for nye anlæg opført i 2016. Beregningen er baseret på brændselspriser fra IEA's New Policy Scenario frem til 2035. CO₂-prisen forudsættes at stige fra dagens lave niveau på ca. 40 kr./ton til 225 kr./ton i 2035. Der er anvendt en diskonteringsrente på 4 %, som anbefalet i Energistyrelsens vejledning til samfundsøkonomiske analyser. Teknologidata er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog, dog med undtagelse af solceller, hvor der anvendes en lavere investeringsomkostning, fordi katalogets data ikke tager højde for de seneste omkostningsreduktioner.

Landvind er billigt

Sol er næsten konkurrencedygtig med havvind

Grundberegningen viser, at nye landvindmøller har de laveste langsigtede marginale produktionsomkostninger på knap 470 kr./MWh inklusiv integrationsomkostninger. De øvrige teknologier har alle noget højere produktionsomkostninger. Kulbaseret kraftvarme (inkl. CO₂ omkostninger), er næstbilligst med en omkostning på ca. 480 kr./MWh og herefter følger træpillefyrede ombyggede kulværker og store naturgasfyrede CC-anlæg. Produktionsomkostningerne for offshore vindkraft ligger på ca. 735 kr./MWh, mens de nye biomassebaserede kraftvarmeanlæg (fyret med træpiller, halm og flis) har produktionsomkostninger på mellem 760 og 870 kr./MWh. Solceller koster ca. 820 kr./MWh.

Den billigste måde at udvide elproduktionen med vedvarende energi er således med landvind. Prisen på at producere el på solceller er dog faldet meget markant gennem de senere år, og det er bemærkelsesværdigt, at solceller i dag er næsten på niveau med havvindmøller. Det er ikke usandsynligt at prisen på solceller vil fortsatte med at falde, hvilket kan give mulighed for at producere VE baseret lokalt i hovedstadsregionen til en pris, der er konkurrencedygtig med den nationale udbygning med havvind.

6.4 Potentialer for lokal elproduktion

Vindkraft

Hovedstadsregionen er den region med de laveste gennemsnitlige vindhastigheder og dermed den ringeste vindressource sammenlignet med resten af landet. Undtagelser fra dette er fx Bornholm og Halsnæs kommune. Moderne,

høje vindmøller gør det dog muligt at opnå pæne produktionstal selv i områder med mindre gode vindressurser.

Enkelte af kommunerne i regionen har planer for at udvide vindmøllekapaciteten, og samlet set kan de planlagte landvindmøller forventes at producere i omegnen af 1300 TJ. Altså betydeligt mere end den nuværende produktion. Det er bl.a. Københavns Kommune og Bornholm, der planlægger at etablere en stor mængde ny vindkapacitet. Omtrent 70 % af kapaciteten forventes dog fysisk placeret uden for regionen. Disse møller kan dog godt indregnes i regionens regnskab, hvis der er lavet aftaler derom mellem de relevante kommuner.

I alle vindscenariet og præferencescenariet indregnes ovennævnte udvidelse af landvindproduktionen; både den lokale produktion og produktionen i kommuner uden for regionen. I bioscenariet indgår kun den halve udbygningen, mens den nuværende produktion fra vindmøller fastholdes i referencen.

Ny analyse indikerer, at landvindpotentialen kan være undervurderet

Energinet.dk har i januar 2015 publiceret en analyse, som peger på, at det samfundsøkonomisk vil være rentabelt at udvide vindmøllekapaciteten på land fra ca. 3.500 MW i Danmark i dag til ca. 12.000 MW på sigt. Som reference anvendes prisen ved at producere el fra havvindmøller. Analysen forudsætter bl.a., at der afsættes midler til at opkøbe og nedrive de bygninger, der ligger tættest på vindmøllerne, for derved at reducere nabogener. Der foreligger pt. ikke regionale eller kommunale fordelinger af potentialen, men Energinet.dk har oplyst, at de planlægger at lave en sådan opgørelse³.

Solceller

I notatet om "Lokale vedvarende energiresourcer" (Ea, 2015) er potentialen for tag- og markplacerede solcelleanlæg estimeret. Det realistiske potentialen for tagplacerede anlæg er med betydelig usikkerhed (arkitektoniske forhold mv) estimeret til ca. 1.500 MW svarende til en årlig produktion på ca. 3.800 TJ (1,3 TWh).

Det samlede tekniske potentialen for markplacerede solcelleanlæg er meget betydeligt i regionen. I mange af kommunerne i og omkring Københavns er landbrugsarealerne, som kan inddrages dog meget begrænsede og har derudover ofte en rekreativ værdi, som gør, at det er mindre oplagt at udlægge dem til solceller eller solvarmeanlæg. Som et eksempel, er potentialen for solceller beregnet under forudsætning af at 5 % af landbrugsarealet anvendes

³ Materialet vil blive tilgængeligt på Energinet.dk's hjemmeside for strategisk energiplanlægning: <http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJØE/Energianalyser/Strategisk-energiplanlaegning/Sider/default.aspx>

til solcelleanlæg. Produktionspotentialet for de markbaserede solcelleanlæg udgør så i alt knap 4 PJ svarende til ca. 1,1 TWh. Dette svarer til en samlet effekt på ca. 1.200 MW. Det skal bemærkes, at med stigende virkningsgrader for solceller fremadrettet pga. den teknologiske udvikling kan potentialet øges; på langt sigt måske op til det dobbelte niveau.

I vind og præferencescenariet forudsættes en betydelig udbygning med solceller fra 40 TJ i dag til 1200 TJ i 2025, 2500 TJ i 2035 og 6000 TJ i 2050. Til sammenligning forudsætter Energistyrelsen en produktion på 22.000 TJ fra solceller i vindscenariet i 2050. Regionen Hovedstaden andel af den samlede elproduktion fra solceller i Danmark vil være ca. 27 %. Der er ikke de regionale scenarier taget stilling til, om solcellerne placeres på tag eller mark, men potentiale vurderingen peger på, at det muligvis kan blive nødvendigt at kombinere med både tag- og markplaceringer for at opnå den forudsatte produktion på 6000 TJ i 2050.

I bioscenariet forudsættes en halvt så stor udbygning og i referencescenariet blot en fordobling til 80 TJ i 2025 og endnu fordobling til 160 TJ i 2050.

Eksempler på handling i præferencescenariet

Kommunerne skal understøtte etableringen af solcelleanlæg i forbindelse med byggesagsbehandling (tagplacerede solceller) og i den fysiske planlægning ved at godkende markplacerede anlæg og/eller udlægge arealer til disse anlæg.

Derudover påvirke nationale rammevilkår således, at det er økonomisk attraktivt for husejere og investorer at opstille solcelleanlæg.

Hav- og kystnære møller Københavns Kommune og Bornholm planlægger i dag at etablere en betydelig mængde hav- og kystnære møller. Kommunerne og region kan understøtte etableringen hav- og kystnære møller ved at finde egnede placeringer og ved at bidrage til finansiering af havmøllerne.

I vind- og præferencescenariet forudsættes kommunerne og regionen at sikre udbygningen med 285 MW kystnær havvind i 2025 – svarende til de udvidelser af kapaciteten som ligger i de nuværende strategier – stigende til 400 MW i 2035 og 500 MW i 2050. Der er ikke taget stilling til, om møllerne fysisk placeres i regionen eller i farvande tæt ved, eller om regionen alene sikrer finansieringen af havvindmøllerne.

I reference og bioscenariet driver kommunerne og region ikke en udvikling med hav/kystmøller.

Eksempler på handling i præferencescenariet

Understøtte etablering af kystnære havvindmølleparker i regionen – eller ved at finansiere havvindmølleparker via Energistyrelsens åbne dør procedure.

Understøtte at staten fortsat understøtter omstillingen af elsektorens fra fossile brændsler til en VE baseret forsyning, bl.a. ved fortsat udbygning med havvind.

6.5 Elbalance

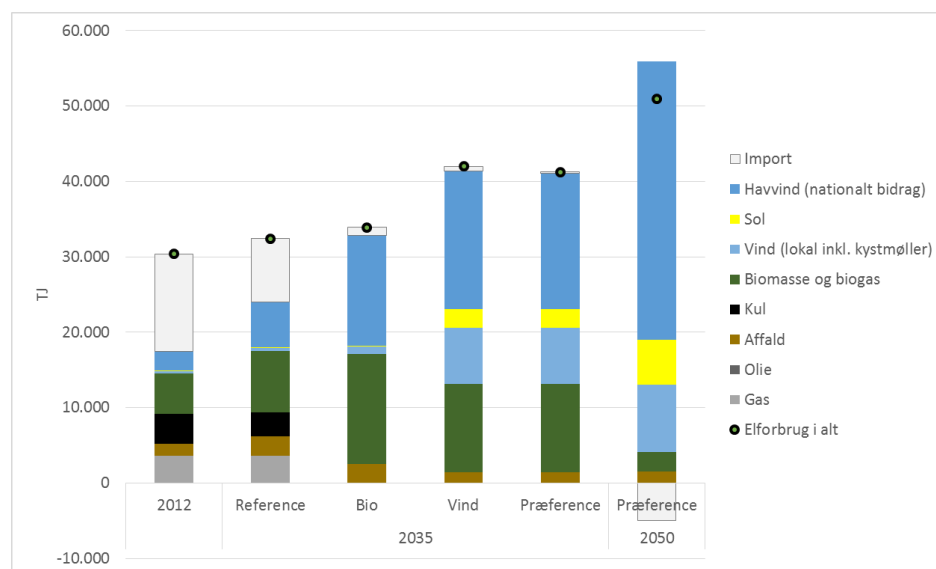
På baggrund af forudsætningerne omkring udvikling i elforbrug og lokal elproduktion – herunder el fra kraftvarmeanlæggene i regionen – opstilles balancer mellem forbrug og produktion i scenarierne.

I figuren nedenfor viser elproduktionen angivet med søjler, mens det samlede elforbrug i det givne scenarie fremgår som en prik.

I den SEP metoden får regionen et bidrag med havvind fra den nationale pulje, som afhænger af regionens elforbrug. Denne metode er videreført i scenarierne. I vind og præferencescenariet forudsættes en udbygning med havvind svarende til Energistyrelsens vindscenarie, mens bioscenariet følger udviklingen i Energistyrelsens bioscenarie. I referencen indregnes kun den besluttede udbygning med havvind frem til 2020.

Det fremgår, at regionen i dag har en betydelig nettoimport af el, men i vind og præferencescenariet opnås i 2035 omtrent balance mellem elforbrug og produktion. Det sker på trods af, at elforbruget stiger og produktionen fra kraftvarmeværker falder. Samtidig forudsættes nemlig en betydelig forøgelse af produktionen fra solceller i regionen, samt fra vindmøller (herunder i høj grad fra kystnære møller) og dertil kommer et væsentligt bidrag fra den nationale havvindmølleudbygning.

I 2050 opnås med de anvendte forudsætninger en betydelig samlet nettoeksport fra regionen. Hertil skal dog bemærkes, at der ikke som i de nationale energiscenarier, er forudsat et betydeligt elforbrug til brintproduktion til fremstilling af syntetiske biobrændstoffer.

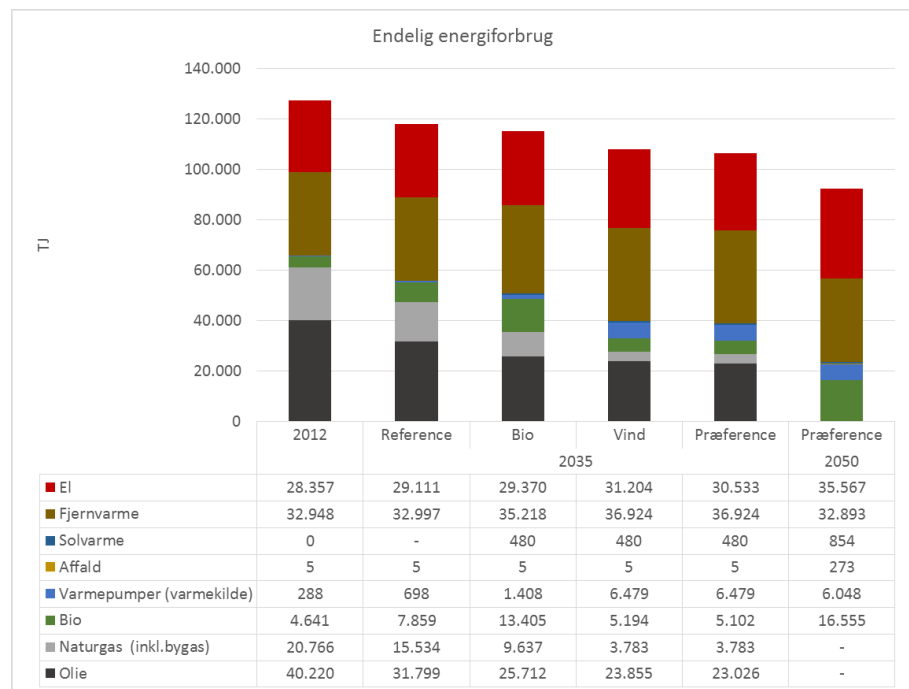


Figur 27: Balance mellem elforbrug (prikker) og elproduktion (søjler) i scenarierne.

7 Samlet energiforbrug og CO2-udledning

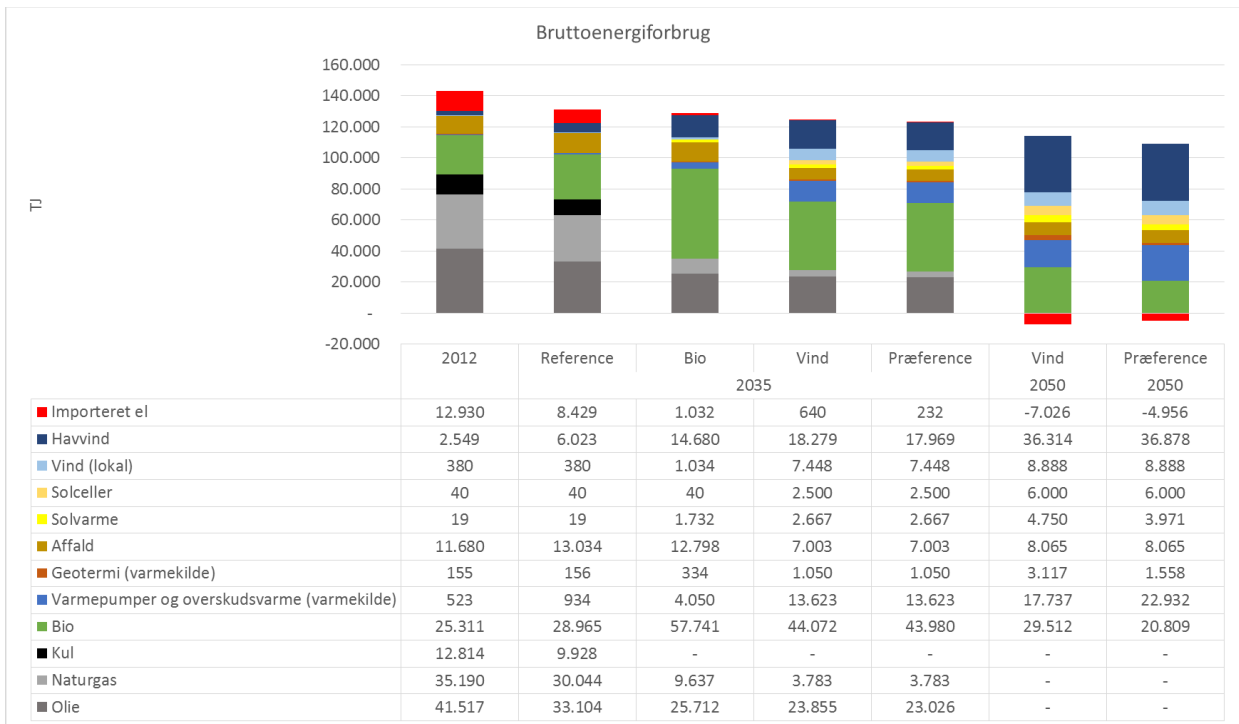
Regionens samlede endelige energiforbrug i husholdninger, serviceerhverv, produktionserhverv og transportsektoren falder i scenarierne over perioden. I præferencescenariet reduceres det fra ca. 127.000 TJ i 2012 til i alt 92.000 TJ i 2050.

Samtidigt sker der en total udfasning af naturgas og olie og til gengæld en stigning i anvendelsen af el og i mindre grad fjernvarme. Anvendelsen af biomasse forøges også væsentligt; det er særligt i transportsektoren. En del af denne biomasse kan være syntetisk produceres biobrændstof baseret på brint.



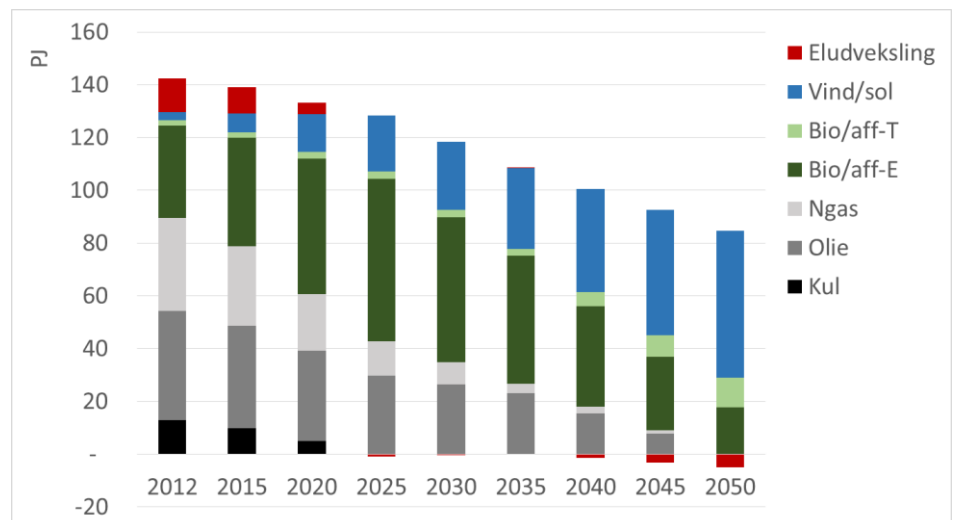
Figur 28: Udvikling i endelig energiforbrug i scenarierne.

Bruttoenergiforbruget reduceres ligeledes væsentligt i scenarierne. Også her ses en total udfasning af de fossile brændsler i vind og præferencescenarierne i 2050. Anvendelsen af biomasse øges i præferencescenariet fra ca. 25.000 TJ i dag i til ca. 44.000 TJ i 2035. Stigningen hænger i høj grad sammen med omstillingen fra fossile brændsler til biomasse på kraftvarmeverkerne i regionen. Efter 2035 reduceres anvendelsen af biomasse igen i takt med, at varmepumper, solvarme, geotermi mv. erstatter fjernvarmeproduktion på kraftvarmeanlæggene, og i 2050 er biomasseforbruget nede på ca. 21.000 TJ.



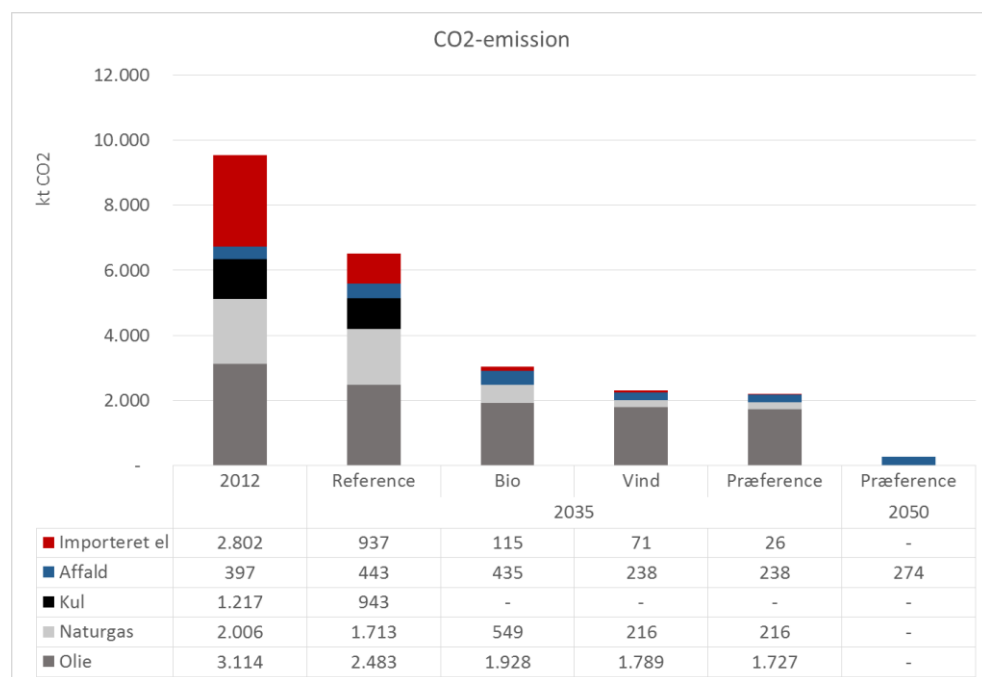
Figur 29: Udvikling i bruttoenergiforbrug i scenarierne. *tjek stigning i anvendelse af affald mellem 2035 og 2050.

I Figur 30 nedenfor har vi zoomet ind på bruttoenergiforbrugets udvikling i præferencescenariet. Heraf fremgår dels den gradvise reduktion i brændselsforbrug, dels at der er midtvejs i perioden forudses en "bobbel" i biomasseforbruget.



Figur 30: Udvikling i bruttoenergiforbrug i præferencescenariet. Bio/aff-T: Biomasse til transportsektoren. Bio/aff-E: Biomasse til el- og varmeproduktion.

De samlede CO₂-emissioner reduceres fra ca. 9,5 mio. ton i 2012 til lidt over 2 mio. ton i vind og præferencescenariet for 2035 for i 2050 at ende på 0,3 mio. ton. I 2050 kommer den resterende CO₂-emission fra det fossile indhold i affald. Der er beregningsmæssigt forudsat samme fossil andel i affaldet som i dag.



Figur 31: Udvikling i CO₂-udledningen i scenarierne. *tjek stigning i anvendelse af affald mellem 2035 og 2050.



KKR

HOVEDSTADEN



Ea Energianalyse



Region
Hovedstaden

COWI



Udgiver: Gate 21
Udgivet: Juni 2015
Layout: Kasper Lavlund Bornø Jensen
For- og bagside foto: Søren Osgood