

6. Samlede scenarier for en hurtig omstilling til vedvarende energi

3/3-2015, Gunnar Boye Olesen, VedvarendeEnergi

Indhold

6.1 Introduktion og opsummering	2
6.2 Forbrugsscenarier og deres omkostninger	8
6.3 Energisystem	25
6.4. Forsyningsanlæg	28
6.5 Energipriser og renteniveau	34
6.6 Samlede scenarier	36
Om projektet	40
Bilag 1: Sammenligning af Energistyrelsens brintscenarie beregnet med EnergyPlan og med Energistyrelsens Energibalancemodel	41
Bilag 2 Resultater med EnergyPlan for scenarie med 100% vedvarende energi i 2030	52

6.1 Introduktion og opsummering

Det er muligt at omstille Danmark til vedvarende energi hurtigt. Hvis staten og energisektoren prioriterer investeringerne rigtigt, kan det også gøres med god økonomi. Det er hovedkonklusionerne af de analyser, VedvarendeEnergi har lavet med scenarier med varierende mængder af vedvarende energi i 2030. Der er også gode grunde til, hurtigt at omstille til vedvarende energi - hvis vi skal hindre uoverskuelige klimaændringer, skal vi udfase fossil energiforbrug længe før de fossile energikilder er brugt op. Det kan i praksis kun gøres, hvis lande der kan, går foran, og viser hvordan man hurtigt kan omstille til vedvarende energi. Samtidig er der ud over de direkte økonomiske effekter, en række andre fordele af omstillingen, som ikke er med i beregningerne. Det er bl.a. reduktionen af partikelforurening, øget beskæftigelse og uafhængighed af import af fossil energi.

Omstillingen til vedvarende energi er i gang. Der er en positiv udvikling med mere og mere vedvarende energi og med energibesparelser, hvor vi bl.a. ser faldende rumvarmeforbrug og flere små, effektive el-apparater. Vi når dog ikke uden videre 100% vedvarende energi i Danmark. Den største hindring er nok mange års manglende indsats for en bæredygtig transport. Det har medført stigende drivhusgasudslip fra personbiler, pga. et stigende forbrug af brændsel indtil nu. De kommende år vil muligvis vise et svagt fald pga. skrappe krav til bilers udledninger.

En anden udfordring er omstillingen af industri og landbrug. Selvom der er økonomiske fordele ved en omstilling, har mange aktører inden for industrien og landbruget svært ved at forestille sig en energiforsyning baseret på vedvarende energi. Der er ikke tekniske problemer i at forsyne hverken industri, landbrug eller transport med vedvarende energi allerede i 2030, men der mangler økonomiske virkemidler og vilje fra staten og delvis fra virksomhederne.

For energiforsyningen gør de stadig billigere solceller, solvarme og vindmøller overgangen til vedvarende energi billigere. De faldende priser er en af grundene til, at denne analyse viser, at en 100 % vedvarende energiforsyning i 2030 vil være billigere end scenarier med fortsat brug af fossil energi. Der er i analysen sammenlignet 5 scenarier:

- Et scenarie for hurtig omstilling til vedvarende energi til 2030 (VE-2030).
- Energistyrelsens basisfremskrivning for 2030¹ (Basis-2030).
- Energistyrelsens basisfremskrivning, reduceret med "gratis" elbesparelser og reduktion af transportens energiforbrug, som forudsat i VE-2030 (Basis-2) (dog uden omstilling af vejtransport til el og brint).
- Besparelser og forbrugsomlægning som VE-2030, dog uden omstilling af transport til el og brint og forsyning som Basis-2030 (forbrugsomstilling).

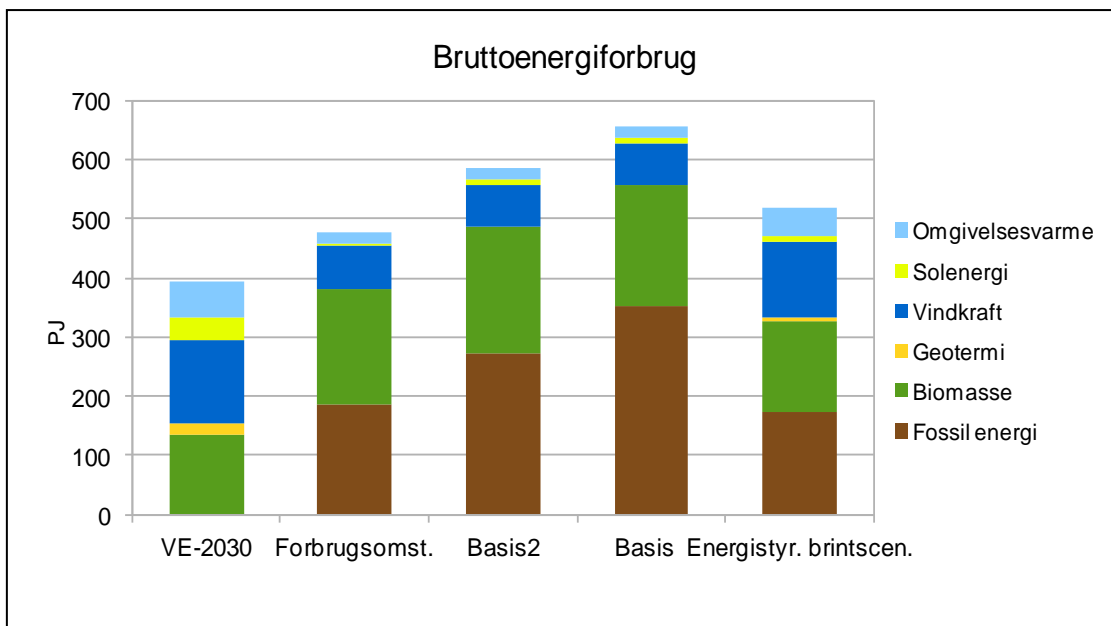
1 Energistyrelsens basisfremskrivning af 11/10 2012, tabel for 2030. Fremskrivningen fra oktober 2014 går kun frem til 2025, og er derfor ikke egnet til sammenligning med scenarier for 2030.

- Energistyrelsens "brintsценarie" for 2035 med udfasning af fossil energi fra el- og varmekonsum i 2035² (Energistyrelsens brintsценarie). Det er et af de mest ambitiøse af Energistyrelsens officielle scenarier. I 2035 er der en mindre andel brint i transport, samt til opgradering af biogas til naturgas.

Scenarierne er modelleret med programmet EnergyPlan, som er udviklet af Aalborg Universitet. Programmet gennemregner energisystemet for et år time for time, baseret på informationer om energikonsum, energisystem, samt brændsels-, anlægs- og driftsomkostninger³.

Fire af scenarierne er for 2030, mens Energistyrelsens brintsценarie er for 2035. Sidste er medtaget, da der ikke findes et tilsvarende officielt scenarie for året 2030.

Bruttoenergiforbrug for de 5 scenarier er vist i figur 6.1, mens samfundsmæssige omkostninger er vist i figur 6.2.



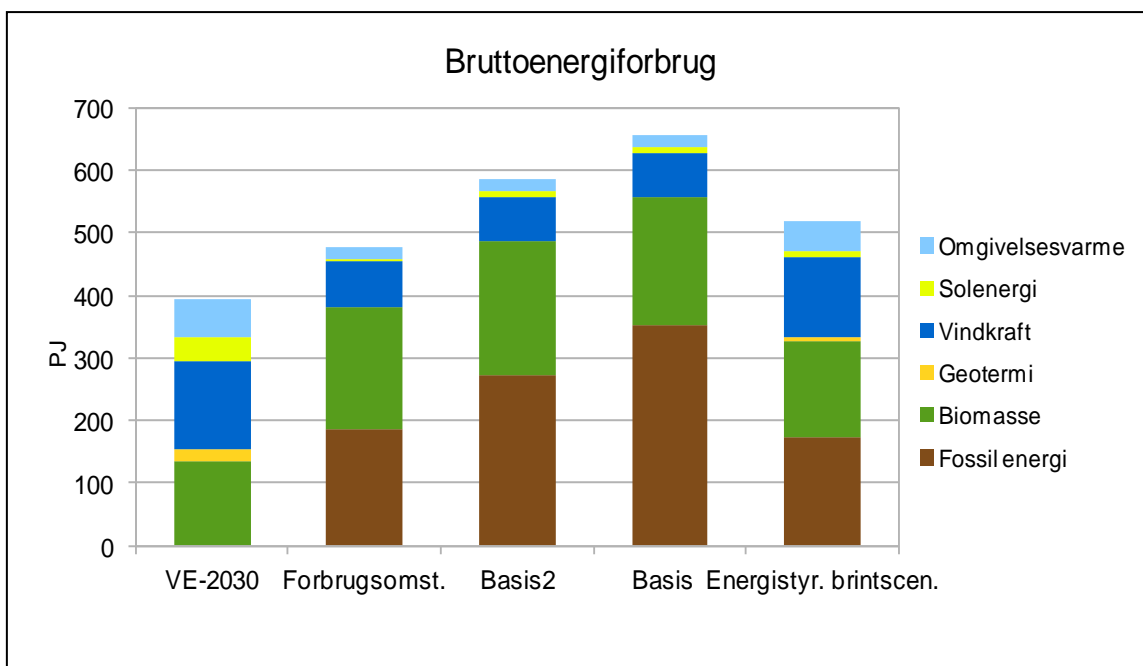
Figur 6.1: Bruttoenergiforbrug for VE-2030 og de fire andre scenarier, der er analyseret.

Som det ses er bruttoenergiforbruget mindst for VE-2030. Det skyldes den store indsats for energibesparelser. I forhold til scenariet "Forbrugsomstilling", hvor besparelser er medtaget, skyldes det mindre forbrug, at der i VE-2030 er en omlægning af transporten til el og brint, der giver hhv. fire og to gange så høj effektivitet i køretøjerne som benzin og diesel.

2 Brintsценarie for 2035 fra "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050", Energistyrelsen 2014, online på www.ens.dk. Da der kun i Energistyrelsens scenarier er beskrevet energisystemer i 2035 og 2050, sammenlignes her med situation i 2035.

3 Læs mere på www.energyplan.eu.

VE-2030 adskiller sig også markant fra de andre scenarier ved at de geofysiske energikilder - vind, sol, geotermi - leverer mere end halvdelen af nettoenergiforbruget.



Figur 6.2: Samfundsøkonomiske omkostninger for VE-2030 og de fire andre scenarier, der er analyseret.

Som det ses af ovenstående figurer viser beregningerne, at der er en samfundsøkonomisk fordel i 2030 ved at stille om til vedvarende energi. Omkostningerne i VE-2030 scenariet er også markant anderledes end de andre scenarier pga. de meget lave brændselsomkostninger og den tilsvarende høje andel af omkostninger til afskrivning og forrentning af investeringer. Af investeringsomkostningerne i VE-2030 scenariet er 37 % til energibesparelser og omstilling til vedvarende energi i erhverv.

Baggrunden for at omstilling til vedvarende energi (VE-2030 scenariet) er økonomisk fordelagtig allerede i 2030 er både de forudsætninger, der gennemgås på de følgende sider, og de foreslåede tiltag. Følgende tiltag har væsentligst betydning:

- Udbygning med landmøller, fremfor alene udbygning med havmøller, som antaget i de andre scenarier.
- Energibesparelser i erhvervsliv, inkl. langsigtede investeringer med tilbagebetalingstider på op til 10 år, hvilket er samfundsøkonomisk fordelagtigt.
- Energispareindsatser i boliger med øget rådgivning, så forbrugerne kan vælge de mest energiøkonomiske løsninger og i højere grad foretage energirenoveringer.
- Energibesparelser og udskiftning af oliefyr og gasfyr til vedvarende energi i yderområder med støtte f.eks. i form af lånegarantier, så samfundsmæssigt rentable

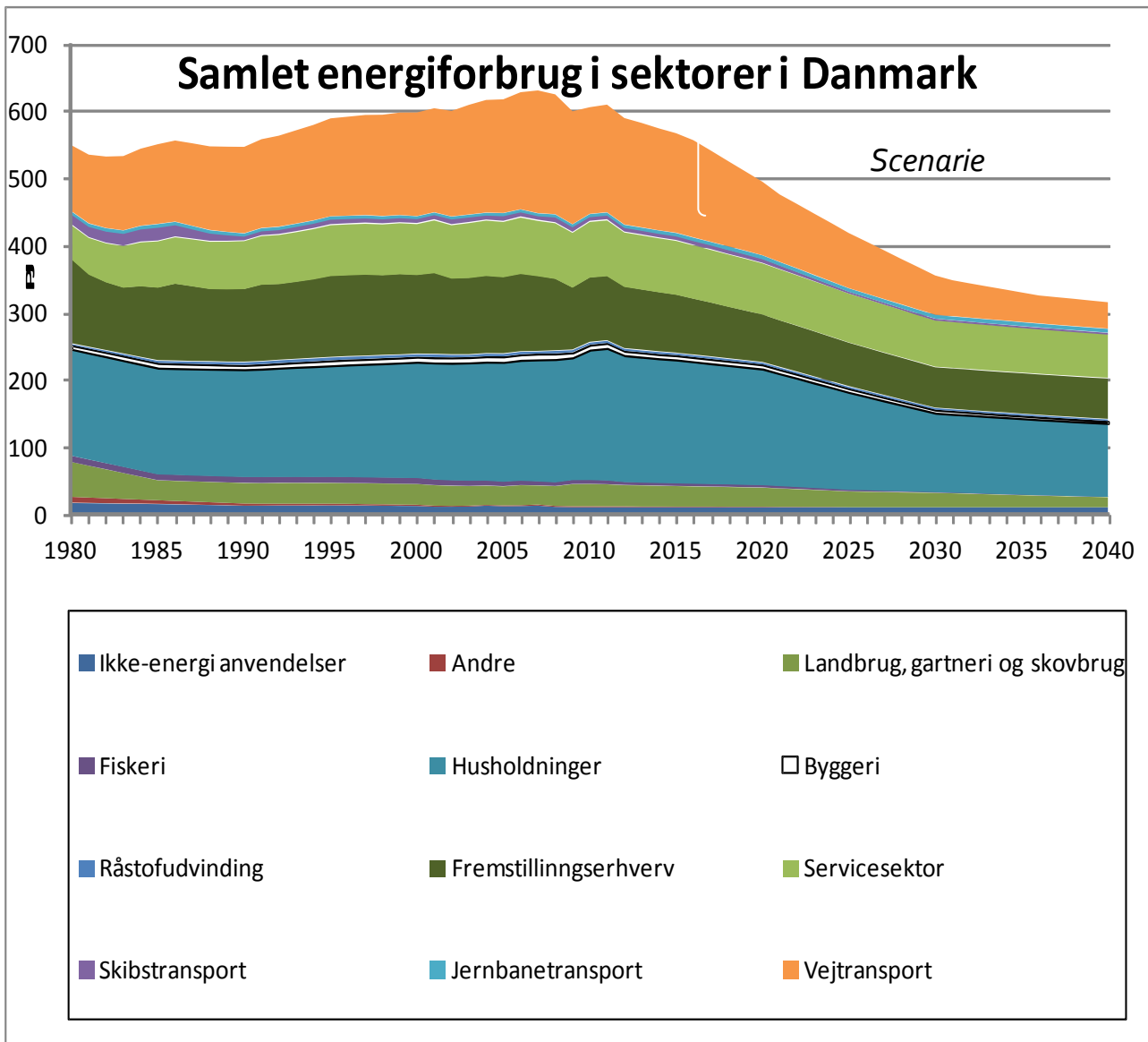
investeringer også kan foretages i disse dele af landet.

- Kraftig udbygning med varmepumper til fjernvarme og varmelagre, parallelt med udbygning af vindkraften.
- Omstilling af transportbrændsel til el, idet elbiler forventes at være billigst fra 2020.
- Omstilling af transport til jernbaner på strækninger, hvor der er stor transportmængde, frem for investeringer i nye motorveje.

Der er i beregningerne medtaget alle omkostninger til energiforsyning, også afskrivning på anlæg, der allerede er etableret. Det er en forudsætning for beregningerne, at alle investeringer kan bruges i hele deres økonomiske levetid (i praksis: hele deres afskrivningsperiode), og at der således ikke foretages investeringer, der skal skrottes før forventet. Alle priser og omkostninger er i 2011-priser i danske kroner.

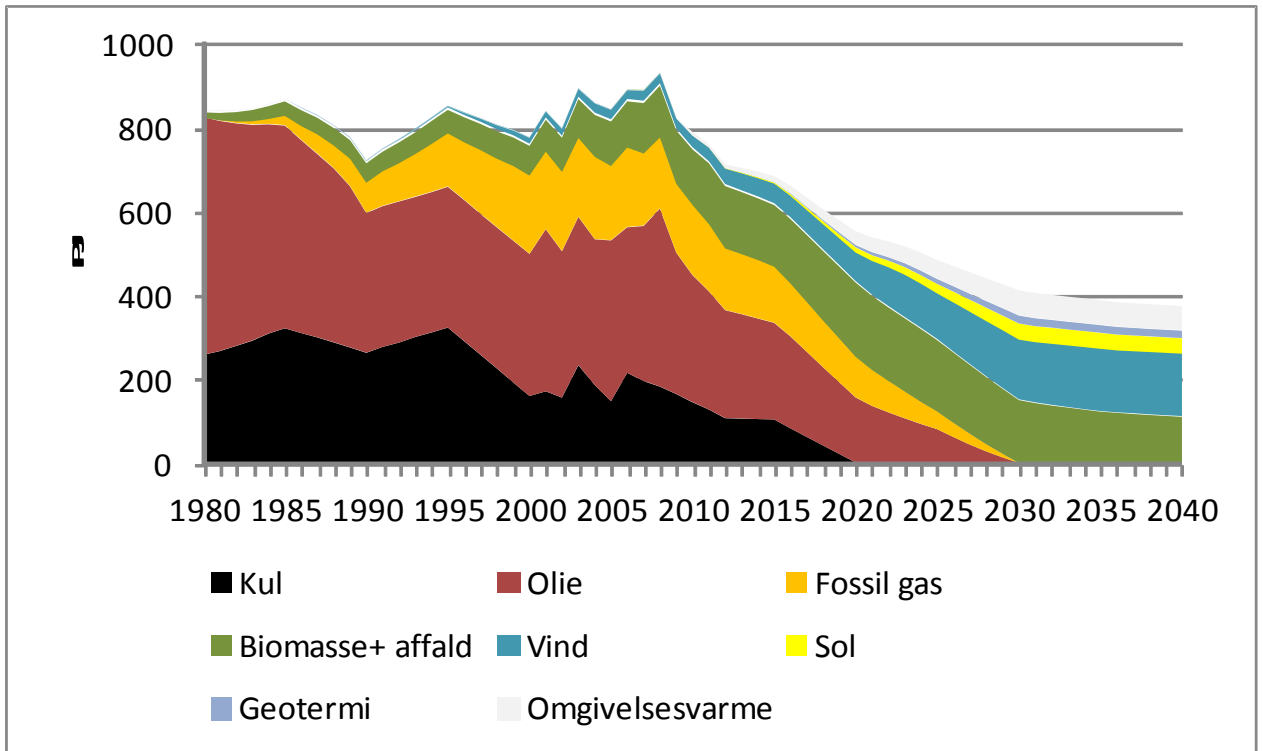
For energiforbrug er kun medregnet meromkostninger (additionelle investeringer) til energibesparelser og energiomstillinger i forhold til Basis-2030. Forudsætningerne er beskrevet nærmere på de følgende sider. I hvert af de følgende hovedafsnit er først beskrevet forudsætninger for VE-2030, mens sammenligninger er beskrevet sidst i hovedafsnittene.

Udgangspunktet for VE-2030 scenariet er scenarier for de enkelte sektors energiforbrug. Disse scenarier er beskrevet på de følgende sider og i detaljer i noter om de enkelte sektorer. Figur 6.3 viser den samlede udvikling for sektorerne frem til 2040.



Figur 6.3: Samlet endeligt energiforbrug i danske energiforbrugende sektorer, hvis Danmark følger den foreslåede udvikling frem til VE-2030 og fortsætter besparelser m.m. herefter. Forbrug til energiudvinding og produktion samt nettab er ikke medregnet. For årene 1980-2012 viser figuren statistik for den historiske udvikling.

En tilsvarende udvikling i bruttoenergiforbruget er illustreret i figur 6.4. Kun forbruget for 2030 er gennemgået i detaljer på de følgende sider.



Figur 6.4: Udviklingen siden 1980 og den fortsatte udvikling i bruttoenergiforbruget, hvis Danmark følger den foreslåede udvikling frem til VE-2030 og fortsætter besparelser m.m. herefter. For årene 1980-2012 vise figuren statistik for den historiske udvikling.

Sammenlignet med tidligere visioner fra VedvarendeEnergi, bl.a. fra 2010, er der mindre omstilling til el-og brintbiler til 2030 i VE-2030, og derfor behov for flydende brændsel til transport. Det giver et ekstra energiforbrug, der i dette scenarie dækkes med biomasse. Til gengæld er der mere solvarme og geotermi i fjernvarmen i VE-2030 end i tidligere scenarier, hvilket giver mindre behov for biomasse til kraftvarme. Der er regnet med total udfasning af affaldsforbrænding, hvilket både frigør materialer og organisk affald, der kan producere biogas og dermed bidrage til forsyningen af biomasse.

6.2 Forbrugsscenarier og deres omkostninger

Energiforbruget er gennemgået i tema 1, 2 og 3 om hhv. bygninger, erhverv og transport i projektet "Hurtig omstilling til vedvarende energi"⁴. Her er vore scenarier for forbrugsudvikling frem til 2040 gennemgået. Der er generelt tale om ambitiøse omstillingsscenarier, hvor vi fremskynder indsatsen og/eller øger ambitionsniveauet for energibesparelser og omstilling til vedvarende energi. Væksten i energitjenester er for byggeri og erhvervsliv ud fra historiske trends (hhv. svag stigning i opvarmet areal til bolig og serviceerhverv og konstant energiservicebehov i de fleste sektorer). For transport er der i scenariet et reduceret forbrug pga. øget effektivitet i brugen af transporttjenester.

6.2.1 Byggeri

For byggeriet regner vi med et stigende boligareal, en stigning på 0,5 % pr. år pr. person, kombineret med en vækst i befolkningen fra 5,6 mill. i 2014 til 5,9 mill. i 2030. Derved vil boligarealet stige med 15 % i årene 2014-2030. Samtidig forventes at 0,5 % af den gamle boligmasse nedlægges hvert år, så der er 90 % tilbage i 2030 af den nuværende boligmasse, og at der bygges nyt for at dække forskellen. Det betyder at i 2030 vil 21 % af boligarealet være bygget efter 2010.

For det eksisterende boligareal regnes med at en "naturlig" (business as usual) reduktion af varmeforbruget på 1 %/år svarende til 20 % i perioden 2010-2030. Det omfatter almindelig renovering, samt at der i nedrivningen er overvægt af de mindst energieffektive boliger.

For Nye boliger regnes med at bygges, så de overholder til ethvert tid gældende krav i BR10, BR15 og BR20 med årlige varmeforbrug på hhv. 90, 45 og 21 kWh/m².

Med disse forudsætninger falder det samlede danske boligvarmeforbrug ved naturlig udvikling, kun hjulpet af en mindre rådgivningsindsats, til 78 % af 2010-niveau i 2030. Dette forventes at ske selvom arealet bliver 21 % større.

Ud over denne naturlige udvikling forventes en forceret udvikling, bestående af:

- Forceret energirenovering så besparelser, der ville være sket naturligt til 2050, bliver gennemført til 2030.
- Øget varmegenvinding med krav om installation af mekanisk ventilation med varmegenvinding i forbindelse med renovering af skrå tage.

Disse to tiltag forventes at reducere varmeforbruget i eksisterende huse med 20 % i 2030, så varmeforbruget i alt bliver reduceret med 40 % af 2010-forbruget i 2030, som angivet i tabel 6.1. Tilsvarende forventes en reduktion i varmeforbrug i serviceerhverv, som angivet i tabel

4 Notater til de tre temaer er online på www.ve.dk.

6.7.

For elforbrug forventes el-apparatbestanden at stige en smule mere end arealet, så der i 2030 er 20 % flere apparater end i 2014. Nye apparater forventes at blive langt mere effektive, så bestanden af apparater er dobbelt så effektiv i 2030 som i 2014. Det skyldes en kombination af mikroelektronikkens fremgang, og at vi først nu begynder at se effekten af de mange EU-Ecodesign regler, der regulerer apparaters og installationers elforbrug. Det betyder samlet, at elforbruget til apparater falder til 63 % af 2010 niveauet i 2030.

Det giver et samlet energiforbrug i danske boliger som angivet i tabel 6.1.

PJ	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Samlet varme	166	162	159	150	125	101	98	94
El-apparater	28	27	25	23	20	17	16	15
Samlet energiforbrug	194	189	184	173	145	118	114	109

Tabel 6.1: Energiforbrug i boliger i ved kraftig indsats for energibesparelse, opgjort som varme (rumvarme + varmt vand) og elapparatforbrug inkl. madlavning. Energiforbruget for 2030 anvendes til det samlede scenarie "VE-2030".

Varmeforbruget dækkes i dag af en kombination af fjernvarme, olie, gas, varmepumper, solvarme og biomasse. Vi foreslår at oliefyring udfases til 2020, og opvarmning med gas og direkte elvarme udfases til 2030. Fjernvarme forventer vi vil stige relativt i opvarmningen, så det dækker 65 % af boligernes varmekonsum i 2030 mod 42 % i 2010. Da det samlede varmekonsum falder vil fjernvarmeleverancen dog ligeledes falde efter 2025. Biomassevarme forventes efter 2020 at blive nedtrappet, uden dog helt at udfases. Resten af varmen dækkes af varmepumper og solvarme, som hhv. tredobles og tidobles i forhold til 2010. Solvarme forventes primært anvendt uden for fjernvarmeområder, hvor det i 2030 så vil dække 16 % af det samlede varmekonsum til rumvarme + varmt vand (central solvarme i fjernvarme udbygges også kraftigt, men er i denne analyse medtaget som energiforsyning).

Det giver et energiforbrug i danske boliger som angivet i tabel 6.2.

PJ	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Fjernvarme	69	69	70	70	65	63	61	58
Biomasse	35	35	34	34	24	7	6	4
Olie	19	15	9	0	0	0	0	0
Gas	28	27	22	12	2	0	0	0
El	37	36	36	36	32	26	25	24
Solvarme	0,4	0,5	0,6	2	3	5	5	5
Omgivelsesvarme	7	7	12	19	19	18	18	18
Samlet energiforbrug	195	189	184	173	145	118	114	109

Tabel 6.2: Energiforsyning til danske boliger ved omstilling til vedvarende energi.

Omgivelsesvarme er varme optaget af varmepumper. Solvarme er aktiv solvarme. Pga. afrundinger er der op til 1 PJ forskel på de angivne delforbrug og samlede forbrug.

Vi vurderer økonomien for disse omstillinger på følgende måde:

- Elbesparelser via udskiftning til mere energieffektive elapparater. Dette er en konsekvens af bl.a. EU's energispareregler, primært under Ecodesign-direktivet, og prissættes derfor ikke for husholdninger. Generelt giver en højere energieffektivitet en økonomisk fordel, idet Ecodesign-regler kun indføres i det omfang, de er økonomisk fordelagtige. Der er i VE-2030 scenariet regnet med, at en reduktion i elforbrug på i alt 8,5 TWh, som en samlet besparelse for både husholdninger og erhverv⁵. Besparelsen på 4,2 TWh i husholdninger er regnet uden omkostninger. Besparelsen for erhvervslivet er prissat til gennemsnitsprisen af investeringsomkostninger for energibesparelser i erhvervsliv på 0,86 mill. kr. /PJ, som det fremgår nedenfor. Besparelserne for husholdninger er medtaget i det modificerede basisscenarie "Basis-2". I øvrigt skal det bemærkes, at besparelser i husholdninger kun er gratis på den måde, at forbrugerne ved udskiftning af elforbrugende udstyr kan realisere besparelserne uden omkostninger, men der vil være et behov for en informations- og rådgivningsindsats af forbrugerne. Disse informationsomkostninger vil dog være

5 Forskellen på 8,5 TWh er bestemt som forskellen i traditionelt elforbrug (uden varmepumper, uden el til transport) i energibalancerne for Basis-2030 og VE-2030. Erhvervslivets andel er det potentiale for elbesparelser, der er identificeret i tema 2 til at kunne gennemføres frem til 2030 med op til 10 års tilbagebetalingstider, i alt 15,5 PJ = 4,3 TWh.

ubetydelige sammenlignet med investeringsomkostninger og besparelser.

- Varme- og elbesparelser som konsekvens af ændret bygningsreglement, i form af mere energieffektivt nyt byggeri. Disse prissættes ikke, da de er en del af allerede besluttede planer, og reduktionen er også medregnet i Basis-2030. Generelt kan de forventes at være økonomisk neutrale.
- Varme- og elbesparelser i eksisterende byggeri som resultat af løbende bygningsrenovering frem til 2030. De prissættes ikke, idet de ikke skyldes en særlig indsats for energiomstilling. Besparelsen er også medtaget i Basis-2030.
- Varme- og elbesparelser som resultat af forceret energirenovering og ventilation med varmegenvinding. Det betyder at varme- og elbesparelser, der ville være sket ved løbende renovering frem til 2050, gennemføres indtil 2030. Samtidig regnes med varme- og elbesparelser ved ventilation med varmegenvinding i mange bygninger, som det fremgår af tema 1: Byggeri. Den gennemsnitlige omkostning vurderes til 3,3 mia. kr. pr. PJ⁶.

De samlede besparelser og deres omkostninger er oplyst i nedenstående tabel.

Besparelser	Besparelse	Besparelse ud over Basis-2030	Omkostning pr. TJ	Samlet omkostning ud over Basis-2030	Årlig omkostning, mia. kr.
Elbesparelser, husholdninger	4,2 TWh (15,1 PJ)	4,2 TWh (15,1 PJ)	0	0	0
Nyt bygningsreglement	Ikke vurderet	0	0	0	0
Forventet renovering	Ikke vurderet	0	0	0	0
Forceret renovering og varmegenvinding	15,9 TWh (57,2 PJ)	12,6 TWh (45,4 PJ)	3,3	152 mia. kr.	8,8 mia. kr.

Tabel 6.3: Energibesparelser i bygninger (besparelser i boliger, samt besparelser for rumopvarmning i serviceerhverv). Investeringer i bygninger forventes at have 30 års økonomiske levetid. Den årlige omkostning er den årlige omkostning til forrentning og tilbagebetaling af investeringen.

6 Der regnes med vægtet gennemsnit af omkostningen til forceret besparelse på 2,3 mio. kr./TJ og varmegenvinding på 5,0 mio. kr. Omkostninger er beregnet ud fra Statens Byggeforsknings Institut, SBI 2013:08 "Varme- og elbesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050", tabel 3. I denne tabel er besparelser for forceret besparelse angivet til 7136 TJ/år og en investering på 16.406 mill. kr. mens der i dette scenarier regnes med forceret besparelser på 34,8 PJ. Besparelser for varmegenvinding er i tabellen angivet til 22425 TJ/år og en investering på 111621 mill. kr.

Omkostninger til installation af varmepumper og solvarme er medregnet under individuel energiforsyning, og er derfor ikke medregnet her.

Investeringer til omstilling til fjernvarme inde i bygninger er ikke prissat, da de forventes dækket af den almindelige forbedring af bygningsmassen. Investeringer i ekstra fjernvarmeudbygning er medtaget nedenfor under forsyning.

Der anvendes ved sammenligning af scenarier med forskelligt varmeforbrug en investeringsomkostning på 3,3 mia. kr. pr. PJ reduceret varmeforbrug i forhold til basisscenariet.

Sammenligning af scenarier

Sammenlignes varmeforbrug for VE-2030 med Basis-2030 og Energistyrelsens brintscenarie, ses at der er markant større fjernvarmeandel i VE-2030, men højst varmeforbrug i Basis-2030

Der er følgende forbrug til varme i de tre scenarier:

Varme (Rumvarme + varmt vand)	Basis 2030	Fordeling	Energistyr. brintscen.	Fordeling	VE-2030	Fordeling
Fjernvarme	28,0 (35,2)	54%	24,5(30,6)	49%	27,3(34,2)	70%
Varmepumper	5,5	11%	14	30%	8,1	21%
Solvarme	0,3	1%	0,7	1%	1,6	4%
Biomasse	10,0	19%	7,7	16%	2,1	5%
Olie	2,5	5%	0,0	0%	0,0	0%
Gas	5,4	10%	0,0	0%	0,0	0%
Varme, total	51,8	100%	46,9	100%	39,2	100%

Tabel 6.4: Varmekilder til rumvarme og varmt vand i de tre scenarier i TWh/år. I tabellen er medtaget husholdninger og serviceerhverv. Fjernvarme er angivet uden rørtab før parentes og inkl. 20 % rørtab i parentes. For varmepumper er angivet summen af elforbrug og opsamlet omgivelsesvarme. For brændsler er angivet energi-input før konvertering til varme (endeligt energiforbrug).

Med ovennævnte investering på 3,3 mia. kr. pr. PJ årlig besparelse er der følgende totale investeringer i varmebesparelser (med 30 års økonomisk levetid) for de anvendte scenarier:

- 0 kr. for Basis-2020 og Basis-2.
- 152 mia. kr. for VE-2030 og Forbrugsomstillingsscenariet, årlig afskrivning og forrentning 8,8 milliarder kr.

- 65 mia. kr. for Energistyrelsens brintsценarie, årlig afskrivning og forrentning 3,8 mia. kr.

6.2.2 Erhverv

Erhvervenes energiforbrug er gennemgået i tema 2. Historiske data er fra IEA, samt fra Dansk Statistik, som angivet i notaterne "Hurtig omstilling til vedvarende energi, industri og landbrug"⁷ og "Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv"⁸.

For landbrug anvender vi til det samlede scenarie "omstillingsscenarioet" angivet i (8), tabel 2.3, angivet nedenfor:

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Landbrug, skovbrug og fiskeri	31,8	30,7	28,8	23,5	21,5	17,9	14,9
Kul	1,2	1,0	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0
Olie	18,3	15,2	10,1	3,4	0	0	0
Naturgas	1,5	1,3	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0
Fast biomasse	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,3	2,1
Bio-olier	0,2	2,1	5,3	5,7	6	2,5	0,0
Biogas	0,1	0,3	0,6	0,9	1,2	1,1	1,0
Omgivelsesvarme	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	1,4	1,3
El	6,4	6,4	6,4	6,8	7,2	7,0	6,7
Fjernvarme	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,4
Brint	0	0	0	0,75	1,5	2,1	2,4
Fiskeri	5,0	4,7	4,2	3,0	1,8	1,5	1,4
Fossil olie	4,8	4,3	3,1	1,6	0	0	0
Bioolie	0,0	0,2	0,9	0,5	0,10	0	0
El	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Brint	0	0	0	0,75	1,5	1,3	1,2

Tabel 6.5: "Omstillings" scenarie fra "Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv", som benyttes i det samlede VE-2030 senarie for kommende energiforbrug i landbrug, skovbrug og fiskeri med energibesparelser og omstilling til biomasse, kombineret med omstilling af olieforbrug til transport, markarbejde og fiskeri til el og brint, så halvdelen omstilles fra 2020 til 2030. Efter 2030 er regnet med fortsat omstilling og energibesparelser på samme niveau som i de foregående år, så der ikke bruges flydende brændsler af betydning i 2040.

For industri (fremstillingserhverv) anvender vi "energisparescenariet" angivet i (8), tabel 2.8 til det samlede scenarie VE-2030. Energiforbrug i dette scenarie er angivet i tabel 6.6.

7 Hurtig omstilling til vedvarende energi. Industri og Landbrug, Viegand Maagøe for VedvarendeEnergi, 2013, online på www.ve.dk.

8 "Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv", VedvarendeEnergi, april 2014, online på www.ve.dk.

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Industri i alt	90,9	85,8	69,9	64,1	59,6	56,6	53,6
Olie	15,5	12,8	3,7	1,9	0,0	0,0	0,0
Naturgas	27,6	24,9	15,8	6,8	0,1	0,0	0,0
Kul	3,6	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Affald, ikke bio	0,7	0,7	0,15	0,0	0,0	0,0	0,0
Fast biomasse	7,7	9,1	14,0	15,9	17,7	16,2	14,7
Bio-olier	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogas	0,1	0,6	2,9	6,3	8,3	6,8	5,3
Omgivelsesvarme*	1,2	1,4	1,7	2,0	2,5	2,5	2,5
El	29,6	29,1	26,5	26,2	25,9	25,9	25,9
Fjernvarme	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,1	5,1

Tabel 6.6: "Energispare scenariet" fra "Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv"(8) for dansk industri. Det kombinerer den naturlige udvikling, energisparetiltag omstilling fra fossile brændsler til biomasse, varmepumper m.m.

For servicesektoren anvender vi til det samlede scenarie VE-2030, det forventede energiforbrug med en række energisparetiltag angivet i (8), tabel 2.11, se tabel 6.7.

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Olie	2,8	2,8	1,8	0,9	0	0	0
Naturgas	7,4	7,1	4,8	2,4	0	0	0
Affald, ikke-bio	0,2	0,2	0,2	0,1	0	0	0
Vedvarende energi	1,6	1,5	2,5	3,5	4,5	3,9	3,2
- heraf solvarme	0,1	0,1	0,4	0,8	1,1	1,1	1,1
- heraf biogas	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
- heraf bio-olier	0	0	0,4	0,7	1,1	0,6	0,0
- heraf omgivelsesvarme	0	0	0,7	1,3	2,0	2,0	2,0
El	37,4	37,4	36,9	36,5	36,1	35,6	35,0
Fjernvarme	32,1	31,6	30,7	29,7	28,8	27,9	27,1
I alt	81,6	80,7	76,9	73,1	69,4	67,4	65,4

Tabel 6.7 Forventet energiforbrug i serviceerhverv, inkl. energispareindsats og omlægning til vedvarende energi fra "Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv"(8), Bemærk at tal for de enkelte former for vedvarende energi summerer op til det ovenstående, samlede tal for vedvarende energi.

For bygge- og anlægsbrancherne (byggeriet) anvender vi til Vision-2030 "omstillingsscenarioet" angivet i (8) tabel 2.13, se nedenstående tabel 6.8.

Bygge- og anlæg	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Olie	4,5	4,4	4,2	2,1	0,0	0	0
Naturgas	0,6	0,6	0,5	0,3	0,0	0	0
Bioolier	0,0	0,0	0,0	1,0	1,9	1,0	0
Biogas	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0
El	1,3	1,4	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0
Brint	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1
I alt	6,4	6,3	6,2	5,4	4,5	3,8	3,0

Tabel 6.8: "Omstillingsscenario" fra (8) for bygge- og anlægsbrancherne, hvor energibesparelser kombineres med at olie og gas erstattes af el, brint og biogas. Pga. afrundinger er der op til 0,2 PJ forskel på de angivne delforbrug og samlede forbrug.

For råstofudvinding forventer vi i scenariet at forbruget til olie og gas, 27,9 PJ i 2012, falder væk ved en omstilling til vedvarende energi, da der så ikke længere er brug for produktion af fossile brændsler. For udvinding af grus og sten (som er den øvrige råstofudvinding i Danmark), forventer vi i scenariet en omstilling af olieforbruget til el og dermed en reduktion af energiforbruget fra 2,8 PJ i 2012 til 2,2 PJ i 2030, heraf 0,70 PJ el. Forbruget af biomasse, mest træaffald, forventes at stige fra 1,4 PJ til 1,5 PJ.

For raffinaderier forventer vi, at forbruget til raffinering af fossilt brændsel (i dag 19 PJ) forsvinder, mens der i stedet kommer et forbrug på 30 % af den biomasse, der raffineres til flydende biobrændsler.

Ekstraomkostninger til energibesparelser i erhvervslivet, samt omlægning fra fossile brændsler betyder en række ekstra investeringer; men også en række besparelser. De er gennemgået i notatet om omstilling af erhvervslivets energiforbrug (7,8). Hermed en opsummering:

- For landbrug, skovbrug og fiskeri er der i scenariet indregnet en ekstrainvestering til energibesparelser samt delvis omlægning til el-og brintdrift. Omkostninger til energibesparelser er medregnet som angivet i (8), mens omkostninger til omlægning til brintforbrug er medregnet under afsnittet om energiforsyning. Omlægningen til el er ikke prissat, da den omfatter en lille del af erhvervenes energiforbrug og almindeligvis er billig. Det drejer sig om 0,8 PJ el i 2030, ud af et samlet aktuelt energiforbrug på 37 PJ.

- For industri (fremstillingserhverv) er regnet med investeringer og energibesparelser for intern udnyttelse af overskudsvarme (brug af overskudsvarme inden for virksomhederne) samt for el-og varmebesparelser. For omstilling til fast biomasse og biomasseforgasning er medregnet investeringer, men ikke energibesparelser, idet tiltagene ikke giver energibesparelser, kun reduktion af det fossile energiforbrug.
- For serviceerhverv er i scenariet medregnet den forventede udvikling af energibesparelser ved reovering af bygninger (medregnet i afsnit om byggeri ovenfor), elbesparelser, samt naturlig udskiftning af bygninger og udstyr. Der er derfor her medregnet investeringer til elbesparelser. Omstilling til varmepumper til serviceerhverv er medregnet som en del af investeringer til individuel energiforsyning. Der er medregnet omkostninger til elbesparelser på 8,2 PJ, der er fundet ved at reducere samlede elbesparelser i erhverv på 15,5 PJ med industriens elbesparelser på 6,8 PJ og landbrugets elbesparelser på 0,5 PJ⁹. Omkostninger er regnet som gennemsnit af øvrige besparelser i erhvervslivet.
- For byggeri og anlæg er kun medregnet den forventede udvikling af energibesparelser ved sektorens udvikling, baseret på den historiske udvikling. Der er derfor hverken medregnet ekstra energibesparelser eller investeringer til disse. Omkostninger til omlægning til brintforbrug er medregnet under afsnittet om energiforsyning. Omlægningen til el omfatter kun en lille del af erhvervenes energiforbrug og er normalt billig. Det er derfor ikke prissat. Det drejer sig om 0,3 PJ el ud af et samlet aktuelt energiforbrug på 6,4 PJ.
- For råstofudvinding er omstillingen fra olie- til eldrift ikke prissat, da det forventes at være en fortsættelse af den igangværende trend.

Det giver følgende investeringer og besparelser for erhverv frem til 2030, angivet i tabel 6.9.

Ekstrainvesteringer i erhverv frem til 2030	Besparelse, PJ	Omkostninger/PJ	Investering, mia. kr.	Årlig omkostninger, mia. kr.
Landbrug	2.5	0.74	1.85	0.17
Skovbrug og fiskeri	0.55	0.74	0.41	0.04
Industri, besparelser	26.9	0.87	23.44	2.11
Industri, omstilling	0	--	13.52	1.22
Byggeri og anlæg	0	--	0	0
Serviceerhverv	8,2	0,86	7,1	0,63
Råstofudvinding	0	--	0	0
I alt	38.1		46,3	4,2

9 Hurtig omstilling til vedvarende energi af dansk erhvervsliv, Baggrundsnotat, tabel 2.6.

Tabel 6.9: Investeringer ud over den forventede udvikling i energibesparelser, for industri også til vedvarende energi 2015-2030. Årlige omkostninger: afskrivning og forrentning ved 15 års levetid.

Til sammenligning af scenarier er her regnet med en investering på 0,86 mia. kr. pr. sparet PJ, svarende til vægtet gennemsnit af besparelserne i tabel 6.9.

Ud over disse investeringer, er der investeringer til brændselsceller og anden brintteknologi til omstilling til brint. Disse omkostninger er medregnet under forsyning.

Sammenligning af scenarier

En sammenligning af procesvarmeforbrug for VE-2030 med Basis-2030 og Energistyrelsens brintscenarie er angivet i tabel 6.10.

Procesvarme	Basis 2030	Fordeling	Energistyr. brintscen.	Fordeling	VE-2030	Fordeling
Biogas	3,4	13%	0,0	0%	2,9	25%
Biomasse til proces	4,1	16%	0,0	0%	6,0	52%
Affald	0,3	1%	0,0	0%	0,0	0%
Kul	0,6	2%	0,0	0%	0,0	0%
Olie til proces	10,9	43%	4,7	22%	0,0	0%
Naturgas til proces	4,2	17%	15,9	73%	0,0	0%
Brint	0,0	0%	0,0	0%	1,0	9%
VP proces	1,6	6%	1,1	5%	1,7	15%
Proces, total	25,0	100%	12,4	100%	11,5	100%

Tabel 6.10: Varmeforbrug og varmekilder til procesvarme i de tre scenarier i TWh/år "VP" er varmepumper.

De store forskelle i forbrug mellem Basis-2030 og handlingsscenarierne skyldes ikke alene energibesparelser, men også forskellige forudsætninger for udviklingen af energiforbrug i erhvervene. For at kunne sammenligne scenarierne regnes alligevel med, at forskelle i energiforbrug skyldes investeringer i besparelser.

Der regnes med at investeringer i besparelser i erhvervslivet koster 0,86 mia. kr. for at opnå en besparelse på 1 PJ. Desuden regnes med en investering på 13,5 mia. kr. for at omstille brændsler fra Basis-2030 til VE-2030 som angivet i tabel 6.9. Der regnes ikke med omkostninger ved det mindre brændselskifte, der er fra Basis-2030 til Energistyrelsens brintscenarie.

Det giver følgende investeringer til procesenergibesparelser for scenarierne:

- 0 kr. for Basis-2030 og Basis-2.
- 55 mia. kr. for VE-2030 og forbrugsomstilling inkl. 13,5 mia. kr. for brændselsskift, årlig afskrivning og forrentning 5 mia. kr.
- 39 mia. kr. for Energistyrelsens brintscenarie, årlig afskrivning og forrentning 3,5 mia. kr.

Der er også en indsats for elbesparelser, som også prissættes til 0,86 mia. kr. pr. PJ sparet el. En del vil realiseres med regler som EU's Ecodesign med lave omkostninger. Til gengæld er disse medregnet uden omkostninger for boliger. Der er medregnet følgende elspareinvesteringer i scenarierne:

- 0 kr. for Basis-2030 og Basis-2.
- 13,1 mia. kr. for VE-2030 og Forbrugsomstilling, årlig afskrivning og forrentning 1,2 mia. kr.
- 6,3 mia. kr. for Energistyrelsens brintscenarie, årlig afskrivning og forrentning 0,67 mia. kr.

Der regnes med 15 års økonomisk levetid for investeringerne.

Ud over disse omkostninger, er investeringer i varmepumper og brændselceller til brintdrift medregnet i de samlede økonomiberegninger.

6.2.3 Transport

En mulig omstilling til et bæredygtigt transportsystem er beskrevet i "Omstilling til et bæredygtigt transportsystem i Danmark"¹⁰. Herfra anvendes til det samlede VE-2030 scenarie, omstillingsscenarier for persontransport på vej og jernbane, som angivet i tabel 6.11 og 6.12.

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Flydende brændsel	134.1	124	79	54	25.2	6.2	0
Heraf fossilt	127	117	74	42	0	0	0
Heraf biobrændsel	7.4	6.8	4.3	12.0	25.2	6.2	0
El	0	0.3	2.4	7.0	13.7	15.6	17.2
Brint	0	0	0.7	4.1	7.8	10.2	11.7
Ialt	134	124	82	65	47	32	29

Tabel 6.11: Vejtransportens energiforbrug til persontransport i et omstillingsscenarie, ifølge "Omstilling til et bæredygtigt transportsystem i Danmark (10)", tabel 3.7. Der er regnet med at det samlede motoriserede persontransportarbejde på veje falder med 27 % til 2030 og yderligere med 11 % til 2040 i forhold til 2012, svarende til tabel (10), 3.2. Det meste af reduktionen skyldes overførsel til jernbanetransport.

PJ	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Diesel	3,36	3,54	3,61	1,15	0,00	0,00	0,00
El	0,91	1,03	1,58	3,03	4,30	5,49	5,49
SUM	4,27	4,57	5,19	4,19	4,30	5,49	5,49

Tabel 6.12: Persontogenes energiforbrug i et omstillingsscenarie, fra "Omstilling til et bæredygtigt transportsystem i Danmark" (10), tabel 3.8. Det er en del af scenariet, at persontogtransporten øges til 2,3 gange dagens niveau; men energiforbruget stiger kun marginalt pga. omlægning til eldrift.

10 Omstilling til et bæredygtigt transportsystem i Danmark, notat til nærværende projekt "Hurtig omstilling til vedvarende energi", Maj 2014, Gunnar Boye Olesen, VedvarendeEnergi, online på www.ve.dk.

Omstilling af godstransporten, der anvendes i det samlede scenarie VE-2030, følger omstillingsscenariet for godstransport i (10), som angivet i tabel 6.13.

Godstransport, energi (PJ)	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Lastbiler, diesel + bio	21,5	20,5	18,7	10,7	0	0	0
Lastbiler, el	0	0	0	1,0	2,6	2,6	2,6
Lastbiler, brint	0	0	0	1,5	3,9	3,9	3,9
Tog, el	0,5	0,5	0,5	0,8	1,3	1,3	1,3
Skibe, diesel	1,8	1,8	1,8	1,2	0	0	0
Skibe, brint	0	0	0	0,4	1,2	1,2	1,2
I alt	23,8	22,7	20,9	15,7	9,0	9,0	9,0

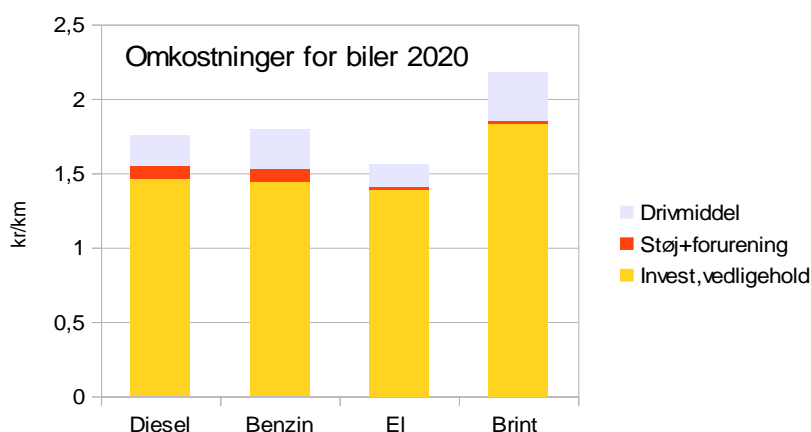
Tabel 6.13: Indenlandsk godstransports energiforbrug i et omstillingsscenario fra "Omstilling til et bæredygtigt transportsystem i Danmark" (10), tabel 3.14. Forbruget omfatter dansk andel af import og eksport på vej og bane, men ikke med skib og fly. Pga. afrundinger er der op til 0,2 PJ forskel på de angivne delforbrug og samlede forbrug.

Vi har anslået, at der skal investeres omkring 200 mia. kr. i ny infrastruktur, for at realisere det transportsystem, som VE-2030 er baseret på. Investeringen på 200 mia. kr. svarer til hvad der kan forventes af trafikinvesteringer frem til 2030, og vi forudsætter at disse investeringer bruges til at realisere VE-2030's transportsystem. Der er på den måde ikke behov for ekstraordinære investeringer i transport, men i en omlægning af trafikinvesteringer, så der ikke længere bygges nye motorveje og andre større veje.

For elbiler er investeringsomkostningen indtil videre højere end for en tilsvarende benzin/diesel biler. Vi vurderer at priserne vil falde, så elbiler bliver billigere end benzin- og dieselbiler omkring 2030. I Energistyrelsens seneste scenarier¹¹ er antaget, at elbiler allerede før 2020 bliver billigere end benzin- og dieselbiler, baseret på en analyse af alternative drivmidler til transporten¹². Som det fremgår af nedenstående figur forventes elbiler allerede i 2020 at være billigere end benzin- og dieselbiler, både med og uden drivmiddelomkostninger.

11 Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050.

12 Alternative drivmidler, Energistyrelsen (og Cowi) Maj 2013, online på www.ens.dk.



Figur 6.5: Omkostninger til benzin, diesel, el og brintbiler i 2020 ifølge "Alternative drivmidler"¹³.

Da langt de fleste elbiler forventes købt efter 2020, er der ikke regnet med ekstrainvesteringer i elbiler sammenlignet med fortsat brug af benzin- og dieslbiler.

Med VedvarendeEnergi's forslag til forlænget afgiftsfritagelse for elbiler til bilklubber, vil der blive brug for færre biler end uden dette tiltag, da en fællesbil så erstatter flere privatejede biler. Derfor er der en samfundsmæssig besparelse i VE-2030 alene pga. dette tiltag. Det er dog ikke medregnet i de økonomiske beregninger.

Distributionsomkostninger af el til elbiler via elladestandere er højere end distributionsomkostninger for andet elforbrug. Det svarer til at distribution af benzin og diesel til transport er højere end distribution til andre olieforbrugere.

Distributionsomkostningerne for diesel til transport er medregnet i scenarierne. Vi vil derfor også medregne merprisen for eldistribution via elladestandere i forhold til almindelig eldistribution. Denne merpris er ikke omfattet af Energistyrelsens forudsætninger for kommende energipriser eller energiinfrastruktur. Vi vil derfor bruge et konservativt skøn baseret på priser for de hurtigladestandere, der opsættes i dag, som det fremgår af tabel 6.14

13 Data til figur er fra Alternative drivmidler, kapitel 8. Resultat-oversigt.

Offentlig elbillader, investering	100.000	kr.
Investeringsomkostninger	6401	kr./år v. 25 års levetid
Drift og vedligehold.	2000	Antaget 2& af investering
Samlede årlige omkostninger	8401	kr./år
Ladetid (benyttelse)	2	Timer/dag
Ladeeffekt, gennemsnit	30	kW
El-ladning	21,9	MWh/år
Distributionsomkostning, ladestander	384	kr./MWh
Andel el via ladestander	10%	Antagelse 10% af elforbrug til elbiler via offentlige ladestander
Distributionsomkostning, el til elbiler	38	kr./MWh

Tabel 6.14: Vurdering af ekstra distributionsomkostning for el til elbiler udover almindelige eldistributionsomkostninger.

Med de i tabel 6.14 angivne forudsætninger er meromkostningen til distribution af el til elbiler (omkostningen til elladestander) i VE-2030 scenariet knapt 170 mill. kr. pr. år, hvilket er et mindre beløb sammenlignet med scenariets andre omkostninger. Det medtages i beregningerne.

Brint skal i første omgang gøres tilgængelig på brinttankstationer rundt omkring i landet. Ved udgangen af 2014 vil der være brinttankstationer placeret i København, Vejle, Holstebro og Aalborg. Der forventes yderligere fem brinttankstationer åbnet i 2015, og halvdelen af befolkningen vil derefter kunne tanke brint mindre end 15 km fra hjemmet. Det er af "Partnerskabet for brint og brændselsceller" vurderet at der til brint-infrastruktur til transport (investeringer og drift) frem til 2025, til forsyning af 100.000 brintbiler, vil være behov for et statstilskud på i alt 1 milliarder kr.¹⁴ Dette regnes som den samfundsøkonomiske meromkostning ved den foreslåede brug af brint, fremfor fortsat brug af benzin/diesel. Investeringernes økonomiske levetid sættes i beregningerne til 25 år.

Investeringer i en brintbiler er større end investeringer i tilsvarende benzin/dieslbiler. Det betyder at der er en merpris, som f.eks. kan dækkes ved ingen eller lavere afgifter for

14 Brint & Brændselsceller til transport i Danmark, Strategi for forskning, udvikling, demonstration & kommerialisering 2014-2025, Partnerskabet for brint og brændselsceller, 2014. Omkostningen dækker brintdistribution via brinttankstationer, brintproduktion er medtaget i energiproduktionsomkostninger i scenarierne.

brintbiler. Det er af Partnerskabet for brint og brændselsceller¹⁵ vurderet, at der er behov for afgiftsfritagelse for brintbiler for i alt 1,5 milliard kroner frem til 2025, for at få 100.000 brintbiler på de danske veje. Hvis man forbeholder afgiftsfritagelsen for brintbiler for bilklubber, hvor en fællesbil erstatter flere privatejede biler, er der en samfundsmæssig besparelse ved en omstilling fra privatejede benzin/dieslbiler til brintbiler i bilklubber. Med VedvarendeEnergi's forslag til at afgiftsfritagelsen efter en introduktionsfase forbeholdes bilklubber og leasing med betaling efter km, forventes den ekstra omkostning ved indkøb af brintbiler modsvaret af det mindre behov for biler ved overgang til bilklubber. Derfor regnes der ikke med ekstraomkostninger til indkøb af brintbiler ved denne form for en begrænset omstilling til brintbiler.

Samlet er de ekstra omkostninger ved den foreslåede omstilling af transportstrukturen 1 milliard kr. til brintinfrastruktur, samt eldistributionsomkostninger til elbiler via elladestandere på 38 kr./MWh. Dertil kommer investeringer i brintproduktion og elforsyning, som er inkluderet i beregningerne af energiforsyningsomkostninger.

Ud over disse investeringer, er der investeringer til brændselsceller og anden brintteknologi til godstransport og skibe. Disse omkostninger er medregnet under forsyning.

Sammenligning af scenarier

Transportsystemet i VE-2030 er temmelig forskelligt fra de andre scenarier. Transporten er her langt mere effektiv. Det giver meget forskellige energiforbrug, som det fremgår af nedenstående tabel.

Transport, indenlands	Basis 2030	Fordeling	Energistyr. brintscen.	Fordeling	VE-2030	Fordeling
Benzin /Diesel	50,5	90%	33,5	83%	0,0	0%
Flydende biobrændsler	5,2	9%	1,4	4%	7,5	43%
El, direkte	0,4	1%	0,8	2%	1,6	9%
El via batterier	0,0	0%	2,8	6%	4,8	27%
Brint	0,0	0%	1,8	4%	3,7	21%
Total	56,1	100%	50,3	100%	17,6	100%

Tabel 6.15: Energiforbrug og energikilder til transport i TWh i de tre scenarier.

15 Brint & Brændselsceller til transport i Danmark, Strategi for forskning, udvikling, demonstration & kommercialisering 2014-2025, Partnerskabet for brint og brændselsceller, 2014.

Som det fremgår ovenfor er der forventet lige så store investeringer i transport i VE-2030, som i de øvrige scenarier (200 mia. kr. 2014-2030). Ekstrainvesteringer ved scenarierne er derfor:

- Basis-2030. Basis-2 og Forbrugsomstilling: 0 kr.
- VE-2030: 1 milliard kr. til udrulning af et net af brinttankstationer, samt en ekstra distributionsomkostning på 38 kr./MWh til elforbrug i elbiler, udover generelt øgede eldistributionsomkostninger pga. øget elforbrug.
- Energistyrelsens brintscenarie: 0,5 milliarder kr. til udrulning af et net af brinttankstationer. Mindre omkostninger til ekstra distributionsomkostninger til elbiler er ikke medregnet i dette scenarie.

Brinttankstationer forventes at have en økonomisk levetid på 25 år.

6.3 Energisystem

IVE-2030 skal energisystemet ombygges, så det kan omforme større mængder til el til varme med varmepumper til fjernvarme og med elektrolyse til brint. For varmepumperne er forudsat en årseffektfaktor, SCOP, på 3 og til fjernvarme en kapacitet på 1800 MW elektrisk effekt svarende til 5400 MW varmeproduktion. Brintproduktionen har et forventet tab på 30 % og en kapacitet på 2400 MW elektrisk effekt. Brinten bruges så til transport, både vej- og skibstransport, samt til landbrug og fiskeri.

Der regnes med varmelagre i fjernvarmen til varmepumper og kraftvarme på 700 GWh svarende til 6-7 dages gennemsnitlig varmeforbrug. Desuden er der regnet med, at en række mindre fjernvarmesystemer, der ikke i dag har kraftvarme, får 90 % af deres varmebehov på i alt 1,8 TWh (6.5 PJ) fra solvarme med årstidsvarmelagre på yderligere 900 GWh.

Elbiler bruges til balancering af elnettet med fleksibel opladning, men ikke med afladning.

Der er også brug for flydende brændsel, som produceres af biomasse i bioraffinaderier med et forventet procestab på 30 %.

Gasnettet bruges til biogas, hvor det dels forsyner industri, der har særligt behov for gas, dels til spidslastkraftværker. Desuden bruges gas som et strategisk energilager, ved at bruge de eksisterende gaskaverner.

En del af elnettets overførsel til udlandet bruges også til regulering, i alt 2800 MW, svarende til størstedelen af overførselskapaciteten til Norge og Sverige.

Der indføres et smart elsystem og 10 % af elforbruget flyttes til fleksibelt forbrug, heraf halvdelen til forbrug med fleksibilitet over en dag og resten med fleksibilitet over en uge.

Der vil være omkostninger til elnettene, både til etablering og drift. Mens hovedparten af disse net er etableret, er der nogle steder behov for en forstærkning af elnet og elforbindelser til havplacerede vindmøller. Som nævnt regnes ikke med yderligere investeringer i udlandsforbindelser for el, og heller ikke for gas; men de eksisterende forbindelser bevares, i det mindste elforbindelserne.

Pga. ovenstående regnes omkostningen til elnettet som omkostninger til det fysiske elnet for det samlede elforbrug, men der regnes ikke med omkostninger til administration af elforsyningen, idet administrationsomkostningerne forventes stort set at være uafhængige af elforbruget. De enheder, der skal sørge for at stabilisere elnettet, er en del af energiforsyningen og er medregnet i energiforsyningsenheder. Endelig er omkostningerne til at indføre et mere intelligent elnet ikke medregnet, idet det vil blive gennemført inden år 2020, baseret på beslutninger, der allerede er truffet.

Investeringer til elnet er vurderet til 110-220 €/kW, svarende til et gennemsnit på 165 €/kW =

1250 kr./kW og deres økonomiske levetid er vurderet til 40-50 år¹⁶. Med en antagelse om at den gennemsnitlige belastning er 25 % af den maksimale belastning, giver det en investering på 565 kr. pr. årlig leveret MWh¹⁷. Afskrevet over 45 år giver det en omkostning på 27 kr./MWh. Hertil skal lægges drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for selve nettet (ikke administration, da der ikke kommer flere kunder), som antages til 2 % af investeringen, svarende til 11 kr./MWh. Samlede netomkostninger er dermed 38 kr./MWh. Dette bruges som den samfundsmæssige omkostning ved elforbrug, idet det udtrykker meromkostningen ved merforbrug for hovedsageligt eksisterende elforbrugere. Det dækker ikke elforsyningsens samlede omkostninger, der naturligvis også omfatter administration, planlægning, og lastfordeling.

Omkostninger til brinttankstationer og elbilladestandere er medregnet under transport, og medtages derfor ikke her.

For fjernvarmeforsyningen er der meget forskellige omkostninger for i områder med forskellig tæthed. Da udbygningen med fjernvarme skal være en kombination af udbygning i nye, mindre tætte områder og tilslutning af huse i eksisterende fjernvarmeområder samt byfortætning, regnes med at halvdelen af omkostningerne er i tætte byer, som også kan bruges som proxy for fortætning, og halvdelen i mindre tætte byområder. Omkostningerne er angivet i tabel 6.16.

Varmenetomkostninger	Investering	Årlig drift	Samlede omk.	Enhed
Tæt by, 120 TJ/ha	150	1.9	9.5	kr./GJ
Boligkvarter, 45-50 TJ/ha	1088	8.3	63.2	kr./GJ
Nye boliger, 20-48 TJ/ha	975	8.1	57.3	kr./GJ
Gennemsnit, 50% tæt by	591	5	35	kr./GJ

Tabel 6.16: Omkostninger ved fjernvarmenet, ud over varmetab, baseret på¹⁸. Samlede omkostninger er baseret på en forudsætning om 40 års levetid og 4 % rente.

Til scenarier er brugt de gennemsnitlige omkostninger fra tabel 6.16.

For gasnet er brugt leveringsomkostninger ifølge Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger¹⁹, angivet i tabel 6.17. Med et reduceret gasforbrug er der ikke

16 Energistyrelsen og Energinet: "Individual Heating Plants and Energy Transport", maj 2012.

17 Med 25 % udnyttelse leverer 1 kW elnet 25 % af 1 kW * 24 timer * 365 dage = 2,19 MWh/år. Det giver en investering pr. årlig leveret MWh på 1250/2,19 kr. = 565 kr.

18 Energistyrelsen og Energinet: "Individual Heating Plants and Energy Transport", May 2012

19 Energistyrelsen: Beregningsforudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, opdateret oktober 2012.

behov for udbygning af gasnettet. Til gengæld vil administration og opretholdelse af gasledninger med lille forbrug presse gasnettets omkostninger op i forhold til den leverede energi. Til dette scenarie antager vi derfor, at omkostningerne til gasnettet vil være som antaget af Energistyrelsen for 2030.

Gas til kraftværk	3,2	kr./GJ
Gas til dec. KV	6,7	kr./GJ
Gas til slutbruger	24,6	kr./GJ

Tabel 6.17. Leveringsomkostninger for gas gennem det danske gasnet i 2030.

6.4. Forsyningsanlæg

6.4.1. El- og varmeproduktion

Forsyningen omlægges frem til 2030 til vedvarende energi i VE-2030. En sammenligning med Basis-2030 og Energistyrelsens brintscenarie ses i tabel 6.18.

	Basis 2030		Energistyr. brintscenarie		VE-2030	
	Energi (TWh)	Effekt (MW)	Energi (TWh)	Effekt (MW)	Energi (TWh)	Effekt (MW)
Landvind	10,7	3500	10,7	3500	15,3	5000
Havvind	9,1	3340	24,8	6000	24,5	6000
Solceller	2,1	2500	0,9	1000	3,4	4000
Solvarme i fjernvarme	0,02		1		5,7	11,6 mill.m2
Geotermi i fjernvarme	0		1,3*		5,2	750 (v.7000 ti).
Biogas	7,6		4,7		4,1	
Biogas-KV	4,2	Del af KV	4,7**		1,2	3000
Biogas-industri	3,4		0		2,9	
Biogas transport	0		0**		0	

Tabel 6.18: VE-produktion i TWh og installerede effekter i de tre scenarier. Der er regnet med samme fuldlasttimer for vind og sol i de tre scenarier. De tre nederste rækker giver en underopdeling af biogasproduktionen i anvendelser.

* I ENS Brintscenariet er der 1,3 TWh geotermi til fjernvarme, som ikke er medtaget i modelberegningerne, idet EnergyPlan aktuelt ikke giver mulighed for varmepumper samtidig med affaldsvarme. Varmebehovet er reduceret tilsvarende og omkostningen for geotermi er tillagt de samlede omkostninger, se bilag 1. Det forventes ikke at give markante ændringer i scenariets økonomi.

** I ENS Brintscenariet er biogassen opgraderet til naturgaskvalitet ved at få biogassens CO₂ til at reagere med brint. Derved produceres 6,3 TWh kunstig naturgas af 4,7 TWh biogas. Biogas til skibe er ikke medtaget i scenariet, se bilag 1.

Kraft- og varmeproducenters kapaciteter er angivet for de tre scenarier i tabel 6.19, sammen med elkapacitet for brintproduktion og kapacitet af variabelt elforbrug.

El-og varme-kapaciteter (MW-el)	Energistyr.		
	Basis 2030	brintscenarie	VE-2030
Decentral kraftvarme, flis/halm	1000	600	600
Central kraftvarme, flis/halm	1600	1269	250
Spidslastkraftvarme, opgraderet biogas	2800	1821*	2900
Varmepumper	26	216	1800
Varmeværker (MWt)	550	4700	500
Brint-elektrolyse	1,5	875	2400
Variabelt forbrug	0	0	812

Tabel 6.19: El-effekter for kraftvarmeverker, fjernvarme-varmepumper, brint-elektrolyse og variabelt forbrug. Varmeværkers kapacitet er MW-varme (MWt). Variabelt forbrug er med halvdelen variabelt over en dag og halvdelen over en uge for VE-2030.

*For Energistyrelsen brintscenarie er spidslast en kombination af biomssekraft 1421 MW) og gaskraft (400 MW).

For Basis-2030 og VE-2030 er kapaciteterne for el- og varmeverker bestemt ved partiel optimering med EnergyPlan²⁰. For Energistyrelsens brintscenarie er elkapaciteter fra Energistyrelsens notat "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" fra 2014 og Energistyrelsens Energibalancemodel (EBM) El- og varmekapaciteterne er fastlagt til at sikre el- og varmebalance i alle årets timer uden nedbrud af anlæg. Der er ikke medregnet el- og varmereserveværker, til brug når der er nedbrud på andre værker, samt den lille ekstra kapacitet, der er behov for, til at sikre minut-balance i elsystemet.

20 I praksis er varmepumper for elværker og for VE-2030, fundet den kapacitet, der giver lavest samlede omkostninger, og som giver tilstrækkelig kapacitet til at dække energibehovet. Der er således ikke tale om en systemoptimering, men om en partiel optimering af de enkelte anlægstyper inden for et givet system.

6.4.2 Energilagre

Tabel 6.20 viser forudsætninger omkring varme-, brint-, og gaslagre i de tre scenarier.

Energilagre(GWh)	Basis 2030	ENS-Brint	VE-2030
Varmelagre	40	116	1600
Brintlagre	0,1	19	50
Gaslagre	1200	1200	1200

*Tabel 6.20: Lagre i energiforsyningen, i Energistyrelsens brintscenarie er varme lager fra Energibalancemodel (EBM), hvor er angivet lagerkapacitet på 2*0.2 PJ mens brintlager er bestemt som det lager, der giver de laveste samlede omkostninger ved optimering med EnergyPlan. Gaslager er i VE-2030 for at give balance mellem biogasproduktio og forbrug mens det for de to andre scenarier er for lager til sæsonudjævning, som det er tilfældet i da. Varme-og brintlagre er prissat, men gaslagre påvirker ikke scenariernes økonomi. De eksisterende danske gaslagre er væsentligt større end gaslagre anvendti scenarierne.*

6.4.3 Investeringer

For investeringer i energiproduktion og konvertering, samt drift og vedligehold (D&V) er generelt anvendt omkostninger fra Energistyrelsens teknologikatalog for energiforsyning²¹. Der er her anvendt et gennemsnit af investerings- og driftsomkostninger for investeringer i år 2020 og 2030. Der er dog enkelte undtagelser, som det fremgår nedenfor. De anvendte omkostninger, samt el-og varmevirkningsgrader mm. er angivet i tabel 6.22.

21 Technology Data for Energy Plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion, Energistyrelsen, januar 2014.

Anlægstype	Investeringer (mill. kr./MWe)	Levetid (år)	Fast driftsomkostning (1000 kr./år pr. MW)	Fast drift, % af invest.	Variabel driftsomk. kr./MWh	Typisk størrelse	Elvirkningsgrad	Varmevirkningsgrad
Decentral kraft varme, flis	30	30	218	0,73%	29	10-50 MWe	29%?	77%
Central kraftvarme, flis/halm	16,8	40	462	2,8%	17	250-400 MWe	43%	47%
Gaskraftværk	6,1	25	225	3,7%	19	100-400 MWe	58%	0%
Fjernvarmekedler	6	20	0	0,00%	40,5	1-50 MWt	0%	108%
Fjv.varmepumper	13,6	20	82	0,61%	0	1-10 MWe	COP =	3
Store varmelagre*	3,7	20	25,9	2,0%	0	4 Gwh	-	88%
Fjv. solvarme*	2,8	30	4,3	0,15%	0	10.000 m2	0	Ej relevant
Fjv. geotermi	12	25	1570	13%	0	15 MW-t	0	Ej relevant
Vindkraft, land	9,9	25	215	2,2%	0	3-5 MWe	Kap. faktor 35%	
Vindkraft, hav	18	25	461	2,6%	0	9 MWe	Kap.faktor 48%	
Solceller	7	30	11,9	0,17%	0	1 MWe	850 fuldlastt.	0%
Biogas til gasnet	19	20	1173	6,20%	0	2,4 MW gas	0	Ej relevant
Brint-elektrolyse	6	24	206	3,5%	0	1-3 / 5 MWe	72%	8%
Brint-lager*	83	30	0,52	0,63%	0	0	0	Intet brinttab
Biodiesel-produktion**	13,3	20	665	5,00%				Bio: 70%
Indiv. Kedler, bio	8,6	20	53	0,62%	0	10-20 kW-t	0	89%
Indiv. kedler, gas&olie	2,04	20	60	2,85%	0	15-30 kW-t		100%
Indiv. Varmepumper	10,3	20	101	1,0%	0	10 kW-t	COP =	3
Indiv. solvarme*	9,2	20	150	1,60%	0	4-100 m2	0	Ej relevant
Brændselsceller m.m.	3 (3,4kr/kWh/år)	5			75	500 kW	55,00%	

Tabel 6.21, kilder er angivet i tabel 6.21. Investeringer er pr kW varme for kedler og geotermi samt pr. kW gas for biogasanlæg.

* Investering angivet i kr./MWh årsproduktion for solvarme og i MWh lagerkapacitet for varme og brintlagre

** Pr kW input, svarende til 19 mill. kr./MW output form for biogas med opgradering til naturgas.

Anlægstype	Teknologi	Nr. i teknologikatalog/kilde
Decentral kraft varme	Dampturbine, flis, med røggaskondensator	09 (medium)
Central kraftvarme	Dampturbine, flis, uden tørrer (nyt anlæg)	01+03
Gaskraftværk	GTCC, udtagsværk I kondensmode	05
Fjernvarmekedler	Fliskedel med røggaskondensator	43
Fjv.varmepumper	Elvarmepumpe, 10-20°C in, fjv. 40-90°C	40
Store varmelagre*	Damlager, invest og årlig drift I kr./MWh lager, 10 fyldninger pr. År, v. 1 fyldning pr. er er D&V 1%	60
Fjv. Solvarme*	Solfangerfelt + dagslager, invest. angivet i kr./MWh/år	46
Fjv, geotermi	Geotermianlæg med elvarmepumpe	Se geoterminotat
Vindkraft, land	3.5 MW vindmøller, 2200 fuldlasttimer	Se vindkraftnotat
Vindkraft, hav	5-10 MW vindmøller, 3600 fuldlasttimer	Se vindkraftnotat
Solceller	Solcellefelt, 850 fuldlasttimer	Se solenerginotat
Biogas til gasnet	Biogasanlæg 300 tons/dag med CO ₂ -fjernelse med skrubber og adsorber, 8000 driftstimer/år	81+82
Brint-elektrolyse	Lige dele alkalisk og højtemperatur (SOEC), el til højtemp. Varme, producerer lavtemp varme til fjv	80
Brint lager	Mindre lagertanke, omkring 100 ltr, 700 bar, kavernelager har omtrent samme omkostning	Hydrogen Storage Cost Analysis, Preliminary Results ²²
Biodiesel	2. generations biodiesel-raffineri. Der regnes med 70% af den faste biomasse laves til flydende biobrændsel, resten forbruges	Samme investering som biogas m. naturgasopgradering pr. kW output.
Indiv. Kedler	Automatiske flis og pillekedler, samt gennemsnit af olie og gaskedler	Energistyrelsen og Energinet: ²³
Indiv. Varmepumper	Gennemsnit af luft-vand og brine-vand varmepumper	Energistyrelsen og Energinet: ²⁴
Indiv. Solvarme	Solvarmeanlæg på tage	SBI ²⁵
Brændselsceller m.m.	Til brint til godstransport, landbrug m.m.	Baseret på 31, var. drift ²⁶

22 Af Brian D. James, Strategic Analysis og NREL, Maj 2012, http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review12/st100_james_2012_o.pdf. Mindre brinttanke uden infrastruktur. Som driftsomkostning medregner vi elforbrug svarende til 2 % af lagret brint, svarende til kompressorelforbrug.

23 Energistyrelsen og Energinet: "Individual Heating Plants and Energy Transport", May 2012, gnsn. af luft-vand og jord-vand VP til eksist. Enfamilieshus.

24 Energistyrelsen og Energinet: "Individual Heating Plants and Energy Transport", May 2012, gnsn. af luft-vand og jord-vand VP til eksist. Enfamilieshus.

25 Kr./MWh. Beregnet fra SBI 2013-08, 19404 mill. kr. invest. sparer 5714 TJ, D&V fratrukket med 20 år * 40€/anlæg pr. År med produktion 2 MWh.

Tabel 6.22: Kilder til priser mm. for energiforsyningsteknologier. Med "teknologikatalog" menes "Technology Data for Energy Plants Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion, Energistyrelsen m.fl., Januar 2014.

Udover ovenstående er til Energistyrelsens brintscenarie anvendt:

- Gasmotorkraftvarme til decentrale kraftvarmeanlæg²⁷.
- Biomasse (træpille)kraftværk til spidslast med elvirkningsgrad på 44%, ingen varmeproduktion og omkostning som spidslastkraft for de andre scenarier (Gas-Combined-Cycle).

26 Der er brugt data for PEM brændselsceller regulerkraft, samt en fuldlast-driftstid på 10 %, hvilket giver en investering på 3,4 kr./kWh pr. år (mia. kr./TWh pr. år). Det forventes at kunne realiseres i køretøjer m.m., hvor spidseffekt leveres af batterier.

²⁷ Technology Data for Energy Plants (Teknologikatalog), Energistyrelsen, jan. 2014, teknologi 06: Gas engines.

6.5 Energipriser og renteniveau

Brændselspriser og tillæg i form af f.eks. CO₂-priser er af stor betydning for hvilket energisystem, der vil være det billigste. Da de samtidig er meget svære at forudsige, vil det altid give en væsentlig usikkerhed for den relative økonomi for valget af energisystem. I vort scenarie, VE-2030, er brændsel kun biomasse, og udgør i øvrigt kun en lille del af de samlede omkostninger, mens brændsel i de andre scenarier er en stor del af de samlede omkostninger.

I Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregninger indgår en lav forventning til fremtidige energipriser: gasolieprisen vil kun stige med 7 % i perioden 2012-2030 mens kul og gaspriser vil falde.

En alternativ vurdering er, at de fossile energipriser vil stige fremover med udtømming af de lettilgængelige ressourcer.

Energistyrelsen forventer at biomasseprisen stiger med 21 % 2012-2030, heraf 8 % frem til 2020 (gennemsnit af halm og træprodukter). Prisen for 2030 er anvendt i beregningerne.

Vi vil derfor arbejde med to prisscenarier:

- Prisscenarie 1: Energistyrelsens forventede fossile energi og biomassepriser for 2030.
- Prisscenarie 2: Højere fossile energipriser, hvor råolie stiger til 150 \$/tønne, gas stiger 72 % til 47€/MWh og kul stiger 30 % til 160 USD/ton. Biomassepriser er som Energistyrelsens forventede priser for 2030.

Det giver så nedenstående brændselspriser for de to prisscenarier.

Pris, kr./GJ	ENS,2012	ENS2020	ENS2030	2030-pris1	2030-pris2
Halm	28	30	33	33	33
Træflis	36	40	46	46	46
Træpiller	70	74	80	80	80
Energipil	37	37	41	41	41
Biomasse, tør, gennemsnit	35	38	43	43	43
Gylle, slam				22	22
Gasolie	119	114	127	127	163
Kul	27	23	24	24	35
Gas	56	59	66	66	97

Tabel 6.23: Energipriser til brug for scenarier, hhv. prisscenarie 1 og 2. Priser for gylle og slam er

transportomkostninger til fællesbiogasanlæg ifølge Teknologikatalog²⁸.

Til priser for leveringsomkostninger af brændsler anvendes Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for 2030.

Som CO₂-pris anvendes prisen for Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for 2030: 216,3 kr./ton. Dette lægges til omkostningerne for fossile brændsler.

Til grundberegninger anvendes prisscenarie 1, mens prisscenarie 2 kan bruges til følsomhedsanalyser.

Da der er eludveksling med udlandet har den internationale elpris betydning for beregningerne. Vi anvender en elmarkedspris på 27,5 øre/kWh, svarende til gennemsnittet for 2012-13 tillagt en forventet stigning på 2,6 øre/kWh. Det antages videre, at elmarkedsprisen påvirkes af den danske eksport og import med 0,01 øre/kWh for hver MW importen/eksporten øges eller sænkes. Dette er umiddelbart en stor markedspåvirkning af dansk import/eksport, men der skal også tages højde for, at dansk eksport af vindkraft kan forventes at ske samtidig med stor vindkraftproduktion i vore nabolande.

Som renteniveau anvendes 4 %. Dette er den rente som Finansministeriet angiver, som rente ved samfundsøkonomiske beregninger for energisektoren.

28 Technology Data for Energy Plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion, Energistyrelsen, januar 2014, teknologi nr. 81.

6.6 Samlede scenarier

Med omstilling til ovenstående energisystem og vedvarende energiforsyning, kan Danmark i 2030 forsynes med vedvarende energi. En scenariekørsel af VE-2030 med beregningsværktøjet Energy Plan viser, at det er muligt time for time at skabe balance mellem forbrug og forsyning af el og varme. Elforsyning og forbrug er angivet i nedenstående tabel 6.24.

Elforsyning	TWh	PJ	%
Vindkraft	39,8	143	84%
Solceller	3,4	12	7%
Kraftvarme	3,1	11	7%
Spidslastkraftværker	1,1	4	2%
I alt	47,6	172	100%
Elforbrug	TWh	PJ	%
Trad. Elforbrug	23,7	85	50%
Fleksibelt forbrug	2,4	9	5%
Varmepumper, fjev.	6,4	23	13%
Varmepumper, hush.	2,3	8	5%
Elbiler og eltog	6,4	23	13%
Brintproduktion	6,9	25	14%
I alt	47,6	172	100%

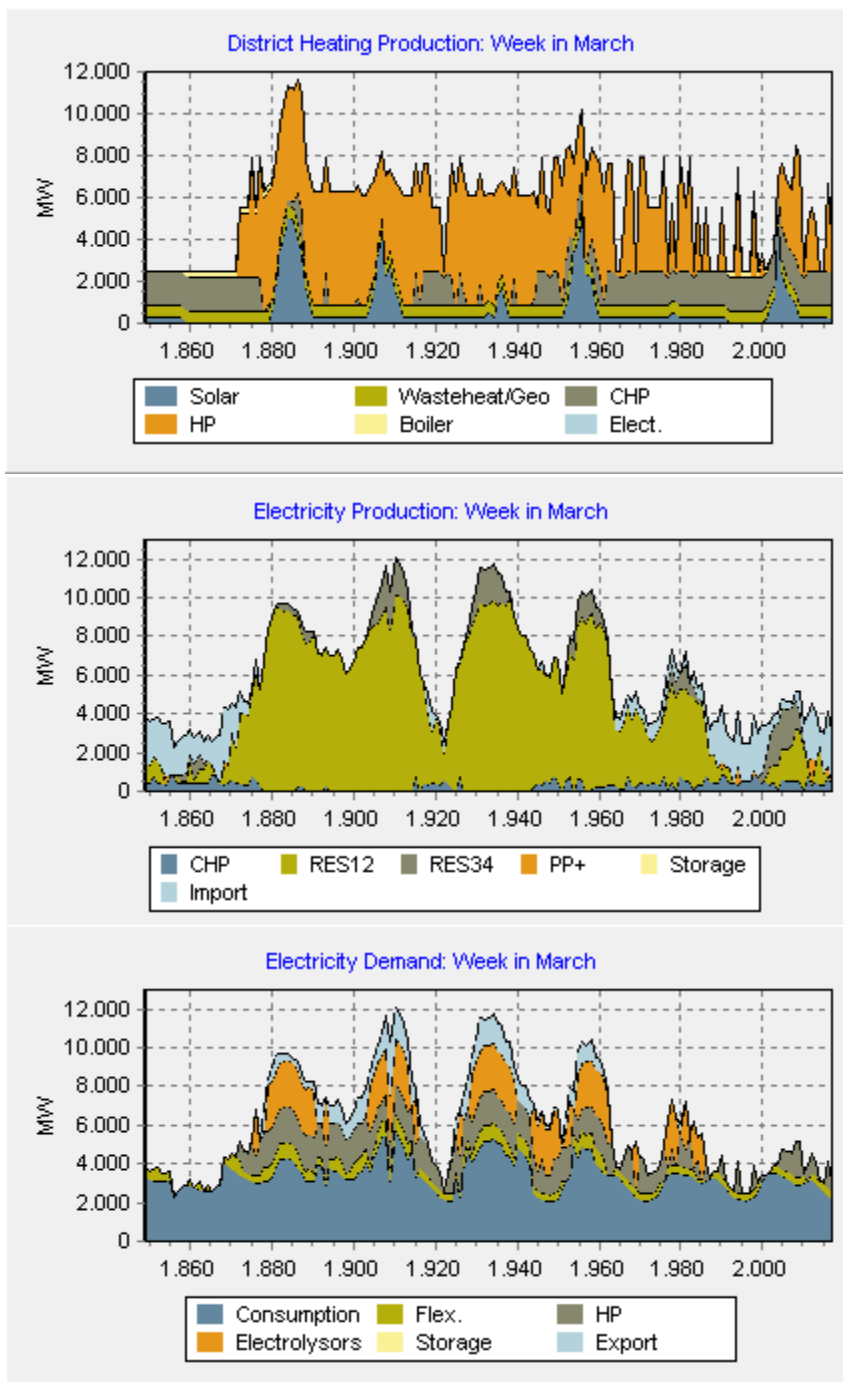
Tabel 6.24: Elproduktion og forbrug i 2030 for VE-2030. Pga. afrundinger er der forskel på de angivne delforbrug og samlede forbrug.

Fjernvarmeforsyningen for VE-2030 er angivet i tabel 6.25.

Fjernvarmeforsyning	TWh	PJ	%
Solvarme	5,5	20	16%
Geotermi	5,2	19	15%
Varmepumper	18,2	66	52%
Kraftvarme	6,0	21	17%
Kedler	0,3	1	1%
I alt	35,1	126	100%

Tabel 6.25: Fjernvarmeforsyning i 2030 i VE-2030. Pga. afrundinger er der op til 0,1 PJ forskel på de angivne delforbrug og samlede forbrug.

Der er store variationer over året. I nedenstående figur er vist variationen i elproduktion, elforbrug og varmeforbrug.



Figur 6.6: Elproduktion, elforbrug og fjernvarmeproduktion en uge i marts i 2030 i VE-2030 med stor variation i vindkraftproduktionen. RES12 er vindkraft, RES34 er solceller, el fra "Storage" er brug af el fra opladte elbiler (anvendes ikke). X-akserne angiver årets timer. Fjernvarmeproduktionen er produktion til de lagre, som udjævner den meget svingende produktionen.

Sammenligning af scenarier

Bruttoenergiforbrug for VE-2030 sammenlignet med Basis-2030, Basis-2, Forbrugsomstilling og Energistyrelsens brintscenarie er angivet i tabel 6.26. Da der er flere forskelle på Energistyrelsens scenariemodell og den her opstillede modell, har det været nødvendig med en række justeringer af Energistyrelsens brintscenarie for at kunne lave en retvisende sammenligning med de øvrige scenarier. Denne tilpasning er beskrevet i Bilag 1.

PJ	VE-2030	Forbrugs- omstilling.	Basis2	Basis	Energistyr. brintscen.
Fossil energi	0	185	271	352	174
Biomasse inkl. affald	134	197	216	205	153
Geotermi	19	0	0	0	0
Vindkraft	143	71	71	71	128
Solenergi	38	6	8	8	9
Omgivelsesv arme	60	18	18	18	51
Elimport	1	1	7	14	2
SUM	395	478	591	669	523
CO ₂ -udslip	0*	14 mill. tons	20 mill. tons	26 mill. tons	13 mill. tons

Tabel 6.26: Bruttoenergiforbrug for de 5 scenarier, beregnet med EnergyPlan og ovenstående forudsætninger, angivet i PJ. Biomasse omfatter også affald på nær VE-2030, hvor der ikke er regnet med brug af andet affald end sorterede biomassefraktioner. Pga. begrænsninger i modellen er geotermi kun medtaget i VE-2030, men det udgør kun 1,7 PJ for Energistyrelsens brintscenarie og under 0,5 PJ for de øvrige scenarier. Energiforbrug i fossil energiproduktion og i raffinaderier medregnes ikke i nogle af scenarierne. Energistyrelsens brintscenarie er gennemregnet med EnergyPlan som de øvrige scenarier og samme forudsætninger, så resultaterne er så sammenlignelige som muligt. Se bilag 1.

* Der er intet udslip af CO₂ eller andre drivhusgasser fra brug af fossil energi, mens brugen af biomasse forventes netto at reducere udslip af drivhusgasser i forhold til at fortsætte eksisterende landbrug og skovbrug uden øget produktion af biomasse.

De økonomiske hovedtal for VE-2030 sammenlignet med Basis-2030, Basis-2, Forbrugsomstilling og Energistyrelsens brintscenarie er angivet i tabel 6.27.

mia. kr. pr. år	VE-2030	Forbrugs- omstilling	Basis2	Basis	Energistyr. brintscen.
CO ₂ -om- kostninger	0,0	3,1	4,4	5,7	2,6
Fossile brændsler	0,0	20,4	28,7	40,6	22,1
Biomasse	7,5	4,6	6,6	6,7	6,3
Drift&vedl.	9,3	6,9	7,2	7,4	7,7
Eludveksl.	2,1	1,5	2,0	2,5	2,4
Investeringer	41,1	27,8	15,9	16,2	27,8
Elnet	2,2	1,3	1,4	1,6	2,2
I alt	62,3	65,5	66,2	80,7	71,4

Tabel 6.27: Omkostning ved energiforsyning og ekstra besparelser m.m. for de 5 scenarier, beregnet med EnergyPlan og ovenstående forudsætninger, angivet i milliarder kr. pr. år. For VE-2030 og Forbrugsomstilling er investeringsomkostningerne (de årlige omkostninger til afskrivning og forrentning af investeringer) til ekstra besparelser og erhvervslivets omstilling til vedvarende energi i alt 15 milliarder kr. ud over Basis-2030. Det svarer i VE-2030 til 37 % af samlede investeringsomkostninger.

Sammenlignes scenariernes økonomi, ses at med de givne forudsætninger har VE-2030 de laveste samfundsmæssige omkostninger.

At Basis 2 er billigere end Basis-2030 er naturligt, idet der her er foretaget omstillinger, der giver energibesparelser uden omkostninger.

Når Basis 2 og "Forbrugsomstilling" har nogenlunde samme omkostning viser det, at med de gjorte forudsætninger har de foreslåede besparelser og brændselsændringer i slutforbrug mindre betydning for den samlede økonomi. Besparelserne er dog en forudsætning for det følgende scenarie med 100 % vedvarende energi, og de har derfor en værdi på denne måde.

Endelig viser tabellens sidste kolonner, at omstillingen til 100 % vedvarende energi er billigere end fortsat brug af fossil energi. Denne forskel er større end den medregnede CO₂-omkostning, og VE-2030 er derfor billigst uanset hvilket CO₂-pris der anvendes, selvom forskellen så vil være meget lille i forhold til Forbrugsomstilling.

Baggrunden for, at omstilling til vedvarende energi er økonomisk fordelagtig allerede i 2030 i VE-2030-scenariet, skyldes både forudsætninger, der er gennemgået i det ovenstående og de foreslåede tiltag. Følgende tiltag har væsentligst betydning:

- Udbygning med landmøller, fremfor alene udbygning med havmøller, som antaget i andre scenarier.
- Energibesparelser i erhvervslivet, inkl. langsigtede investeringer med tilbagebetalingstid på op til 10 år, hvilket er samfundsmæssigt fordelagtigt.
- Energispareindsatser i boliger med øget rådgivning, så forbrugerne kan vælge de

mest energioekonomiske løsninger, og i højere grad foretage energirenoveringer.

- Energibesparelser og udskiftning af oliefyr og gasfyr til vedvarende energi i yderområder med støtte, f.eks. i form af lånegarantier, så samfundsmæssigt rentable investeringer også kan foretages i disse dele af landet.
- Kraftig udbygning med varmepumper til fjernvarme og varmelagre, parallelt med udbygning af vindkraften.
- Omstilling af transportbrændsel til el, idet elbiler forventes at være billigst fra 2020.
- Omstilling af transport til jernbaner på strækninger, hvor der er stor transportmængde, frem for investeringer i nye motorveje.

Om projektet

Dette notat er udarbejdet som en del af projektet "Hurtig omstilling til vedvarende energi" ved VedvarendeEnergi med Gunnar Boye Olesen om projektleder, og med støtte fra VELUX-Fonden. Projektet løber juli 2013 til februar 2015. Læs mere på www.ve.dk.

Bilag 1: Sammenligning af Energistyrelsens brintsценarie beregnet med EnergyPlan og med Energistyrelsens Energibalancemodel

Energistyrelsens brintsценarie er, ligesom Energistyrelsens andre scenarier for 2035 og 2050, beregnet med Energistyrelsens Energibalancemodel (EBM). Herfra er det muligt at udtrække årlige værdier for alle relevante energistrømme. For at kunne sammenligne scenariet med VedvarendeEnergi's scenarier er forbrugsdata og kapaciteter fra Energistyrelsens brintsценarie for 2035 udtrukket fra EBM og modificeret, så scenariets afgrænsninger svarer til VedvarendeEnergi's scenarier, og så det kan beregnes med scenarieprogrammet EnergyPlan. Dermed kan scenariet ved hjælp af EnergyPlan sammenlignes med VedvarendeEnergi's scenarier for omstilling til vedvarende energi til 2030, med den bemærkning at Energistyrelsens scenarie er for 2035, mens VedvarendeEnergi's scenarier er for 2030. Dette bilag gennemgår modificeringen af Energistyrelsens brintsценarie for 2035 og illustrerer hvad modifikationerne betyder.

Den væsentligste modifikation er, at VedvarendeEnergi's scenarie ikke inkluderer energi til luftfart og skibe (international transport). Dette energiforbrug er derfor fratrukket. Desuden er der enkelte modifikationer af hensyn til EnergyPlan programmet. Pga. EnergyPlans økonomisk optimering bliver der en lidt anderledes fordeling af el- og varmeproduktionen. Et par væsentlige forskelle i forudsætninger mellem Energistyrelsens og VedvarendeEnergi's scenarier er, at den internationale elmarkedspris er næsten dobbelt så høj i Energistyrelsens forudsætninger som i VedvarendeEnergi's, og at elnetforstærkninger er ca. 5 gange så dyre i Energistyrelsens forudsætninger som i VedvarendeEnergi's. Andre energipriser og priser for elkonverteringsteknologi er generelt det samme for de to modeller.

Olieforbrug

Forbrug af fossil olie og flydende biobrændsler er angivet i hhv. tabel B1-1 og tabel B1-2.

Fossil olie	EBM (PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Transport, indenlands	110.1	30.58	30.58
Transport, skibe og fly	34.7	9.64	0
Erhverv	16.8	4.68	4.68
I alt	161.6	44.90	35.26

Tabel B1-1. Fossilt olieforbrug. Transport indenlands er sum af benzinforbrug (34.8 PJ) fratrukket biobrændsel i benzin (3.9+1.3 PJ) og dieselforbrug til landtransport (person-vare og lastbiler, busser og tog). Transport, skib og fly er olie til skibe (8 PJ) og fossilt jetbrændstof (26.7 PJ). Forbrug i

erhverv er olie til kedler i procesindustrien.

Bioolier	EBM (PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Transport, indenlands	5.2	1.44	1.44
Transport, skibe og fly	12.9	3.58	0
I alt, fra bioraffinaderi	22.0	5.03	1.44

Tabel B1-2. Forbrug af flydende biobrændsler. Indenlandsk forbrug er biobrændsel i benzin (3.9+1.3 PJ). Forbrug til fly og skibe er bio-jetbrændstof og RME til skibe.

Brintforbrug

Brint bruges i Energistyrelsens brintscenarie både til transport direkte, til produktion af flydende biobrændsler ved en proces med halm som input og til opgradering af biogas til syntetisk naturgas. Det giver et brintforbrug som angivet i tabel B1-3.

Brint	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Transport, direkte	6.4	1.78	1.78
Til flydende biobrændsler, indenlands	2.2	0.62	0.62
Til flydende biobrændsler, skibe og fly	5.4	1.49	0
Til biogas-opgradering	7.6*	2.10	2.10
I alt, fra elektrolyse	21.6*	5.99	4.50

Tabel B1-3. Brintforbrug. Direkte transport er til brintlastbiler. Brint til flydende brændsler, indenlands, er andel af brintforbrug til bioraffinaderier i forhold til andel af biobrændsler til vejtransport.

* I EBM er brintproduktion angivet til 15.1 PJ, idet brint til opgradering af biogas ikke er medtaget under brint; men er angivet som et elforbrug på 9.7 PJ til biogas-opgradering med det resultat, at den producerede syntetiske biogas har et energiindhold på 16.2 PJ og forbruget af biogas er 10.5 PJ, dvs. der tilføres 5.7 PJ. Elforbruget på 9.7 PJ er konverteret til et brintforbrug på 7.6 PJ med den effektivitet for elektrolyse, som anvendes i VedvarendeEnergi's scenarier (78%).

Varmeforbrug og varmekilder

Varmeforbruget kan opdeles i individuelt forbrug, forsynet af biomasse, varmepumper og solvarme, samt i fjernvarme, der er opdelt i centrale og decentrale net.

Det individuelle rumvarmeforbrug dækkes af biomasse, solvarme og varmepumper. Der er til

rumvarme et biomasseforbrug på 27.7 PJ (7.69 TWh), mens solvarme dækker 2.5 PJ (0.69 TWh). Individuelle varmepumper dækker et rumvarmeforbrug på 50.5 PJ (14.03 TWh) og et lavtemperaturvarmeforbrug i industrien på 3.9 PJ (1.08 TWh), i alt 15.11 TWh.

Fjernvarmeforbruget dækkes af bio-kraftvarme, affaldskraftvarme, varmepumper, kedler, overskudsvarme og geotermisk varme. Til analyse med EnergyPlan fratrækkes den geotermiske varme og overskudsvarme fra fjernvarmeforbruget, der dækkes af de øvrige kilder. Fjernvarmeforbrug er vist i tabel B1-4.

Decentrale fjernvarmenet	EBM (PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Varmebehov inkl. rørtab	44.0	12.23	
Geotermisk varme	3.1	0.86	
Overskudsvarme, industri	1.5	0.42	
Overskudsvarme, biogasopgradering	2.4	0.67	
Varmeforbrug, biogasanlæg	-2.1	-0.58	
Resterende varmeforbrug	39.11	10.86	10.86
Heraf dækker solvarme	2.5	0.69	0.69
Heraf dækker kraftvarme, varmepumper, kedler	36.61	10.17	
Centrale fjernvarmenet	EBM (PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Varmebehov inkl. rørtab	66.0	18.34	
Geotermisk varme	1.7	0.47	
Overskudsvarme, industri	3.2	0.89	
Overskudsvarme, bioraffinaderier	5.6	1.56	(0.78)
Resterende varmeforbrug	55.5	15.42	16.20
Heraf dækker solvarme	1.0	0.28	0.28
Heraf dækker affaldskraftvarme	27.4	7.61	7.61
Heraf dækker kraftvarme, varmepumper, kedler	27.1	7.53	

Tabel B1-4. Fjernvarmeforbrug inkl. rørtab. Højre kolonne angiver input-data til EnergyPlan. Da bioraffinaderier i VedvarendeEnergi's scenarier ikke leverer biobrændsler til fly og skibe er spildvarmen fra bioraffinaderier halveret. Ud over det angivne varmeforbrug er der i EBM regnet

med et tab i de centrale fjernvarmenet på 1.6 PJ (0.44 TWh), da ikke al varme produceret med affaldsvarme og solvarme om sommeren forventes at kunne udnyttes.

Fordelingen mellem varmforsyning fra kraftvarme, varmepumper og kedler bestemmes af EnergyPlan ved en økonomisk optimering time for time af el-og varmforsyningen. Da denne optimering ikke kan forventes at være ens for EnergyPlan og EBM, vil der være en divergens mellem resultaterne.

Fordelingen af varmforsyning mellem de forskellige kilder er angivet i tabel B1-5 for scenariet med hhv. EBM og EnergyPlan.

Decentrale fjernvarmenet	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan (TWh)
Solvarme	2.5	0.69	0.69
Varmepumper	9	2.50	3.38
Kedel	20.7	5.75	5.78
Kraftvarme	6.7	1.86	1.02
I alt (ekskl. geotermi)	38.90	10.81	10.87
Centrale fjernvarmenet	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan (TWh)
Solvarme	1	0.28	0.28
Varmepumper	2.6	0.72	2.91
Kedel	3.9	1.08	2.09
Kraftvarme	22.1	6.14	3.72
Affald	27.4	7.61	7.61
Fjernvarmespild	-1.6	-0.44	-0.32
I alt (ekskl. geotermi)	57.0	15.39	16.20

Tabel B1-5. Fjernvarmforsyning ekskl. spildvarme, geotermi og biogas for hhv. Energistyrelsens brintscenarier med hhv. EBM og EnergyPlan til sammenligning med VedvarendeEnergi scenarier.

Som det ses af Tabel B1-5, er hovedforskellen mellem Energistyrelsens scenarie med EBM og scenariet med EnergyPlan, at der er større brug af varmepumper og mindre brug af kraftvarmeanlæg i versionen med EnergyPlan. Det kan forklares med den væsentligt lavere international elpris i VedvarendeEnergi's model, så det sjældnere kan betale sig at producere el til eksport.

De øvrige forskelle er beskedne, f.eks. er fjernvarmespildet 0,12 TWh mindre med EnergyPlan og varmeproduktionen er 0.05 TWh større i EnergyPlan for de decentrale net pga. en lille leverance i EBM fra varmelager, der tilsyneladende ikke fyldes op igen.

Elforbrug og elproduktion

Elforbrug består af "almindeligt" elforbrug, el til transport, el til varmepumper, el til brintproduktion og el direkte til transport. "Almindeligt" elforbrug er i EBM opdelt i traditionelt elforbrug, el til procesvarme, el til geotermi, samt el til biogas, dels til anlægsdrift dels til opgradering af biogas til naturgaskvalitet uden brint. Til input til EnergyPlan er alle disse elforbrug summeret til "almindeligt" elforbrug på 30,86 PJ, hvortil kommer elvarme på 0,26 PJ, i alt 31.13 PJ.

En stor del af elforbruget dækkes af industrikraftvarme, kraftvarme på biobrændselsfabrikker, affaldskraftvarme, samt vindmøller og solceller. Resten dækkes af kraft- og kraftvarmeværker samt import. Til EnergyPlan input er elproduktion fra biobrændselsproduktionskraftvarme og industriel kraftvarme slået sammen til industriel kraftvarme med en elproduktion på 2,36 TWh. Elbalancen er vist i tabel B1-6.

Elbalance	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Traditionelt elforbrug	110.06	30.57	
El til procesvarme	0.47	0.13	
El til geotermi	1.03	0.29	
Biogasanlæg+opgradering uden brint	0.5	0.14	
I alt	112.1	31.13	31.13*
Elbiler	10.1	2.81	2.81
Eltog	2.6	0.72	0.72
VP-i alt	16.79	4.66	(7.04)
Brint-elektrolyse, biogas-hydrogenisering	35.74	9.93	(8.06)
SUM, forbrug	177.29	49.25	(49.76)
Biobrændselsproduktion	0.8	0.22	0.11**
Industri-KV	8.1	2.25	2.25**
Affalds-KV	10	2.78	2.78
Havvind	89.4	24.83	24.83
Landvind	38.8	10.78	10.73
Solceller	3.1	0.86	0.85
Dækkes af KV, kraftværker, import	27.1	7.53	(5.93)
SUM, forsyning	177.3	49.25	(49.76)

Tabel B1-6. Elforbrug og elforsyning. Højre kolonne er input til EnergyPlan, dog er tal i parentes ikke input, men er resultater af beregninger baseret på f.eks. varmepumpebrug (se Tabel B1-5) og brintproduktion (se Tabel B1-3).

* Input til EnergyPlan er opdelt i traditionelt elforbrug på 30,86 PJ og elvarme på 0,27 PJ.

** Kraftproduktion fra biobrændselsproduktions kraftvarme og industriel kraftvarme er til input til EnergyPlan kombineret i industriel kraftvarme med en elproduktion på 2,36 TWh. Da biobrændsel til international transport ikke er med i VedvarendeEnergi's scenarier er biobrændselsproduktionen mindre i input til EnergyPlan end i Energistyrelsens scenarieberegning med EBM.

Som det ses af tabel B1-6 er det elforbrug, der skal dækkes af kraftvarme- og kraftværker, samt import, lidt større i modelleringen med EnergyPlan end med EBM. Det skyldes den større brug af varmepumper i EBM, mens det mindre elforbrug til brint til produktion af biobrændsler til skibe og fly virker i modsat retning.

Pga. forskel i optimeringen i EnergyPlan og EBM er der en afvigelse mellem de to modeller mht. fordeling af elproduktion mellem kraftvarmeværker (spidslast) kraftværker og elimport/eksport. Forskellen er vist i tabel B1-7.

	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan input (TWh)
Bio-KV central	16.2	4.50	3.40
Bio-KV decentral	7.7	2.14	1.11
Bio-kraft	9.0	2.50	0.87
Import - eksport	-5.8	-1.61	0.69
Ikke udnyttet vindkraft	0	0.00	-0.14
I alt	27.1	7.53	5.93

Tabel B1-7. Fordeling af elforsyning mellem kraft- og kraftvarme samt import/eksport.

Som det ses af tabel B1-7 er den største forskel på scenariet med EBM og med EnergyPlan, at der er eleksport med EBM og elimport med EnergyPlan. Det kan forklares med den store forskel i international elmarkedspris, der er i Energistyrelsens forudsætninger og i EnergyPlans forudsætninger. For at vurdere betydningen af denne forskel er der sidst i dette bilag beskrevet et gennemregning af scenariet i EnergyPlan med samme internationale elmarkedspris, som anvendes af Energistyrelsen.

Gasforsyning og forbrug

Gas bruges i scenariet til industri, kraft og kraftvarmeproduktion, samt i mindre omfang til transport og andet. For at konvertere scenariet til EnergyPlan er både gasforsyning og gasforbrug reduceret med 1.58 TWh. Forskellen skyldes, at der i EnergyPlan ikke er opgradering af biogas til naturgas med brint, men ved at fjerne CO₂. Derfor giver anvendelse af 4.7 TWh biogas med EnergyPlan en produktion på 4.7 TWh syntetisk naturgas, mens det i EBM giver 6.31 TWh (22,7 PJ). For at få samme forbrug af fossilt gas er forbruget af gas til transport reduceret med 0.25 TWh, andet gasforbrug (anden brug af syntetisk naturgas) reduceret med 0.75 TWh og forbruget til industri med 0.58 TWh, i alt 1.58 TWh. I scenariet med EnergyPlan er brintforbruget medregnet som forbrug, som det fremgår af tabel B1-3. I øvrigt er gasforbruget mindre i scenariet med EnergyPlan dels fordi gas til skibe ikke er medtaget i VedvarendeEnergi's scenarier, dels fordi der er mindre kraft- og kraftvarmeproduktion som det fremgår af tabel B1-7. I tabel B1-8 er en oversigt over gasforsyning og forbrug.

Naturgasbalance	EBM(PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan (TWh)
Dec.KV	15.6	4.33	2.21
Central KV	0	0	0
Kraftværker	2.8	0.78	0.36
Industri	57.3	15.92	15.34
Transport	0.9	0.25	0
Udl. transport	0.6	0.17	0
Forbrug, andet, SNG	2.7	0.75	0
SUM	79.9	22.2	17.91
Fra biogas	22.7	6.31	4.73
Fossil gas	57.3	15.92	13.18
SUM	79.9	22.2	17.91

Tabel B1-8 Gasbalance, der kombinerer fossil naturgas og syntetisk naturgas produceret af biogas.

Det mindre fossile gasforbrug i scenariet med EnergyPlan skyldes dels den mindre el- og kraftvarmeproduktion, dels at gas til skibstransport ikke medregnes (0.17 TWh).

Brug af fast biomasse

Der bruges i scenariet fast biomasse til kraft- og varmeproduktion, rumvarme samt bioraffinaderier til produktion af flydende brændsel. Forbrug af fast biomasse er vist i tabel B1-9.

Biomasseforbrug	EBM/PJ	EBM (TWh)	EnergyPlan (TWh)
Central kraftvarme	42.6	11.83	7.92
Dec fjervarmekedler	20.7	5.75	5.79
Centrale fjernvarmekedler	3.9	1.08	2.00
Kraftværker	17.4	4.83	1.61
Bioraffinaderier	22.4	6.22	2.08
Rumvarme	27.7	7.69	7.69
SUM	134.70	37.42	27.09
Affald	38.6	10.72	10.72

Tabel B1-9. Forbruget af fast biomasse til energi, samt affald. Der er ikke i tabellen medregnet input til biogasanlæg.

Det ses at tabel B1-9 at der er et mindre forbrug af biomasse i scenariet med EnergyPlan. Det skyldes mindre forbrug til el- og varmeproduktion og mindre forbrug på bioraffinaderier (4.14 TWh), som igen dels skyldes ingen biobrændsel til skibe og fly og en forudsætning om lidt højere effektivitet på bioraffinaderier i VedvarendeEnergi's forudsætninger.

Samlede energiforbrug

Baseret på ovenstående kan en oversigt over energiforbrug opstilles, se tabel B1-10.

Olie	EBM (PJ)	EBM (TWh)	EnergyPlan (TWh)
Fossil gas	162	45	35
Olie	57	16	13
Fossil energi i alt	219	61	48
Biomasse inkl. biogas, affald	190	53	43
Geotermi	4.8	1	1
Vindkraft	128.2	36	36
Solenergi	9.1	3	3
Elimport	-6	-2	1
SUM, bruttoforbrug	546	152	131
Skibe og fly, endelig forbrug	48	13	0

Tabel B1-10. Oversigt over energiforbrug (bruttoenergiforbrug) med EBM og EnergyPlan.

Som det ses af tabel B1-10 er der en del forskel på bruttoenergiforbruget med scenariet gennemregnet med hhv. EBM og EnergyPlan. Hvis scenariet med EBM simpelt fratrækkes den energi, der leveres til skibe og fly, er det resterende samlede energiforbrug med EBM 138 TWh, hvilket kun er 5 % højere end resultatet med EnergyPlan. Dette må vurderes at være indenfor den forskel, der altid vil være, når et scenarie gennemregnes med forskellige modeller. En del af forskellen skyldes, at der uden biobrændsler til skibe og fly heller ikke er tab i produktionen af disse, samt at der uden eleksport er mindre tab på kraftværkerne.

Økonomiske resultater

Scenariets økonomi er gennemregnet med EnergyPlan med de forudsætninger, der er gennemgået i dette notat. Resultaterne kan ses i Tabel B1-11.

CO ₂ -omkostninger	2614	mio. kr.
Fossile brændsler	22173	mio. kr.
Biomasse	6364	mio. kr.
Eludveksling	2441	mio. kr.
Drift og vedligeholdelse	7767	mio. kr.
Investeringer	27853	mio. kr.
Elnet	2183	mio. kr.
I alt	71395	mio. kr.

Tabel B1-11. Samlede årlige omkostninger, beregnet med EnergyPlan, tillagt omkostninger til geotermi (1,3 TWh geotermi med drift og vedligeholdelse 143 mio. kr./år og afbetaling af investeringer 290 mio. kr.), samt tillagt omkostninger til elnet efter samme retningslinjer som til VedvarendeEnergi's scenarier.

Omkostningerne i tabel B1-11 er ikke direkte sammenlignelige med resultaterne fra EBM, der har en samlet årlig omkostning på 134,1 milliarder kr. Den største forskel skyldes, at der i EBM er medregnet omkostninger til transportmidler på 72,8 milliarder kr., hvoraf kun 33 milliarder kr. er brændsel og CO₂-omkostninger. Desuden er der medregnet brændsel til skibe og fly (8,4 milliarder kr./år), samt en højere omkostning til elnet i forhold til VedvarendeEnergi's scenarier (7,6 milliarder kr.). Hvis omkostningerne beregnet med EBM reduceres med disse omkostninger, der ikke er med i VedvarendeEnergi's scenarier, er de resterende omkostninger 78,3 milliarder kr., eller 9 % højere end omkostningerne beregnet med EnergyPlan. Der vil altid være en forskel på resultater for et scenarie beregnet med forskellige modeller; men forskellen på 9 % indikerer, at der også er mindre forskelle i de øvrige anvendte

forudsætninger.

Alternativ beregning med højere elmarkedspris

En væsentlig forskel på forudsætningerne mellem Energistyrelsens scenarier og VedvarendeEnergi's scenarier er forskellen på elpris på det internationale elmarked. For at vurdere betydningen af denne forskel ved brug af EnergyPlan, er scenariet gennemregnet med en elmarkedspris på i gennemsnit 54,6 øre/kWh (151.78 kr./GJ), som anvendes i Energistyrelsens scenarier. Det 99 % højere end den gennemsnitspris, der anvendes i VedvarendeEnergi's scenarier for det internationale elmarked. Hovedresultater for scenariet med den høje elpris er vist i tabel B1-12.

	EBM (TWh), høj elpris	EnergyPlan, lav elpris (TWh)	EnergyPlan, høj elpris (TWh)
El fra biokraft-og kraftvarme	9	5	14
Elimport, netto	-2	1	-8.2
Fossilt gasforbrug	16	13	18.4
Samlet fossil energiforbrug	61	48	53.7
Biomasse inkl. biogas, affald	53	43	53.8
Bruttoenergiforbrug	152	131	138.6
Samlede omkostninger	Ikke sammenlignelig	71.4 mia. kr.	70.7 mia. kr.

Tabel B1-12 Hovedtal for scenarier med hhv. lav og høj elpris, angivet i TWh undtaget samlede omkostninger, der er angivet i milliarder kr./år.

Det ses af tabel B1-12, at der ved en høj elpris bliver en væsentlig nettoeksport af el med EnergyPlans økonomiske optimering. Det giver et øget bruttoenergiforbrug og også et øget fossilt energiforbrug, hvilket skyldes de større tab i elforsyningen pga. den større termiske elproduktion. Bruttoenergiforbruget bliver faktisk højere end bruttoenergiforbruget i EBM fratrukket energileverancen til skibe og fly (138 TWh). Et andet resultat er, at de samlede omkostninger er lidt lavere ved den højere elpris. Det er en konsekvens af, at elsystemet ifølge modellen får en fortjeneste på at sælge el ved den høje elpris. Forskellen er dog ikke så stor, at det vil ændre scenariets økonomi sammenlignet med de andre scenarier i dette notat.

Output specifications

Denmark2030-VE-bio.txt

The EnergyPLAN model 11.2



	District Heating Production																				RES specification									
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total					
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage GW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage GW	Balance MW	Wind MW	Offshore MW	Photo MW	Wave MW	Other MW	
January	335	335	0	0	2957	18	296	821	1705	0	2	0	267	115	3293	18	296	188	2631	0	2	0	112	158	2081	3233	73	0	5386	
February	317	197	0	120	2795	99	296	705	1778	0	2	0	252	-84	3112	99	296	194	2620	0	2	0	89	-99	2222	3595	245	0	6063	
March	273	130	0	143	2408	137	296	833	1135	0	2	0	273	6	2681	137	296	184	1921	0	2	0	107	141	1745	2872	359	0	4976	
April	204	175	0	29	1799	344	296	573	314	0	2	0	145	271	2003	344	296	59	1444	0	2	0	95	-142	1637	2899	594	0	5129	
May	134	134	0	0	1179	384	296	366	135	0	2	0	13	-3	1313	384	296	42	868	0	2	0	162	-278	1357	2706	992	0	5055	
June	98	98	0	0	862	499	296	172	34	0	2	0	19	-140	960	505	296	41	395	0	2	0	324	-279	1456	2735	651	0	4843	
July	79	79	0	0	700	407	296	335	12	0	2	0	98	-362	779	408	296	81	166	0	2	0	397	-174	979	2101	812	0	3893	
August	82	82	0	0	725	392	296	331	5	0	2	0	235	-301	808	392	296	48	198	0	2	0	400	-129	1261	2396	293	0	3949	
September	116	116	0	0	1022	249	296	490	34	0	2	0	268	-47	1138	249	296	68	564	0	2	0	400	-41	1547	2755	314	0	4617	
October	180	180	0	0	1589	130	296	724	267	0	2	0	262	170	1769	130	296	120	975	0	2	0	347	246	1548	2643	206	0	4397	
November	254	254	0	0	2242	40	296	696	1137	0	2	0	50	71	2496	40	296	153	2114	0	2	0	297	-109	2038	3358	79	0	5475	
December	307	307	0	0	2710	23	296	712	1950	0	2	0	239	-272	3017	23	296	185	2526	0	2	0	202	-15	2131	3228	30	0	5389	
Average	198	174	0	24	1746	227	296	563	707	0	2	0	177	-48	1944	228	296	114	1364	0	2	0	245	-59	1664	2872	388	0	4924	
Maximum	352	352	0	334	3106	2475	296	1331	2400	0	2	0	300	2651	3458	2512	296	273	3000	0	2	0	400	2887	4978	5988	4000	0	12768	
Minimum	71	0	0	0	629	0	296	0	0	0	2	0	0	-3665	700	0	296	1	0	0	2	0	13	-3425	0	0	0	0	0	
Total for the whole year																														
TVh/year	1,74	1,53	0,00	0,21	15,34	1,99	2,60	4,95	6,21	0,00	0,02	0,00	-0,42		17,08	2,00	2,60	1,00	11,99	0,00	0,02	0,00	-0,52		14,61	25,23	3,41	0,00	43,25	

ANNUAL COSTS (Million DKK)	DHP & Boilers MW	CHP2 MW	PP CAES MW	Individual MW	Transport MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Storage MW	Sum MW	Import MW	Export MW
Total Fuel -																
Uranium -																
Coal -																
FuelOil -																
GasOil/Diesel -																
Petrol/LP -																
Ngas -																
Biomass -																
Food Income -																
Waste -																
Marginal operation costs -																
Total Electricity exchange -																
Import -																
Export -																
Bottleneck -																
Fixed Implex -																
Total CO2 emission costs -																
Total Ngas Exchange costs -																
Total variable costs -																
Fixed operation costs -																
Annual Investment costs -																
TOTAL ANNUAL COSTS -																
RES Share: 100,0 Percent of Primary Energy																
120,4 Percent of Electricity																
46,4 TWh electricity from RES																

25-oktober-2014 [12:11]