



Ea Energianalyse

VTT

Januar
2026

Analyse af SMR-teknologiers indpasning og effekter i det danske energisystem

Teknisk analyse og energisystemanalyse af indpasning af SMR i Danmark

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6 tv.
1457 København K
www.eaea.dk

VTT Technical Research Centre of Finland
Teknikatie 21, Espoo
P.O. Box 1000
FI-02044 VTT
Finland
www.vttresearch.com

Indhold

1. Resumé	4
2. Status og perspektiver for SMR-teknologi	10
2.1. Brændsel og affald	11
2.2. Slutdeponi	12
2.3. Regulering og godkendelse	12
2.4. Teknologiscreening	13
2.5. Økonomi	15
2.6. Fremskrivning mod 2050	16
3. Energisystemanalyse af indpasning af SMR i Danmark	19
3.1. Metode	19
3.2. Referenceudvikling i energisystemet	22
3.3. Effekter på elsystemet af etablering af SMR-anlæg i Danmark	24
3.4. Økonomisk værdi af SMR	25
3.5. Europæiske SMR-investeringsscenarier	27
4. Forkortelser og ordforklaringer	28

1. Resumé

Danmarks energihistorie er præget af store forandringer. Fra at være næsten fuldstændig afhængig af olie i starten af 1970'erne, har Danmark haft fokus på energieffektivisering, diversificering og udvikling af vedvarende energi. Således udgjorde VE-andelen mere end 80% af den danske elproduktion i 2023. Rammerne for dansk energipolitik og VE-udbygning har typisk været fastlagt gennem bredt funderede energiaftaler. Etablering og drift af atomkraft reguleres principielt gennem Atomanlægsloven fra 1976. I 1985 vedtog Folketinget dog en beslutning om, at offentlig energiplanlægning skal ske uden atomkraft. Ifølge elforsyningsloven kan der ikke etableres nukleare produktionsanlæg.

Energistyrelsen har siden 2018 udgivet Analyseforudsætninger til Energinet (AF), og efter vedtagelsen af Klimaloven i 2020 har de danske energimyndigheder årligt udgivet Klimafremskrivninger (KF). De to publikationer viser udviklingen af elsektoren og energisektoren mod 2050 og har udgangspunkt i detaljeret modellering baseret på de energipolitiske rammer, der er vedtaget (KF) og på de vedtagne energipolitiske målsætninger (AF).

Der har de seneste år været en stigende interesse for nye atomkraftteknologier såsom små modulære reaktorer (SMR) i Danmark og i EU. Det skal bl.a. ses i lyset af den løbende udvikling af de nye SMR-teknologier, øget fokus på at sikre balance i et VE-baseret energisystem mhp. stabil elforsyning, øget erhvervsinteresse, samt øget fokus på europæisk energiuafhængighed.

Folketinget vedtog den 14. maj 2025 følgende tekst:

'Grøn strøm fra sol og vind skal fortsat udgøre hjørnестenen i dansk energiforsyning. Folketinget anser ikke konventionel atomkraft for relevant i Danmark. Folketinget noterer, at regeringen iværksætter en analyse, der skal uddybe potentialer og risici ved nye atomkraftteknologier samt forskellige konsekvenser ved en ophævelse af forbuddet mod atomkraft.'

Energistyrelsen udbød på den baggrund i september 2025 en analyse om atomkraft. Ifølge udbudsmaterialet skal analysen indeles i en teknisk analyse af SMR-teknologier i en dansk kontekst samt i en energisystemanalyse. Den samlede analyse skal bl.a. afdække nye atomkraftteknologiers potentialer, teknologisk modenhed, omkostninger mv., og herunder afdække SMR-teknologiens muligheder og begrænsninger ift. indpasning i et fremtidig dansk energisystem domineret af sol og vind. Analysen skal dermed tilvejebringe viden om SMR-teknologien og klarhed over konsekvenser ved en evt. ophævelse af forbuddet. Tidsperspektivet for analysen går frem til 2035 og 2050.

Med denne rapport fremlægges analysens hovedresultater og hovedkonklusioner. En mere detaljeret gennemgang af analysen kan findes i de to bilagsrapporter: 1) *Small Modular Reactors in Denmark: A Technology and Cost Review* og 2) *Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system*.

Betegnelsen SMR dækker over et bredt spektrum af nye atomkraftteknologier med og uden elproduktion. De planlægges med modulopbygning (fabriksfremstillede komponenter), med såkaldt passive sikkerhedssystemer og de er markant mindre end traditionelle reaktorer der ofte er større end 1000 MW_{el}. Mange koncepter er i størrelsen 300 MW_{el}, men der er projekter op til 470 MW_{el} og ned til ca. 20 MW_{el} eller mindre. De findes både som videreudviklet konventionel letvandsteknologi (såkaldt generation III+ teknologi) og som generation IV teknologier, der ses som perspektivrige, men i højere grad vurderes at være på forsøgs- og demonstrationsstadiet. Den første kommercielle SMR-reaktor i den vestlige verden ventes pt. idriftsat i Canada ultimo 2029.

Med udgangspunkt i en screening af 85 vestlige SMR-koncepter har denne analyse vurderet fire koncepter som mest fremskredne og dermed med størst sandsynlighed for at kunne komme i serieproduktion inden 2040, og kunne etableres som serieproducerede anlæg i Danmark før 2050. Otte andre koncepter, herunder de to danske udviklingskoncepter er også beskrevet som mulige koncepter i en dansk sammenhæng.

Udbygning med atomkraft har haft vanskelige vilkår i Europa og i USA på grund af høje omkostninger, budgetoverskridelser og markante forsinkelser. Samtidig er udbygning med atomkraft accelereret især i Kina, Korea og Rusland. Der blev idriftsat små reaktorer allerede ved 1950'ernes ubådsteknologi. Ved årtusindskiftet blev der i udviklingsmiljøer især efter 2010 sat fokus på Små Modulære Reaktorer for gennemforenkling og standardisering at forbedre atomkraftens konkurrencedygtighed. Der er endnu ikke idriftsat et kommercielt SMR-anlæg i den vestlige verden. Det mest fremskredne projekt vurderes at være BWRX-300 udviklet af GE Vernova Hitachi (USA). Deres første reaktor er under etablering i Darlington i Canada med planlagt idriftsættelse ultimo 2029, imens deres reaktor nummer fire ventes idriftsat ca. 2035. Det første SMR-anlæg i Europa (Rolls Royce SMR) ventes idriftsat i Wales i midten af 2030'erne.

Udviklere fremlægger meget forskellige oplysninger om forventet investering ved etablering af et serieproduceret anlæg. Der er endvidere tendens til, at budgetter for de første anlæg stiger efterhånden som konceptet udvikles og nærmer sig egentlig investeringsbeslutning. De senest fremlagte data for ovennævnte SMR-anlæg i Canada viser et investeringsbehov på godt 100 mio. kr./MW_{el}¹. Den planlagte fjerde reaktor på samme lokation ventes at koste godt 70 mio. kr./MW_{el}². Det skal understreges, at dette stadig er budgettal.

Analyserne i denne rapport viser, at investeringen skal ned omkring 40 mio. kr./MW_{el} for, at et elproducerende SMR-anlæg, der etableres i Danmark, giver positiv systemværdi. Hvis anlægget kan etableres som kraftvarmeanlæg med en varmeværdi på 70 kr./GJ, skal investeringen ned på ca. 60 mio. kr./MW_{el}³. Mulighed for nyttiggørelse af varme er altså afgørende for atomkraftens konkurrencedygtighed i Danmark.

¹ Alle priser i hovedrapporten er opgjort i danske kroner i faste priser, 2025 prisniveau.

² Omkostninger til lokal infrastruktur på kraftværkspladsen er her fordelt med 25% til hver af de fire planlagte reaktorer. Viste omkostninger er i DKK₂₀₂₅

³ Eksklusive ekstraomkostninger på ca. 0,5 mia. kr. for en 300 MW_{el} kraftværksblok for dampudtag og tilslutning til fjernvarmenet.

I denne analyse giver etablering af et SMR-anlæg positiv systemværdi, når omkostningerne til at etablere anlægget og drive det i fyre år er lavere end de systembesparelser anlægget medfører i en sammenligning med referencen. Systembesparelser er sparede investerings- og driftsomkostninger i vind, sol og biomassefyrede anlæg samt evt. varmepumpeanlæg. Endvidere er det sparede omkostninger til elforsyningsikkerhed (kapacitetsmekanisme) samt sparede omkostninger til infrastruktur, driftsreserver og balancering. Evt. restværdi, skrotningsomkostninger samt omkostninger til at opbygge reguleringskompetencer hos myndighederne indgår ikke i beregningen.

Det vurderes ikke sandsynligt, at der kan idriftsættes kommercielle, serieproducerede atomkraftreaktorer i Danmark før efter 2040. Det skyldes især tre forhold:

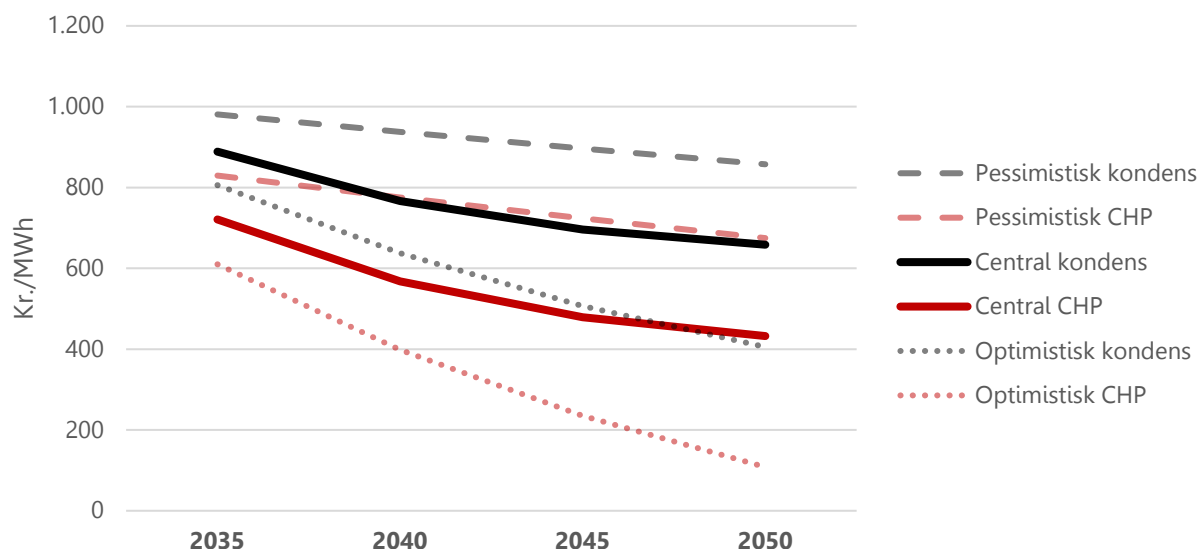
- Efter mere end 20 års udviklingsindsats er der endnu ikke etableret kommercielle SMR-anlæg i den vestlige verden. De første anlæg forventes pt. idriftsat i perioden 2029 – 2035. Robuste erfaringer fra serieproducerede anlæg kan først være tilgængelige i årene efter.
- Væsentlige barrierer for atomkraft er lokalisering, godkendelser, regulering og accepterede planer for affaldshåndtering. På disse felter skal Danmark udføre et betydeligt forarbejde, før der kan tiltrækkes kommercielle investeringer i konkurrence med andre lande.
- Udbygningen med VE går hurtigt i Europa i disse år med forventede gennemsnitlige priser i elspotmarkedet efter 2040 under 50 øre/kWh som konsekvens. Anlæg skal enten etableres som kraftvarmeanlæg eller markant ned i pris for at klare sig på kommercielle vilkår. I modsat fald kræves betydelige, statslige tilskud, hvilket sandsynligvis kræver bred politisk enighed om et støtteprogram.

Analysen har med betydelig usikkerhed beskrevet tre scenarier for omkostningsudviklingen i årene 2035 til 2050, med udgangspunkt i seneste anlægsbudget for de fire reaktorer, der planlægges etableret i Canada (BWRX-300). Omkostningsudviklingen i det centrale scenarie bygger på en Learning Rate på 10%, og at der udbygges en kapacitet svarende til 100 BWRX-anlæg over de næste 25 år. I det optimistiske scenarie udbygges svarende til ca. 500 anlæg, og i det pessimistiske scenarie 40 anlæg. En konklusion på den økonomiske analyse er, at det sandsynligvis er 10–15 år for tidligt at udarbejde pålidelige omkostningsprognoser. Når det er sagt, er det vores centrale vurdering, at investeringsomkostningerne kan falde til 60 mio. kr./MW_{el} omkring 2040, og til 50 mio. kr./MW_{el} omkring 2050, såfremt der i den vestlige verden investeres meget betydeligt i udrulning af relativt få SMR-koncepter.

Tabel 1: Tre scenarier for udvikling af investeringsomkostninger for serieproducerede SMR. Årstal betegner idriftsættelses år.

Fremskrivning af investeringsomkostning for Små modulære reaktorer (SMR)				
Mio. kr./MW-el	2035	2040	2045	2050
Optimistisk	64	50	39	30
Central	72	61	55	52
Pessimistisk	79	76	72	69

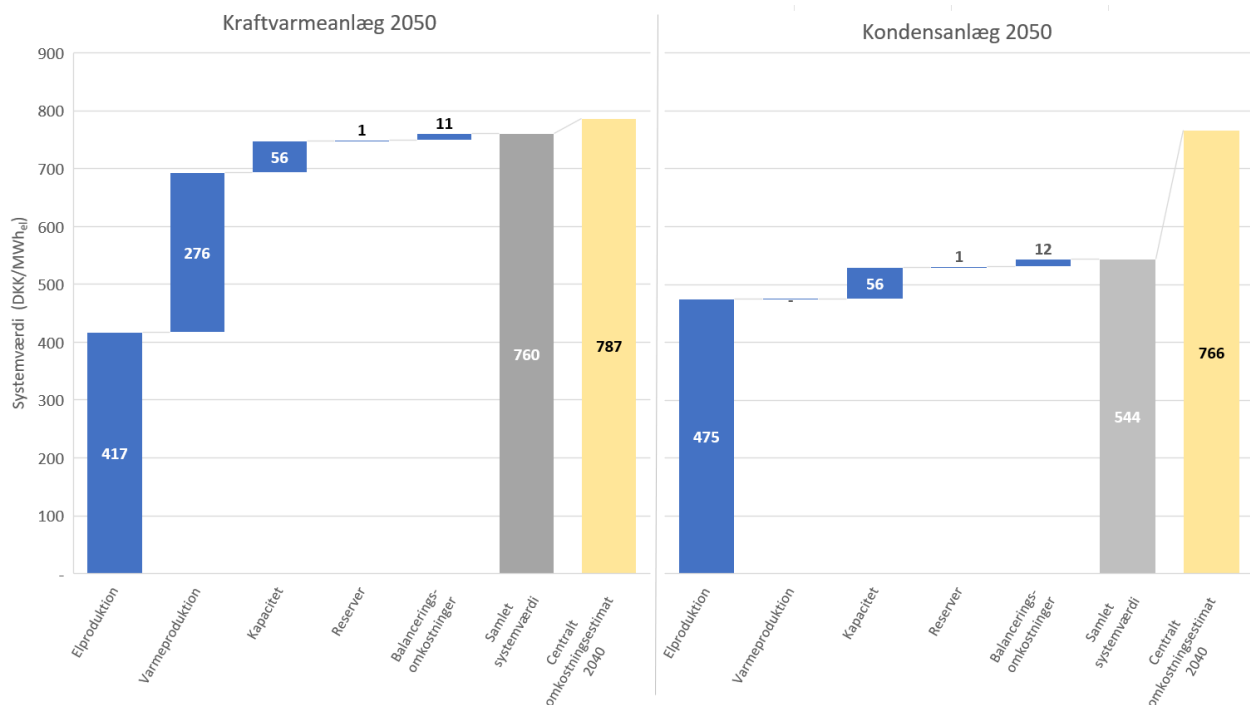
I nedenstående figur vises de resulterende elproduktionsomkostninger (Levelised Cost Of Electricity - LCOE) i de tre scenarier beregnet med en levetid på fyrre år, et forrentningskrav på 6% realrente og en byggeperiode på fire år. For anlæg, der idriftsættes i 2040, opnås en LCOE på 770 kr./MWh (77 øre/kWh) for et kondensanlæg, og 570 kr./MWh (57 øre/kWh) for et kraftvarmeanlæg.



Figur 1. Beregnede elproduktionsomkostninger (LCOE) for SMR i tre scenarier for omkostningsudvikling (Central, optimistisk, pessimistisk). Årstallet viser idriftsættelses år. Kilde: egne beregninger. 6% realrente, 40 års levetid.

Energisystemanalysen er gennemført med tre forskellige sæt af rammebetingelser: En udvikling baseret på forudsætningerne i Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets Klimastatus- og Fremskrivning (KF25), en udvikling baseret på Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet (AF25), og en udvikling baseret på konsulentholdets egne fremskrivninger af rammerne for udviklingen af energisystemet i Europa (Bal). For hvert sæt rammebetingelser er der udarbejdet tre udviklingsscenarier: 1) Reference (SMR_0) uden etablering af atomkraft, 2) SMR_600 med etablering af 600 MW atomkraft som kraftvarme, og 3) SMR_1500 med etablering 600 MW atomkraft som kraftvarme og 900 MW atomkraft som kondensanlæg.

I Bal-scenariepakken er det modellens optimeringsrutine, der tilpasser energisystemet, når der indlægges SMR-kapacitet i Danmark. I de to andre scenariepakker fjernes solcelle- og havvindskapacitet i Danmark svarende til elproduktionen leveret af de indlagte SMR-anlæg. I Figur 2 ses systemværdien af atomkraft i beregningsåret 2050. Systemværdien er sammenlignet med omkostninger for anlæg, der idriftsættes i 2040 med LCOE som i det centrale omkostningsscenarie beskrevet ovenfor.



Figur 2. Langsigtet systemværdi af SMR i Danmark (2050). Etableringsomkostninger er vist for anlæg opført i 2040. Systemværdien er beregnet i Bal-scenariepakken. Bemærk, at omkostningen er opgjort pr. potentiel mulig elproduktion for et SMR-anlæg. Den faktiske elproduktion vil være mindre for kraftvarmeværket på grund af varmeudnyttelsen

Det er i Bal-scenariepakken forudsat, at der skal opretholdes samme niveau af elforsynings sikkerhed og robusthed i alle scenarier. Det sikres bl.a. ved at stille krav om en bestemt mængde indenlandsk, regulerbar kapacitet (effekttilstrækkelighed). I et elsystem domineret af sol og vind, viser modelanalyserne, at denne kapacitet opretholdes billigst muligt ved bevarelse eller etablering af gasfyrede anlæg, der har lave investeringsomkostninger. Ved etablering af SMR-anlæg kan en del af denne kapacitet spares, og samme niveau af regulerbar kapacitet kan opnås med en lavere mængde gasspidslastkapacitet.

Det ses i Figur 2, at sparede omkostninger til alternativ el- og varmeproduktion udgør langt størstedelen af systemværdien. Sparede omkostninger til gasfyrte effekttilstrækkelighed udgør ca. 10% af den samlede systemværdi. Hovedkonklusionen er, at elproducerende SMR anlæg der etableres omkring 2040, vil øge de samlede omkostninger til el- og varmeforsyning i Danmark. Hvis varmen kan nyttiggøres, er økonomien tæt på balance. Analysen viser også, at SMR anlæg der etableres omkring 2050 som kraftvarmeanlæg med betydelig varmeudnyttelse, sandsynligvis vil sænke de samlede omkostninger til el- og varmeproduktion. De mest kritiske forudsætninger for disse konklusioner er antagelserne om omkostningsudvikling for SMR. Omkostningsudviklingen for de alternative teknologier, der udgør referencen, kan vurderes med større sikkerhed.

Etablering af 1500 MW SMR vil sænke den gennemsnitlige elspotpris i Danmark med 0,7 øre/kWh (ca. 1,5% af elprisen) i 2050. Det skyldes primært, at SMR-anlæg får en prisreducerende effekt i perioder med høje elpriser. I 2050 svarer det til en besparelse for elforbrugerne på ca. 400 mio. kr. årligt for Danmark. Omkostningsudviklingen for SMR er afgørende for, om der også er tale om en samfundsøkonomisk besparelse.

I et marked i balance vil etablering af SMR-anlæg betyde, at anden elproduktion reduceres, og udbygning med anden kapacitet reduceres. SMR-anlæg erstatter i analysen en tilsvarende gasfyrte regulerbar

kapacitet af hensyn til elforsyningssikkerheden, samt havvind og solcelleanlæg med stort set samme elproduktion. Heraf knap 30% i udlandet. I Bal SMR_1500 scenariet reduceres forbruget af gas i Danmark i 2050 med godt 1 PJ, imens biomasseforbruget reduceres med godt 10 PJ, især til varmeproduktion. Klima-effekten af det sparede gas- og biomasseforbrug afhænger af, om der i referencen anvendes naturgas eller grøn gas, og afhænger af hvilke typer biomasse, der anvendes.

Såfremt der ønskes etableret atomkraft i Danmark som SMR-anlæg til idriftsættelse i 2040, vurderes det sandsynligt, at der er behov for et betydeligt statsligt engagement dels i form af opbygning af den nødvendige reguleringsstruktur og dels i form af økonomisk støtte. På reguleringssiden skal der opbygges kompetencer til at håndtere hele godkendelsesprocessen, der skal findes egnede lokaliteter, og der skal udarbejdes strategi og virkemidler til håndtering af højradioaktivt affald.

Der er i Danmark igangsat statsligt udbud af mindst 2,8 GW havvind. Disse 2,8 GW kan levere nogenlunde samme elproduktion som de forudsatte 600 MW kraftvarme SMR og 900 MW kondens SMR leverer i de scenarier, der er gennemregnet i denne analyse. Der er til havvindsudbuddet aftalt et støtteloft på ca. 44 mia. kr. (excl. moms) til at dække statens eventuelle omkostninger ved at garantere en fast elpris i 20 år (CfD).

Til brug for beregning af nødvendig statsstøtte til SMR der etableres til drift fra 2040, antages samme støttemetode som ved udbud af de 2,8 GW havvind. Dog regnes 40 års CfD. Endvidere regnes med omkostningsudvikling for SMR-anlægget som i det centrale scenario, og der antages markedsrammer som i Bal-scenarierne. En ramme her er bl.a., at der ydes kapacitetsbetaling til regulérbare anlæg på ca. 0,5 mio. kr./MW/år. Det antages, at investor kræver forrentning på 6% og fuld tilbagebetaling over 40 år. Udover ovennævnte sikkerhed for kapacitetsbetaling er følgende CfD-vilkår vurderet nødvendige:

- For 900 MW kondenserende SMR-enheder er beregnet en CfD-strikepris på 719 kr./MWh, svarende til et årligt tilskudsbehov på ca. 1,7 mia. kr. i fyrre år. På grund af usikkerheder om den fremtidige elpris, vil staten sandsynligvis skulle reservere omkring 95 milliarder kr. til CfD, med sandsynlig udbetaling på 70 mia. kr. (ekskl. moms, ikke diskonteret).
- For 600 MW SMR kraftvarmeanheder er beregnet en CfD-strikepris på 518 kr./MWh, svarende til et årligt tilskudsbehov på 290 mio. kr./år i fyrre år. På grund af usikkerheder om den fremtidige elpris, vil staten sandsynligvis skulle reservere omkring 25 milliarder kr. til CfD, med sandsynlig udbetaling på 12 mia. kr. (ekskl. moms, ikke diskonteret).

2. Status og perspektiver for SMR-teknologi

SMR-teknologier omfatter flere forskellige typer teknologier, som kan grupperes i teknologiske kategorier: Letvandsreaktorer, højtemperatur gaskølede reaktorer, hurtige reaktorer og smeltet salt-reaktorer.

Ltevands SMR'er er baseret på samme teknologi som de mest anvendte konventionelle atomkraftværker enten Boiling Water Reactors (BWR) eller Pressurized Water Reactors (PWR). Vand har to funktioner i letvandsreaktorer: det fungerer som moderator, som sænker neutronernes hastighed til et niveau, hvor sandsynligheden for kernefissionsreaktioner øges, og det fungerer som kølemiddel, der overfører varme fra kernen til fx en dampturbine. Der findes i øjeblikket 14 landbaserede og 6 marinebaserede, vandkølede SMR-designs.

Højtemperatur gaskølede reaktorer (HTGR eller GCR) bruger gas (normalt helium) som kølemiddel og tilbyder højere kerneudløbstemperaturer og dermed højere energieffektivitet ved elproduktion. De højere temperaturer kan potentielt også anvendes til industriel højtemperaturvarme.

Hurtige reaktorer (natrium-/blykølede) kan producere mere brændstof end de bruger eller bruge affald som brændsel og også opnå højere temperaturer. Natriumkølede hurtige reaktorer (SFR) er den mest udviklede Generation IV-teknologi med over 20 reaktorer i drift historisk (ikke SMR). Anvendelsen af flydende natriumkølemiddel muliggør drift ved atmosfærisk tryk. Vedligeholdelse er imidlertid udfordrende i natriumfyldte miljøer. SFR reaktorer har historisk været forbundet med flere tilfælde af natriumlækager.

Smeltet-salt-reaktorer (MSR) bruger smeltet fluorid eller kloridsalt som kølemiddel, kan bruge thorium som brændsel⁴ og kan også opnå høje temperaturer. MSR kan designes til drift i enten termisk eller hurtigt neutron-spektrum, hvilket muliggør oparbejdning af nyt brændsel. Med brændsel i flydende form muliggøres kontinuerlig brændselspåfyldning og kontinuerlig fjernelse af fissionsprodukter. Endvidere giver flydende brændstof gode muligheder for passive sikkerhedsfunktioner, da saltet kan løbe ned i et afkølet rum under nødsituationer. To forskningsreaktorer har tidligere været i drift i USA. Smeltet salt er ekstremt ætsende, og giver betydelige driftsudfordringer.

I øjeblikket udvikles SMR'er aktivt i flere lande verden over. Den første IAEA-udgivelse om status for små og mellemstore reaktordesigns blev udgivet i 2012, med beskrivelse af over 45 designs. I december 2025 indeholder IAEA's ARIS-database 119 designs på forskellige udviklingsstadier.

De mest modne SMR-teknologier er baseret på letvandsreaktordesign (Light Water Reactor, LWR), som bygger på årtiers driftserfaring og etablerede og videreudviklede sikkerhedsstandarder. LWR-SMR'er udvikler sig hurtigt gennem licens- og demonstrationsfaser i Nordamerika, Europa og Asien. Deres modularitet, passive sikkerhedsfunktioner og potentiale for standardlicenser forventes i branchen at være et svar på de høje

⁴ Thorium kan også anvendes i andre reaktortyper. Thorium kræver tilsatsbrændsel fx i form af uran eller plutonium. Det er muligt at få en Thoriumreaktor til, over en årrække, selv at levere tilstrækkeligt uran til processen ved spaltning af Thorium.

omkostninger og forsinkelser ved byggeprojekter, som har hæmmet store atomkraftprojekter i vestlige lande. Som følge heraf forventes LWR-SMR'er at blive de første koncepter der når kommerciel drift. De første vestlige LWR-SMR'er forventes at være operationelle omkring 2030, efterfulgt af flere producenter i løbet af 2030'erne.

Generation I er de atomkraftreaktorer der lancerede civil atomkraft. Denne generation består af tidlige prototypereaktorer fra 1950'erne og 1960'erne. **Generation II** refererer til en klasse af kommercielle reaktorer, der først blev idriftsat i slutningen af 1960'erne og nu udgør størstedelen af verdens 400+ kommercielle LWR'er. De anvender traditionelle aktive sikkerhedsfunktioner, der involverer elektriske eller mekaniske operationer, som aktiveres automatisk eller af operatører. **Generation III** er i det væsentlige Gen II-reaktorer der er videreudviklet inden for brændselsteknologi, termisk effektivitet, modulær konstruktion, sikkerhedssystemer og standardiseret design. **Generation III+** er en evolutionær videreudvikling af Gen III-reaktorer primært indenfor passive sikkerhedsfunktioner. **Generation IV** inkluderer forskellige højtemperatur- og formerings reaktorer under udvikling, bl.a. smeltet salt reaktorer baseret på Thorium brændsel.

2.1. Brændsel og affald

Alle kommercielle reaktorer i dag bruger uranbrændsel. Brændselscyklus begynder med udvinding af uranmalm. Kasakhstan, Canada og Australien er de største producenter af uran, som er et naturligt forekommende metal. Efter minedrift knuses uranmalmen og behandles kemisk for at producere triuraniumoctoxid (U_3O_8), kendt som yellowcake. Dette materiale omdannes derefter til uranhexafluorid (UF_6) der sendes til berigelsesanlæg, hvor U-235-indholdet øges ved hjælp af centrifuger, der adskiller isotoper efter masse. Efter berigelse omdannes UF_6 til oxid til brændselsfremstilling.

Berigelsesniveauerne varierer, afhængigt af reaktordesignet. Lavberiget uran (LEU), der indeholder omkring 3–5% U-235, anvendes bredt i kommercielle reaktorer på grund af dets rigelige tilgængelighed og lave spredningsrisiko. High-Assay Low-Enriched Uranium (HALEU), beriget til 5–19,75 %, er primært beregnet til avancerede reaktorer og små modulære reaktorer. Dog er den nuværende HALEU-produktion begrænset og koncentreret i Rusland. Højberiget uran (HEU), beriget over 20 %, har historisk set været brugt i forsknings- og flåde fremdriftsreaktorer, men er uegnet til atomkraft på grund af økonomi og betydelige spredningsrisici. I de fleste kommercielle letvandsreaktorer består nukleart brændsel af urandioxid (UO_2), der er dannet til cylindriske pellets.

Håndtering af atomaffald er et kritisk led i brændselskredsløbet. Sikker håndtering og bortskaffelse af atomaffald er naturligvis en helt afgørende forudsætning for offentlig accept af atomkraft. For et land som Danmark er omhyggelig planlægning af, og investering i infrastruktur til affaldshåndtering et nødvendigt indledende skridt i en langsigtet atomkraftstrategi.

Det Internationale Atomenergiagentur klassificerer radioaktivt affald i fem kategorier: Meget kortlivet, meget lavt, lavt, mellemniveau og højaktivt affald. Højaktivt affald (HLW) er primært brugt nukleart brændsel, der udgør omkring 3 % af det samlede radioaktivt affald, men cirka 95 % af dets radioaktivitet. Brugt brændsel indeholder en blanding af fissionsprodukter og uran rester. HLW er den mest krævende kategori på grund af dets høje radioaktivitet og varmeudvikling, som kan overstige 2 kW pr. kubikmeter og markant hæve temperaturen i lagringssystemer og omgivende materialer. Brændslets radioaktivitet er cirka

tusind gange lavere efter cirka fyre år end ved fjernelsen fra reaktoren. Højradioaktivt affald skal derfor mellemlagres inden slutdeponering.

2.2. Slutdeponi

Mange lande planlægger at slutdeponere højradioaktivt affald i stabile geologiske formationer som granit eller ler dybt under jorden. Verdens første permanente lager (Onkalo) forventes at være i fuld drift i Finland i løbet af 2026, når de endelige godkendelser fra de finske myndigheder foreligger. I Sverige arbejdes med lignende koncept for slutdeponi

Danmark opbevarer i øjeblikket sit lav- og mellemradioaktive affald ved Risø, med en national strategi, der forudsiger sikker, midlertidig opbevaring indtil begyndelsen af 2070'erne. De tykke og stabile lerlag, der findes i Danmarks undergrund, kan potentielt udgøre en lokation for slutdeponering, især begrundet i Belgiens såkaldte Boom Clay-studier. GEUS har gennemført fase 1-studier for at evaluere lerstensformationer i dybder på cirka 500 meter. Lande som Frankrig og Belgien overvejer også dyb geologisk deponering af atomkraft i dybe lerformationer. En alternativ strategi for Danmark kunne være et udvidet nordisk samarbejde, bl.a. med eksport af mellemlagret højradioaktivt atomaffald til lande som Finland eller Sverige.

2.3. Regulering og godkendelse

Atomkraft reguleres og godkendes på national basis med forskellige fora for internationalt samarbejde, bl.a. i regi af IAEA. Regulering af atomkraft er typisk udviklet ved at bygge ovenpå almindelige nationale rammer og regulering for byggeri, arealanvendelse, miljøregulering, sundhed m.v. Regulering af atomkraft er typisk mere omfattende og mere detaljeret, især mht. til brændselscyklus og sikkerhed. Atomkraftværkerne skal opfylde alle de almindelige og de atomkraftspecifikke regler.

Reguleringen har ført til detaljerede, anlægsspecifikke godkendelser, hvilket er en medvirkende årsag til, at anlæg er blevet større og større for at spare reguleringsomkostninger. Én af drivkræfterne bag SMR-konceptet er et håb om at kunne designe flere ens anlæg, der får én enkelt "typegodkendelse", som kan anvendes i flere lande. Men da reglerne i hvert land netop er forskellige, er det stadig uklart i hvilket omfang og hvornår egentlige typegodkendelser til flere lande kan opnås i praksis.

De SMR-designs der indgår i denne analyse (Gen III+ og Gen IV teknologier) implementerer i høj grad passive sikkerhedssystemer hvilket repræsenterer et markant skift fra konventionelle atomkraftværksdesigns (Gen II og Gen III teknologier). Passive sikkerhedssystemer udnytter naturkræfter som tyngdekraft og naturlig varmekonvektion, mens aktive sikkerhedssystemer er afhængige af aktiv indgriben. De passive sikkerhedssystemer har potentiale til at forenkle godkendelsesprocessen. Dog er demonstration af disse sikkerhedssystemer stadig under udvikling, og nukleare regulatorer verden over er stadig forsigtige med godkendelser.

De nordiske lande har en lang tradition for samarbejde inden for nuklear og strålingssikkerhed, og samarbejdet er styrket de seneste år. Der findes dog endnu ikke et dedikeret nordisk forum til deling af ekspertise og erfaringer med reguleringspraksis specifikt på atomkraftområdet. Den nordiske såkaldte Strategi-gruppe har anbefalet, at der etableres et sådant forum, der kan hjælpe med at sikre, at regulatoriske vilkår

og godkendelsesprocesser er så ensartede som muligt, samt at der bør udvikles fælles træningsprogrammer, og at kompetencen hos regulatorer i hele Norden bør styrkes.

Danmark fjernede muligheden for at inkludere atomkraft i energiplanlægningen i 1985. Danmark har stærkt begrænset erfaring med atomkraft fra drift af forskningsreaktorer fra 1960'erne til år 2000, hvilket krævede grundlæggende regulering, uddannelse og operationel kapacitet. Det er nu 25 år siden den sidste forsøgsreaktor lukkede. Forsøgsreaktorer adskiller sig endvidere markant fra kommercielle atomkraftværker i omfang, sikkerhedskrav, licenser og langsigtet ansvar for slutdeponi. Historisk erfaring giver derfor baggrund, men ikke parathed til etablering af atomkraft på kommercielle vilkår i Danmark. Opbygning af national ekspertise vil kræve investeringer i uddannelse, træning og internationalt samarbejde, baseret på erfaringerne fra nabolande med atomkraft som Sverige og Finland. Inddragelse af offentligheden er helt essentiel, både for at identificere potentielle lokationer for atomkraftværker og for at fremme offentlig accept. Rettidig og omhyggelig borgerinddragelse kan vise sig særlig kritisk såfremt atomkraftværker på grund af varmeudnyttelse tænkes placeret tæt på store bysamfund.

2.4. Teknologiscreening

Der er gennemført en teknologiscreening med det primære formål at identificere SMR teknologier der med høj sandsynlighed vil blive etableret i et eller flere vestlige lande, og vil påbegynde egentlig serieproduktion før 2040. Screeningen tager udgangspunkt i 85 SMR-koncepter, der er gennemgået af IAEA, NEA eller som indgår i DOE's Reactor Pilot Program. Ved screeningen er der identificeret fire koncepter i Gruppe 1 som vurderes særligt fremskredne. Endvidere er der udvalgt otte koncepter i Gruppe 2 som potentielt også kan være i serieproduktion før 2040. For et par af koncepterne er placering i enten Gruppe 1 eller Gruppe 2 ikke helt entydig.

Der er opstillet seks screeningskriterier:

1. **Oprindelse** af udvikler/producent: Kun SMR-koncepter fra vestlige lande inkluderes⁵.
2. **Elproduktion**. Kun teknologier med elproduktion inkluderes i gruppe 1.
3. **Designstatus**. Status vægtes og kun teknologier med designstatus "Basis design" og bedre kan inkluderes i gruppe 1. Der gives 1-5 point.
4. **Modenhed(brændsel)**, status og forsyningssikkerhed for valgt brændselstype. Der gives 1-3 point
5. **Investorinteresse** fra vestlige energiselskaber. Op til 3 point for investorinteresse. 2 point for at være på DOE fast-track.
6. **Nationalitet**. Danske koncepter inkluderes i gruppe 2 uanset vurdering for øvrige kriterier.

Modenhed af de forskellige designs gennemgås i IAEA 2025 teknologikatalog: **Konceptuelt design**: Tidlig fase. **Basic design**: Overordnet anlægslayout fastlagt, og hoveddesignvalg truffet. **Detailed design**: Komponenter og systemer fuldt dimensioneret, specificeret og dokumenteret. **Under construction**: Byggeri af demonstrations- eller FOAK er aktivt i gang. **In operation**: Anlægget i rutinemæssig drift.

⁵ I denne analyse defineres vestlige lande som Nordamerika (USA og Canada), Vesteuropa. EU-landene i Central- og Østeuropa samt Japan og Syd Korea.

Tabel 2: SMR design i Gruppe 1. Hovedkilder er IAEA SMR Catalogue 2024 [44], The NEA SMR dashboard 2024 [42], and DOE Reactor Pilot Program, 2025 [43]. * Indikerer at vurderingen er opdateret med nyere information end den der findes i hovedkilderne. Alle SMR i gruppe 1 er generation III+ reaktorer.

Design	MW(el)/ MW(th)	Temp. ud (°C)	Type	Udvikler	Udviklers nationa- litet	Design status	Dokumenteret interesse fra energiselskab
BWRX-300	300/870	288	BWR	GE Vernova Hitachi Nuclear Energy	US, JP	Under con- struction*	Vatenfall, Fortum, Fermi Energia (EST), Poland (OSGE), Norsk Kjernekraft
i-SMR	170/520	321	PWR	KHNP & KAERI	S.KOR	Detailed design *	Korean companies and cities, Trondheimsleia Kjernekraft AS
NuScale Power Module	77/250	321	PWR	NuScale Power Inc.	US	Detailed design	RoPower-Romania, Poland replacing coal
Rolls-Royce SMR	470/1358	325	PWR	Rolls-Royce	UK	Detailed design	Vatenfall, Fortum, UK, CEZ Group

Tabel 3: SMR design i Gruppe 2. Hovedkilder er IAEA SMR Catalogue 2024 (Aris database) [44], The NEA SMR dashboard 2024 [42], and DOE Reactor Pilot Program, 2025 [43]. ** LDR-50 indgår ikke i IAEA Aris database [44], derfor er LDR-50s design status bestemt ud fra vurdering baseret primært på The NEA SMR Dashboard. VTT har medvirket til udvikling af denne teknologi og har en ejerandel af Steady Energy. VTT's konsulenthold har efter bedste evne vurderet teknologien på objektive vilkår. SMR af typen PWR, BWR og LWR er generation III+ reaktorer, mens typen MWR er generation IV reaktor.

Design	MW(el)/ MW(th)	Temp. ud (°C)	Type	Udvikler	Udviklers na- tionalitet	Design status	Documenteret interesse fra energiselskab
AP300	330/990	285	PWR	Westinghouse Electric Company, LLC	US	Basic design	
CA Waste Burner	n.a./100	560	MSR	Copenhagen Atom-ics	DK	Detailed Design	Ocean-Power AS
CMSR	110/250	650	MSR	Saltfoss Energy (previously Seaborg Technology)	DK	Conceptual De- sign	Norsk Kjernekraft, Thailand, Indonesia
IMSR 400	195/884	700	MSR	Terrestrial Energy Inc.	CA	Detailed Design	
LDR-50	0/50	150	LWR- pool type	VTT/ Steady En- ergy.	FI	Basic Design**	Finnish DH companies, Korea DH corp.
PWR-20	20/80	300	PWR	Last Energy	US	Detailed Design	
SMR-300	300/1050	290	PWR	Holtec International	US	Detailed Design	EDF UK, Palisades Energy (US),
Xe-100	82,5/200	750	HTGR	X-Energy LLC	US	Basic Design	Norsk Kjernekraft

Alle fire designs i gruppe 1 er letvandsreaktorer (LWR) men de repræsenterer forskellige designgrene. BWRX-300 er den eneste kogende vandreaktor (BWR) i gruppen, imens NuScale, i-SMR og Rolls-Royce SMR er trykvandsreaktorer (PWR'er). Anlæggene har meget forskellig størrelse, fra 77 MWe-moduler til

470 MWe. På trods af disse forskelle sigter alle mod fordelene ved modulær konstruktion, passive sikkerhedssystemer og serieproduktion. Alle gruppe 1-teknologier har potentielt mulighed for kraftvarme.

2.5. Økonomi

Kapitalomkostninger er den helt afgørende faktor for økonomien i atomkraft, mens omkostninger til drift, vedligehold, brændsel og affaldsbortskaffelse har mindre betydning. Ved at gennemgå litteraturen, er det ikke entydigt at der forventes lavere kapitalomkostninger ved SMR end ved traditionelle atomkraftværker. Generelt gælder, at litteraturen fremskriver markant lavere kapitalomkostninger til atomkraft end erfaringstal fra de seneste år i Europa og Amerika viser. Hertil kommer, at litteraturens fremskrivninger viser lavere investeringsomkostninger for energiteknologi i Asien og Rusland end i Europa og Amerika. Det gælder især for atomkraft, men gælder også for VE teknologier.

I nedenstående tabel ses budgetterede og faktiske konstruktionsomkostninger for en række traditionelle atomkraftværker, der er etableret eller under etablering/planlægning i Europa og USA. For en række af anlæggene gælder, at omkostningerne er steget betydeligt siden de første projektbudgetter.

Tabel 4: Atomkraftprojekter (store anlæg), der er afsluttet, under opførelse eller planlagt mellem 2005 og 2025 i Europa og USA. De betragtede reaktordesign (APR1000, AP1000, ERP og ERP 2) er alle PWR III+ reaktorer. For alle landene i tabellen, undtagen Polen, har atomkraft været en del af elsystemet i mere end 40 år. Alle projekter er "brownfield"-projekter, bortset fra det polske projekt og et par stykker i det franske EPR2-program. Alle omkostninger er udtrykt i 2025 mio. kr./MWe.

Projektnavn	Land	Byggestart (år)	Idriftsættelse (år)	Investering (Mio DKK/MW _e)	Firmanavn (Nationalitet)
EPR2program	FR	2030	2035+	57	Framatome (FR), EDF(FR) og Siemens/KWU (D)
Dukovany 5&6	CZ	2029	2036+	59	KHNP Korea Hydro & Nuclear Power (S KOR)
Lubiatowo-Kopalino	PL	2027-2028	2036	90	Westinghouse Electric Company (US)
Kozloduy 7&8	BG	2027	2035-2037	43	Westinghouse Electric Company (US)
Sizewell C	UK	2026	2036	107	Framatome (FR), EDF(FR) og Siemens/KWU (D)
Hinkley Point C	UK	2018	2029-2031	122	Framatome (FR), EDF(FR) og Siemens/KWU (D)
Flamanville-3	FR	2007	2024-2025	60	Framatome (FR), EDF(FR) og Siemens/KWU (D)
Olkiluoto-3	FI	2005	2023	53	Framatome (FR), EDF(FR) og Siemens/KWU (D)
Vogtle 3&4	US	2013	2023-2024	101	Westinghouse Electric Company (US)

Til sammenligning ses i nedenstående tabel fremlagte og budgetterede konstruktionsomkostninger for SMR-anlæg i gruppe 1. Der skal her skelnes mellem egentlige budgetomkostninger for konkrete projekter (BWRX-300 i Darlington Canada, og NuScale i Utah USA) og generaliserede omkostningsoverslag (Rolls-

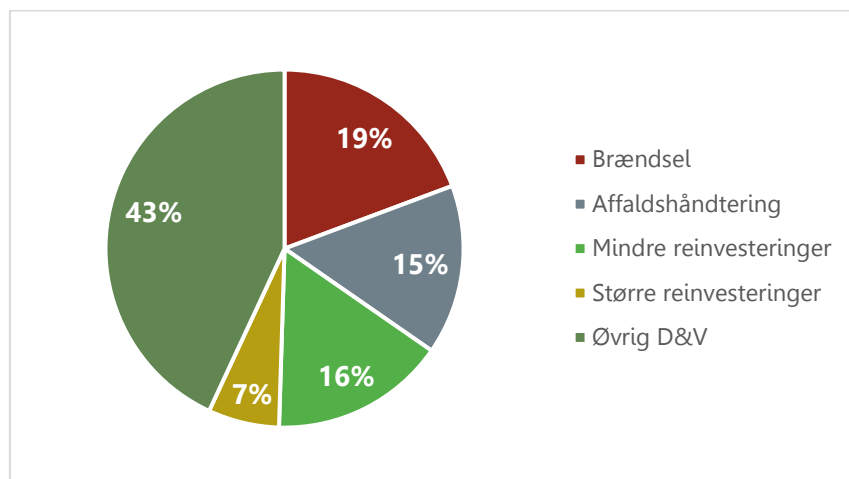
Royce-SMR og i-SMR). For omkostningsoverslag skelnes mellem det første anlæg (FOAK) og et måltal efter forventede reducerede omkostninger ved serieproduktion (NOAK).

*Tabel 5: Oversigt over SMR-omkostningsestimater for de 4 SMR i gruppe 1. Omkostningen er enten målsætning for NOAK-omkostninger eller som projektspecifikke omkostninger. Omkostningsestimatet for Darlington SMR-klyngen (FOAK, 2025) inkluderer en fjerdedel af udgifterne til bygninger, kølevandssystemer, tunneler, værksteder og andre fælles supportfaciliteter designet til alle fire planlagte reaktorer (6,7 mio. DKK/MW_{el}), det samme gælder for "nr. 4" BWRX-300-enhed, der etableres på samme sted. Darlington projektet etableres i tilknytning til eksisterende atomkraftanlæg. *Omkostningsestimat for Nuscale Power Module for et 12x60 (720 MW) anlæg i 2018 og et 6 x 77 MW (462 MW) anlæg i 2023. Prisniveau 2025.*

Projekt navn	Udvikler	FOAK/NOAK	Omkostnings-estimat (Mio DKK/MW _{el})
Darlington SMR-cluster	GE Vernova Hitachi Nuclear Energy	Reaktor 1 (FOAK)	104 ₂₀₂₅
Darlington SMR-cluster		Reaktor 4	72 ₂₀₂₅
NuScale (Utah, CFPP) (US)	NuScale Power Inc.	FOAK	144 ₂₀₂₃
Rolls-Royce SMR (UK)	Rolls-Royce	Target FOAK	47 ₂₀₂₁
Rolls-Royce SMR		Target NOAK	40 ₂₀₂₁
i-SMR (S COR)	KHNP & KAERI	Target NOAK	23 ₂₀₂₅

Drift, vedligehold, brændsel og affaldshåndtering

Litteraturgennemgang og indmeldte omkostningsdata viser, at et samlet omkostningsniveau på knap 200 kr./MWh er sandsynligt. Omkostninger kan være fordelt som vist i nedenstående figur. Det skal bemærkes, at de samlede omkostninger i den pågældende figur-kilde ligger ca. 25% under det valgte mest sandsynlige omkostningsniveau for serieproducerede SMR-anlæg.



Figur 3. Fordeling af forventede omkostninger til drift af et nybygget klassisk atomkraftværk i Sverige. Kilde: "Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft".

2.6. Fremskrivning mod 2050

Vi har valgt primært at basere fremskrivningen på det, vi anser for det mest underbyggede SMR-omkostningsestimat fra det planlagte 1200 MW SMR-projekt (4* BWRX300) under planlægning og opførelse i

Darlington, Canada. Teknologien er udvalgt som Gruppe 1 teknologi i screeningen. Ifølge offentliggjorte data er de anslåede kapitalomkostninger for den fjerde reaktor 72 mio. kr./MW_{el} inklusive den proportionale del af nødvendig lokal infrastruktur (Byggemodning, tilslutninger, fællesanlæg, adm. bygninger, etc.).

Der er opbygget tre udbygningsscenarier for SMR med læringsrater (LR⁶) mellem 8% og 12,5% for at beskrive udviklingen af investeringsomkostninger i den vestlige verden fra 2035 og frem. I det centrale scenarie udbygges en kapacitet svarende til 100 BWRX-anlæg over de næste 25 år. I det optimistiske scenarie udbygges svarende til ca. 500 anlæg, og i det pessimistiske scenarie 40 anlæg. Der kan argumenteres for, at LR i området omkring 10 % er optimistisk for kraftværkstyper, hvor en væsentlig omkostningskomponent er anlægsarbejder. En vedvarende LR på 8%-12,5% kræver derfor betydelig udvikling af produktions- og etableringsprocesser, sandsynligvis også ved at bevæge sig mod generation IV-teknologier i det optimistiske udbygningsscenarie.

Tabel 6: Tre scenarier for udvikling af investeringsomkostninger for serieproducerede SMR. Årstal betegner idriftsættelses år. Prisniveau 2025.

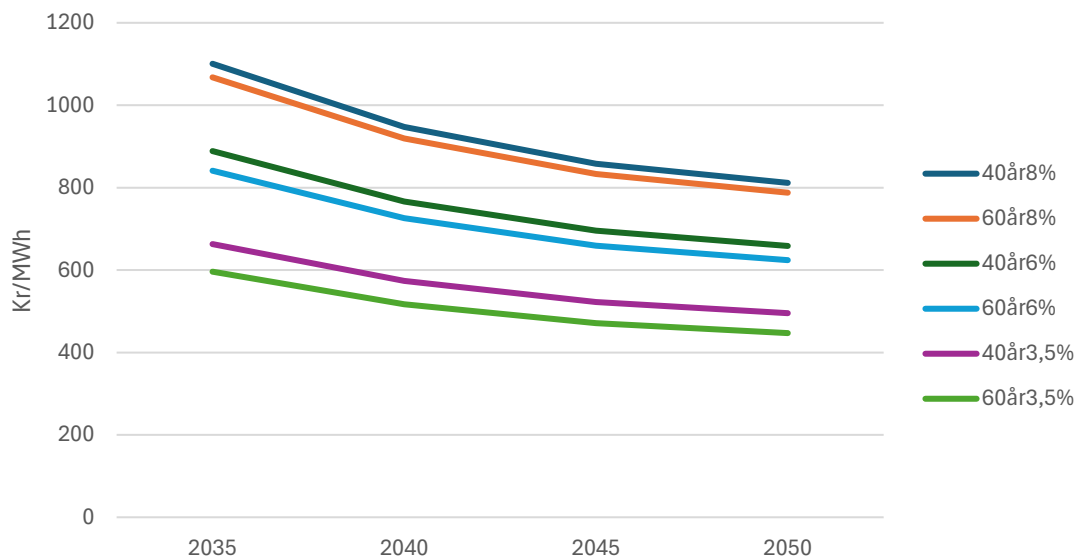
		2035	2040	2045	2050
Optimistisk	Mio kr./MW _{el}	64	50	39	30
Central	Mio kr./MW_{el}	72	61	55	52
Pessimistisk	Mio kr./MW _{el}	79	76	72	69

Tabel 7: Tre scenarier for udvikling af omkostninger til drift, vedligehold, brændsel og affaldshåndtering. Årstal betegner idriftsættelses år. Prisniveau 2025.

		2035	2040	2045	2050
Optimistisk	Kr./MWh	184	156	134	117
Central	Kr./kWh	198	178	166	159
Pessimistisk	Kr./MWh	214	206	199	193

I nedenstående figur vises beregnede elproduktionsomkostninger (LCOE) i det centrale scenarie for omkostningsudvikling beregnet med tre forskellige forrentningskrav (realrente) og med krav om økonomisk tilbagebetaling over 40 år eller 60 år. Der antages en byggetid på 4 år med byggerenter som realrente.

⁶ Læringsrate (Learning Rate) udtrykker hvor mange procent investeringsomkostningen kan forventes at blive reduceret, hver gang der sker en fordobling af efterspørgslen efter en given teknologi.



Figur 4. Beregnede elproduktionsomkostninger (LCOE) for SMR i det centrale scenarie for omkostningsudvikling. Årstallet viser idriftsættelses år. Kilde: egne beregninger.

De beregnede elproduktionsomkostninger er med betydelig usikkerhed, især fordi der endnu ikke er egentlige erfaringstal. Realiserede omkostningsdata kan forventes mellem 2035 og 2040, når de første erfaringer fra reel serieproduktion i Canada, Storbritannien og muligvis Sverige foreligger. Derfor er en konklusion på den økonomiske analyse, at det sandsynligvis er 10–15 år for tidligt at udarbejde pålidelige omkostningsprognoser. Når det er sagt, er det vores centrale vurdering, at investeringsomkostningerne kan falde til 60 mio. kr./MW_{el} omkring 2040, og til 50 mio. kr./MW_{el} omkring 2050, såfremt der i den vestlige verden investeres meget betydeligt i udrulning af relativt få SMR-koncepter.

3. Energisystemanalyse af indpasning af SMR i Danmark

Det danske elsystem hænger tæt sammen med det øvrige elsystem i Europa, og det er derfor afgørende for en analyse af indpasning af SMR-anlæg i det danske elsystem, at der også ses på sammenhængen med det omgivende elsystem i analysen. I dette projekt er der derfor anvendt en energisystemmodel, der indeholder en repræsentation af det europæiske elmarked og udviklingen af el-, fjernvarme- og gassystemer frem mod 2050.

3.1. Metode

Energisystemmodellen Balmorel⁷ er blevet brugt til analysen. Balmorel er en grundlæggende, partiel ligevægtsmodel baseret på økonomisk optimering. Modellen anvender input i form af efterspørgselsprognoser, brændsels- og CO₂-priser, teknologiomkostninger og -egenskaber, vedvarende energikilder, energi- og klimapolitikker samt andre væsentlige parametre. Modellen minimerer de samlede systemomkostninger, og som en del af denne optimering peger modellen på mulige investeringer i kapaciteter – til produktion, transmission og lagring – samt optimal drift af systemet over året. Modellen udfører således en overordnet økonomisk optimering af energisystemet, der svarer til en driftsoptimering og udbygning af forbrugs- og produktionskapacitet i et velfungerende marked. Den anvendte version af modellen dækker det sammenhængende elsystem i størstedelen af Europa.

Tre scenarier er blevet opstillet for at analysere effekten og værdien af SMR i energisystemet. Scenarierne afspejler forskellige niveauer af antagne SMR-kapaciteter i Danmark samt forskellige forhold vedrørende brændsels- og CO₂-priser og udbygning af vedvarende energi i Danmark:

- **Bal:** Udviklingen af energisystemet for det europæiske energisystem, herunder Danmark, er baseret på økonomisk optimering. Konsulentens bedste vurdering af brændsels- og CO₂-priser samt Danmarks elforbrug anvendes.
- **KF25:** Antagelser fra Klimastatus og Fremskrivning 2025 (KF25),⁸ som repræsenterer en frosset politisk udvikling, antages vedrørende udvikling af elkapacitet og elforbrug for Danmark (brændsels- og CO₂-priser fra AF25 antages). De omgivende lande defineres af modellens optimeringsrutine⁹.

⁷ <https://www.ea-energianalyse.dk/da/temaer/balmorel/>

⁸ <https://www.kefm.dk/klima/klimastatus-og-fremskrivning/klimastatus-og-fremskrivning-2025>

⁹ De modellerede KF25 og AF25-scenarier i projektet svarer ikke fuldstændig til de originale KF25 og AF25-scenarier udarbejdet af Energistyrelsen, bl.a. når det kommer til repræsentationen af omverdenen. Derfor er elprisudviklingen ikke nødvendigvis helt den samme som i Energistyrelsens AF- og KF-scenarier.

- **AF25:** Antagelser fra Analyseforudsætninger for Energinet 2025¹⁰ (AF25) antages vedrørende udvikling af elkapacitet for Danmark og elforbrug samt brændsels- og CO₂-priser. De omgivende lande defineres af modellens optimeringsrutine.

Et overblik over disse scenarier gives i Tabel 8. Hvert af scenarierne gennemregnes i tre niveauer for etablering af SMR-anlæg:

- Uden etablering af SMR.
- Etablering af 600 MW-el SMR-anlæg som kraftvarmeanlæg: 300 MW-el i Vestdanmark (DK1) og 300 MW-el i Østdanmark (DK2).
- Etablering af i alt 1500 MW-el SMR-anlæg med 600 MW-el som kraftvarme. Derudover etableres yderligere 900 MW-el SMR med ren elproduktion (kondens), 300 MW-el i DK1 og 600 MW-el i DK2.

Tabel 8. Oversigt over de vigtigste scenarier, der undersøges i analysen. Scenarierne har forskellige niveauer af SMR-indpasning i Danmark og er blevet undersøgt under forskellige rammebetingelser. Dette giver i alt 9 forskellige hovedscenarier, som her er angivet med deres navn ("SMR0_Bal", "SMR0_KF25 osv.").

	Rammebetingelser		
	Bal	KF25*	AF25*
Ingen SMR i Danmark	SMR0_Bal	SMR0_KF25	SMR0_AF25
600 MW-el SMR i Danmark	SMR600_Bal	SMR600_KF25	SMR600_AF25
1500 MW-el SMR i Danmark (600 MW-el som KV**, 900 MW-el som ren elproduktion)	SMR1500_Bal	SMR1500_KF25	SMR1500_AF25

*Repræsentationen af KF25 og AF25-udviklingen svarer ikke fuldstændig til de originale KF25 og AF25-scenarier udarbejdet af Energistyrelsen, bl.a. når det kommer til repræsentationen af omverdenen. Derfor er elprisudviklingen ikke nødvendigvis helt den samme som i Energistyrelsens AF- og KF-scenarier.

**KV: Kraftvarme. I modellen: 300 MW_{el} af SMR kraftvarmeanhederne antages placeret i hovedstadsområdet, og de øvrige 300 MW_{el} antages placeret i Aarhus. KF25: Klimastatus- og Fremskrivning 2025. AF25: Analyseforudsætninger for Energinet.

Derudover opstilles en gruppe scenarier (kaldet EURSMR-scenarier), hvor optimeringsmodellen får mulighed for at investere i SMR-teknologien i alle lande i det modellerede, europæiske energisystem til forskellige SMR-omkostningsniveauer.

Systemtilpasning og systemværdi i SMR-scenarierne

I SMR-scenarierne tilpasses øvrige investeringer i el- og varmeproduktion i systemet efter følgende hovedprincipper:

- I SMR-Bal scenarierne og i EURSMR-scenarierne defineres systemtilpasningen af modellens optimeringsrutine.

¹⁰ <https://ens.dk/analyser-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet>

- I SMR-KF25- og SMR-AF25-scenarierne fjernes solcelle- og havvindskapacitet i Danmark svarende til elproduktionen leveret af de indlagte SMR-anlæg. Dansk elproduktion er dermed på samme niveau som i referencen. Der forudsættes samme kraftvarmekapacitet som i referencen. Derudover tilpasses fjernvarmeproduktionskapaciteter som led i modellens optimering.

For hvert SMR-scenarie beregnes en systemværdi. Systemværdien er defineret som den samlede omkostningsreduktion sammenlignet med referencen og beregnes uden at medregne omkostningerne ved at etablere og drifte selve SMR-anlæggene¹¹. Systemværdien sammenholdes med SMR-omkostningerne, som fremskrives i de tre scenarier beskrevet i kapitel 2: Optimistisk, central, og pessimistisk omkostningsudvikling.

Hvis systemværdien viser sig højere end de forventede SMR-omkostninger, er etablering af SMR gavnligt for samfundsøkonomien i det pågældende scenarie. Hvis systemværdien er lavere, er det omvendt. Omkostningerne for samfundet ved at opbygge de nødvendige reguleringsmæssige rammer for sikkert at håndtere atomkraft og for at tiltrække investeringer i atomkraft er dog ikke prissat.

Systemindpasning og elforsyningssikkerhed

Et elsystem med store mængder sol og vind kræver investeringer i infrastruktur og kræver, at der i systemet er ressourcer til at holde balancen mellem produktion og forbrug i hver time, også i perioder med lav eller ingen elproduktion fra sol og vind. I analysen er alle omkostninger til indpasning af sol og vind indregnet:

- **Prisfleksibelt elforbrug.** Forbrugssiden vil i stigende grad medvirke til at sikre balancen, når det kan betale sig for den enkelte forbruger. Især elkedler og varmepumper i fjernvarmesystemer, elektrolyseanlæg og eldrevne køretøjer bidrager. I analysen indgår fremskrivning af prisfleksible elforbrug i Europa og dertil har modellen mulighed for at foretage investeringer, der giver yderligere fleksibilitet (elektrolyse, varmepumper, elkedler, el-, varme- og brintlagre mv.)
- **Kapacitetskrav (effekttilstrækkelighed).** For at sikre effekttilstrækkeligheden er der i modellen indlagt et samlet krav til regulerbar kapacitet i det samlede modelområde. Det er endvidere forudsat, at der i hvert land er krav til, at en del af denne kapacitet skal være placeret lokalt. Dette afspejler, at det forventes, at de enkelte lande i fremtiden vil stille krav til, at elforsyningssikkerheden i vidt omfang kan håndteres inden for eget system. Sol og vind kan ikke bidrage til dette kapacitetskrav, men termiske elproduktion kan, herunder SMR.
- **Driftsreserver (systemsikkerhed).** For at opretholde systemsikkerheden er der i analysen krav om, at der hver time er en vis mængde reserver til rådighed, som ikke deltager i spotmarkedet, og som anvendes til at sikre driften mod fx udfald af produktionsenheder eller prognoseusikkerhed på forbrug eller elproduktion fra sol og vind. Mængden af driftsreserver dimensioneres dynamisk og afhænger af mængden af sol og vind i den enkelte time.
- **Balancering.** I den enkelte time kan der være behov for aktivering af driftsreserver (overvejende aFRR og mFRR), der har andre omkostninger til op- eller nedregulering end elspotprisen. Dette giver en ubalanceomkostning for produktionsanlæg eller forbrug, der er ude af balance i forhold

¹¹ Inklusive brændselskøb og affaldshåndtering.

til driftsplanen. Balanceringsomkostning beregnes ikke direkte i modellen men tillægges baseret på historiske data.

- **Elinfrastruktur.** Ved udbygning med ny elproduktionskapacitet indregnes de nødvendige investeringer i udbygning af det lokale elnet i investeringsomkostninger for de enkelte teknologier. Nødvendige investeringer ved etablering af sol og vind er fastlagt ud fra gældende tilslutningsbidrag. Den nødvendige overordnede udbygning af transmissionsnettet i hvert scenarie (forbindelser mellem budområder) indgår i modellens optimering. Hvis der kan spares transmission i et SMR-scenarie, indgår det som en systemværdi.

Teknologiforudsætninger

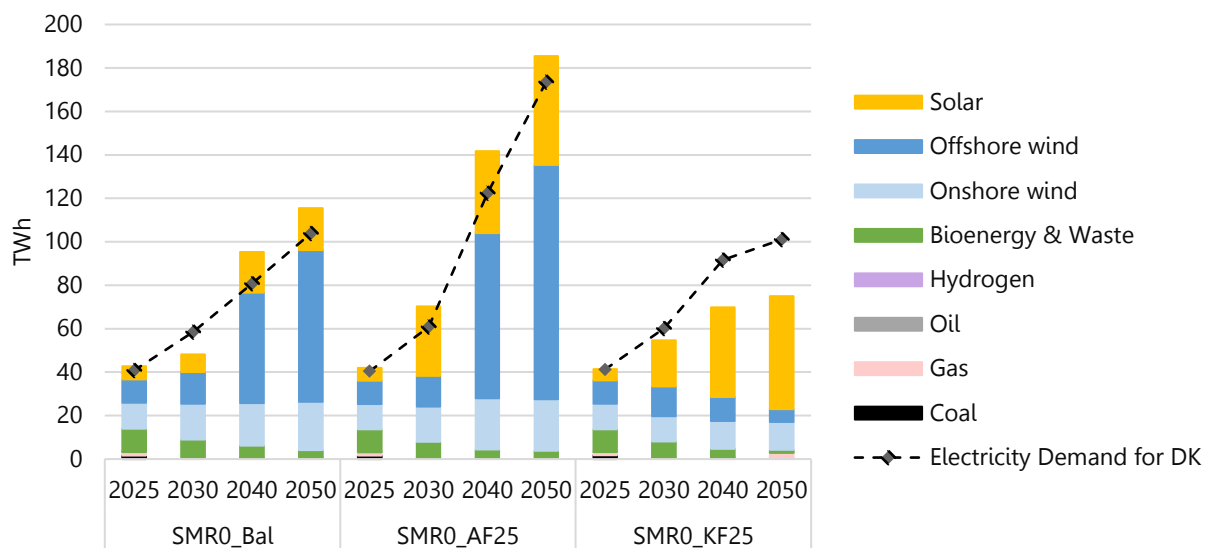
Værdien af SMR i det europæiske elsystem afhænger af de alternative muligheder for elproduktion. De direkte teknologiomkostninger er vist for udvalgte nøgleteknologier i Tabel 9. De forskellige teknologier bidrager forskelligt til et energisystem der kræver høj sikkerhed for elforsyning i alle årets timer. I systemanalysen findes den balance mellem de forskellige teknologier der giver lavest mulige energiomkostninger samlet set.

Teknologidata for år 2050	Teknologi-investering MDKK/MW	Tilslutningsomkostning MDKK/MW	Net-forstærkning MDKK/MW	Samlet Inv. MDKK/MW	Total D&V MDKK/MW	FLH (timer)	LCOE DKK/MWh
Havvind AC (30-40m, 30 km)	13,1	7,0	0,6	20,7	0,36	4.800	412
Havvind DC (50-60m, 120 km)	15,3	10,4	0,6	26,3	0,36	5.000	484
Landvind	9,4	0,2	1,2	10,7	0,20	3.700	280
Marksolceller*	1,6	0,3	0,9	2,8	0,09	1.100	282
Gasturbiner, 1000 FLH	4,3	inkl. i tek.inv.	0,2	4,6	0,17	1.000	1.152**
Gasturbiner, 350 FLH	4,3	inkl. i tek.inv.	0,2	4,6	0,15	350	2.078**
SMR	51,7	inkl. i tek.inv.	0 / 0,2	51,7	1,23	7.709	658

Tabel 9: Oversigt over forudsætninger for udvalgte nøgleteknologier. *Leje af jord svarende til ca. 15.000 kr./ha/år indgår i D&V. **LCOE for gasturbiner inkluderer omkostninger til brændsel og CO₂ (Bal-scenariet). Yderligere dansk CO₂-beskatning er ikke inkluderet her. Det ville øge LCOE med godt 200 Kr./MWh.

3.2. Referenceudvikling i energisystemet

Data for udviklingen i det europæiske elsystem er baseret på en række officielle kilder, herunder særligt data fra europæiske systemansvarlige virksomheder, ENTSO-E, IEA og Energistyrelsens teknologikataloger. Modelleringen af det europæiske energisystem viser en betydelig elektrificering af samfund med omkring en fordobling af det samlede elforbrug frem mod 2050. Dette omfatter elektricitet til elektriske køretøjer, brintproduktion (power-to-X), klassisk elforbrug, datacentre samt elektricitet til individuel opvarmning og fjernvarme. Efterspørgselsstigningen dækkes ifølge modellens økonomiske optimering hovedsageligt af produktion fra vindkraft og solcelleanlæg.



Figur 5. Elproduktion og elforbrug i Danmark i referencescenarierne uden SMR.

Figur 5 viser forbrugsudviklingen i Danmark de tre scenarier, Bal, AF25 og KF25. Det fremgår, at der er betydelig forskel, og særligt AF25 har en stor elforbrugsstigning frem mod 2050. Det ses også, at Bal- og AF25-scenarierne har eleksport i de fleste år, mens der er betydelig import i KF25-scenariet i 2040 og 2050.

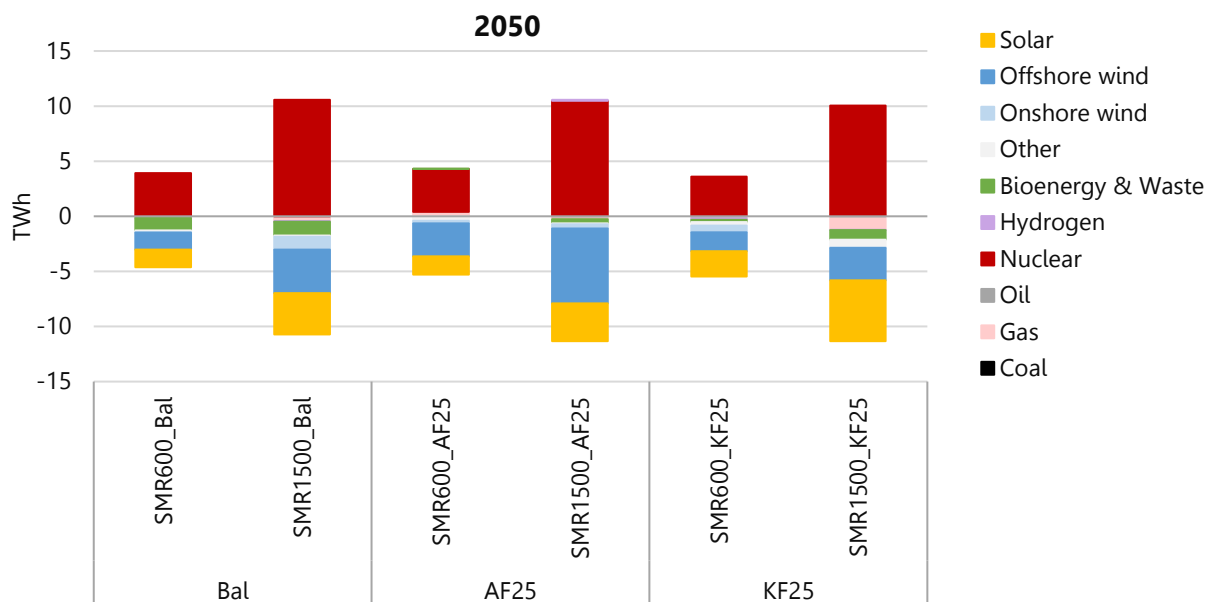
Samlet set peger referencescenarierne uden SMR i 2050 på en andel af vedvarende energi i det modellede europæiske system på omkring 84% i 2050, hvoraf vindkraft og solenergi alene udgør 75%. Atomkraft udgør 11%. For det danske energisystem leverer vindkraft- og solcelleanlæg 93-97% af elproduktionen i 2050. Den store mængde variabel elproduktion balanceres af betydelige mængder batterier, elektrolyseanlæg via brintlagring, elbiler via intelligent opladning, vandkraft via transmissionssystemet og fleksibilitet i varmesektoren osv. Elprisen reduceres gradvist frem mod 2050 og når i slutningen af perioden et niveau på omkring 450 kr./MWh i Bal- og AF25-scenarierne. I KF25-scenariet er elprisen højere og falder til ca. 520 kr./MWh, hvilket hænger sammen med, at der i dette scenario sker en væsentlig mindre udbygning med sol og vind.

For at sikre en sammenlignelig elforsyningsikkerhed på tværs af scenarierne er det forudsat i modelberegningerne, at der som minimum skal være en vis mængde regulerbar elproduktionskapacitet i det europæiske elsystem. Det er desuden forudsat, at landene i fremtiden vil stille krav til, at en vis del af denne kapacitet skal være national, så man kan sikre elforsyningsikkerheden inden for eget elsystem i pressede situationer. For Danmark er det forudsat, at der som minimum skal være 5,2-5,6 GW regulerbar elproduktionskapacitet med et lidt stigende behov fra 2035 til 2050. Det svarer nogenlunde til den kapacitet, der er i det nuværende, danske elsystem, men er væsentligt mere end der antages i fremskrivninger af den regulerbare elproduktionskapacitet for fremtiden i fx AF25 og KF25.

3.3. Effekter på elsystemet af etablering af SMR-anlæg i Danmark

Efter opstilling af referenceudviklingen i det europæiske elsystem er der gennemført en analyse af de energisystemmæssige konsekvenser af etablering af SMR i det danske elsystem. I Bal-scenarierne sker en økonomisk optimering, således at modellen kan reducere produktionen fra eksisterende anlæg og desuden reducere udbygningen af anden, ny elproduktionskapacitet. I AF- og KF-scenarierne fjernes manuelt en kombination af havvind og solcelleanlæg med samme elproduktion som leveres af de nye SMR-anlæg.

Modelresultaterne viser, at elproduktion fra en udbygning af SMR i Danmark hovedsageligt vil fortrænge elproduktion fra havvind- og solcelleanlæg i form af reducerede udvidelser. I AF25- og KF25-scenarierne er der fjernet elproduktion i Danmark. I Bal-scenariet, hvor kapacitetsudvikling i Danmark er baseret på optimering, ligger ca. 70% af den fortrængte elproduktion i Danmark og ca. 30% i resten af det europæiske energisystem.



Figur 6. Ændring i elproduktionen i 2050 i det modellerede europæiske energisystem som følge af etableringen af SMR i Danmark. Figuren viser ændringer sammenlignet med det givne referencescenarie uden SMR.

På tværs af alle scenarier fortrænger de nye SMR-anlæg i Danmark investeringer i gasfyrte kapacitet af en størrelse, der svarer til SMR's elproduktionskapacitet. Det skyldes, at SMR kapaciteten i modellen medvirker til at opfylde kravet om indenlandsk regulerbar kapacitet af hensyn til elforsyningssikkerheden.

I alle scenarier antages 600 MW_{el} af SMR-anlæggene at blive implementeret som kraftvarmeanheder, fordelt på 300 MW_{el} (400 MW varme) i DK1 og 300 MW_{el} (400 MW varme) i DK2. Fjernvarmeproduktionen fra SMR fortrænger primært produktionen fra biomasseanlæg og varmepumper og i mindre omfang produktionen fra elkedler. Der sker både en reduktion af varmeproduktion fra eksisterende anlæg og en reduktion af udbygningen med nye varmeproduktionsanlæg.

Mængden af regulerbar elproduktionskapacitet i Danmark og i det samlede europæiske system er identisk på tværs af scenarier med/uden SMR (som sikret i definitionen af scenarierne). Resultaterne viser imidlertid

en højere importafhængighed¹² i scenarierne med SMR., målt på timer og maksimalt importbehov over året. Dette skyldes, at der er samme mængde regulerbar elkapacitet på tværs af scenarier, men da SMR fortrænger noget af kapaciteten fra vindkraft og solcelleanlæg, øges afhængigheden af elproduktion fra vores nabolande i SMR-scenarierne. Dog forbedrer etableringen af SMR-anlæggene Danmarks elhandelsbalance målt på årligt volumen, dvs. øget nettoeksport eller reduceret import afhængigt af scenarie og år.

Resultaterne viser endvidere, at etablering af 1500 MW SMR vil sænke den gennemsnitlige elspotpris i Danmark med 0,7 øre/kWh (ca. 1,5% af elprisen) i 2050 i Bal-scenariet. Det skyldes primært, at SMR-anlæg får en prisreducerende effekt i perioder med høje elpriser.

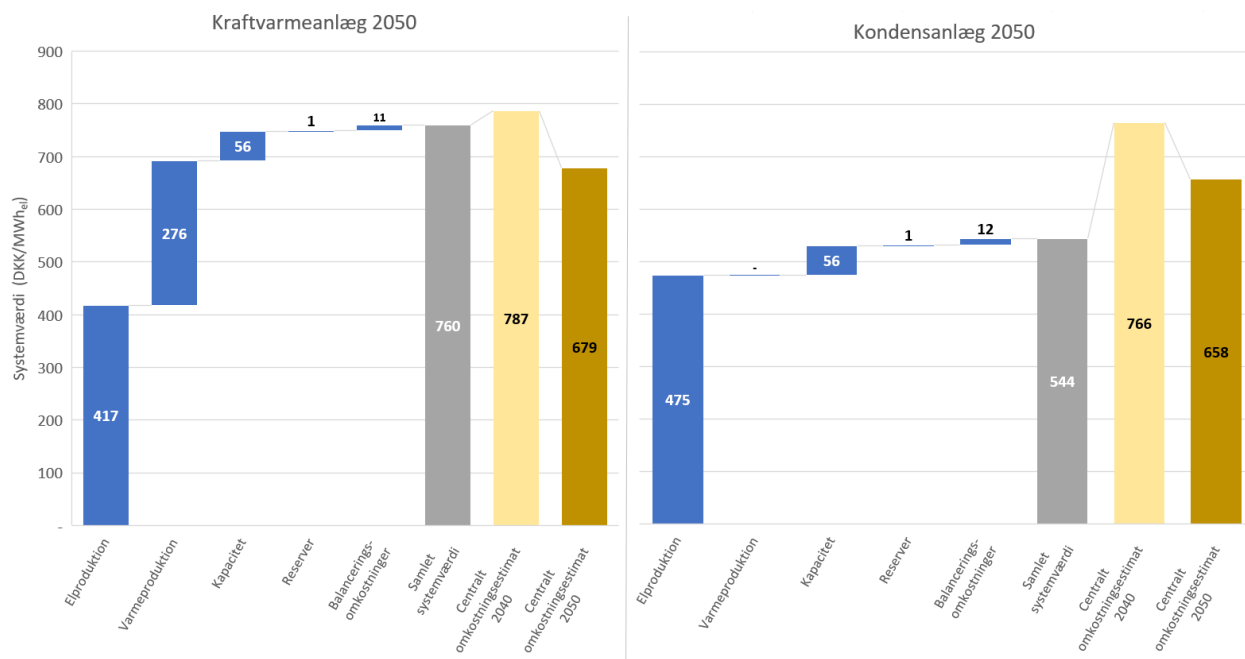
3.4. Økonomisk værdi af SMR

For at vurdere økonomien ved etablering af SMR i Danmark er den centrale metode at sammenligne omkostninger til etablering og drift med de systembesparelser, som anlægget giver anledning til i det samlede energisystem. I denne analyse giver etablering af et SMR-anlæg positiv systemværdi, når omkostningerne til at etablere anlægget og drive det i fyrré år er lavere end de systembesparelser anlægget medfører i en sammenligning med referencen.

Systembesparelser er sparede investerings- og driftsomkostninger i vind, sol og biomassefyrede anlæg samt evt. varmepumpeanlæg. Endvidere er det sparede omkostninger til elforsyningsikkerhed (kapacitetsmekanisme) samt sparede omkostninger til infrastruktur, driftsreserver og balancering. Evt. restværdi, skrotningsomkostninger samt omkostninger til at opbygge reguleringskompetencer hos myndighederne indgår ikke i beregningen.

I Figur 7 er vist systemværdi af SMR, der er i drift i beregningsåret 2050. Systemværdien er beregnet i Bal-scenariepakken. Der vises her alene værdien for 2050, da værdien for 2050 og frem er afgørende for anlæggets samlede værdi. Værdien sammenlignes med omkostningsestimaterne for anlæg der idriftsættes enten i 2040 eller i 2050. Som tidligere nævnt, er investeringsomkostninger for SMR stadig meget usikre. Mere sikre estimater baseret på faktiske data kan forventes om 10-15 år.

¹² Med importafhængighed menes de timer hvor forbrug minus indenlandsk produktion plus uudnyttet produktionsmulighed på regulerbare indenlandske kraftværker er større end nul



Figur 7. Langsigtet systemværdi af SMR i Danmark (2050). Systemværdien er beregnet i Bal-scenariepakken. Bemærk, at omkostningen er opgjort pr. potentiel mulig elproduktion for et SMR-anlæg. Den faktiske elproduktion vil være mindre for kraftvarmeverket på grund af varmeudnyttelsen. Værdien sammenlignes med omkostningsestimaterne for 2040 og 2050. Værdien fra 2050 og frem betyder mest for anlæggets samlede værdi, men i perioden mellem 2040 og 2050 kan værdien være lidt højere og er således hhv. 785 og 540 DKK/MWh for hhv. kraftvarmeanlæg og kondensanlæg i 2040.

Den samlede systemværdi er i Figur 7 opdelt på besparelser på elproduktion, varmeproduktion (i kraftvarmscenariet), indenlandsk kapacitet til opretholdelse af elforsyningsikkerhed (kapacitetskrav), driftsreserver og balanceringsomkostninger. Det fremgår, at sparede omkostninger til alternativ el- og varmeproduktion udgør langt størstedelen af systemværdien. Sparede omkostninger til gasfyrte effekt udgør ca. 10% af den samlede systemværdi. Der spares lidt omkostninger til opretholdelse af driftsreserver, da mængden af sol og vind reduceres i elsystemet, hvilket reducerer reservekravet lidt. Endelig spares balanceringsomkostninger, da atomkraft erstatter sol- og vindkapacitet, der stiller større krav til balancering.

Hovedkonklusionen er, at hvis varmen kan nyttiggøres, er det sandsynligt, at SMR-anlæg, der etableres omkring 2050, vil sænke de samlede omkostninger til el- og varmeforsyning. Hvis varmen ikke kan nyttiggøres, vurderes det omvendt mest sandsynligt at SMR-anlæg vil øge de samlede energiomkostninger. For SMR anlæg der etableres til drift allerede i 2040 overstiger omkostningerne systemværdien ved både etablering af SMR som kraftvarmeanlæg og som rent elproducerende anlæg.

Den mest kritiske forudsætning for disse konklusioner er antagelserne om omkostningsudvikling for SMR. Omkostningsudviklingen for de alternative teknologier, der udgør referencen, kan vurderes med større sikkerhed. Det skal endvidere bemærkes, at for at kapacitetsværdien kan nyttiggøres for anlægsejeren, skal der være etableret et kapacitetsmarked eller lignende økonomiske mekanisme i Danmark. Dette er ikke tilfældet på nuværende tidspunkt.

Analyserne viser, at systemværdien i AF25- og KF25-scenarierne er højere end i Bal-scenariet. Hovedforskellen er at Bal-scenarierne er optimerede, og energisystemet dermed er i økonomisk balance både før og efter etablering af SMR-anlæg. I AF25 og KF25 er de danske elproduktionsanlæg indlagt manuelt, uden sikkerhed for at det er "optimal" udbygning under de givne rammer. Denne metode giver markant højere

energisystemomkostninger end i Bal scenariet. Derfor spares flere omkostninger når anlæggene fjernes for at give plads til SMR, og sparede omkostninger er netop definitionen på systemværdien af SMR. Dertil kommer, at brændsels- og CO₂-priserne er højere, hvilket også bidrager til en højere værdi af SMR-anlæg.

Den beregnede systemværdi vil fordele sig mellem lande og mellem aktører, og afhænge af markedspriser på el og varme, flaskehalse og flaskehalsindtægter i transmissionssystemet samt af betalingsmekanismer for reserver, balancering og en fremtidig kapacitetsmekanisme, som også er indregnet i analyserne. I bilagsrapporten om energisystemanalysen er der vist yderligere detaljer.

Overordnet set viser analysen af værdiens fordeling på lande og aktører, at praktisk talt hele systemværdien ved SMR opstår i det danske energisystem. De interessenter, der får størst del i systemets fordel, er SMR-ejeren, som får indtægter fra elsalg, varmesalg og kapacitetsmarkedsværdi (forudsat at et kapacitetsmarked eller lignende økonomisk mekanisme er på plads). Den næststørste del af værdien tilfalder elforbrugerne i form af elkøb til en smule lavere priser.

3.5. Europæiske SMR-investeringsscenarier

For at vurdere de bredere muligheder for indpasning af SMR-anlæg i det europæiske elsystem og konsekvenserne ved etablering af SMR-anlæg i Danmark er der set på tre scenarier for udvikling af SMR-kapacitet i Europa. Der er i EURSMR scenarierne regnet på det pessimistiske, centrale og optimistiske forløb for udvikling af teknologiomkostninger for SMR.

Når modellen får mulighed for at investere i SMR i hele modelområdet i konkurrence med andre teknologier, investeres i det centrale scenarie omkring 4 GW i 2040, som stiger til 8 GW i 2050. Heraf ca. 0,5 GW i Danmark. I det optimistiske scenarie investeres i 100 GW mod 2050, hvilket svarer til ca. en fordobling af den europæiske atomkraftkapacitet. Heraf 1,4 GW i Danmark. Kun i Danmark har modellen haft mulighed for at etablere SMR som kraftvarme, hvilket den udnytter. Praktisk talt består hele den danske SMR-investering af kraftvarmekapacitet.

Resultaterne fra EURSMR-scenarierne bekræfter at kraftvarmemuligheden er attraktiv hvis mulig og indikerer, at økonomien i en eventuel dansk SMR-udbygning ikke afgørende forringes af en bredere udbygning med atomkraft i Europa. Resultaterne viser også, at omkostningerne til små modulære atomkraftværker skal reduceres markant, før de kan bidrage til at sænke de europæiske elproduktionsomkostninger.

4. Forkortelser og ordforklaringer

Forkortelse	Forklaring
AF	Analyseforudsætninger (Energistyrelsens forudsætninger for Energinet, fx AF25)
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ARIS	Advanced Reactors Information System (IAEA's database over reaktordesigns)
Brownfield-projekt	Et brownfield-projekt for atomkraftværker hvor nye reaktorer etableres på et eksisterende eller tidligere atomkraftværksområde med infrastruktur, nettilslutning og miljøpåvirkninger delvist afklaret i forvejen.
BWR	Boiling Water Reactor (kogevandsreaktor)
BWRX-300	SMR-design baseret på BWR med ca. 300 MW el
Bal	Balmorel-baseret referencescenarie
Balmorel	Balmorel energisystemmodel, anvendt til scenarie- og systemanalyse
CAPEX	Capital Expenditures, anlægsinvesteringer
CfD	Contract for Difference
CHP	Combined Heat and Power, kraftvarme
DH	District Heating
D&V	Drift og vedligehold
EURSMR	EURSMR-scenarierne, Scenarier med europæisk udbredelse af SMR-kapacitet i Balmorel-modellen.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FOAK	First Of A Kind, første anlæg af en ny teknologi
Gen	Reaktor generationer
Gen II	Tidlige kommercielle reaktorer fra slutningen af 1960'erne med traditionelle aktive sikkerhedssystemer.
Gen III	Videreudvikling af Gen II-reaktorer med forbedret brændselsteknologi, termisk effektivitet og standardiseret design.
Gen III+	videreudvikling af Gen III med øget brug af passive sikkerhedsfunktioner.
Gen VI	Avancerede reaktorkoncepter under udvikling, bl.a. højtemperatur- og formeringsreaktorer og smeltet salt-reaktorer.

Forkortelse	Forklaring
HALEU	High-Assay Low-Enriched Uranium (lavt beriget uran med 5–19,75% U-235)
HEU	High-Enriched Uranium (højt beriget uran, >20% U-235)
HLW	High-Level Waste, højaktivt radioaktivt affald
HTGR	High Temperature Gas-cooled Reactor, højtemperatur gaskølet reaktor
KF	Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets Klimastatus- og Fremskrivning, fx KF25
LCOE	Levelised Cost of Electricity, gennemsnitlig elproduktionsomkostning over levetiden
LEU	Low-Enriched Uranium (lavt beriget uran, typisk 3–5% U-235)
LR	Learning Rate, læringsrate for omkostningsreduktion pr. fordobling af kapacitet
LWR	Light Water Reactor, letvandsreaktor
MSR	Molten Salt Reactor, smeltet salt-reaktor
NOAK	Nth Of A Kind, nummer N anlæg i en serie
OCC	Overnight Capital Cost, investeringsomkostning uden finansieringsomkostninger
OPEX	Operating Expenditures, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
PWR	Pressurized Water Reactor, trykvandsreaktor
PTX / Power-to-X	Elbaseret produktion af fx brint og e-brændsler
SFR	Sodium-cooled Fast Reactor, natriumkølet hurtig reaktor
SMR	Small Modular Reactor, lille modulær reaktor
TVO	Teollisuuden Voima Oyj, finsk atomkraftselskab
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT Technical Research Centre of Finland)
WACC	Weighted Average Cost of Capital, vægtet gennemsnitlig kapitalomkostning