



RystadEnergy

# Kjernekraft i Norge

Endelig rapport

27.11.2023



## Bakgrunn og rapportstruktur

- Energikommisjonen la i februar i år fram sin rapport «Mer av alt – raskere». Her ble det understreket at det var behov for et taktskifte i utbyggingen av ny kraft i Norge.
- På kort sikt ble mulighetene for mer vannkraft, vindkraft på land, solkraft og biokraft trukket frem, og på lengre sikt ble også potensialet innen havvind fremhevet.
- Flertallet i kommisjonen mente at kjernekraft ikke var en løsning for Norge nå, men at man løpende burde følge den internasjonale utvikling innen kjernekraftteknologi og -sikkerhet.
- Det har vært andre stemmer i Norge som over de siste årene har argumentert sterkt for at kjernekraft kan være en løsning for Norge, blant annet gjennom såkalte små modulære reaktorer (SMR).
- Rystad Energy ser i denne rapporten på konkurransedyktigheten og nytten av SMR i det norske kraftsystemet.
- Først introduseres tradisjonell kjernekraft og situasjonen rundt kjernekraft i dag, inkludert hvem som har utviklet kjernekraft de siste tiårene, kostnader og tidslinjer for prosjektene. Vi ser også på hvem de sentrale aktørene er, viktige leverandørkjedeledde og økonomien i kjernekraftverk.
- Deretter gis det en introduksjon til rasjonale og teknologien bak små modulære reaktorer, samt en oversikt over de mest relevante utviklingsløpene.
- Tilslutt har vi vurdert konkurransedyktigheten av SMR i Norge, basert både på økonomiske faktorer og hvorvidt det har en merverdi i det norske kraftsystemet.

## Oppsummering

Kjernerkeft i dag

Små modulære reaktorer (SMR)

Konkurransedyktighet for kjernekraft i Norge

Appendiks



# Kjernekraft er ikke billig – Må bevise konseptet før det blir relevant i Norge



## Kjernekraft har vært preget av høye kostnader og lavt volum i vesten de siste tiårene

- Lav interesse har ført til en nedbygging av verdikjeden og store problemer med å levere prosjekter
- Prosjektrisiko og sikkerhetshensyn har drevet frem en sterk statlig tilstedeværelse i verdikjeden
- Inkludert kostnadsoverskridelser koster kjernekraft i vesten typisk 150 EUR/MWh\*



## SMR er bransjens svar på dårlige prosjekter – men vi vet ikke om det fungerer

- Mange aktører utvikler prosjekter, med de første pilotene potensielt klare på begynnelsen av 30-tallet
- Veldig varierende modenhet på teknologien, de mest aktuelle er nedskalerte konvensjonelle. Viktigste forbedringen er sannsynligvis evnen til å levere på kost. Generelle kostnadsforbedringer kan ikke forventes
- Avanserte SMR-er er meget umodne konsepter, og sannsynligvis ikke relevante før etter 2050



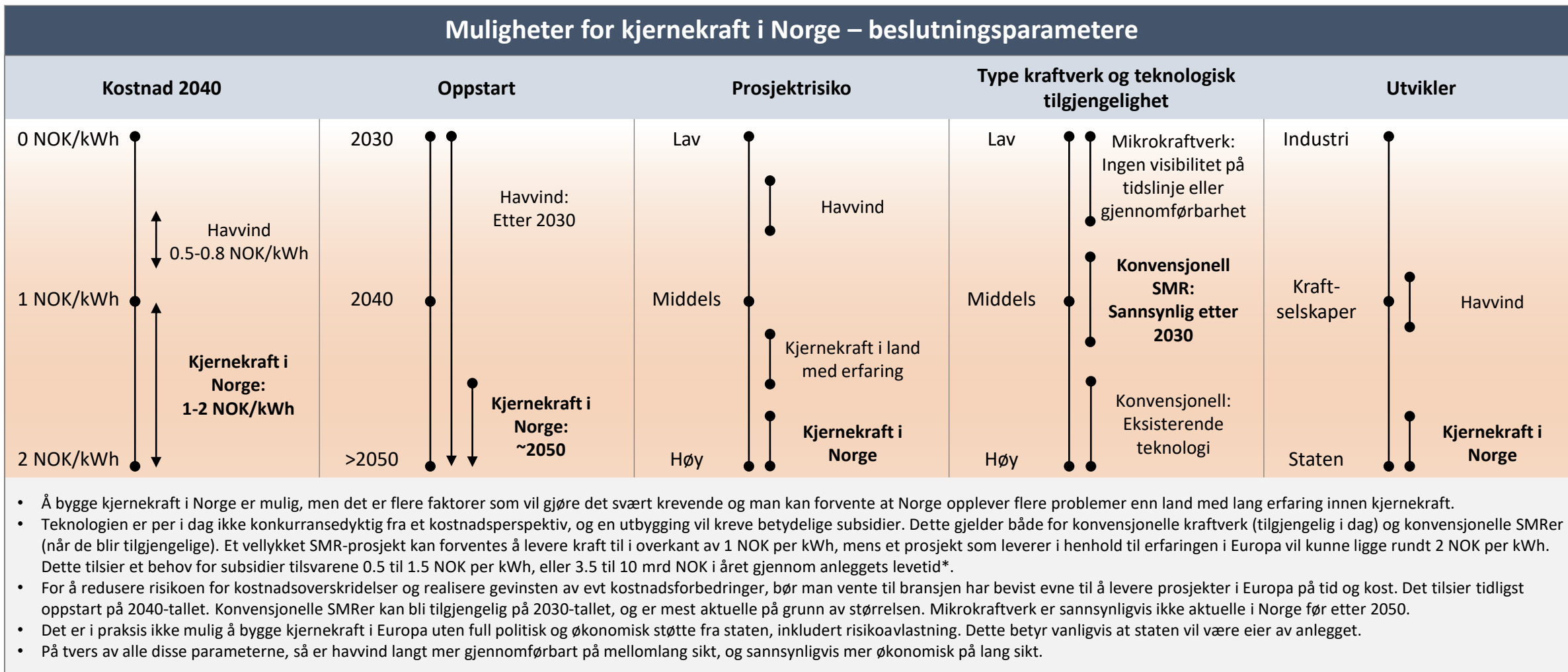
## SMR er ikke relevant for Norge før teknologien har hatt kommersiell suksess

- Kjernekraft vil ikke bli bygd i Norge uten sterk statlig involvering, på grunn av kommersiell risiko
- Kjernekraft i Norge vil sannsynligvis være ukommersielt i den relevante tidsperioden (før 2050)
- Hvis staten likevel velger å bygge ut kjernekraft, vil det ta minst ti år før den kommersielle risikoen har nådd et akseptabelt nivå som muliggjør en positive beslutning. Det impliserer oppstart nærmere 2050.

SMR er ikke relevant i Norge i dag – utviklere må bevise at det fungerer først

\*Ekskludert regulatoriske kostnader  
Kilde: Rystad Energy analyser

# Kjernekraft er mulig i Norge – men først rundt 2050 og det vil kreve tung statlig involvering

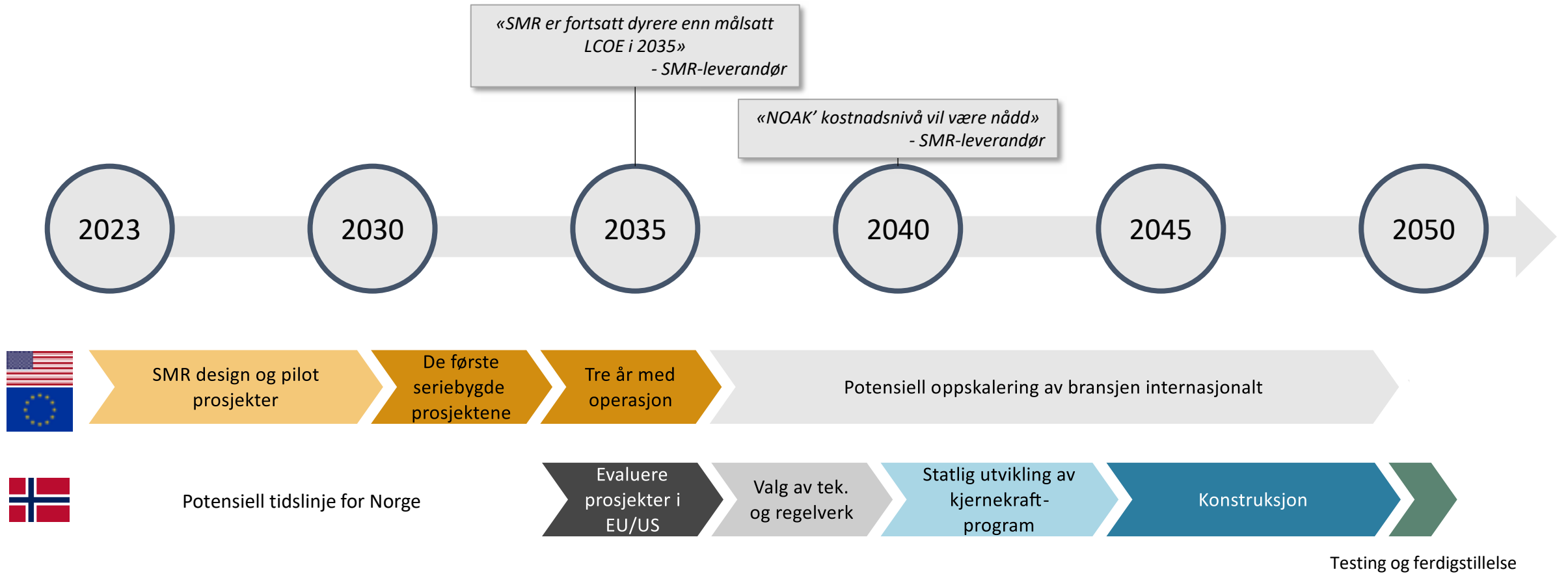


\*3x300 MW SMR, tilsvarende Westinghouse AP300 design.

Kilde: Rystad Energy analyser

# Først på midten av 2030-tallet vet vi nok til å vurdere kostnaden og potensialet til SMR

## Tidslinje for investering i kjernekraft i Norge



NOAK: N of a Kind – representerer punktet der teknologien er moden og dermed at kostnadsmålene er nådd  
Kilde: Rystad Energy analyser

Oppsummering

Kjernerkeft i dag

Små modulære reaktorer (SMR)

Konkurransedyktighet for kjernekraft i Norge

Appendiks



# Flere vestlige land åpner opp for kjernekraft for å nå klimamål

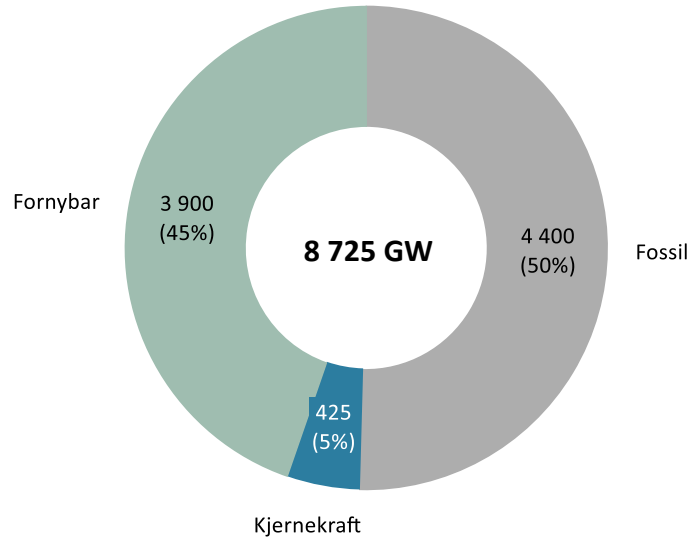


Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

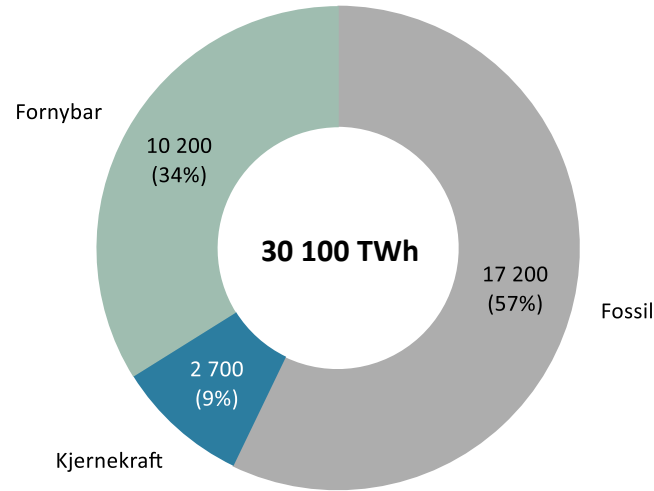


# Kjernekraft utgjør en betydelig del av kraftproduksjon globalt

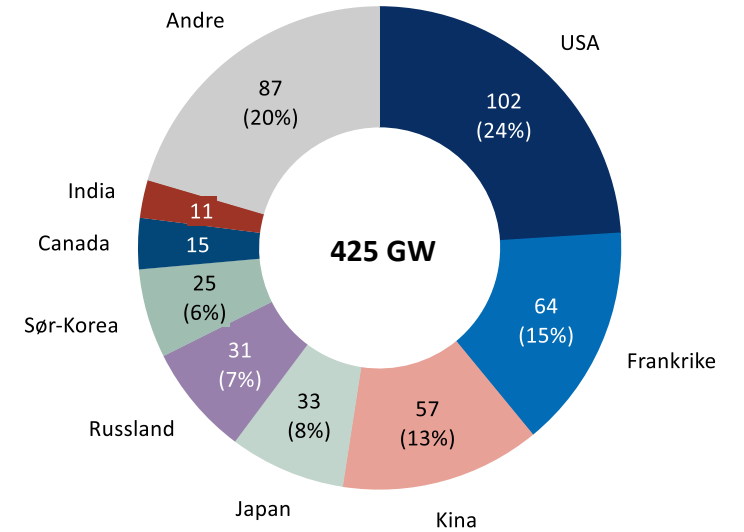
**Kapasitet per energikilde i 2023**  
(GW)



**Produksjon per energikilde i 2023**  
(TWh)



**Operasjonell kjernekraft kapasitet splittet på land**  
(GW)



- I 2023 er den globale kraftkapasiteten 8 725 GW.
- Kjernekraft utgjør 425 GW, noe som tilsvarer 5% av den totale globale kapasiteten, mens fossile energikilder utgjør 50%.

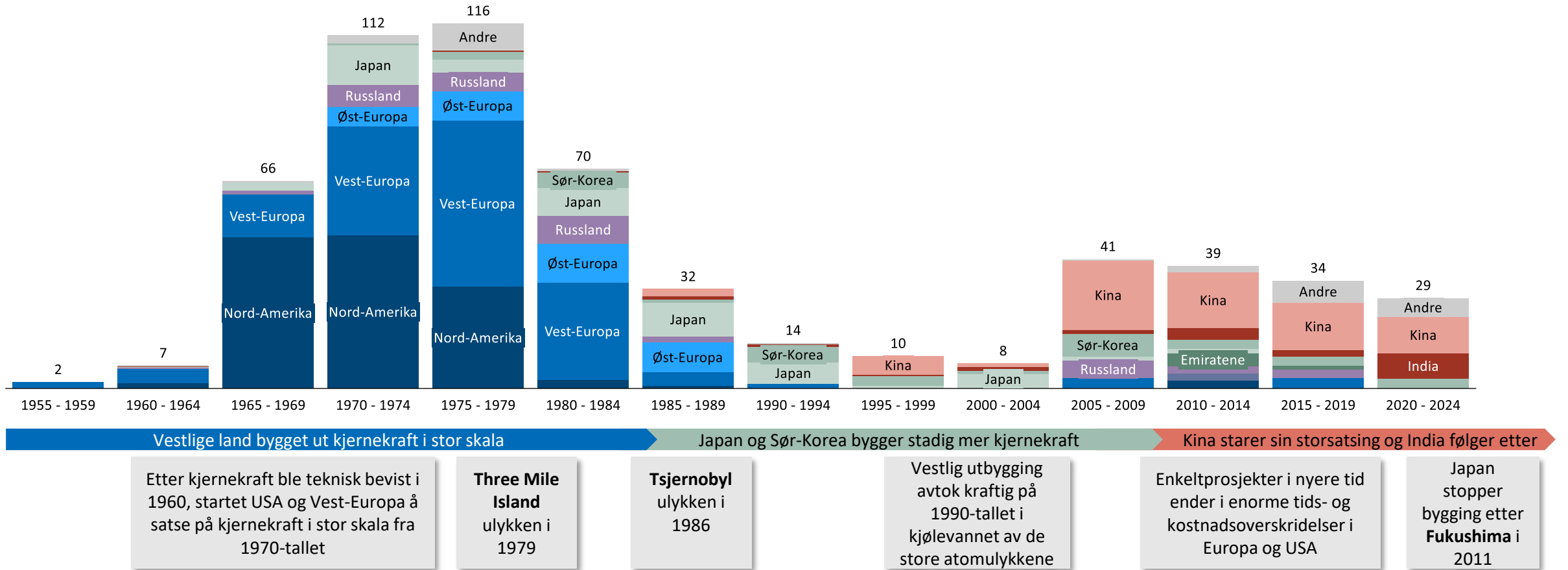
- I 2023 er den globale kraftproduksjonen 30 100 TWh og kjernekraft utgjør 9%.
- Sett bort ifra fossile kilder står kjernekraft for 21% av all produsert kraft.
- Kjernekraft har en større andel av kraftmiksen i form av produksjonen enn kapasitet. Det er fordi kjernekraft har høyere kapasitetsfaktor enn andre energikilder, særlig sammenlignet med sol og vind.

- USA har den største flåten med 102 GW i kapasitet, noe som utgjør 24% av global kapasitet.
- Deretter følger Frankrike med 64 GW og Kina med 57 GW, hvor Kina er det landet med størst ny kapasitet på 48 GW siden 2010.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# Utbygging av kjernekraft har beveget seg fra vest til øst

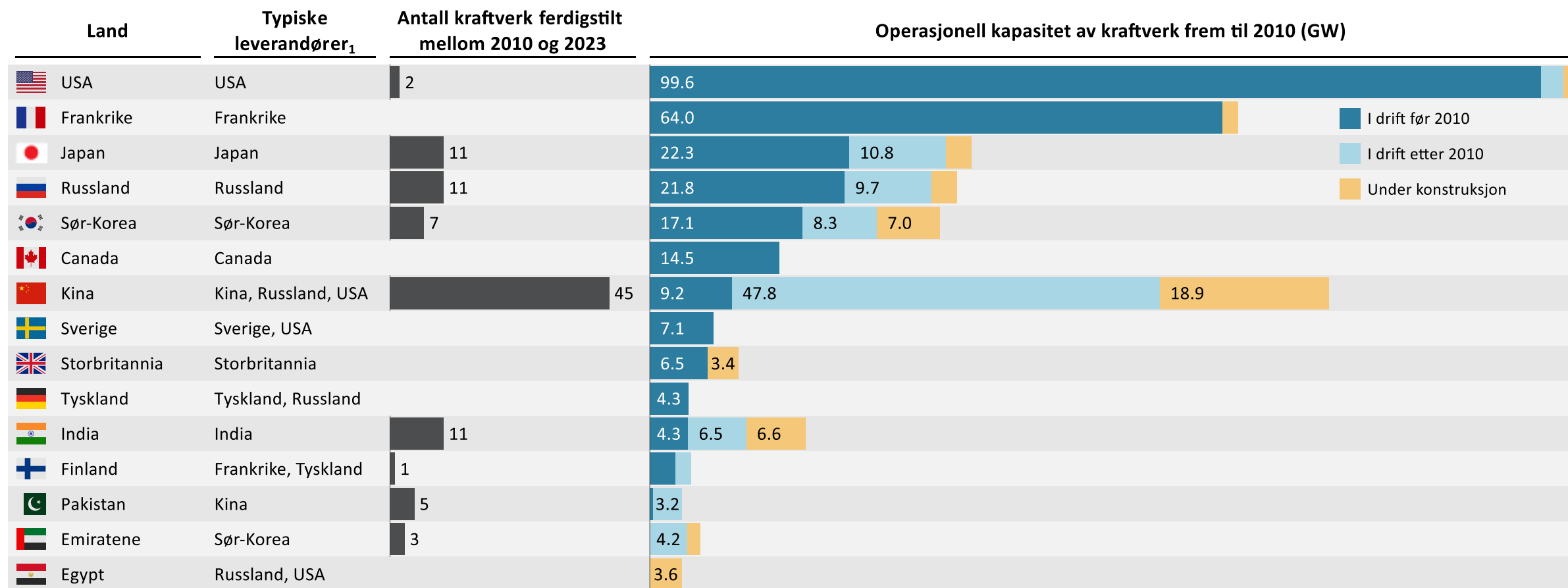
## Utbygget kjernekraftkapasitet, per utbyggingsstart GW



Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# Tradisjonelle kjernekraftgiganter har bygd svært lite kapasitet det siste tiåret

## Antall kjernekraftverk og deres kapasitet etter status, fordelt på land, fra 2010 til 2023

















1) Nasjonal tilhørighet for leverandører

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# Flere nasjoner har åpnet for at kjernekraft kan være en måte å nå sine klimamål

## Oversikt over åpenheten for mer kjernekraft i utvalgte land med eksisterende kjernekraftverk

Region	Land	Nåværende kjernekraft kapasitet (GW)	Åpen for mer kjernekraft <sup>1</sup>
Europa & Nord-Amerika	 USA	102	✓
	 Frankrike	64	✓
	 Canada	15	✓
	 Sverige	7.1	✓
	 Storbritannia	6.5	✓
	 Belgia	6.2	▶
	 Finland	4.6	✓
	 Tyskland	4.3	✗
	 Tsjekkia	4.2	✓
	 Romania	1.4	✓
Andre	 Kina	57	✓
	 Japan	33	▶
	 Sør-Korea	25	✓
	 India	11	✓

Energiprisene de siste årene har gjort at nesten alle land med kjernekraft er åpne for mer

### Unntak:

- Japan vil nå gjenåpne alle sine kraftverk, men har ennå ikke noen uttalt ambisjon om å bygge mer kjernekraft.
- Belgia har åpnet opp for levetidsforlengelse.
- Tyskland holder fast ved sitt forbud gjennom Energiwende.

1) Åpen for mer kjernekraft. Ambisjon om mer kjernekraft. Subsidier for eller statlig eierskap i utvikling av kjernekraft-teknologi. Ambisjon om eller potensiale for eksport av kjernekraft-teknologi

Kilde: Rystad Energy analyser; IEA Nuclear Power and Secure Energy Transitions; GOV.UK

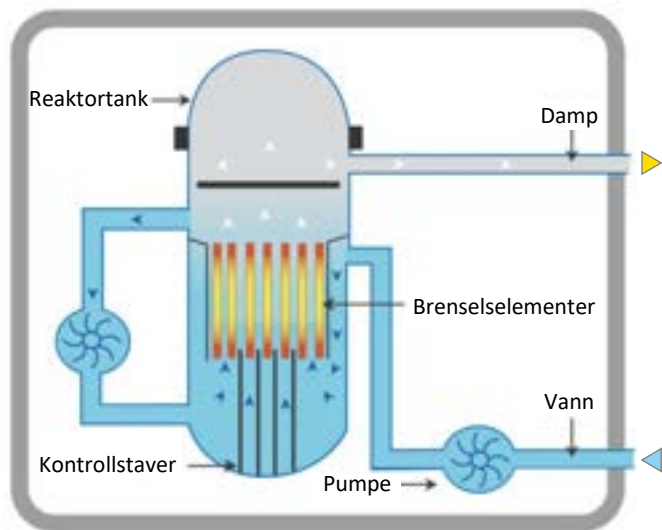
# Kjernerkeftteknologi står overfor et generasjonsskifte, i reaktorteknologi og kraftverkdesign



Kilde: Rystad Energy analyser

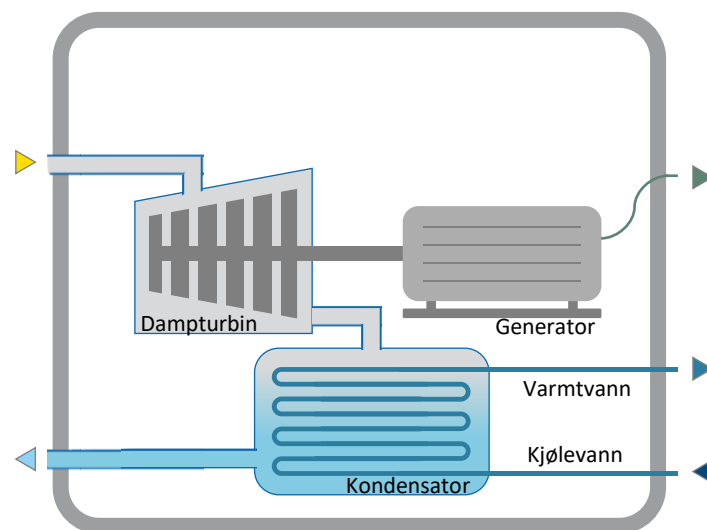
# Tre hoveddeler; reaktorøy, turbinøy, infrastruktur og andre sekundære komponenter

## Reaktorøy



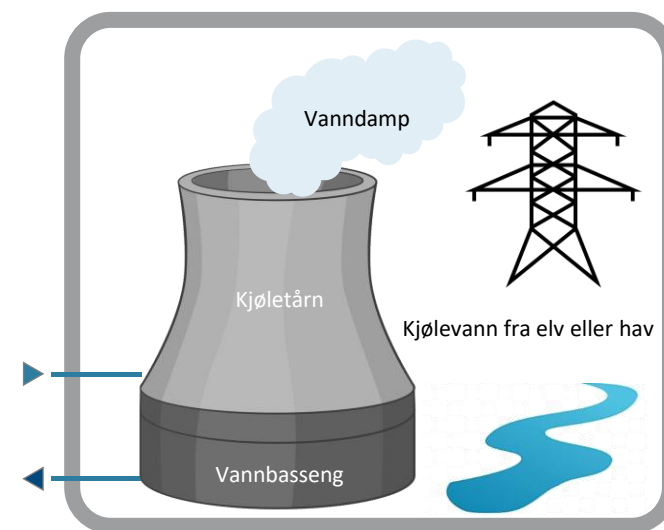
- Det finnes mange type reaktorer. Illustrasjonen viser en kokvannsreaktor, den enkleste typen i form av antall komponenter.
- Reaktorøyen er hjertet i et kjernekraftverk, hvor fisjonsprosessen skjer. Brenselet spaltes for å frigjøre store mengder varme som brukes til å varme opp vann, som deretter blir til damp.
- Effekten som genereres kontrolleres ved hjelp av kontrollstaver som kan heves og senkes. Disse regulerer hvor mye av brenselet som eksponeres.

## Turbinøy



- På turbinøyen brukes dampen fra reaktorøyen til å drive turbinen som igjen driver en elektrisk generator. Den genererte energien blir sendt til strømmettet. Dampen kondenseres tilbake til vann og returneres til reaktorøyen for å gjenta prosessen.
- Turbinøyen er i stor grad lik andre typer dampdrevne varmekraftverk, for eksempel kombinerte gasskraftverk (CCGT). Basert på Rankine-syklusen omdannes varme til mekanisk arbeid.

## Infrastruktur og sekundære komponenter



- Kjernekraftverk består også av andre komponenter som kjøletårn og andre sekundære enheter, som for eksempel utstyr og infrastruktur for avfallshåndtering og tilkobling til strømmettet.
- Om kjernekraftverker krever et kjøletårn er avhengig av beliggenheten. Hvis det har tilgang til store mengder vann, som en stor elv eller et hav, kan det være at det ikke nødvendig med et kjøletårn for å redusere varmen fra turbinøyen.

Kilde: Rystad Energy analyser; World Nuclear Association

# Kjernekraft har vært under stadig utvikling, med fokus på økt sikkerhet og effektivitet

## Historisk klassifisering av atomreaktorer, etter generasjon

### Generasjon I

1940s - 1950s

- Tidlig prototype av reaktor, ofte brukt til forskning, produksjon av materialer til kjernevåpen eller tidlig elektrisitetsproduksjon.



Enrico Fermi kjernereaktor, operativ 1966

Utdatert

### Generasjon II

1960s-1990s

- Majoriteten av dagens operasjonelle reaktorer er Gen. II-reaktorer. De har bedre sikkerhets- og pålitelighetssystemer, høyere effektivitet og økt effekt.



Davis-Besse kjernereaktor, operativ 1970

Utdatert

### Generasjon III/III+

1990s-idag

- Bygger på generasjon II-reaktorer, men med betydelig bedre design, hovedsakelig innen drivstoffteknologi, termisk effektivitet og sikkerhet.
- Flere SMR-design som er under utvikling er Gen. III/III+, som for eksempel BWRX-300 og VOYGR.



Olkiluoto kjernereaktor, operativ 2023

Modent

### Generasjon IV

2030 – 2050s

- Gen. IV-reaktorer, også kalt avanserte reaktorer, er i utviklingsfasen og tar sikte på forbedret sikkerhet og effektivitet, samtidig med redusert avfallsmengde, byggetid og kostnader.
- Gen. IV-design kan være mer relevant for SMR ettersom de har økt varmeeffekt.



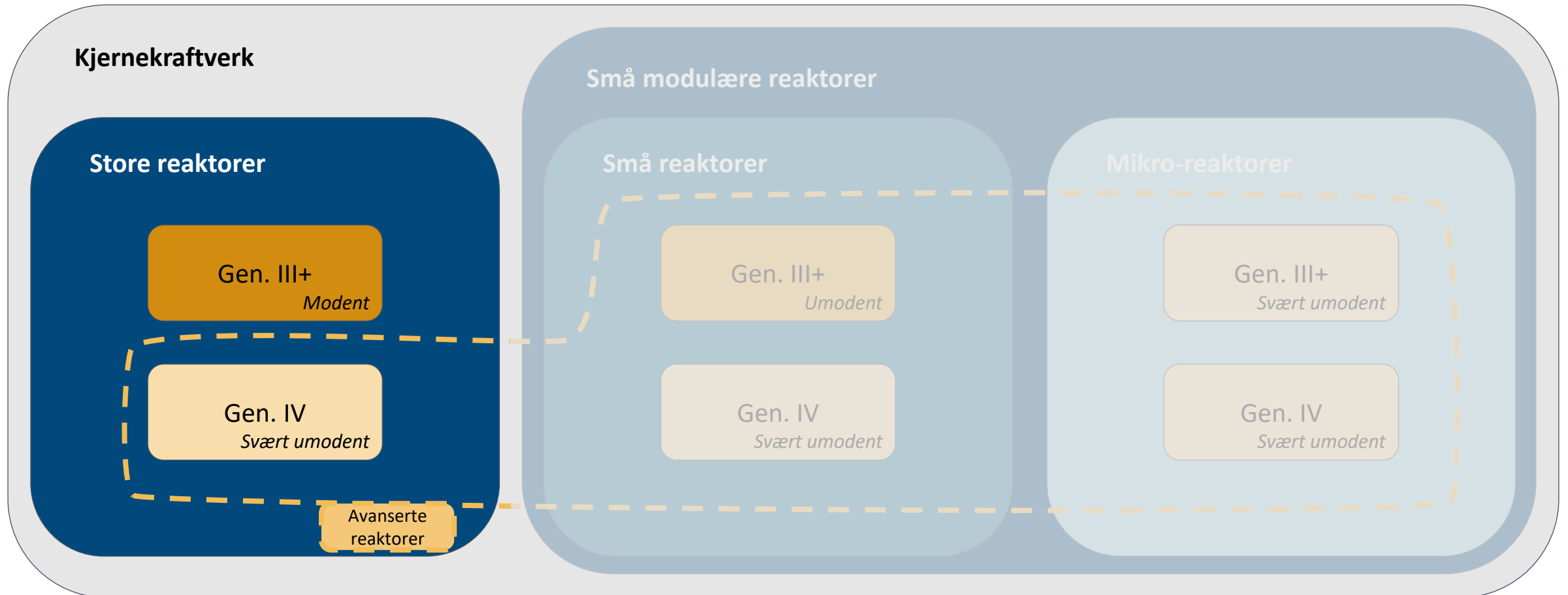
IMSR, Terrestrial Energy's avansert SMR

Svært umodent

Kilde: Rystad Energy analyser

# Gen. III+ er den mest relevante kraftverkstypen å bygge i nær fremtid

## Modenhet av teknologien i de overordnede kraftverkstypene



Kilde: Rystad Energy analyser



# Det finnes mange type reaktorer, trykkvannsreaktoren er mest brukt

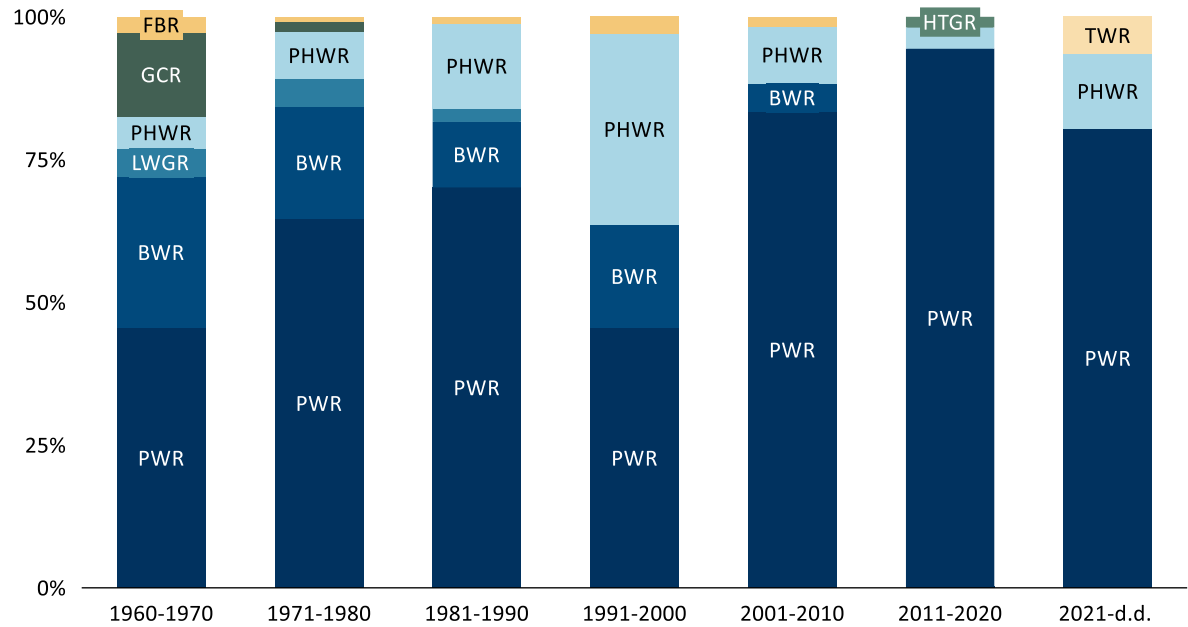
## Reaktorhierarki



- Lett- og tungtvannsreaktorer er de mest anvendte og utprøvde teknologiene.
- Kategorien med «andre» reaktorer inneholder ikke-utbygde teknologier i generasjon-IV. Disse er markert i lys grå.

## Teknologianvendelse

Andel for hver reaktorteknologi



- PWR er den mest anvendte reaktorteknologien historisk.
- BWR har i stor grad blitt anvendt i Japan, så bruken av dette avtok etter at Japan sluttet å bygge ut kjerneenergi etter Fukushima-ulykken.
- Nye reaktorteknologier er i stor grad på forskningsstadiet, og vil bygges i mindre antall fremover, frem til de evt. blir kommersialisert.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube; World Nuclear Association (2023)




















# Kjernerkeftmarkedet har høy grad av statlig involvering med få og store aktører



Kilde: Rystad Energy analyser

# Europeiske kjernekraftselskaper er ofte statseid

## Oversikt over utvalgte, sentrale aktører

Operatører		Reaktorleverandører		Turbinleverandører		Anriket uranleverandører	
Selskap	Statlig eid	Selskap	Statlig eid	Selskap	Statlig eid	Selskap	Statlig eid
 Électricité de France, FR	✓	 Framatome, FR	✓	 Alstom, FR, nå en del av General Electric		 Tenex (Rosatom), RU	✓
 Constellation, US		 Westinghouse, US		 Turboatom, UA	✓	 Urenco, UK, DE og NL	✓
 Energoatom, UA	✓	 GE Hitachi, US/JP	✓	 Framatome, FR	✓	 Orano, FR	✓
 CEZ, CZ	✓	 JSC Atomenergomash (Rosatom), RU	✓	 Westinghouse, US		 CNNC, CN	✓
 Southern Nuclear, US		 Rolls-Royce, UK		 JSC Atomenergomash (Rosatom), Russland	✓		

- Operatørene av kjernekraftverk er ofte kraftselskap. I Europa er disse ofte statseid, slik som EDF. Dette står i kontrast med amerikanske kjernekraftoperatører der staten ikke er involvert. Dette henger sammen med at det europeiske markedet er ofte tyngre regulert, mens det amerikanske markedet har større vekt på privat eierskap og kontroll.
- Innenfor leverandørkategorien er det ofte store leverandører som tilbyr reaktorer og turbiner. Disse har godkjente design i motsetning til nye aktører som Rolls-Royce som entrer markedet. Det er ofte tette bånd mellom operatører og reaktorleverandører.
- Leverandørmarkedet innenfor anriket uran, er konsentrert. Det er få, men store leverandører. Det Russiske selskapet Tenex, eid av det statlig eide kjernekraft selskapet Rosatom, dominerer markedet med rundt 50% av global anrikingskapasitet, mens Urenco står for rundt 25%.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# EDF er den absolutt største operatøren og utvikleren av vestlig kjernekraft






## Utvalgte operatører og utviklere

Selskap	Statlig eid	Land	Global operasjonell kapasitet i GW	Kommentar
 Électricité de France, FR	✓		69	EDF er Europas største energiselskap. Kjernekraft utgjør 77% av elektrisiteten selskapet produserer. EDF eier også britiske EDF Energy, tidligere British Energy. EDF har designet EPR-reaktoren og har rollen som eier, utvikler og operatør i nasjonale prosjekter. EDF er også involvert som leverandør til prosjekter utenfor Frankrike.
 Constellation, US			23	Constellation, tidligere Exelon, er USAs største produsent av karbonfri energi. Kjernekraft utgjør rundt 85% av elektrisiteten selskapet produserer. Selskapet eier seks kjernekraftverk og tre av dem benytter PWR-designet til Westinghouse og de resterende tre BWR-designet til GE.
 Energoatom, UA	✓		14	Energoatom har ansvar for driften av Ukrainas kjernekraftverk og dekker rundt 55% av Ukrainas elektrisitetsbehov. Reaktordesignet på de 4 kraftverkene er av typen VVER-1000.
 CEZ, CZ	✓		4	CEZ eier og driver to kjernekraftverk av design VVER-213 og VVER-320. Disse to kraftverkene har fått et vedtak om å avvikles ved endt levetid, altså i 2027 for det første og i 2042 for det andre.
 Southern Nuclear, US			7	Southern Nuclear driver totalt syv kjernekraftverk. Selskapet tilfører henholdsvis 77% og 88% av statene Alabama og Georgias karbonfrie elektrisitet. De to nyeste reaktorene, Vogtle 3 & 4, er blant de første kjernekraftverkene som bygges i USA på mer enn 30 år.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube; OECD-NEA (2020)

# Framatome og Westinghouse er de fremste vestlige reaktorleverandørene

## Utvalgte reaktorleverandører

Selskap	Statlig eid	Type reaktor	Global operasjonell kapasitet i GW	Kommentar
 Framatome, Frankrike	✓	PWR	75	Framatome er et fransk kjernekraftselskap, eid av Électricité de France (EDF), Mitsubishi Heavy Industries og Assystem, tidligere kalt Areva. Selskapet ble dannet med målet om å lisensiere Westinghouses trykkvannsreaktordesign (PWR) for bruk i Frankrike.
 Westinghouse, USA		PWR	73	Westinghouse er en av de største leverandørene av kjernekraftreaktor typen PWR. Selskapet tilbyr nå den første generasjon III + reaktor og er i ferd med å utvikle en ny mobil mikroreaktor kalt eVinci.
 HITACHI, GE Hitachi, US/Japan		BWR	47	GEH er et kjernekraftsamarbeid mellom General Electric og Hitachi. De har tidligere laget reaktorer og har vært med på å konstruere og bygge kokvannsreaktor (BWR) og avansert kokvannsreaktor (ABWR). GE og Hitachi har 41 og 6 GW global operasjonell kapasitet, mens det er planlagt at et kraftverk i Japan skal benytte seg av GEH's ABWR reaktor.
 ROSATOM, JSC Atomenergomash (Rosatom), Russland	✓	PWR, LWGR, FBR	31	JSC Atomenergomash er en maskiningeniøravdeling av statseide Rosatom og tilbyr design, produksjon og komplett utstyr, en såkalt reaktor- og turbinø.
 ROLLS ROYCE, Rolls-Royce, Storbritannia		SMR	0	Rolls-Royce solgte sine tjenester innenfor kjernekraft til Westinghouse i 2019, men designer nå små modulære reaktorer (SMR). I 2020 kunngjorde selskapet at de planla å bygge opptil 16 Rolls-Royce SMR kraftverk i Storbritannia.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

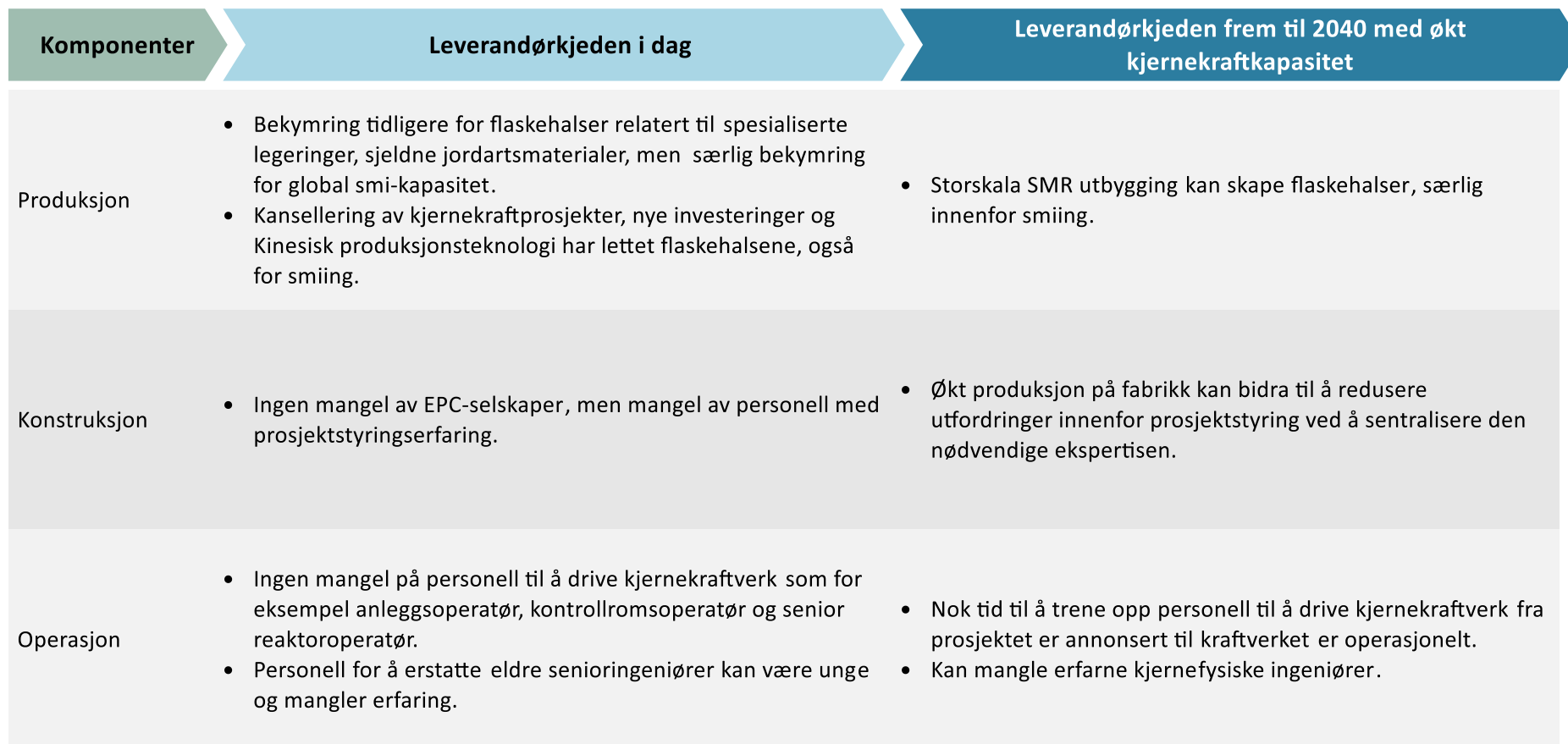
# Det er flere utfordringer i leverandørkjeden for kjernekraft



Kilde: Rystad Energy analyser

# Begrensninger i leverandørkjeden kan oppstå om det blir stor kjernekraftutbygging

## Potensielle utfordringer i leverandørkjeden



*En pålitelig og effektiv leverandørkjede er avgjørende for å sikre at prosjekter gjennomføres til budsjett og tidsplan*

*Verdens kjernekraftforening*

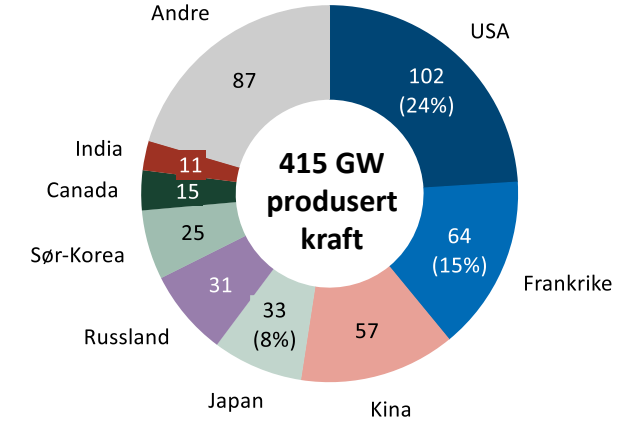
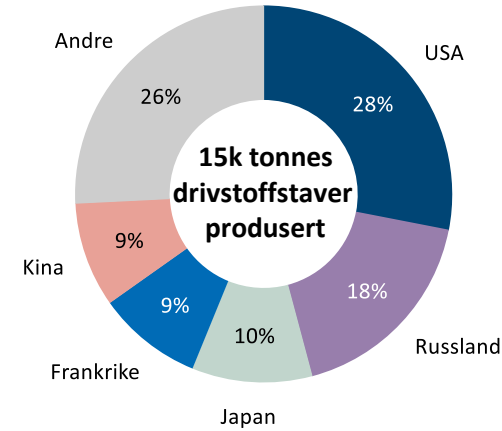
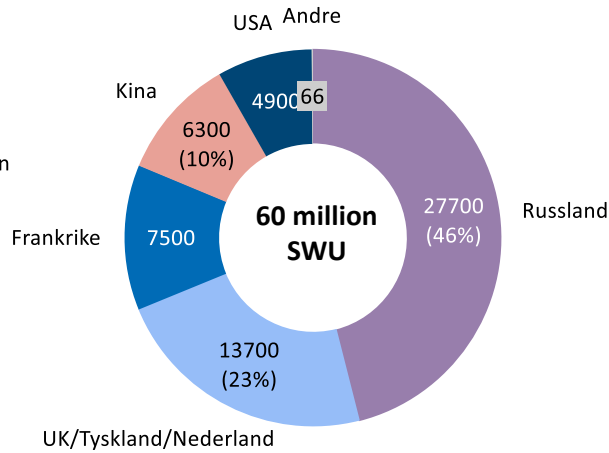
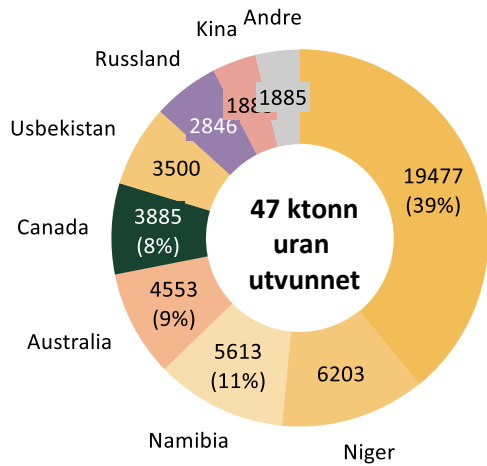
*USA må øke leverandørkjeden betydelig for å støtte 200 GW avansert kjernekraft; det største gapet er innenfor smiing*

*Det amerikanske energidepartementet*

Kilde: Rystad Energy analyser; US Department of Energy - Pathways to Commercial Litoff: Advanced Nuclear ; MIT – The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World; World Nuclear Association - The World Nuclear Supply Chain: Outlook 2030 (2014 revision)

# Flere land er involvert i leverandørkjeden for uran – Russland er den største aktøren

## Leverandørkjeden for uran, 2020



### Gruvedrift og utvinning av uranmalm



### Raffinering og anrikning



### Brenselsproduksjon



### Kraftproduksjon



### Brenselgjenvinning



### Brukt brensel



### Endelig lagring

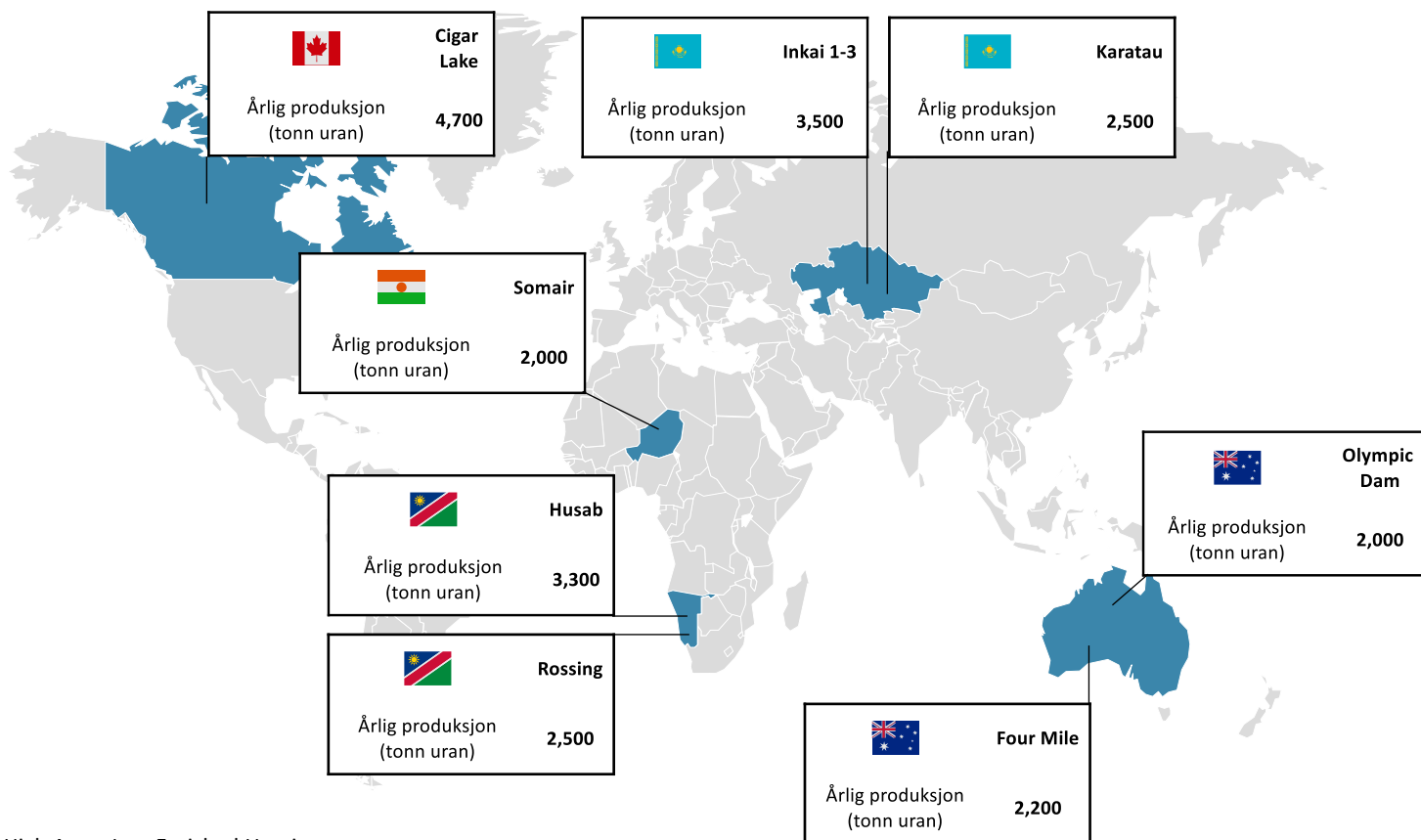


Kilde: Rystad Energy analyser; World Nuclear Association (2020)



# Store forsyninger av uran er tilgjengelige, men geopolitiske konflikter kan begrense det

## Oversikt over de største urangruvene



1: High Assay Low Enriched Uranium  
Kilde: Rystad Energy analyser

## Utfordringer i leverandørkjeden for uran

- **Politisk stabilitet:** Uran utvinnes ofte i land med ustabil politisk situasjon. For eksempel, i juli 2023, toppet prisen av uran seg på grunn av Niger-kuppet. Russlands invasjon av Ukraina la også press på forsyningen av anriket uran, men prisene har holdt seg stabile ettersom det ikke har blitt innført sanksjoner mot import av russisk uran.
- **HALEU produksjon:** Gen. IV bruker HALEU<sup>1</sup>, et svært effektivt kjernebrensel. Dette ble kun produsert i Russland frem til åpningen av Piketon-anlegget i Ohio tidlig oktober 2023.
- **Ressursutarming:** Uran er en begrenset kilde, og selv om det fremdeles er rikelige med reserver, kan det hende at alternative brensel må vurderes. De fleste anlegg lagrer i gjennomsnitt 3-5 år med brensel i tilfelle leverandørkjedeproblemer.
- **Regulatoriske hindringer:** Å få innvilget lisens for utvinning, prosessering og anriking kan ta lang tid og være kostbart. Endring av regulering og offentlig motstand kan komplisere dette ytterligere.
- **Sikkerhetsrisikoer:** Transport og lagring av uran kan være sårbart for tyveri eller sabotasje og dermed utgjøre betydelig sikkerhetsrisiko.

# Langsiktige løsninger for kjernekraftavfall eksisterer, de er kostbare men langt fremme i tid

## Avfallshåndtering

### Brenselsyklus



#### Åpen brenselsyklus (USA):

**Utnyttelse av brensel:** Brensel brukes én gang, og deponeres deretter.

**Avfallshåndtering:** Lagret som kjernefysisk avfall, ingen reprosessering.

**Ressursforbruk:** Ineffektiv bruk av spaltbart materiale som anriket uran. Det brukte brenselet inneholder omtrent 96% av det opprinnelige uranet (<1% 235U)

#### Lukket brenselsyklus (Japan, Frankrike, Russland):

**Brenselsgjenvinning:** Brukt brensel reprosesserer og spaltbart materiale gjenvinnes.

**Avfallsreduksjon:** Reprosessering reduserer volumet av høyradioaktivt avfall og gjenvinner verdifulle materiale som plutonium.

**Plutoniumproduksjon:** Effektivt brensel men krever ekstra sikkerhet.

### Lagring av kjerneavfall



#### Korttidslagring:

**Lagring:** Brenselet lagres under vann de første 10-40 årene for nedkjøling og for å redusere stråling. Dette skjer vanligvis ved atomkraftverket.

**Håndtering:** Avfallet lagres deretter i inertgassfylte stålsylindere som legges til slutt i betongfat, kjent som «dry cask storage».

#### Langtidslagring:

**Formål:** Hensikten er å permanent sikre og isolere atomavfall som ofte er farlig i over 1000 år.

**Beliggenhet:** Ligger ofte dypt under jorden i geologiske stabile formasjoner. Onkalo i Finland (450 meter dyp) og Forsmark i Sverige (500 meter dyp).

### Utfordringer og kostnader



#### Utfordringer:

**Meninger:** Offentlig og politisk motstand kan føre til kansellering av langtidslagringsanlegg, som sett ved Yucca Mountain.

**Valg av sted:** Å identifisere egnede langtidslagringssteder er en kompleks prosess som involverer vanskelig prosjektering og ofte skiftende regelverk.

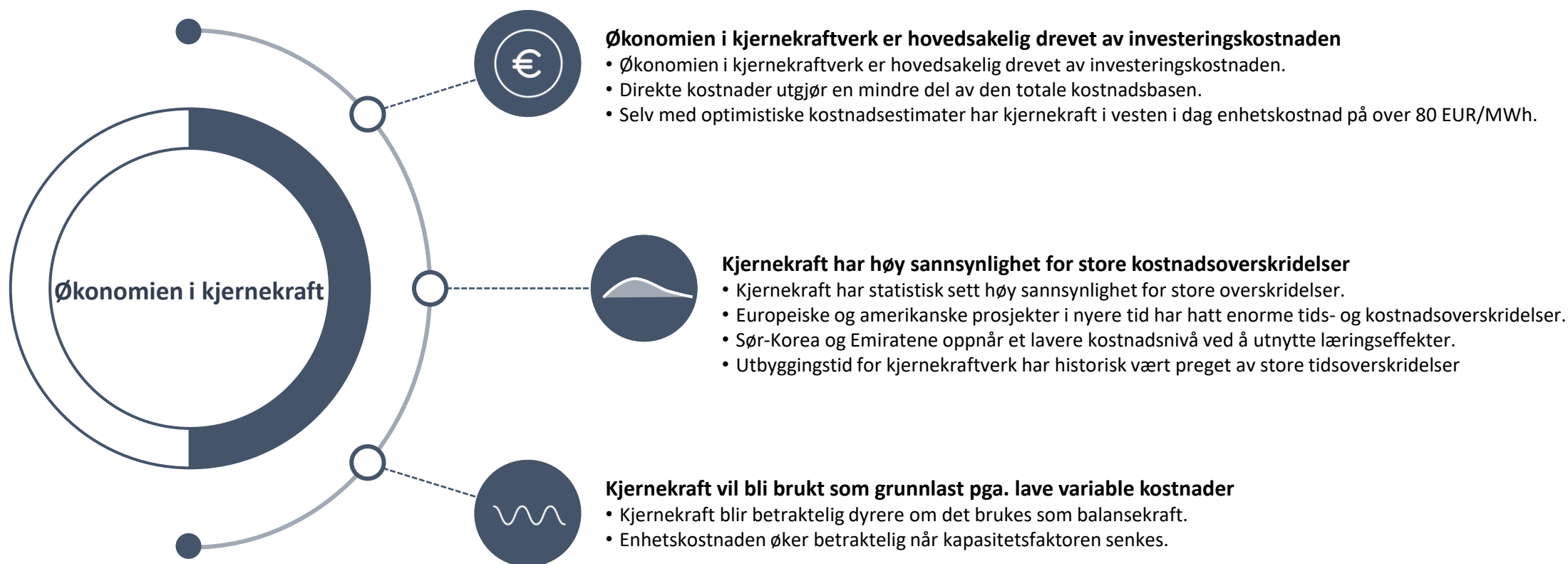
#### Kostnad og tid:

**Onkalo (Finland):** Lagringsprosjektet stod ferdig i 2023. Det kostet rundt 3,5 milliarder EUR og tok 20 år å bygge. Kostnaden for lagring per produsert energi er da ca. 2 EUR/MWh or EUR 500,000 per tonn lagret materiale.

**Yucca (USA):** Mulighetsstudie og forplanleggingen av det (nå kansellerte) Yucca-prosjektet kostet 13 milliarder EUR mellom 1983 og 2008. Prosjektet ville ha kostet ytterligere 52 milliarder EUR i bygging og drift, tilsvarende 1.5 EUR/MWh eller 500 000 EUR per tonn lagret materiale.

Kilde: Rystad Energy analyser

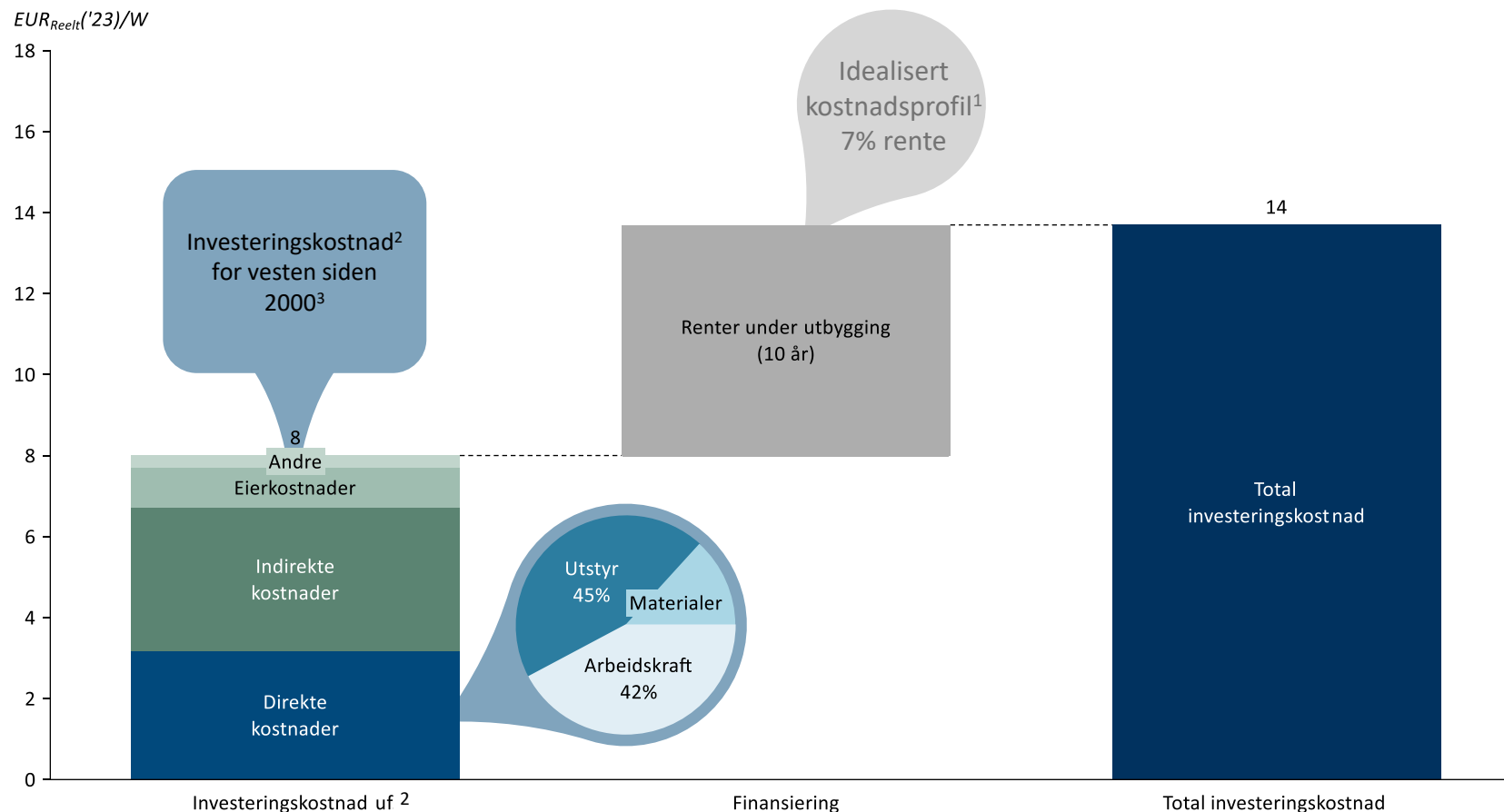
# Høye investeringskostnader og betydelig risiko for tids- og kostnadsoverskridelser



Kilde: Rystad Energy analyser

# Høye investeringskostnader drevet av indirekte kostnader og tid

## Hovedelementene i økonomien i kjernekraft



- Total energikost for kjernekraft består hovedsakelig av investeringskostnaden. Drift, vedlikehold og brenselkostnader er relativt små. Økonomien i kjernekraft er derfor svært sensitiv til tids- og kostnadsoverskridelser i utbyggingsfasen, i tillegg til rentenivået.
- Direkte kostnader utgjør en relativt liten del av investeringskostnaden. Indirekte kostnader består av prosjektledelse for bygging, oppstartskostnader, testing, osv. Eierkostnad består av rekruttering, trening, lønn og andre ansattkostnader.
- Utstyr og materialer utgjør en mindre del av kostnaden, som betyr at besparelser helst finnes i byggefasen og i forenkling av reguleringer.
- Kostnadsnivået i analysen er basert på moderate kostnadsanslag for de seneste europeiske og amerikanske prosjektene. Andre prosjekter har hatt betydelig lavere investeringskostnader.
- Analysen legger til grunn en rente på 7% og 5 år tidsoverskridelser, mao. en utbyggingstid⁴ på 10 år.

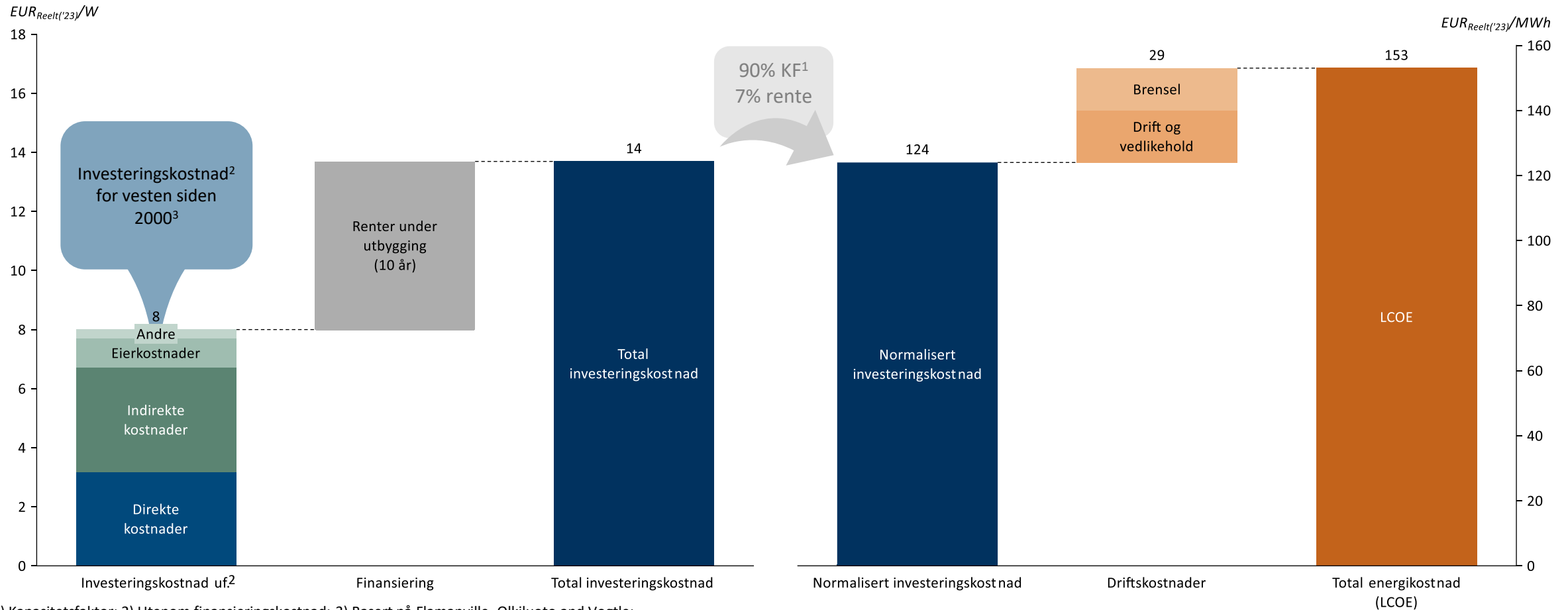
1) Idealisert kostnadsprofil innebærer at 75% av investeringskostnaden fordeles likt over de første tre utbyggingsårene, mens de resterende 25% fordeles over resterende årene 2) Utenom finansieringskostnad;

3) Basert på Flamanville, Olkiluoto and Vogtle; 4) Utbyggingstid innebærer bygging, uttesting og oppstart.

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project; IEA – Nuclear Power and Secure Energy Transitions;

# Økonomien i kjernekraftverk er hovedsakelig drevet av investeringskostnaden

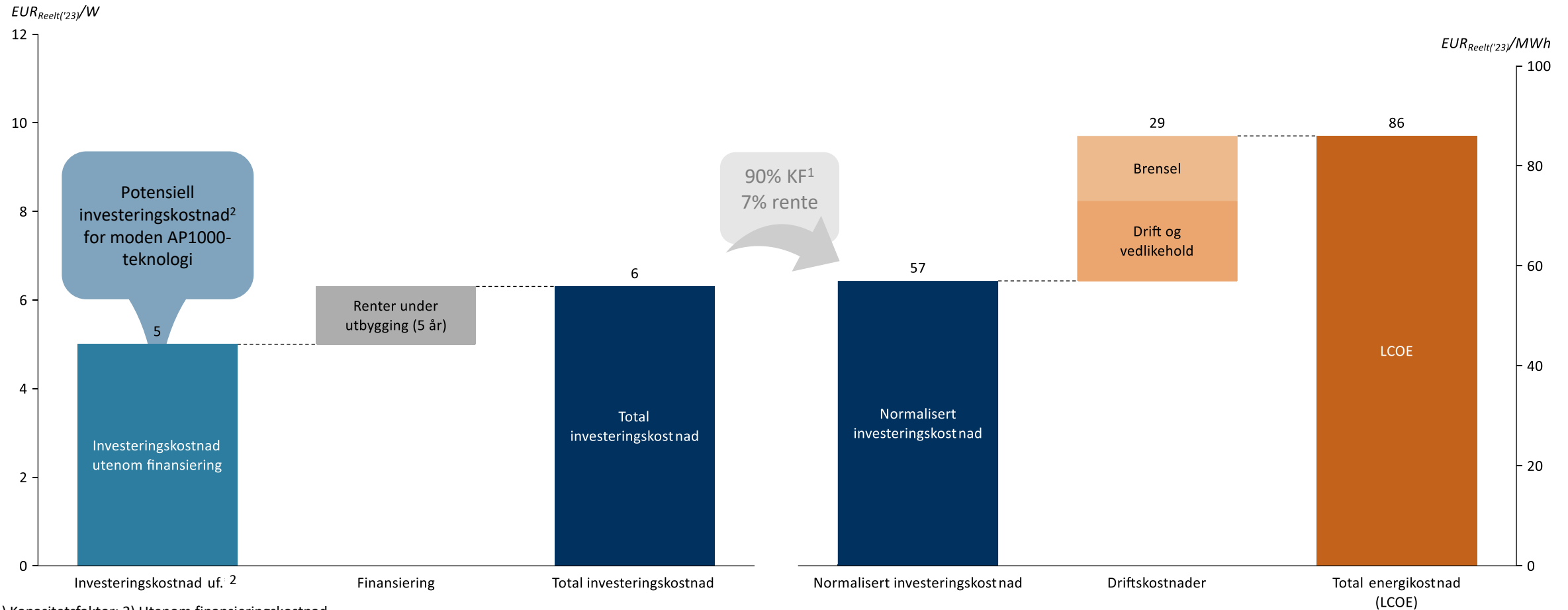
## Hovedelementene i økonomien i kjernekraft



1) Kapasitetsfaktor; 2) Utenom finansieringskostnad; 3) Basert på Flamanville, Olkiluoto and Vogtle;  
Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project; IEA – Nuclear Power and Secure Energy Transitions;

# Selv med optimistiske kostnadsestimater har kjernekraft total energikostnad på over 80 EUR/MWh

## Potensiell økonomi i Westinghouse sitt neste AP1000-kraftverk

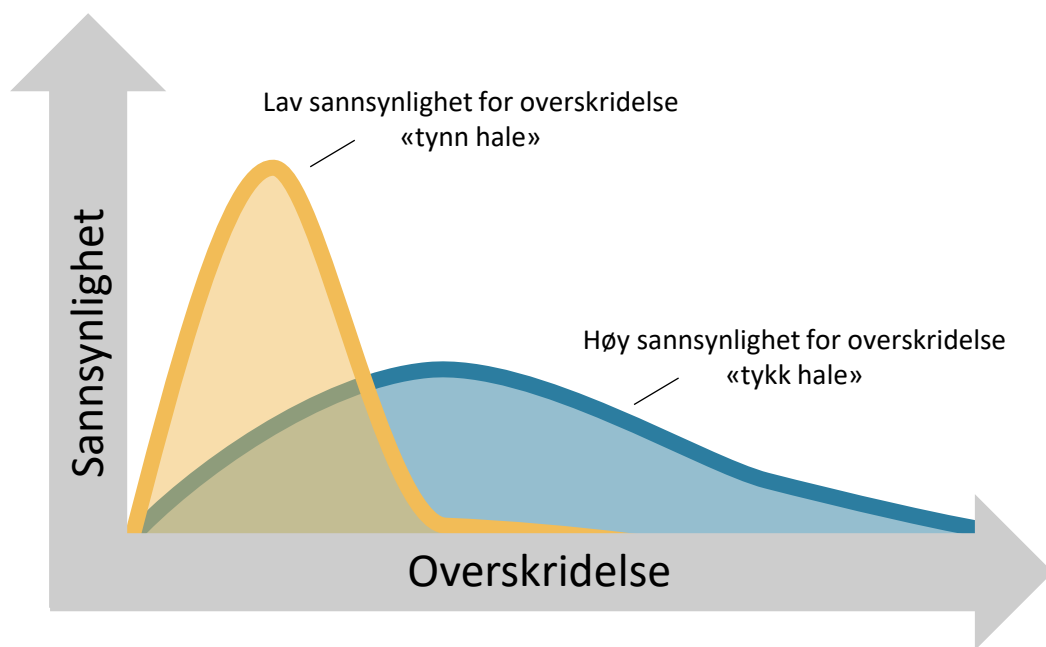


1) Kapasitetsfaktor; 2) Utenom finansieringskostnad

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project; IEA – Nuclear Power and Secure Energy Transitions; MIT - Shirvan 2022

# Kjernekraft har høy sannsynlighet for store kostnadsoverskridelser

## Illustrasjon av sannsynlighetsdistribusjoner for kostnadsoverskridelser



- Prosjekter som havner lenger til høyre har mer kostnadsoverskridelser.
- Tykke haler innebærer at det er mange prosjekter med store overskridelser.
- Solkraft er et praktseksempel på prosjekter som har svært tynne haler. De går svært sjelden over budsjett og har heller ikke store overskridelser når de gjør det.

1) Gjennomsnittlig kostnadsoverskridelse 2) Prosjekter med mer en 50% kostnadsoverskridelse  
Kilde: Rystad Energy analyser; *How to get big things done*, Bent Flyvbjerg & Danardner

## Fordelingen av kostnadsoverskridelser per prosjekttype

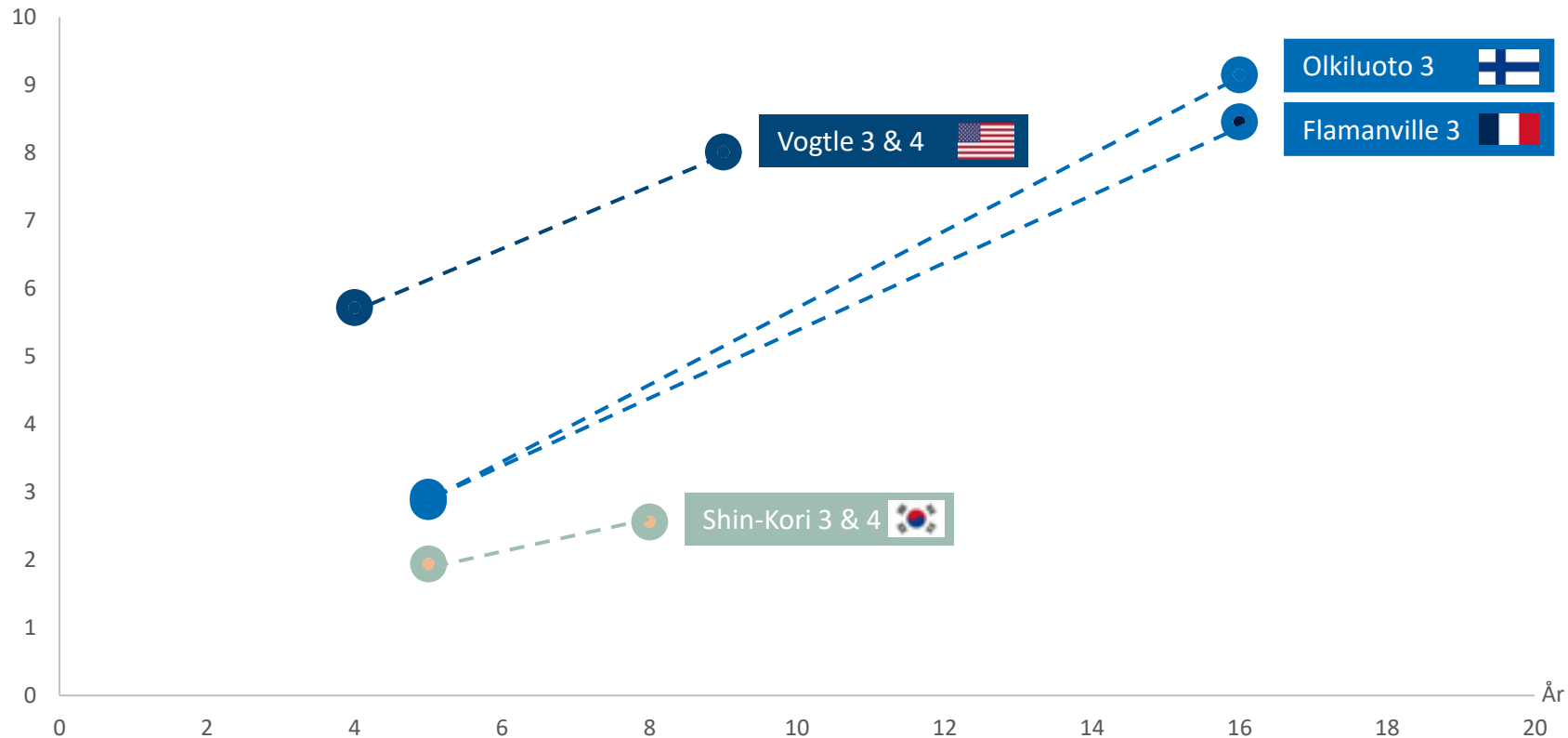
Prosjekttype	Gj. overskridelse <sup>1</sup>	Andel grove overskridelser <sup>2</sup>
Kjernekraft	120%	37%
Lufthavner	39%	43%
Olje og gass	34%	19%
Fossil varmekraft	16%	14%
Vindkraft	13%	7%
Kraftledninger	8%	4%
Solkraft	1%	2%

- Kjernekraft har høy sannsynlighet for overskridelser. I tillegg har kjernekraft store investeringskostnader som gjør at de store relative overskridelsene blir enda større i absolutte termer, sammenlignet med andre prosjekter.
- Andelen grove overskridelser viser hvor ofte det går veldig galt. Kjernekraft ligger høyt på denne metrikken også.

# Europeiske og amerikanske prosjekter i nyere tid har hatt enorme tids- og kostnadsoverskridelser

Initielle estimater og endelig investeringskostnad for investeringskostnad uf.<sup>1</sup> og utbyggingstid<sup>2</sup> for utvalgte kjernekraftprosjekter

EUR<sub>reelt('23)</sub>/W



- Samtlige europeiske og amerikanske prosjekter har store tidsoverskridelser og det første kostnadsestimatet er langt lavere enn hva kostnadene til slutt landet på for europeiske og amerikanske prosjekter.
- Finlands Olkiluoto 3 og Frankrikes Flamanville 3 skiller seg ut med de aller høyeste kostnadene og tidsoverskridelsene.
- Flamanville 3 og Vogtle 3 & 4 er under utbygging, så det endelige resultatet vil sannsynligvis bli høyere enn disse estimatene.

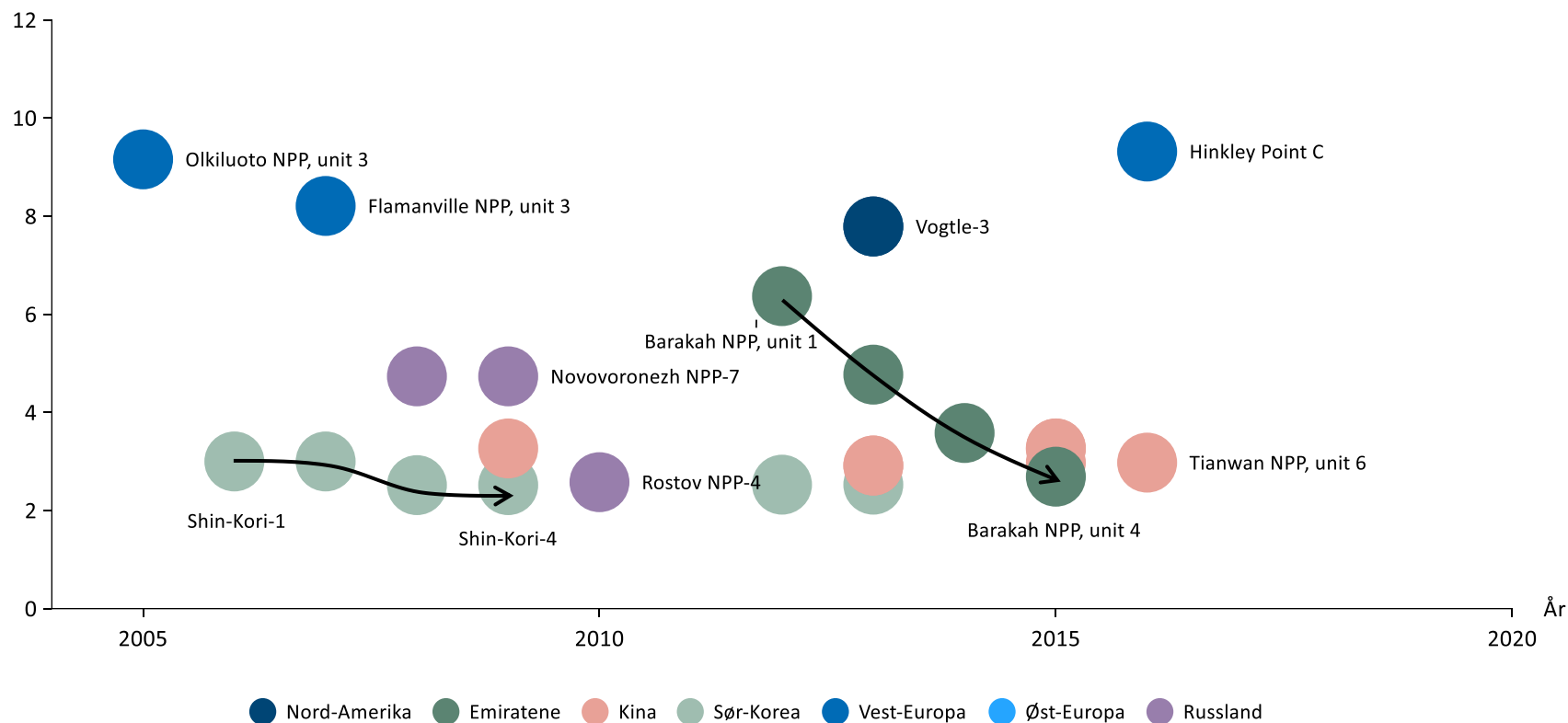
1) Uten finansieringskostnader; 2) Utbyggingstid innebærer bygging, uttesting og oppstart  
Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018).



# Sør-Korea og Emiratene oppnår et lavere kostnadsnivå ved å utnytte læringseffekter

Investeringskostnad ekskludert finansieringskostnader for utvalgte prosjekter og året utbyggingen startet

EUR<sub>reelt('23)</sub>/W



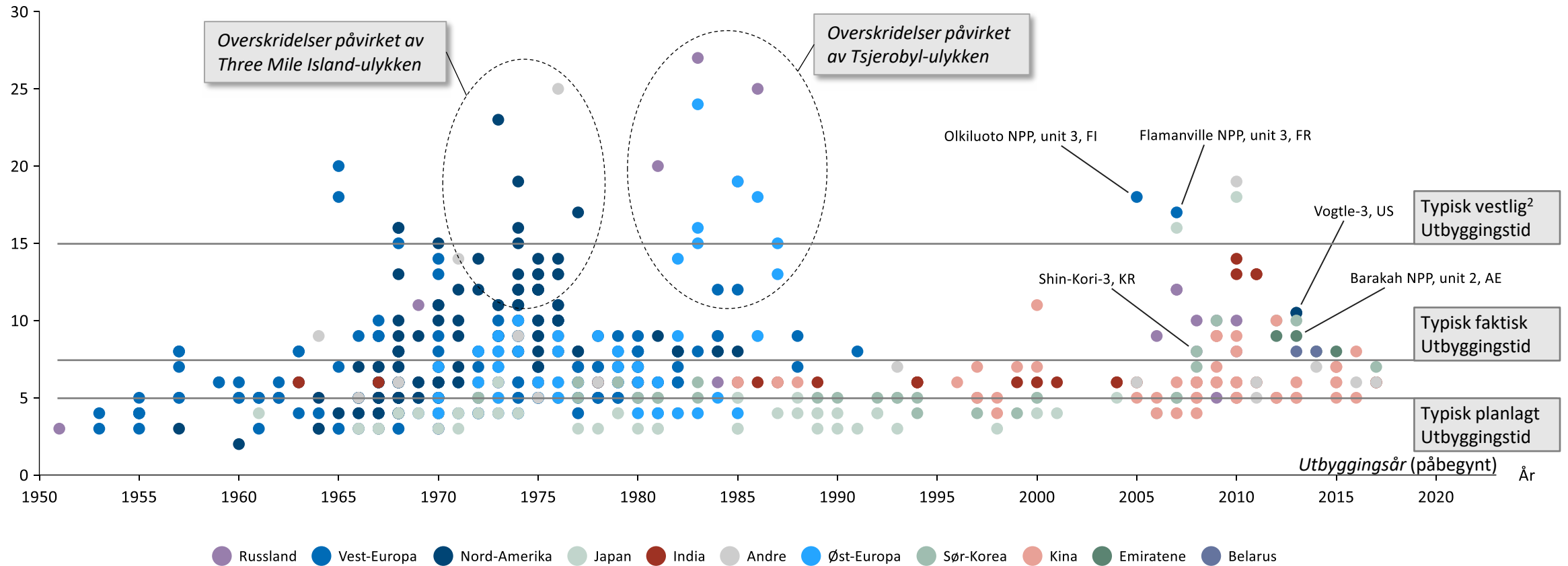
- Kepco er utbygger av prosjektene i Sør-Korea og Emiratene. De har lyktes med å anvende ferdigstilte design med utprøvd teknologi i multi-enhetsprosjekter.
- Kepco har benyttet det samme prosjektteamet både i Korea og Emiratene. Slik har utviklerne hevet kompetansegrunnlaget for hvert prosjekt.
- For disse prosjektene synes det å være et kostnadsgulv på rundt 2.5 EUR/W.
- Europeiske og amerikanske prosjekter har et langt høyere kostnadsnivå. Disse er enkeltprosjekter som har anvendt uferdige design og helt ny teknologi.

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider

# Utbyggingstid for kjernekraftverk har historisk vært preget av store tidsoverskridelser

## Utbyggingstid<sup>1</sup> og -år påbegynt, per region

Utbyggingstid år

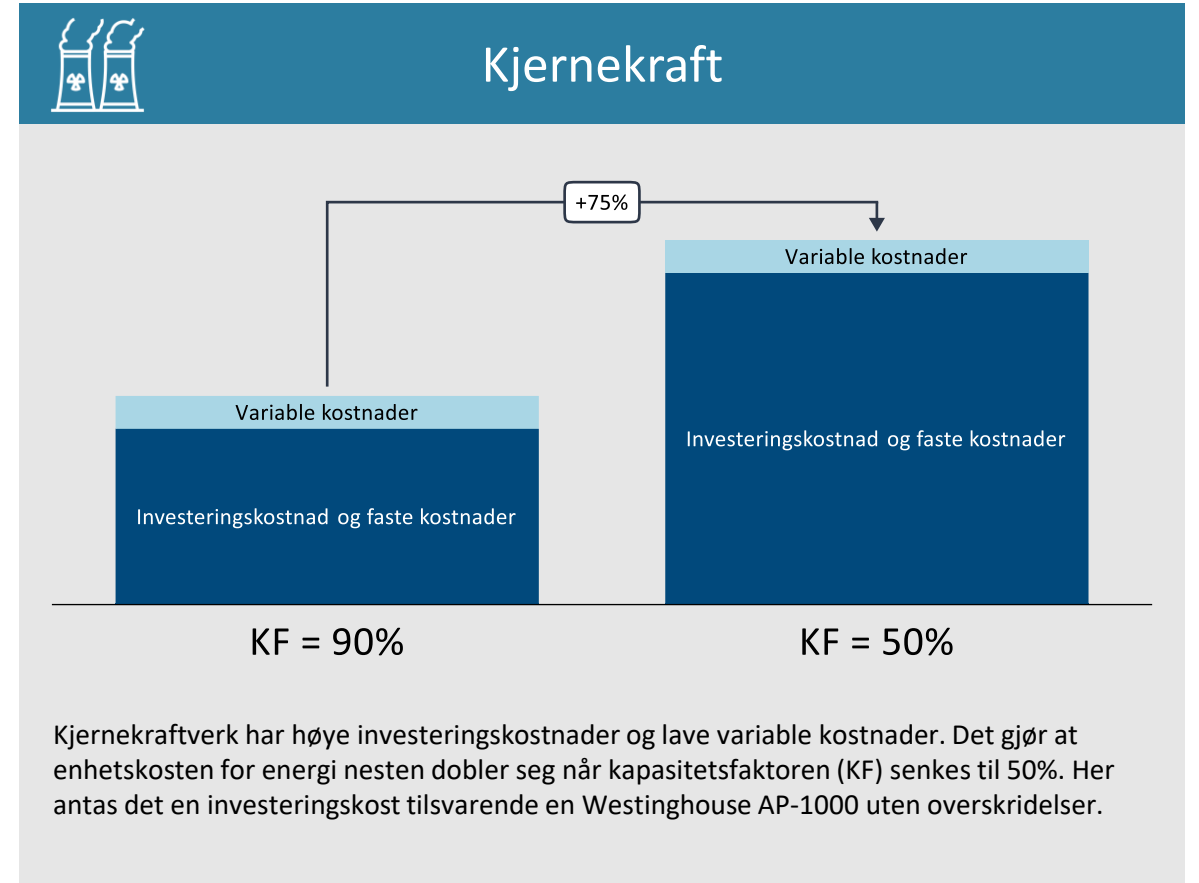
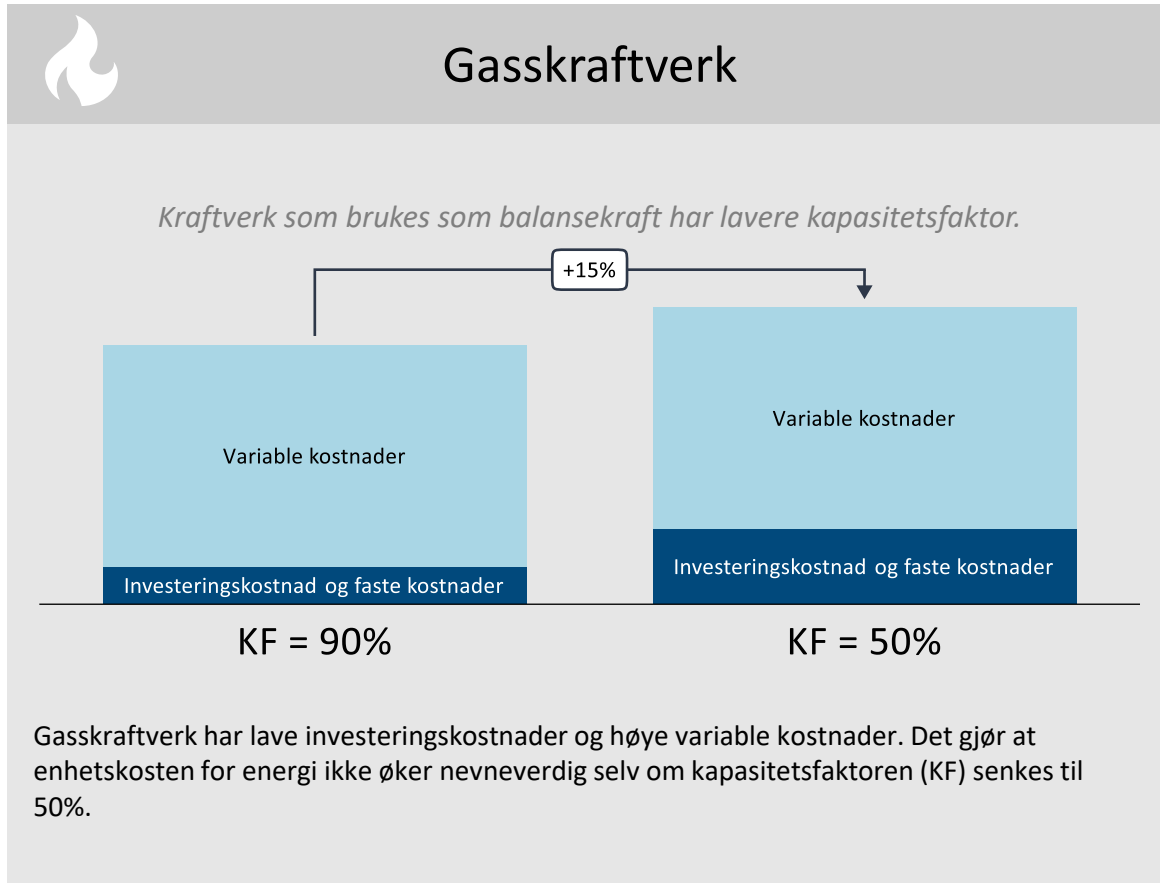


1) Utbyggingstid innebærer bygging, uttesting og oppstart; 2) Basert på påbegynte prosjekter i Vest-Europa og USA, siden 2000.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

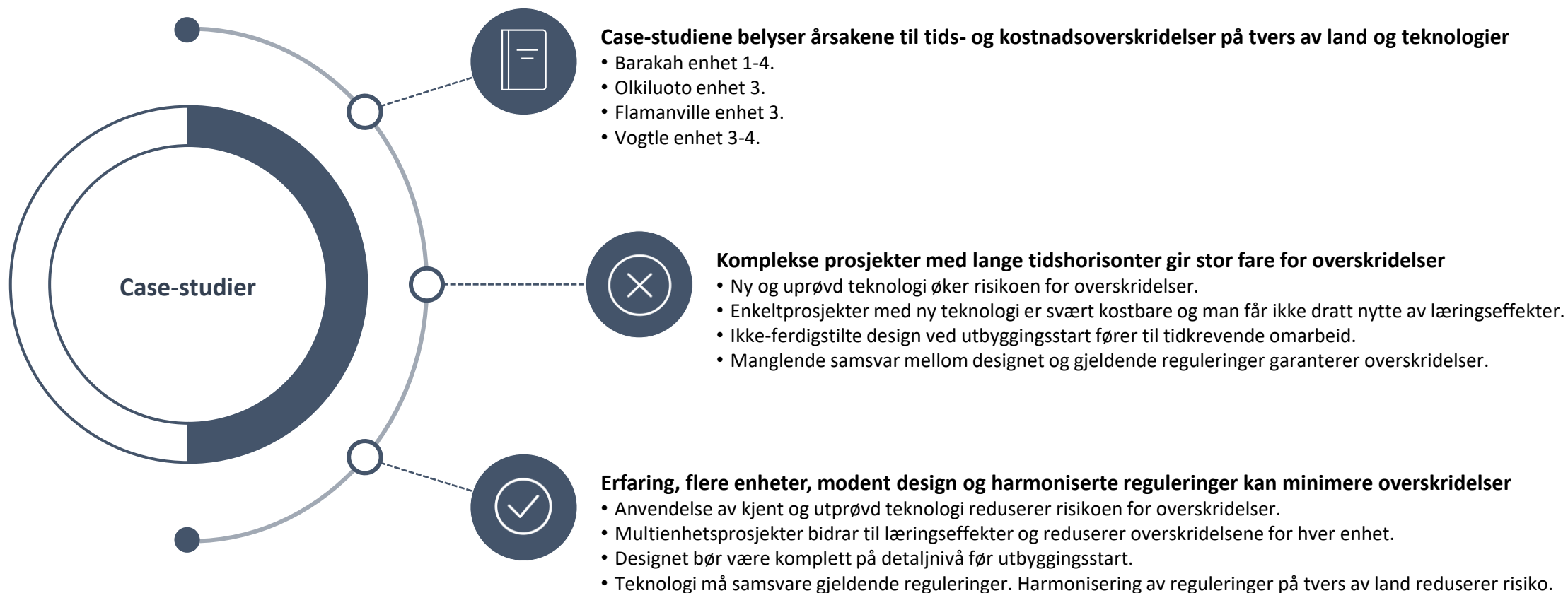
# Kjernekraft vil ikke bli brukt som balansekraft pga. lave variable kostnader

## Enhetskost for energi (LCOE) avhengig av kapasitetsfaktor (KF)



1) Antar termisk effektivitet på 55% og gasspris på 8 EUR/MMBtu (27.3 EUR/Mwh<sub>e</sub>) som gir brenselkostnader på ca 50 EUR/Mwh<sub>e</sub>. Karbonpris på 100 EUR/tonn  
Kilde: Rystad Energy analyser; NREL – Annual Technology Baseline

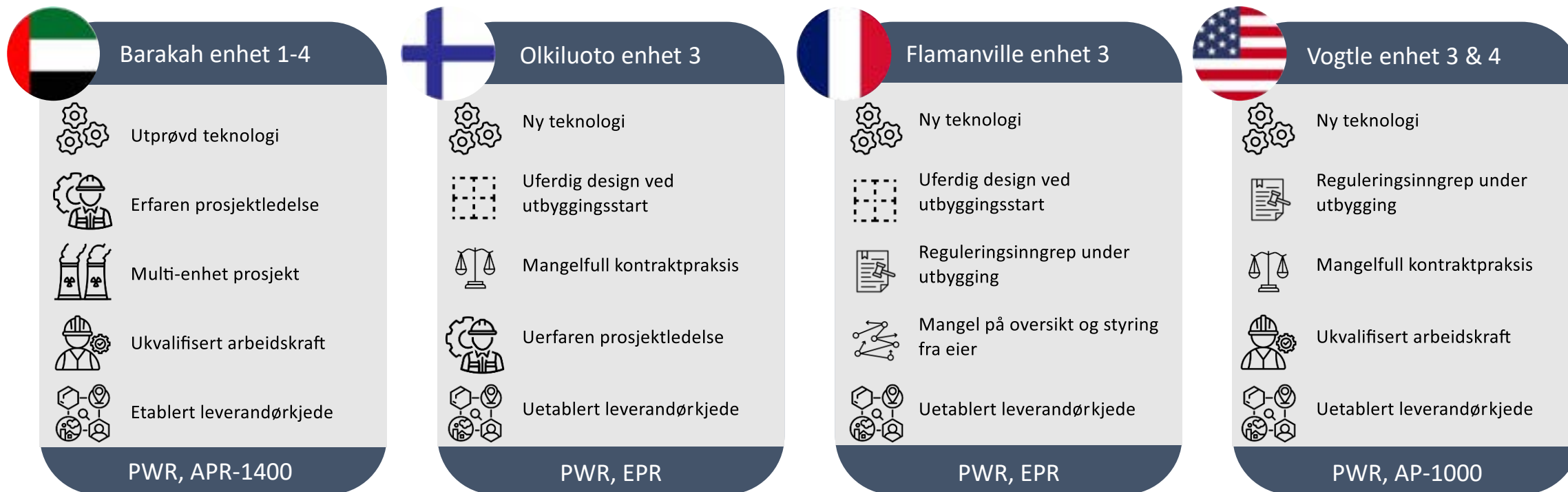
# Case-studier viser forbedringspotensialer og indikerer at tiltak virker



Kilde: Rystad Energy analyser

# Case-studiene belyser årsakene til tids- og kostnadsoverskridelser på tvers av land og teknologier










## Oversikt over casestudier – studiene finnes i appendiks



Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018)

# Komplekse prosjekter med lange tidshorisonter medfører stor fare for overskridelser

## Utfordringer under utbygging av kraftverk

	Uferdig design ved utbyggingsstart	Designmodifikasjoner underveis i konstruksjonsprosessen vil ofte kreve omarbeid i flere omganger.
	Ny teknologi	Reaktordesign som er det første av sitt slag har ingen tidligere erfaring og læringseffekter å bygge videre på. Nye og uforutsette utfordringer vil medføre overskridelser tids- og kostnadmessig.
	Reguleringsinngrep under utbygging	Regulatoriske endringer tar tid å tolke og overføre til det ingeniørtekniske. Endringer i design er kostbart og tidskrevende, særlig dersom større investeringer allerede har blitt gjort. I tillegg kan reguleringer kreve ytterligere sikkerhetstester som også kan føre til videre utsettelse. Ulike reguleringer på tvers av landegrenser reduserer skala- og læringseffekter.
	Mangel på oversikt og styring fra eier	Kraftverkprosjekter er ofte komplekse megaprojekter med en lang tidshorison og som involverer mange ulike interessenter. God oversikt og tydelig styring er essensielt.
	Kontraktpraksis	Mangel på ansvarsavklaring i forkant av prosjektstart kan medføre erstatningskrav ved store forsinkelser eller kostnadsoverskridelser. Rettsoppgjør i seg selv kan medføre at prosjektpartene reduserer sin likviditet ved utbetalinger av erstatningskrav og saksomkostninger. Dette kan også medføre forsinkelser i utbyggingen.
	Uetablert leverandørkjede	Dersom det mangler en etablert verdikjede av leverandører eller dersom leverandørene ikke leverer som avtalt vil dette øke kostnader og tidsrammen betraktelig. Store og komplekse prosjekter som disse vil ha en rekke underleverandører.
	Lang utbyggingshorisont	Jo lengre tidshorison for prosjektet, jo høyere er risikoen for at det forekommer nye reguleringsendringer eller oppstår uforutsette hendelser underveis i utbyggingen. Lange tidshorisonter gjør også prosjektet mindre oversiktlig.
	Ukvalifisert arbeidskraft	Det er knapphet på kjernekompetanse både fordi det har vært få prosjekter i nyere tid, og fordi det kreves sertifiseringer. Dette presser opp lønnskostnadene som allerede er relativt høye i Europa.
	Enkeltstående prosjekter	Et enkeltstående prosjekt får ikke dra nytte av lærings- eller skalerings-effekter.

Tiltak mot overskridelser

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020);

# Erfaring, flere enheter, modent design og harmoniserte reguleringer kan minimere overskridelser



Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020)

Oppsummering

Kjernerkeft i dag

Små modulære reaktorer (SMR)

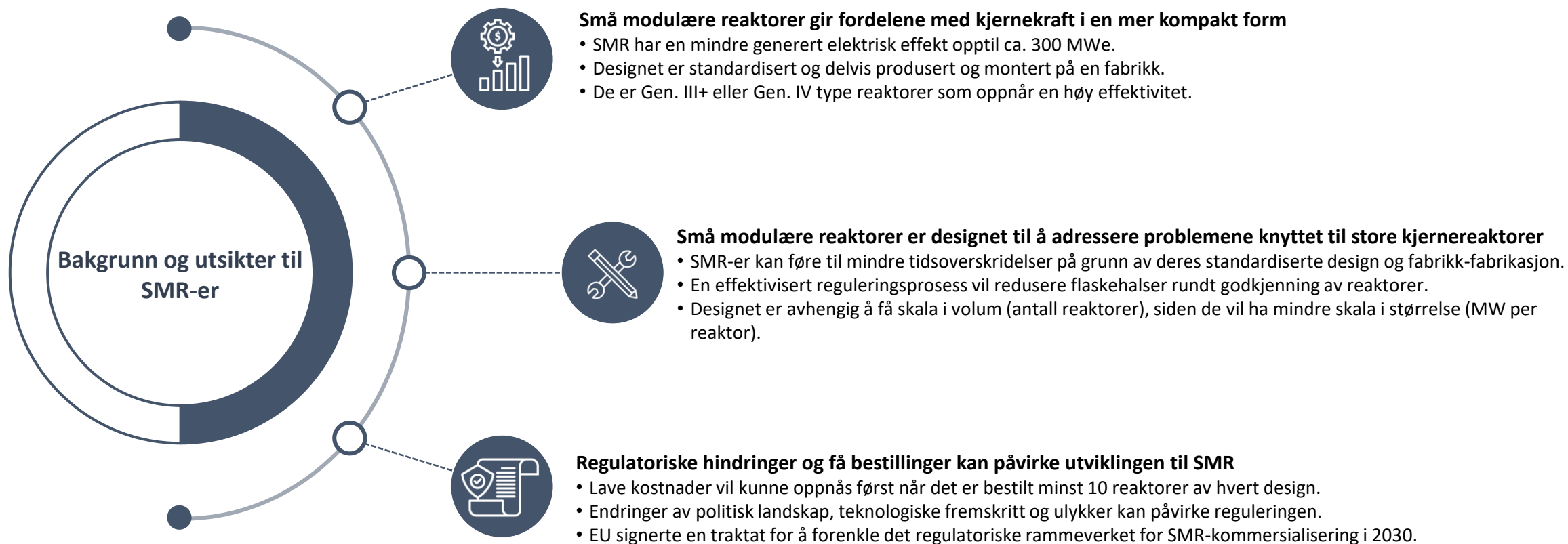
Konkurransedyktighet for kjernekraft i Norge

Appendiks





# SMR kan være en løsning på utfordringene rundt tids- og kostnadsoverskridelser i kjernekraft



Kilde: Rystad Energy analyser

# Små modulære reaktorer gir fordelene med kjernekraft i en mer kompakt form

## Hva er små og modulære reaktorer

### Små

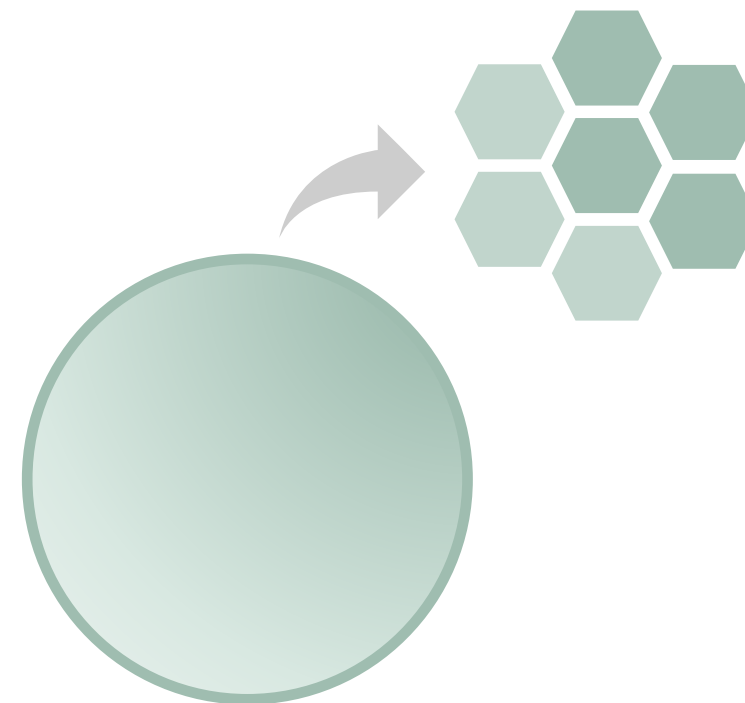
SMR er en type kjernekraftreaktorer med elektrisk effekt opptil 300 MWe, noe som er tilsvarende til den elektriske produksjonen til mange gasskraftverk. Mikroreaktorer er veldig små reaktorer og er definert som reaktorer med effekt rundt 20 MWe. Til sammenligning kan konvensjonelle reaktorer produsere over 1000 MWe.

### Modulær

Det som gjør SMR-er spesielle er deres modulære og standardiserte design. Dette tillater produksjon og montering av reaktormoduler på en fabrikk, tanken er at dette gjør installasjonen enklere og raskere, og muliggjør læring gjennom gjentakelse. Dette er en betydelig kontrast til konvensjonelle reaktorer, som ofte har stedsspesifikke design som øker kompleksiteten til kraftverket, som igjen kan øke både kostnadene og byggetiden. Store har derimot skalafordeler på grunn av reaktorstørrelsen.

### Reaktorer

I likhet med konvensjonelle reaktorer, utnytter SMR-reaktorer kjernefysisk fisjon for å generere varme. To typer reaktorer vurderes: avanserte Gen. III+-reaktorer, bygget på eksisterende design, og Gen. IV-reaktorer, som fortsatt er under utvikling.



*Deler opp problemet i mindre, repeterende deler.*

Kilde: Rystad Energy analyser

# Hovedformålet med SMR er å redusere risiko for overskridelser – kostnadskutt er sekundært

## Rasjonalet for små modulære reaktorer

### Små

- Rasjonalet for den mindre størrelsen, relativt til konvensjonelle reaktorer, er for å gjøre investeringene mer inkrementelle. Dette reduserer den økonomiske risikoen.
- Ambisjonen er også at den mindre størrelsen skal bidra til mindre bygningsaktivitet, med det resultat at byggetiden forkortes og risikoen for tidsoverskridelser reduseres.

### Modulær

- Å gjøre en reaktor modulær har som mål å standardisere konstruksjon og installasjon av komponentene. Dette drives av ønsket om å redusere risikoen for kostnadsoverskridelser knyttet til design og konstruksjon og samtidig redusere risikoen for tidsoverskridelse under installasjon.
- Et standardisert design vil også, innenfor et gitt regulatorisk system, være lettere å bygge flere av. Dette vil også kunne drive ned kostnadene gjennom skalaøkonomi.

### Potensielle fordeler

**Kontrollere kostnadene**

**Inkrementelle investeringer**

**Redusere byggeforsinkelser**

**Mer effektiv reguleringsprosess**

**Redusere risikoen for overskridelser**

*SMR-er ønsker å redusere risikoen for kostnads- og tids-overskridelser ved å bruke effektiviteten til et samlebånd*

Kilde: Rystad Energy analyser

# SMR kan forbedre modenhet, frekvens og læring som kan gi forutsigbarhet og lavere kostnader

## Tiltak mot overskridelser adressert av SMR konseptet

Tiltakskategori	Tiltak	Kan bli forbedret ved SMR
 Designets modenhetsgrad	Fullfør komplett detalj-design før konstruksjonsstart	
 Kontraktpraksis	Følg beste praksis for kontrakter og avtaler, som for eksempel spesifisering av ansvarsavklaring knyttet til overskridelser	
 Multi-enhetsprosjekt	Prosjekteier bør utvikle flere enheter på samme kraftverk for å oppnå læringseffekter	
 Ressursallokering	Sikre sertifisert kompetanse og utnytte læringseffekter ved kompetanseutvikling over tid	
 Regulering	Reguleringer med mål om internasjonal harmonisering og kostnadseffektiv sikkerhet	

SMR kan forbedre modenhet, frekvens og læring

*SMR-er vil kunne gi skala læring og effekter over tid ved gjenbruk av design og forenkling av sertifisering.*

Kilde: Rystad Energy analyser

# Kjernekraftindustrien søker etter effektiviteten og standardiseringen på linje med et samleband

## Redusere risikoen av forsinkelser og overskridelser i kjernekraftbyggingen med små modulære reaktorer (SMR)

### Kontrollere kostnadene

- Den reduserte størrelsen på SMR-er fører til reduserte materialbehov og kortere byggetid, noe som gir lavere finansieringskostnader og redusert risiko for kostnadsoverskridelser forårsaket av forsinkelser <sup>1</sup>.
- Reaktorer bygges i fabrikk og fraktes til det endelige stedet, ferdig konstruert, noe som resulterer i lavere transport- og installasjonskostnader.
- Enheter kan legges til over tid. Dette kan spre den opprinnelige investeringen (og den finansielle risikoen) over tid, noe som gir mer kontroll over de totale prosjektkostnadene.

### Redusere byggeforsinkelser

- Forenklingen av SMR-designet fører til en standardisering av produksjonen, noe som resulterer i enklere og raskere konstruksjon.
- Mindre og enklere design krever færre deler, færre entreprenører og eksterne leverandører. Dette fremmer en mer modulær forsyningskjede med mindre feilmargin, noe som til slutt reduserer sjansen for byggeforsinkelser.

### Effektivisere reguleringsprosessen

- Flere regulatoriske myndigheter, inkludert USA, Canada, Storbritannia og EU har tatt skritt for å fremskynde lisensieringsprosessen for SMR-er, samt å unngå endringer i regelverket mens reaktorer er under bygging.
- En betydelig del av forsinkelsene som oppstår under bygging av kjernereaktorer er regulatoriske flaskehals, noen ganger med årelange forsinkelser<sup>2</sup>.

### En historie med forsinkelser

Tradisjonelle kjernekraftverk har opplevd enorme kostnadsoverskridelser og forsinkelser på grunn av konstruksjonsmessige, regulatoriske og økonomiske hindringer.

SMR

### Holde seg til planen

Små modulære reaktorer er spesielt designet for å takle de vedvarende problemene som ofte har oppstått med dagens store kjernekraftprosjekter.

1) Merk at dette er i absolutte størrelser, SMR-konseptet reduserer ikke nødvendigvis kostnadene per W.

2) Westinghouse opplevde årevis med forsinkelser i leveransen av reaktordeler til Vogtle kraftverk på grunn av manglende forskriftsdokumenter.

Kilde: Rystad Energy analyser; Reuters

# Regulatoriske hindringer og få bestillinger kan påvirke utviklingen til SMR

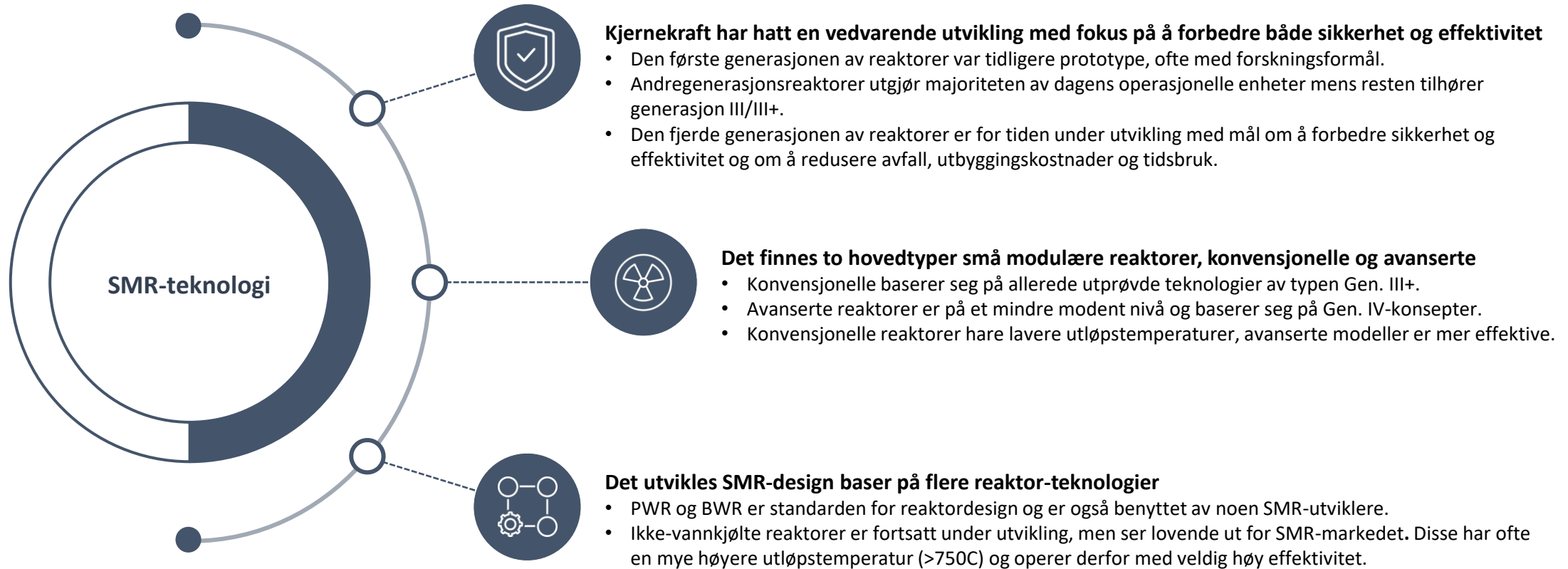
## Utfordringer med å utvikle kostnadseffektiv teknologi



Å takle disse utfordringene krever tett samarbeid mellom myndigheter, reguleringsorganer, industriens interessenter og utviklere. Et klart og stabilt regelverk, sammen med støtte og finansiering for forskning og utvikling, vil være avgjørende for å fremme kostnadseffektive reaktorteknologier. Enkelte sikkerhetsregler, som for eksempel krav om å kunne motstå flystyrt favoriserer større enheter. Hvordan disse blir håndtert eller justert for mindre enheter blir avgjørende for kostnadseffektiviteten.

1: Ekskludert finansieringskostnader  
Kilde: Rystad Energy analyser, NRC

# Det finnes to hovedtyper små modulære reaktorer, konvensjonelle og avanserte



Kilde: Rystad Energy analyser

# Kjernekraft har vært under stadig utvikling, med fokus på økt sikkerhet og effektivitet

## Historisk klassifisering av atomreaktorer, etter generasjon

### Generasjon I 1940s - 1950s

- Tidlig prototype av reaktor, ofte brukt til forskning, produksjon av materialer til kjernevåpen eller tidlig elektrisitetsproduksjon.



Enrico Fermi kjernereaktor, operativ 1966

Utdatert

### Generasjon II 1960s-1990s

- Majoriteten av dagens operasjonelle reaktorer er Gen. II-reaktorer. De har bedre sikkerhets- og pålitelighetssystemer, høyere effektivitet og økt generering av elektrisitet.



Davis-Besse kjernereaktor, operativ 1970

Utdatert

### Generasjon III/III+ 1990s-idag

- Bygger på generasjon II-reaktorer, men med betydelig bedre design, hovedsakelig innen drivstoffteknologi, termisk effektivitet og sikkerhet.
- Flere SMR-design som er under utvikling er Gen. III/III+, som for eksempel BWRX-300 og VOYGR.



Olkiluoto kjernereaktor, operativ 2023

Modent

### Generasjon IV 2030 – 2050s

- Gen. IV-reaktorer, også kalt avanserte reaktorer, er fortiden i utviklingsfasen og tar sikte på forbedret sikkerhet og effektivitet, samtidig redusere avfallsmengder, byggetid og kostnader.
- SMR-utviklere utforsker Gen. IV-design ettersom de har økt varmeeffekt.



IMSR, Terrestrial Energy's avansert SMR

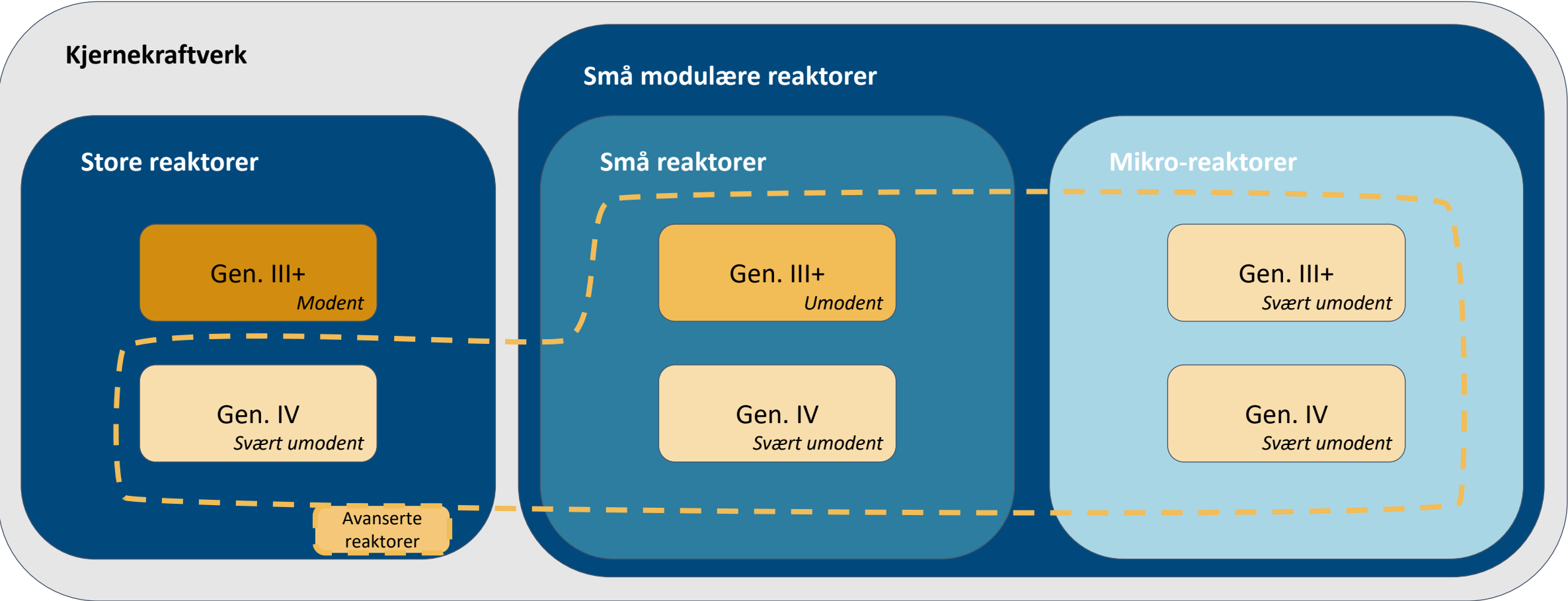
Svært umodent

Kilde: Rystad Energy analyser



# Det finnes to hovedtyper små modulære reaktorer, Gen. III+ og Gen. IV

Modenhet av teknologien i de overordnede kraftverktypene



Kilde: Rystad Energy analyser

# Små reaktorer har flere usikkerhetsmomenter, knyttet til kostnad, produksjonstidslinje, teknologirisiko og godkjenningsprosesser

## Kommersiell risiko for ulike reaktortyper

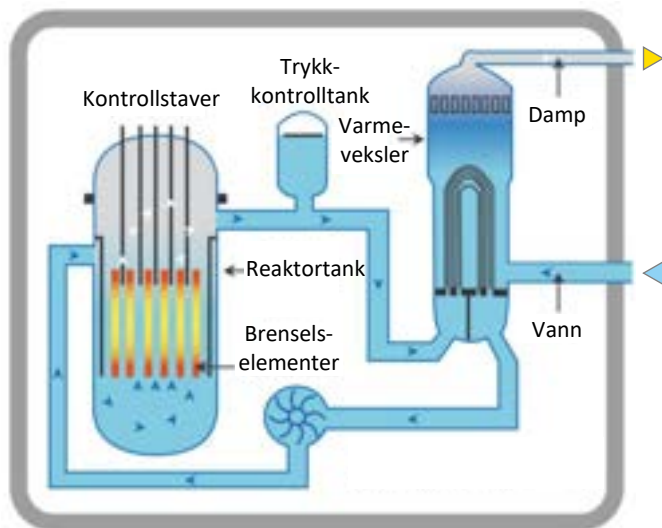
Usikkerhetsnivå	Symbol	Små modulære reaktorer					
		Store reaktorer		Små reaktorer		Mikro-reaktorer	
Utsatt for risiko og usikkerhet		Gen. III+ <i>Modent</i>	Gen. IV <i>Svært umodent</i>	Gen. III+ <i>Umodent</i>	Gen. IV* <i>Svært umodent</i>	Gen. III+ <i>Svært umodent</i>	Gen. IV* <i>Svært umodent</i>
Usikre kostnadsoverslag	—	—	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠
Usikker tidslinje	—	—	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠
Ny teknologirisiko	—	—	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠
Utsatt for lange godkjenningsprosesser	—	—	⚠	—	⚠	⚠	⚠

\*Disse estimatene ekskluderer kinesiske og militære reaktorer  
Kilde: Rystad Energy analyser

# PWR og BWR er standarden for reaktordesign og er også benyttet av noen SMR-utviklere

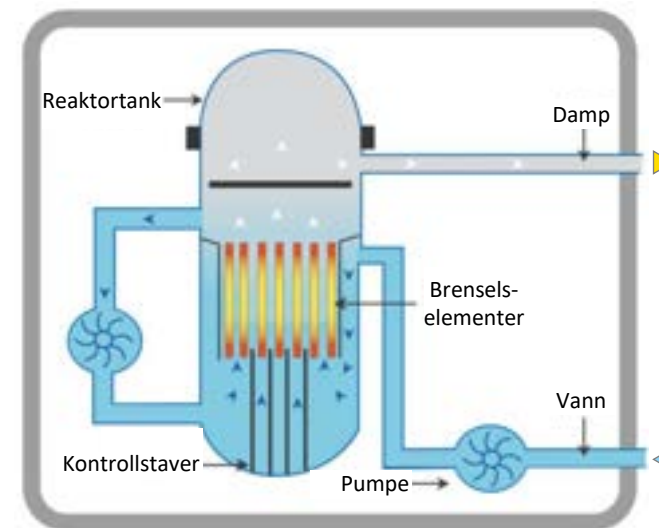
## Vannkjølte reaktorer

### Trykkvannsreaktor (PWR)



Vann under trykk sirkulerer varme fra kjernen av reaktorene hvor kjernefisjonen finner sted, til en varmeveksler gjennom et lukket løp. Varmen er så overført til en sekundær varmestrøm som omgjør vann til damp som så roterer en turbin. Det sekundære løpet reduserer risikoen for at forurenset vann lekker inn i miljøet i tilfeller med mekanisk svikt fra turbinen eller kondensatoren.

### Kokvannsreaktor (BWR)



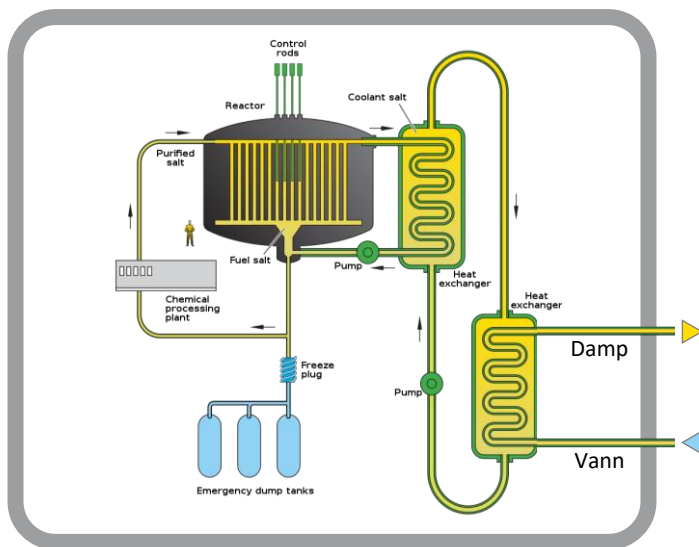
Vann flommer gjennom kjernen og er så konvertert til damp som direkte roterer en turbin uten å benytte en varmeveksler. Vannet er så kondensert og pumpet direkte gjennom reaktoren igjen. Disse reaktorene benytter en positivt voidkoeffisient for å regulere seg selv. Dette betyr at når reaktoren varmes opp, vil mer damp genereres og fisjonskjedereaksjonen automatisk senkes.

Kilde: Rystad Energy analyser, United States Nuclear Regulatory Commission; World Nuclear Association

# Ikke-vannkjølte reaktorer er enda under utvikling, men ser lovende ut for SMR-bruk

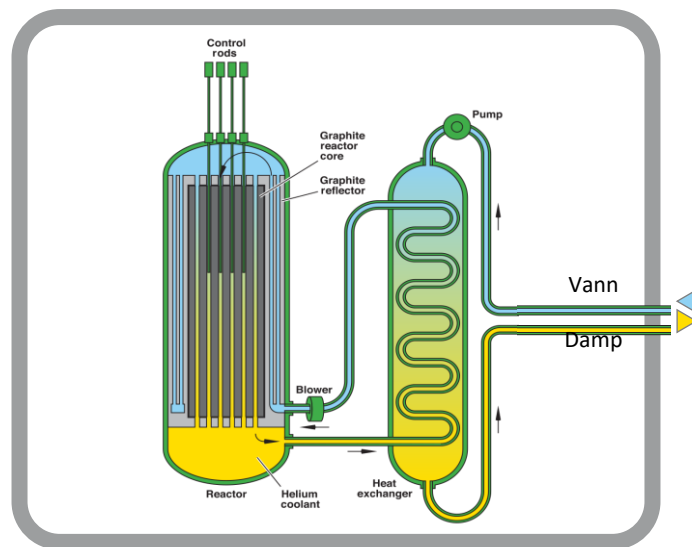
## Ikke-vannkjølte reaktorer

### Saltsmeltereaktorer (MSR)



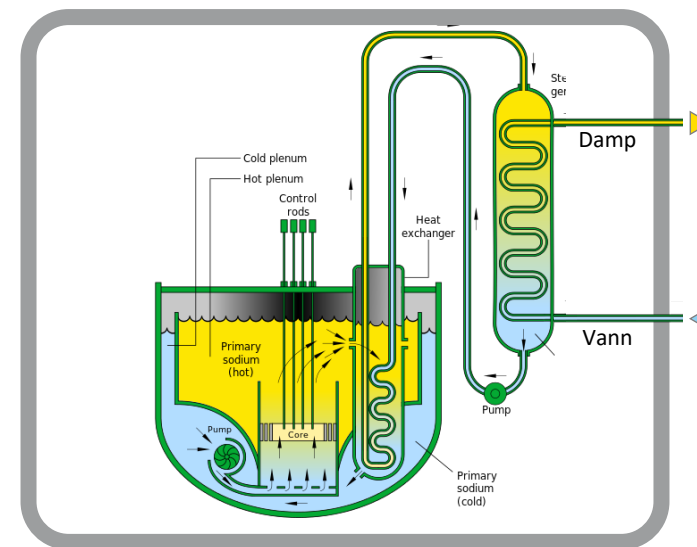
MSR er Generasjon IV og benytter en fluorblending (salt) for å transportere varme fra kjernen til varmeveksleren. Uran er oppløst i saltblandingen som fører til en høy drivstoffeffektivitet. Reaktoren kan bli fylt med drivstoff igjen uten å sette operasjonene på pause. På denne måten maksimerer man kapasitetsfaktoren.

### Høytemperert gasskjølt reaktor (HTGR)



HTGR er en Generasjon IV reaktor som benytter helium (eller andre inerte gasser) som kjøler og grafitt som nøytronmoderator. Helium reagerer ikke kjemisk med andre stoffer og blir ikke radioaktivt ved radioaktiv eksponering. Dette minimerer miljørisiko ved lekkasjer.

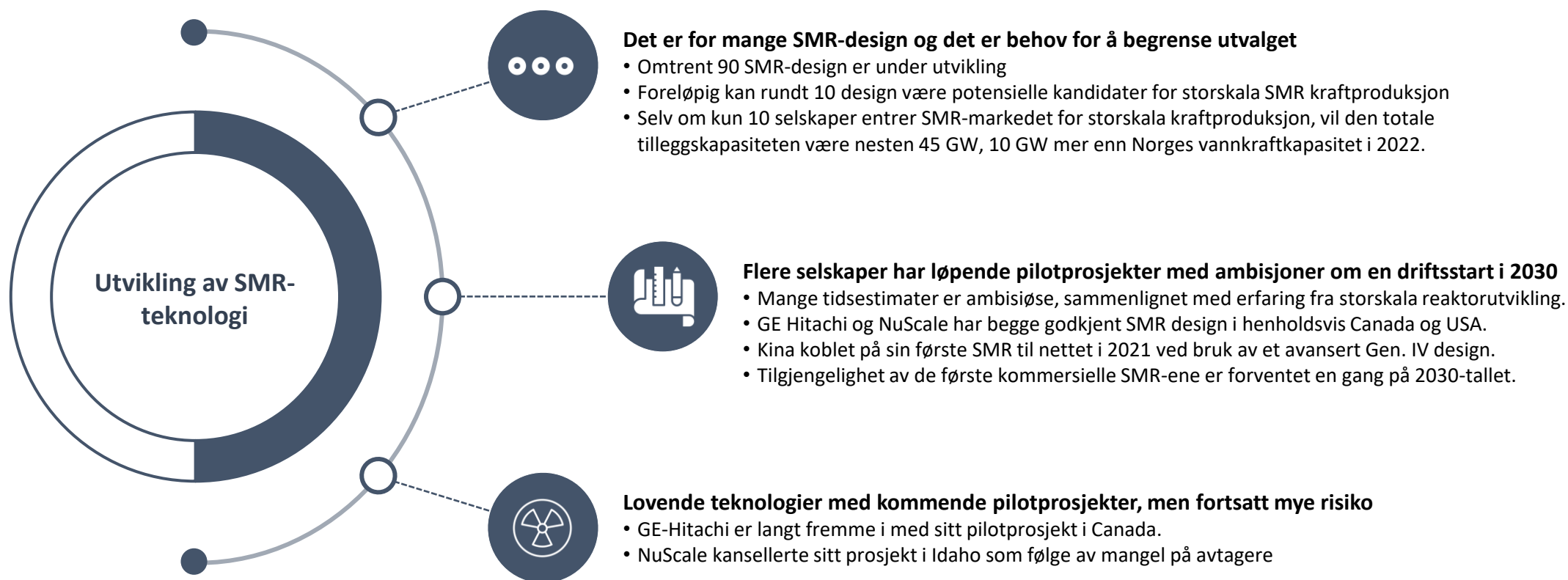
### Natriumkjølt reaktor (SFR)



SFR er en Generasjon IV hurtig reaktor som benytter flytende natrium (eller bly for LFR) som kjøler. Disse har innebygde sikkerhetsmekanismer som bygger på naturlige prosesser for å unngå overoppheting. Dette reduserer risikoen for atomulykker. Disse produserer også små mengder radioaktivt avfall.

Kilde: Rystad Energy analyser; Generation IV International Forum






























# Utviklere kommuniserer planer om driftsstart for pilot innen 2030




Kilde: Rystad Energy analyser

# GE og Westinghouse har lovende teknologier, men deres kostnader og tidslinjer er ambisiøse

## SMR oversikt

Reaktor design	Selskap	Land	Type	Produksjon (MWe)	Status	Leverandørens kostnadsestimat <sup>1</sup> (EUR/W)	Pilot tidsbruk (år)	Sannsynlighet for kommersielt tilgjengelig før 2040	Kommentar
 BWRX-300	GE-Hitachi		BWR	300	Venter på lisensgodkjenning	2.2	2-2.5		Teknologi operasjonell i 30+ år i Japan på store reaktorer, flere kontrakter signert.
 AP 300	Westinghouse		PWR	300	Venter på lisensgodkjenning	3.2	3		Basert på deres AP 1000 reaktor.
 NUWARD	EDF		PWR	340 (2x170)	Venter på lisensgodkjenning	Ukjent	3		
 RR-470	Rolls-Royce		PWR	470	Venter på lisensgodkjenning	4.9	5		Estimert kostnad etter at 5 enheter er bygget.
 VOYGR	NuScale		PWR	77 (x4/6/12)	Venter på lisensgodkjenning*	2.7	3-4		Pilotprosjekt kansellert på grunn av manglede interesse fra avtagere
 Natrium	TerraPower		SFR	345-500	Venter på lisensgodkjenning	2.9	3-4		SMR produserer 345 MWe, koblet til et energilagringssystem for smeltet salt som kan øke energiproduksjonen til 500 MWe i 5,5 timer.
 IMSR	Terrestrial Energy		MSR	390 (2x195)	Venter på lisensgodkjenning	4	3-4		
 SMR-160	Holtec		PWR	160	Venter på lisensgodkjenning	3.5	3		
 Xe-100	X-energy		HTGR	80	Gjennomgang før søknad	3.4	3-4		Estimert kostnad og tid er for et anlegg med 4 reaktorer - 320 MWe.
 HTR-PM	China Huaneng		HTGR	210	Operasjonell	1.4	3		

1) Investeringskostnader ekskludert finansieringskostnader for et n<sup>th</sup>-av-et-slag. \*Nuscale har godkjenning for 50 MW, men piloten skulle bygges på 77 MW design.  
Kilde: Rystad Energy analyser, World Nuclear Association, selskapspresentasjoner

 Konvensjonelle reaktorer

 Avanserte reaktorer



# Leverandører er delt mellom optimisme og realisme når det gjelder SMR kostnader

## SMR NOAK investeringskostnad uten finansiering annonsert av leverandører

EUR/W

«470 MW SMR vil koste 2,9 milliarder EUR og de kan levere strøm til 80 EUR per MWh, med en oppetid på 95%»

CEO, Rolls Royce

«Vi vet, og våre kunder vet, SMR LCOE vil ikke være like god som for et 1200 MW kraftverk»

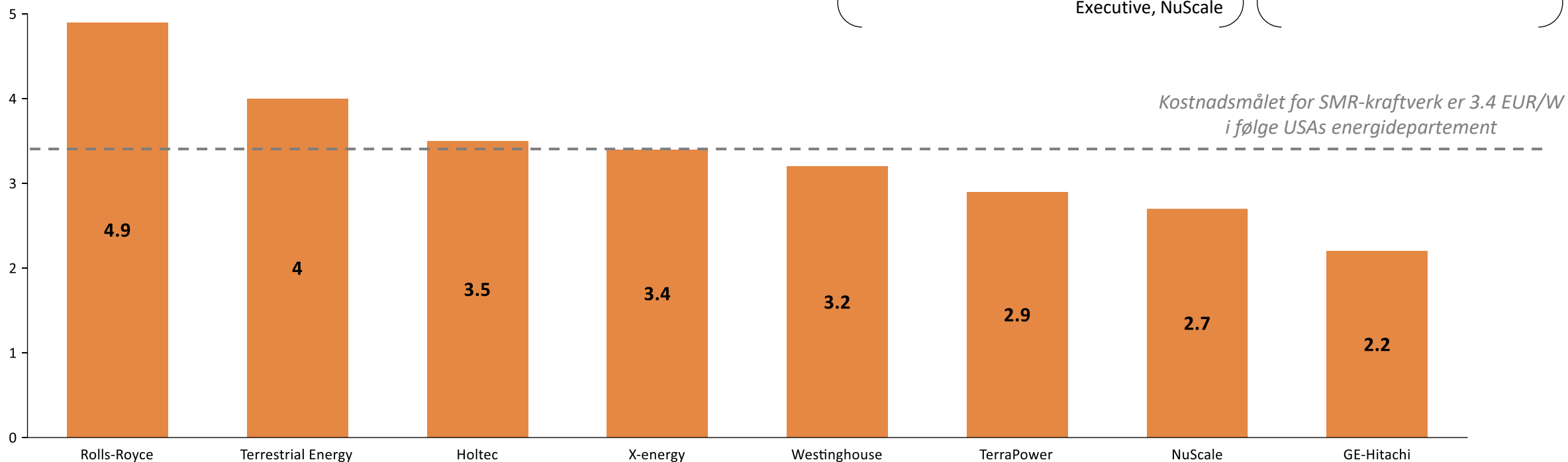
CEO, Westinghouse

«Vårt 12-moduls kraftverk med 77MWe-moduler installert, gir en total brutto kraftverkeffekt på 924 MWe til en NOAK-kostnad på 2700 EUR per kW»

Executive, NuScale

«SMR-reaktorer kan utvikles med en LCOE på ca. 57 EUR per MWh»

Executive VP, GE-Hitachi



Kilde: Rystad Energy analyser; Eksterne selskapsintervjuer



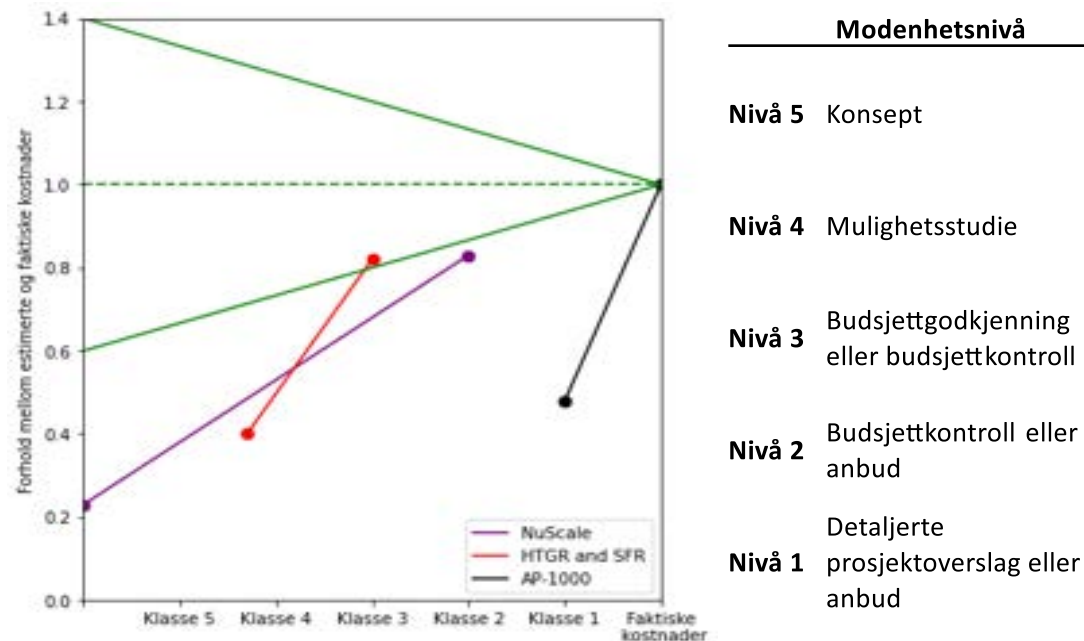
# Flere faktorer bidrar til en overoptimisme for tidligfase estimater

## Bias i umodne kostnadsestimater

	<b>Teknologisk usikkerhet</b>	Kostnad for et nytt design er basert på tidligere bygde kraftverk.
	<b>Prosjektets kompleksitet</b>	Innledende prosjektplanlegging undervurderer ofte kompleksiteten.
	<b>FoU-kostnad</b>	For umodne teknologier er FoU-kostnaden usikre og det er mulighet for tilbakeslag og utfordringer.
	<b>Mangel på definisjon av prosjektet</b>	Omfanget av prosjektet er ikke godt definert og mangler viktige detaljer.
	<b>Marked og økonomi</b>	Økonomiske faktorer kan påvirke kostnadene for kjerneteknologi, noe som kompliserer kostnadsestimeringen.
	<b>Regulering</b>	Kostnader knyttet til kjerneteknologi er usikre på grunn av endringer i regulatoriske krav og godkjenninger.
	<b>Strategisk feilrepresentasjon</b>	Overrepresentering av fordeler og underrepresentering kostander for å få prosjektgodkjenning og finansiering raskere.
	<b>Optimismebias</b>	Interessenter har en tendens til å være altfor optimistiske når det gjelder mulige fordeler og kostnadsbesparelser ved ny teknologi.

*Ikke-teknisk*

## Kostnadsestimeringer i store komplekse prosjekter



Usikkerhetsnivået avtar ofte etter hvert som mer avanserte designdetaljer og ytterligere FoU-resultater er innarbeidet. Reduksjonen i usikkerhet fører ofte til en betydelig økning i de totale kostnadene, noe som tyder på store undervurderinger i de innledende kostnadsestimatene for store prosjekter.

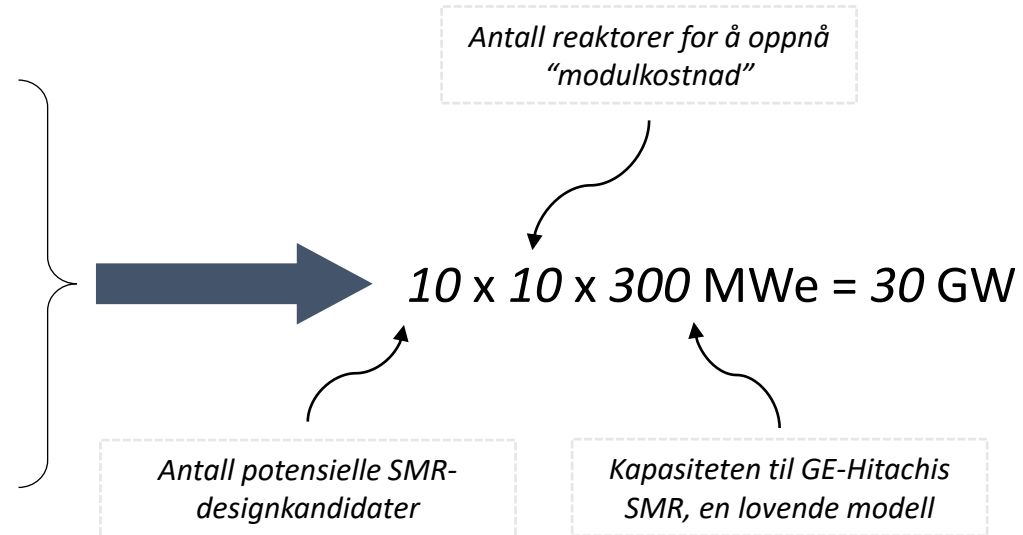
Kilde: Rystad Energy analyser

# Det er for mange SMR-design, med behov for å begrense utvalget

## SMR kapasitet

Det er rundt **90 forskjellige** SMR design som blir utviklet globalt. Rundt **10 reaktorer** kan være potensielle kandidater for storskala utbygging.

Det er estimert at et design vil kreve minimum **10 reaktorer** før den oppnår fullskala modularitet og “**N<sup>th</sup>-av-et-slag**” (NOAK) kostnader.



Selv om kun 10 selskaper entrer SMR-markedet for storskala kraftproduksjon, vil den totale tilførte kapasiteten være om lag **30 GW**, som representerer omtrent Norges vannkraftskapasitet i 2022.

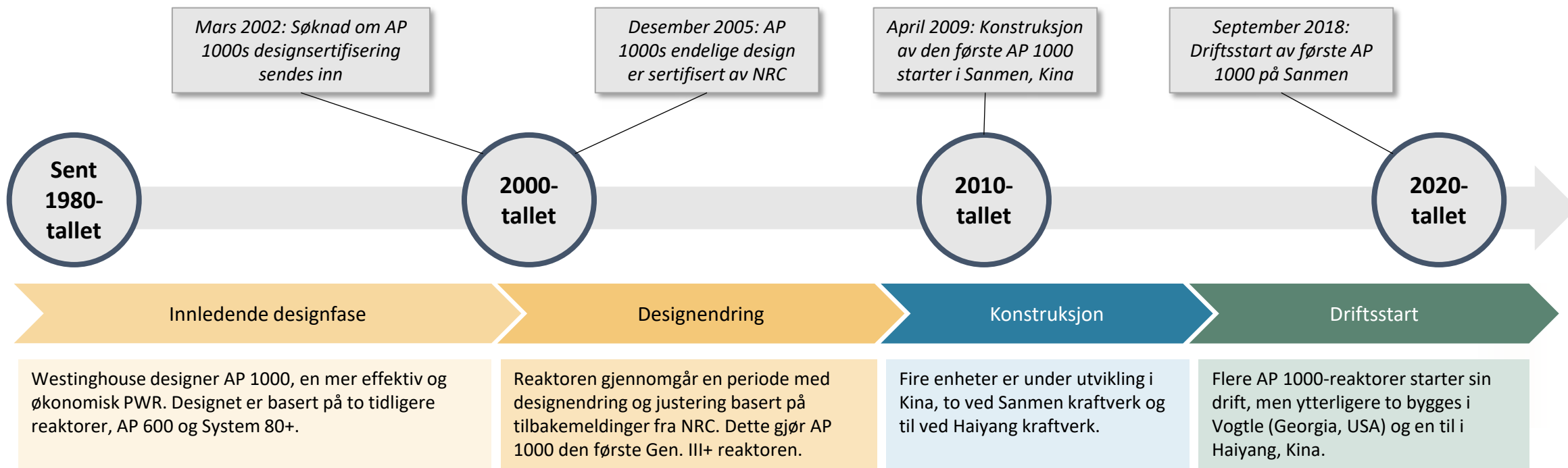
Dette tilsvarer rundt 100 milliarder euro i investeringskostnader<sup>1</sup>.

- Det er en overflod av foreslåtte SMR-design over hele verden. Selv om det er svært usannsynlig at alle design vil bli kommersielt tilgjengelige, kan dette fragmentere industrien og bremse standardiseringsprosessen, en av de viktigste driverne for SMR-er for å takle tids- og kostnadsoverskridelser.
- Myndigheter og leverandører må jobbe sammen for å komme opp med en begrenset liste over design som vil møte de spesifikke behovene og regulatoriske rammeverkene i hver region, og begrense markedskonkurransen, lik det som skjedde i bilindustrien.

1) Antar 3.2 EUR/W i investeringskostnader.  
Kilde: Rystad Energy analyser

# Det tok mer enn 20 år for å designe AP 1000, Westinghouse sin storskala reaktor

## Tidslinje for utviklingen av Westinghouse sin AP 1000



- Det tok over 30 år fra det opprinnelige designet til suksessen av AP 1000, til tross for at designet var basert på et allerede eksisterende design.
- Det er derfor utfordrende å ha tillit til at nye SMR-selskaper lykkes i å utvikle sin egen teknologi innen en 5-10 års tidsramme.

Kilde: Rystad Energy analyser

# Utviklere med eksisterende teknologi leder an, men NuScale følger like etter

## Kommentar på utvalgte utviklere sin SMR teknologi

### GE-Hitachi BWRX-300

- GE-Hitachis kokvannsreaktor er basert på et design som for tiden er i drift i Japan.
- Deres SMR er i den siste fasen av Canadian Nuclear Safety Commission, med godkjenning forventet tidlig i 2024.
- GE signerte deres første kommersielle kontrakt med Ontario Power Generation (OPG) for å bygge en (og senere tre til) reaktorer. Ambisjonen er å starte driften i 2029.



Basert på modent design

### Westinghouse AP 300

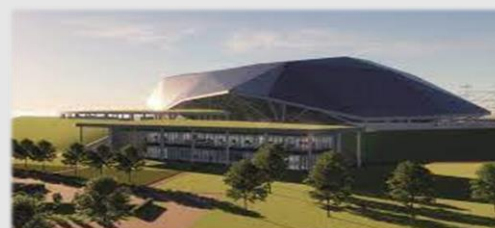
- AP 300 er en nedskalert versjon av AP 1000-reaktoren, som allerede har vært i drift i Kina siden 2018. Dette bør forkorte reguleringsprosessen.
- Til tross for å entre SMR-markedet sent, kan deres erfaring lede dem til å være en av de første i markedet.
- Westinghouse har ambisjoner om at deres SMR vil produsere kraft innen 2033, med en NOAK-kostnad på rundt 1 milliard euro.



Basert på modent design

### Rolls Royce SMR RR-470

- RR har ambisjoner om at den første modellen skal være i drift innen midten av 2030-årene.
- En enhet på 470 MW er estimert av selskapet til å koste rundt 2,9 milliarder euro (NOAK). RR forventer en LCOE på rundt 80 EUR per MWh.
- Selskapet bruker en eksisterende leverandørkjede, med ambisjoner om å levere en 60% bygget reaktor fra fabrikk.
- RR forventer ingen flaskehals fra leverandørkjeden, bortsett fra råvarer og maskiner.



Utviklingsfase

### NuScale VOYGR

- NuScale er de første til å få sin SMR reaktor lisensiert av NRC, men den oppgraderte 77 MWe-modellen er for øyeblikket under vurdering, noe som kan ta opptil 24 måneder.
- Nuscale har for øyeblikket ingen design i operasjon og har heller ikke en eksisterende leverandørkjede.
- Pilotprosjektet ble kansellert i November 2023 som følge av manglende interesse fra avtagere.



Umodent

Kilde: Rystad Energy analyser

# Kjernekraftproduksjonen kan reguleres raskt, men det er ikke levedyktig teknisk eller økonomisk

## Oversikt over *ramp-up* og *ramp-down* hastigheten for et kjernekraftverk

### Hva er *ramp-up* og *ramp-down* hastighet?

- Ramp-up og ramp-down referer til hvor raskt et kraftverk kan øke eller redusere strømproduksjon for å møte svingninger i etterspørselen eller krav fra strømmettet.
- Hastigheten er et kritisk parameter for å sikre nettstabilitet og møte dynamiske energibehov.

#### Regulering



#### Utfordringer



#### Teknisk og økonomisk påvirkning



### European Utility Requirements (EUR)

Siden 2001 må nye reaktordesign må være i stand til å ha en daglig minimum operasjonell belastning på mellom 50% og 100% av kapasiteten, med en ramp-up hastighet på 3-5% per minutt. Dette tilsvarer rundt 65 MW/minuttet for en gjennomsnittlig PWR.

### Begrensninger for et kjernekraftverk

Kjernekraft har evnen til å raskt regulere kraftproduksjonen, med hastigheter som ligner på kull eller kombikraftverk, men dette kan være ineffektiv på lang sikt, både økonomisk og teknisk.

### Teknisk

Høy ramp-up hastighet skader brensellementene og øker den generelle slitasjen på reaktoren mye raskere.

Det tar 12-18 timer å øke hastigheten fra kaldstart til 50%, og en kjernereaktor må vente 24-72 timer etter nedstenging før en ny oppstart.

### Økonomisk

Gitt kjernekraftverks lave driftskostnader, er det ingen besparelse på brensellementene ved å produsere mindre elektrisitet, kun lavere inntekter.

Reaktorer må derfor operere på en høy kapasitetsfaktor (>90%) for levedyktig økonomi.

Kilde: Rystad Energy analyser

# Det er stor usikkerhet i kostnadsestimatene for SMR-kraftverk



Kilde: Rystad Energy analyser

# SMR-kraftverk er svært kapitalintensive – driftskostnader kan bli noe større enn for konvensjonelle

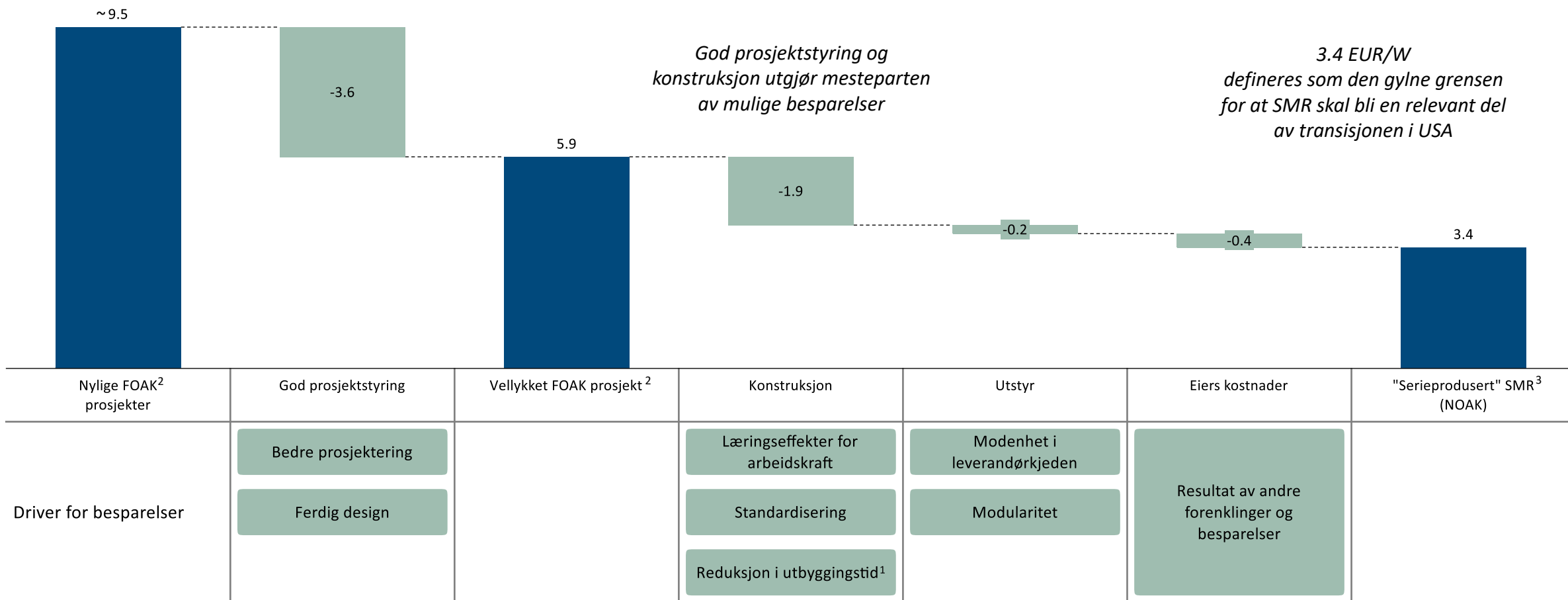
## Oversikt over SMR-kostnad og ledetid

Kapitalutgifter	Modularisering	<ul style="list-style-type: none"><li>Gitt SMRs små størrelse, forventes det at en SMR har <b>lavere absolutte kostnader</b> på grunn av reduserte materialbehov og <b>kortere byggeperioder</b>. Dette gir mindre rom for konstruksjonsforsinkelser og påfølgende kostnadsoverskridelser.</li></ul>
	Kapitalintensivt	<ul style="list-style-type: none"><li>Hovedsakelig består den totale kostnaden for SMR-er av <b>investeringskostnader</b>, mens drifts-, vedlikeholds- og brenselkostnader er forholdsvis lave. Dette ligner på kostnadsfordelingen for store reaktorer.</li></ul>
Driftskostnader	Drift og vedlikehold	<ul style="list-style-type: none"><li>Det forventes at drifts- og vedlikeholdskostnadene for en enkelt SMR kan være mellom <b>0-20% høyere</b> enn for store kjernereaktorer. Imidlertid foreslås flere innovative tilnærminger for å redusere driftskostnadene gjennom et anlegg med flere enheter.</li></ul>
	Brensel	<ul style="list-style-type: none"><li>Anslag for brenselkostnader er utfordrende, spesielt fordi SMR-er fortsatt ikke er i drift i vesten. På grunn av deres mindre størrelse antas brenselutnyttelsen å være noe lavere, noe som kan føre til <b>høyere brenselkostnader</b> per produsert energienhet.</li></ul>
Ledetid	FOAK (First-of-a-kind)	<ul style="list-style-type: none"><li>Som med alle nye teknologier, er det sannsynlig at byggingen av den første SMR-en vil ta lengre tid enn opprinnelig forventet, primært på grunn av regulatoriske forsinkelser.</li></ul>
	NOAK (N-of-a-kind)	<ul style="list-style-type: none"><li>Den forventet byggetiden for de fleste skalerte SMR-er er på omtrent tre år, hvorav cirka to år vil være dedikert til fabrikkmontering, mens det siste året vil brukes til klargjøring av land, installasjon og testing av reaktoren. Forventet levetid for disse SMR-ene er lik store reaktorer og ligger mellom 60 og 80 år.</li></ul>

Kilde: Rystad Energy analyser

# Kostnadsnivået for SMR må ned til 3.4 EUR/W for å bli relevant ifølge DoE analyse

## Veien til konkurransedyktig SMR – Ambisjoner for effektivisering og besparelser for SMR-kraftverk – US DoE

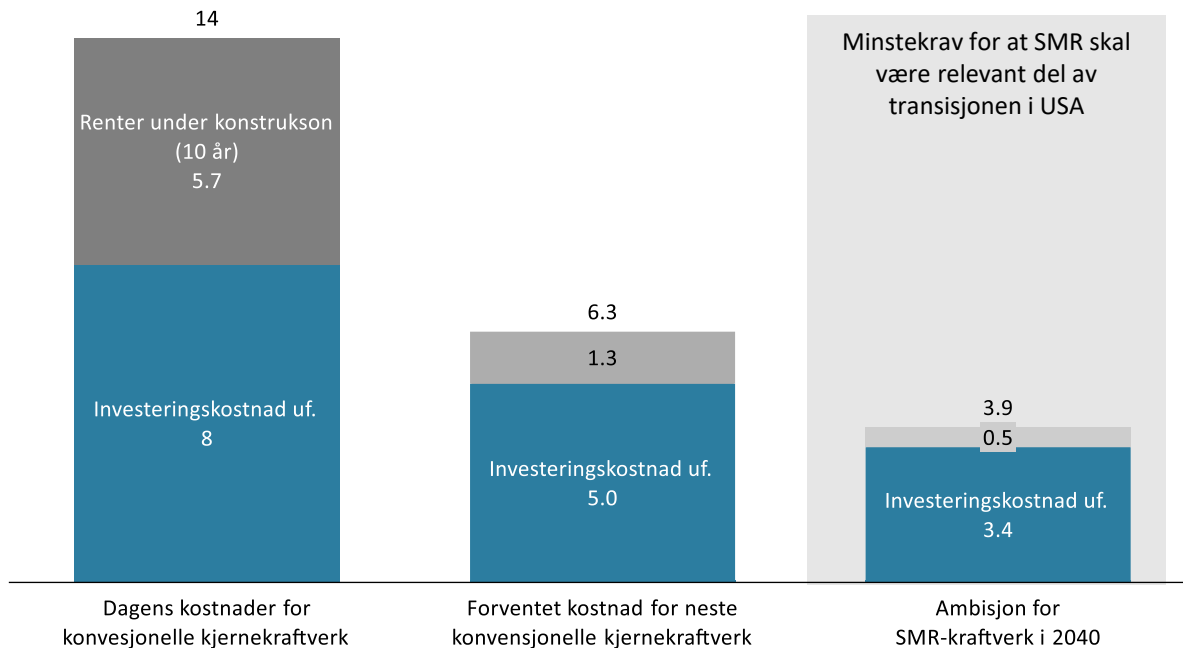


1) Utbyggingstid innebærer bygging, uttesting og oppstart; 2) FOAK – «First of a kind», første-av-en-type prosjekter – Et fullskala prosjekt er teknologitypen ikke bygd ut tidligere; 3) NOAK – «N of a kind», serieproduserte prosjekter; Kilde: Rystad Energy analyser; Pathways to Commercial Liff: Advanced Nuclear U.S. Department of Energy

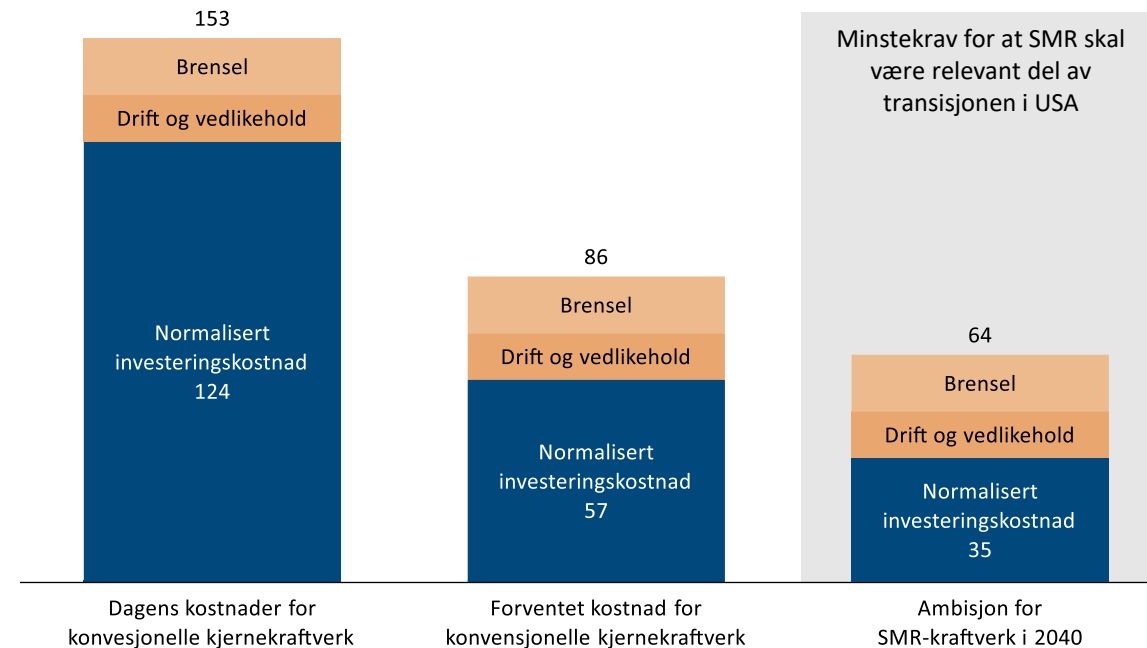


# Kostnadsnivået for SMR må komme under 70 EUR/MWh for å være relevant internasjonalt

Utfallsrom for investeringskostnad for SMR-kraftverk på 2040-tallet  
EUR<sub>Reelt('23)</sub>/W



Utfallsrom for enhetskostnad for SMR-kraftverk på 2040-tallet  
EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Det er fortsatt usikkert hvor mye effektiviseringspotensialet ved bruk av SMR-kraftverk i stedet for konvensjonelle kraftverk vil kunne realiseres.
- Utfallsrommet for investeringskostnaden antas derfor å spenne fra dagens kostnader og tidsoverskridelser på vestlige kjernekraftverk til ambisjonen for kostnadsnivået for «serieproduserte» SMR-kraftverk i 2040.

- Usikkerheten rundt SMR-kraftverk gjør at utfallsrommet for enhetskostnader er stort.
- Analysen legger til grunn kapasitetsfaktor på 90% og rente på 7%
- Drift og vedlikehold og brensel er antatt å utgjøre 13 og 16 EUR/MWh, gitt 90% kapasitetsfaktor.

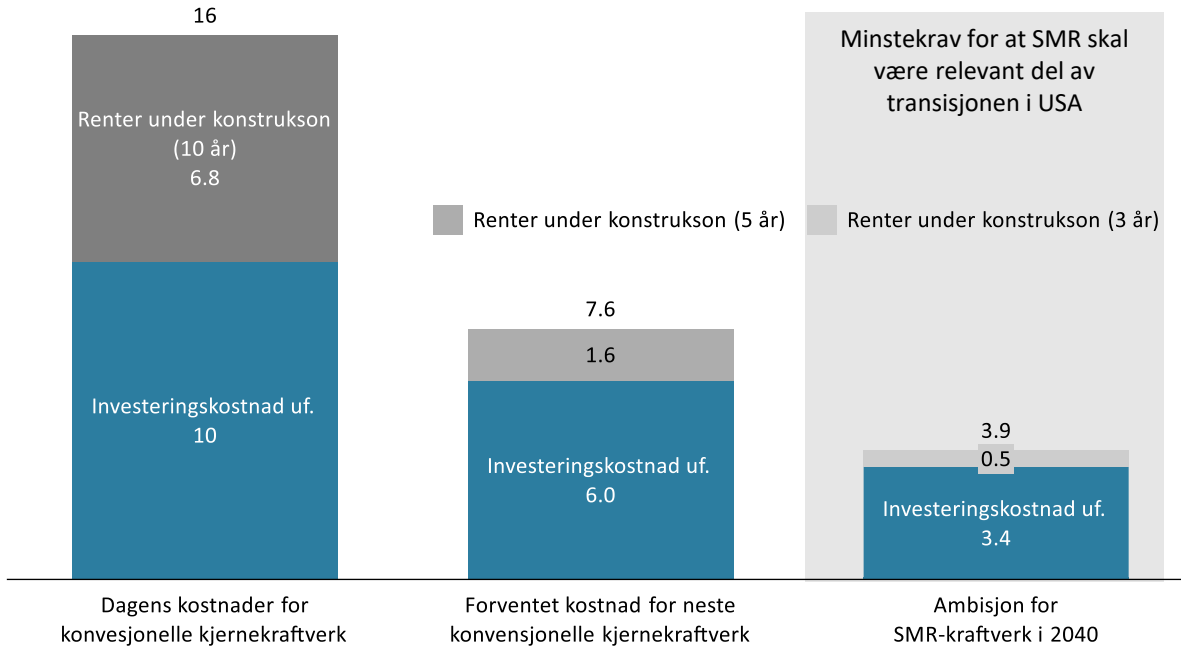
1) Investeringskostnad utenom finansieringskostnad;

Kilde: Rystad Energy analyser; Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear U.S. Department of Energy; The ETI Nuclear Cost Drivers Project; IEA – Nuclear Power and Secure Energy Transitions; MIT - Shirvan 2022

# Kjernekraftverk i Norge vil koste ~100 EUR/MWh ved plettfri gjennomføring

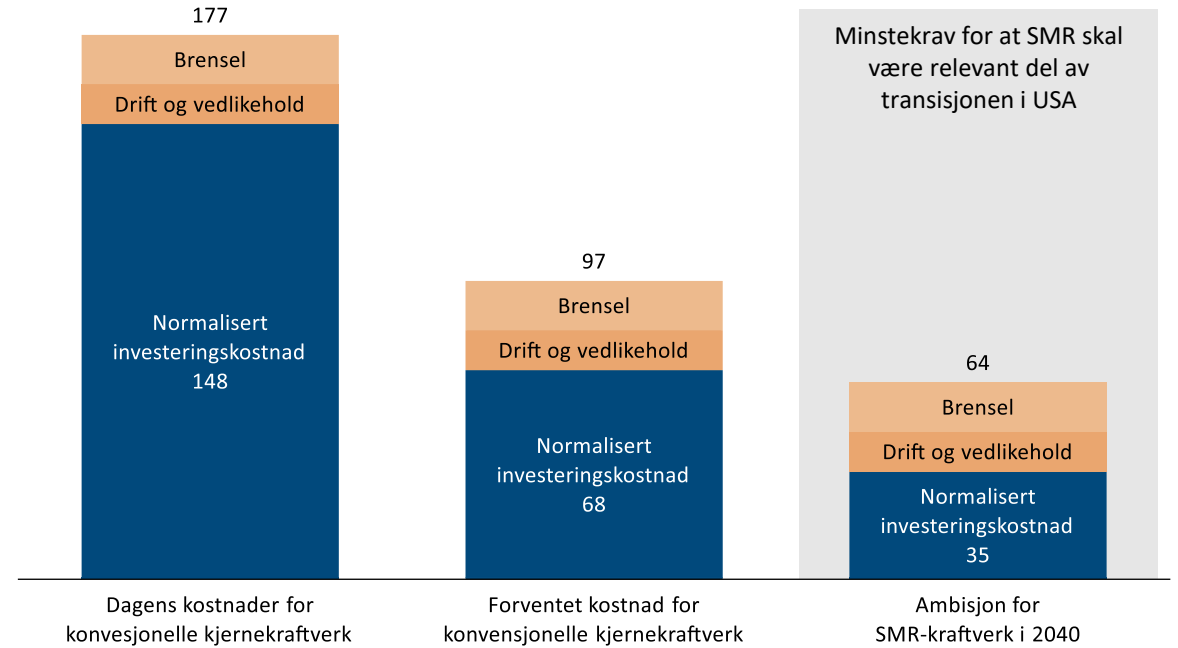
## Utfallsrom for investeringskostnad for SMR-kraftverk på 2040-tallet

EUR<sub>Reelt('23)</sub>/W



## Utfallsrom for enhetskostnad for SMR-kraftverk på 2040-tallet

EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Investeringskostnaden utenom finansiering er forventet å være 20% høyere for en uerfaren kjernekraftnasjon, som Norge. Dette legger til grunn at kjernekraftprogrammet inkluderer bygging av minst tre kraftverk.
- Det er forventet at å bygge en av de første SMR-kraftverkene i Norge vil ta minst 5 år.
- Investeringskostnaden for Polens første kraftverk er estimert til 6.7 EUR<sub>Reelt('23)</sub>/W.

- Usikkerheten rundt SMR-kraftverk gjør at utfallsrommet for enhetskostnader er stort.
- Analysen legger til grunn kapasitetsfaktor på 90% og rente på 7%.

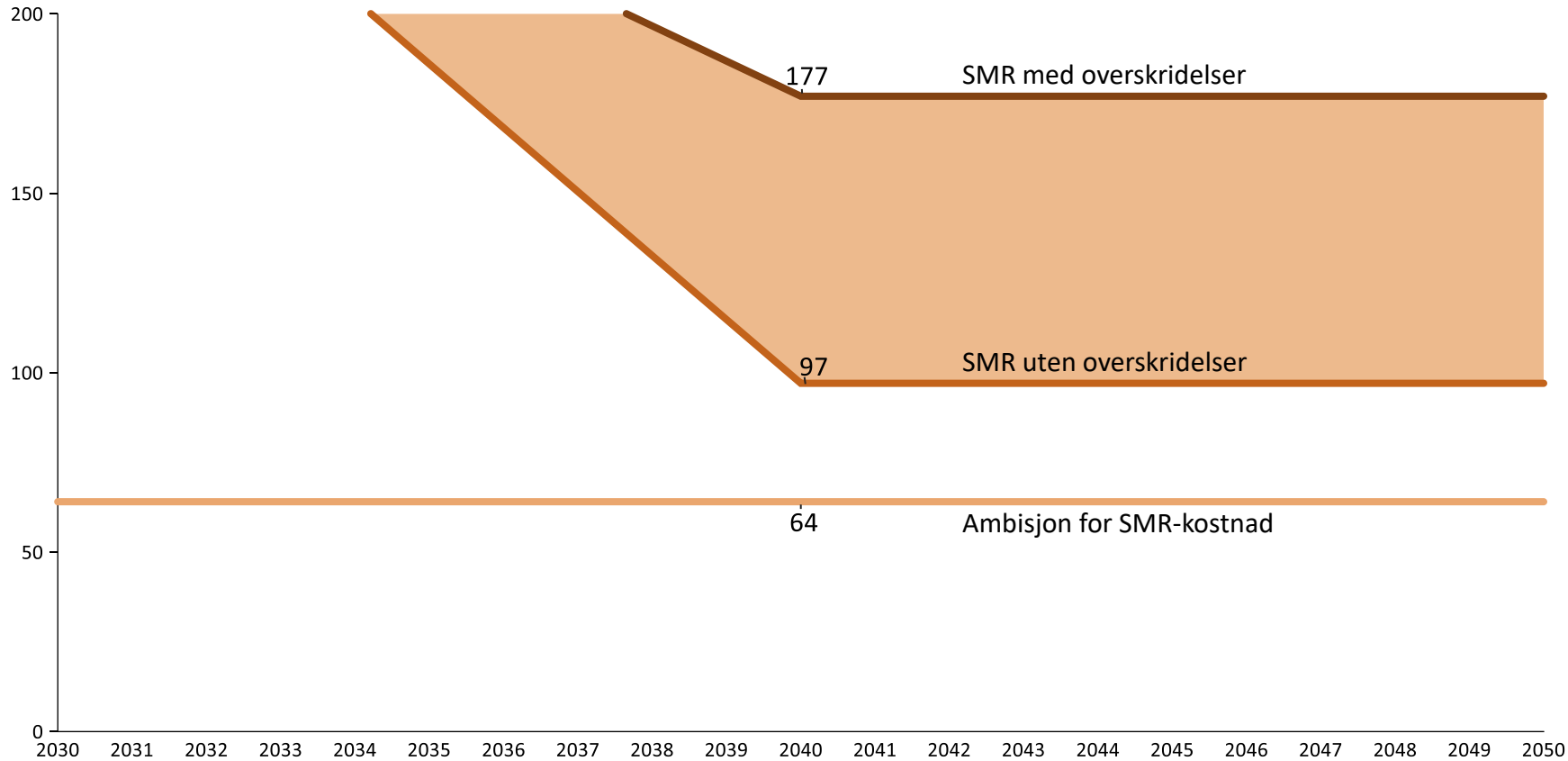
Uf: Investeringskostnad utenom finansieringskostnad;

Kilde: Rystad Energy analyser; Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear U.S. Department of Energy; The ETI Nuclear Cost Drivers Project; IEA – Nuclear Power and Secure Energy Transitions; MIT - Shirvan 2022

# Det er et stort spenn i læringskurven for SMR-kraftverk som gjenspeiler usikkerheten i estimer

## Læringskurve for SMR-kraftverk

EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Kostnadsestimatene baserer seg på utfallsrommet for enhetskostnader og læringskurven for SMR-kraftverk mot 2040. Det antas at investeringskostnaden utenom finansiering vil være minst 20% høyere i Norge enn internasjonalt.
- Dersom noen av SMR-teknologiene lykkes er det forventet at kostnadsnivået for «serieproduserte» SMR-kraftverk kan nås i 2040.
- «SMR med overskridelser» baserer seg på dagens kostnader og tidsoverskridelser på vestlige kjernekraftverk.
- «SMR uten overskridelser» baserer seg på forventet kostnad for et eventuelt neste, suksessfullt prosjekt i vesten som bruker AP 1000 teknologien til Westinghouse.
- «Ambisjon for SMR-kostnad» tilsvarer minstekravet for at SMR skal være relevant del av transisjonen i USA ifølge DOE's analyser. Det er ikke sikkert at de ambisjonene nås.

Kilde: Rystad Energy analyser; *Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear* U.S. Department of Energy; MIT - Shirvan 2022; Ekspertintervju

Oppsummering

Kjernerkeft i dag

Små modulære reaktorer (SMR)

Konkurransedyktighet for kjernekraft i Norge

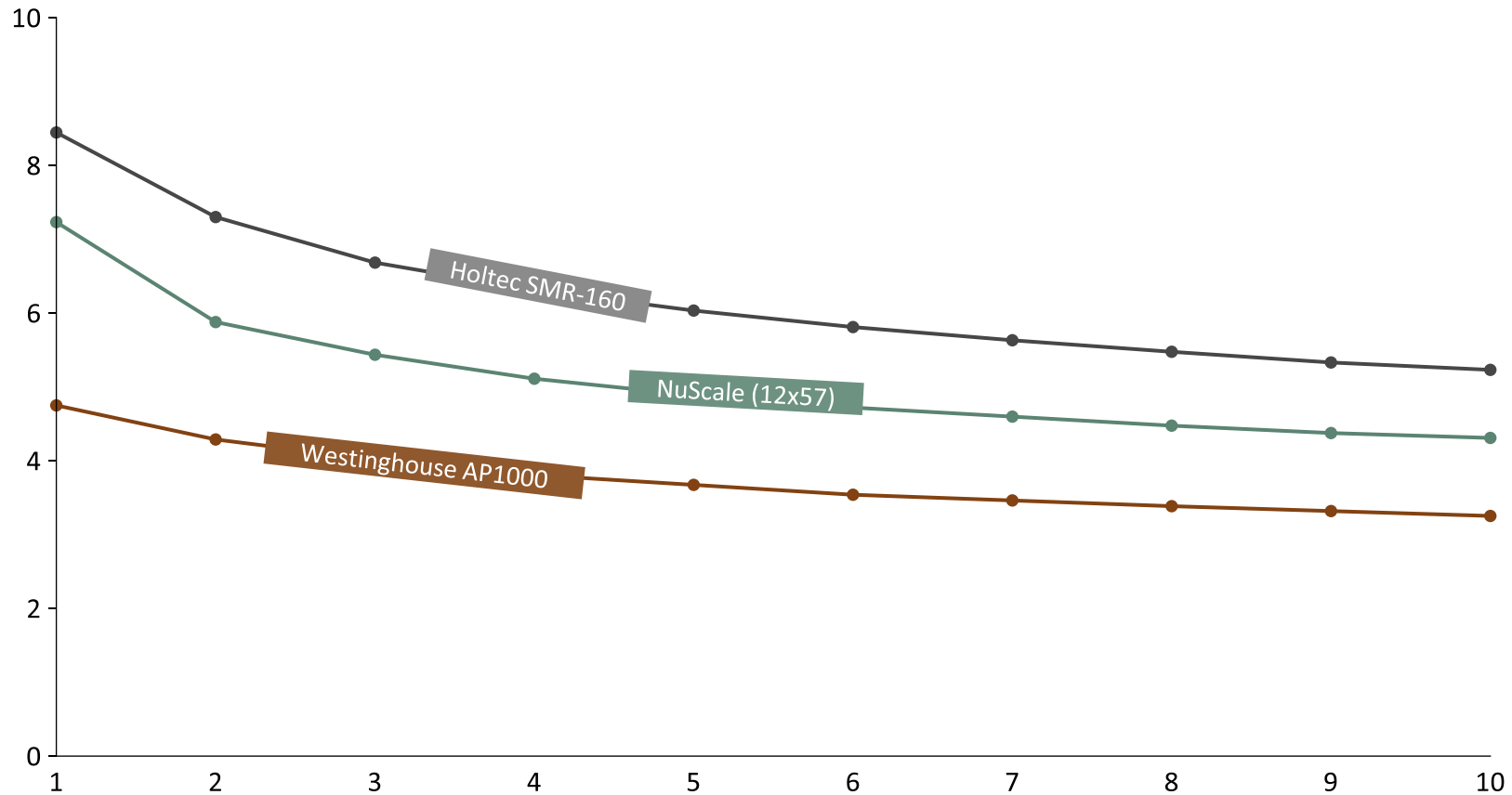
Appendiks



# 10 reaktorer kan være nødvendig for å oppnå NOAK-kostnader

## Estimerte læringskurver for kommende kjernekraftprosjekter uten finansiering

Investeringskostnad u.f. (EUR/We) for hver tilleggsenhet



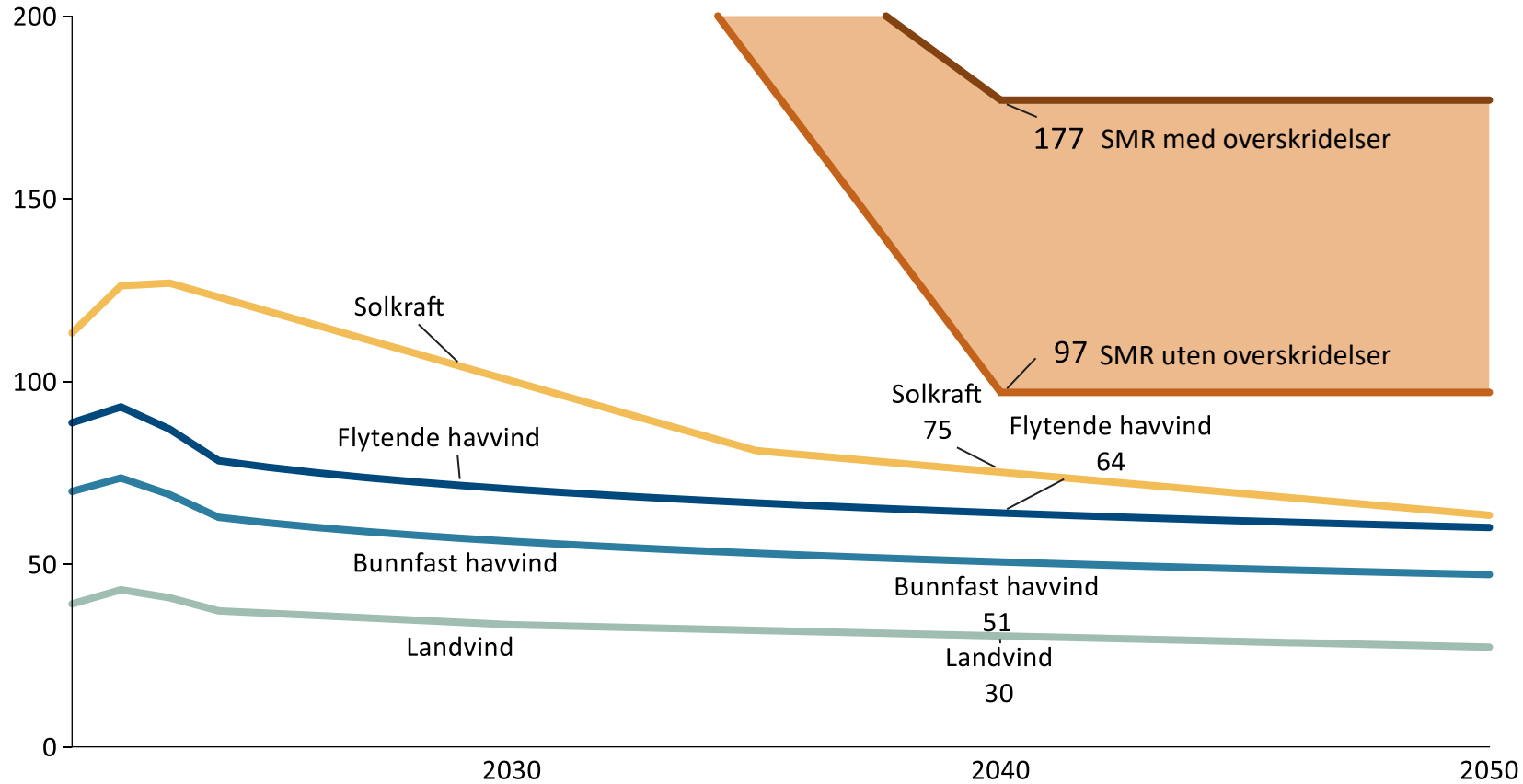
- Grafen viser estimerte læringskurver for kommende kjernekraftprosjektet basert på MITs estimater for reaktorer lik Westinghouse AP 1000, Holtec SMR-160 og NuScale (12x57).
- MITs estimater er basert på en nedenfra og opp metode og estimerer konstansnivået som kan oppnås for ulike typer reaktorer for hver tilleggsenhet. MIT bruker EEDB's 1400 kostnadsposter for Westinghouse sin 1200 MWe PWR som utgangspunkt. Estimaten tar høyde for læring innenfor kraftverket og inflasjon.
- Kostnadsnivået er basert på FOAK og NOAK kostnader, modularitet, læringsrate, direkte kostnader i tillegg til designspesifikke justeringer som for eksempel reaktortanken, sikkerhetssystem, drivstoff og reaktorutstyr for hver av reaktortypene.
- Selv om de forskjellige reaktortypene har ulike kostnadsnivå, viser grafen at kostnadene for den første enheten er høy (FOAK). Deretter reduseres kostnadene på grunn av læringseffekt. Før en reaktortype oppnår NOAK-kostnader kan det være nødvendig med 10 reaktorer.

Kilde: Rystad Energy analyser; MIT (2022)

# Kjernekraft må bevise lavere kostnadsnivå for å bli relevant

## Læringskurve for enhetskostnad (LCOE) for energikilder i Norge\*

EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Sammenlignet med fornybare energikilder er kjernekraft dyrt. Et lavere kostnadsnivå må demonstreres på 2030-tallet for at det skal være relevant å fra et kostnadsperspektiv.
- Solkraft faller raskest, men har lav verdifaktor. Solkraft sammen med batteri kan gi høyere verdi på kraften, men det er forventet å være mindre relevant i Norge. Landvind er desidert billigst, men har møtt mye lokal motstand.
- Verdien av uregulerbar produksjon er lavere enn regulerbar produksjon, dette medfører en lavere realisert pris i markedet (verdifaktor). I land med mye regulerbar vannkraft (som Norge), vil denne verdiforskjellen være mindre.

«SMR-kraftverk vil være litt dyrere enn konvensjonelle kjernekraftverk»  
- CEO Westinghouse

\*Forutsetter 5% avkastningskrav på vind og sol, kostnadene vil variere mellom prosjekter, men LCOE gir en god indikasjon på den relative konkurransedyktigheten.

Kilde: Rystad Energy analyser; NREL; NVE

# Med dagens kostnadsnivå er kjernekraft ulønnsomt – selv med plettfri prosjektgjennomføring

## Gjennomsnittspriser Sør-Norge i 2040

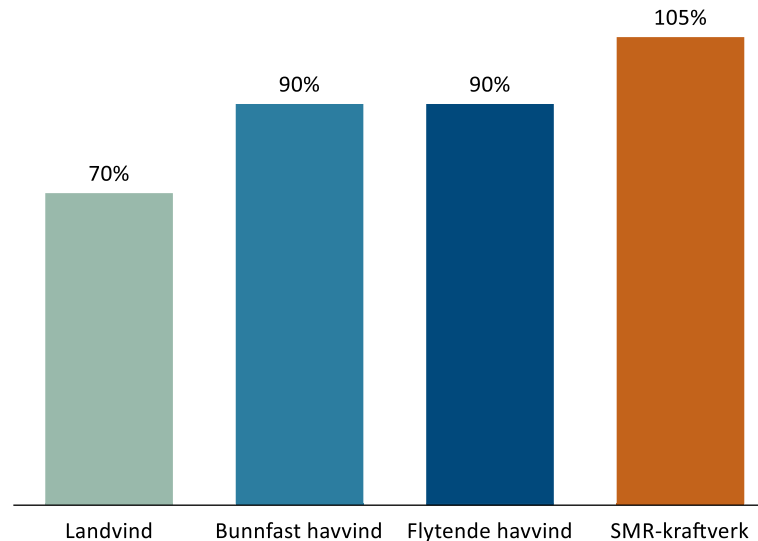
EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Prisantagelsen brukt i denne analysen er 50 EUR/MWh for 2040, i 2023 verdi.
- Til sammenligning ligger NVE's basis scenario på 49 EUR/MWh.

## Indikative verdifaktorer

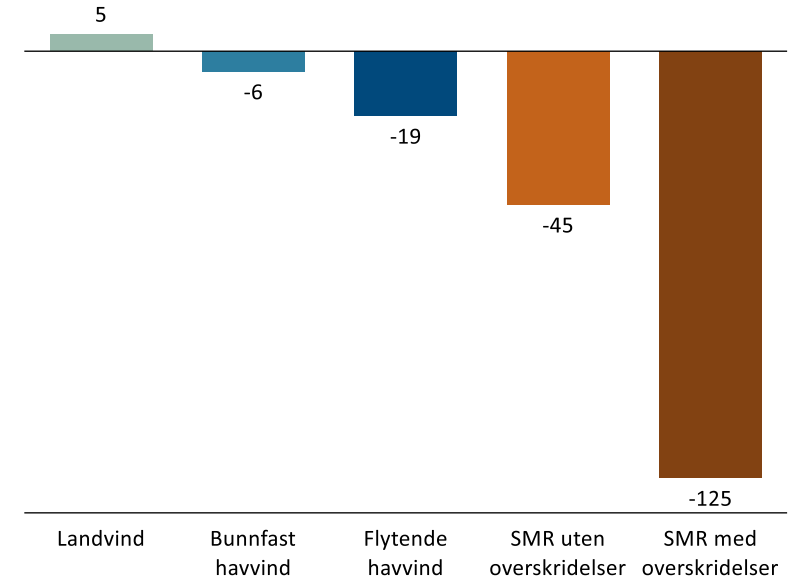
Realisert pris relativt til gjennomsnitt



- Kannibaliseringen blir større og verdifaktoren blir mindre desto mer vindkraft som installeres i samme område. Verdifaktorene her er indikative.
- Den teoretisk høyeste oppnåelige verdifaktoren er 111% for kjernekraft, gitt en 90% kapasitetsfaktor (gitt positive priser).

## Indikativ avkastning 2040

EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh

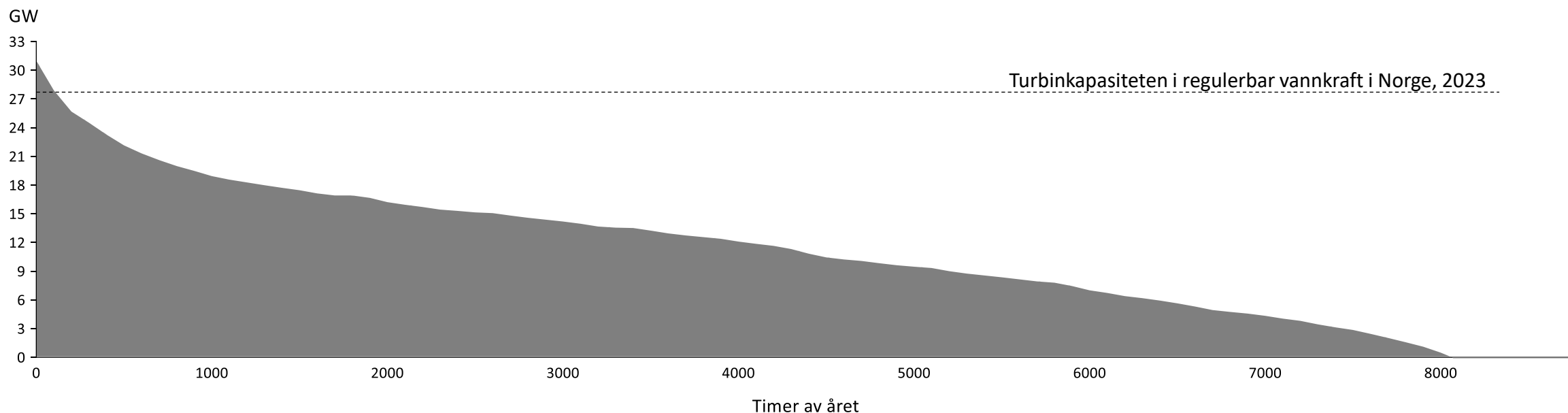


- Den indikative avkastningen er basert på differansen mellom verdifaktorjusterte gjennomsnittspriser og enhetskostnaden per energikilde. Resultatet er også avhengig av avkastningskrav og markedspris.
- Selv med høyere verdifaktor kommer kjernekraft langt dårligere ut enn vind.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube; Statnett

# Behovet for regulerbar kraft er mindre enn turbinkapasiteten i nesten alle timene i året

## Varighetskurve for residualforbruk i 2040



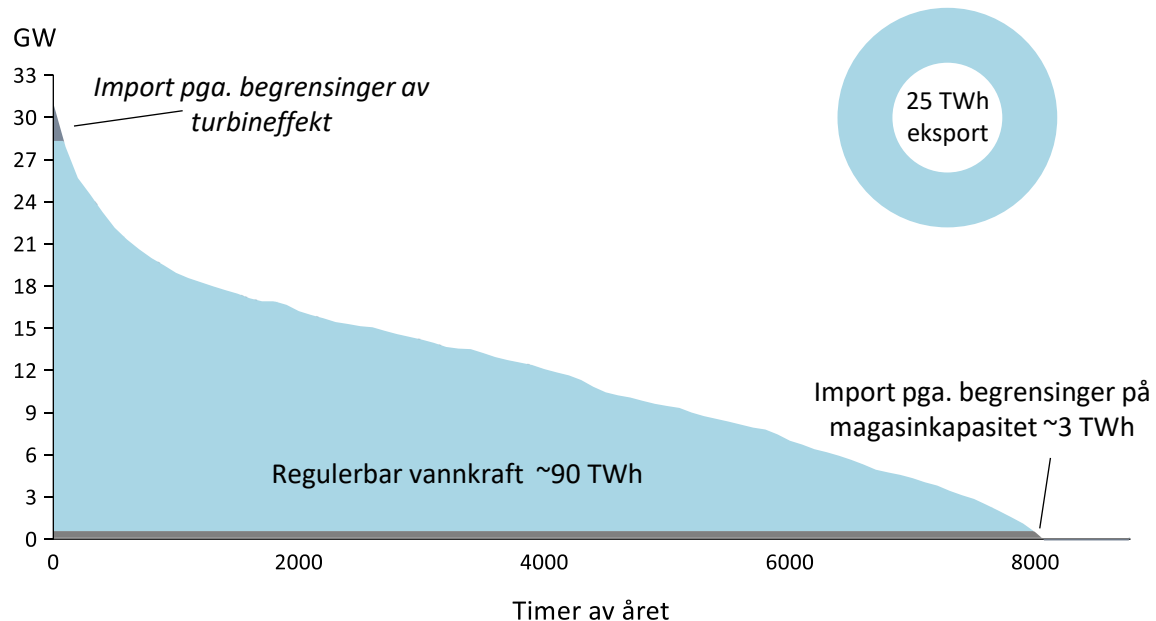
- Grafen ovenfor viser Norges residualforbruk i 2040. Residualforbruket er forbruket ekskludert produksjonen fra variable kilder, f.eks. vindkraft, solkraft og elvekraft. Analysen baserer seg på Statnetts langsiktige markedsanalyse.
- Residualforbruket må dekkes av regulerbar kraft, som for eksempel vannreservoar, pumpekraftverk, gass og kjernekraft, eller import.
- Maksimalt behov for regulerbar kraft i 2040 er forventet å være rundt 31 GW. Dette trenger kun å dekkes i et par timer. Behovet for regulerbar kraft er mindre enn turbinkapasiteten i nesten alle timene i året, i tillegg vil importkapasiteten kunne brukes til å dekke effektbehovet. Nettet begrenser dog muligheten til å bruke kapasiteten fullt ut.
- Det er gode muligheter til å ytterligere øke kapasiteten i norsk vannkraft slik at dette ikke blir et problem (basert på oppgraderingsprosjekter kraftverkseierne sitter på).

Kilder: Rystad Energy analyser; Statnett – Langsiktig Markedsanalyse, Norge, Norden og Europa 2022-2050

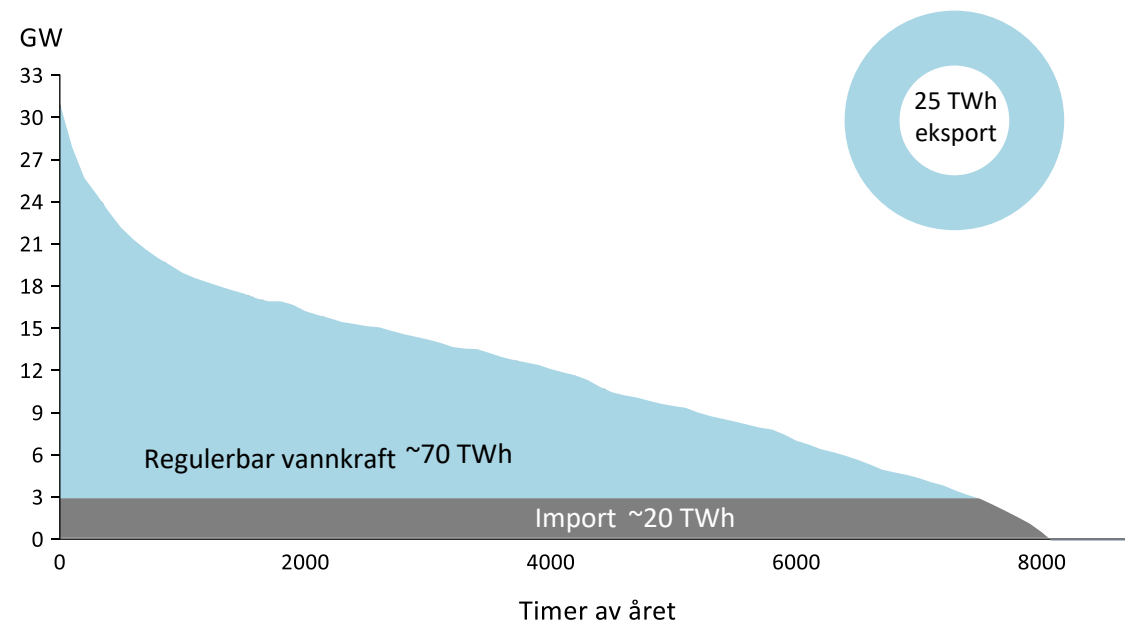


# Regulerbar vannkraft dekker både energi- og effektbehovet i et normalår

Gjennomsnittlig produksjon av regulerbar vannkraft<sup>1</sup> og potensiell import ift. residualforbruket i 2040



Tørr-års-produksjon<sup>2</sup> av regulerbar vannkraft<sup>1</sup> og potensiell import ift. residualforbruket i 2040

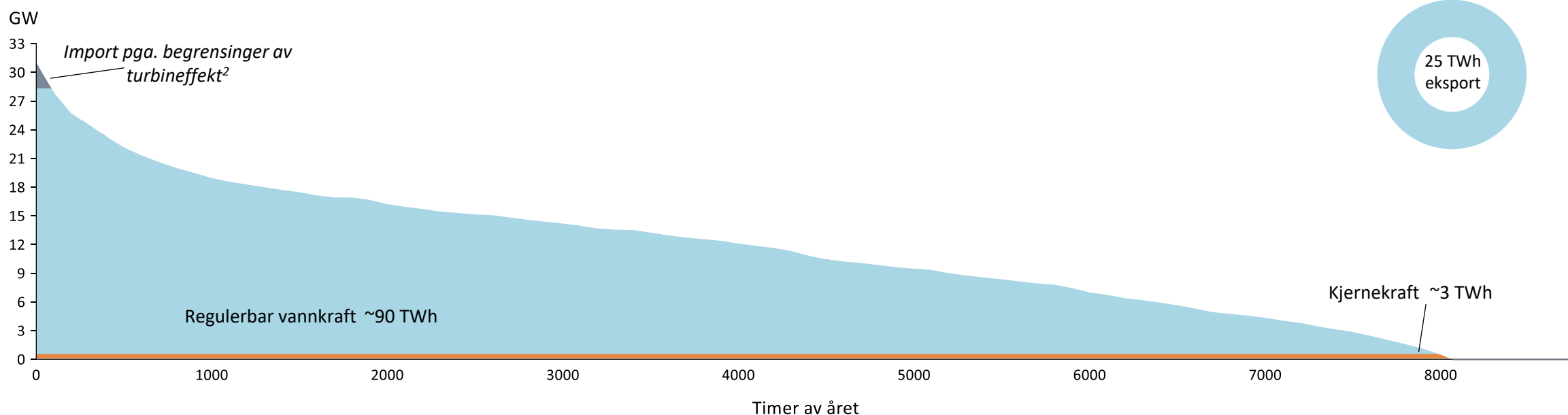


- Grafen til høyre illustrerer gjennomsnittlig kraftproduksjonen fra vannreservoarer og pumpekraftverk i Norge i perioden 2015 til 2022. Samtidig illustrerer grafen til venstre tilsvarende produksjon, men kun for året 2022, som var preget av lite nedbør. Grafen bygger videre på Statnetts langsiktige markedsanalyse og varighetskurve for residualforbruk i 2040.
- Forutsetningene i analysen inkluderer fravær av flaskehals i strømmettet, og muligheten til å enkelt distribuere overskuddskraft til ulike regioner i landet. Videre tar analysen hensyn til et nettap på rundt 6% og at Norge i gjennomsnitt eksporterer 25 TWh med kraft fra regulerbar vannkraft, basert på gjennomsnittsdata fra Statnett for årene 2020 til 2022, også i 2022.
- Regulerbar vannkraft, som utgjør den vesentlige delen av residualforbruk, er i stand til å levere 93 TWh i et gjennomsnittså og 74 TWh i et tørt år. Imidlertid er det nødvendig å øke forsyningen for å dekke behovet. En av mulighetene er å importere en mengde kraft på henholdsvis på 3 TWh og 22 TWh i et gjennomsnittså og et tørt år. Om ikke må Norge installere mer regulerbarkraft som vannkraft.

1) Ekskludert eksport som tilsvarer 25 TWh i året 2) Produksjon i 2022 som var preget av tørkeforhold  
Kilder: Rystad Energy analyser; Statnett – Langsiktig Markedsanalyse, Norge, Norden og Europa 2022-2050; ENTSOE

# Residualforbruket i 2040 er lite – impliserer begrenset behov for kjernekraft

## Gjennomsnittlig produksjon av regulerbar vannkraft<sup>1</sup> og potensiell kjernekraft eller redusert eksport ift. residualforbruket i 2040



- Grafen illustrerer gjennomsnittlig kraftproduksjonen fra vannreservoarer og pumpekraftverk i Norge i perioden 2015 til 2022. Grafen bygger videre på Statnetts langsiktige markedsanalyse og varighetskurve for residualforbruk i 2040.
- Forutsetningene i analysen inkluderer fravær av flaskehals i strømmettet, og muligheten til å enkelt distribuere overskuddskraft til ulike regioner i landet. Videre tar analysen hensyn til et nettap på rundt 6% og at Norge i gjennomsnitt eksporterer 25 TWh med kraft fra regulerbar vannkraft, basert på gjennomsnittsdata fra Statnett for årene 2020 til 2022.
- Regulerbar vannkraft er i stand til å levere 93 TWh i et gjennomsnittså, ekskludert eksport. Hvis Norge skal dekke residualforbruket i 2040 selv, kan enten redusert eksport eller kjernekraft være en mulighet. For å oppnå dette er det nødvendig å installere kjernekraft på ~ 0.6 GW i et gjennomsnittså eller redusere eksport med 3 TWh.
- Effektbehovet (øverst til venstre i grafen) adresseres i liten grad, siden kjernekraften vil kjøres i mange timer i året drevet av økonomi (nederst).

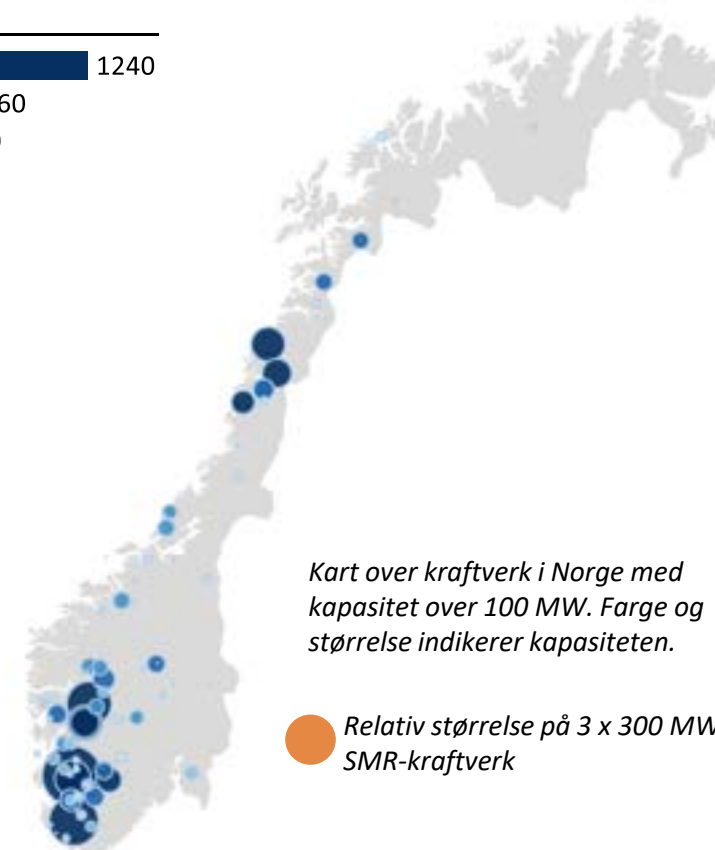
1) Ekskludert eksport som tilsvarer 25 TWh i året, 2) Illustrativt – Størrelsen vil avhengig av hvor store nettbegrensningene er i Norge og fremtidige oppgraderinger av hydrokapasitet.

Kilder: Rystad Energy analyser; Statnett – Langsiktig Markedsanalyse, Norge, Norden og Europa 2022-2050; ENTSOE

# SMR-kraftverk er veldig store i norsk sammenheng

## Oversikt over de største kraftverkene i Norge

Kraftverk	Kategori	Kapasitet (MW)
Kvilldal	Vannkraft	1240
Tonstad	Vannkraft	960
3x 300 MW SMR-kraftverk	Eventuelle SMR-kraftverk	900
Aurland I	Vannkraft	840
Saurdal	Vannkraft	640
Sy-Sima	Vannkraft	620
Svartisen	Vannkraft	600
Rana	Vannkraft	500
Lang-Sima	Vannkraft	500
Tokke	Vannkraft	430
Øyfjellet	Landvind	400
Tyin	Vannkraft	374
Lysebotn II	Vannkraft	370
Nedre Røssåga II	Vannkraft	350
Nedre Røssåga I	Vannkraft	350
Evanger	Vannkraft	330
Brokke	Vannkraft	330
Nedre Vinstra	Vannkraft	308
Vinje	Vannkraft	300
Skjomen	Vannkraft	300
Kobbelv	Vannkraft	300
... i underkant av 2000 mindre kraftverk ...	...	...

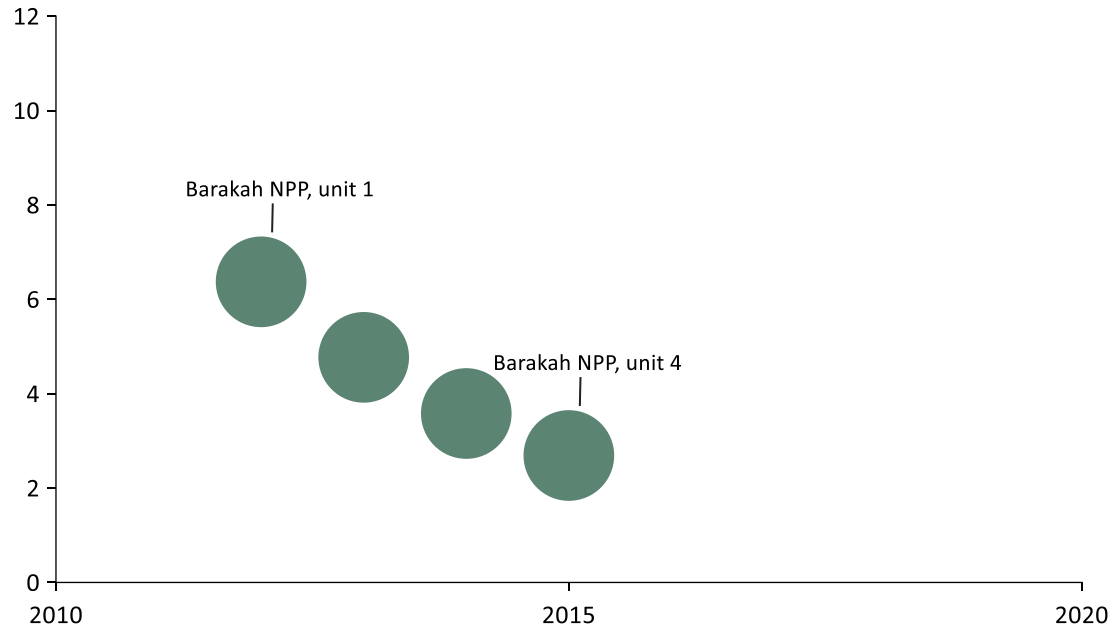


Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# Kostnadsreduksjon kan oppnås ved flere enheter på samme lokasjon

## Lokal læringskurve

$EUR_{reelt('23)}/W$



Flere reaktorer av samme design på samme sted drar nytte av læringseffekten og reduserer kostander

Kilde: Rystad Energy analyser

Oppsummering

Kjernerkeft i dag

Små modulære reaktorer (SMR)

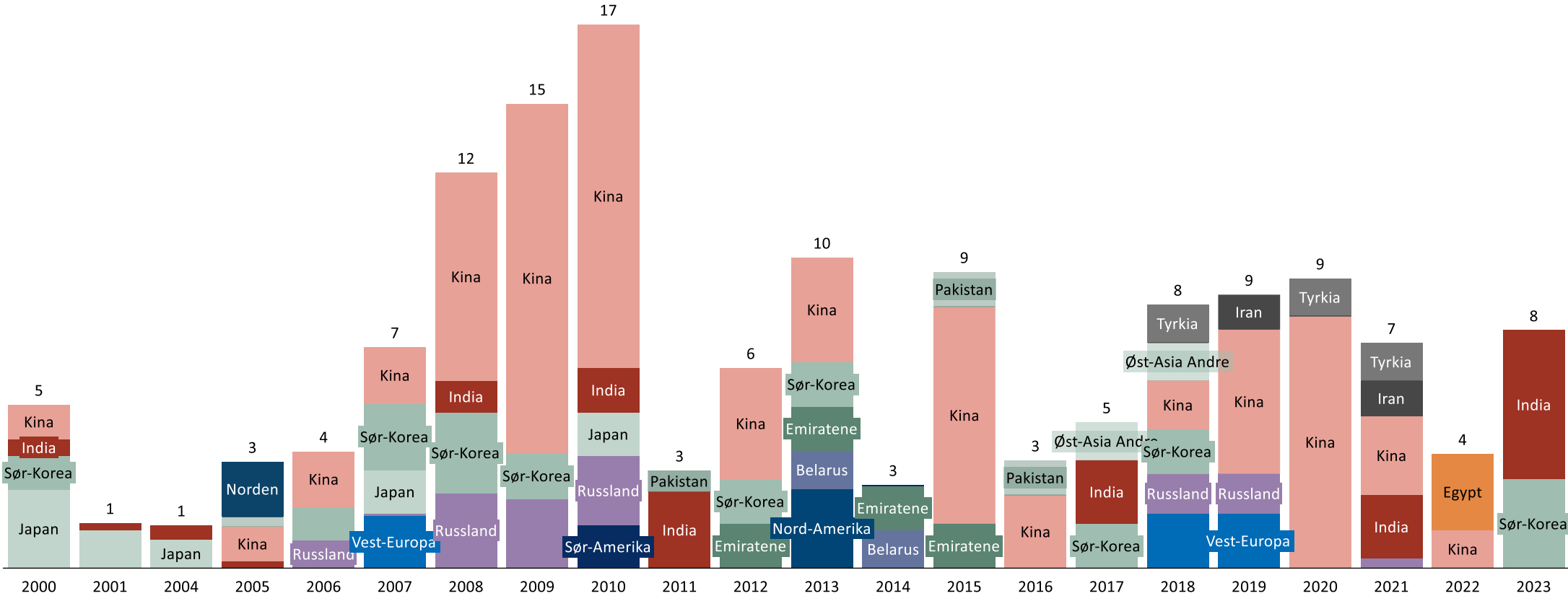
Konkurransedyktighet for kjernekraft i Norge

Appendiks



# Kina og andre asiatiske land har vært ledende innenfor kjernekraft det siste tiåret

Installert kjernekraftkapasitet splittet på land fra 2010 til 2023 etter utbyggingsstart<sup>1</sup>  
Gigawatt

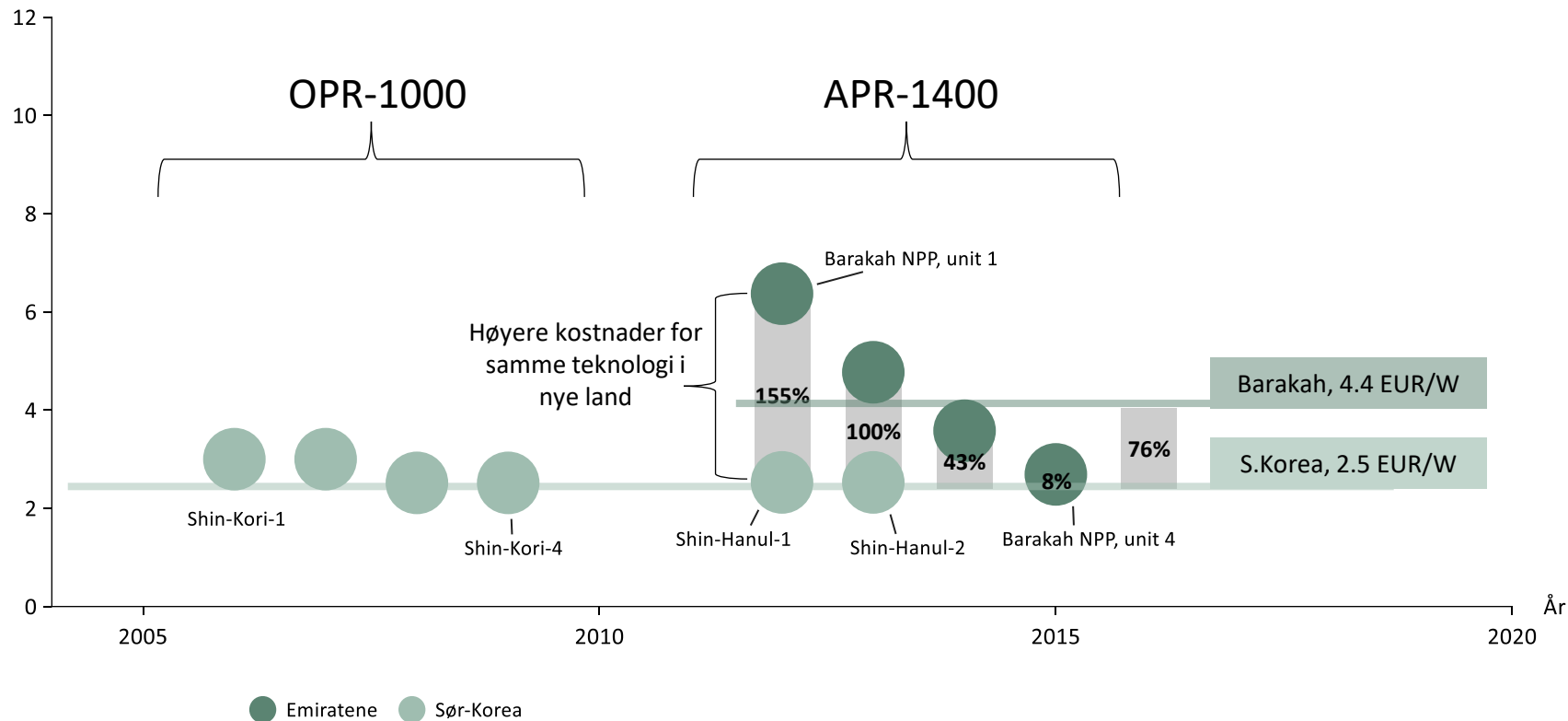


1) Inkluderer operasjonelle anlegg og anlegg planlagt, under utbygging eller på vent av reguleringer  
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube

# Prosjekter i uerfarne land forventes å være dyrere

Investeringskostnad ekskludert finansieringskostnader for utvalgte prosjekter og året utbyggingen startet

EUR<sub>reelt('23)</sub>/W















- Kepco er utbygger av prosjektene i Sør-Korea og Emiratene. De har lyktes med å anvende ferdigstilte design med utprøvd teknologi i multi-enhetsprosjekter.
- Kepco har benyttet det samme prosjektteamet både i Korea og Emiratene. Slik har utviklerne hevet kompetansegrunnlaget for hvert prosjekt.
- For disse prosjektene synes det å være et kostnadsgulv på rundt 2.5 EUR/W.
- APR-1400 er basert på OPR-1000, mye læring kunne derfor dras på tidligere bygging i Sør Korea.
- De første reaktorene i Emiratene hadde et markant høyere kostnadsnivå. I gjennomsnitt økte kostnadene med 76% i Emiratene, i forhold til utbygging av lignende reaktor i Sør Korea.
- Det krevde bygging av fire enheter for Emiratene å komme ned på samme kostnadsnivå som Sør Korea.

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider

# Flere nasjoner har åpnet for at kjernekraft kan være en vei mot å nå sine klimamål

## Selektiv oversikt over åpenheten for mer kjernekraft i land med kjernekraftverk

Region	Land	Nåværende kjernekraft kapasitet (GW)	Åpen <sup>1</sup>	Ambisjon
Vesten	 USA	102	✓	Støtte fra det offentlig gjennom Inflation Reduction Act, Civil Nuclear Credit Program og Advanced Reactor Demonstration Program.
	 Frankrike	64	✓	Planlegger seks store reaktorer innen 2028. Staten med SMR-utvikling gjennom EDFs eierskap i Nuward.
	 Canada	15	✓	SMR Action Plan for utvikling, demonstrasjon og utbygging både i og utenfor Canada. Planlagt fullskala demo på Darlington.
	 Sverige	7.1	✓	Åpnet for økt bruk av kjernekraft for å nå klimamål og for å plassere reaktorer på andre steder enn de tre operative kraftverkene.
	 Storbritannia	6.5	✓	Ambisjoner om å tredoble kjernekraftproduksjon innen 2050. Planlegger å bygge åtte store reaktorer og små modulære reaktorer.
	 Belgia	6.2	✓	Vil investere i levetidsforlengelse på to kraftverk til 2035.
	 Finland	4.6	✓	Åpen for mer kjernekraft.
	 Tyskland	4.3	✗	Siden Energiewende ble innført, har landet hatt planer om å utfase kjernekraft. Fullførte utfasingen i løpet av våren 2023.
	 Tsjekkia	4.2	✓	Primært fokusert på konvensjonelle kraftverk, vurderer små modulære kraftverk.
	 Romania	1.4	✓	Inngått avtale med NuScale om å installere deres SMR kraftverk.
	 Nederland	0.5	✓	Vurderer å investere i to kjernekraftverk.
Andre	 Kina	57	✓	Planer om å fortsette i samme utbyggingstempo for å nå totalt 70 GW kjernekraft i 2025.
	 Japan	33	⏸	Japan stengte alle reaktorene etter Fukushima, men gjenåpnet svært selektivt, med full gjenåpning av alle kraftverk i 2022.
	 Sør-Korea	25	✓	Planlegger levetidsforlengelser, to utbygginger, og SMR-teknologi utvikling. Ambisjoner om å bygge ti kraftverk utenlands før 2030.
	 India	11	✓	Fortsetter storstilt utbygging.















1) Åpen for mer kjernekraft. Ambisjon om mer kjernekraft. Subsidier for eller statlig eierskap i utvikling av kjernekraft-teknologi. Ambisjon om eller potensiale for eksport av kjernekraft-teknologi.;

Kilde: Rystad Energy analyser; IEA Nuclear Power and Secure Energy Transitions; GOV.UK



# Flere nasjoner har åpnet for at kjernekraft kan være en vei mot å nå sine klimamål

## Oversikt over åpenheten for mer kjernekraft i utvalgte land med eksisterende kjernekraftverk

Region	Land	Nåværende kjernekraft kapasitet (GW)	Åpen for mer kjernekraft <sup>1</sup>
Europa & Nord-Amerika	 USA	102	✓
	 Frankrike	64	✓
	 Canada	15	✓
	 Sverige	7.1	✓
	 Storbritannia	6.5	✓
	 Belgia	6.2	▶
	 Finland	4.6	✓
	 Tyskland	4.3	✗
	 Tsjekkia	4.2	✓
	 Romania	1.4	✓
Andre	 Kina	57	✓
	 Japan	33	▶
	 Sør-Korea	25	✓
	 India	11	✓

Energiprisene de siste årene har gjort at nesten alle land med kjernekraft er åpne for mer

### Unntak:







- Japan vil nå gjenåpne alle sine kraftverk, men har ennå ikke noen uttalt ambisjon om å bygge mer kjernekraft.
- Belgia har åpnet opp for levetidsforlengelse.
- Tyskland holder fast ved sitt forbud gjennom Energiwende.

1) Åpen for mer kjernekraft. Ambisjon om mer kjernekraft. Subsidier for eller statlig eierskap i utvikling av kjernekraft-teknologi. Ambisjon om eller potensiale for eksport av kjernekraft-teknologi

Kilde: Rystad Energy analyser; IEA Nuclear Power and Secure Energy Transitions; GOV.UK

# De vestlige kraftverkene preges av store tids- og kostnadsoverskridelser

## Prosjekter igangsatt fra og med år 2000

Asset	Land	Kapasitet (MW)	Status	Type teknologi	Reaktor-leverandør	Turbin-leverandør	Planlagt oppstartsår	Tidsoverskridelse år	Planlagt €/W <sup>1</sup>	Faktisk €/W <sup>1</sup>	Overskridelse (%)
Hinkley Point C		1720 x 2	Konstruksjon pågår	PWR, EPR-1750	 AREVA	 Alstom & GE	2026	2	7.7	9.6	25%
Vogtle 3 & 4		1117 x 2	Konstruksjon pågår	PWR, AP-1000	 WEC	 Toshiba	2016	7	5.7	8.0	40%
Flamanville NPP, unit 3		1650	Konstruksjon pågår	PWR, EPR	 Areva	 ALSTOM	2013	11	2.9	8.5	196%
Mochovce-4		471	Operativ	PWR, VVER V-320	 Skoda	 Skoda	2013	11	5.1	6.9	35%
Mochovce-3		471	Operativ	PWR, VVER V-320	 Skoda	 Skoda	2012	11	5.1	6.9	35%
Olkiluoto NPP, unit 3		1720	Operativ	PWR, CANDU 6	 Areva	 Siemens	2009	14	2.9	9.2	213%
Temelin NPP, unit 2		1082	Operativ	PWR, VVER V-213	 Skoda	 Skoda	1997	6	2.2	5.8	167%
Temelin NPP, unit 1		1082	Operativ	PWR, VVER V-320	 Skoda	 Skoda	1997	5	2.2	5.8	167%

1) Alle kostnadsanslag er ekskludert finansieringskostnader og oppgitt i 2023-Euro. 2) Arevas reaktorteknologi eies nå av EDF (Framatome)  
 Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider

# De nyeste sørkoreanske kjernekraftverkene har en relativt lave overskridelser

## Prosjekter bygget siden 2000, selektivt utvalg

Asset	Land	Kapasitet (MW)	Status	Type teknologi	Reaktor-leverandør	Turbin-leverandør	Planlagt oppstartsår	Tidsoverskridelse år	Planlagt €/W <sup>1</sup>	Faktisk €/W <sup>1</sup>	Overskridelse (%)
Barakah NPP, unit 4		1400	Konstruksjon pågår	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2020	4 <sup>2</sup>	2.7	2.7	0% <sup>3</sup>
Barakah NPP, unit 3		1400	Operativ	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2019	4	3.5	3.5	0% <sup>3</sup>
Barakah NPP, unit 2		1400	Operativ	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2018	4	4.7	4.7	0% <sup>3</sup>
Barakah NPP, unit 1		1400	Operativ	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2017	4	6.3	6.2	0% <sup>3</sup>
Shin-Hanul 1 & 2		1400 x 2	Operativ	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2017	5	2.6	2.5	0%
Shin-Kori 1 & 2		1047 x 2	Operativ	PWR, OPR-1000	 Kepco	 Doosan	2011-2012	1	2.5	3.1	24%
Shin-Kori 3 & 4		1340 x 2	Operativ	PWR, APR-1400	 Kepco	 Doosan	2014	3	1.9	2.6	32%

1) Alle kostnadsanslag er ekskludert finansieringskostnader og oppgitt i 2023-Euro. 2) Forventet å starte produksjon i 2024. 3) Liten grad av åpenhet i kostnadsestimatene  
 Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider

# Russland og Kina har bygget ut flest kraftverk de siste 20 årene

## Prosjekter bygget siden 2000, selektivt utvalg

Asset	Land	Kapasitet (MW)	Status	Type teknologi	Reaktor-leverandør	Turbin-leverandør	Planlagt oppstartsår	Tidsoverskridelse år	Planlagt €/W <sup>1</sup>	Faktisk €/W <sup>1</sup>	Overskridelse (%)
Rosotov,NPP-1-4		1000 x 4	Operativ	PWR,VVER V-320	 JSC Atomstroy-export	 JSC Atomstroy-export	2001 - 2018	1	2.4	2.7	15%
Novovoronezh NPP-6 & -7		1180 x 2	Operativ	PWR,VVER V-392M	 JSC Atomstroy-export	 JSC Atomstroy-export	2016 - 2019	4	3.8	4.9	30%
Leningrad 2, NPP-1 & -2		1150 x 2	Operativ	PWR,VVER V-491	 JSC Atomstroy-export	 JSC Atomstroy-export	2018 - 2020	2	3.8	4.7	25%
Hongyanhe NPP, unit 4 - 6		1119 x 3	Operativ	PWR,ACPR-1000	 Dongfang	 Dongfang	2016 - 2022	1	3.0	3.4	11%
Yangjiang NPP, unit 5 - 6		1086 x 2	Operativ	PWR,ACPR-1000	 China First Heavy Industries	 Shanghai Electric Group	2018 - 2019	2	2.7	3.0	12%
Tianwan NPP, unit 5 - 6		1118 x 2	Operativ	PWR, CNP-1000	 China First Heavy Industries	 Dongfang	2020 - 2021	0	3.0	3.1	0%

1) Alle kostnadsanslag er ekskludert finansieringskostnader og oppgitt i 2023-Euro

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider



# Erfaren utbygger og teknologi bidrar til effektivisering og minimering av overskridelser

## Case-studie: Barakah, enhet 1-4

**Introduksjon**

Barakah er det første kjernekraftverket i De forente arabiske emiratene og består av fire APR-1400 atomreaktorer, levert av Sørkoreanske Kepco. Total kapasiteten er på 5,600 MW og tre av reaktorene er operasjonelle mens enhet 4 er forventet å stå ferdig i 2024. Enhetenes ferdigstillelse har blitt forsinket med fire år, og det er noe usikkerhet rundt kostnadsestimater, grunnet lite offentlig innsyn.



**Suksessfaktorer**

Det er noe usikkerhet knyttet til kostnadsoverskridelsene til Barakah, men det er antydning av lave kostnadsoverskridelser. Hovedgrunnen til dette er i hovedsak knyttet til:

- Barakah består av fire enheter. I tillegg til delt infrastruktur, leverandørkontakter og byggeledelse, har læringseffekten ført til kontinuerlig effektivitet, produktivitet og kostandredusjon fra enhet til enhet.
- Kepco leder utbyggingen av Barakah og har lang og suksessfull erfaring innenfor kjernekraftutbygging og har bygget 17 anlegg siden 1990-tallet. En erfaren byggeledelse har vært viktig for å minimere overskridelser.
- APR-1400 er tidligere brukt på 3 Sørkoreanske kjernekraftverk. Denne teknologien er bygget på det testet designet av OPR-1000, Sør-Koreas store kraftverksmodell.

**Overskridelser**

Til tross for at prosjektet har hatt små overskridelser, har det vært forsinkelser og sikkerhetsproblemer gjennom prosjektet som har ledet til tidsoverskrivelse på fire år. Dette har i hovedsak har vært knyttet til:

- Mangel på lokalt kvalifisert og lisensiert arbeidskraft.
- Forsinkelser knyttet til internasjonale vurderinger og sikkerhetsstandarder.
- Sikkerhetsventilen i reaktoren til enhet 2 forårsaket vannlekkasje.

**Hovedfunn**

	Multi-enhet prosjekt	<span style="color: green;">●</span>
	Utprøvd teknologi	<span style="color: green;">●</span>
	Erfarne leverandører	<span style="color: green;">●</span>
	Erfaren prosjektledelse	<span style="color: green;">●</span>
	Kvalifisert arbeidskraft	<span style="color: red;">●</span>

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider



# Anvendelsen av en helt ny teknologi med et uferdig design medførte store forsinkelser

## Case-studie: Olkiluoto enhet 3

### Introduksjon






Olkiluoto enhet 3 er en trykkvannsreaktor av typen EPR (Gen. III+ reaktor) med kapasitet på 1600 MW. Enheten dekker alene 14% av Finlands elektrisitetsforbruk. Planlagt oppstartsår var 2009, men tids- og kostnadsoverskridelser medførte en 14 års forsinkelse. Kjernekraftverket var endelig klar for elektrisitetsproduksjon i April 2023. Finske TVO er operatør og største eier, mens Franske Framatome (tidligere kalt Areva) er reaktorleverandør.



### Overskridelser

- Designet og byggeplanene var ikke ferdigstilte da utbyggingen begynte i 2005. Prosjektet manglet også en etablert leverandørkjede. Disse svakhetene utgjorde hovedårsaken til de store forsinkelsene og kostnadsoverskridelsene som fulgte.
- Helt fra begynnelsen har det vært tekniske utfordringer knyttet til betonglegging og sveising. I 2018 ble det oppdaget vibrasjoner over tillatt sikkerhetsnivå i reaktorens hovedkomponent for trykkregulering. Det skulle ta ett år å løse problemet. Senest i 2022 ble det oppdaget skader på pumpene i reaktoren som utsatte oppstarten ytterligere.
- De store tids- og kostnadsoverskridelsene førte til en rettssak mellom daværende Areva og TVO som startet i 2008. Areva stilte et erstatningskrav på 1 milliard euro, fulgt av et motkrav fra TVO på 2.4 milliarder euro. 10 år senere vant TVO og fikk et rettsoppgjør på 450 millioner euro.
- Prosjektet var preget av problemer med styring og kvalitetskontroll. Den omfattende bruken av underleverandører og arbeidskraft fra over 50 ulike nasjonaliteter gjorde det vanskelig å holde oversikt og å kommunisere effektivt.

### Hovedfunn

-  Ny teknologi ●
-  Uferdig design ved utbyggingsstart ●
-  Rettssak mellom prosjektparter ●
-  Uerfaren prosjektledelse ●
-  Uerfaren leverandør ●

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider

# Ulike reguleringer gjorde det vanskelig å dra nytte av læringseffekter fra finske Olkiluotos EPR



## Case-studie: Flamanville enhet 3

### Introduksjon

Flamanville enhet 3 er Frankrikes første trykkvannsreaktor av typen EPR (Gen. III+ reaktor) med kapasitet på 1600 MW, lik som Olkiluoto enhet 3. Også dette prosjektet er preget av store tids- og kostnadsoverskridelser. Planlagt oppstart var i 2013, men prosjektet er enda under utbygging og ventes ferdigstilt tidligst 2024. Kraftverket er eid og driftet av EDF.



### Overskridelser

- Da utbyggingen startet i 2007 var kun 40 % av designet ferdigstilt. Det er estimert at det ble utført mer enn 4500 designmodifikasjoner siden den gang.
- I likhet med Olkiluoto har også dette prosjektet vært preget av problemer med betonglegging og sveising. Disse problemene vedvarte og så sent som 2018 ble det oppdaget at sveisingen i dampsystemet ikke samsvarte med de tekniske spesifikasjonene. Dette forårsaket en ytterligere tidsoverskridelse.
- Fra 2005, samtidig som de største og mest kapitalintensive komponentene ble produsert for Flamanville, ble det vedtatt nye sikkerhetsreguleringer. Disse ble videre oppdatert i 2012 og 2015. Dette krevde at industrien sammen med reguleringsmyndighetene måtte bli enige om tolkningene av vedtakene. På grunn av alle utsettelsene måtte EDF søke om en ny byggetillatelse i 2019, etter at byggetillatelsen allerede hadde blitt utvidet en gang.
- Endringer i EDFs organisasjonsstruktur førte til et brudd i kommunikasjonen mellom topplederen og ledere for Flamanvilleprosjektet. Dette begrenset mulighetene for å ta raske og effektive avgjørelser.

### Hovedfunn

-  Ny teknologi ●
-  Uferdig design ved utbyggingsstart ●
-  Reguleringsinngrep under utbygging ●
-  Mangel på oversikt og styring fra eier ●
-  Uerfaren leverandør ●

Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider



# Første av sitt slag prosjekt med modulære enheter kan medføre store kostnads- og tidsrisikoer

## Case-studie: Vogtle, enhet 3 & 4

### Introduksjon

Vogtle 3 og 4 regnes som de første nybygde reaktorene siden 1996 i USA, og blir bygget av Georgia Power Company (GPC). Enhetene er de første som benytter Westinghouse sin AP-teknologi i USA og har en samlet kapasitet på 2200 MW. Etter syv år med tidsoverskridelser, og store kostnadsoverskridelser, ble Vogtle-3 kommersielt operasjonell i juni i 2023. Det er forventet at Vogtle-4 blir operasjonell i første kvartal i 2024.



### Overskridelser

Det er store kostnads og tidsoverskridelser knyttet til Vogtle-3 og -4. Den totale investeringskostnaden ble mer enn dobbelt så høy som det opprinnelige budsjettet og enhetene ble forsinket med 7 år. Dette oppstod på grunn av flere problemer:

- Kraftverket er ansett som første av sitt slag og designet var ikke klart før byggingen begynte. Dette førte til betydelige problemer med leverandører. I tillegg ble noen deler av kraftverket bygget modulært, på fabrikker, og deretter sendt til byggeplassene for montering. Tross forventningene om at denne innovative tilnærmingen til kraftverksbygging skulle revolusjonere industrien, ble flere enheter levert sent og var ufullstendige. Dette var hovedårsaken til forsinkelser, og de ekstra kostnadene knyttet til dette er estimert til cirka 13 BUSD.
- Mangel på tilstrekkelig kvalifisert arbeidskraft førte til ansettelse av uerfarne arbeidere, som igjen resulterte i dårlig ledelse og planlegging. I tillegg var det en høy turnover blant elektrikere, noe som hindret læring fra Vogtle-3 til Vogtle-4.
- Godkjenningprosessen av kraftverkdesignet og byggelisensen var elleve og åtte måneder forsinket. Det innledende anleggsarbeidet gikk langsommere enn forventet. Andre regulatoriske inngrep, som kravet om redesign av reaktoren for å tåle flyangrep, forårsaket også forsinkelser. Mer enn 60 forespørslers om lisensendringer til NRC siden bygge lisensen ble mottatt i 2012.
- Søksmål oppstod mellom utbygger GPC og reaktor-leverandøren Westinghouse som et resultat av store økte kostnader. Westinghouse begjærte seg konkurs etter oppkjøp av CB&I og økonomisk motgang.

### Hovedfunn



Reguleringsinngrep under utbygging



Ny teknologi



Problemer med leverandørkjede



Rettsak mellom prosjektdeltakere



Ukvalifisert arbeidskraft



Kilde: Rystad Energy analyser; The ETI Nuclear Cost Drivers Project (2020); OECD-NEA (2020); IEA (2020); MIT (2018); Bedriftshjemmesider



# Konvensjonelle reaktorer har lavere utløpstemperaturer, avanserte modeller er mer effektive

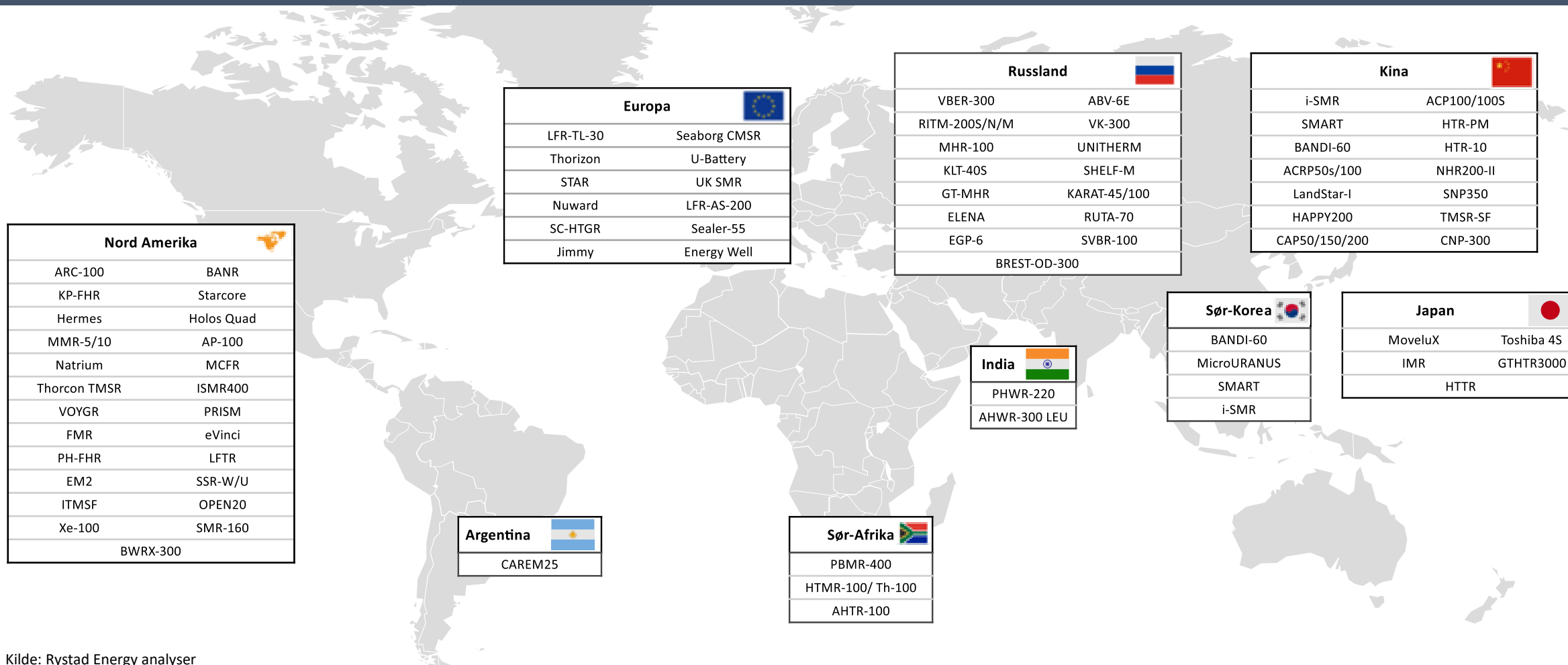
## Hovedkategoriene av kjernereaktorer for SMR

	Kategori	Akronym	Operativt trykk (bar)	Utløpstemperatur (Celsius)	Kommentar	
Umodent	Vannkjølte reaktorer	Trykkvannsreaktor	PWR	150-160	315	<ul style="list-style-type: none"> <li>PWR teknologien utgjør 70 % av dagens operasjonelle reaktorer.</li> <li>PWR-er krever mindre plass enn BWR og er høyere rangert på grunn av sitt passive systemsikkerhetsdesign.</li> <li>NuScale og Holtec utvikler begge PWR SMR-er.</li> </ul>
		Kokvannsreaktor	BWR	75	290	<ul style="list-style-type: none"> <li>BWR-er utgjør omtrent 15 % av dagens operasjonelle reaktorer.</li> <li>Disse er større enn PWRer på grunn av sitt behov for drivstoff og kontrollstaver, men er enklere, raskere og derfor rimeligere å konstruere.</li> <li>GE-Hitachi har designet en BWR SMR, kalt BWRX-300</li> </ul>
Svært umodent	Ikke-vannkjølte reaktorer	Saltsmeltreaktor	MSR	1-2	750-850	<ul style="list-style-type: none"> <li>Saltets høye kokepunkt (&gt;1400C) tillater å operere på mye høyere temperaturer og uten behovet for trykk, i motsetning til vannreaktorer.</li> <li>MRSer har forbedrede sikkerhetsdesign som for eksempel dreneringstanker og passiv varmfjerning. Det atmosfæriske trykket eliminerer behovet for dyrt stål, reaktorkjerner, rørlegging og annet utstyr. Dette reduserer kostnadene og kompleksiteten til reaktoren.</li> <li>Disse er også mer mottakelige for endringer i elektrisitetsetterspørselen (1-2 minutter) sammenlignet med de fleste av dagens reaktorer. De har også høye forbrenningsnivåer.</li> <li>Terrestrial Energy utvikler for tiden en IMSR, en saltsmeltreaktor som er passende for hydrogenproduksjon</li> </ul>
		Høytemperert gasskjølt reaktor	HTGR	50	750	<ul style="list-style-type: none"> <li>HTGR-er sin høye utløpstemperatur tillater produksjon av høykvalitetsdamp som drastisk forbedrer drivstoffeffektiviteten, samtidig som man muliggjør produksjon av hydrogen eller andre temperaturintensive formål (ammoniakk, avsalting...).</li> <li>Kina har hatt en operasjonell HTGR SMR på 210 MWe siden 2021.</li> </ul>
		Natriumkjølt reaktor	SFR LFR	1-2	500	<ul style="list-style-type: none"> <li>SFR og LFR kan oppnå en mye høyere utløpstemperatur på lavere trykk pga. kjølevæskens kjemiske natur.</li> <li>TerraPower, sammen med GE-Hitachi, designer for tiden en SFR SMR kalt Natrium.</li> </ul>

Kilde: Rystad Energy analyser

# Omtrent 90 forskjellige SMR-er utvikles globalt

## Utvalg av SMR-design under utvikling



Kilde: Rystad Energy analyser

# Økende kostnader har stoppet pilotprosjektet til NuScale

## Oversikt over NuScale prosjektutvikling

2007

NuScale Power ble grunnlagt for å utvikle en **50 MWe** modulær reaktor, og hadde ambisjoner om å ferdigstille den første reaktoren tidlig på 2020-tallet. Ambisjoner for **NOAK på 4 750** euro per kW.

2018

Kapasiteten øker til **60 MWe** for å redusere de relative investeringskostnadene<sup>1</sup>. En ny standard-design-søknad kreves, som forsinker oppstarten i 2027. Den estimerte NOAK investeringskostnaden<sup>1</sup> er **3 400** euro per kW.

2020

Kapasiteten økes nok en gang av samme årsak som tidligere nevnt, og økes til **77 MWe**. NuScale uttaler at dette vil redusere prisen ytterligere, og estimerer NOAK på **2 700** euro per kW.

2023

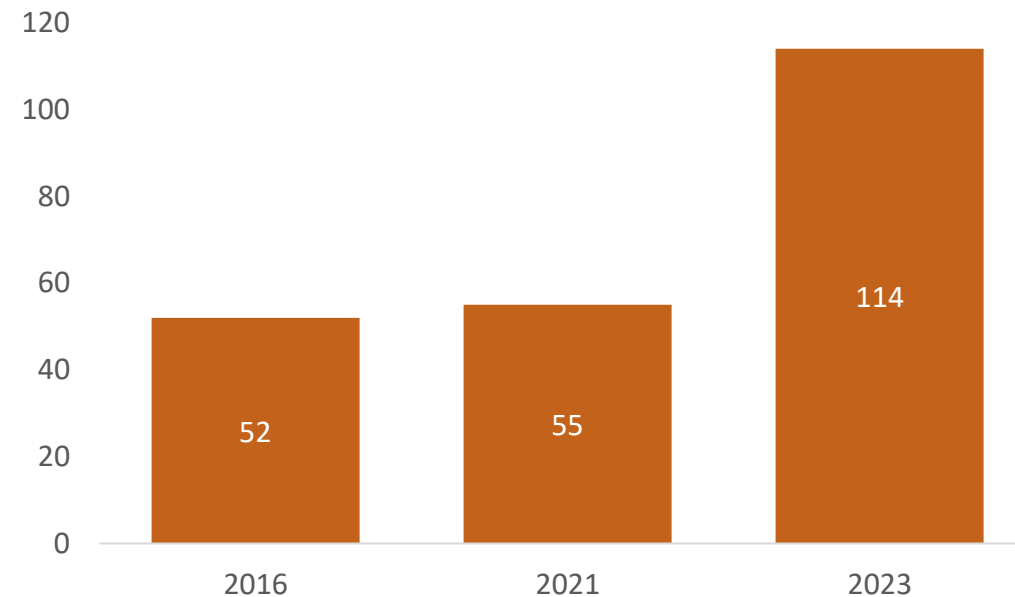
NuScale og deres partner UAMPS annonserte at prisen på deres FOAK 6-moduler 462 MWe anlegg gikk fra 11 til 18 euro per W på grunn av høye renter og inflasjon. Prosjektet ble senere kansellert.

Med en innledende SDA-godkjenning på 42 måneder for 50 MWe-designet, var NuScale og UAMPS' driftsstart innen 2030 meget ambisiøs. 77 MWe-designet (med små endringer fra 50 MWe) bør ha kortere godkjenningsprosess. Kanselleringen av pilotprosjektet kommer til å forsinke kommersialiseringen av designet betydelig.

1: Investeringskostnader uten finansieringskostnad  
Kilde: Rystad Energy analyser; NuScale Power

## Annonsert LCOE for NuScales 462 Mwe-pilot

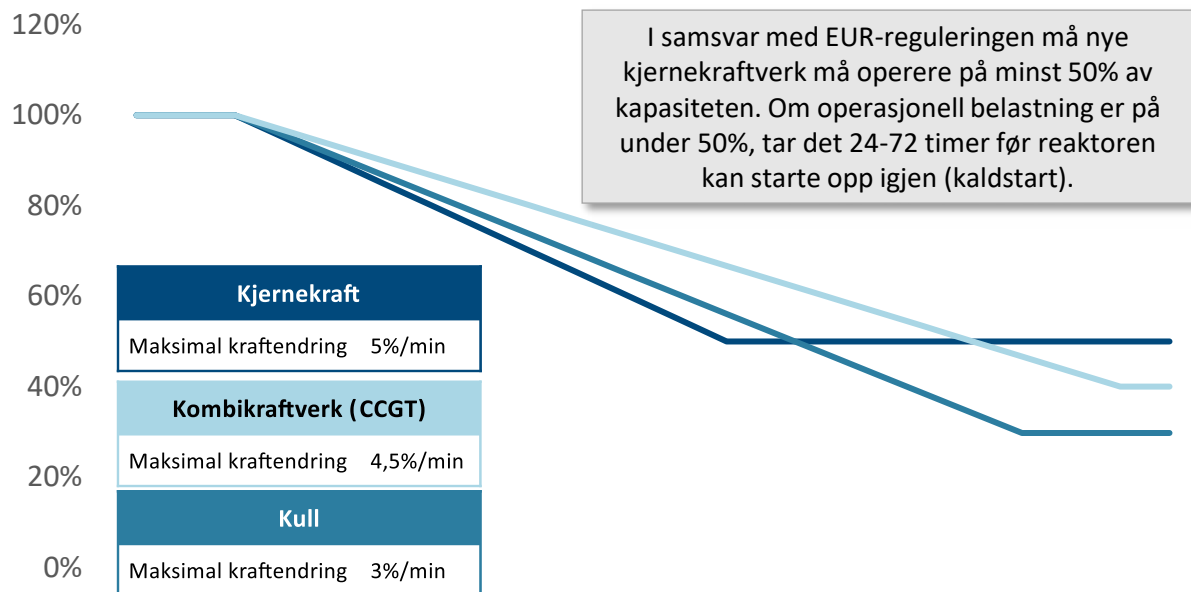
EUR/MWh



Til tross for NuScales konsekvente påstander om at NOAK-kostnadene for reaktorene deres vil reduseres med oppgradert kapasitet, har den anslåtte LCOE-en for deres 462 MWe-prosjekt hatt en betydelig økning, mer enn en dobling fra 2021 til 2023. Gitt den kontinuerlige økningen i både deres annonserte projektkostnad og økende LCOE, vekker det bekymring for påliteligheten til NuScales uttalelser.

# Damp er den foretrukne metoden for å regulere hastigheten for ramp-up og ramp-down

## Relativ ramp-up og ramp-down hastighet for ulike typer kraftverk



- Kjernekraft kan regulere kraftproduksjonen raskere enn flere typer kraftverk, inkludert kull og kombikraftverk.
- Hastigheten kan reguleres ved å enten endre mengden damp som sirkulerer gjennom turbinene eller ved å redusere den termiske kjedereaksjonen.

## Termisk kontra damp

	Termisk	Damp
Mekanisk	Kontrollstaver trekkes inn eller ut av reaktoren for å henholdsvis redusere eller øke reaktorens termiske produksjon.	Elektrisk produksjon er regulert ved å justere dampstrømmen gjennom turbinen eller modifisere driftstrykket, slik at overflødig damp er ledet til en kondensator via bypass.
Hastighet <sup>2</sup>	Mellom 1% og 5% per minutt av reaktorens nominelle kapasitet.	Rundt 2% minuttet av turbinens nominelle kapasitet.
Konklusjon	Kjernekraftverk opprettholder vanligvis en reaktoreffekt på 100% mens de regulerer produksjonen for å håndtere belastningen, slik at både kostnadseffektiviteten og minimal belastning på reaktoren og brenselementene sikres.	

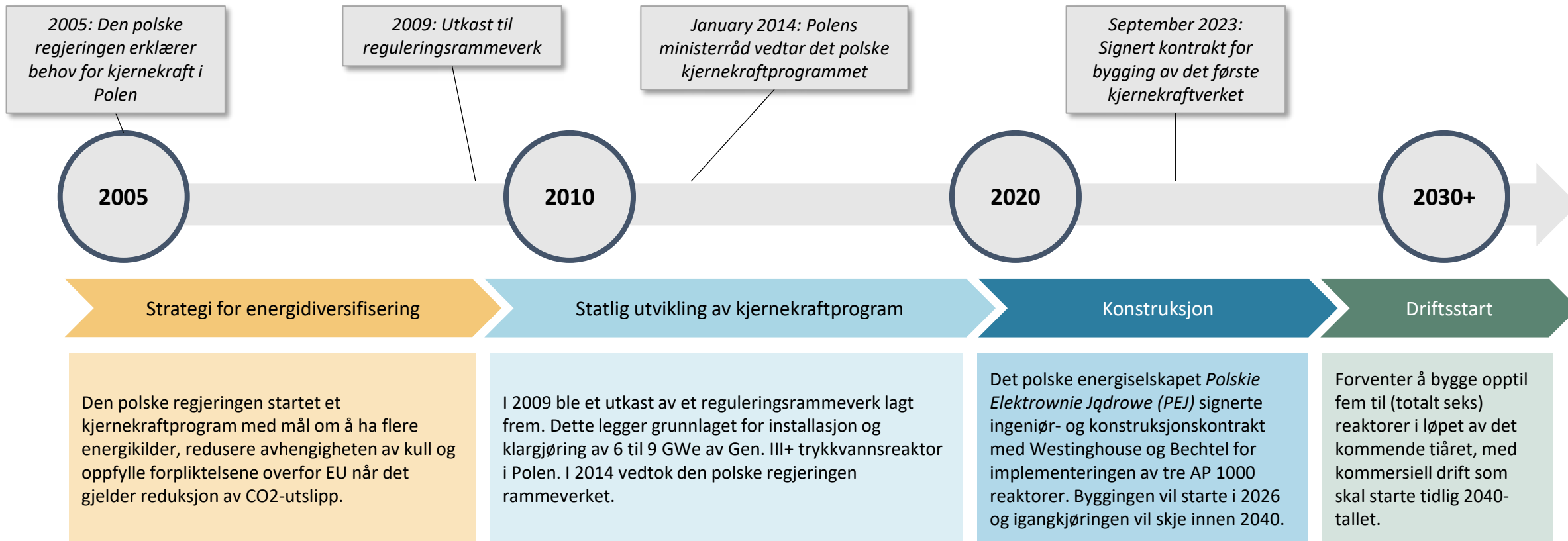
1) AREVA, "Load follow: nuclear power compatibility with the deployment of intermittent renewables", 2010

2) Forutsetter at reaktoren har en belastning på minst 50%, og turbinen er «varm». Noen reaktorer kan øke effektiviteten tilsvarende fra 25%, men disse er spesielt designet for dette formålet.

Kilde: Rystad Energy analyser

# Det tok Polen nesten 20 år å gå fra innledende diskusjon til å den første byggekontrakten

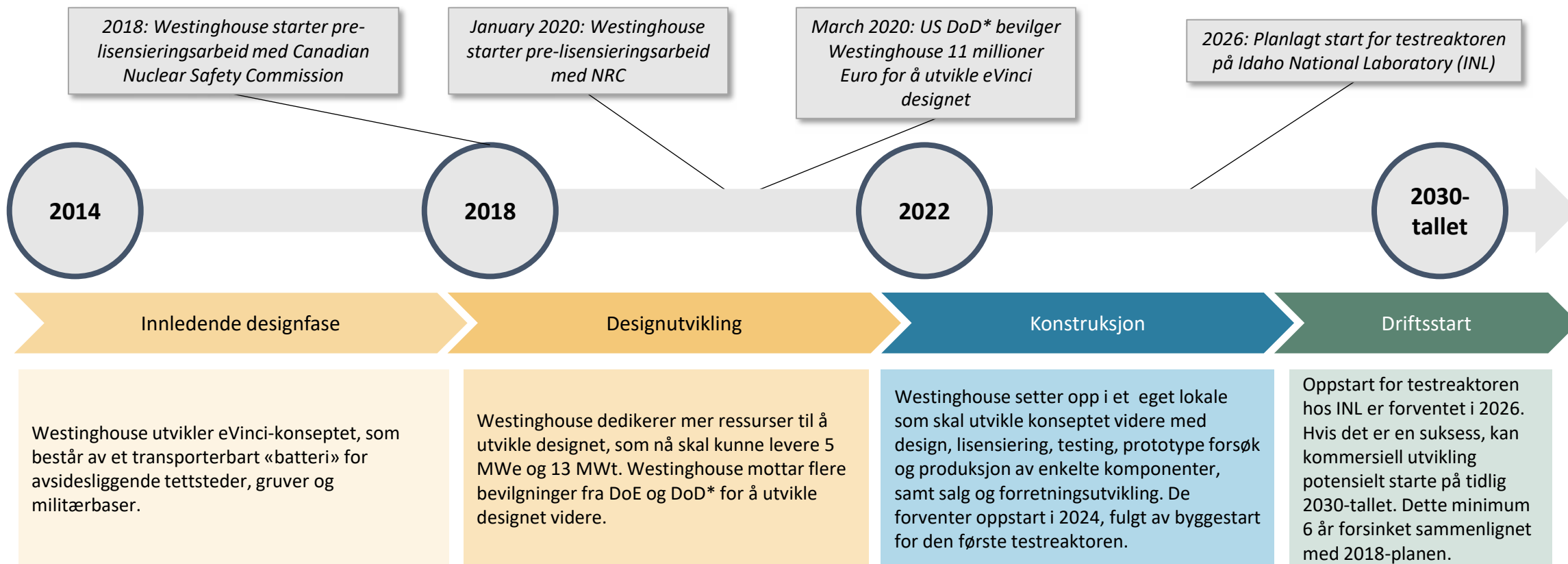
## Viktige milepæler i Polens kjernekraftstrategi



Kilde: Rystad Energy analyser

# Mikroreaktorer er fortsatt tidlig i utviklingsløpet

## Tidslinje for utviklingen av Westinghouse sin eVinci mikroreaktor

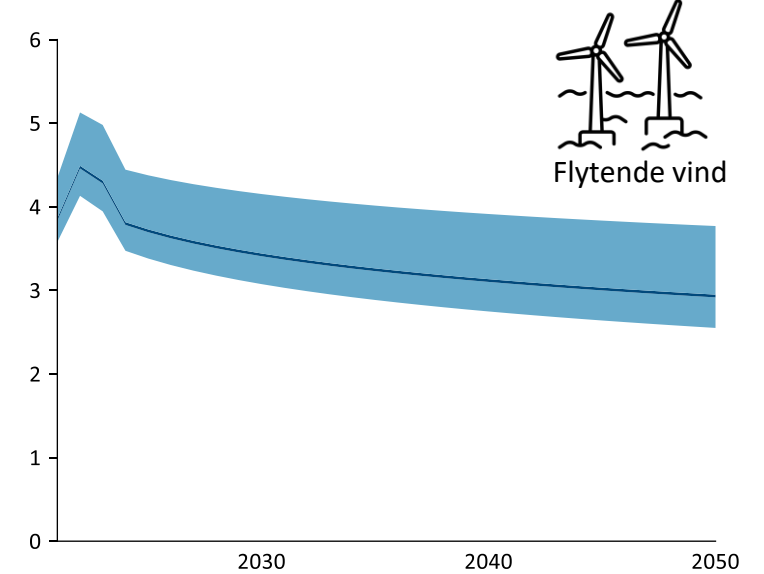
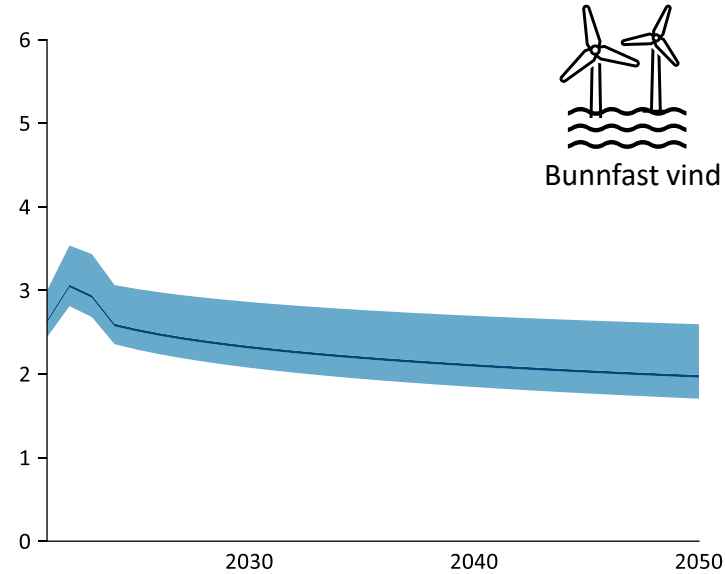
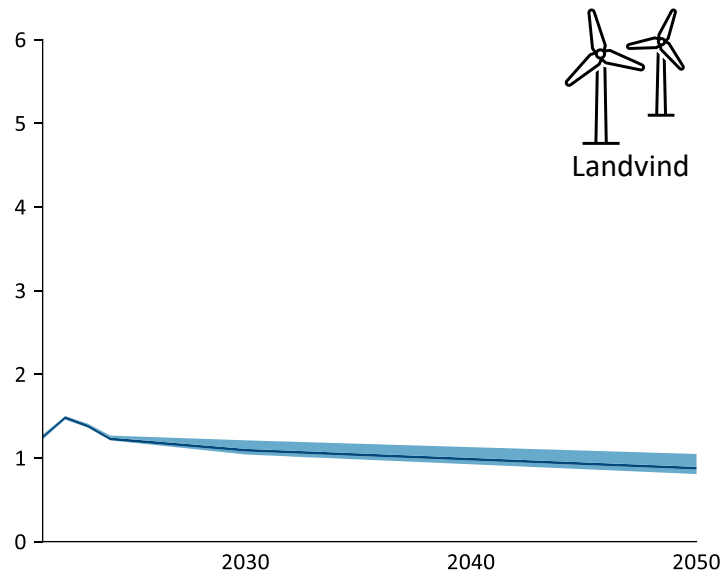


\*DOD: US Department of Defense, DoE: US Department of Energy  
Kilde: Rystad Energy analyser

# Landvind vil fortsette å være det billigste alternativet for strømproduksjon innenfor vind

## Læringskurver for vindkraft – investeringskostnad<sup>1</sup>

EUR<sub>Reelt</sub>/W



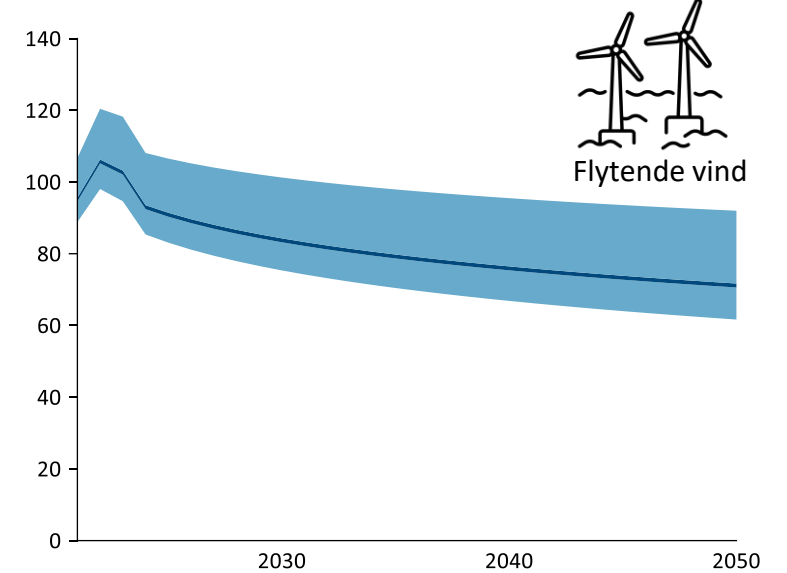
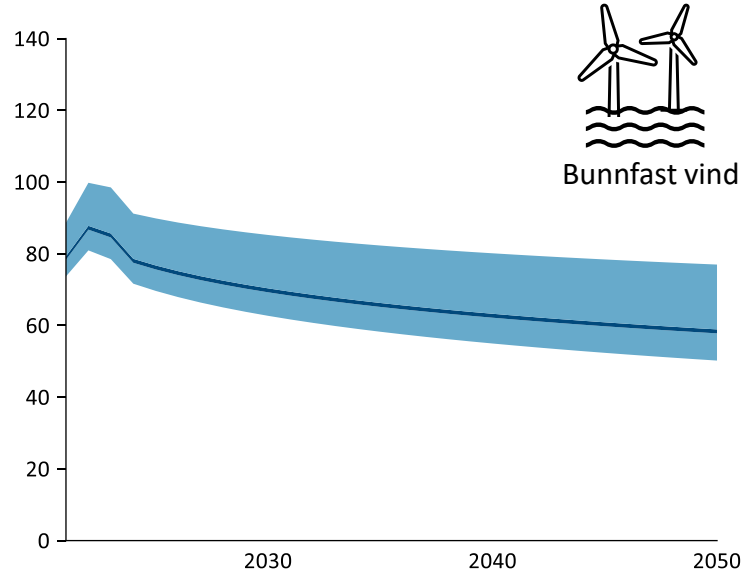
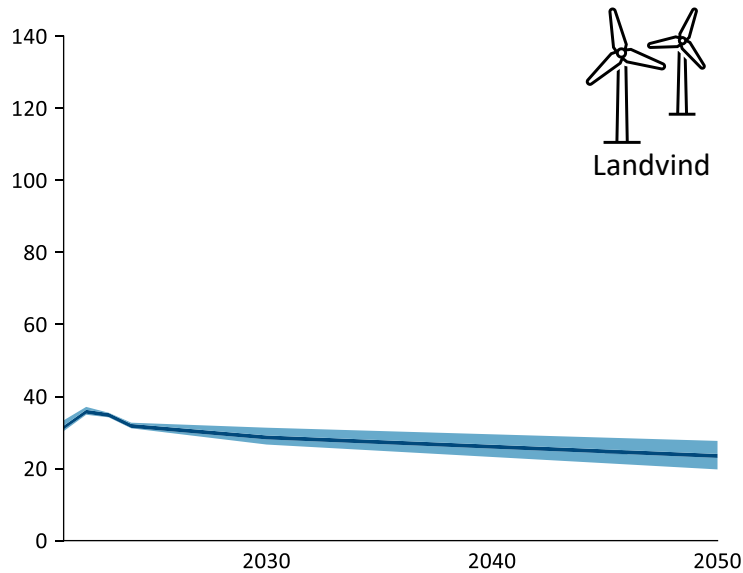
- Grafene ovenfor viser forventet læringskurve og investeringskostnad uten finansieringskostnad fra 2021 til 2040 for landvind, bunnfast- og flytende vind.
- Investeringskostnad u.f. er basert på NRELS estimater for landvind (NREL klasse 7), bunnfast (NREL klasse 7), flytende vind (NREL klasse 14). Bunnfast og flytende vind har en gjennomsnittlig dybde på henholdsvis 30-40 og 610-630 meter.

1) Uten finansieringskostnad  
Kilde: Rystad Energy analyser; NREL (2023)

# Landvind vil fortsette å være det billigste alternativet for strømproduksjon innenfor vind

## Læringskurver for vindkraft – LCOE

EUR<sub>Reelt(2023)</sub>/MWh



- Grafene ovenfor viser forventet læringskurve og LCOE fra 2021 til 2040 for landvind, bunnfast- og flytende vind.
- Estimaten for LCOE er basert på NRELS data, men er justert i henhold til norske forhold. Det er antatt en vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad på 4% og en kapitalgjenvinningsperiode på 30 år, med en faktor på 5.8%. Videre er det antatt en kapasitetsfaktor på 38% for landvind og 54% for bunnfast- og flytende vind, i samsvar med NVE. Det er antatt en utbyggingstid på 1 år på landvind, 2 år på bunnfast og 3 år på flytende vind med en rente på 4 %, gitt ingen forsinkelser.

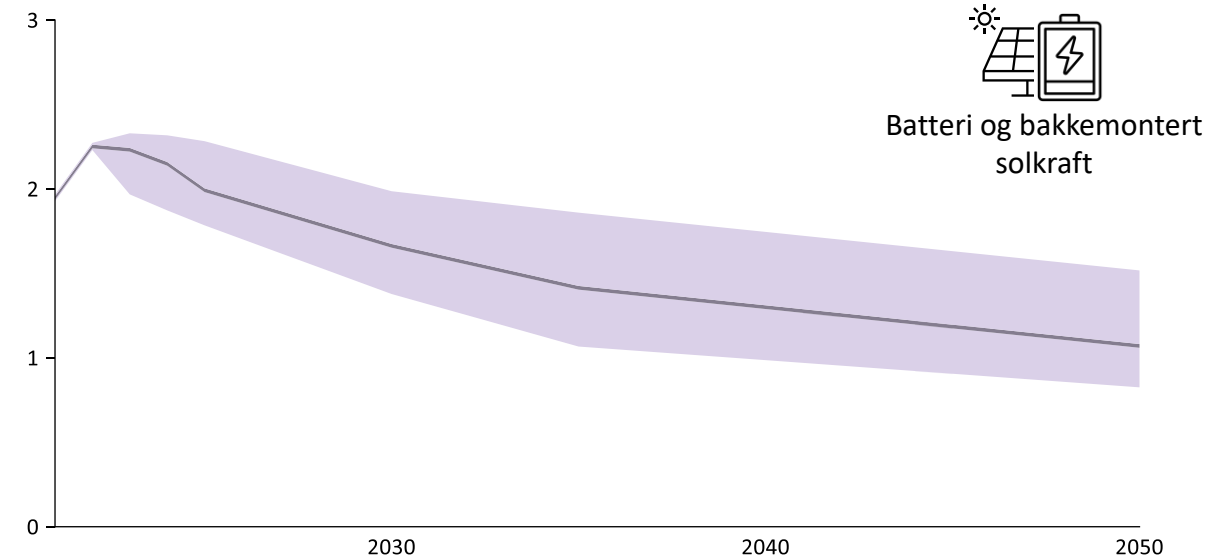
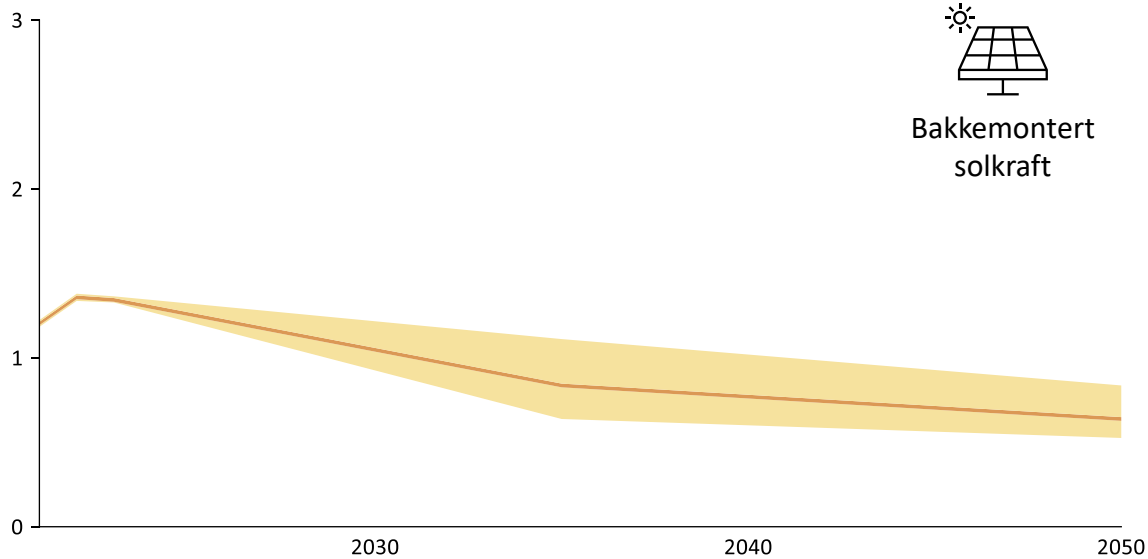
Kilde: Rystad Energy analyser; NREL (2023); NVE (2023)



# Batteri kombinert med bakkemontert solkraft medfører en betydelig merkostnad

## Læringskurver for solkraft – investeringskostnad<sup>1</sup>

EUR<sub>Reelt</sub>/W



- Grafene ovenfor viser forventet læringskurve og investeringskostnad uten finansieringskostnad fra 2021 til 2050 for bakkemontert solkraft og batteri kombinert med bakkemontert solkraft.
- Antagelsene for solinnstråling på NRELS klasse 10 som er den laveste klassen og tilpasset Norges profil.

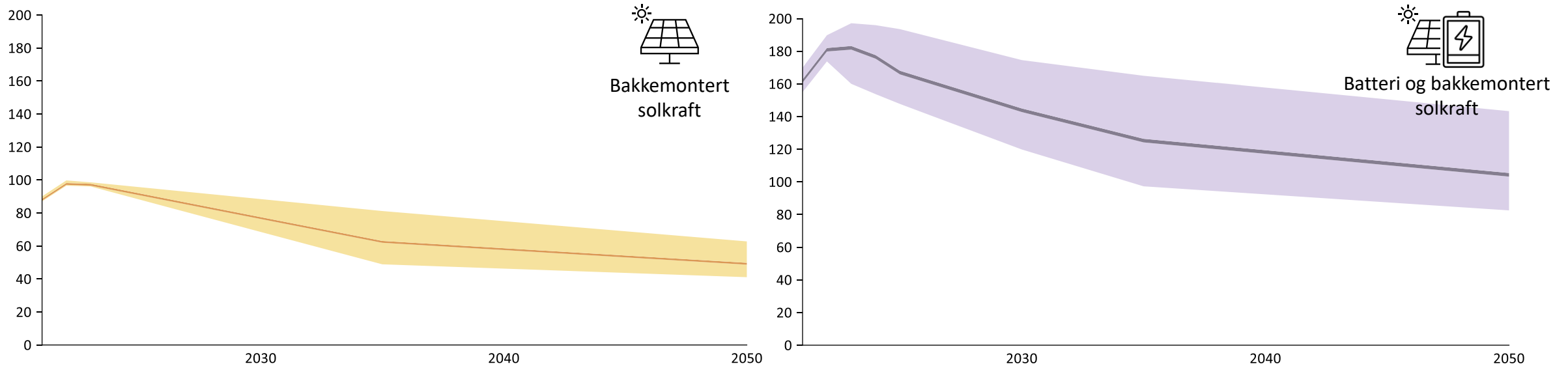
1) Uten finansieringskostnad

Kilde: Rystad Energy analyser; NREL (2023)

# Batteri kombinert med bakkemontert solkraft medfører en betydelig merkostnad

## Læringskurver for solkraft – LCOE

EUR<sub>Reelt</sub>/MWh



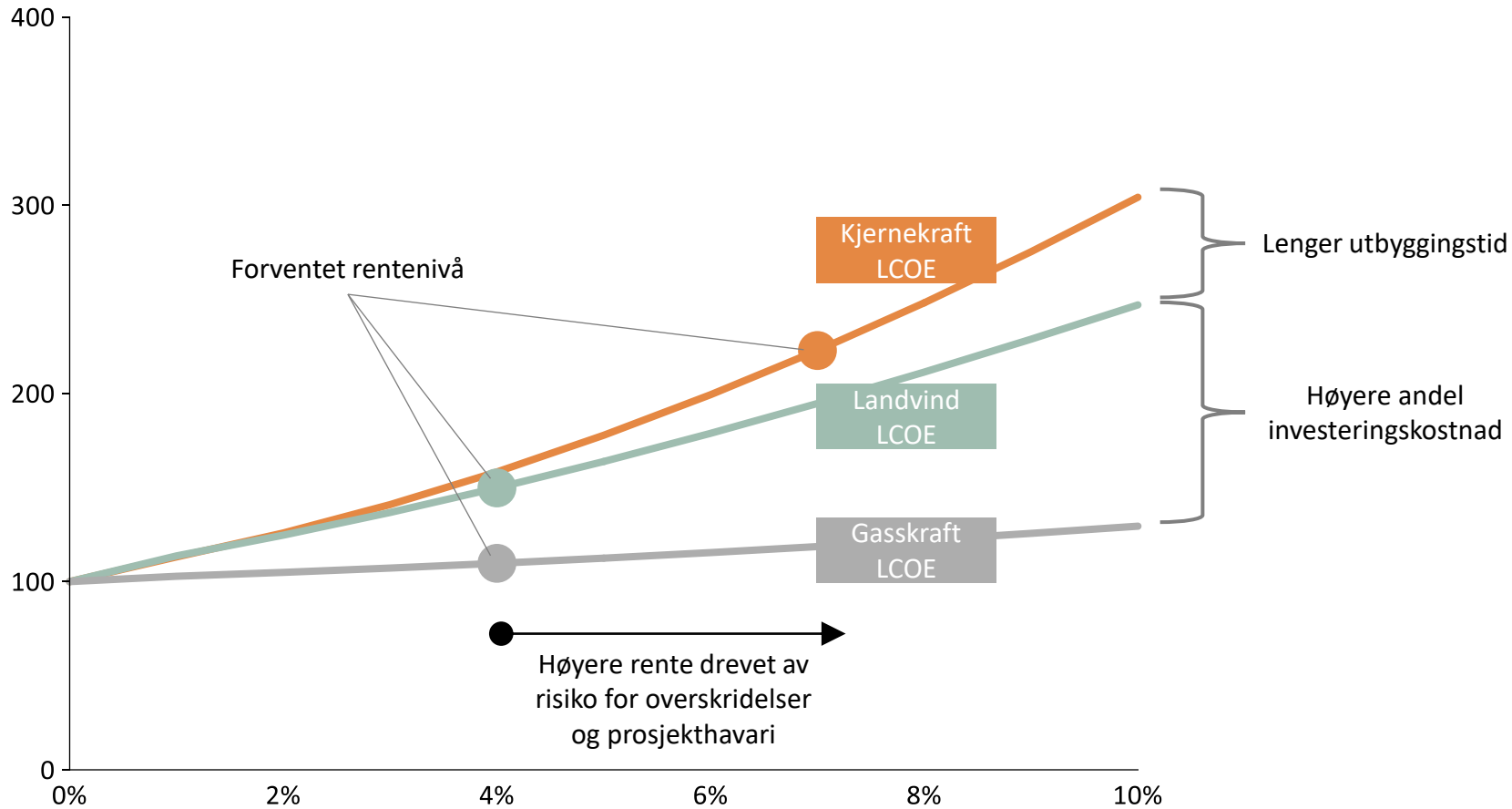
- Grafene ovenfor viser forventet læringskurve og LCOE fra 2021 til 2040 for bakkemontert solkraft og batteri med lagringsvarighet på 4 timer kombinert med bakkemontert solkraft.
- LCOE er beregnet på følgende antagelser: Solinnstrålingsprofilen (NRELs klasse 10) er den laveste klassen og tilpasset Norges profil. Det er også antatt en vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad på 4% og en kapitalgjenvinnings periode på 30 år, med en faktor på 5.8%. Videre er det antatt en kapasitetsfaktor på 12% for bakkemontert solkraft, i samsvar med NVE. Batteriet er antatt å være et litium-ion batteri og levere strøm i opptil 4 timer. Videre er det antatt en utbyggingstid på 1 år med en rente på 4 %, gitt ingen forsinkelser.

Kilde: Rystad Energy analyser; NREL (2023); NVE (2023)

# Kjernekraft er mest sensitivt til renteøkning – i tillegg gir historien med overskridelser høy rente

## Enhetskostnadens (LCOE) sensitivitet til rentenivå

Relativ LCOE i forhold til null-rente (100)

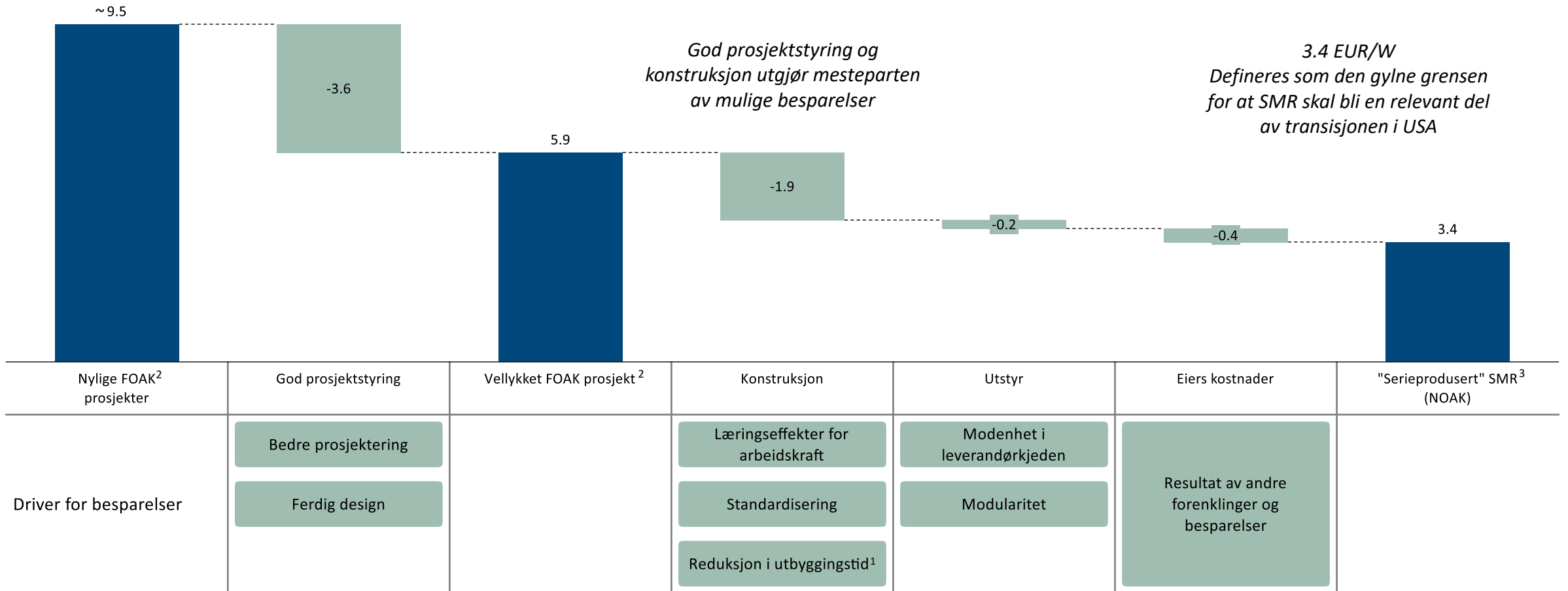


- Både kjernekraft og landvind er kapitalintensive energikilder.
- Landvind har enda større andel investeringskostnader i forhold til den totale kostnadsbasen.
- Likevel gjør den lange tiden det tar å bygge ut kjernekraftverk at økonomien i disse blir mer sensitiv til rentenivået.
- Til sammenligning er gasskraft mye mindre kapitalintensivt. Her er det heller høye brenselpriser og utslippsavgifter som driver kostnadene. Disse er operasjonelle kostnader, og driver derfor ikke kapitalkostnaden.

Kilde: Rystad Energy analyser

# Kostnadsnivået for SMR må ned til 3.4 EUR/W for å bli relevant internasjonalt

## Veien til konkurransedyktig SMR – Ambisjoner for effektivisering og besparelser for SMR-kraftverk



1) Utbyggingstid innebærer bygging, uttesting og oppstart; 2) FOAK – «First of a kind», første-av-en-type prosjekter – Et fullskala prosjekt er teknologitypen ikke bygd ut tidligere; 3) NOAK – «N of a kind», serieproduserte prosjekter; Kilde: Rystad Energy analyser; Pathways to Commercial Liff-off: Advanced Nuclear U.S. Department of Energy

# Med dagens kostnadsnivå er kjernekraft ulønnsomt – selv med plettfri prosjektgjennomføring

## Gjennomsnittspriser Sør-Norge i 2040

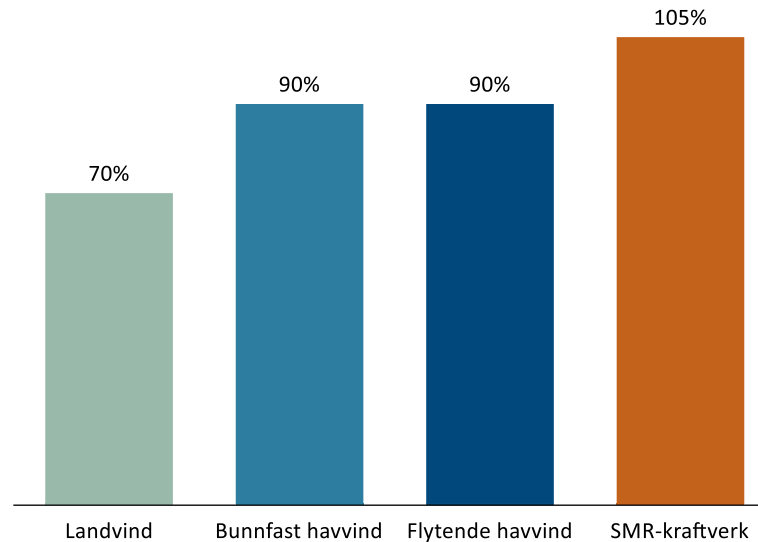
EUR<sub>Reelt('23)</sub>/MWh



- Prisantagelsen brukt i denne analysen er 50 EUR/MWh for 2040, i 2023 verdi.
- Til sammenligning ligger Statnetts høypris-scenario på 58 EUR/MWh for 2040, i 2023 verdi. NVE's basis scenario er 49 EUR/MWh.

## Indikative verdifaktorer

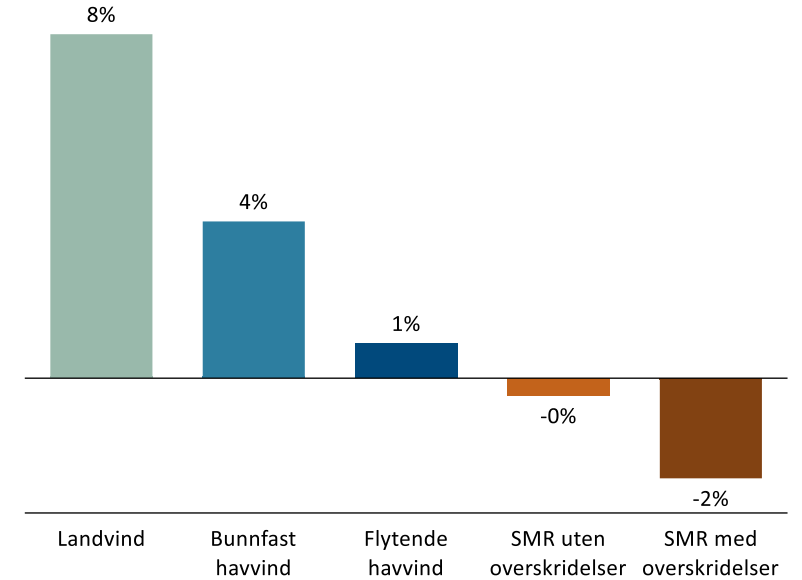
Realisert pris relativt til gjennomsnitt



- Kannibaliseringen blir større og verdifaktoren blir mindre desto mer vindkraft som installeres i samme område. Verdifaktorene her er indikative.
- Den teoretisk høyeste oppnåelige verdifaktoren er 111%, gitt 90% kapasitetsfaktor (gitt positive priser).

## Indikativ prosjektavkastning 2040

Internrente



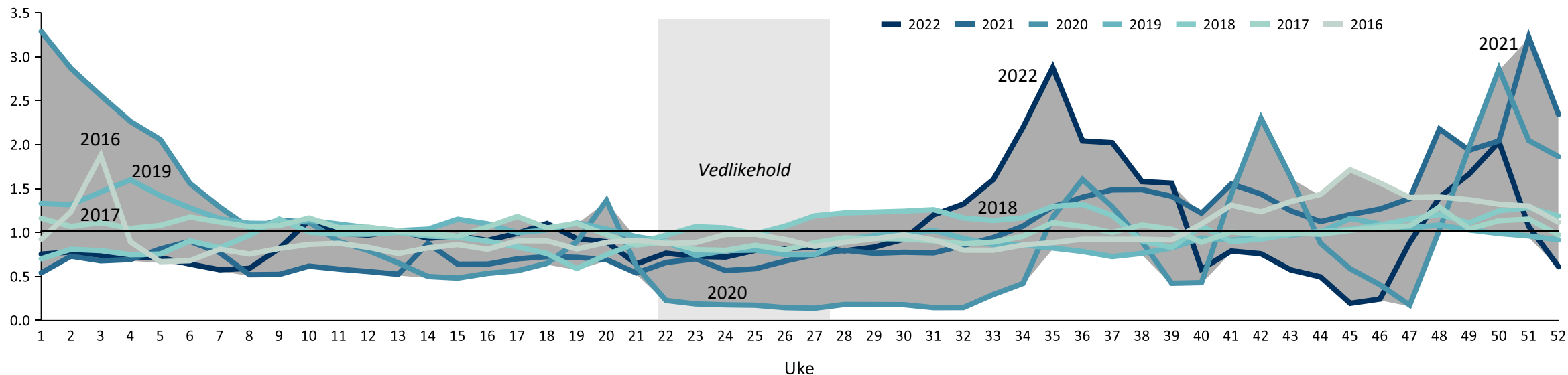
- Vind leverer positiv avkastning, dog vil lave priser være krevende for flytende vind.
- Den lave negative avkastningen underspiller det forventede tapet i kjernekraft, da den lange levetiden tilsier negativ avkastning over 60 år.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy PowerCube; Statnett

# Kjernekraftverk kunne ha oppnådd verdifaktor på 103% i Norge

## Ukentlige verdifaktorer i NO1 (østlandsområdet), gitt stabil produksjon

Ukentlig gjennomsnittspris (spot) i forhold til årsgjennomsnitt



- Grafen ovenfor viser ukentlige verdifaktorer i NO1 (østlandsområdet), gitt stabil produksjon og spotpris i perioden fra 2016 til 2022. Grafen illustrerer også tidspunktet i året da verdifaktoren er lavest, noe som indikerer gunstig tidspunkt for vedlikehold. Analysen antar en kapasitetsfaktor på 90%, som innebærer at kraftanlegg stenges ned for vedlikehold i fem uker i året.
- I perioden fra 2016 til 2022 har kraftproduksjonen i Norge generelt opprettholdt en ukentlig verdifaktor på nær 1, med gjennomsnitt på 103%.
- Vedlikehold blir ofte planlagt i perioder hvor en antar at det er lave kraftpriser, typisk seint på våren og i sommermånedene ettersom etterspørselen for kraft er lav relativt til kaldere måneder. Grafen illustrerer at de ukene med de laveste verdifaktorene som varer i fem sammenhengende uker i gjennomsnitt, er fra uke 22 til uke 27.

Kilde: Rystad Energy analyser; ENTSOE

# Statlige subsidier og risikodeling er essensielt – selv kredittgarantier er ikke nok

Faksimile: Den svenske regjeringens veikart for ny atomkraft i Sverige

## Statlig risikodelningsmodell ska utvecklas

- Risktagande över långa tidsperioder hämmar investeringar i kärnkraft
  - Kreditgarantier kommer inte räcka
- Utredare ska föreslå en risikodelnings- och finansieringsmodell där staten delar risken.
- Arbetet kommer att samordnas med det arbete som sker kring elmarknadens framtida utformning och lärdomar ska dras från andra länder som satsar på kärnkraft.



Klimat- och näringslivsdepartementet

«Det [kredittgarantiene] kommer ikke til å holde. Denne typen infrastruktur kommer til å kreve at staten er med og deler på risikoen.

...

Får vi ikke dette [statlig risikodeling] på plass, så ser vi ikke heller at vi kommer til å få investeringer på plass.»

- Elisabeth Svantesson,  
Finansminister



# RystadEnergy

Navigating the future of **energy**

Rystad Energy is an independent energy consulting services and business intelligence data firm offering global databases, strategic advisory and research products for energy companies and suppliers, investors, investment banks, organizations, and governments.

Headquarters: Rystad Energy, Fjordalléen 16, 0250 Oslo, Norway

Americas +1 (281)-231-2600

EMEA +47 908 87 700

Asia Pacific +65 690 93 715

Email: [support@rystadenergy.com](mailto:support@rystadenergy.com)

© Copyright. All rights reserved.