

WEBINAR

Økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet

OKTOBER 2025

Udarbejdet af:



For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



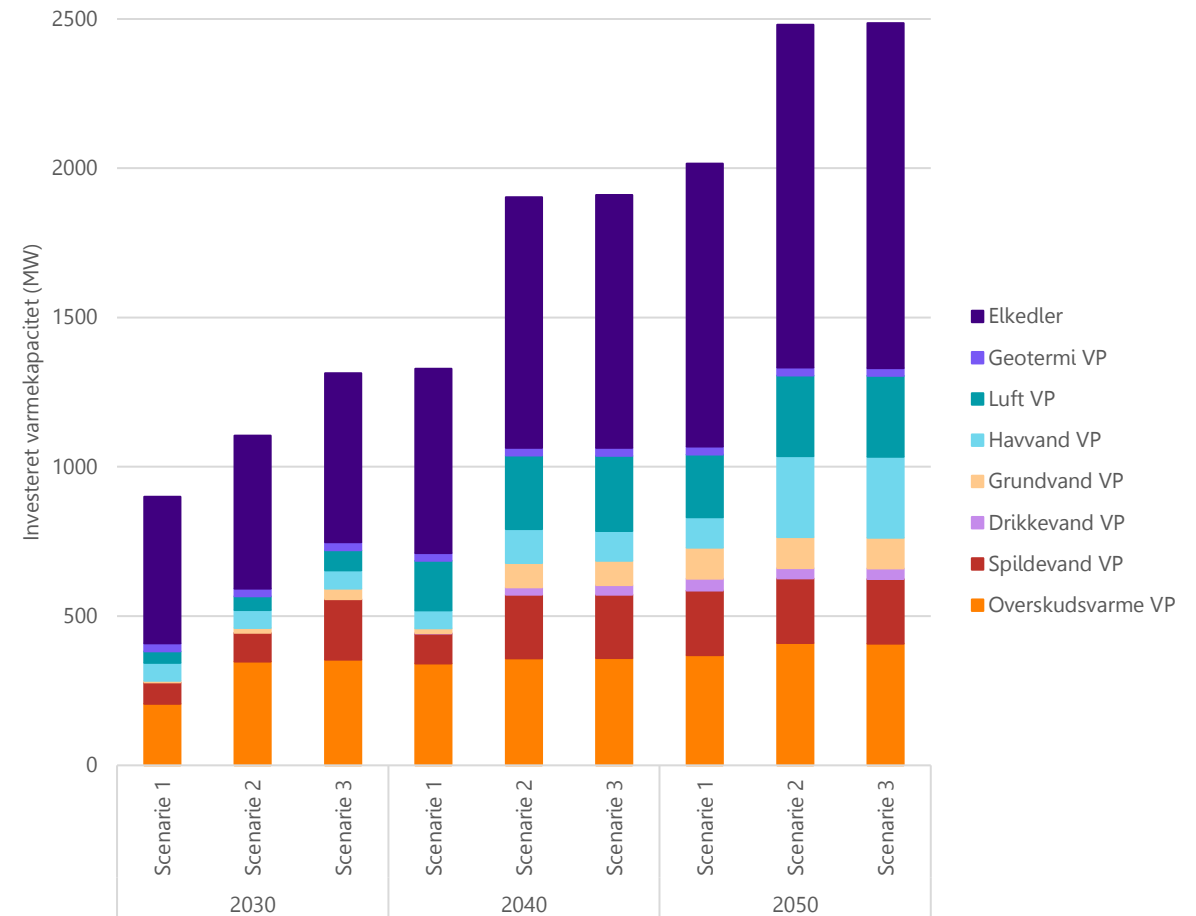
Om analysen

- Størstedelen af fjernvarmen produceres i dag i hovedstadsregionen med biomasse og affaldskraftvarme.
- Politisk ønske om at reducere biomasseforbruget til fordel for elbaserede og brændselsfrie teknologier.
- **Formål med den samlede analyse:** At give forsyningsselskaber og kommuner et opdateret besluthningsgrundlag.
- Delanalyser:
 - Potentiale og omkostninger for varmepumper og varmelagre,
 - Begrænsninger og muligheder i elnettet,
 - Arealbehov til nye produktionsanlæg og lagre.
 - **Økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet.**



Tre scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet

- 1. Referencescenarie (scenarie 1).** Tager udgangspunkt i eksisterende planer og forventede tidsplaner for nedlukning af produktionsanlæg. I dette scenarie reduceres biomasseforbrug over tid.
 - 2. Biomassereduktionsscenario (scenarie 2).** Her fremskyndes nedlukning af biomassebaserede varmeproduktionsanlæg.
 - 3. Målscenarie for biomassereduktion (scenarie 3).** Ud over fremskyndet nedlukning, lægges nu også driftsbegrænsninger på biomasseanlæg. Dermed sikres, at biomasseforbruget reduceres med 50% i 2030 og med 75% i 2040 sammenlignet med 2025.
- I alle tre scenarier sker kraftig udbygning med elkedler og varmepumper frem mod 2050.

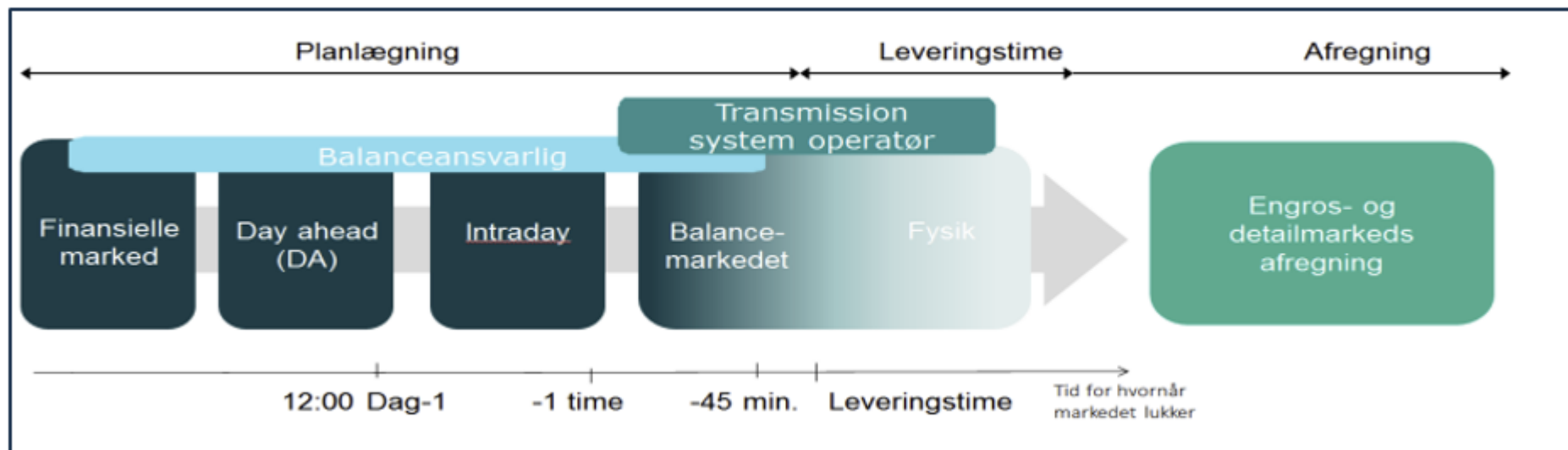


Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i de tre scenarier (planlagt og modeloptimeret)

Introduktion til elmarkedet

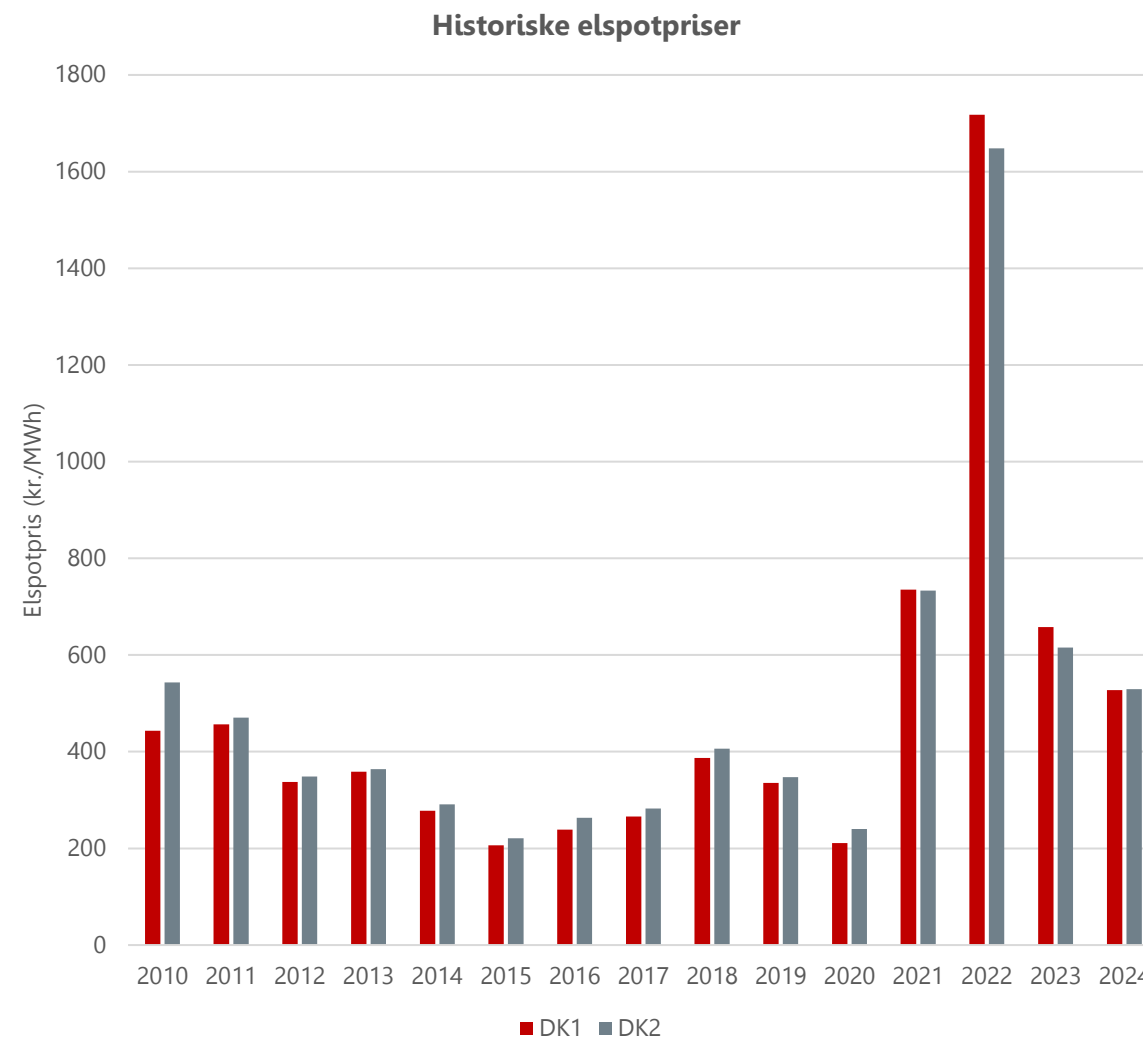
Oversigt over elmarkedet

- Elmarkedet blev liberaliseret omkring år 2000 og er siden blevet udviklet markant.
- Rammerne fastlægges i dag primært af EU-regulering og i samarbejde mellem de europæiske TSO'er
- Der kan handles med el fra flere år før driftstimen (finansielle markeder) til kort før driftstimen (elspotmarked, intraday og balancemarkedet).



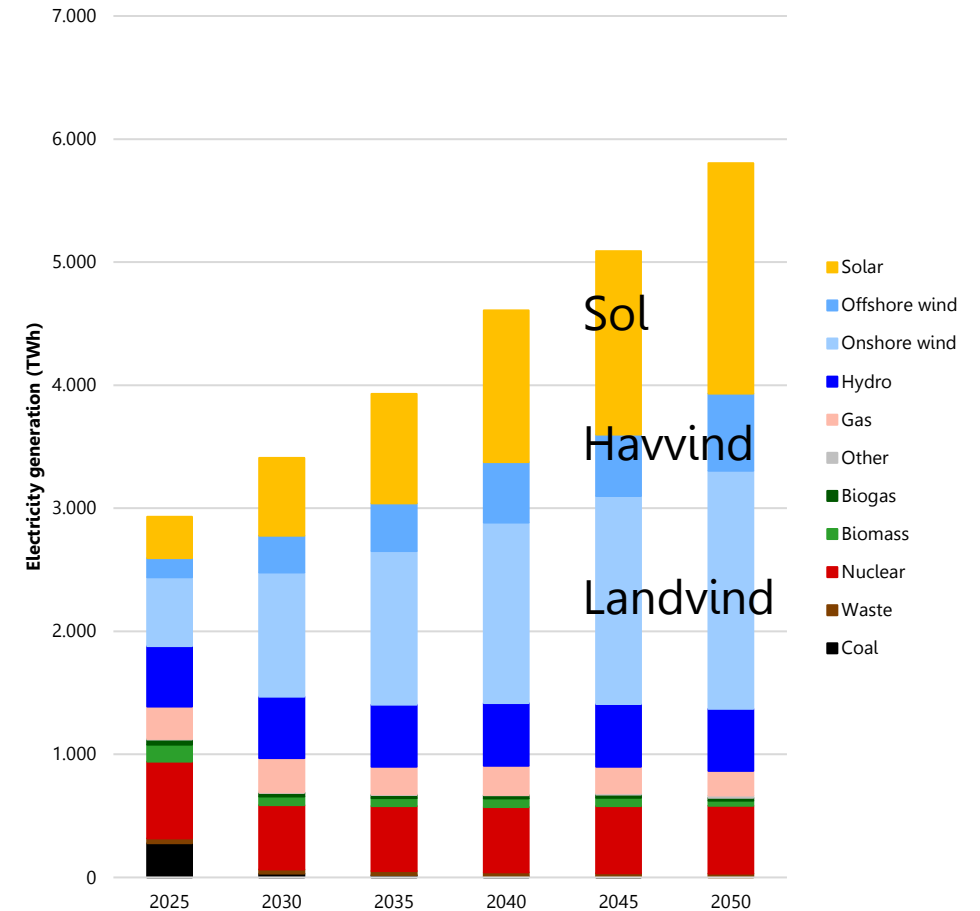
Historiske priser i elspotmarkedet

- Priser varierer fra år til år afhængig af:
 - Brændsels- og CO₂-priser
 - Vejrforhold – nedbør, sol og vind
 - Elforbrug
 - Tilgængelighed af elproduktionsanlæg og elforbindelser
- Priserne har i en årrække ligget ret stabilt på 200-400 kr./MWh, men med krigen i Ukraine steg priserne markant. Priserne er faldet, men ligger fortsat over de tidligere priser.
- Med den store udbygning af sol og vind er der i de seneste år observeret større variation i priserne, og særligt mængden af meget lave priser er steget.



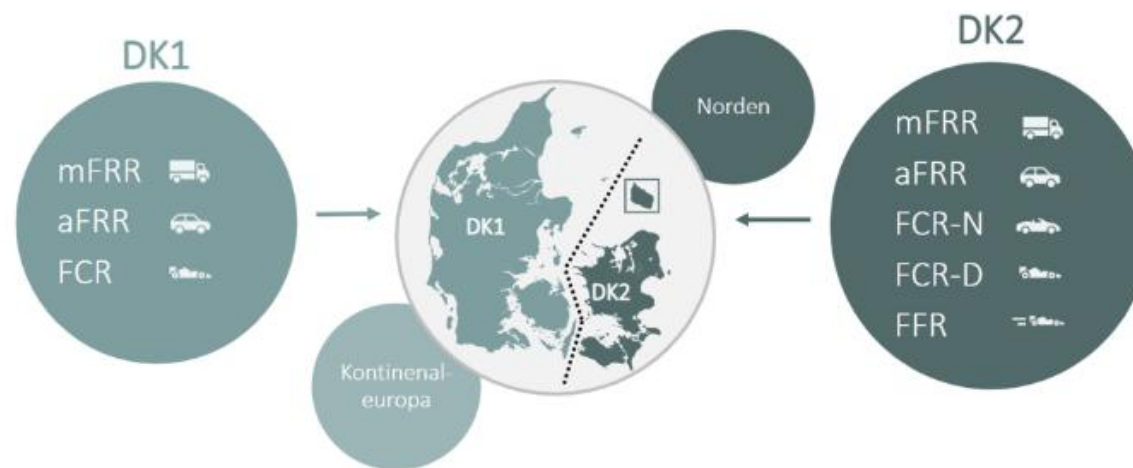
Elmarkedets udvikling i Europa mod 2050

- Elektrificering fører til markant forøgelse af elforbruget.
- Kraftig udbygning med sol og vind.
- Elpriser bliver gradvist mere fluktuerende.
- Den gennemsnitlige årlige elpris falder til 450-500 kr./MWh i 2030-2040, men stiger igen frem mod 2050.



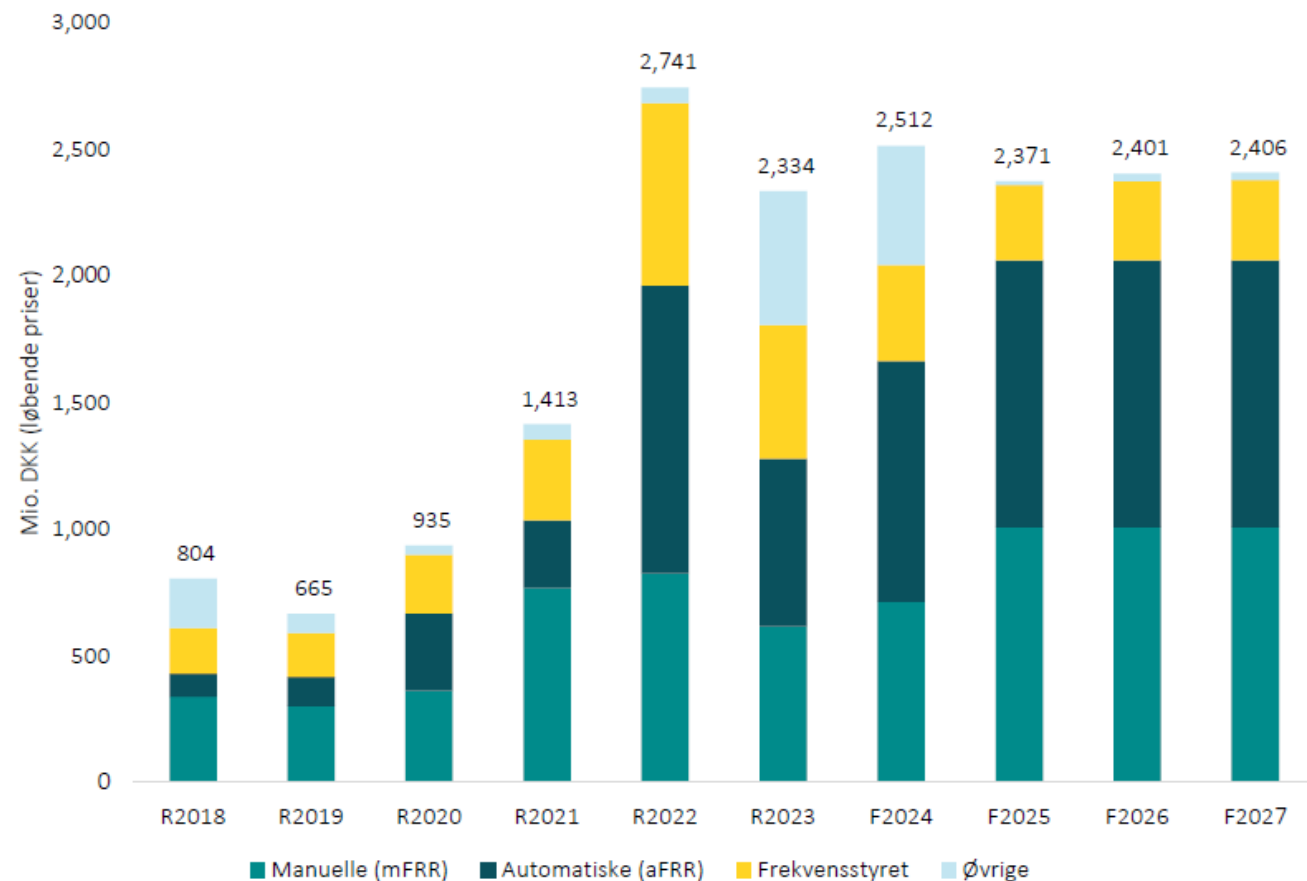
Markeder for systemydelser

- Systemydelser er reserver og andre ydelser, som de systemansvarlige virksomheder (TSO'erne) køber for at sikre balance mellem forbrug og produktion og sikre stabil elforsyning.
- I Danmark er det Energinet, der betaler virksomheder og anlæg for at skrue op eller ned for produktion eller forbrug.
- Der findes seks forskellige typer af reserveprodukter.
 - De hurtigste produkter har kort reaktionstid og en lille energileverance, som f.eks. kan leveres af batterier.
 - De langsomste produkter har længere reaktionstid og en høj energileverance, som f.eks. kan leveres af kraftværker.



Energinets omkostninger til systemydelser

- Energinets samlede omkostninger til køb af systemydelser er ca. 2,5 mia. kr. årligt.
- Betalingen er steget markant fra under 1 mia. kr. i 2018-2020.
- Størstedelen af betalingen går i dag til de langsomste reserver, aFRR og mFRR, som også er de største markeder kapacitetsmæssigt.
- Til sammenligning var omsætningen til køb af el i elspotmarkedet i 2024 ca. 20,1 mia. kr.. Omsætningen i reservemarkederne var ca. 13% heraf.



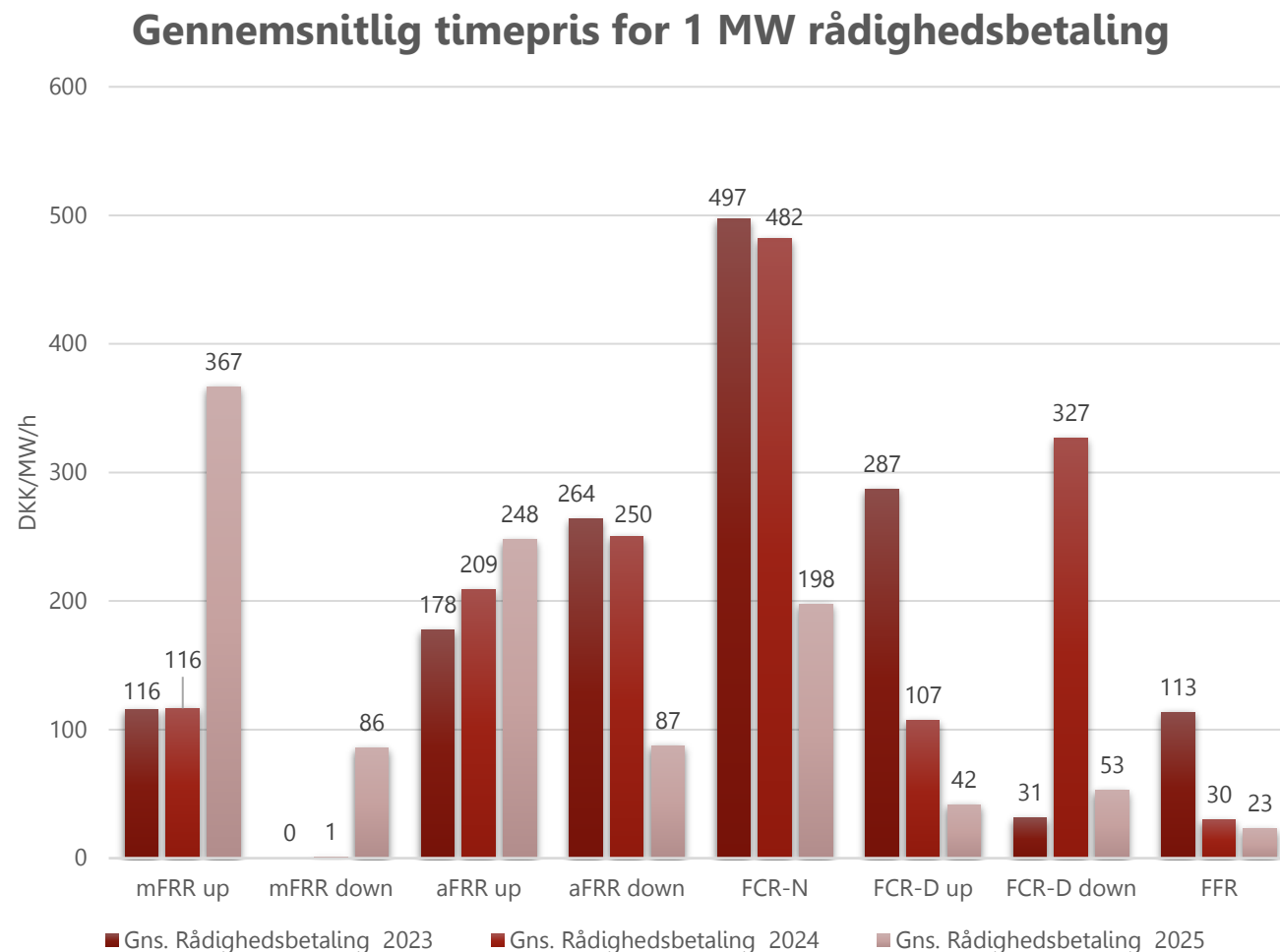
Indkøb af reserver – fokus på DK2

- Energinet indkøber reserver i DK2:
 - markeder for kapacitetsreservation
 - markeder for aktivering (energi)
- Karakteristika og behov for kapacitetsmarkederne:

År	mFRR op	mFRR ned	aFRR op/ned	FCR-D op	FCR-D ned	FCR-N	FFR
Karakteristika	Månedsmarked og døgnmarked. Dynamisk dimensionering. Både op- og nedregulering. Fælles marked med Sverige.		Døgnmarked. Indkøbt i DK2 siden 2022. Fællesnordisk marked.	Døgnmarked. Fællesnordisk marked.			Døgnmarked. Behov er dynamisk og fastlægges af Energinet.
Behov2025	350-600 MW	0-200 MW	40-60 MW	42 MW	42 MW	18 MW	Efter behov (0-30 MW)

Historiske priser i DK2 for reservationsbetaling

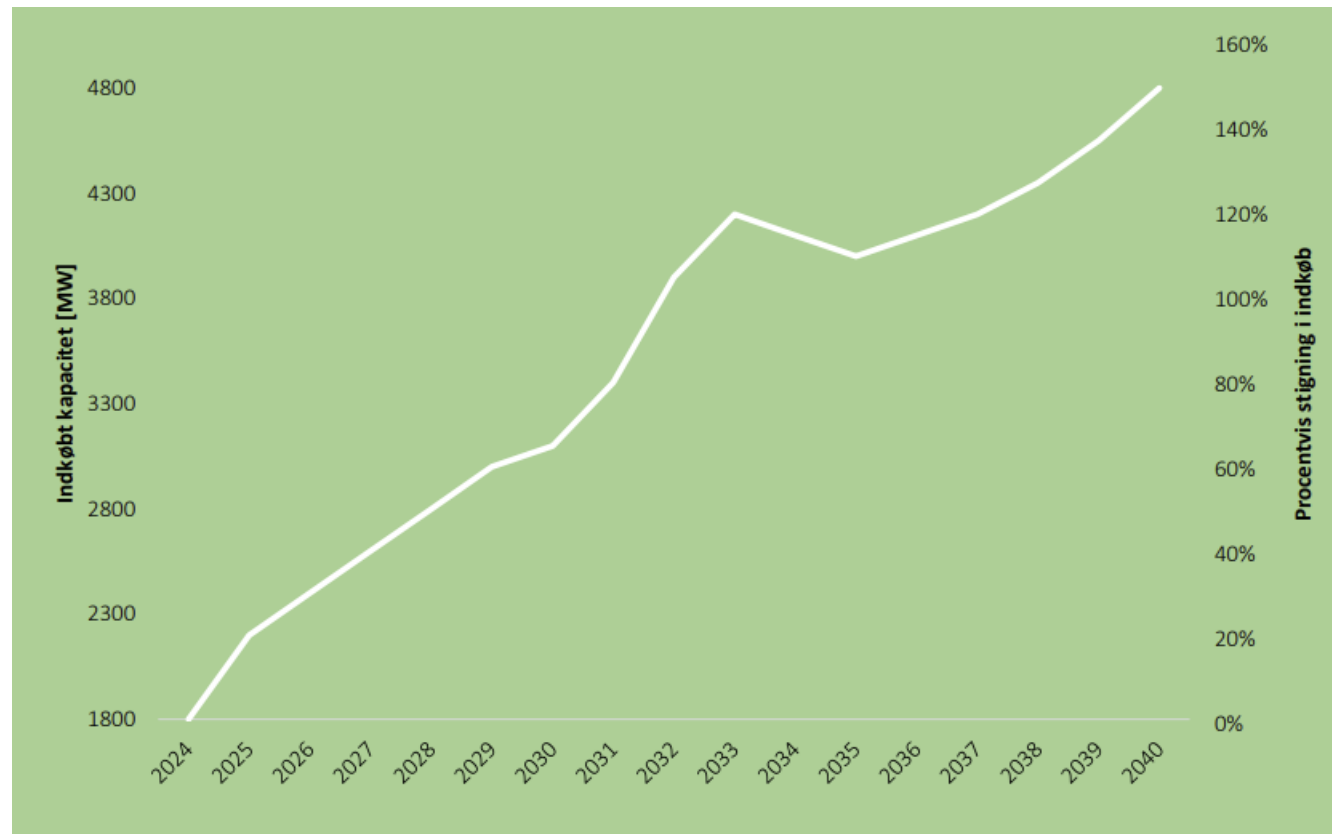
- Reservationsbetaling for hurtige ydelser (FCR-N, FCR-D) har historisk ligget højt (300-500 kr./MW/time). I de seneste 1-2 år er prisen dog faldet markant pga. nye aktører i markederne.
- Reservationsbetaling for de langsommere ydelser (aFRR, mFRR) har historisk ligget lavere, men er steget på det seneste. Niveau på 100-200 kr./MW/time.



Kilde: Energinets energidataservice.

Udvikling af behov for systemydelser

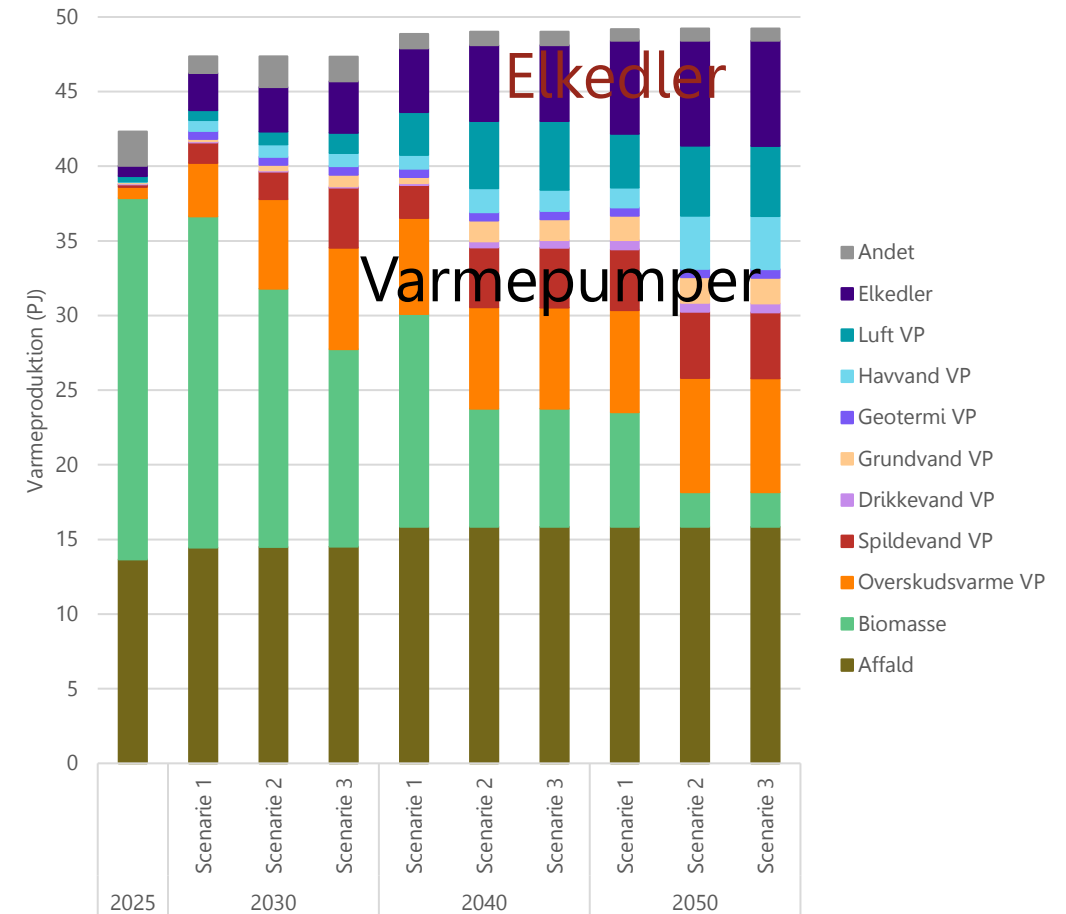
- Energinet har i rapporten "Forventninger til fremtidens systemydelser 2024-2040" redegjort for deres prognose for behovet for systemydelser de kommende ca. 15 år.
- Behovsfremskrivningen er baseret på forudsætninger for elsystemets udvikling i Energistyrelsens analyseforudsætninger.
- Behovet forventes at stige markant frem mod 2033, efterfulgt af en mere moderat stigning fra 2033 til 2040. Samlet stigning med ca. 150 % i det samlede behov.
- Der er betydelig usikkerhed om udvikling af udbuddet og dermed prisudviklingen i fremtiden.



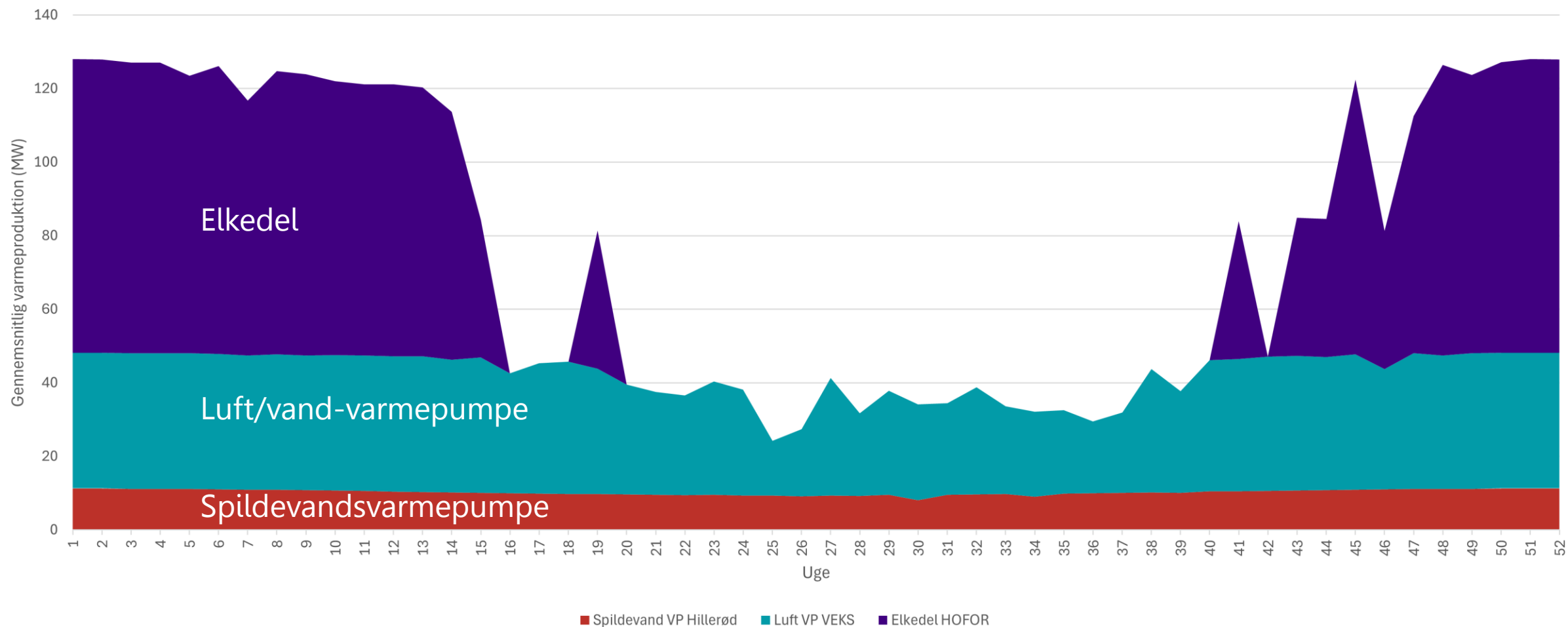
Samspil med elmarkedet for tre elektrificeringscases: To varmepumpeanlæg og en elkedel

Tre elektrificeringscases

- På tværs af scenarierne viser analyserne, at varmeproduktionen frem mod 2050 i høj grad vil blive elektrificeret med udbygning med forskellige varmepumper og elkedler.
- I hovedanalysen fokuseres på varmeproduktionen på årsniveau. Men driften på alle anlæg er i modellen gennemregnet på timeniveau i tæt samspil med elmarkedet. Det giver mulighed for at gå tættere på den optimale drift i elmarkedet for udvalgte anlæg.
- Der er udvalgt tre konkrete cases til nærmere analyse:
 - Luftvarmepumpe i Solrød (VEKS) – 37 MW varme
 - Spildevandsvarmepumpe i Hillerød – 12 MW varme
 - Elkedel i København (HOFOR) – 85 MW varme

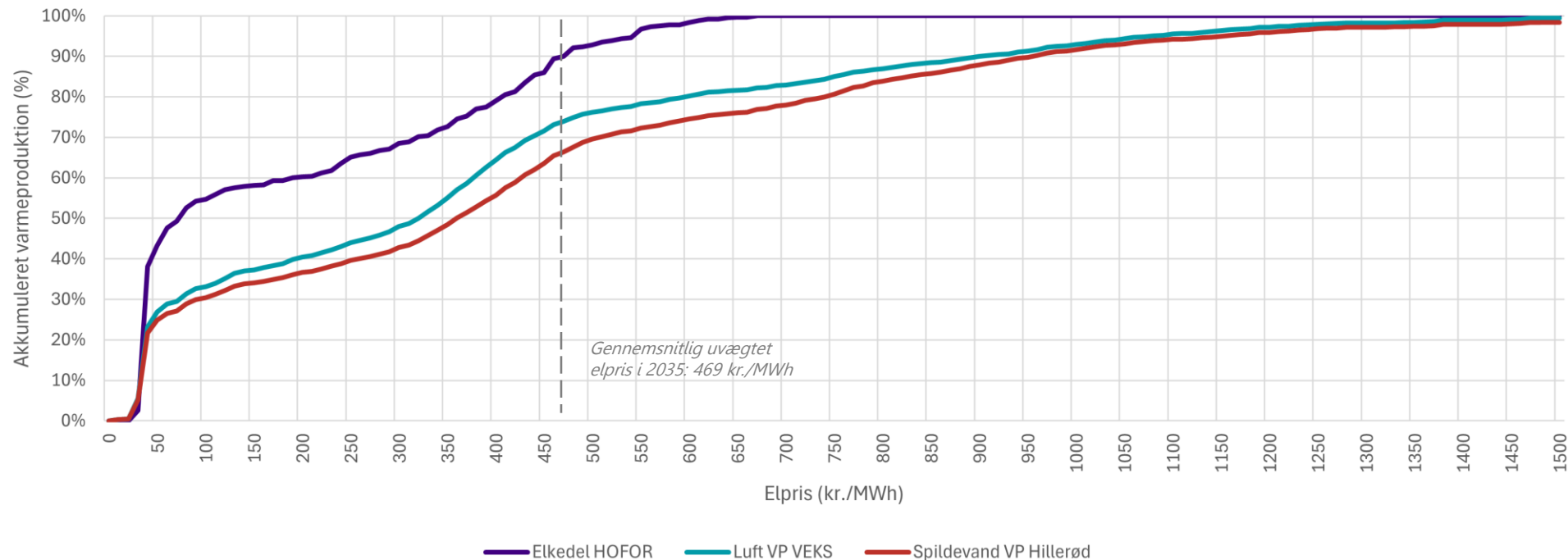


Varmeproduktion for de tre cases i 2035



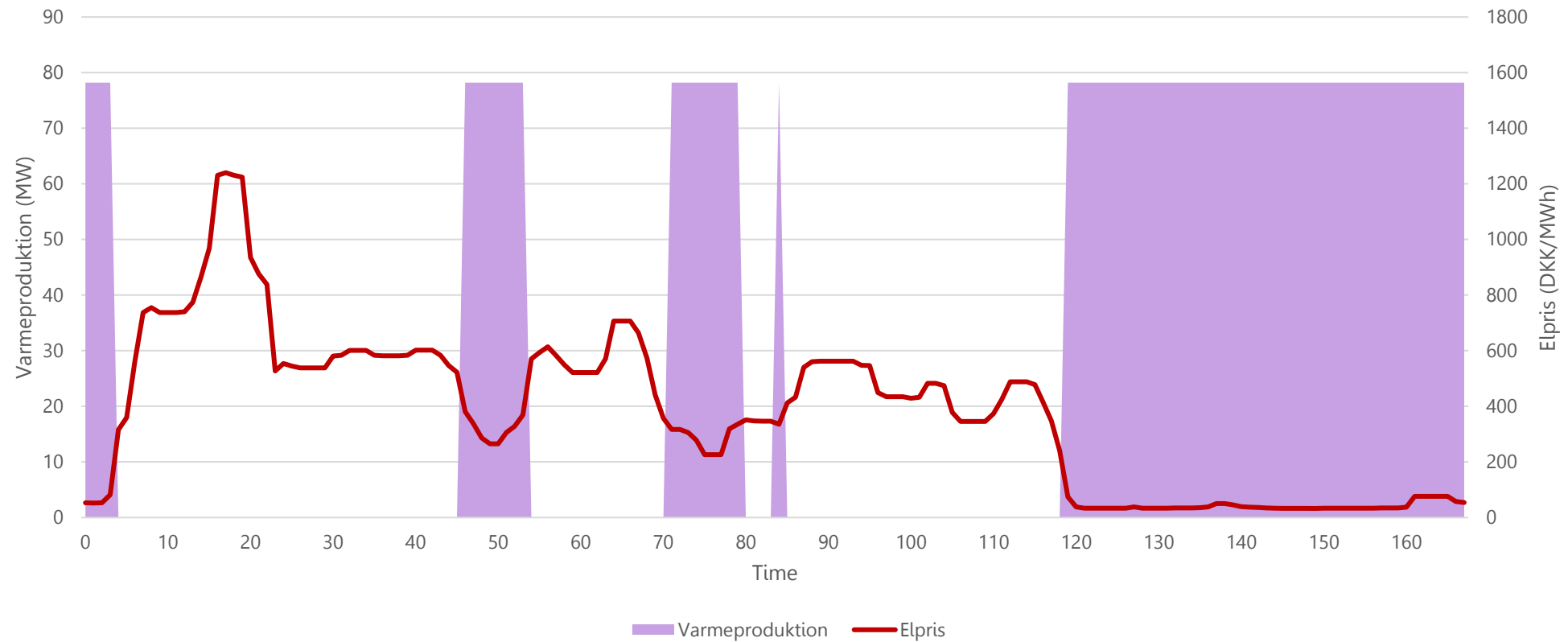
Driftsmønstre – hvordan er drift i forhold til elprisen?

- Elkedel i København (HOFOR): 50 % af produktionen sker ved elpriser ≤ 75 kr./MWh
- Luftvarmepumpe i Køge (VEKS): 50 % af produktionen sker ved elpriser ≤ 325 kr./MWh
- Spildevandsvarmepumpe i Hillerød: 50 % af produktionen sker ved elpriser ≤ 360 kr./MWh

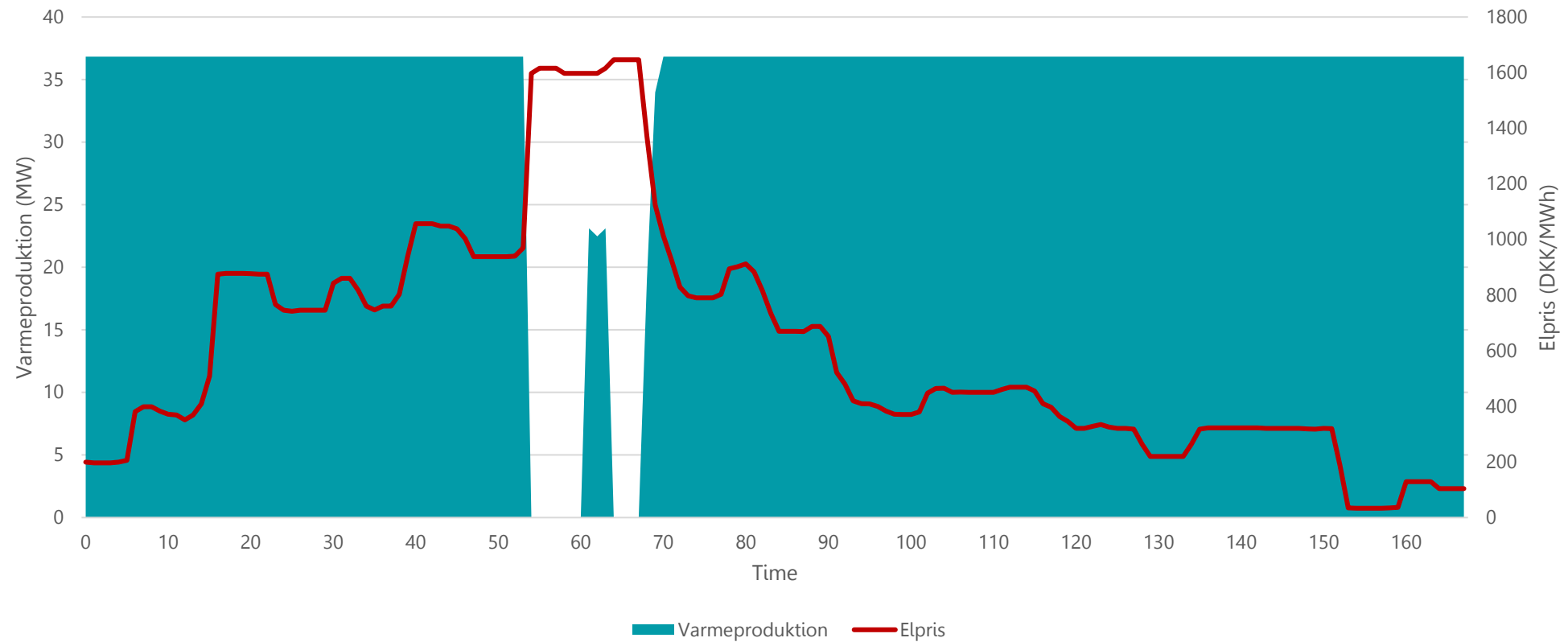


Biomassereduktionsscenariet (scenarie 2) i 2035

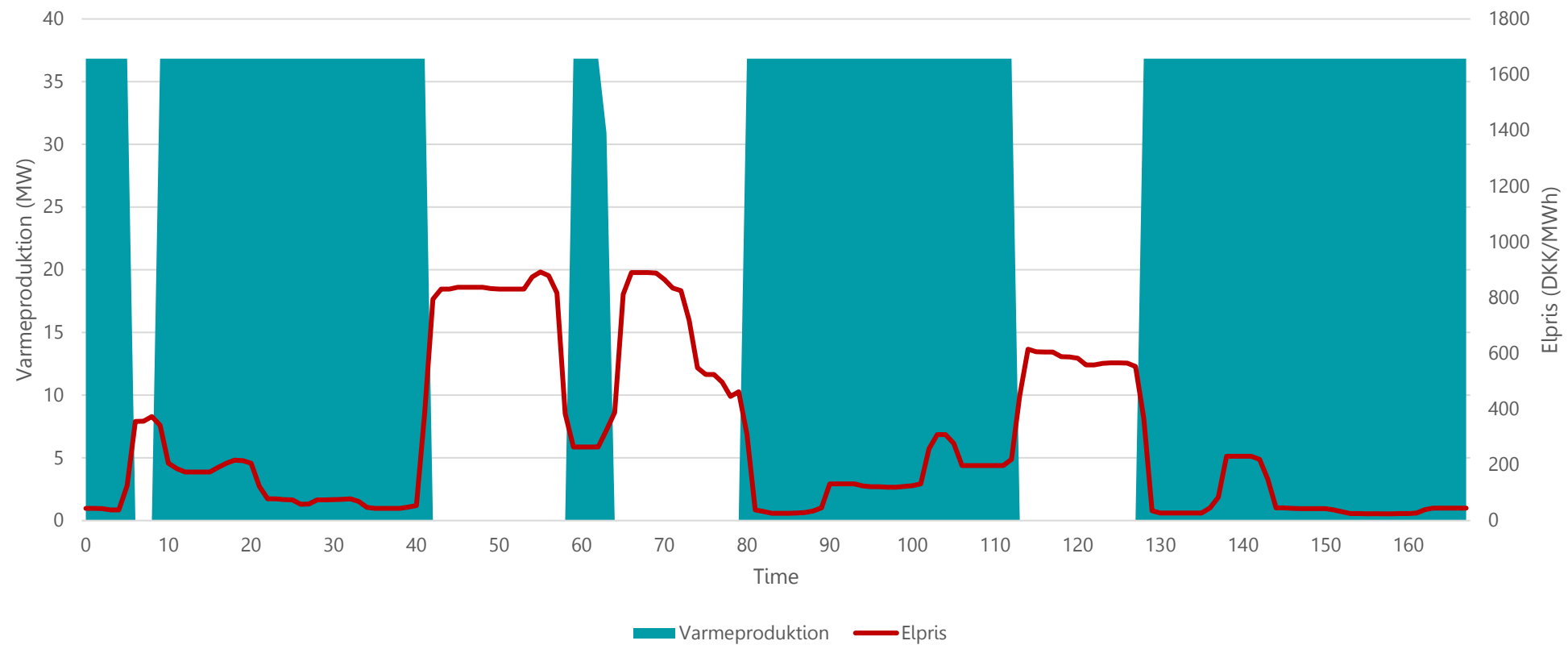
Elkedler i HOFOR (uge 6 i 2035 i scenarie 2)



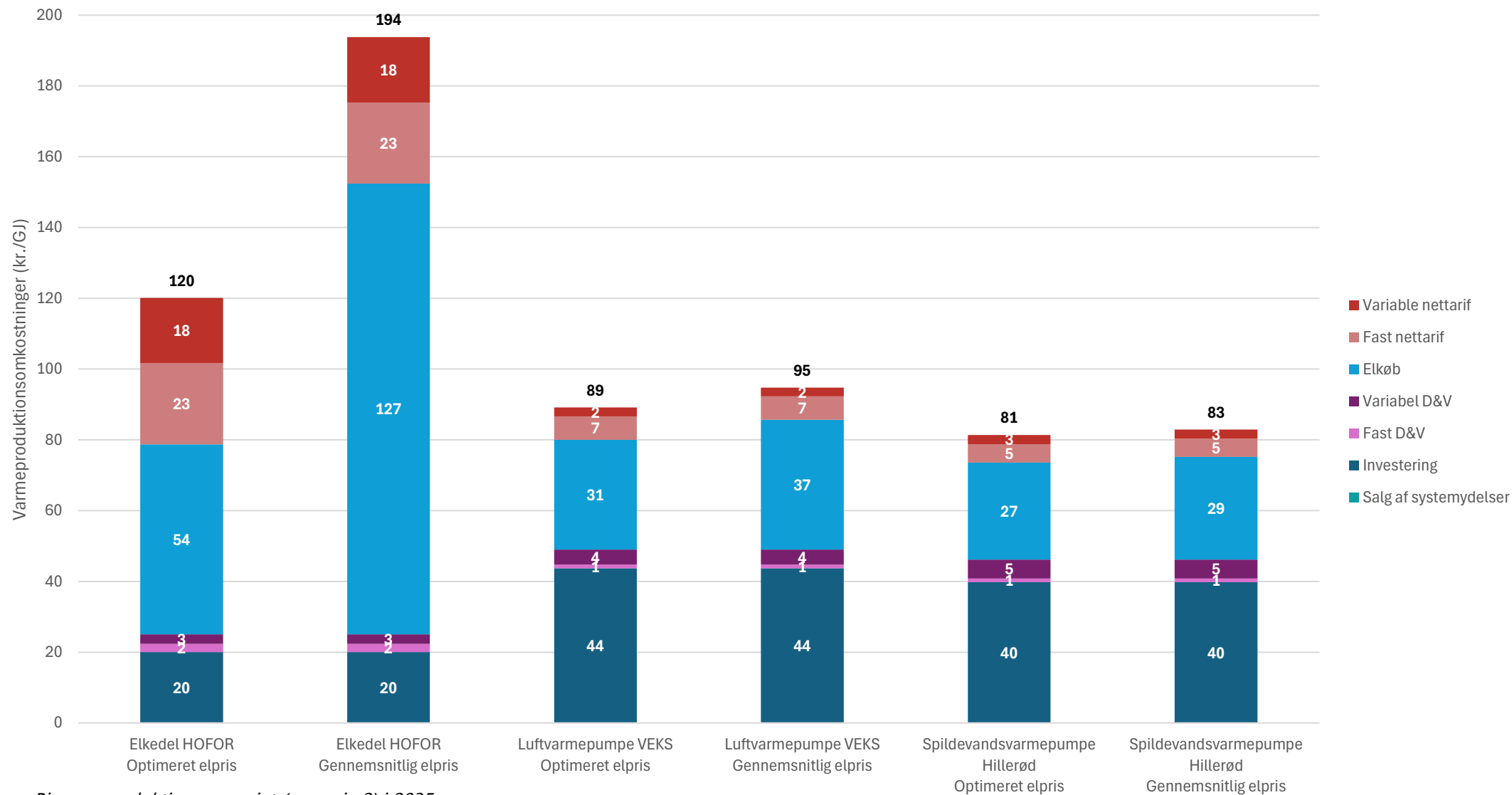
Luftvarmepumper i Solrød (uge 7 i 2035 i scenarie 2)



Luftvarmepumper i Solrød (uge 15 i 2035 i scenarie 2)



Varmeproduktionsomkostninger



Muligheder for indtjening på
systemydelse i de tre cases

Analyse af mulig indtjening i reservemarkeder

- I analysen regnes som eksempel på mFRR opregulering - kapacitetsreservation
 - For en varmepumpe eller elkedel i drift betyder det at skrue ned/slukke for produktionen.
- Aktivering kan give yderligere gevinster (eller udgift), men er ikke medregnet i beregningseksemplerne.
- Priser for systemydelser i fremtiden er vanskelige at forudsige. Der regnes derfor i analysen på historiske år (2020-2024), hvor prisstatistik er tilgængelig.
- Analyse er foretaget under antagelse om perfekt fremsyn, altså at priserne kendes på forhånd
 - Elspotpriser og varmepriserne kendes, når der bydes ind i mFRR reservemarkedet.
 - "Best case" dvs. den teoretiske maksimale profit.

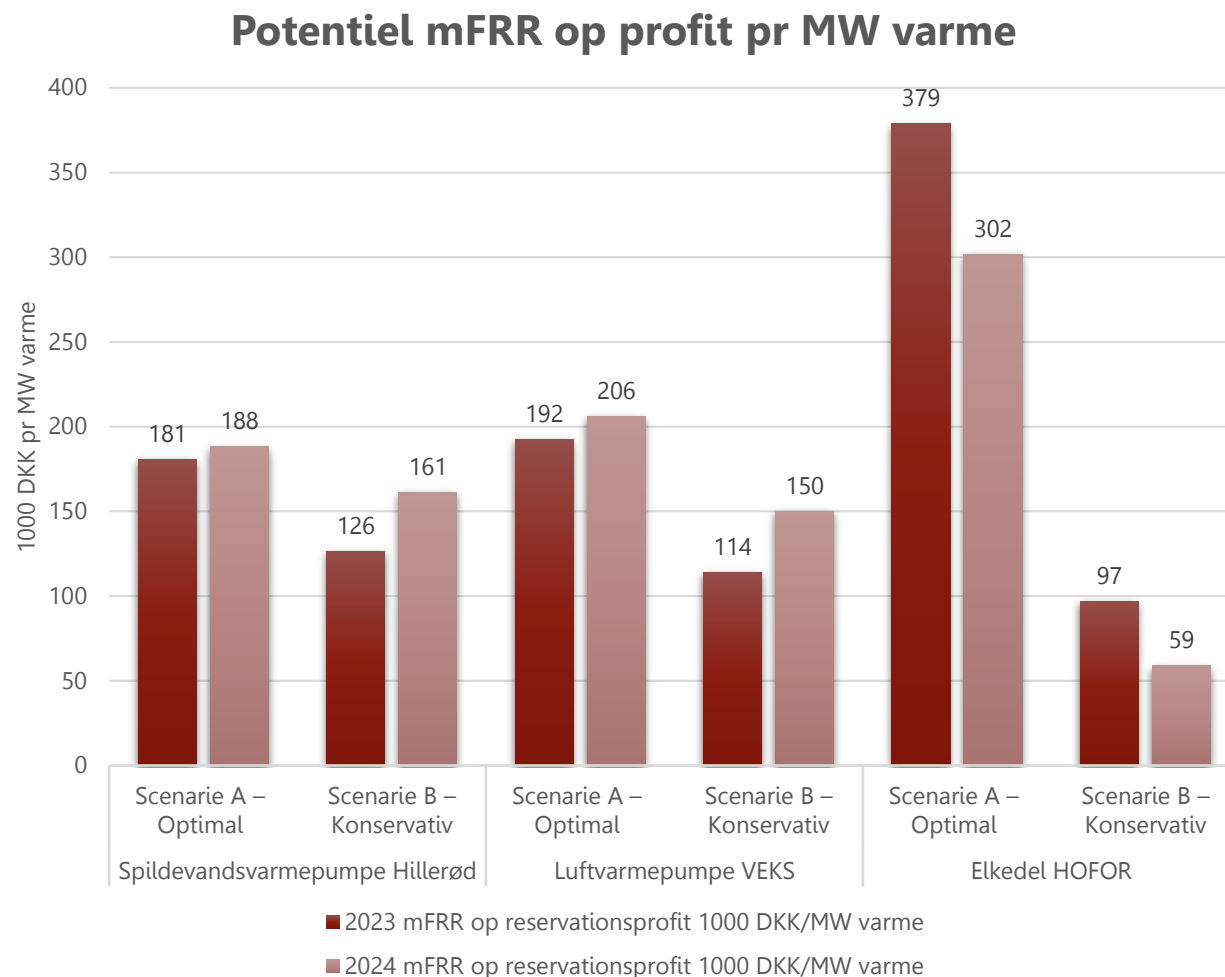
To scenarier for bud i mFRR-reservemarkedet

For hver af de tre cases

- Scenarie A – optimal (og mere risikabel) budstrategi
 - Der bydes ind i mFRR-reservemarkedet, når indtjeningen fra varmeproduktion + reservationsindtjening er positiv.
- Scenarie B – konservativ budstrategi
 - Der bydes ind i mFRR reservemarkedet, når indtjeningen fra varmeproduktionen alene er positiv.
- Der regnes forenklet med tre forskellige værdier af varme: Vinter, forår/efterår og sommer.

Resultat for mulig indtjening på mFRR-reservation

- Med de historiske priser for 2023 og 2024 ligger indtjening på 60.000-380.000 kr./MW varme for elkedler.
- For varmepumper ligger indtjeningen på 110.000-200.000 kr./MW varme
- Store udsving for elkedel-scenarierne
 - Skyldes at kedlen er i drift i færre timer og derfor har flere "gode" timer at hente i Scenarie A
- Beregning forudsætter perfekt fremsyn/budstrategi – i praksis vil indtjening være lavere.



Beregnete driftstimer og realiseret mFRR-pris

- I det konservative budscenarie får elkedlen ca. 1000 driftstimer og varmepumperne 4-5000 driftstimer. Det svarer nogenlunde til driftstimer beregnet med Balmorel.
- Driftstimerne øges med 5-700 timer, hvis teknologierne ikke kun bydes ind af hensyn til varmemarkedet, men også af hensyn til mulig indtjening på reserver.
- I det konservative scenario opnås priser, der ligger lidt under den gennemsnitlige mFRR-pris, mens den optimale budstrategi betyder, at der realiseres priser, der ligger noget over den gennemsnitlige pris.

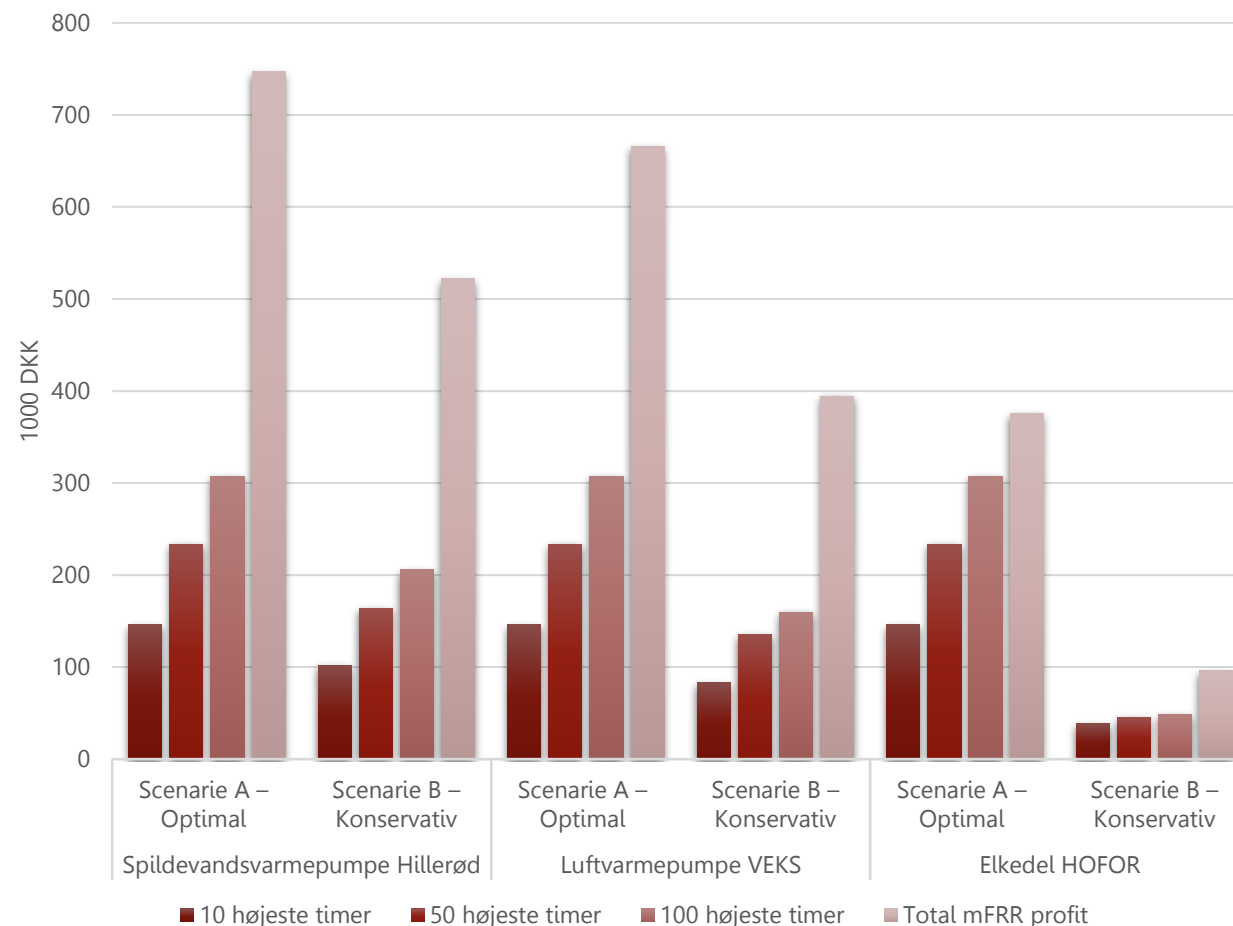
<i>Case:</i>	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
<i>Budscenarie:</i>	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
Antal driftstimer	5918	5290	4979	4343	1540	1030
mFRR_op gns. pris pr bud [DKK/MW/h]	137	99	150	91	326	93
Årsgennemsnit [DKK/MW/h]	116		116		116	

Beregninger for 2023

En stor del af indtjeningen sker i få timer

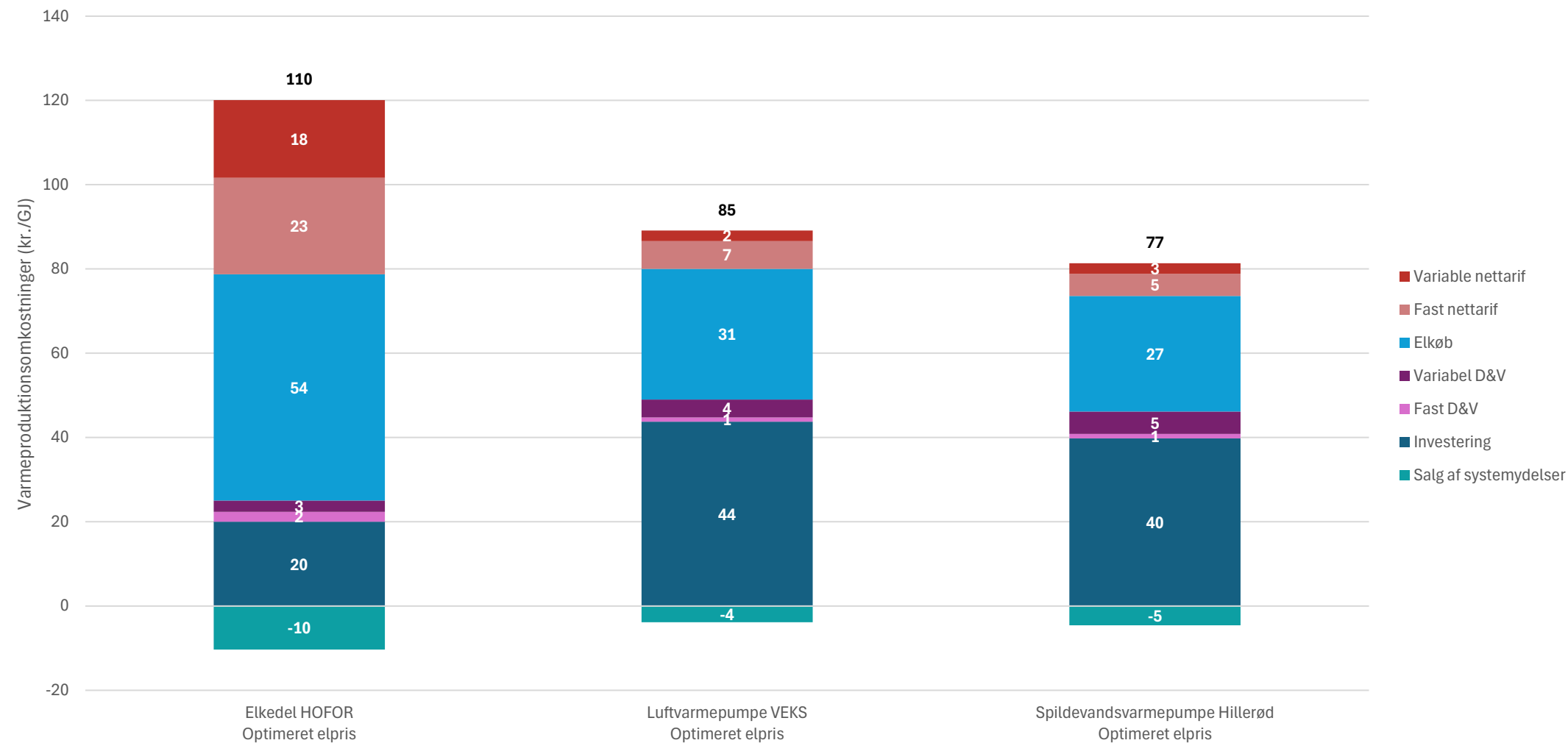
- Markedet for mFRR-reservation (og andre reservemarkeder) er præget af høje priser i ret få timer. Derfor sker en stor del af indtjeningen i relativt få timer.
- Hos varmepumperne står de dyreste 100 timer for 40-46% af den samlede mFRR indtjening.
- For elkedlen svarer de dyreste 100 timer til 50-80% af indtjeningen. Elkedlen opnår desuden 20% af indtjeningen i de højeste 10 timer.
- Høj indtjening i reservemarkederne kræver, at man er til stede i markedet, så høje priser kan fanges. Det giver usikkerhed om indtægts størrelse, at den afhænger af få timer.

Profit mFRR up - timefordeling 2023



Indtjening på systemydelser kan reducere varmeprisen

Der er regnet på scenariet med konservativ budstrategi, gns. af 2023 og 2024. Indlagt forsigtighedsfaktor på 50%.



Opsamling - elmarkedet

- Elmarkedet er særdeles veludviklet, og der findes en række muligheder for indtjening og optimering af kraftvarmeværker og elbaserede varmeproduktionsanlæg.
- Det største og vigtigste marked er elspotmarkedet. Priserne er blevet gradvist mere varierende mellem timer, døgn og uger, og denne udvikling forventes at fortsætte i fremtiden.
- Udover elspotmarkedet findes forskellige markeder for systemydelser. Omsætningen i systemydelsesmarkederne er steget til 2,5 mia. kr. og udgjorde i 2024 ca. 1/8 af omsætningen i elspotmarkedet.
- Den største kapacitet og største omsætning er for de lidt langsommere reserver (aFRR og mFRR), hvor behovet ventes at stige i fremtiden.
- De hurtigere reserver har oplevet prislefald i de seneste 1-2 år pga. øget udbud, og behovet forventes ikke at stige markant i fremtiden.

Opsamling - analyse af elektrificeringscases

- Det er vigtigt, at drift indrettes fleksibelt, hvis den maksimale gevinst i elmarkedet skal opnås. Der gælder både fleksibilitet af det enkelte anlæg og fleksibelt samspil med øvrige produktionsanlæg og varmelagre i systemet (effektiv lastfordeling).
- Der er potentielt store indtjeningsmuligheder i markederne for systemydelser – så store at de kan være drivende for investeringer i elkedler - men også stor usikkerhed om fremtidige priser.
- Fleksibel drift og levering af systemydelser vil øge værdien af vedvarende energi (sol/vind) og dermed understøtte den grønne omstilling.



Kontakt os på
info@eaea.dk

Besøg vores hjemmeside
eller find os på LinkedIn

