



CiP foundation

Usecase – Énfamiliehuse

Caserapport

December 2025

Hovedtemaer for rapporten

1. Flexibilitet fra enfamiliehuse får central rolle det kommende årti.....	2
2. Baggrund for casen	2
3. Business casen for et typisk enfamiliehus	3
4. Enfamiliehusets tekniske fleksibilitetspotentiale.....	3
4.1 Fleksible aktiver	4
5. Opbygningen af den samlede værdiskabelse	6
6. Elforbrug og flexibilitet under en hovedstation.....	7
6.1 Elforbruget og fleksibilitetsbehov under model-hovedstationen.....	8
6.2 Fleksibilitetspotentialet fra enfamiliehuse under en typisk hovedstation.....	11
7. De markedsmæssige og regulatoriske barrierer og mulige løsninger	13

1. Fleksibilitet fra enfamiliehuse får central rolle det kommende årti

Elforbruget forventes at blive fordoblet de kommende 10 år. Når vi skal forestille os et dansk enfamiliehus i 2035, vil der typisk stå en elbil i carporten. Olie- eller gasfyret vil være erstattet af en varmepumpe med en buffertank og huset vil være udstyret med solceller og et batteri.

I takt med den øgede elektrificering, vil en betydelig del af det kommende elforbrug kunne gøres fleksibelt. Hvis det antages, at 500.000 ud af Danmarks 1,6 mio. enfamiliehuse er udstyret med solceller, elbil, batteri og varmepumpe med buffertank, så indebærer det en samlet fleksibilitetskapacitet på op til 7 GW, som kan stilles til rådighed for at skabe balance i elsystemet. Enfamiliehuse forventes derfor at udgøre en betydelig fleksibilitetsmuskel i 2035. Elforbruget ligger typisk på mellem 3-6 GW i dag.

Eksemplet undersøger, hvordan enfamiliehuse ved hjælp af intelligent styring, der tager højde for elpriser, tariffer og egetforbrug, kan optimere markedsadfærd. Der tages udgangspunkt i et scenarie, hvor solcellerne og batteriet automatisk oplader elbilen, så strømmen bliver billigst, og varmepumpen leverer systemydelser til Energinet, når det er nødvendigt.

Udgangspunktet er et modelleret familiehus med 5 kW varmepumpe (+6 kW elvarmelegeme), 11 kW elbillader, 6 kW solceller (hybridinverter 10 kW) og et 20 kWh batteri, som alle styres af en aggregator. Casen viser, at der er betydelig værdi at hente for elforbrugerne, Energinet og netselskaberne ved en øget forbrugsfleksibilitet.

Det kræver dog et tættere datasamarbejde mellem elkunder, aggregatorer, netvirksomheder og teknologileverandører, hvis teknologierne skal udnyttes fuldt ud, og netselskaberne skal skabe incitamenterne for at handle fleksibelt. Men sker det, kan danske enfamiliehuse blive en afgørende brik i fremtidens grønne energisystem.

2. Baggrund for casen

Den grønne omstilling indebærer, at opvarmning med naturgas i enfamiliehuse løbende erstattes med fjernvarme eller varmepumpe og den fossildrevne bil udskiftes med en elbil. Det årlige elforbrug i et typisk enfamiliehus stiger som følge af det, og tilføjes en varmepumpe og en elbil, vil det typisk indebære en stigning på 2 x 4.000 kWh udover 4.500 kWh til det almindelige elforbrug.

Med uændret forbrugsmønster vil det sætte lavspændingsnettet, og muligvis også det samlede elnet under en hovedstation, under pres. De forskellige energiaktiver (elbil, varmepumpe, solceller og husstands batteri), som bliver en del af de fremtidige hjem, kan dog anvendes fleksibelt. Denne fleksibilitet betyder en lavere elregning for forbrugerne, da det bliver nemmere at udnytte timerne med lave elpriser. Samtidig kan man sælge systemydelser til Energinet til balancering af elsystemet.

I de seneste år har det været diskuteret om forbrugsfleksibiliteten også kan benyttes af netselskaber til de såkaldte flaskehalsydelser. Flaskehalsmarkeder og -ydelser findes ikke på nuværende tidspunkt, hvilket betyder, at gevinsterne ved at agere fleksibelt kun findes i meget begrænset omfang. Netvirksomhederne Cerius/Radius og Trefor er dog ved at forberede konkrete pilotforsøg på hovedstationer i deres områder, hvor der introduceres fleksibilitetsmarkeder.

3. Business casen for et typisk enfamiliehus

Casen tager udgangspunkt i et konkrete eksempel, hvor et enfamiliehus har en 5 kW (el) luft/vand-varmepumpe med et 6 kW elvarmelegeme i buffertanken på 300 liter, en 11 kW elbilsoplader samt 6 kW solceller med en moderne hybridinverter på 10 kW og tilhørende 20 kWh batteri.

Derudover er der monteret et Watts Homegrid-system til at orkestrere den samlede daglige optimering af sol og batteri samt optimal træk af el fra det kollektive elnet for den enkelte elkunde. Om kort tid optimeres også varmepumpe og elbillader, mens den fremtidige leverance af systemydelser og flaskehalshåndtering sker via aggregatorværktøjet Flex Platform, der integreres til Watts Homegrid. Andre typer af intelligent central styring kan forventeligt løse den samme opgave.

Figuren herunder viser i runde tal, hvad der med rimelighed er muligt at skabe af samlet værdi. Med samlet menes den fulde markedsværdi, der er til deling mellem de involverede aktører. De enkelte elementer i vandfaldsdiagrammet kræver bidrag og indsats fra forskellige aktører, men det er essentielt, at orkestreringen af den samlede styring sker med respekt for den samlede værdiskabelse hos elkunden.

Hypotese for gevinster ved hensigtsmæssig optimering og levering af systemydelser m.m. fra enfamiliehuse

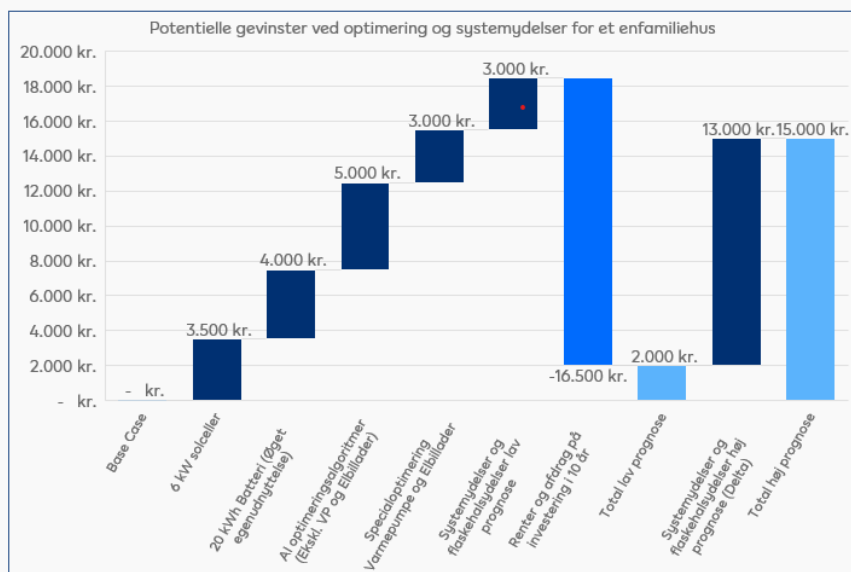
Use-casen tager udgangspunkt i et enfamiliehus med følgende forbrugskaraktistika:

- Basis elforbrug 4.500 kWh
- Varmepumpe 4.000 kWh
- Elbil 4.000 kWh

Årlig elregning cirka 30.000 kr. ved antaget gennemsnitspris på 2,50 kr./kWh inkl. afgifter de første 4.000 kWh.

1. Solceller monteres, 6 kW, årsproduktion cirka 6.000 kWh. Formål egenudnyttelse
2. Batteri, som kan lagre cirka halvdelen af en dagsproduktion. Fordobling af egenudnyttelse.
3. Øget energibalancering og optimering derudover hele året vha. AI algoritmer – her Watts HomeGrid.
4. Systemydelser og DSO flaskehalsydelser via Flex Platform

Investering sol, inverter og batteri estimeres til 130.000 kr. Afdrages over 10 år, månedsvist, rente 5%, andel energi



4. Enfamiliehusets tekniske fleksibilitetspotentiale

Øget elektrificering og udbygning med decentral VE-produktion betyder, at distributionsnettet skal løfte flere opgaver end tidligere, hvor elektriciteten blev produceret på store kraftværker og distribueret i en retning ud til forbrugerne. De nye rammebetingelser skaber et behov for at

udbygge distributionsnettet, da elnettet fremover har brug for mere kapacitet og skal distribuere væsentligt mere elektricitet i flere retninger.

Fleksibiliteten vil kunne komme netselskaberne til gode, hvis elektriciteten kan lagres decentralt, når kapaciteten er tilstrækkelig, og begrænse elforbruget, når der er flaskehalsproblemer f.eks. ved planlagt vedligehold, nedbrud eller hvis udvidelserne af distributionsnettet ikke er tilstrækkelige på kort sigt.

Til forskel for systemydelsesmarkedet, eksisterer der ikke en markedsplads for forbrugsfleksibilitet til distributionsnettet, og der er lange udsigter til at indpasse behov, krav og reguleringen for at få det til at ske.

Forbrugsfleksibilitet kanalisere også en stor del af de penge, vi bruger til at balancere vores elsystem tilbage til forbrugerne. Dette sker som en betaling for, at forbrugerne stiller deres fleksibilitet i deres elforbrug til rådighed, når der enten er behov for lagre elektriciteten eller spare på elektriciteten. Markedet for systemydelser er i dag det største marked for forbrugsfleksibilitet.



Figur 1. Oversigt over forskellige eksisterende og potentielle markeder på elmarkedet.

4.1 Fleksible aktiver

Solproduktion

Solceller på enfamiliehuse i kombination med batterier er i vækst. Det primære formål med solceller er typisk at dække en del af elforbruget med egenproduktion bag måleren. Udover at anvende solcelleanlæg til dækning af egetforbruget, kan de levere de 'energifattige' systemydelser til Energinet, når de producerer el i de lyse timer. Energifattige systemydelser, ofte kaldet frekvensydelser, er ydelser med kort reaktionstid og en lille energileverance. Erfaringer fra Andel Energi viser at man kan optimere indtjeningen på sit solcelleanlæg med op til 25 % ved også at sælge systemydelser til Energinet.

Systemydelserne leveres ved at solcelleanlæggets inverter automatisk nedjusteres i korte tidsrum fra typisk få sekunder op til få minutter ad gangen. Dette påvirker ikke nævneværdigt produktionen af elektricitet, da den samlede årlige produktion typisk kun bliver reduceret med omkring 0,05%, og derved ligger langt under usikkerheden, der stammer fra vejret.

Batterier

Det anslås at blive mere normalt og økonomisk fordelagtigt for solcelleejere også at investere i batterier til fleksibilitetsydelser og optimering af elindkøbet fra det kollektive elnet. Den primære

økonomiske gevinst ved et husholdningsbatteri er typisk at sikre en øget robusthed overfor svingende og dyre elpriser. Ud over at øge egenudnyttelsen fra sol markant, kan batterier i egen ret anvendes til at optimere elindkøbet indenfor døgnet.

Batterier kan også i et vist omfang bidrage til undgå nettilstrækkelighedsproblemer (flaskehalse) i distributionsnettet, og dermed udskyde investeringer til netforstærkninger. Dette kan gøres ved at slå enfamiliehusets, boligforeningens eller energifællesskabets elforbrug over på batteriet i et kortere tidsrum, så man ikke behøver at trække den samme effekt fra det kollektive elnet.

Batteriets opgave i forbindelse med flaskehalsydelser vil optimalt være at "gøre det ufleksible klassiske elforbrug fleksibelt", mens de store elforbrugsaktiver, elbilopladning og varmepumper, skal orkestreres parallelt, så de ikke dræner batteriet unødigt, men i stedet bidrager til at afhjælpe flaskehalsen via deres egne fleksibilitetspotentialer.

Elbilsladestandere

I takt med at vi får flere elbiler, er der også behov for at opsætte ladestandere ved de mange enfamiliehuse til hjemmeladning. Man kan typisk anvende elbilsladestandere til fleksibilitetsydelser ved automatisk at nedjustere effektniveauet på en given opladning. På den måde kan man både levere energifattige og energirige systemydelser til Energinet, samt flaskehalsydelser til netselskaberne. Pålideligheden af disse ydelser er afhængigt af antallet af elbilsladestanderne samt deres belægningsgrad.

Inden for en kort årrække vil flere elbilsladestandere og elbiler også kunne levere strøm tilbage til enfamiliehuset og/eller elsystemet fra bilens batteri på samme måde som et husholdningsbatteri. Dette koncept er kendt som 'vehicle to grid' (V2G), og vil øge den tilgængelig kapacitet til at levere energitunge systemydelser til Energinet, samt flaskehalsydelser til netselskaberne.

Intelligent styring af elbilopladningen i sammenhæng med husholdningsbatteriet og solcelleanlæg m.m. vil give en yderligere dimension til elkundens daglige optimering, og med V2G-funktionalitet vil det tilføre enfamiliehuset et meget stort batteri, der kan anvendes til den samlede optimering af enfamiliehusets energiøkonomi.

Varmepumper

En varmepumpe fungerer stort set som et fjernvarme- eller kraftvarmewærk i miniudgave. Kraftvarmewærkerne er nogle af de største bidragsydere til systemydelser, og deres evner til at omstille sig mellem forskellige brændsler og brugen af varmepumpe eller elpatron, samt udnyttelse af varmelager som termiske batterier, gør dem værdifulde i bestræbelserne på at holde balancen i det danske elsystem.

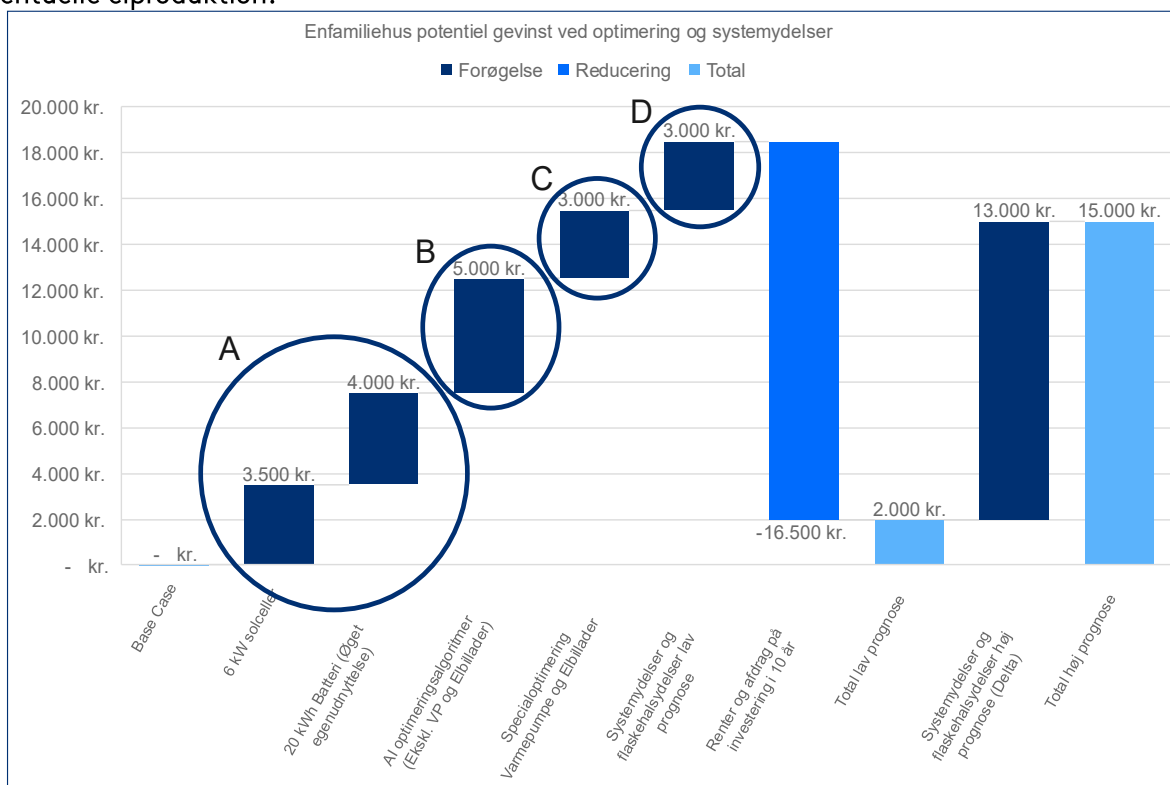
Varmepumperne har de samme egenskaber – blot i meget mindre målestok, og uden mulighed for brændselskift i erkendelsen af, at de færreste enfamiliehuse bibeholder olie- eller gasfyrer, når varmepumpen flytter ind. Det afledte fleksibilitetspotentiale afhænger af flere forhold, herunder bygningsmassens kvalitet, præferencer for komfortvarme, buffertankens kapacitet samt brugsvandsystem.

Varmepumpen er i sig selv velegnet til almindelig optimering af driften op mod elpriser og tariffer, samt de energirige og langsomt regulerende ydelser – der hvor vi flytter energianvendelsen fra et tidspunkt til et andet. Dens fysiske egenskaber sætter begrænsningerne.

Den supplerende elpatron kan anvendes til de energifattige og hurtige ydelser, fordi den kan tændes med kort varsel, og skal oftest kun være tændt kortvarigt. Begrænsningen kan ligge i, at elvarmestaven er nødt til at sidde i en buffertank, hvis den skal fungere problemfrit.

5. Opbygningen af den samlede værdiskabelse

Der er en naturlig rækkefølge i elkundens syn på optimeringen af husstandens elforbrug og eventuelle elproduktion.



Figur 2. Oversigt over indkomststrømme for et enfamiliehus i 2035.

- Optimeringen af egenproduktion vil normalt have første prioritet, da den egenproducerede strøm er billigst. Det gøres automatisk ved hjælp af indbyggede simple og statiske regler i hybridinverteren, der håndterer solceller og batteri. Det kan regnes for at være standard funktionalitet i den inverter, som elkunden har anskaffet.
- Derefter optimal udnyttelse af batteriet til at tanke op, når strømmen er billig, til brug, når elpris og tariffer er dyrest. Det udføres af AI-teknologi med udgangspunkt i priser, tariffer, vejrprognoser, forbrugsprognoser og produktionsprognoser, f.eks. via Watts HomeGrid.
- Derefter følger styring af varmepumpe og elbilleradning. Dette svarer til at udvide optimeringen fra trin 2 med direkte styring af varmepumpe og elbiloplading, så det indgår i den samlede optimering.
- Systemydelser og flaskehalsydelser kommer sidst i rækken. Der er her tale om styring via en aggregator, der bringer fleksibiliteten op i engros-elmarkedet eller til distributionselskabet i form af en portefølje af fleksibilitet.

Det skal bemærkes, at der er tale om bruttogevinster før deling af værdiskabelsen mellem de aktører, der muliggør værdiskabelsen. Fordelingen er et kommercielt anliggende mellem de forskellige aktører, og værdiansættelsen af systemydelser og flaskehalsydelser vil forventeligt ske på en markedsplads.

Der er i foråret 2024 udviklet en model i et Energinets Open Door Lab i samarbejde med flere netvirksomheder. Hvis den bliver implementeret, vil vi i fremtiden kunne bringe flaskehalsydelser i markedet, parallelt med de systemydelser, som Energinet indkøber og anvender.

Flaskehalsydelser er i deres natur sammenlignelige med systemydelsesprodukter, såsom mFRR opregulering, hvor pendanten forbrugsmæssigt er at reducere forbrug. Der kræves dog en god håndtering af såkaldte geotags, så det er helt tydeligt, hvor den tilbudte fleksibilitet er placeret i nettet. Energinet arbejder i dag med en forholdsvis grovmasket udgave af geotags, men i fremtiden forventes de enkelte fleksible aktiver registreret i DataHub på målepunktsniveau, som et resultat af implementeringen af funktionalitet til understøttelse af den uafhængige aggregator. DataHub vil, med netvirksomhedernes hjælp, kunne bidrage med viden om nærmeste netstation og nærmeste hovedstation, afhængig af distributionsnettets koblingstilstand.

6. Elforbrug og fleksibilitet under en hovedstation

For at afdække effekterne ved det typiske enfamiliehus i 2035, skal det ses i sammenhæng med en typisk hovedstation. Her tager vi udgangspunkt i en model-hovedstation, som afspejler en hovedstation på Sjælland uden for København.

I denne case er der konstrueret en model-hovedstation. Model-hovedstationens elforbrugere er sammensat med inspiration i sjællandske forhold uden for København. En typisk hovedstation som denne kan eksempelvis være bestykket med to transformere a 20 MW. Den valgte model-hovedstations elforbrugere er vist i Tabel 1. Det fremgår, at der er 4.847 énfamiliehuse.

Kategori	Antal
Enfamiliehuse	4.847
Lejligheder	1.212
Virksomheder	667
Landbrugsvirksomheder	200
Dagligvarebutikker	12
Folkeskoler	3
Boligorganisationer	1
Plejehjem	1
Sportsplads	1

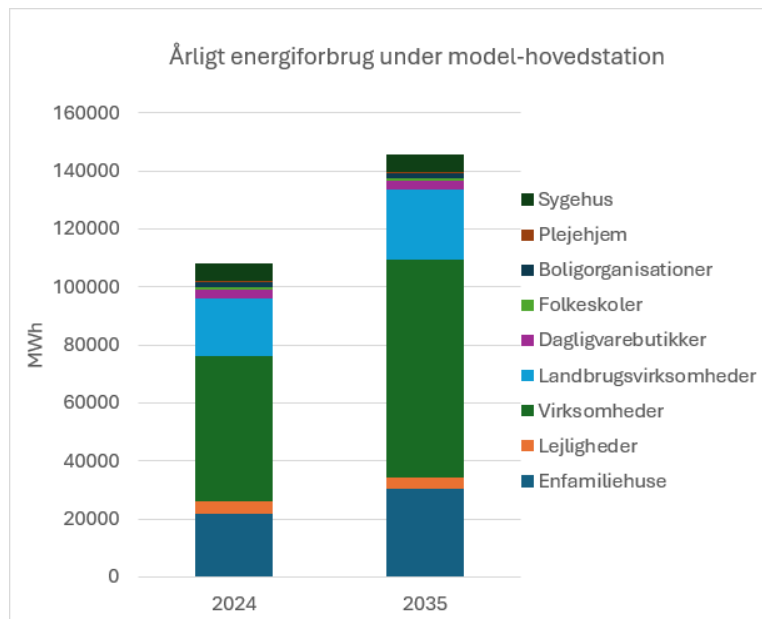
Tabel 1. Elforbrugere under hovedstation

	2024		2035	
Aktiver i énfamiliehuse	Antal	(pct)	antal	(pct)
Solceller	445	(9)	821	(17)
Husstands batteri	445	(9)	1.507	(31)
Varmepumpe	1.152	(24)	1.956	(40)
Elbil	458	(9)	1.929	(40)

Tabel 2. Aktiver i énfamiliehuse. Varmepumper og elbiler er estimeret på baggrund af fremskrivninger fra AF24. Antallet af solceller er estimeret ud fra fremskrivninger fra Dansk Solcelleforening og husstands batterier er fastsat ud fra, at 500.000 énfamiliehuse vil have et husstands batteri u 2035 på baggrund af, at dette vil være positivt privatøkonomisk.

6.1 Elforbruget og fleksibilitetsbehov under model-hovedstationen

Det samlede årlige elforbrug under model-hovedstationen er for 2025 opgjort til ca. 110.000 MWh. Fordelingen af elforbruget på de forskellige slutbrugere fremgår af figur 3. Enfamiliehuse udgør i 2025 og 2035 henholdsvis 20 og 21 pct af det samlede elforbrug under hovedstationen.



Figur 3. Anslået energiforbrug under model-hovedstation. 2024 er fastsat ud fra erfaringstal mens 2035 er beregnet ud fra stigninger i elforbruget opgjort i analysen "Et grønnere og mere fleksibelt elforbrug - En analyse af økonomiske og klimamæssige gevinster ved forbrugsfleksibilitet" (Copenhagen Economics, 2025).

I samarbejde med Cerius/Radius har vi udarbejdet et scenarie, hvor en hovedstation kan få behov for aflastning på forskellige måder i en periode. Det antages, at en 50/10 kV-station er forsynet via blot én 50 kV-strækning, der dermed ligger på stik. Ved fejl på 50 kV-strækningen reserveforsynes hovedstationen af det underliggende 10 kV-net.

Efter tilslutning af en ny kunde vurderes netreserven under spidsbelastning ikke længere at være tilstrækkelig. Det betyder, at der skal laves en kapacitetsudvidelse eller problemet skal løses med brug af fleksibilitet.

For at sikre at kunderne kan reserveforsynes er en mulighed:

- At etablere en ny 50 kV strækning mellem to hovedstationer.
- At øge reserveforsyning gennem 10 kV-nettet som i givet fald kræver udvidelse.
- At købe fleksibilitet i form af nedregulering af forbrug.

Behovet kan beskrives ved følgende fire forhold:

1. Aflastningseffekt der skal leveres
2. Tidspunkt, hvornår den typisk skal leveres
3. Hyppighed
4. Varighed

Ad. 1)

Det vurderes, at der kan være brug for nedregulering **på op til 2 MW** (som en sum af relevante ressourcer under hovedstationen), hvis behovet opstår på det mest kritiske tidspunkt.

Ad. 2)

Der vil kun være behov for nedregulering i de perioder hvor belastningen i nettet er størst. Det drejer sig om månederne **december, januar og februar og påsken hvad end den indtræffer i marts eller april**. Tidspunktet på døgnet kan **være alle 24 timer**, men behovet for mobilisering af fleksibilitet vil primært være mellem **kl. 7–13 og kl. 16–21**.

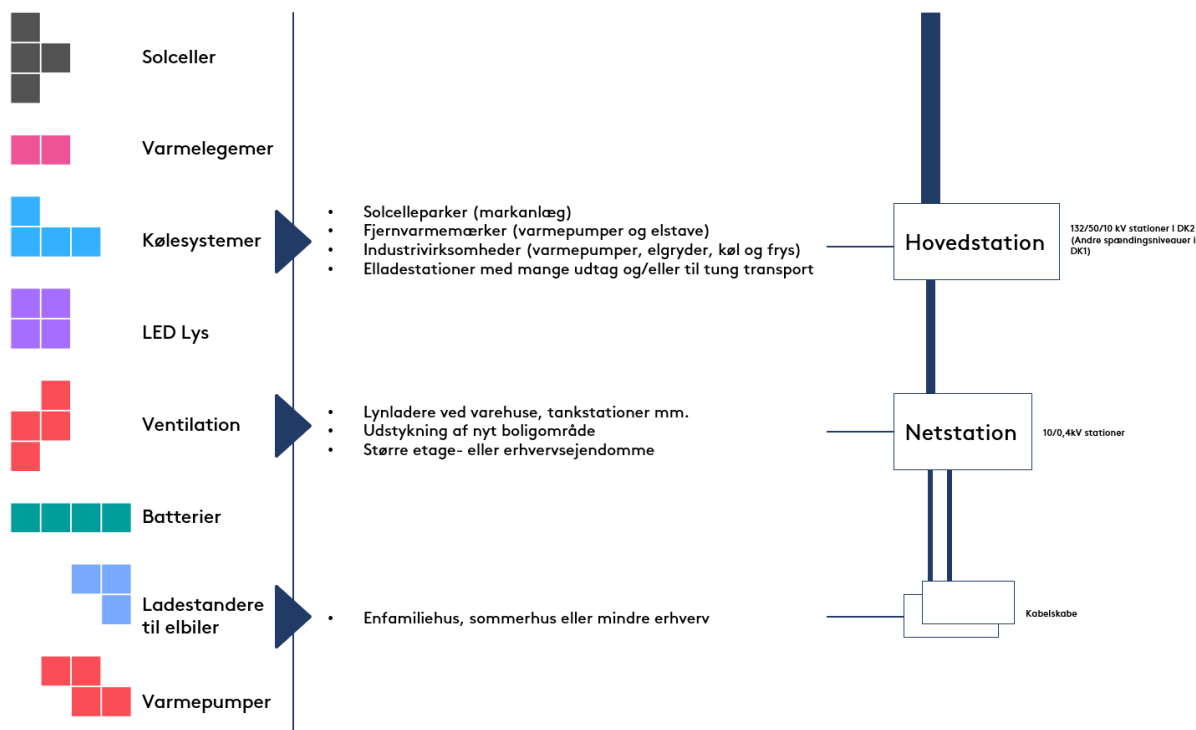
Ad. 3)

Der er kun brug for nedregulering når der opstår en fejl eller uplanlagt hændelse i nettet (planlagt vedligehold lægges i perioder uden kritisk last). Fejl er sjældne. Men det antages at det **indtræffer 1-2 gange om året** i de kritiske perioder hvor der er behov.

Ad. 4)

Når der opstår en hændelse, vil **udbedringstiden være 1-2 dage**. For enkelte kritiske begivenheder kan der gå **op til 14 dage**. I den periode hvor fejlen ikke er udbedret vil der blive aktiveret fleksibilitet på de kritiske tidspunkter på døgnet.

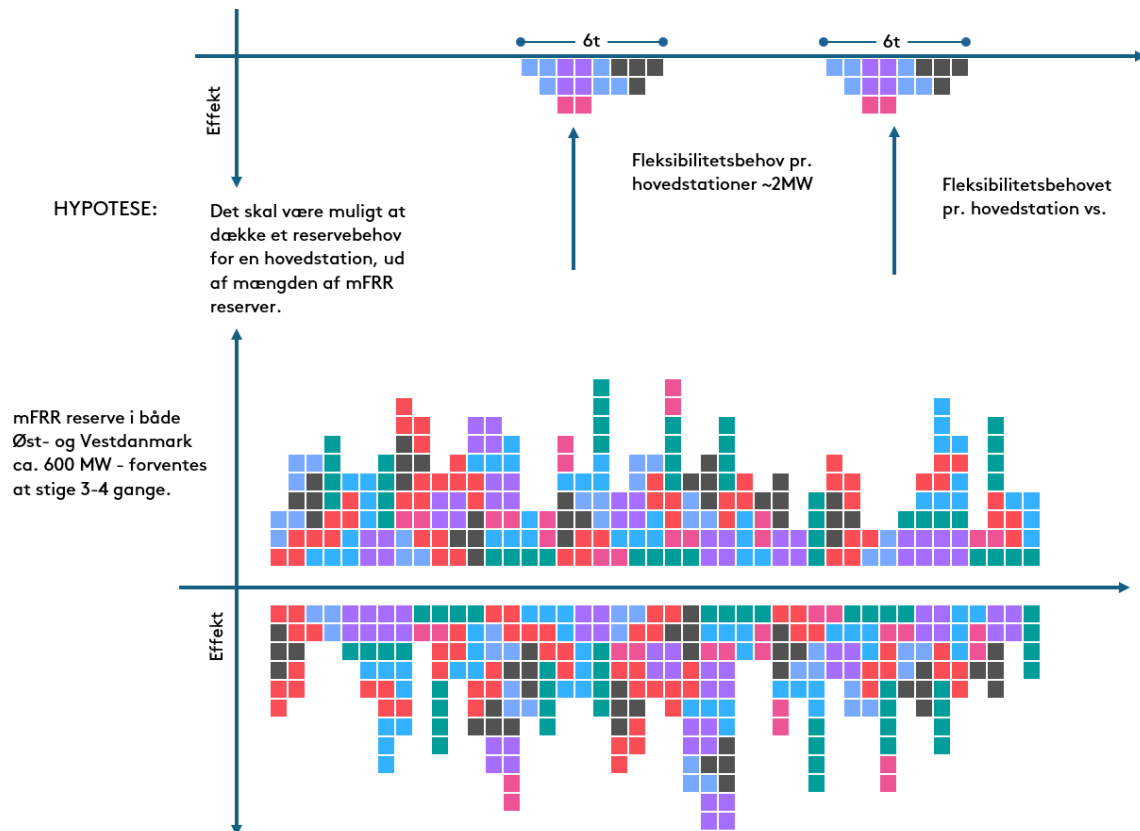
Ovenstående specificerer netvirksomhedens behov for fleksibilitet der kan udskyde eller helt aflyse behovet for udbygning af nettet lokalt i området omkring hovedstationen. Og det beskriver et konkret og realistisk eksempel på hvad man som netselskab vil kunne komme til at efterspørge af fleksibilitet for at løse et konkret problem i nettet, der alternativt vil skulle løses med en kapacitetsudvidelse.



Figur 4: Skematisk forståelse af forbrugs- og produktionstyper, der er nettilsluttet på de forskellige niveauer. I denne rapport har vi fokus på enfamiliehuse, der ligger i det yderste led af nettet.

Enfamiliehuse er normalt tilsluttet på 0,4 kV-niveau. Det betyder, at de sidder længst ude i nettet, og behovet for effektbegrænsning / flaskehalshåndtering både kan stamme fra den lokale 10/0,4 kV-netstation og den aktuelle 50/10- eller 60/10-hovedstation.

Det giver enfamiliehuse en unik position, hvor fleksibilitetsbidraget kan gavne optimalt op igennem systemet. Og det velvidende, at det enkelte bidrag er begrænset, mens porteføljen af samordnede bidrag kan være markant.



Figur 5: Illustration af, hvordan samordning eller porteføljeopbygning kan samle alle de mindre bidrag i et fælles og tilstrækkeligt bidrag til at løse opgaven

6.2 Fleksibilitetspotentialer fra enfamiliehuse under en typisk hovedstation

Enfamiliehuse indgår i en større sammenhæng, når det drejer sig om at afhjælpe flaskehalsproblemer i DSO-nettet. Herunder beskrives det tekniske fleksibilitetspotentialer for at enfamiliehuse kan træde til, for at levere en tilstrækkelig sikker respons i relation til effektafledning, når der er brug for det i nettet.

Under givne forudsætninger er der 4.847 husstande under hovedstationen, som samlet kan bidrage med omkring 3,5 MW i hver time, dels ved at kunne udskyde forbrug på de nye store forbrugsenheder (varmepumper og elbilsladestander) samt aktivering af husstands batteri som gør, at de kan forbruge el til det klassiske forbrug i de fornødne timer i en kritisk situation, hvor netselskabet har behov for en flaskehalsydelse.

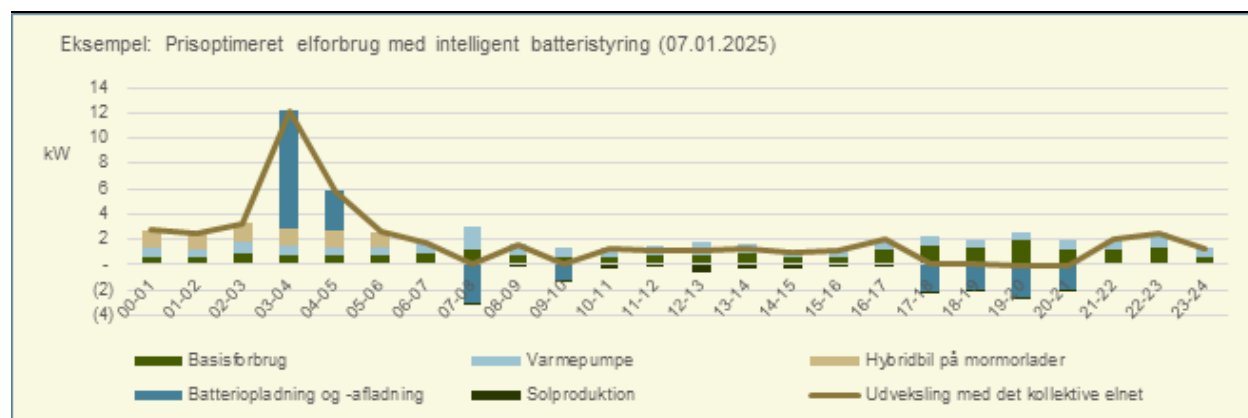
TIDSPUNKTER OVER DØGNET	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
SEGMENT	ANTAL																							
ERHVERV, INDUSTRI OG LANDBI	867																							
SPORT, SKOLER OG PLEJEHJEM	5																							
SUPERMARKEDER	12																							
ENERGIFÆLLESKABER	1																							
ENFAMILIEHUSE	4847																							
TOTAL (MW):																								

Figur 6 - Teknisk fleksibilitetspotentialer for enfamiliehuse (energirige ydelser) under en typisk hovedstation

Der er lagt tre primære fleksible anlægstyper ind som forudsætning for at kunne skabe den fornødne fleksibilitet. Vores enfamiliehustande har, i 2035, hvad vi må formode at være standard - 1 x 20 kWh batteri, 1 x 5 kW (2,5 kW i gennemsnit) varmepumpe samt 1x 11 kW elbilsladestander som er blevet solgt med en IoT opkobling til en aggregator, som automatisk kan fjernstyre og aktivere anlægstyper efter elsystemets behov.

Ved behov for flaskehalsydelser antages det, at man kan udskyde vores anvendelse af varmepumper i 2 timer, og opladning af elbiler i 4 timer, samt at man kan køre alt vores klassiske forbrug over på batteriet. Det betyder, at for de anlægstyper (varmepumper og elbilsladestander) som ikke kan levere i alle 6 timer, skal der sammensættes en portefølje af serieforbundne anlæg. Da alt forbrug ikke vil være tilgængeligt, har vi lagt en samtidighedsfaktor på 0,8 ind i beregningerne.

Der findes allerede gode eksempler på industrikunder, supermarkeder, andet erhverv og enfamiliehuse, som leverer fleksibilitet. Flex Platformens aggregatorer har det seneste år aktiveret mere end 500 husstandsvarmepumper, 1.000 elbilsladestander, 40 MW solcelleanlæg, 12 MW elgryder, 8 MW elkedler, 6 MW lys m.v.



Figur 7 - Illustration af den intelligente optimering af elforbruget en kold januar dag 2025.

Anm. Der er ingen intelligent håndtering af varmepumpe eller elbilopladning ud over en simpel timer på ladningen.

Et konkret eksempel på de forskellige energistrømme, der er i spil, kan ses på ovenstående illustration af model enfamiliehusets energiforbrug en kold og mørk januar dag i 2025. Deraf næsten ingen solcelleproduktion.

- Basisforbruget bliver ikke berørt af optimeringen, og der er ingen komfortmæssige konsekvenser.
- Varmepumpen bliver ikke styret aktivt. Dens forbrug er nogenlunde jævnt over døgnet, med undtagelse af enkelte tidspunkter, hvor der kaldes på varmt brugsvand. Indenfor det kommende år skal varmepumpens driftsmønster optimeres via den centrale styringsenhed.
- Hybridbilen bliver opladet via en mormorlader, der indenfor et års tid skal erstattes af en intelligent lader, der kan styres af den centrale styringsenhed, og derved indgå i den samlede optimering

- Batteriet styres intelligent, og det betyder, at det inddrager alt forbrug i sin optimering. Det kan give uhensigtsmæssig batteriadfærd, hvis elbilladningen sættes i gang på et dårligt valgt tidspunkt. I figuren ses det, at batteriet tankes op om natten til billigst mulig pris, for derefter at blive afladet lige præcist nok til at erstatte elindkøb via det kollektive elnet i de specifikke og dyre timer. Batteriet har en fuld opladnings- og afladningscyklus i det pågældende døgn.

I 2035 anser vi denne type intelligent energistyring for helt normal i enfamiliehuse med batterier. Det betyder, at den implicite fleksibilitet fra den automatiske optimering vil reducere belastningen i elnettet i de timer, hvor elpris og tariffer er dyrest. En utilsigtet sideeffekt kan blive, at vi med den intelligente styring skaber nye tidspunkter på døgnet, hvor elnettet bliver hårdt belastet, hvilket kræver nye løsninger på DSO-niveau.

7. De markedsmæssige og regulatoriske barrierer og mulige løsninger

Fleksibilitetspotentialer er betinget af en række ændringer i tariffer, budstørrelser, tekniske krav og markedsadgang. I dag findes der f.eks. ikke et marked for flaskehalsydelse, hvilket selvsagt hæmmer gevinsterne ved et mere fleksibelt elforbrug. Potentialer for flaskehalsydelse fra énfamiliehuse vil være betydeligt i lavspændingsnettet, og vil også kunne afhjælpe uforudsete ubalancer (N-1) samt aflastning af spidsbelastninger, som ikke kan håndteres af implicit fleksibilitet.

Der er i forbindelse med flaskehalsydelse til distributionsnettet behov for at finde en metode, så fleksibiliteten kan udstilles til brug i både transmissions- og i distributionsnettet (optimering af nyttiggørelse af den tilgængelige fleksibilitet), ligesom der skal findes måder at sikre tillid til leveringsevne, så netselskaberne kan planlægge efter denne fleksibilitetskapacitet. Et marked for flaskehalsydelse til netselskaberne kan med fordel sammentænkes med mFRR-markedet. I forlængelse heraf vil en udvidelse af eksisterende geotag-løsning kunne muliggøre en øget aktivering af balanceringsenergi ved lokale overbelastninger af elnettet.

Derudover skal omkostningerne til at udnytte teknologiernes fleksible kapacitet ned for at øge husholdningernes incitament. Adgangen til apparatfabrikanternes cloudløsninger er proprietære og ofte for langsomme til at give mulighed for at bidrage til f.eks. frekvensstabilisering. I dag er der i for høj grad brug for at montere lokale gateways og specialbyggede løsninger for at sikre adgang til de nødvendige elforbrugende anlæg hos kunderne. I tillæg er der øvrige barrierer for levering af fleksibilitet fra mindre elforbrugende enheder, såsom forholdsvis store minimumsbudgrænser og krav til symmetri på engrossiden af fleksibilitetsmarkedet. Aggregatorer kan til dels imødekomme disse barrierer. Endelig kan nye krav til prækvalificering virke hæmmende for aggregatorer.

Det er på nuværende tidspunkt heller ikke muligt at udnytte Vehicle to Grid-teknologien til fulde bl.a. pga. eltekniske krav i Teknisk Forskrift 3.3.1.