



Fotograf: Jørgen Schytte

BAGGRUNDSRAPPORT

SMÅ PROSUMERE I FREMTIDENS ELNET

Fokusanalyse om muligheder og udfordringer i forbindelse med solceller, batterier, elbiler og varmepumper på fremtidens villaveje

Analysens hovednotat findes her:

<http://www.energinet.dk/prosumereielnettet>

<https://www.danskeenergi.dk/udgivelser/analyse-nr-29-sma-prosumere-fremtidens-elnet>

Maj, 2019

ENERGINET
Elsystemansvar

**DANSK
ENERGI**

INDHOLD

1. Resumé.....	3
2. Indledning.....	5
2.1 Tidligere analyser om prosumere og fremtidens elnet	5
2.2 Indhold af analysen.....	5
3. Metode og scenarier	7
3.1 Overblik over modeller	7
3.2 Scenarieoverblik	7
4. Centrale antagelser for økonomisk optimering.....	10
4.1 Modelopbygning.....	10
4.2 Beregningsforudsætninger for gas og el.....	15
5. Økonomisk optimering af energiforbruget på villavejen.....	17
5.1 Referencescenarier	17
5.2 Samfundsøkonomisk optimering	26
5.3 Variationsscenario 1a - Scenarie uden elbiler	28
5.4 Variationsscenario 1b - Scenarie uden batterier	32
5.5 Diskussion af antagelser og resultater	34
5.6 Varmepumper og hybridvarmepumper.....	38
5.7 Delkonklusion	40
6. Centrale antagelser for netberegninger	41
6.1 Beskrivelse af lavspændingsnet	41
6.2 Belastningsprofiler	42
6.3 Metode til beregninger/simuleringer	43
6.4 Dimensioneringskriterier	44
7. Netberegninger for casestudier af villaveje.....	47
7.1 Referencescenarier	47
7.2 Samfundsøkonomisk optimering	52
7.3 Variationsscenario 1a - Uden elbiler	53
7.4 Variationsscenario 1b - Uden batterier	56
7.5 Variationsscenario uden varmepumper	60
7.6 Netforstærkning.....	63
7.7 Delkonklusion	65
8. Perspektivering.....	69
8.1 Nethensyn og netudbygning i balance	69

1. Resumé

Analysen bygger på case-studier af prosumere på fremtidens villaveje og berører en del af de udfordringer og muligheder i elnettet, som ventes at blive en realitet i de kommende år. Den faktiske udvikling er endnu ukendt, men hvis forbrugerne på de danske villaveje i markant større grad bliver prosumere frem mod år 2030, vil det udfordre de eksisterende distributionsnet. Nedenfor er de analytiske hovedkonklusioner fra økonomiske og nettekniske beregninger af case-studierne opsummeret.

1) Prosumere kan vinde frem på villavejene

Denne og tidligere analyser viser, at det er et sandsynligt scenarie, at små prosumere vinder frem på villavejene. Hvornår de kommer, det afhænger af teknologiudviklingen og rammebetingelserne. Specielt elafgiften har en markant indvirkning på privatøkonomien i at investere i solceller og batterier. Beregningerne med elafgift på 455 kr./MWh giver en intern rente på over 10 pct. på investeringen, hvorimod elafgift på 155 kr./MWh på hele eller dele af elforbruget sænker gevinsten.

...selvforsyningsgraden på villavejene vil hermed stige

Overgangen fra forbrugere til prosumere med solceller og batterier kan indebære, at der på årsbasis bliver en betydelig selvforsyning på villavejene i størrelsen 60 pct. af elforbruget. Effektforbruget om vinteren vil dog fortsat være højt på trods af høj selvforsyning med solceller og batterier på årsbasis.

...og udvekslingen med elnettet bliver markant ændret

Selvforsyning og lagring med solceller og batterier medfører, at villavejene samlet set ikke anvender elnettet i 40-50 pct. af timerne på et år. Desuden vil der være perioder med eksport fra solceller og batterier på villavejen til distributionsnettet. Det ændrer driftsmønsteret markant fra i dag, hvor der altid er import af elforbrug på villavejene, til at der både er import og eksport.

2) Elforbruget på villavejene kan blive tredoblet

Elektrificeringen med elbiler og varmepumper kan føre til et elforbrug, der på case-studiets villavej er tre gange højere i 2030, end det er i dag.

...og høj samtidighed af nyt elforbrug kan udfordre elnettet

Elbiler, varmepumper, elpatroner og batterier forventes at være prisfleksible i væsentlig grad og kan derfor risikere at trække fra elsystemet med høj samtidighed. Hvis det nye elforbrug, særligt elbilernes opladning, følger elprisen uden hensyn til nettet, kan spidsbelastningen potentielt tidobles i forhold til i dag. Træffes der et valg om at udbygge distributionsnettene til at kunne håndtere en markant højere spidsbelastning fremfor at sikre omfordeling af forbruget, vil det også kræve forstærkninger i transmissionsnettet.

3) Nethensyn kan sænke spidslastbehovet

Overholdelse af eksisterende distributionsnet-begrænsninger vil føre til, at spidsbelastningen kun øges til lidt over det dobbelte. Dette kan også lade sig gøre uden batterier, så længe det nye forbrug og produktion er fleksibelt ift. Nettets begrænsninger.

...og med nethensyn kan forstærkning undgås eller udskydes

Nethensyn reducerer markant behovet for netforstærkning i distributionsnettet. I det nyeste af de analyserede net kan forstærkning undgås, mens det i de ældre net kan udskyde behovet for forstærkninger, så nettets resterende levetid udnyttes bedst muligt. Uden nethensyn skal der udføres omfattende forstærkning af både det lokale og samlede distributionsnet.

...men nethensyn medfører også omkostninger

Der er et tradeoff mellem at overholde eksisterende netbegrænsninger set i forhold til at producere og forbruge el optimalt ift. elspotpriser samt sikre systemniveauets adgang til lokal fleksibilitet. Forbrugernes omkostning pga. nethensyn øges med ca. 5 pct. (i snit ca. 1.000 kr per hus), hvilket skyldes, at nethensyn flytter

dele af forbruget til timer med højere elspotpriser samt begrænser eksport af solcelleproduktion. Alternativet er at forstærke nettet. Omkostningen hertil vil afhænge af det faktiske elnet.

4) Spænding og transformere er særligt udfordrede

Kapaciteten i distributionsnettene bliver udfordret af prosumerne. Både kabler og transformere ser ind i en markant højere belastning, men det er primært transformerne, som kræver opgradering for at følge med stigningen i spidsbelastningen. Kombinationen af højere forbrug og mere lokal produktion øger også variationer i spændingen markant, hvilket er en stor udfordring for nettene.

...men nyere net er bedre rustet til prosumere end ældre net

Nyere distributionsnet tager i større grad hensyn til variationer i spændingen end ældre net. Det betyder, at de generelt har større kapacitet og mindre variation i spændingen end ældre net, hvilket gør dem bedre rustet til at rumme fremtidens prosumere.

5) Distributionsnettene kan blive en begrænsning for elbilers og varmepumpers anvendelse til systembalance-ring

Fleksibilitet fra elbiler og varmepumper kan kun anvendes til at sikre den overordnede systembalance, hvis der er plads i distributionsnettet til de ændringer i forbruget, der efterspørges fra transmissionsnettet.

Distributionsnettets mulige begrænsninger vil dog mindske transmissionsnettets potentielle udfordringer med høj samtidighed af nyt elforbrug.

Den samlede påvirkning fra udfordringerne i distributionsnettet og til transmissionsnettet kommer i høj grad an på, hvor stor en del af det underliggende distributionsnet, der er udfordret.

...hvilket kræver nyt samspil mellem distributions- og transmissionsnettet

Usikkerhed i udviklingen af forbrug og produktion og øget kompleksitet og afhængigheder på tværs af transmissions- og distributionsnet kan give nye udfordringer. Disse udfordringer arbejdes der aktivt for at løse, både hos Energinet Elsystemansvar og Dansk Energi, så fleksibilitet i distributionsnettet kan skabe størst mulig gavn for det samlede system.

2. Indledning

Øget VE-elproduktion og elektrificering er et hovedspor i den samfundsøkonomiske optimale grønne omstilling af energisystemet. Det kræver, at elnettet drives og udvikles, så omstillingen kan finde sted mest effektivt. De nuværende udviklingstendenser peger mod en fremtid, hvor solceller, batterier, elbiler og varmepumper kan blive helt almindelige på de danske villaveje. Det vil stille store og nye krav til den eksisterende elnetstruktur. Er der plads til en kraftig elektrificering og egenproduktion af el? Energinet Elsystemansvar og Dansk Energi stiller i denne analyse sammen skarpt på spillet mellem villaernes fremtidige elforbrug, ellagrning, elproduktion og den eksisterende elnetstruktur.

2.1 Tidligere analyser om prosumere og fremtidens elnet

Denne rapport, 'Små prosumere i fremtidens elnet' bygger oven på en række af Energinet Elsystemansvar og Dansk Energis tidligere analyser. Nedenfor opsummeres tidligere analyser, der skaber grundlaget for denne fortsættelse.

Foråret 2018: Systemperspektiv 2035, Energinet Elsystemansvar

Analysen belyser udviklingstendenser inden for storskala- og distribuerede løsninger i fremtidens elsystem. Analysen konkluderer, at store energiværker, som fleksibelt kan bruge el til at producere brændstoffer og varme eller producere el, giver adgang til meget store energilagere. De små prosumere med batterier giver adgang til meget stor regulerbar effekt til time- og døgnoptimering. Hvis disse løsninger kombineres effektivt, kan der i fremtidens energisystem opnås høj fleksibilitet og høj forsyningsikkerhed for el.

Link: <https://energinet.dk/systemperspektiv2035>

Efteråret 2018: Små prosumeres samspil med fremtidens energisystem i 2030, Energinet Elsystemansvar

Denne opfølgende fokusanalyse omhandler udviklingstendenser inden for solceller og batterier på villaveje. Analysen konkluderer, at udbredelsesgraden af distribueret elproduktion påvirkes af rammevilkårene, men under alle analyserede omstændigheder er det forsat hensigtsmæssigt for prosumerne at være tilsluttet elnettet for at opretholde forsyningsikkerheden, fordi energibehovet om vinteren ikke effektivt kan dækkes af solceller og batterier.

Link: <https://energinet.dk/prosumers>

Efteråret 2018: Elnet Outlook 2018, Dansk Energi

Dansk Energis *Elnet Outlook 2018* viser, at en succesfuld omstilling kræver, at både lovgivning, regulering og netselskabernes ydelser tilpasses fremtiden. Fremtidens prosumere kan blive en udfordring for mange distributionsnet, men intelligent styring og tilpassede tariffer, som tager hensyn til netbelastningen, kan hjælpe med at løse udfordringen.

Link: <https://www.danskeenergi.dk/udgivelser/elnet-outlook-2018-elnet-til-fremtiden>

2.2 Indhold af analysen

Formålet med denne analyse er at forbedre og uddybe disse tidligere analyser. Denne analyse tilføjer primært perspektivering til det eksisterende distributionsnet understøttet af modellering og simulering af belastningen i lavspændingsnettet.

Det er i denne analyse valgt at tage udgangspunkt i de nuværende tendenser, hvor elbilerne kommer til at lade i carporten, og solcellerne bliver etableret på villaernes tage.

Analysen omhandler villaveje, som er nået en komplet overgang til prosumere. Det kan ske hurtigt på nogle veje, og langsommere på andre – der vil derfor være et handlingsrum undervejs for netselskaberne. Om en komplet overgang til prosumere på villavejene bliver en realitet, afhænger af om det er økonomisk rentabelt. Analysen er derfor udvidet til at rumme forskellige elafgifter, boligtyper, forbrugsprofiler og teknologipriser.

Analysen skal dermed vurdere potentielle konsekvenser for distributionsnettene ved at husstanden på villavejene bliver prosumere, samt hvordan kombinationen af prosumer-teknologier påvirker behovet for hhv. netforstærkninger og/eller løsninger med fleksibelt forbrug. Hermed øges operatørerne af hhv.

transmissions- og distributionsnettens muligheder for at udvikle løsninger, der er tilpasset fremtidens teknologiske udvikling. Analysen præsenterer beregninger af fiktive husstandes økonomi under forhold der i forskellig grad tager hensyn til netbegrænsninger. Disse beregninger bruges til at belyse hvordan forbrugerfleksibiliteten kan understøtte lokale netbegrænsninger og/eller hensyn til systemniveau samt elspotmarkedspriser.

2.2.1 Villavejenes rolle i et elnetperspektiv

Villavejene set fra transmissionsnettet

De danske villaveje er forbundet elektrisk i en række forskellige distributionsnet. Distributionsnettene er overordnet forbundet gennem transmissionsnettet.

I øjeblikket har elforbruget hos de private husstande en ganske lille betydning for transmissionsnettet. En markant udbredelse af elbiler og varmepumper øger de private husstandes forbrug, og det skaber en række spørgsmål, der er af stor betydning for transmissionsnettet.

- Sker der en markant ændring i belastningen fra distributionsnettene til transmissionsnettet?
- Anvendes solcelleproduktionen fra villavejene lokalt, gemmes den i lokale batterier, eller når den op i transmissionsnettet?
- Hvad er konsekvensen for transmissionssystemet, hvis elbiler og varmepumpers fleksibilitet primært skal anvendes til at håndtere begrænsninger i distributionsnettet?

Villavejene set fra et distributionsnet

Distributionsnettene er bindeledet mellem transmissionsnettet og den enkelte villa.

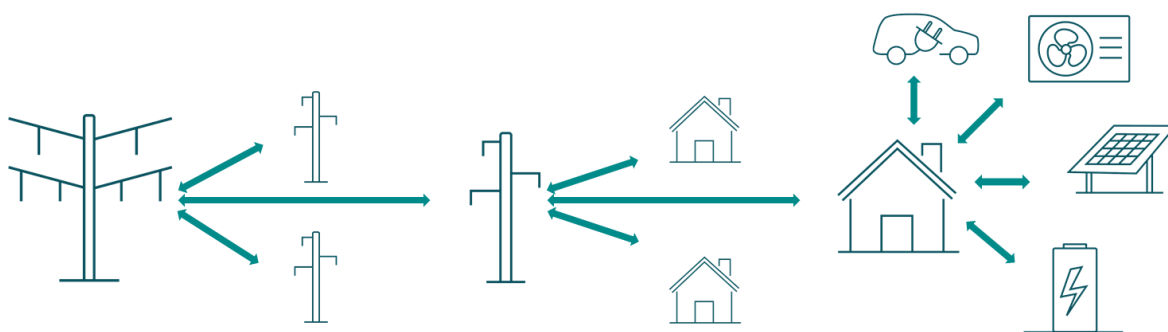
Belastningen i et distributionsnet fra husstande, der både har elbiler, varmepumper, solceller og batterier, vil være markant anderledes, end den der opleves i dag. Bliver de danske villaer prosumere, så ser distributionsnettene ind i en fremtid, hvor der skal forstærkes net og/eller udvikles en helt ny metode til at styre belastningen i nettene.

- I hvor høj grad er de danske distributionsnet klar til at understøtte en markant udbredelse af solceller, batterier, elbiler og varmepumper?
- Hvor meget stiger det samlede effekttæk, kan transformerne klare belastningen, og hvordan påvirkes spændingen?
- Kan kundernes fleksibilitet være med til at løse belastningsudfordringen?

Sammenspil mellem transmissions- og distributionsnet

Udviklingen på villavejsniveau er blot ét element i den grønne omstilling, men meget peger på, at det er et af de næste steder, hvor omstillingen for alvor tager fart. De nuværende markedsløsninger indeholder ikke et element, der tager højde for lokale begrænsninger i elnettet. Hvis nyt forbrug ikke kan forsynes via det nuværende net, så er løsningen i øjeblikket at etablere mere elnet. Alternativt skal forbrugsfleksibiliteten tage højde for netbegrænsningerne.

En effektiv omstilling til vedvarende elforsyning kræver et godt sammenspil mellem distributions- og transmissionsnettet med markedsløsninger, der sikrer den samfundsøkonomiske balance mellem anvendelse af den eksisterende netstruktur og forstærkning af nettene.



Figur 1 Prosumer-udviklingen byder på helt nye udfordringer og muligheder for distributionsnettene som forventes at nå et omfang, hvor det også påvirker den samlede belastningen i overgangen mellem transmissionsnettet og distributionsnettene.

3. Metode og scenarier

3.1 Overblik over modeller

Analysen er sekventielt opbygget og består af to primære dele: en økonomisk optimering (kapitel 4 & 5) og en beregning af netbelastningen (kapitel 6 & 7). Der tages udgangspunkt i en villavej i 2030, hvor der er implementeret elbiler og forbrugerne har mulighed for at investere i solceller, elbiler, batterier, elpatroner og varmepumper eller hybridvarmepumper. Andre varmeløsninger som eksempelvis fjernvarme er ikke en del af analysen, da fokus er på de teknologier, der hurtigt kan ændre elforbruget på en gennemsnitlig villavej.

Den økonomiske simulering foretages i Energinet Elsystemansvars simuleringsværktøj *SIFRE* suppleret af investeringsværktøjet *ADAPT*¹. Der opbygges en model bestående af 10 huse placeret på samme villavej. Centrale antagelser til *SIFRE*- og *ADAPT*-modellen er vist i kapitel 4.

Ud fra *SIFRE*-scenarieresultaterne anvendes timeværdierne for elforbrug og elproduktion på villavejen i en række netsimuleringer udført i simuleringsværktøjet *PowerFactory*. I *PowerFactory* opbygges tre forskellige netmodeller baseret på faktiske distributionsnet og netforholdene analyseres. Centrale antagelser til *PowerFactory*-modellen er beskrevet i kapitel 6.

3.2 Scenarieoverblik

Der arbejdes med scenarier, som bruges til at undersøge udfaldrum for elforbrug og elproduktion i husholdninger på baggrund af forskelle i rammer og teknologiudvikling:

Teknologiscenarier

1. **Alle teknologier** - Alle huse på villavejen på nær ét hus har en elbil og kan investere i varmepumpe (og/eller elpatron og gaskedel), batteri og solceller ud fra samlet minimering af investering- og driftsomkostning i husstanden.
2. **Uden elbiler** - Variationsstudie 1a, hvor ingen af husstandene har en elbil
3. **Uden batterier** - Variationsstudie 1b, hvor ingen af husene har mulighed for at investere i batterier

Afgiftsscenarier – kombineres med visse af teknologiscenarier

Egetforbrug fra solceller sparer elafgift og nettariffer. Elafgiften er vedtaget sænket fra 910 til 770 kr./MWh + moms fra 2018 til 2025. Elvarmeafgiften er 155 kr./MWh + moms.

1. **Høj elafgift** sat til halvering af 2018-sats, dvs. 455 kr/MWh ekskl. moms, og antages gældende for alt elforbrug ('klassisk' elforbrug, elbiler og varmepumper)
2. **Lav elafgift** på 155 kr/MWh ekskl. moms for alt elforbrug ('klassisk', elbiler og varmepumper)
3. **Samfundsøkonomi**, hvor optimeringen baseres på samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for el- og brændselspriser, samt uden afgifter og tilskud.

For udvalgte teknologi-afgiftsscenarier gennemføres simuleringerne med to "**nethensyn**"-scenarier:

- "**Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn**", dvs. teknologierne kan forbruge og producere el uafhængigt af netbegrænsningerne, dog er hvert hus begrænset til højst at kunne importere. 17,32 kW fra nettet. Det svarer til den effekt, der i øjeblikket kan importeres af en gennemsnitlig husstand uden at sprænge en sikring. Begrænsningen er medtaget for at afspejle den gennemsnitlige villavej, som er

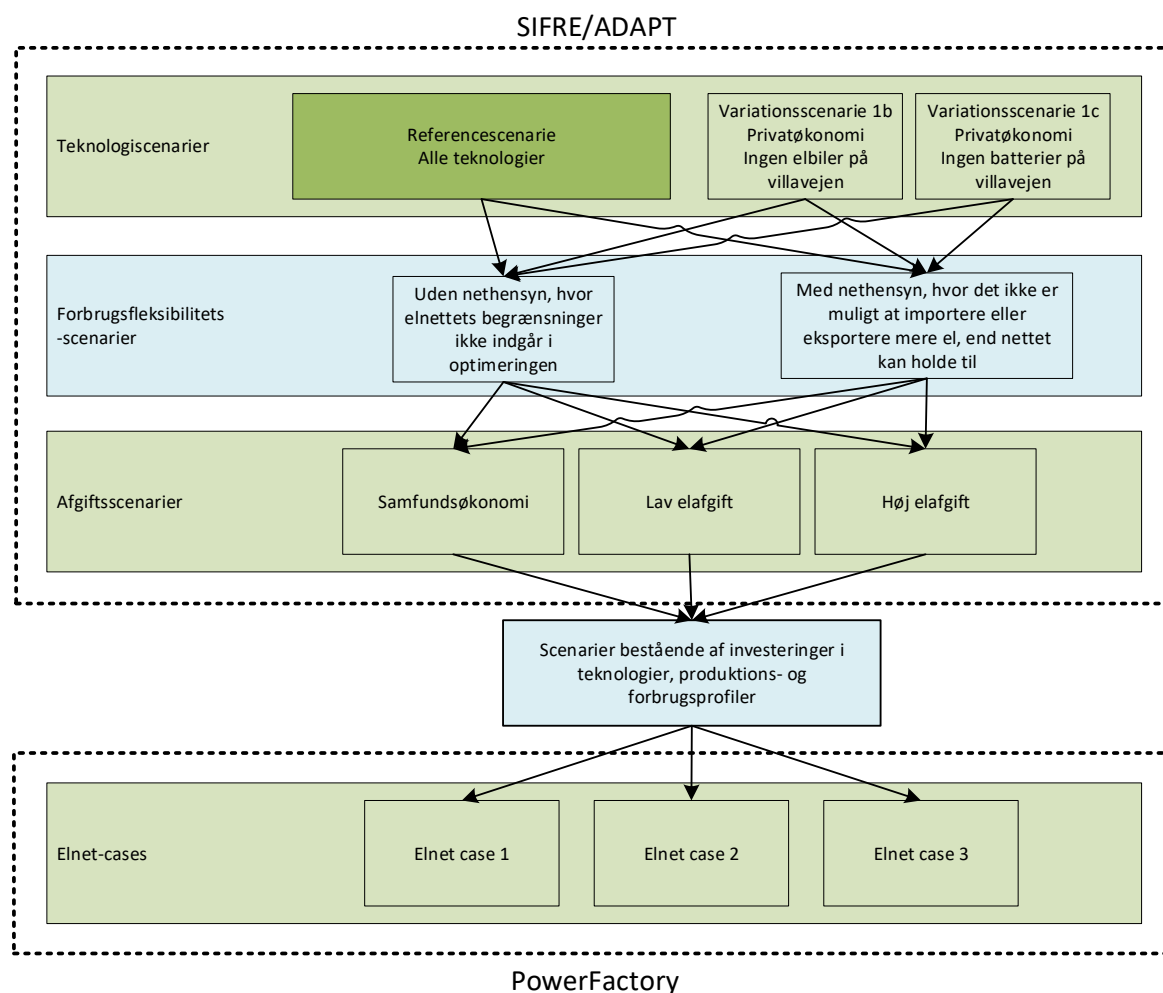
¹ Læs mere om *SIFRE* og *ADAPT* på Energinets hjemmeside, <https://energinet.dk/analyse-og-forskning/beregningsmodeller>

analysens udgangspunkt. Forbrugernes fleksibilitet udnyttes altså til optimal af varmforsyningen, batteri og elbilopladning ift. elspotpriser.

- **”Forbrugsfleksibilitet med nethensyn”**, dvs. optimering hvor forbrugerfleksibiliteten i elforbrug, lagring og elproduktion i størst mulig grad tilpasses kapaciteten i det eksisterende elnet.
 - I *SIFRE*-modellen er hvert hus’ import fra nettet er begrænset til 17,32 kW. Derudover er villavejens samlede import og eksport begrænset med værdier, der afspejler det gennemsnitlige distributionsnets kapacitet. For de 10 modellerede huse svarer det til 0,04 MW import og 0,02 MW eksport.
 - I *PowerFactory*-modellerne anvendes nethensyn fra tre typiske lavspændingsnet fra forskellige tidsperioder – 1970, 2000 og 2015 – dvs. elnettets nuværende faktiske kapacitet ift effekt, spænding og transformerbeklastninger.

3.2.1 Illustration af scenariekombinationer

De beskrevne kombinationer af teknologi, afgifter og nethensyn er illustreret på figuren:



Figur 2 Illustration af analysen scenariekombinationer af teknologi, afgift og nethensyn. Desuden vist hvilke output modellerne leverer til analysen, samt hvordan investeringer og driftsprofiler fra *SIFRE/ADAPT* anvendes i *PowerFactory* til casestudier med faktiske elnetbegrænsninger.

Scenariekombinationerne i Figur 2 er vist i Tabel 1 sammen med efterberegninger som er foretaget for at vise det privatøkonomiske rationale ved at være prosumer

”Referencescenarier” er kombinationen af Alle teknologier med hhv. høj og lav elafgift og hhv. med og uden nethensyn. Dvs der er 4 referencescenarier i alt i analysen.

	”Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn”				”Forbrugsfleksibilitet med nethensyn”		
	Import (uden sol og batterier)	Alle teknologier	Uden elbiler	Uden batterier	Alle teknologier	Uden elbiler	Uden batterier
Høj elafgift	Efterbereg- ning	X			X		
Lav elafgift		X	x	X	X	x	X
samfundsøkonomi		x			x		
Blandet elafgift		Efterbereg- ning					
Ingen elafgift							

Tabel 1. Overblik over Teknologi-afgiftsscenarioer i analysen. Boksene viser de 4 referencescenarierne, som er privatøkonomi med hhv. høj og lav elafgift og hhv. med og uden nethensyn. ’x’ viser hvilke scenarie-kombinationer der primært vises simuleringsresultater fra i analysen.

3.2.2 Sammenligninger og efterberegninger af scenarier

Scenarieresultaterne anvendes til at bestemme den partielle indflydelse af hhv. ændringer i teknologi, afgift eller nethensyn. Fx kan indflydelse af elbiler på investeringer i solceller og batterier analyseres ved at sammenligne scenarier hhv. med og uden elbiler. Desuden kan påvirkningen af afgifter og nethensyn på investeringer og prosumerøkonomi analyseres ved at sammenligne relevante scenarier, fx referencescenarierne hhv. med og uden nethensyn samt høj og lav elafgift.

Jo højere elafgift på elforbrug, jo højere værdi af egetforbruget af solcelleproduktion og jo højere privatøkonomiske incitament hos forbrugerne for at investere i egne solceller og batterier.

Derfor er lavet efterberegninger af kunder, der ikke har solceller og batterier, men importerer al elforbruget fra elnettet. Ved at sammenligne med relevante afgiftsscenarioer kan det økonomiske incitament for prosumere til at investere i solceller og batterier hermed beregnes.

Der er foretaget yderligere efterberegning af investeringsincitamentet i afgiftsscenarioer med:

- ”Blandet elafgift”, hvor ’klassisk’ elforbrug har afgift på 455 kr/MWh ekskl. moms og elbiler og varmepumper har afgift på 155 kr/MWh.
- ”Ingen elafgift”, dvs afgift på 0 kr/MWh og det økonomiske investeringsincitamentet primært er fra sparede nettariffrer.

Efterberegninger er foretaget på baggrund af samme investeringer og driftsprofil i solceller, batterier og varmepumper som i referencescenarierne, men de økonomiske investeringsgevinster er opdateret med de nævnte ”Blandet elafgift” og ”Ingen elafgift”.

4. Centrale antagelser for økonomisk optimering

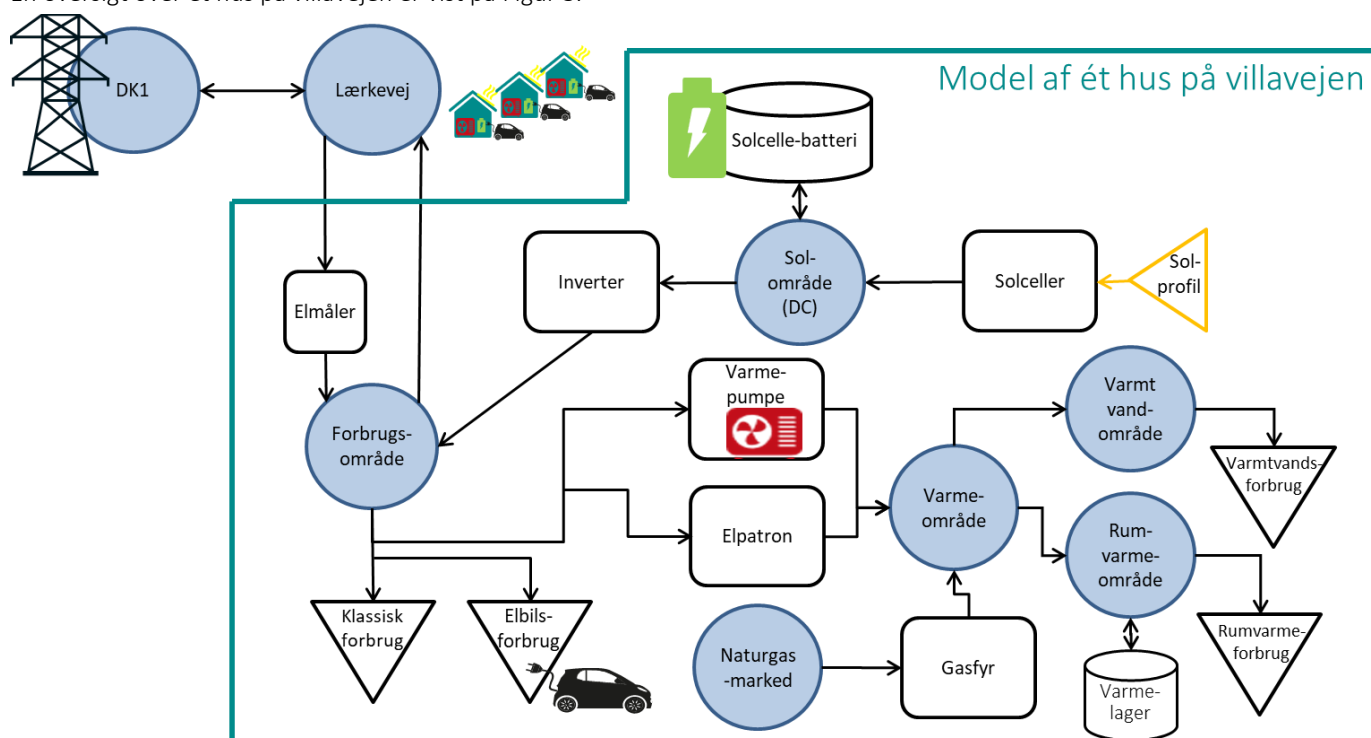
SIFRE-modellen består grundlæggende af 10 ens huse, der er udstyret med forskellige forbrugsprofiler. I de følgende afsnit præsenteres modellens opbygning, forbrugsprofilerne og dernæst de implementerede beregningsforudsætninger.

Hvert hus på vejen tildeles forbrug med tilhørende forbrugsprofiler for varme, varmt vand og elektricitet samt en ladeprofil for en elbil. Profilerne er sammensat på baggrund af tilfældigt træk fra en pulje af virkelige forbrugsprofiler, hvor de mest atypiske profiler på forhånd er sorteret fra.

Dertil modelleres en række investeringsmuligheder. Modellen forsynes med randbetingelser, der blandt andet beskriver elpriser, gaspriser, tariffer, moms, afgifter og solindstråling. På baggrund af disse data foretager modellen en optimering, hvor de samlede omkostninger for at opfylde alle energibehov på villavejen minimeres. Der regnes alene i timebelastning, og der er således ikke taget højde for de dynamiske effekter, der kan opstå, hvis eksempelvis mange elbiler tilsluttes samtidig eller tages fra nettet inden for kort tid. Simuleringen har grundlæggende tre resultater: investeringsvalg, timeværdier og økonomisk rentabilitet.

4.1 Modelopbygning

En oversigt over ét hus på villavejen er vist på Figur 3.



Figur 3 Visuelt overblik over de modellerede elementer i ét hus på villavejen

Modellen består grundlæggende af en række elementer, der alle er forbundet af prisområder (blå cirkler på Figur 3). I hvert område dannes en pris som afgør hvilket valg modellen træffer. Eksempelvis vil modellen vurdere, om prisen i varmeområdet bliver billigst hvis den vælger varmepumpen, elpatron, gasfyr eller en kombination. Solceller, batteri, varmepumpe, elpatron og gasfyr er alle modelleret som investeringsmuligheder.

Hvor intet andet er angivet stammer tekniske specifikationer fra Energistyrelsens Teknologikataloger², der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside. Økonomiske forudsætninger er fra Energistyrelsens Beregningsforudsætninger³ og antagelser om elprisen fra Energinets Analyseforudsætninger 2017⁴, hvor intet andet er angivet.

4.1.1 Specifikationer for modellerede produktions- og lagerenheder

I Tabel 2 ses en oversigt over de anvendte enhedertil varme og elproduktion på villavejen. Produktionsenhederne er gennemgået enkeltvist i de følgende afsnit.

Produktionsenhed	Virkningsgrad (pct.)	Input	Output
Solceller	Profilafhængig	Profilafhængig	El
Inverter	100	El	El
Varmepumpe	Profilafhængig	El	Varme
Elpatron	100	El	Varme
Gasfyr	102	Naturgas	Varme

Tabel 2 Oversigt over modellerede produktionsenheder.

Investeringsomkostningerne er opsummeret i Tabel 2. Alle priser er i 2016-priser, og der regnes med et realrentekrav på 4 pct.

Enhed	Min. størrelse (kW)	Maks. størrelse (kW)	Investeringsomkostning ekskl. moms (MDKK/MW)	Drift og vedligehold ekskl. (DKK)	Levetid (år)
Solceller	0	12	5,06	0	40
Inverter	0	12	2,00	0	15
Batteri	0	100	0,63 ¹	0	15
Elpatron	0	100	0,502 ²	0	20
Varmepumpe (ekstra kapacitet)	0	100	1,396 ²	0,19	18

Tabel 3 Oversigt over omkostninger, der er inkluderet som parametre for den økonomiske optimering. Omkostningerne til drift og vedligehold af solcellerne, batteri og inverter er ikke inkluderet, da det vurderes til at være minimalt indtil komponenterne er udskiftningsparate.

1) Batteriets investeringsomkostning er angivet i MDKK/MWh. Tallet er baseret på Bloombergs fremskrivninger.

2) Investeringsomkostningen for elpatroner og ekstra varmpumpekapacitet er baseret på aktuelle dagspriser i Danmark i 2018. Varmepumpen regnes til at have en grundomkostning på 40.000 DKK for de første 2 kW kapacitet og en omkostning til nødvendig overdimensionering på 15.000 DKK

² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-individuelle>

³ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder>

⁴ <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>

4.1.1.1 Solcelleanlæg

Solcelleanlæggene er modelleret som to separate enheder: solcellepaneler og inverter. Almindeligvis købes et solcelleanlæg samlet og inverteren vil være dimensioneret til at håndtere den maksimale produktion fra solcellerne. I dette projekt er enhederne modelleret for sig. Det gør det muligt for SIFRE/ADAPT at optimere investeringen i enhederne hver for sig og inkludere et batteri på DC-siden af anlægget, og dermed dimensionere inverteren mindre end den skulle have været for at håndtere den fulde produktion fra solcellepanelerne.

4.1.1.2 Varmepumpe

Modelleringen af varmepumperne tager udgangspunkt i de tekniske specifikationer af 'luft til vand'-varmepumpen Bosch Compress 7000i som er bygget til at kunne fungere som en hybridvarmepumpe i samspil med eksempelvis et gasfyr. Der findes mange varmepumper på markedet, men det er valgt at tage udgangspunkt i en model, der er tilgængelig på det danske marked. Varmepumpens effektivitet er ikke forsøgt fremskrevet til 2030, selvom der må forventes en stigning i effektivitet.

Temperaturspecifikke COP-værdier for Bosch Compress 7000i AW 7					
	UT -10 °C (Bi-valent)	UT - 7°C	UT + 2 °C	UT + 7°C	UT + 12 °C
Lavtemperatur (35 °C)	2,65	3	4,89	6,64	8,93
Radiator (55 °C)	1,91	2,22	3,42	4,9	7,53

Tabel 4 Datablad for varmepumpen Bosch Compress 7000i AW 7

Kilde: www.bosch.dk

'Luft til vand'-teknologien er valgt, da det skal være en løsning, der kan efteretableres i en gennemsnitlig villa og levere både opvarmning og brugsvand. Beregningerne inkluderer således ikke muligheden for at supplere et gasfyr med en 'luft til luft'-varmepumpe og ej heller at investere i et jordvarmeanlæg.

Ud fra den udvalgte varmepumpes tekniske specifikationer er der opstillet et polynomium, der relaterer virkningsgraden til udendørstemperaturen for hhv. højtemperaturanvendelse (til radiatorsystemer) og lavtemperaturanvendelse (til gulvvarme). Der er anvendt en udetemperaturprofil for målinger tilhørende ét af de tilfældigt udvalgte datasæt fra projektet *Styr din Varmepumpe* (<https://www.styrdinvarmepumpe.dk/>). Datasæt fra *Styr din varmepumpe* anvendes også som grundlag for varmeforbrugsprofiler, hvilket er beskrevet nærmere i afsnittet om forbrugsprofilern. Hvor data har været mangelfulde er der interpoleret mellem de nærmeste værdier.

4.1.1.3 Elpatron

Elpatronen er modelleret som en enhed, der omsætter el til varme med 100 pct. virkningsgrad.

4.1.1.4 Gasfyr

Gasfyret er modelleret efter de karakteristika, der er angivet i Energistyrelsens Teknologikatalog for individuelle opvarmningsanlæg.

4.1.1.5 Batterier

Batterierne er placeret på DC-siden af solcellernes inverter, hvilket sænker den samlede investeringsudgift til batteriet sammenlignet med installation på AC-siden. Batteriernes specifikationer er listet i Tabel 5.

Batterispecifikationer	
Ladeeffekt	0,012 MW
Afladeeffekt	0,012 MW
Effektivitet	98,5 %
Tab	0,0042 pct./time

Tabel 5 Batteriernes tekniske specifikationer

4.1.1.6 Varmelagre

Modellens varmelagre er et udtryk for husenes termiske fleksibilitet. Det antages, at alle husene har vandbårne varmesystemer, og der er ikke modelleret mulighed for at investere i ekstra varmtvandsbeholdere som buffertanke til husenes varmesystemer. Da studiet ikke er et detailstudie af specifikke huse, men en analyse af mulig adfærd på en tilfældigt sammensat villavej, er der valgt en let konservativ tilgang til modellering af varmelagerkapaciteten, som tager udgangspunkt i gulvkonstruktionens betonlag for huse med gulvvarme. Der er således ikke modelleret intelligent indendørs temperaturstyring med mulighed for nattesænkning eller arbejdstids-sænkning af indendørstemperaturen og ej heller yderligere termisk kapacitet relateret til husenes samlede isolering.

Det er antaget, at husene har den termiske fleksibilitet, der svarer til en temperaturforskel på 2,5 grader i en 10 cm tyk betonmasse, der har et areal svarende til husenes opvarmede areal. Det gælder alene de huse, der har gulvvarme, mens radiatorvarmede huse ikke er modelleret med termisk fleksibilitet. En oversigt over de beregnede varmelagerstørrelser findes i Tabel 6.

4.1.2 Forbrugsprofiler

Hvert modelleret hus er forsynet med fire forskellige *forbrugsprofiler*: klassisk elforbrug, rumvarme, vandvarme og elbilsforbrug. De er illustreret på Figur 3 som trekanter. I de følgende afsnit gennemgås forbrugsprofilerne kategori for kategori.

4.1.2.1 Varmeprofiler

Modellen er forsynet med to separate varmeprofiler: én for rumopvarmning og én for varme brugt til opvarmning af brugsvand. Det gør det muligt at implementere varmelager alene for rumopvarmningen mens varmekonsumet til brugsvand altid skal opfyldes. Det er antaget, at der ikke er nogen fleksibilitet i varmekonsumet til varmt vand, da det ses som værende et ufravigeligt komfortkrav.

Varmeprofilerne er baseret på data fra projektet *Styr din varmepumpe*. Projektet indeholder en lang række data fra et bredt udvalg af huse, der deltog i projektet. I stil med de resterende data til dette projekt, er de anvendte varmeprofiler udvalgt på tilfældig basis, ud fra en samling af profiler, der opfylder følgende kriterier:

- Der må ikke have været anvendt brændeovn eller solvarmeanlæg til supplerende opvarmning af betydeligt omfang

- Dataserierne for år 2016 skal være komplette
- Husene skal være bygget efter år 1970. Det antages, at huse bygget før vil være renoveret i større eller mindre grad inden simuleringsåret 2030.
- Der må ikke være usædvanlige forhold afspejlet i dataserien (fx uforholdsmæssigt store forbrug, flerfamiliehuse, solvarmeanlæg)

Der er udvalgt i alt tre varmeprofiler for rumopvarmning og 10 profiler for varmtvandsopvarmning. De tre rumvarmeprofiler udgør to forskellige varmeprofiler baseret på gulvvarme og en fra et hus med radiatorer. De tre varmeprofiler tilhører huse, der er placeret relativt tæt geografisk. Ved at anvende de samme tre profiler fordelt på de 10 modellerede huse opnås en afspejling af den samtidighed i varmebehov, der vil opstå, når husene på en villevvej er udsat for ens vejrforhold. Det er muligt, at samtidigheden vil være endnu større i virkeligheden, og også at husene langs en villavej er mere ens typer, end dem, der er modelleret i dette projekt.

De ti datasæt, der udgør datagrundlaget for de ti anvendte varmtvands-forbrugsprofiler, danner også grundlag for husenes areal og årlige varmeforbrug. En oversigt over husenes varme-karakteristika er vist i Tabel 6.

Husnummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Opvarmet areal (kvm.)	149	122	142	167	180	180	146	269	220	175
Varmeprofil	G1	G2	R	G1	G2	R	G1	G2	R	G1
Varme lagerkapacitet (kWh)	20,9	17,2	0,00	23,5	25,3	0,0	20,5	37,8	0,0	24,6
Rumvarme (MWh/år)	9	3,3	6,7	11,7	12,1	17,6	11,8	26,5	25,7	22,2
Varmt vand (MWh/år)	0,7	1,5	0,9	2,2	0,3	2,2	1,7	4,1	0,8	4,3
Totalt varmebehov (MWh/år)	9,7	4,8	7,6	13,9	12,4	19,8	13,5	30,6	26,5	26,5

Tabel 6 Oversigt over husenes varmebehov og –profiler

Varmeprofiler:

G1: gulvarmeprofil 1

G2: Gulvvarmeprofil 2

R: Radiatorprofil

4.1.2.2 Elbiler

Elbilernes elforbrug er indrammet af fire parametre; et årsforbrug, en forbrugsprofil, en ladeprofil og batteriets størrelse. Ladeprofilen angiver, hvornår bilen er hjemme ved husstanden og kan lades. Optimeringen søger for, at elbilerne lades så billigt som muligt, men så de er klar, når de skal bruges. Der regnes med en ladekapacitet på 20 kW. Der er ikke indregnet mulighed for at elbilerne kan lade på arbejdspladsen, da trenden i øjeblikket klart er mod at elbilsejere primært lader ved egen husstand.

Husnummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Årligt elforbrug til elbil	5.2	0*	7.0	5.2	5.2	5.2	3.0	3.0	5.2	5.2
Batteristørrelse	80	0*	80	80	80	80	40	80	40	80
Brugsprofil	P1	0*	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
Ladeprofil	CP1	0*	CP1	CP1	CP1	CP1	CP2	CP2	CP2	CP2

Tabel 7 Karakteristika for de modellerede elbilsrelaterede strømforbrug

P1: Profil 1 (Pendler), P2: Profil 2 (Hjemme i dagtimer).

CP1: Al ladning foregår uden for almindelig arbejdstid

CP2: Ladning tilladt periodevist inden for almindelig arbejdstid

*: Ingen elbil eller en elbil, der lades andre steder end ved hjemmet

4.1.2.3 Klassisk elforbrug

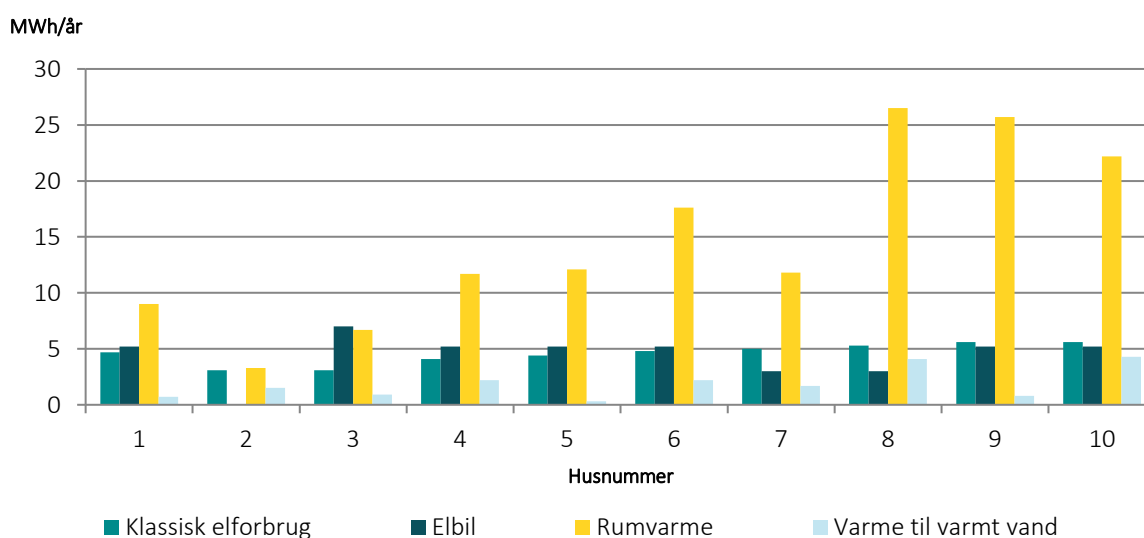
Det klassiske elforbrug dækker alt almindeligt elforbrug i en husstand uden elbiler, batterier og elvarme. Profilerne er baseret på faktiske timeprofiler for elforbrug trukket anonymt og tilfældigt ud fra Energinets Data-Hub. Data er gennemgået, og det er verificeret at ingen af profilerne falder uden for et bredt defineret normalområde. Elforbrugene er matchet med varmeprofilerne ved at sortere dem fra højest til lavest og sammenligne med en tilsvarende sortering af de faktiske elforbrug, der tilhører datasættene fra varmeprofilerne.

Husnummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Årligt klassisk elforbrug (MWh)	4.68	3.06	3.07	4.08	4.43	4.82	5.00	5.32	5.59	5.60
Forbrugsprofil	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10

Tabel 8 Husenes forbrugsprofiler og årlige klassiske elforbrug

4.1.3 Forbrugsoverblik

Figur 4 viser et overblik over de enkelte huses årsforbrug.



Figur 4 Oversigt over de 10 modellerede huses årsforbrug fordelt på forbrugskategorier

4.2 Beregningsforudsætninger for gas og el

Alle priser er i 2016-priser. Brændselspriser og emissionsomkostninger er baseret på Energistyrelsens beregningsforudsætninger. Gasforsyningen antages at være ren naturgas.

4.2.1 Markedspriser

Simuleringen af villavejen tager udgangspunkt i år 2030. Hver time i året simuleres, og optimeringen søger at minimere den samlede totale omkostning ved at opfylde alle behov for energi på villavejen. Timeprisen på el

fra elnettet er derfor et vigtigt inputparameter. De anvendte timepriser er dem, der er resultatet af den simulering, der danner grundlaget for Energinets Analyseforudsætning 2017 for året 2030.

4.2.2 Tariffer og afgifter for el og gas

Der regnes med en fast tarif på import af el fra nettet til husene på 260,5 DKK/MWh ekskl. moms. Der er ingen omkostninger forbundet med eksport af el fra husene til nettet, og husstandene modtager den aktuelle spotpris for den el, de sælger.

Som gennemgået i scenarieoverblikket udføres simuleringen med to forskellige niveauer for elafgiften. Den anvendte referenceafgift er 455 DKK/MWh, hvilket svarer til en halvering af den afgift, der var gældende umiddelbart før indgåelsen af Energiaftalen af 29. juni 2018. Da alle husene i simuleringen investerer i varmepumper og omkostningerne til elforbrug til opvarmning derfor bliver det parameter, der har den største indflydelse, simuleredes et scenarie med en elafgift svarende til elvarmeafgiften fra Energiaftalen, 155 DKK/MWh ekskl. moms. De valgte afgiftsniveauer er ikke et udtryk for forventningen til fremtidigt afgiftsniveau men valgt for at danne et indtryk af effekten ved ændringer i elafgiften.

Naturgastariffen er baseret på Energistyrelsens beregningsforudsætninger. Der antages, at det aktuelle naturgasnet er tilbagebetalt inden 2030, og der anvendes derfor den lave tarif, hvor afdrag på gasnettet ikke er inkluderet. Det svarer til en tarif på 193,17 DKK/MWh. Energiafgiften på naturgas er fremskrevet til 318,6 DKK/MWh, og der regnes med en CO₂-afgift på 318,17 DKK/MWh.

5. Økonomisk optimering af energiforbruget på villavejen

I de følgende afsnit gennemgås et udvalg af resultaterne fra analysens første del – økonomisk optimering af prosumeres adfærd på villavejen. Resultaterne fra simuleringerne består i rå form af timeserier med 8760 datapunkter for hvert år og kolonner der indeholder data (områdepris, energiforbrug, energiproduktion, energiflow mm.) for hvert enkelt element i modellen. De præsenterede delresultater er angivet som årssummer eller gennemsnitsværdier for de elementer, der vurderes som relevante for det aktuelle studie. I resultatpræsentationen gennemgås først resultater fra referencescenariet i detaljer, hvorefter de andre simuleringer præsenteres med vægt på hvordan de afviger fra referencen.

5.1 Referencescenarier

Resultaterne for variationerne under referencescenariet præsenteres opdelt i følgende underafsnit:

- 1) Investeringsoptimering
 - a. Samlet for villavejen
 - b. Husstandsopdelt
- 2) Økonomi
 - a. Samlet for villavejen
 - i. Indflydelse af elafgifter
 - ii. Indflydelse af nethensyn
 - b. Husstandsopdelt

5.1.1 Investeringsoptimering, samlet for villavejen

Tabel 9 viser en oversigt over resultaterne fra den økonomiske investeringsoptimering i referencescenariet opgjort i total kapacitet. Optimeringen er foretaget med privat-/selskabsøkonomisk fokus, og der er således indregnet udgifter til afgifter, moms mm. Overordnet set viser optimeringen, at den samlede laveste omkostning for villavejen opnås ved at investere i både solceller, batterier og varmepumper til alle husstande i alle delscenarier. Investeringsstørrelserne for solceller og batterier er næsten ens uafhængigt af, om der vælges en varmepumpe (VP) eller en hybridvarmepumpe (HybridVP). Det skyldes, at hhv. elpatroner og gasfyr primært dækker spidslast-varmeforbrug og udgør så relativt en lille del af det samlede energiforbrug, at det ikke påvirker investeringen i solceller, batterier og invertere.

Simuleringen er underlagt en begrænsning, hvor der maksimalt kan investeres i 12 kW solceller per husstand. Resultaterne viser, at potentialet for solcelleinvesteringer næsten udnyttes fuldt på tværs af delscenarierne. Der investeres i størst solcellekapacitet i scenariet **uden** nethensyn og højt afgiftsniveau. Det skyldes, at solcellestrømmen altid kan sælges til den aktuelle spotpris og at et relativt højt afgiftsniveau giver et større incitament til at være egenproducent. I praksis er forskellen i den optimale kapacitet minimal.

Investeringsoptimering			Forbrugerfleksibilitet med nethensyn				Forbrugerfleksibilitet uden nethensyn			
			Reference- afgifts-niveau		Lavt afgiftsniveau		Reference- afgifts-niveau		Lavt afgiftsniveau	
			VP	HybridVP	VP	HybridVP	VP	HybridVP	VP	HybridVP
Solceller ¹	kW	Sum	114	114	110	110	119	119	115	115
Inverter	kW	Sum	38	38	38	37	48	48	48	48
Batteri	kWh	Sum	199	198	174	174	199	198	171	170
Total varmepumpe-størrelse	kW	Sum	50	44	48	45	50	44	47	45
Elpatron	kW	Sum	18	0	22	0	19	0	22	0
Naturgasfyr ²	kW	Sum	-	240	-	240	-	240	-	240

Tabel 9 Oversigt over investeringsadfærd i referencescenariet

- 1) Den maksimale investering i solcellekapacitet pr. hus er 12 kW, hvorfor den samlede investering ikke kan overstige 120 kW.
- 2) Naturgasfyret har en fast størrelse og behandles som en enten/eller investering med fast investeringsomkostning. Det er dimensioneret til altid at være stort nok.

Batteristørrelserne har ligesom solcelleinvesteringen mindre værdi, når strøm købt fra nettet har en lavere elafgift. Den samlede batteristørrelse er kun svagt afhængigt af om der tages hensyn til netbelastningen eller ej.

Inverterstørrelsen varierer relativt meget mellem scenarierne med og uden nethensyn. Uden nethensyn importeres store mængder strøm, der løber gennem inverteren og ind til batteriet, når elprisen er lav. Med netbegrænsninger er der ikke de samme muligheder for at importere og eksportere frit, og dermed er der et lavere incitament til at investere i en stor inverter.

Den samlede sum af investeringer i varmepumper er stort set ens på tværs af scenarierne. Det viser tydeligt, at rene elektriske varmepumper under de opgivne forudsætninger er en god investering i de simulerede husstande. Naturgasfyr og elpatroner anvendes til at dække spidslastbehov. Hvis der er en tvungen investering i et naturgasfyr, så er der ikke økonomisk incitament til at investere i en elpatron. Lavere elafgifter fører til lidt mindre investering i varmepumper og tilsvarende større elpatronkapacitet.

5.1.2 Investeringsoptimering, husstandsopdelt

På Figur 5 er der vist et visuelt overblik over den husstandsopdelte investeringsadfærd i referencescenariet uden nethensyn og højt elafgiftsniveau. I Tabel 10 er den tilsvarende forbrugsoversigt vist.

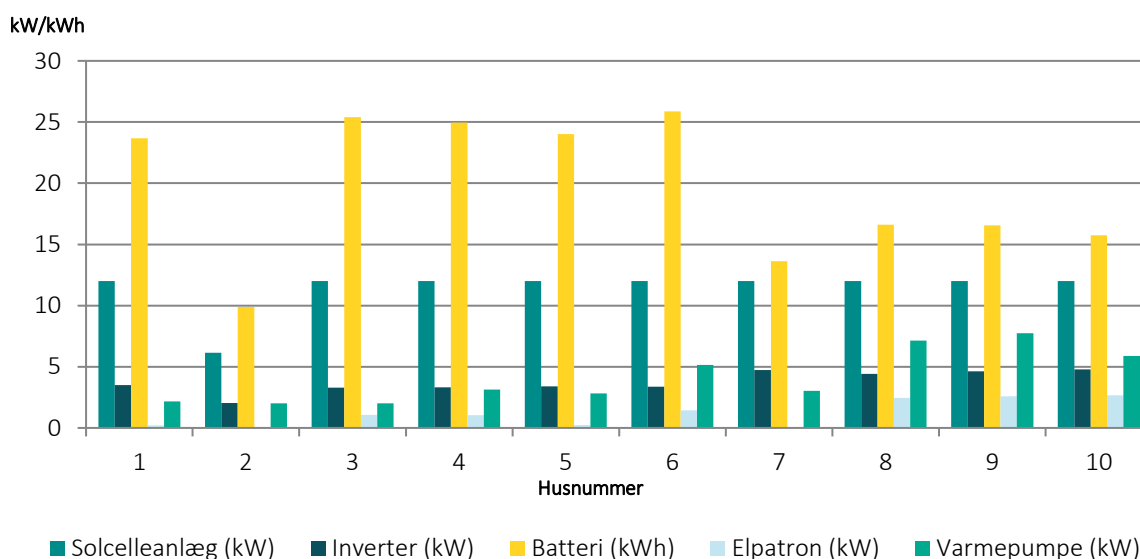
Husstand nummer to er den, hvis investeringsadfærd overordnet adskiller sig mest markant fra de andre husstandes. Det skyldes, at husstand nummer to, som den eneste husstand på villavejen, ikke har nogen elbil. Det er derfor også den eneste husstand, der ikke investerer i den størst mulige solcellekapacitet. Der investeres dog stadig i 6 kW solceller. Husstand to investerer også i den laveste inverterkapacitet.

Batterikapaciteten og inverterkapaciteten for den enkelte husstand relaterer sig i høj grad til husstandens elbilsladeprofil. Det er først og fremmest antaget, at alle elbiler på villavejen lader hjemme ved husstanden og ikke eksempelvis på en arbejdsplads. Husstand 1 og 3-6 har alle en pendlerprofil, hvor de ikke kan lade i almindelig arbejdstid og et relativt højt forbrug til elbilen. For dem er det økonomisk fordelagtigt at have forholdsvist store batterier til hhv. at gemme egenproduktion og indkøbe billigt strøm som senere kan bruges til

at lade elbilens batteri. Husstandene med mulighed for at lade elbilens batteri uden for almindelig arbejdstid har mindre incitament til at investere i batterier. Mere af deres solcelleproduktion bliver, trods de større batterier, eksporteret til nettet, og de investerer derfor gennemsnitligt i større inverterkapacitet.

Investeringen i varmepumper er naturligt tæt sammenhængende med husets varmekonsum og termiske lagerkapacitet. Hus 3, 6 og 9 har ingen termisk lagerkapacitet indregnet, hvorfor de investerer i relativt større varmepumper sammenholdt med deres relative forbrug.

Simuleringen laver en samlet privatøkonomisk optimering for hele villavejen og ikke for hver enkelt husstand, hvilket kan påvirke resultaterne. Den mest markante betydning af det vil ses i scenarierne med nethensyn, hvor den enkelte husstands batteri kan forsyne en anden husstands elbil, hvis det er det, der giver den samlede bedste løsning for villavejen. For at sådan et scenarie kan realiseres i virkeligheden kræver det en avanceret markeds- eller elhandelsløsning.



Figur 5 Visuelt overblik over resultaterne af investeringsoptimeringen i referencescenariet med reference-afgiftsniveau og Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

Husnummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Årligt klassisk elforbrug (MWh)	4.68	3.06	3.07	4.08	4.43	4.82	5.00	5.32	5.59	5.60
Årligt elforbrug til elbil	5.2	0*	7.0	5.2	5.2	5.2	3.0	3.0	5.2	5.2
Batteristørrelse	80	0*	80	80	80	80	40	80	40	80
Brugsprofil	P1	0*	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
Ladeprofil	CP1	0*	CP1	CP1	CP1	CP1	CP2	CP2	CP2	CP2
Opvarmet areal (kvm.)	149	122	142	167	180	180	146	269	220	175
Varmeprofil	G1	G2	R	G1	G2	R	G1	G2	R	G1
Lagerkapacitet (kWh)	20,9	17,2	0,00	23,5	25,3	0,0	20,5	37,8	0,0	24,6
Rumvarme (MWh/år)	9	3,3	6,7	11,7	12,1	17,6	11,8	26,5	25,7	22,2
Varmt vand (MWh/år)	0,7	1,5	0,9	2,2	0,3	2,2	1,7	4,1	0,8	4,3
Totalt varmebehov (MWh/år)	9,7	4,8	7,6	13,9	12,4	19,8	13,5	30,6	26,5	26,5

Tabel 10 Oversigt over husenes varmebehov og –profiler

Varmeprofiler:

G1: gulvarmeprofil 1

G2: Gulvarmeprofil 2

R: Radiatorprofil

Elbilsrelaterede profiler:

P1: Profil 1 (Pendler), P2: Profil 2 (Hjemme i dagtimer).

CP1: Al ladning foregår uden for almindelig arbejdstid

CP2: Ladning tilladt også inden for almindelig arbejdstid

*: Ingen elbil eller en elbil, der lades andre steder end ved hjemmet

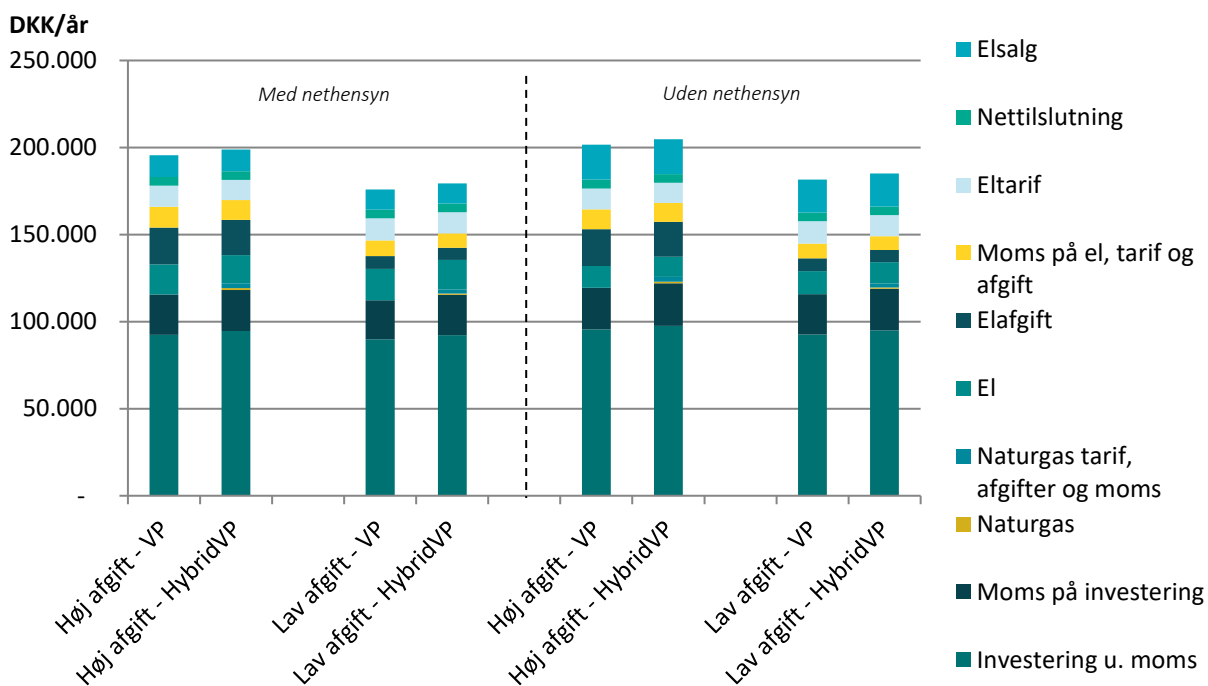
5.1.3 Økonomi, Samlet for villavejen

På Figur 6 og Tabel 11 er der vist en oversigt over de 10 huse på villavejens samlede energi- og investeringsomkostninger summeret over et år i referencescenarierne. Det billigste scenarie er det, hvor der anvendes en traditionel varmepumpe samt en elpatron til opvarmning, og der regnes med det lave elafgiftsniveau.

Generelt ses det, at totaløkonomien for husene er stort set uafhængigt af, om der vælges hybridvarmepumper eller den traditionelle varmepumpe suppleres med en elpatron. Det skyldes, at elvarmepumperne leverer langt størstedelen af varmen, og udgiften til spidslast-varmeproduktion derfor er begrænset. I scenarier med nethensyn er resultatet alene repræsentativt for et virkeligt net, hvor de faktiske kapacitetsgrænser svarer til dem, der her er modelleret i SIFRE/ADAPT. I svagere net vil hybridvarmepumpernes bidrag til hushandenes samlede fleksibilitet have en større relativ værdi.

Investeringsomkostningerne udgør langt hovedparten af den årlige udgift til energiforsyning, men varierer kun med få 100 kr. pr. husstand om året på tværs af scenarierne. Investeringer pr. hus i 2030 er i gennemsnit ca. 80.000 kr. til solcelle og inverter, ca. 15.000 kr. til batterianlæg og ca. 70.000 kr. til varmepumpe inkl. installation.

Hovedparten af variationen i omkostninger udgøres af forskellen i elafgiftsniveau, der samlet varierer fra 8.779 kr. til 26.464 kr. Naturgassen forventes at være relativt dyr i 2030, og hvis der havde været regnet med den nye ledningsgas, hvor der er iblandet en del biogas, så ville det have været endnu dyrere. Det resulterer i, at der anvendes ganske lidt naturgas. Naturgasdistributøren har samlet set en indtægt på ca. 700-800 kr. om året for at forsyne de 10 husstande med naturgas. Det antages, at naturgastariffen er flad over året.



Figur 6 Samlet økonomi for de 10 husstande på villavejen i referencescenarierne. Bemærk at elsalget skal trækkes fra de øvrige udgifter.

Samlet økonomi for de 10 husstande på villavejen i referencescenarierne

		Forbrugsfleksibilitet med nethensyn				Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn				
		Høj elafgift		Lav afgift		Høj elafgift		Lav afgift		
		VP	Hybrid VP	VP	Hybrid VP	VP	Hybrid VP	VP	Hybrid VP	
Energiflow										
Eksport	MWh/år	32	32	30	30		41	41	39	39
Import	MWh/år	47	44	49	46		46	44	49	47
Egenproduktion	MWh/år	118	118	114	114		122	122	118	118
Energiomkostninger, el										
Spotpris for importeret el	DKK/år	17.200	16.300	18.000	16.900		12.500	11.600	13.200	12.200
Importtarif inkl. moms	DKK/år	15.151	14.441	15.979	15.126		15.109	14.387	16.101	15.246
Elafgift inkl. moms	DKK/år	26.464	25.224	9.201	8.710		26.391	25.128	9.271	8.779
Moms på elimport	DKK/år	3.630	3.416	3.808	3.550		3.112	2.915	3.297	3.058
Fast omkostning for nettilslutning	DKK/år	5.000	5.000	5.000	5.000		5.000	5.000	5.000	5.000
Totalomkostninger for indkøb af el	DKK/år	67.445	64.382	51.989	49.286	-	62.112	59.030	46.870	44.284
Energiomkostninger, naturgas										
Naturgasindkøb ekskl. moms	DKK/år	-	1.000	-	844		-	980	-	837
Naturgastarif inkl. moms	DKK/år	-	828	-	699		-	812	-	694
Naturgasafgift inkl. moms	DKK/år	-	1.363	-	1.151		-	1.336	-	1.142
Moms på naturgas	DKK/år	-	250	-	211		-	245	-	209
Emissionsomkostninger	DKK/år	-	279	-	236		-	274	-	234
Totalomkostninger for indkøb af naturgas	DKK/år		3.720	-	3.140	-	-	3.647	-	3.116
Indtægt for salg af el										
Salg af el	DKK/år	12.453	12.489	11.556	11.566		20.067	20.097	18.878	18.945
Totale energiomkostninger inkl salg af el	DKK/år	54.992	55.612	40.432	40.861		42.046	42.581	27.992	28.455
Investeringsomkostninger	DKK/år	115.600	118.234	112.370	115.390		119.399	122.016	115.820	118.814
Totale årlige omkostninger	DKK/år	170.592	173.846	152.802	156.251		161.445	164.597	143.812	147.269
Forskel til tilsvarende scenarier med nethensyn (kr/år)							9.147	9.249	8.990	8.982

Tabel 11 Oversigt over økonomiske resultater fra de fire referencescenarier

5.1.4 Indflydelse af elafgift på prosumeres økonomi og investeringer

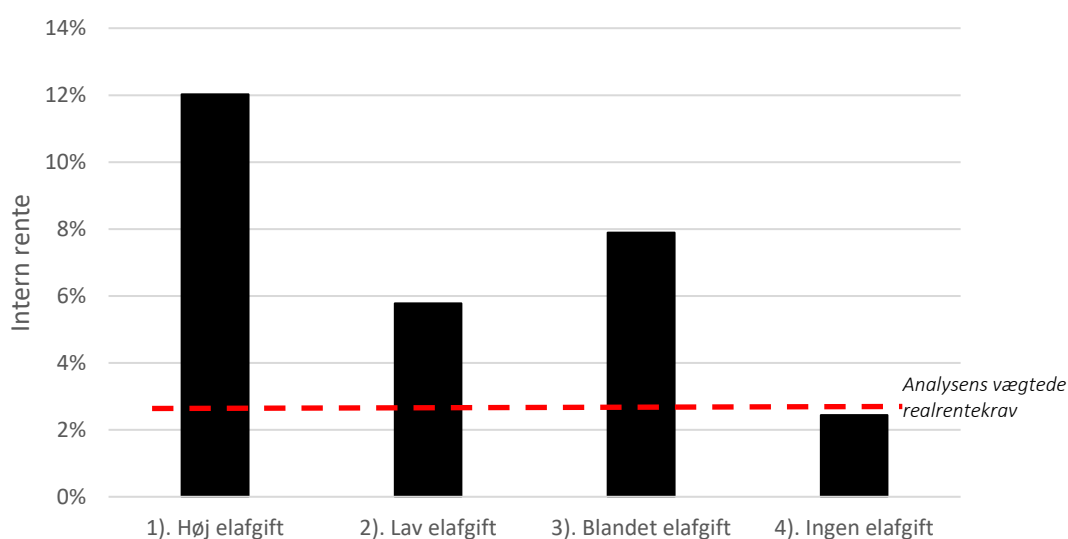
Solcelle og batteriinvestering er på ca. 1 mio. kr. for villavejen i referencescenarierne.

Gevinsten ved investeringen i solceller og batteri afhænger af besparelserne på elomkostning (elspot, tarif og afgift) samt elindtægt fra solceller og batterier. Gevinsten måles op mod et tilsvarende afgiftsscenarie, hvor alt elforbrug importeres fra elnettet jf. Tabel 1. Den gennemsnitlige elspotpris i importscenariet (uden solceller og batterier) er ca. 355 kr/MWh, mens importeret elforbrug i scenarier med solceller og batterier uden nethensyn afregner til ca. 265 kr/MWh.

De årlige gevinster fra solceller og batterier ligger i afgiftsscenarierne på:

1. Høj elafgift ca. 130.000 kr/år
2. Lav elafgift ca. 80.000 kr/år
3. Blandet elafgift ca. 100.000 kr/år
4. Ingen elafgift ca. 60.000 kr/år

På Figur 7 er gevinsterne fra solceller og batteriinvesteringer omregnet til en intern rente ved 20 års økonomisk levetid for batteri og solcelle.



Figur 7. Intern rente for batteri og solcelleinvestering i 2030, scenariet Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn. Privatøkonomi med 20 års økonomisk levetid.

Investeringer i modellen foretages ud fra et 4 pct. realrentekrav til solcelle, inverter og batteri med tekniske og økonomiske levetider på hhv. 40, 15 og 15 år. Dette svarer til et omkostningsvægtet realrentekrav på ca. 2,5% ved 20 års økonomisk levetid.

Modellens omkostningsvægtede realrentekrav er lavere end den interne rente i de tre første afgiftsscenarier, hvilket forklarer hvorfor der investeres i solceller og batterier i disse scenarier.

- Høj elafgift på 455 kr/MWh giver et stort privatøkonomisk incitament til at investere i solceller og batterier, svarende til ca. 12% intern rente.
- Lav elafgift på 155 kr/MWh vil sænke det økonomiske incitamentet betydeligt. Hvis al elforbruget betaler den lave elafgift er den interne rente ca. 6% - dette fører til 12 pct. mindre batterikapacitet i optimeringsmodellen.

- "Blandet elafgift" dvs høj for 'klassisk' elforbrug og lav for elbiler og varmepumper giver en intern rente på ca. 8%. Fordelingen af elforbrug mellem 'klassisk', elbil og varmepumpe vil afgøre hvor tæt dette afgiftsscenario ligger op af hhv. Høj og lav elafgift.
- "Ingen elafgift" viser efterberegningen at den interne rente er på niveau med realrentekravet, hvilket betyder at et markant mindre privatøkonomiske incitament svarende til at optimeringsmodellen vil lave ingen eller få investeringer i solceller og batterier.

5.1.5 Omkostning til nethensyn

Udgiften til importeret elektricitet svinger markant mellem scenarierne uden og med nethensyn svarende til forskel i gennemsnitlig elspotpris på hhv. 265 kr/MWh og 365 kr/MWh. Det skyldes, at nethensyn definerer en grænse for hvor meget el, der kan importeres til villavejen, når elprisen i spotmarkedet er lav. For at overholde netbegrænsningerne er villavejens husstande nødt til at importere en del el, som er dyrere end hvis de alle blot havde mulighed for at fylde på bilbatterierne og husstands batterierne samt køre varmepumpen til maksimal kapacitet når elprisen er lav.

Nethensyn begrænser desuden indtægten fra solceller og batterier ved at sælge el når spotprisen er høj, eftersom netbegrænsningerne skal overholdes. Dette svarer til den gennemsnitlige afregningspris i spotmarkedet er 390 kr/MWh og 490 kr/MWh hhv. med og uden nethensyn for elsalg fra solceller og batterier.

De modellerede husstande har en samlet årlig ekstraomkostning med nethensyn på omkring 9.000 kr. Resultatet varierer med et par hundrede kroner afhængigt af varmeløsning og afgiftsniveau. En større andel af den egenproducerede el anvendes til at dække husstandens egetforbrug i timer med relativt høj elpris. Indtægten fra salg af el falder således med ca. 7.300-7.600 kr. i referencescenariet. Den samlede udgift til indkøb af energi stiger med ca. 12.400-13.000 kr. mens investeringsudgifterne falder ca. 3.500-3.800 kr. Investeringsbesparelsen skyldes primært, at der med nethensyn investeres i mindre solcelle- og inverterkapacitet. Bemærk at tallene er den samlede sum for de 10 huse.

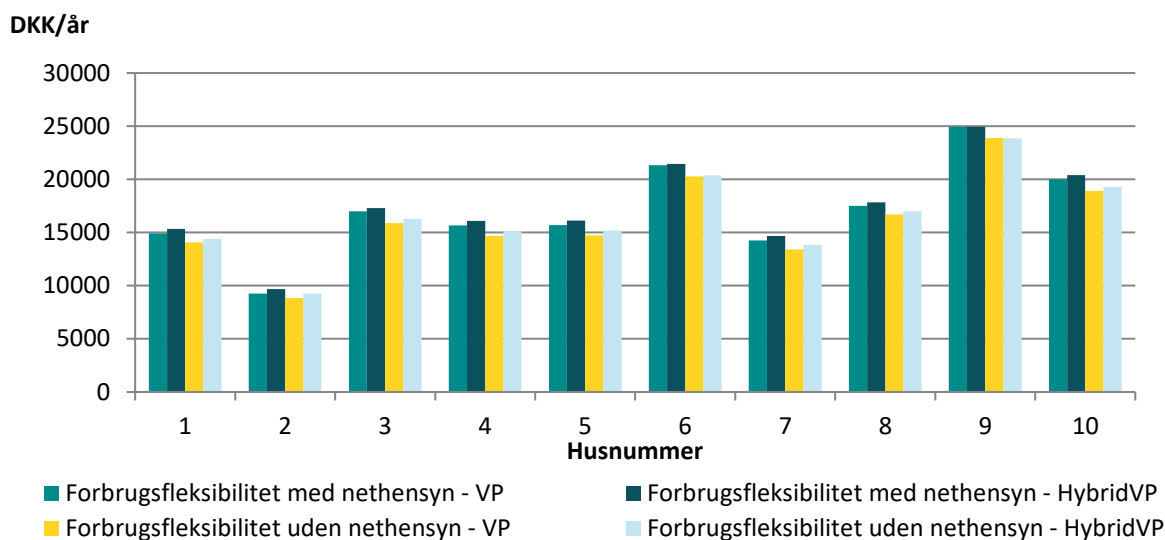
Omkostningen til nethensyn varierer afhængigt af husstandenes elforbrug, og generelt vil omkostningen stige jo mere elforbrug og elproduktion der begrænses.

Der medtages ikke netudbygningsbesparelse pga. nethensyn i denne analyse, hvilket gør at de beregnede omkostninger til nethensyn ikke kan vurderes om er større eller mindre end sparet netudbygning.

Den beregnede omkostning til nethensyn svarer til ca. 5% ekstra for el og varme til villavejen eller i snit ca. 1.000 kr per hus. Alternativet er at forstærke nettet. Omkostningen hertil vil afhænge af det faktiske elnet. .

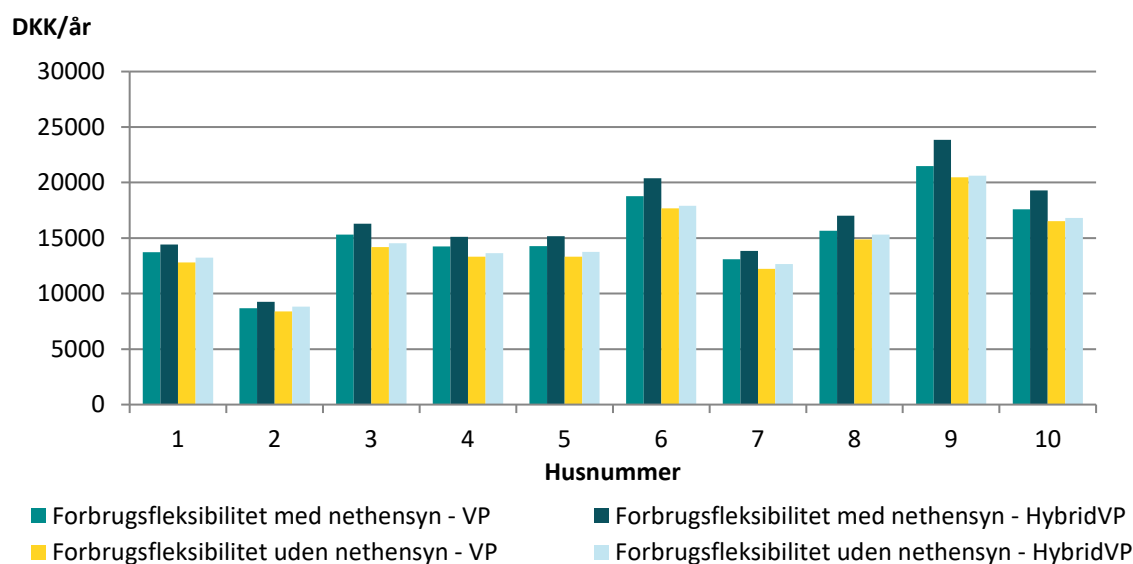
5.1.6 Økonomi, husstandsopdelt

På Figur 8 er økonomien for de enkelte husstande i referencescenariet illustreret. Alle huse har næsten den samme totaløkonomi på tværs af de viste scenarier uafhængigt af, om der investeres i varmepumper eller hybridvarmepumper. Husnummer 6 og 9 er begge huse med et relativt højt varmeforbrug, radiatorer og ingen termisk fleksibilitet. De har tæt på identiske omkostninger for de to varmesystemer.



Figur 8 Totaløkonomi for de enkelte husstande i referencescenariets delscenarie med det høje afgiftsniveau og henholdsvis Forbrugsfleksibilitet med og uden nethensyn.

På Figur 9 ses samme billede som på Figur 8, blot for delscenariet med den lave elafgift. I dette scenarie er der relativt større forskel på udgifterne med nethensyn, end der var i scenariet med den høje elafgift. Konklusionen er stadig den samme; alle husstande har bedst økonomi i at investere i varmepumper, men det ligger meget tæt, og med den usikkerhed, der altid er forbundet med at fremskrive priser og teknologiudvikling, kan virkeligheden ligeså godt tippe til den ene som til den anden side, og at udviklingen i høj grad vil blive influeret af hvilken totalomkostning for el og gas, der faktisk bliver i 2030.



Figur 9 Totaløkonomi for de enkelte husstande i referencescenariets delscenarie med det lave elafgiftsniveau og henholdsvis Forbrugsfleksibilitet med og uden nethensyn

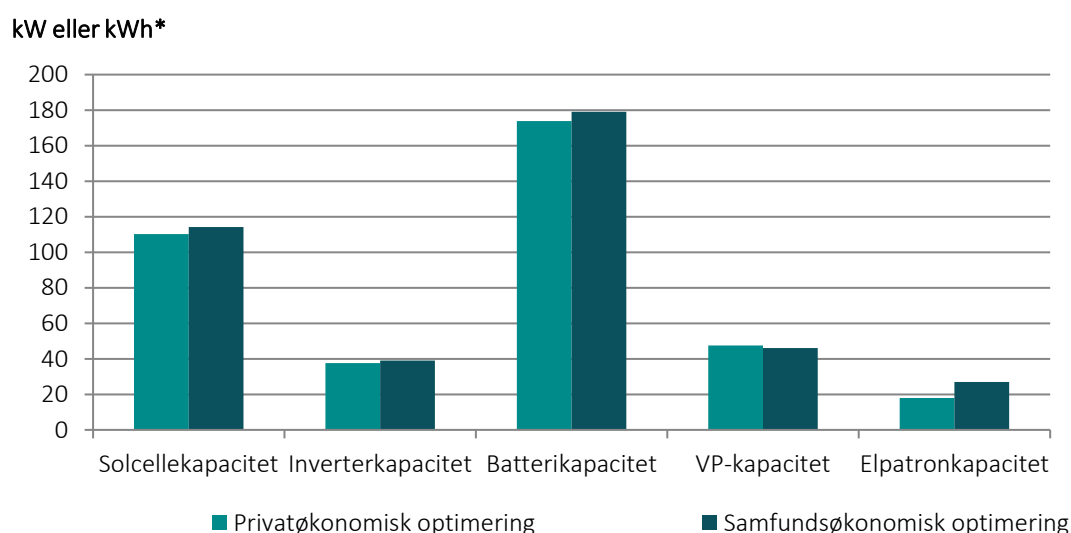
5.2 Samfundsøkonomisk optimering

I de følgende afsnit vil resultaterne fra variationsscenerierne blive præsenteret med vægt på der, hvor de adskiller sig fra referencescenerierne.

5.2.1 Investeringsadfærd, samlet for villavejen

Resultatet for den samfundsøkonomiske investeringsoptimering i delscenariet med elvarmepumper, Forbrugsfleksibilitet med nethensyn og det lave afgiftsniveau er vist på Figur 10. Den mest markante forskel ses i elpatronkapaciteten, hvor der procentuelt investeres i markant mere kapacitet sammenlignet med den privatøkonomiske optimering for samme delscenarie. Det skyldes, at el uden afgift i flere timer er så billig, at det bedre kan svare sig at investere i den relativt billige og relativt ineffektive elpatron frem for ekstra varmepumpekapacitet. Investeringen i større elpatroner modsvares af en lidt lavere investering i varmepumpekapacitet.

Fjernelse af moms på solcellenæluggene fører til at alle huse på nær hus nummer 2 (uden elbil) vælger at investere i maksimal solcellekapacitet (12 kW). Ligeledes øges batterikapaciteten og inverterkapacitet en smule.



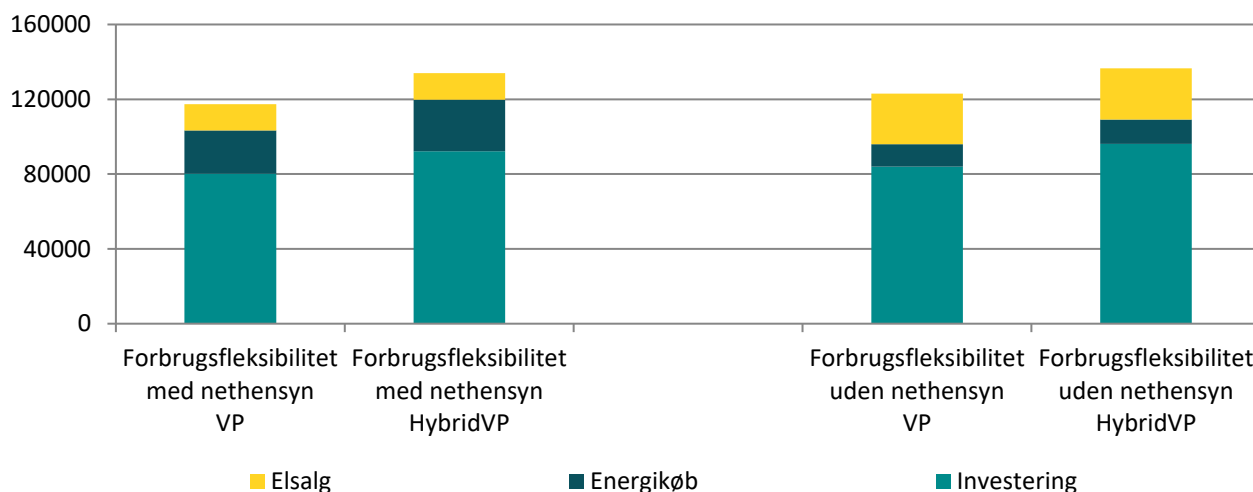
Figur 10 Resultatet af hhv. den privatøkonomiske og samfundsøkonomiske investeringsoptimering i delscenerierne med varmepumper, Forbrugsfleksibilitet med nethensyn og det lave afgiftsniveau. *Batterikapacitet er angivet i kWh, og de resterende elementer i kW.

5.2.2 Økonomi, samlet for villavejen

Figur 11 viser de årlige totalomkostninger for de 10 huse på villavejen for alle delscenarier. Som i den privatøkonomiske beregning er omkostningerne lavest i scenarierne uden gasfyret. Hybridvarmepumpe-scenarierne er 14-16 pct. dyrere end de tilsvarende varmepumpescenarier. Foretages samme beregning for hvert enkelt hus er forskellen 12-26 pct. Den primære afviger er hus nummer 2 (uden elbil). Hus 2 har et meget lavt varmeforbrug, så den høje udgift i delscenariet kan skyldes, at huset er tvunget ud i at investere i for meget varmekapacitet, da både naturgasfyret og minimum 2 kW varmepumpe er obligatorisk.

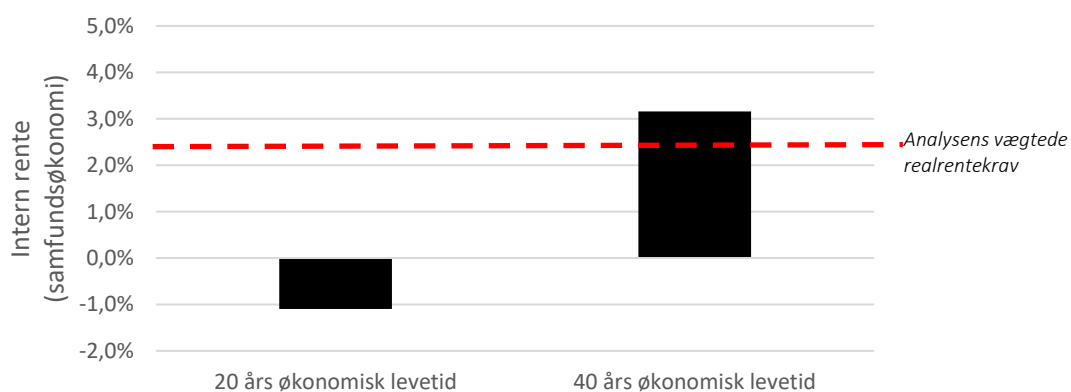
Mængden af el, der sælges til nettet, er mere end dobbelt så stor i scenarierne uden nethensyn sammenlignet med tilsvarende scenarier med nethensyn.

DKK/år



Figur 11 Årlige totalomkostninger for de 10 huse på villavejen i det samfundsøkonomiske scenarie. Delscenarier med hhv. med og uden nethensyn og hhv. elvarmepumper og hybridvarmepumpe er vist. Afgiftsniveauet er ikke relevant for den samfundsøkonomiske beregning. Bemærk at elsalget er en indtægt mens både energikøb og investering er udgifter.

På Figur 12 er vist intern rente for solcelle og batteriinvesteringer med hhv. 20 og 40 års økonomisk levetid ift. scenarie med import af al elforbruget jf Tabel 1. Det ses at ved 20 års levetid er det en negativ samfundsøkonomisk rente, hvilket svarer til at solceller og batterier i 2030 ikke er økonomisk rentable ift. elforbrug købt til elspotpriser uden elafgift.



Figur 12. Intern rente for batteri og solcelleinvestering i 2030, scenarierne Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn. Samfundsøkonomi med hhv. 20 og 40 års økonomisk levetid for batteri og solcelleanlæg.

Investeringerne i solceller i optimeringsmodellen foretages med 40 års økonomisk levetid, hvilket betyder at kapitalomkostningen til solceller vægtes relativt lavt. Den interne rente med 40 års økonomisk levetid er derfor højere end det vægtede realrentekrav i modellen og derfor investeres der fortsat i batterier og solceller i det samfundsøkonomiske scenarie.

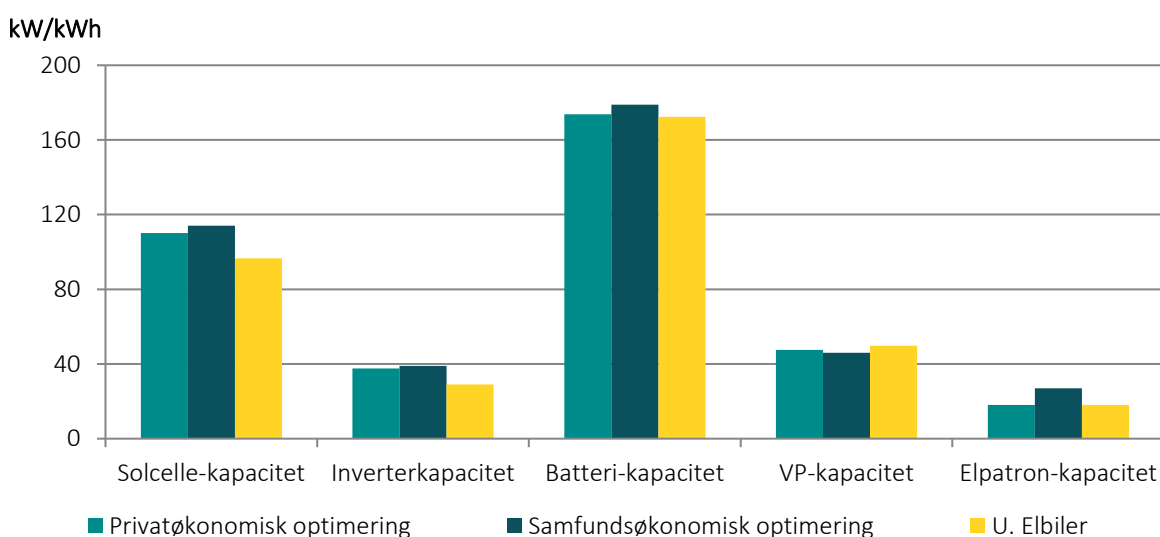
Den interne rente er betydelig lavere i det samfundsøkonomiske afgiftsscenarie end de privatøkonomiske afgiftsscenarier med elafgift.

5.3 Variationsscenarie 1a - Scenarie uden elbiler

5.3.1 Investeringsadfærd, samlet for villavejen

På Figur 13 er resultatet af investeringsoptimeringen i scenariet uden elbiler tilføjet resultaterne fra Figur 10. Investeringerne til varmforsyning og batterikapacitet er samme størrelse i de to privatøkonomiske scenarier med og uden elbil. Der investeres i lidt mindre solcellekapacitet og lidt mindre inverterkapacitet, da værdien af egenproduktionen falder.

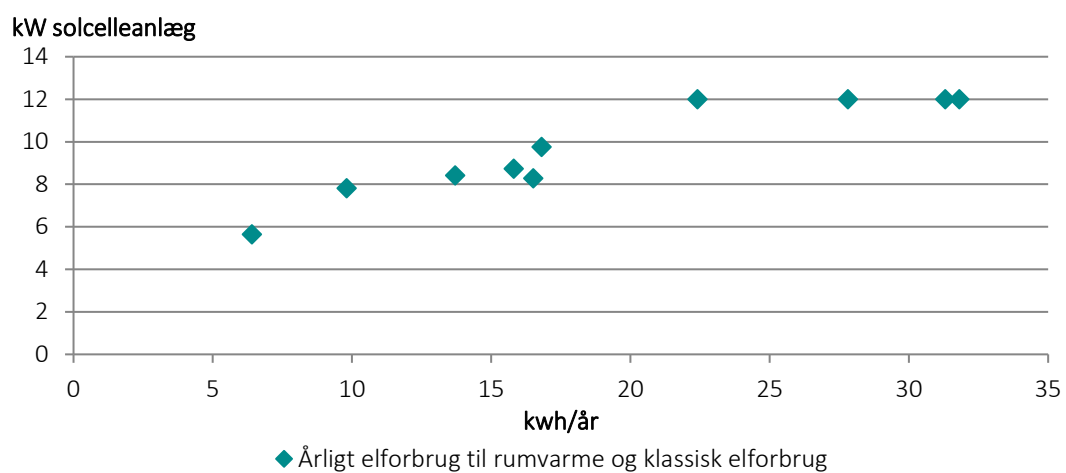
Det kan dermed konstateres, at det ikke er elbilen, der driver investeringen i batterikapacitet eller påvirker dimensioneringsforholdet mellem varmepumperne og elpatronerne. Det påvirker alene dimensioneringen af solcelleanlægget og inverteren.



Figur 13 Resultatet af hhv. den samfundsøkonomiske og privatøkonomiske investeringsoptimering samt variationsscenariet uden elbiler, Forbrugsfleksibilitet med nethensyn og lavt afgiftsniveau. Batterikapacitet er angivet i kWh, og de resterende elementer i kW.

5.3.2 Investeringsadfærd, husstandsopdelt

Investeringsadfærden i variationsscenariet adskiller sig alene fra referencescenariet ved at der investeres i en anden solcelle- og inverterkapacitet. Figur 14 viser relationen mellem husstandenes samlede elforbrug til rumvarme og klassisk elforbrug relateret til størrelsen af solcelleanlægget. Solcelleanlægget er dimensioneret af optimeringsalgoritmen og kan højst være på 12 kW. Der ses en klar sammenhæng mellem elforbrug og størrelsen på solcelleanlæggene. Det viser, at solcelleinvesteringen ikke er drevet af muligheden for at sælge egenproduceret el til nettet men motiveret af muligheden for at opnå besparelser ved ikke at skulle betale tarif og afgifter for importeret el.



Figur 14 Årligt elforbrug til rumvarme og klassisk elforbrug for den enkelte husstand relateret til størrelsen af solcelleanlæg

5.3.3 Økonomi, samlet for villavejen

På Tabel 12 er den totale årlige omkostning for de 10 huse på villavejen vist for det privatøkonomiske referencescenarie samt variationsscenario 1b uden elbiler i delscenarierne, hvor der anvendes Forbrugsfleksibilitet med nethensyn, den lave afgift og elvarmepumper. Det ses, at der er en besparelse på 18-21 % ved ikke at skulle lade elbilen. Den største besparelse findes på udgiften til el købt fra nettet.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn				
Årlige udgifter i DKK	Reference	Uden elbiler	Forskel i DKK	Forskel i pct.
Investering u. moms	89.896	80.053	-9.843	-11 %
Moms på investering	22.474	20.013	-2.461	-11 %
El	18.000	11.000	-7.000	-39 %
Elafgift	7.361	4.864	-2.497	-34 %
Moms på el, tarif og afgift	8.844	6.014	-2.830	-32 %
Eltarif	12.783	8.448	-4.336	-34 %
Nettilslutning	5.000	5.000	-	0 %
Elsalg	11.556	14.104	2.548	22 %
Total	152.802	121.288	-31.514	-21 %
Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn				
Årlige udgifter i DKK	Reference	Uden elbiler	Forskel i DKK	Forskel i pct.
Investering u. moms	92.656	89.325	-3.332	-4%
Moms på investering	23.164	22.331	-833	-4%
El	13.200	9.700	-3.500	-27%
Elafgift	7.417	4.511	-2.906	-39%
Moms på el, tarif og afgift	8.372	5.528	-2.843	-34%
Eltarif	12.881	7.835	-5.046	-39%
Nettilslutning	5.000	5.000	0	0%
Elsalg	-18.878	-26.197	7.318	39%
Total	143.812	118.033	-25.779	-18%

Tabel 12 Oversigt over årlige totaludgifter for de 10 huse i hhv. referencescenariet og scenariet uden elbiler i delscenarierne med lav afgift og elvarmepumper

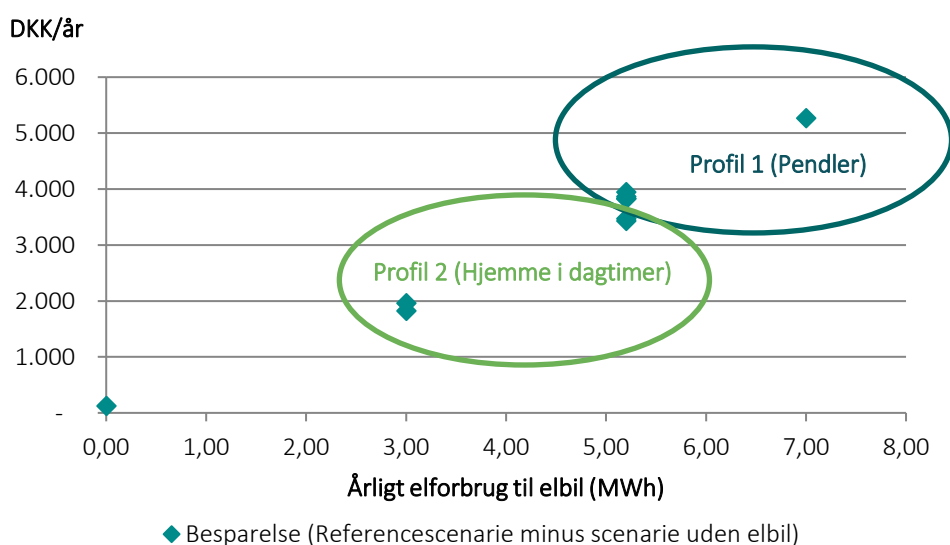
5.3.4 Økonomi, husstandsopdelt

På Tabel 13 er den årlige udgift per husstand vist. Der er en tendens til, at omkostningen til at have elbil afhænger mere af, hvor meget el den bruger årligt, end hvornår på dagen den kan lades. Pendler-profilerne har ikke mulighed for at lade bilen i løbet af dagen. Det ses også, at husstanden uden elbil kun har en udgiftsstigning på 1 pct. af at alle andre på villavejen køber en elbil, selv med nethensyn, hvor prisen på el til villavejen stiger, hvis nettet er fuldt belastet.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn					
Husnummer	Reference	Uden elbil	Forskel i pct.	Elbilsprofil	Årsforbrug til elbil (kWh)
1	13.729	9.900	-28%	Profil 1 (Pendler)	5.2
2	8.692	8.570	-1%	-	0*
3	15.318	10.055	-34%	Profil 1 (Pendler)	7.0
4	14.232	10.408	-27%	Profil 1 (Pendler)	5.2
5	14.260	10.400	-27%	Profil 1 (Pendler)	5.2
6	18.774	14.831	-21%	Profil 1 (Pendler)	5.2
7	13.077	11.117	-15%	Profil 2 (Hjemme I dagtimer)	3.0
8	15.664	13.842	-12%	Profil 2 (Hjemme I dagtimer)	3.0
9	21.480	18.014	-16%	Profil 2 (Hjemme I dagtimer)	5.2
10	17.577	14.150	-19%	Profil 2 (Hjemme I dagtimer)	5.2

Tabel 13 Oversigt over årlige totaludgifter fordelt på husstandene i hhv. referencescenariet og scenariet uden elbiler for scenarierne med Forbrugsfleksibilitet med nethensyn, lavt afgiftsniveau og varmepumper

*Hus 2 har ingen elbil, der lader ved husstanden

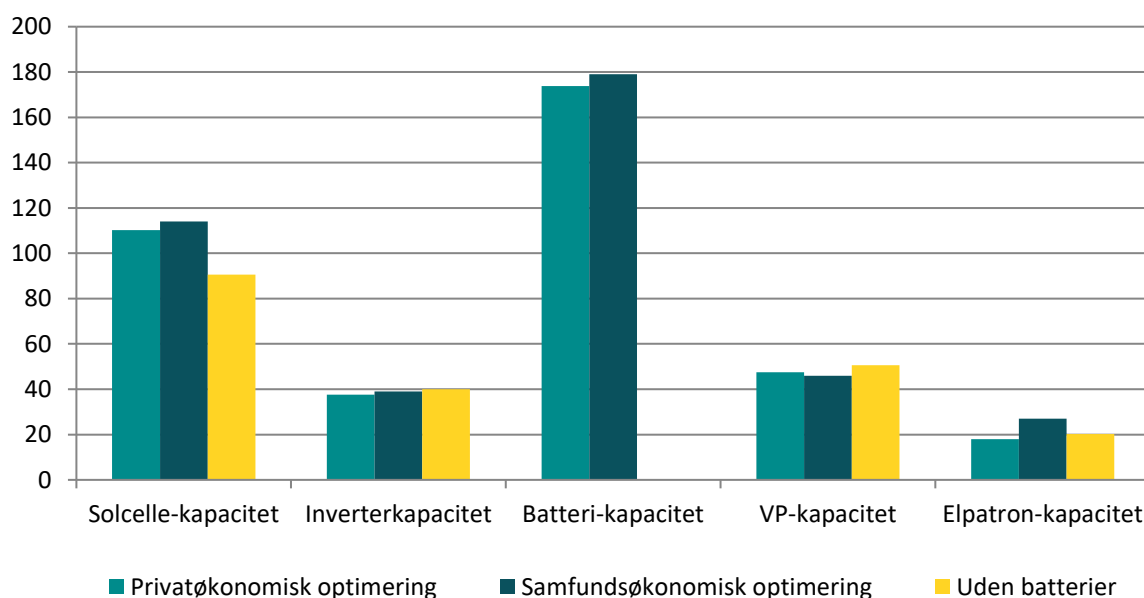


Figur 15 Årligt elforbrug til elbil og forskel i totaløkonomi mellem det privatøkonomiske referencescenarie med elbil og tilsvarende uden elbil under delscenarierne med lav elafgift og Forbrugsfleksibilitet med nethensyn

5.4 Variationsscenario 1b - Scenarie uden batterier

Figur 16 viser investeringsadfærden for husstandene på villavejen, for hhv. referencescenariet, det samfundsøkonomiske scenarie og variationsscenarioet uden batterier. Når det ikke er muligt at lagre solcelleproduktionen i batterierne, så falder værdien og dermed den samlede investering i solcellepaneler. Der investeres dog stadig i solcelleanlæg i alle husstande. Den samlede inverterkapacitet stiger som naturlig følge af, at den producerede el ikke kan lagres på DC-siden af inverteren, så alt den producerede el skal ud på nettet. Varmepumpekapaciteten er marginalt højere i scenariet uden batterier i forhold til de andre privatøkonomiske scenarier. Det skyldes, at der er god økonomi i at kunne anvende en større andel el i de timer, hvor den enten kan købes billigt fra nettet, eller hvor der er egenproduktion.

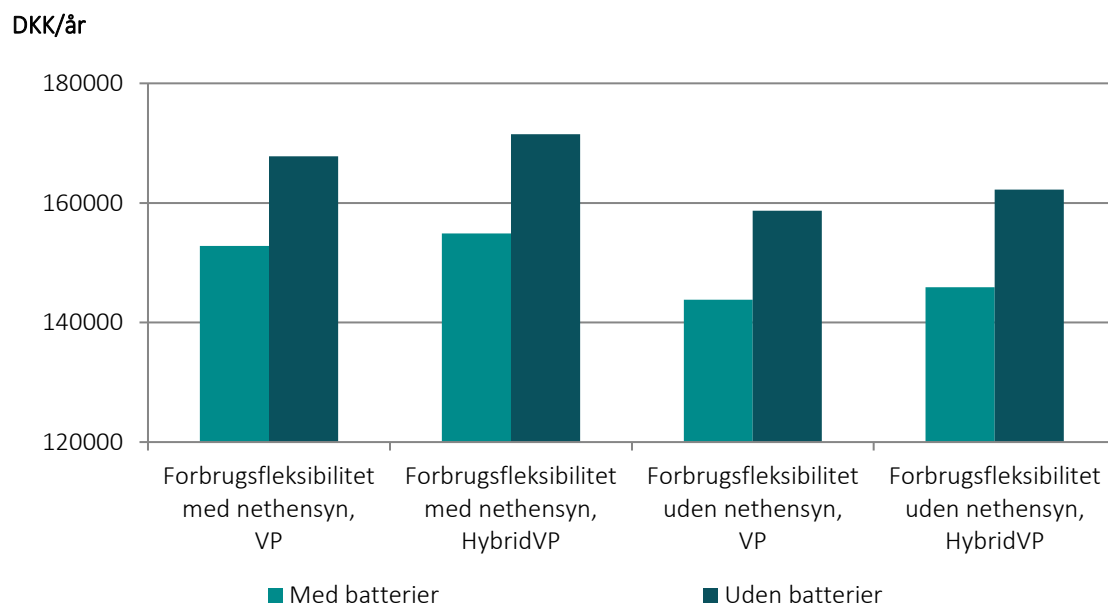
kW/kWh



Figur 16 Resultatet af hhv. den samfundsøkonomiske og privatøkonomiske investeringsoptimering samt det privatøkonomiske scenarie uden batterier i delscenarierne med elvarmepumper, Forbrugsfleksibilitet med nethensyn og det lave afgiftsniveau. Batterikapacitet er angivet i kW

5.4.1 Økonomi, samlet for villavejen

På Figur 17 ses den årlige totaløkonomi for hhv. referencescenariet og variationsscenarioet uden batterier og med den lave afgift. I begge scenarier er varmepumperne samlet set den billigste løsning for villavejen. Modsat referencescenariet, så er resultatet ikke gældende for alle enkelte husstande. Hus nummer 9 har både med og uden nethensyn i delscenarierne med den høje elafgift marginalt mindre udgifter ved at vælge hybridvarmepumpen (<150 kr./år).



Figur 17 Samlet årlige omkostninger for villavejen i det variationsscenarioet uden batterier sammenholdt med referencescenariet (med batterier)

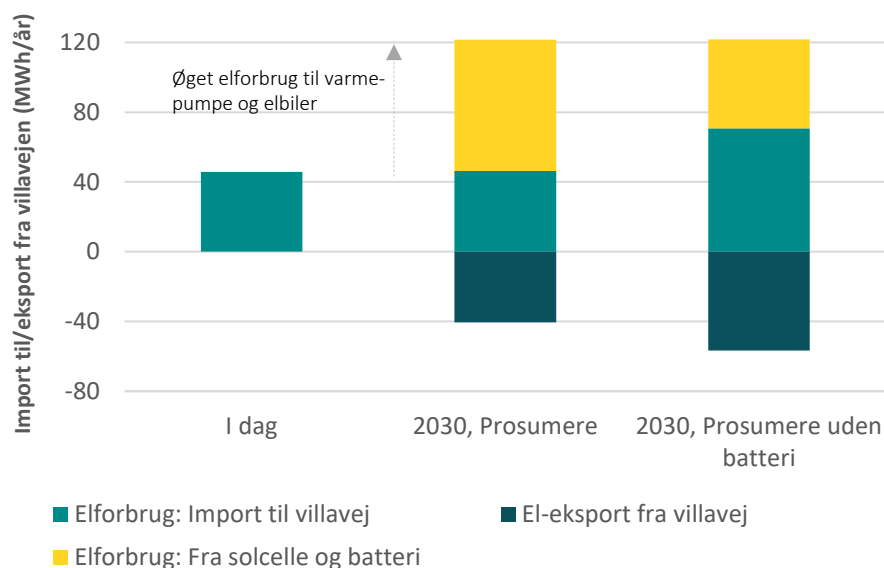
I Tabel 14 er totaløkonomien for hhv. referencescenariet og variationsscenarioet uden batterier vist for scenarierne med nethensyn, lav elafgift og elvarmepumper. Udgiften til el er markant højere uden batteriet og indtjeningen fra salg af el markant lavere. I alt er det 6.477 kr. dyrere om året samlet set for de 10 husstande, hvis de ikke har mulighed for at investere i et batteri.

Årlig totaløkonomi (DKK/år)	Referencescenarie	Uden batterier	Forskel
Investering u. moms	89.896	71.020	-18.876
Moms på investering	22.474	17.755	-4.719
El	18.000	31.900	13.900
Elafgift	7.361	12.116	4.755
Moms på el, tarif og afgift	8.844	16.264	7.420
Eltarif	12.783	21.041	8.258
Nettilslutning	5.000	5.000	-
Elsalg	11.556	7.296	-4.260
Total	175.914	182.392	6.477

Tabel 14 Oversigt over årlige totaludgifter for de 10 huse i hhv. referencescenariet og variationsscenarioet uden batterier i delscenarierne med nethensyn, lav afgift og elvarmepumper

5.4.2 Egenforsyning fra solceller – med og uden batteri

På Figur 18 er vist elforbruget på villavejen i dag sammenlignet med 2030 med elbiler og varmepumper. Elforbruget er opdelt i hhv. importeret og egetforbrug fra solceller.



Figur 18.

Elektrificeringen med elbiler og varmepumper kan føre til et elforbrug, der på case-studiets villavej er tre gange højere i 2030, end det er i dag.

Med fleksibelt elforbrug fra elbiler og varmepumper og et husstands batteri kan ca. 60 pct. af solcelleproduktionen udnyttes til egenforsyning af husstandenes elforbrug. Uden batteri ses det, at kun ca. 40 pct. af elforbruget bliver dækket af solceller. Hvorvidt forbrugerne får egen elproduktion og batterilager har altså stor indflydelse på, hvor meget elproduktion det øvrige elsystem skal levere til villavejen, samt hvor meget elproduktion der skal transporteres væk.

5.5 Diskussion af antagelser og resultater

Der er modelleret 10 husstande, der repræsenterer huse på en tilfældig, dansk villavej. Nedenstående delkonklusioner er således kun gældende for netop de 10 modellerede huse og under de begrænsninger, som modellen har. Det er tilstræbt at det modellerede repræsenterer en realistisk villavej i Danmark i 2030.

Varmebehov

Husene er modelleret med mulighed for at opfylde varmebehov med varme produceret af enten en varmepumpe, en elpatron eller naturgas, og der kan skiftes varmekilde fra time til time. Varmebehovet til rumvarme er fleksibelt i en grad, der svarer til temperaturudsving i husets betonlag i gulvet på 2,5 grader. Varmebehovet til varmt vand er ikke fleksibelt.

Elbiler

Analysen bygger på en grundantagelse om, at 9/10 husstande på villavejen har én elbiler. Rigtigheden i den antagelse er svær at bedømme direkte, da mange faktorer som afgiftspolitik og

prisudvikling har en markant indflydelse på hvis og hvornår elbilerne bliver almindelige på danske villaveje. Det er også antaget, at elbilerne lader ude ved de private husstande. Det er den trend, der i øjeblikket ses, som antages at fortsætte. Hvor mange elbiler, der kommer til at lade på den enkelte villavej vil i sagens natur variere meget fra case til case i virkeligheden.

Investeringsbeslutning

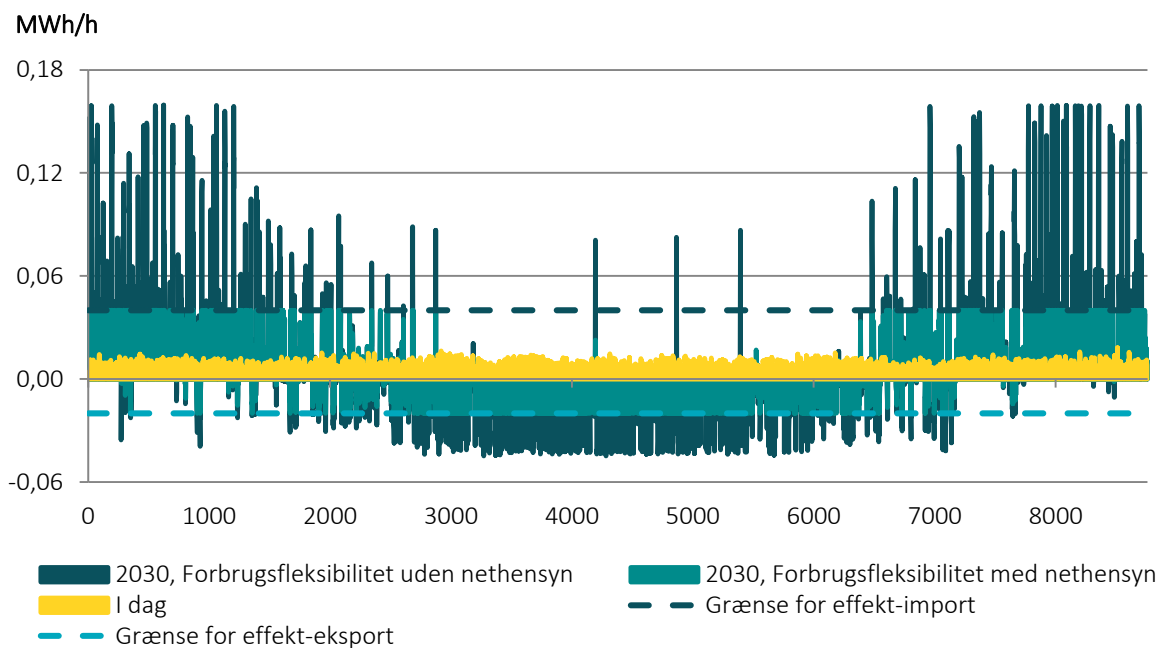
Investeringsbeslutningen foretages ud fra en totaloptimering på tværs af alle 10 huse under en række forudsætninger, der er nærmere beskrevet tidligere i rapporten. Af centrale elementer kan eksempelvis nævnes, at der alene anvendes en prisserie for år 2030 baseret på Energinets Analyseforudsætninger 2017. Der er således ikke taget højde for prisudviklingen uden for dette enkelte modelår. En sådan prisfremskrivning vil altid være usikker, og det gælder også for de øvrige prisfremskrivninger, der er anvendt i analysen. De anvendte priser er faste prisserier, hvor der ikke direkte er taget højde for den effekt, det måske vil have på prisen, at alle husstande eksempelvis bliver prosumere med solceller og elbiler.

5.5.1 Anvendte netbegrænsninger i økonomisk optimering

Der er i analysen modelleret forbrugsfleksibilitet med og uden nethensyn. Uden nethensyn repræsenterer en antagelse om, at det fleksible forbrug placeres således, at forbrugerne bruger el, når det er så billigt som muligt og sælger egenproduceret el så dyrt som muligt. Det er dermed antaget, at forbrugeren agerer økonomisk rationelt og har implementeret et system til styring af hhv. varmeløsning, elbilsopladning og brug af batteriet.

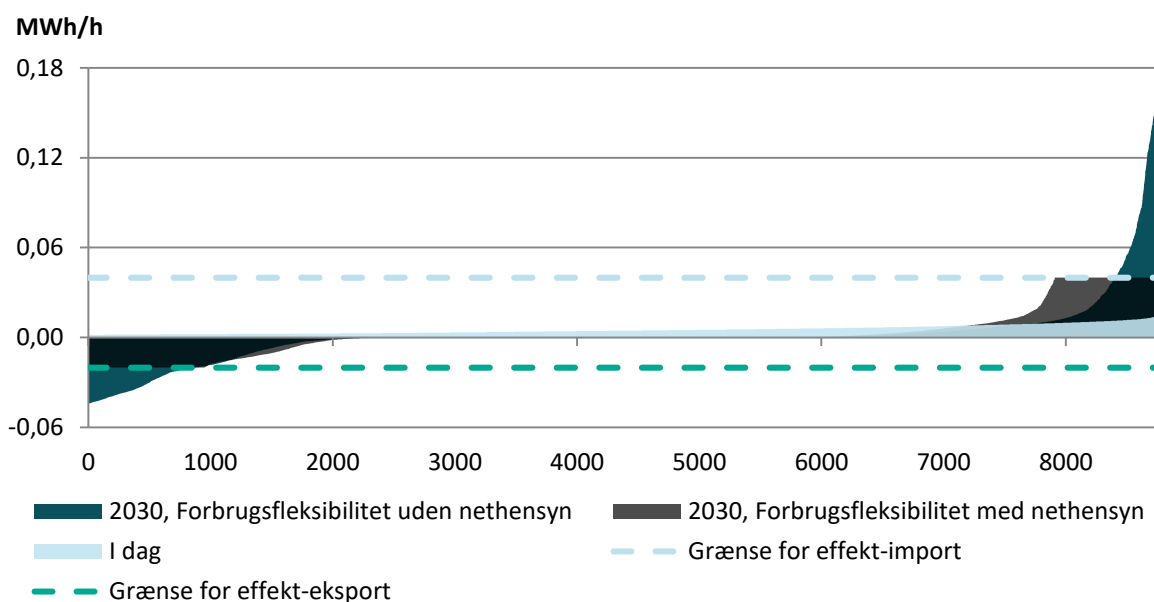
Med nethensyn repræsenterer et eksempel på en løsning, som kan tage højde for villavejens samlede import- og eksportkapacitet til det øvrige net. Der er anvendt generelle, repræsentative grænser på 0,04 MW import og 0,02 MW eksport samlet for de 10 huse. Grænserne repræsenterer således kun et eksempel på realistiske grænser og har ikke direkte sammenhæng til faktisk netkapacitet per husstand på villaveje i Danmark. Det påvirker resultaterne, som bliver et udtryk for konsekvensen ved nethensyn eller ej, og ikke en direkte økonomisk evaluering af omkostninger og gevinster ved nethensyn eller netudbygning på samtlige villaveje i Danmark.

Som vist på Figur 19 overskrides de fysiske grænser for distributionsnettet markant i beregningerne, hvor der ikke tages hensyn til disse grænser. Det adskiller sig væsentligt fra det forbrug, der ses i dag, der, som illustreret, holder sig langt fra de fysiske grænser. Figur 19 viser også, at det kan lade sig gøre for modellen at overholde de fastsatte grænser for eksport og import til elnettet.



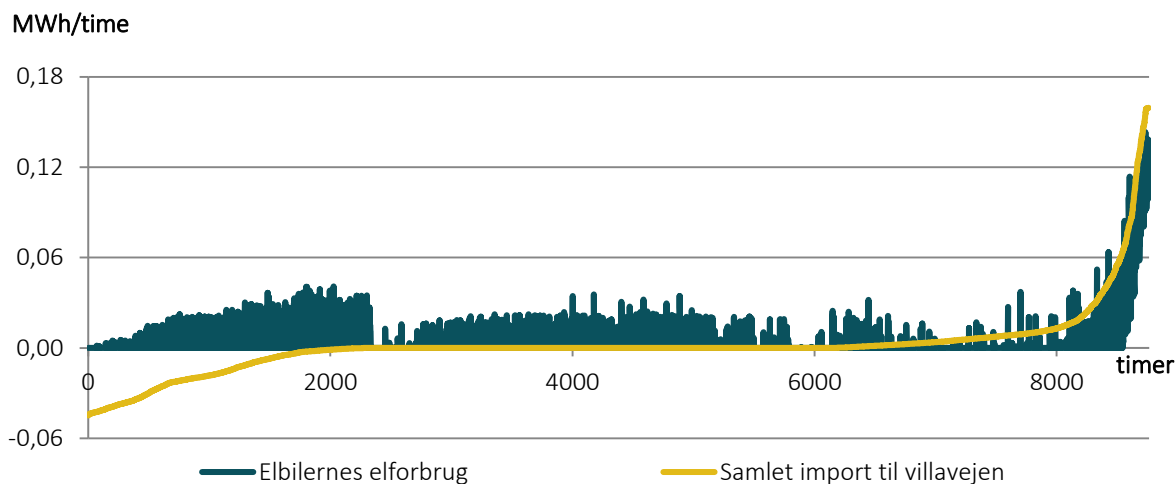
Figur 19 Total import og eksport fra villavejen til distributionsnettet for referencescenariet med den lave afgift og hhv. med og uden nethensyn samt alene det klassiske elforbrug, som svarer til den belastning, nettet oplever i dag.

Figur 20 viser samme data som Figur 19 blot sorteret efter størrelse. Her ses, at der i de simulerede scenarier er relativt mange timer (40-50 pct.), hvor villavejen ikke udveksler nogen el med det øvrige elnet. Timerne ses ikke i Figur 19, da de er jævnt fordelt over året. Det er en markant ændring i forhold til i dag, hvor der altid er import fra nettet til villavejen.



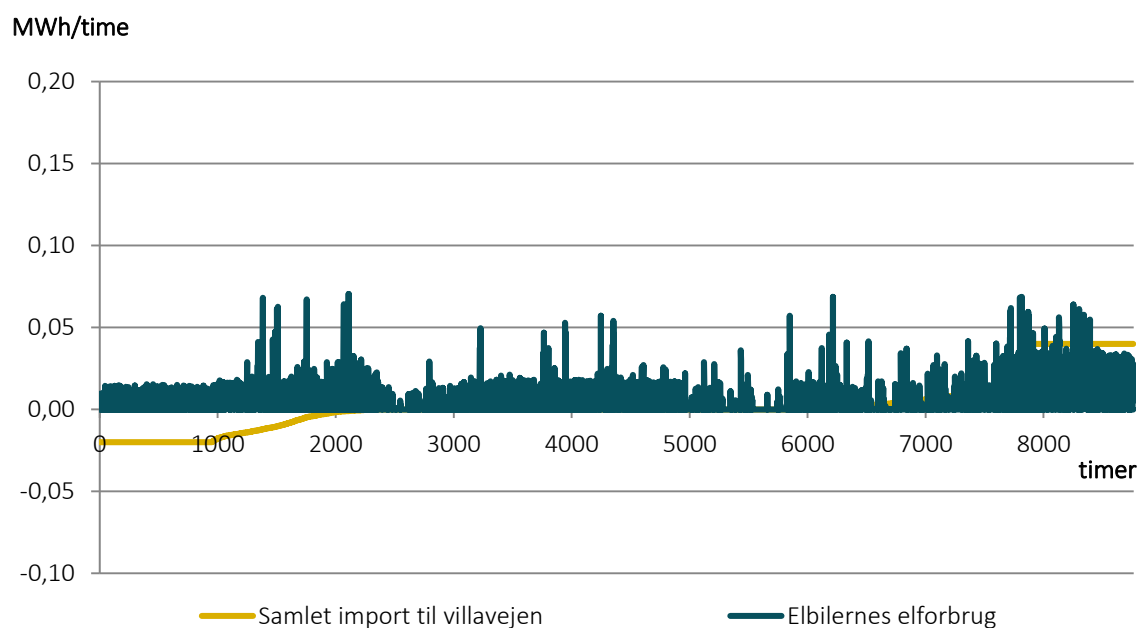
Figur 20 Varighedskurve over total import og eksport fra villavejen til distributionsnettet for referencescenariet med den lave afgift og hhv. med og uden nethensyn samt alene det klassiske elforbrug, som svarer til den belastning, nettet oplever i dag.

Figur 21 viser, at opladning af elbiler er den primære årsag til, at der opstår spidser, hvor der er meget import til villavejen fra nettet. Overbelastningen sker, når elbilerne er hjemme ved husstandene og elprisen er lav. De resterende timer lades elbilerne primært fra batterierne, som er fyldt med strøm fra solcellerne. Derfor overskrider mængden af el, elbilerne bruger, den samlede import til villavejen i mange af de øvrige af årets timer.



Figur 21 Samlet import fra DK1 til villavejen og elbilernes samlede elforbrug i scenariet Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

Figur 22 viser samme data som Figur 21, blot for det tilsvarende scenarie, hvor der tages hensyn til netbegrænsningerne. Elbilernes lademønster ændres markant, hvis netbegrænsningerne skal overholdes, og der opstår ikke større spidser end at den samlede import suppleret med forsyning fra solceller og batterier kan opfylde ladebehovet.



Figur 22 Samlet import fra elnettet til villavejen og elbilernes forbrug i referencescenariet med nethensyn

5.5.2 Solceller og batterier

Alle husstande investerer i solceller og batterier i alle scenarier, hvor det er muligt. Der er sat en begrænsning, så der maksimalt kan investeres i 12 kW solcelleanlæg. Antagelsen er gjort for så vidt muligt at hindre, at algoritmen investerer i flere solceller, end der er plads til på det enkelte hustag. I virkeligheden er der huse, hvor der ikke er plads hverken på tag eller grund til et 12 kW solcelleanlæg, men det er her valgt at fokusere på en villavej med relativt store huse, hvor 12 kW anses som realistisk. Investeringsomkostningerne er sat ud fra Energistyrelsens Teknologikatalog for individuel opvarmning, og priserne er derfor et bedste bud. Udviklingen går dog stærkt og de nyeste fremskrivninger fra fx Bloomberg forudsiger et endnu kraftigere fald i batteripriser end der er antaget i dette studie (<https://www.bloomberg.com/quicktake/batteries>).

I referencescenariet investerer alle husstande i den maksimale størrelse solcelleanlæg eller lige umiddelbart under, på nær det ene, relativt lille hus, som ikke har en elbil. Huset uden elbil investerer i 6 kW solcelleanlæg. Investeringen er tydeligt påvirket af elforbruget til elbil. Solcelleinvesteringen er ikke drevet af muligheden for at sælge egenproduceret el til nettet, men motiveret af muligheden for at opnå besparelser ved ikke at skulle betale tarif og afgifter for importeret el.

I scenariet uden elbiler ses det, at der kun investeres i den fulde solcellekapacitet, når husstandens samlede elforbrug til rumvarme og klassisk elforbrug overstiger 20 kWh om året.

Investeringen i batterier er påvirket af niveauet for elafgiften, hvor der med det høje elafgiftsniveau gennemsnitligt i referencescenariet investeres i ca. 19,9 kWh mod 17,4 kWh, hvis der regnes med den lave elafgift. Ses der på variationsscenerierne, så er den samlede batteristørrelse ikke særlig påvirket af, at modellen køres uden elbilerne. Er der derimod ikke mulighed for at investere i batterier stiger den samlede omkostning for de 10 husstande med ca. 6.500 kr. i scenariet med nethensyn og det lave afgiftsniveau. De sparede investeringsomkostninger står således ikke mål med ekstraudgiften til indkøb af el fra nettet.

De af simuleringerne fundne investeringer kan udfordres af den øvrige udvikling som påvirker elprisen såvel som teknologiprisen.

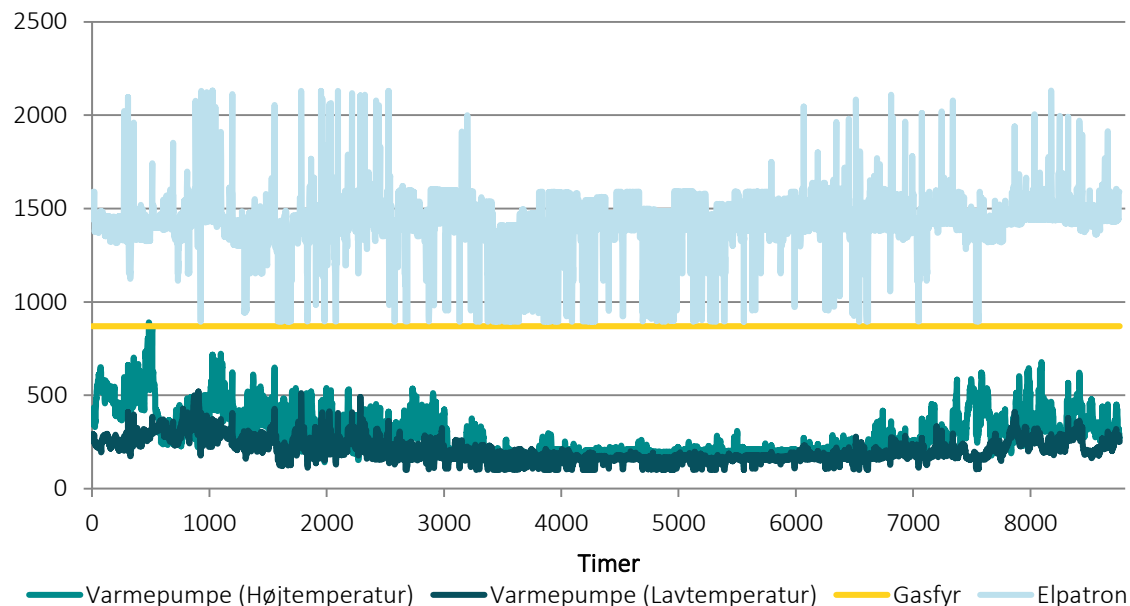
5.6 Varmepumper og hybridvarmepumper

Analysen er udført med tre forskellige varmeløsninger, som de enkelte hus kan investere i; varmepumper, gasfyr og elpatron. Alle kombinationer af de tre varmeløsninger er muligheder. I alle tilfælde er løsningen med gasfyret alene markant dyrere end de øvrige løsningskombinationer, hvorfor analyserne alene indeholder resultater for situationer, hvor husene investerer i varmepumper eller hybridvarme. Begge varmepumpeløsninger er i alle scenarier i variende forhold kombineret med en elpatron.

Som illustreret på Figur 23 er prisen for at anvende gasfyret i næsten alle tilfælde højere end tilsvarende pris for at producere én MWh varme via varmepumpe. Resultaterne for scenarierne med hhv. varmepumper og hybridvarmepumper er således næsten ens, da gasfyret stort set aldrig anvendes. Figur 23 viser også, at elpatronen oftest er markant dyrere end gasfyret. Den øgede omkostning til drift af elpatronen opvejes relativt nemt af, at elpatronen er markant billigere i indkøb end gasfyret, og at drift med den kun er relevant i enkelte timer.

Det er vigtigt at bemærke, at analyseresultaterne alene er gældende for de 10 modellerede huse og med de antagelser og forsimpelser, der er beskrevet i løbet af denne rapport.

DKK/MWh varme



Figur 23 Løbende timepriser for opvarmning af huset. For varmepumperne er prisen afhængig af elprisen, temperaturkravet og udendørstemperaturen. Det er i dette overslag antaget, at varmepumperne altid anvender el, der indkøbes fra elnettet og den høje afgift er tillagt elprisen ligesåvel som moms og tariffer.

I dag vil en gaskedel typisk dække 20-30% af varmforsyningen i en hybridvarmepumpe – dette skyldes dimensioneringen af varmekapacitet i varmepumpen, samt forholdet mellem el og gaspriser. Eftersom gasprisen i 2030 er antaget højere end i dag fås også højere varmeproduktionsomkostninger fra gasfyrret. Derfor er langt det meste af driften på varmepumpe, og gaskedlen dækker derfor kun en meget lille del af opvarmningen i 2030.

5.7 Delkonklusion

På baggrund af de økonomiske optimeringer af villavejen i kapitel 5 konkluderes følgende:

1) Prosumere kan vinde frem på villavejene

Denne og tidligere analyser viser, at det er et sandsynligt scenarie, at små prosumere vinder frem på villavejene. Hvornår de kommer, det afhænger af teknologiudviklingen og rammebetingelserne. Specielt elafgiften har en markant indvirkning på privatøkonomien i at investere i solceller og batterier. Beregningerne med den høje elafgift giver en intern rente på over 10 pct. på investeringen, hvorimod lav elafgift på hele eller dele af elforbruget sænker gevinsten.

...selvforsyningsgraden på villavejene vil hermed stige

Overgangen fra forbrugere til prosumere med solceller og batterier kan indebære, at der på årsbasis bliver en betydelig selvforsyning på villavejene i størrelsen 60 pct. af elforbruget. Effektforbruget om vinteren vil dog fortsat være højt på trods af høj selvforsyning med solceller og batterier.

....og udvekslingen med elnettet bliver markant ændret

Selvforsyning og lagring med solceller og batterier medfører, at villavejene samlet set ikke anvender elnettet i 40-50 pct. af timerne på et år. Desuden vil der være perioder med eksport fra solceller og batterier på villavejen til distributionsnettet. Det ændrer driftsmønsteret markant fra i dag, hvor der altid er import af elforbrug på villavejene, til der både er import og eksport.

2) Elforbruget på villavejene kan blive tredoblet

Elektrificeringen med elbiler og varmepumper kan føre til et elforbrug, der på case-studiets villavej er tre gange højere i 2030, end det er i dag.

...og høj samtidighed af nyt elforbrug kan udfordre elnettet

Elbiler, varmepumper, elpatroner og batterier forventes at være prisfleksible i væsentlig grad og kan derfor risikere at trække fra elsystemet med høj samtidighed. Hvis det nye elforbrug, særligt elbilernes opladning, følger elprisen uden hensyn til nettet, kan spidsbelastningen potentielt tidobles i forhold til i dag. Træffes der et valg om at udbygge distributionsnettene til at kunne håndtere en markant højere spidsbelastning fremfor at sikre omfordeling af forbruget, vil det også kræve forstærkninger i transmissionsnettet.

3) Nethensyn kan sænke spidslastbehovet

Overholdelse af eksisterende distributionsnet-begrænsninger vil føre til, at spidsbelastningen kun øges til lidt over det dobbelte. Dette kan også lade sig gøre uden batterier, så længe det nye forbrug og produktion er fleksibelt ift. nettets begrænsninger.

...og med nethensyn kan forstærkning undgås eller udskydes

Nethensyn reducerer markant behovet for netforstærkning i distributionsnettet. I det nyeste analyserede net kan forstærkning undgås, mens det i de ældre net kan udskyde behovet for forstærkninger, så nettets resterende levetid udnyttes bedst muligt. Uden nethensyn skal der udføres omfattende forstærkning af både det lokale og samlede distributionsnet.

....men nethensyn medfører også tab

Der er et tradeoff mellem at overholde eksisterende netbegrænsninger set i forhold til at producere og forbruge el optimalt ift. elspotpriser samt sikre systemniveauets adgang til lokal fleksibilitet. Forbrugernes omkostning pga. nethensyn øges med ca. 5 pct. (i snit ca. 1.000 kr per hus), hvilket skyldes, at nethensyn fører til højere elspotpriser samt mindre eksport af solcelleproduktion. Omkostningen vil afhænge af det faktiske elnet og udtrykker forbrugernes minimums betalingsvillighed for at udvide elnettet.

6. Centrale antagelser for netberegninger

For at undersøge konsekvenserne af kundernes overgang til prosumere med elbiler, varmepumper, solceller og batterier, er der lavet en række netberegninger på virkelige distributionsnet. Kunderne i disse virkelige distributionsnet er blevet udskiftet med prosumerne fra de forrige kapitler og netberegninger gennemført for alle de undersøgte scenarier. I dette kapitel gennemgås fremgangsmåden for netberegningerne.

6.1 Beskrivelse af lavspændingsnet

Til netberegningerne benyttes tre forskellige lavspændingsnet. De tre lavspændingsnet er virkelige lavspændingsnet, som er anlagt i forskellige år. Ved at benytte virkelige lavspændingsnet fra forskellige år, kan det undersøges om nyere net har de samme udfordringer som ældre net. Både opbygning og dimensionering af lavspændingsnet har nemlig ændret sig i årenes løb, fordi de omkringliggende forhold har ændret sig – fx højere forbrug, lokal produktion fra solceller, større udbredelse af huse opvarmet med el via varmepumpe.

Tabel 15 viser en oversigt over hovedoplysninger om de tre lavspændingsnet, hvorefter det enkelte net beskrives i lidt flere detaljer.

Net	Anlagt [År]	Kunder [Antal]	DEF 1210 [Antal]	DEF 1220 [Antal]	DEF 1230 [Antal]	PV [Antal]	Transfor- mer [kVA]
1970	1970	163	132	5	6	14	400
2000	2000	97	88	0	0	23	200
2015	2015	247	127	29	52	62	630

Tabel 15 Oversigt over hovedoplysninger for lavspændingsnet, som er benyttet til netberegninger.

6.1.1 Net 1970

Dette net er fra år 1970 og dermed det ældste net. Det består primært af kunder i DEF-kategori 1210. Altså er der tale om parcelhuse uden elvarme. Derudover er enkelte parcelhuse med elvarme (DEF 1220) eller varmepumpe (DEF 1230).

Ud over parcelhusene er der ca. 20 kunder, som tilhører andre DEF-kategorier.

Der er nogle få kunder i nettet, som har solceller. Der er hovedsageligt tale om anlæg på 6 kW. De bærende dele af dette nets udførelser er typisk 150 mm² og 95 mm² Al, mens mindre afgreninger er 16 mm² Cu.

Udførelserne i dette net er generelt mellem 400 m og 500 m lange, med en enkelt udførelse, som er betydeligt længere med en længde på 713 m.

Overordnet set er der tale om et rimelig typisk 70'net, som muligvis er lidt stærkere end det gennemsnitlige 70'er net.

6.1.2 Net 2000

Dette net er fra år 2000 og betydeligt mindre end de andre to net. Det forsyner næsten udelukkende parcelhuse uden elvarme (DEF 1210).

Ca. 1/4 af kunderne i nettet har solceller. Der er hovedsageligt tale om anlæg på 6 kW.

De bærende dele af udføringerne i dette net er 150 mm², 95 mm² og 50 mm² Al. De mindre afgreninger er 25 mm² Al.

Udføringerne i dette net er generelt mellem 400 m og 500 m lange. Længste udføring er 580 m.

Alt i alt er der tale om et typisk net fra før 2004, som dog er lidt svagere end det gennemsnitlige net fra starten af 00'erne.

6.1.3 Net 2015

Dette er fra 2015 og dermed det nyeste net. Det er også det største net. Det forsyner 208 parcelhuse, hvoraf ca. 40% har elvarme eller varmepumpe.

Ud over parcelhusene er der ca. 40 kunder, som tilhører andre DEF-kategorier.

Ca. 1/3 af parcelhusene har solceller. Der er typisk tale om små anlæg på 1 kW eller derunder. Nettets udføring består nærmest udelukkende af 240 mm² Al. Enkelte afgreninger er 95 mm² eller 150 mm² Al.

Udføringerne i dette net er generelt mellem 450 og 650 m lange. Længste udføring er 675 m.

Da dette er et stort net, så er det en smule atypisk, idet mange af udføringerne har mere end 250 m ud til første kunde. Dette gør at udføringerne ofte er over 500 m og meget af belastningen er samlet ude for enden af udføringerne, frem for en mere jævn fordeling af kunderne langs udføringerne. Dette bliver dog modvirket af at nettet nærmest udelukkende består af 240 mm² Al.

6.2 Belastningsprofiler

Netberegningerne er udført med belastningsprofilerne fra SIFRE-beregningerne. Da der er tale om virkelige lavspændingsnet, er der i nettene også forbrug, som ikke er almindeligt husstandsforbrug fra parcelhuse. Dette øvrige forbrug er håndteret separat. I de følgende afsnit beskrives hvordan hhv. almindeligt husstandsforbrug fra parcelhuse og øvrigt forbrug er håndteret i beregningerne.

6.2.1 Belastningsprofiler for almindelige husstande (parcelhuse)

I kontekst af denne analyse er "almindelige husstande", de husstande som falder ind under DEF kategorierne 1210-1230 – altså parcelhuse. Disse kategorier udgør langt størstedelen af kunderne tilsluttet til de tre lavspændingsnet, som er beskrevet i afsnit 6.1.

For hver af disse husstande er der i netmodellen oprettet 3 belastninger og 1 inverter. De tre belastninger svarer til det konventionelle forbrug, varmepumpe og elbil. Inverteren svarer til hybridinverteren som forbinder solceller og batteri til nettet. Belastningsprofilerne fra SIFRE for de enkelte bidrag, kan dermed overføres direkte til netmodellen.

Da der i SIFRE er medtaget 10 husstande, er der i alt 10 SIFRE-profilsæt. Hvert profilsæt indeholder belastningsprofil for konventionelt forbrug, varmepumpe, elbil og inverter for den pågældende husstand.

Tildelingen af de 10 SIFRE-profilsæt sker ved at finde samtlige kunder i DEF kategorierne 1210-1230, og derefter systematisk tildele dem SIFRE-profilsættene i rækkefølgen: 1, 2, 3, ..., 10, 1, 2, ...

På denne måde sikres det at alle 10 SIFRE-profilsæt, så vidt muligt benyttes lige mange gange. Derudover er det tilfældigt hvilken af de 10 SIFRE-profilsæt, som den enkelte kunde tildeles.

6.2.2 Belastningsprofiler for øvrigt forbrug

For alt øvrigt forbrug har det ikke været muligt at indsætte en belastningsprofil svarende til SIFRE-profilerne. Det er dog nødvendigt at medtage dette forbrug, for at få et korrekt billede af belastninger og spændinger i nettene. Det øvrige forbrug består af kunder som hører til en lang række andre DEF-kategorier, end de parceller som er beskrevet i forrige afsnit. Kategorierne dækker over meget forskelligt, fx lokal købmand/forretning, forsamlingshus, kommunikations-anlæg/antennor og gadebelysning.

Da hverken belastningsprofil, samtidighed eller spidslast for disse kategorier er kendt, blev det, efter nogle afvejninger, besluttet at sætte disse kunders effekttræk til at være konstant over hele året. Dette blev besluttet fordi det ikke vides hvornår på døgnet deres effekttræk ligger.

Deres effekttræk er fastsat som det dobbelte af deres gennemsnitlige effekttræk over året ($\text{Årsforbrug [kWh]} / 8760 [\text{h}] * 2$). Værdien er valgt som et kompromis mellem at kundernes spidslast kan være betydelig højere end gennemsnitsforbruget og det faktum at udligning grundet samtidighed også spiller en rolle.

6.3 Metode til beregninger/simuleringer

Alle netberegninger er lavet i simuleringværktøjet DigSILENT PowerFactory. For at udføre beregningerne så tidseffektivt som muligt, er beregningerne ikke lavet som loadflow beregninger, men derimod som RMS simuleringer.

Dette har nogle konsekvenser for både beregninger og resultater.

6.3.1 Konsekvenser for beregninger

Rent beregningsmæssigt har brugen af RMS simuleringer den konsekvens at beregningerne er mere følsomme over for ekstreme situationer – det vil sige at der er en større sandsynlighed for at beregningerne ikke kan gennemføres pga. manglende konvergens.

Der er ved brug af RMS heller ikke mulighed for at springe en problematisk time over, således at man kan se resultaterne for de efterfølgende timer.

6.3.2 Konsekvenser for resultater

I forhold til resultaterne, så er den store forskel mellem RMS simuleringer og loadflow beregninger modelleringen af forbruget. I loadflow beregninger er kundernes forbrug som udgangspunkt modelleret som konstant effekt (constant power), hvorimod RMS simuleringer som udgangspunkt modellerer kundernes forbrug som konstant impedans (constant impedance).

Dette har den konsekvens at effekten af forbruget i RMS simuleringerne falder når spændingen er lav og stiger når spændingen er høj. Så længe spændingen i nettene er relativt tæt på den nominelle spænding, vil dette ikke give den store forskel i resultaterne. Når spændingen er langt væk fra den nominelle spænding vil forskellen mellem konstant effekt og konstant impedans dog være meget betydelig.

Helt konkret er det konventionelle forbrug simuleret som konstant impedans, mens elbiler og varmepumper er simuleret som konstant effekt. Både elbiler og varmepumper skifter dog over til en konstant impedans model når spændingen afviger mere end 20% fra nominel værdi (spændinger under 0,8 pu og over 1,2 pu).

Overordnet set vil dette betyde at så længe spændingen er inden for normalområdet ($U_n \pm 10\%$), så vil resultaterne i RMS simuleringen være en smule bedre end resultaterne i en tilsvarende loadflow – idet det konventionelle forbrug i RMS simuleringen er konstant impedans.

Uden for normalområdet (helt konkret når spændingen er under 0,8 pu eller over 1,2 pu) vil resultaterne af RMS simuleringen dog være betydelig bedre end resultaterne af en tilsvarende loadflow, da effekten af samtlige forbrug vil blive kraftigt reduceret ved lav spænding og stige ved høj spænding.

Bidraget fra inverteren er i både loadflow og RMS konstant effekt uanset spændingen og der vil derfor ikke være nogen forskel i denne del.

6.4 Dimensioneringskriterier

For belastning af kabler og transformere arbejdes der med to grænseværdier:

- Højt belastet: Belastning over 70% af nominel kapacitet
- Overbelastet: Belastning over 100% af nominel kapacitet

Høj belastning af komponenter er i udgangspunktet ikke et problem, men den høje belastning vil ofte være årsag til reduceret levetid af komponenterne og kan ofte også give en række andre udfordringer i nettet, fx i forhold til netbeskyttelse. Der kan derfor godt opstå udfordringer i nettet når grænsen for "højt belastet" overskrides.

Overbelastning af komponenter er naturligvis altid et problem, da det kan lede til at komponenter tager skade, kortslutter, brænder af etc. og er derfor den kritiske grænse. Der vil altid være udfordringer i nettet når grænsen for "overbelastet" overskrides.

For spændinger arbejdes der tilsvarende med to grænseværdier:

- Dimensioneringsgrænser:
 - o $U > 1,025$ pu (Overspænding hvis spændingsstigning er større end 2,5%)
 - o $U < 0,950$ pu (Underspænding hvis spændingsfald er større end 5%)
- Normative grænser:
 - o $U > 1,10$ pu (Overspænding hvis spændingsstigning er større end 10%)
 - o $U < 0,90$ pu (Underspænding hvis spændingsfald er større end 10%)

Dimensioneringsgrænser er typiske grænseværdier, som bruges ved dimensionering af lavspændingsnet for at sikre at spændingen i praksis ikke overskrider de normative grænser. Her tages der bl.a. forbehold for spændingsfald/stigninger i de overliggende net, trinregulering i transformere, og lignende. En overskridelse af dimensioneringsgrænserne betyder at der kan være udfordringer med spændingen i nettet.

Normative grænser er de grænseværdier, som netselskabet har forpligtet sig til at overholde og inden for hvilke spændingen i lavspændingsnettet skal ligge. Spændinger under den nedre grænse kan betyde at apparater ikke kan fungere og spændinger over den øvre grænse kan betyde at apparater tager permanent skade. En overskridelse af de normative grænser betyder at der er udfordringer med spændingen i nettet.

6.4.1 Konventionelt forbrug

Inden nettene testes med de valgte scenarier, laves en beregning hvor kun det konventionelle forbrug er med. Formålet er at tjekke at alle tre net ligger inden for dimensioneringsgrænser og derved verificere at både SIFRE-profilerne for konventionelt forbrug og nettene er repræsentative og rimelige som grundlag for de efterfølgende netanalyser.

Resultaterne viser at både spændingen i nettet og belastningen af kabler og transformere ligger inden for dimensioneringsgrænser. Dette fremgår af Tabel 16, hvor det ses at alle grænseværdier er overholdt. Der er to observationer, som er særligt vigtige.

Den første er at Net 2015 afviger markant fra de øvrige to net, ved at kablerne er markant lavere belastet og spændingen markant tættere på nominel værdi. Det skyldes dels strengere dimensioneringskriterier og dels det faktum at 40% af husstandende i dette net har elvarme eller varmepumpe. Når netberegningen, som her, laves med kun konventionelt forbrug, vil belastningen af dette net naturligt være lavere end det er i virkeligheden, hvor elvarme og varmepumper giver en yderligere belastning.

Den anden er at de to ældre net er tæt på den nederste dimensioneringsgrænse for spændingen. Forventningen er derfor at belastningen i disse net ikke kan øges særlig meget, før spændingen bliver lavere end den nedre dimensioneringsgrænser.

Kun konventionelt forbrug			
Net	1970	2000	2015
Transformer			
Højt belastet [Antal]	1	1	0
Overbelastet [Antal]	0	0	0
Maks belastning [% af kapacitet]	73	81	63
Kabler			
Højt belastet [Antal]	0	0	0
Overbelastet [Antal]	0	0	0
Maks belastning [% af kapacitet]	58	37	15
Spænding i kabelskabe			
Over dimensioneringsgrænse [Antal]	0	0	0
Over normativ grænse [Antal]	0	0	0
Under dimensioneringsgrænse [Antal]	0	0	0
Under normativ grænse [Antal]	0	0	0
Maksimum [pu]	0,998	0,999	0,999
Minimum [pu]	0,955	0,953	0,979

Tabel 16 Oversigt over simuleringsresultater for de 3 net med kun konventionelt forbrug.

6.4.2 Opmærksomhedspunkter ved scenarier med nethensyn

Der er nogle særlige opmærksomhedspunkter ved vurdering af resultaterne i scenarierne med nethensyn. De grænser, der er lagt ind nethensyn er generiske, og baseret på gennemsnitsbetragtninger. Elnet dimensioneres til det forventede forbrug og de lokale forhold, og der vil derfor være net som er dimensioneret til betragteligt lavere og betragteligt højere forbrug end gennemsnittet.

De generiske effektgrænser ved transformeren, som benyttes i nethensyn-scenarierne er baseret på den gennemsnitlige belastning fra et parcelhus, som det ses ved 10/0,4 transformeren, og er et snit over parcelhuse med alle typer opvarmning (elvarme, varmepumper, naturgas, osv.).

Der er derudover taget hensyn til de typiske dimensioneringsgrænser for spænding, hvorfor eksportgrænsen er halvdelen af importgrænsen.

Da de to ældste net primært består af parcelhuse uden elvarme, og dermed har et forbrug som er betydeligt lavere end gennemsnittet, må det forventes at nethensyngrænserne ikke er tilstrækkelig stramme til at holde disse net inden for belastnings- og spændingsgrænserne.

Nethensynsgrænserne må forventes at passe bedre til det nyeste net (Net 2015), da 40% af parcelhusene i dette net har elvarme eller varmepumpe, og dermed ligger meget tættere på gennemsnittet af alle net.

Dette forhold gør at det er sværere at vurdere resultaterne, da det ikke er nok at se på de rå tal, men også nødvendigt at vurdere hvordan tingene kunne have set ud hvis nethensynsgrænserne var tilpasset til det enkelte net.

7. Netberegninger for casestudier af villaveje

I det følgende præsenteres resultaterne af netberegningerne. Resultaterne præsenteres primært på tabelform, og viser forskellige parametre i forhold til fastsatte grænseværdier.

7.1 Referencescenarier

I dette afsnit behandles resultaterne fra referencescenarierne, hvor der er lavet en privatøkonomisk optimering af kundernes investering i solceller, batterier og varmepumper.

7.1.1 Forbrugsfleksibilitet med nethensyn

Tabel 17 viser en oversigt over hovedresultaterne for de tre net med nethensyn.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn						
Net	Høj afgift			Lav afgift		
	1970	2000	2015	1970	2000	2015
Transformer						
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	177	203	144	177	203	144
Kabler						
Højt belastet [Andel]	16% (11/67)	12% (6/49)	0% (0/88)	19% (13/67)	12% (6/49)	0% (0/88)
Overbelastet [Andel]	3% (2/67)	4% (2/49)	0% (0/88)	3% (2/67)	4% (2/49)	0% (0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	140	120	53	140	120	57
Spænding i kabelskabe						
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	47% (32/68)	94% (47/50)	0% (0/88)	47% (32/68)	94% (47/50)	0% (0/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	85% (58/68)	96% (48/50)	34% (30/88)	85% (58/68)	96% (48/50)	35% (31/88)
Under normativ grænse [Andel]	28% (19/68)	60% (30/50)	0% (0/88)	28% (19/68)	60% (30/50)	0% (0/88)
Maksimum [pu]	1,043	1,051	1,022	1,043	1,051	1,022
Minimum [pu]	0,881	0,836	0,936	0,879	0,836	0,936

Tabel 17 Oversigt over simuleringresultater for de 3 net i forskellige referencescenarier.

Transformer

Som Tabel 17 viser, bliver transformeren i alle tilfælde overbelastet. Den højeste belastning af transformeren i de tre net er mellem 144% og 203%. Det vil sige at selv med nethensyn vil det

være nødvendigt at lave en netforstærkning af transformeren. I det nyeste net, kan overbelastningen af transformeren muligvis løses ved at justere effektgrænsen for nethensyn, så spidslasten begrænses yderligere, men det vurderes at det selv her ville være svært at undgå forstærkning af transformeren.

Kabler

Ses der på kablernes belastning, er der tydelig forskel på de tre net. I det ældste net (Net 1970) er 1/4 af kablerne højt belastet. Af disse er 2 overbelastet. Spidsbelastningen ligger på 140%, så der er tale om kraftig overbelastning.

I det næstældste net (Net 2000) er situationen bedre. Her er kun 6 kabler højt belastet, hvoraf 2 er decideret overbelastet med en spidsbelastning på 120%. Der er tale om en mere beskedne overbelastning, men dog en overbelastning.

I det nyeste net (Net 2015) er der ingen problemer. Ingen af kablerne er hverken overbelastet eller højt belastet. Spidsbelastningen af kablerne er 57%.

Resultaterne for kablernes belastning viser tydeligt at nettene med årene er blevet stærkere, som en konsekvens af strengere dimensioneringskriterier.

Spænding

Ses der på spændingerne, er det tydeligt af resultaterne at de to ældre net er betydeligt mere udfordret end det nyeste net. Alle tre net viser særligt en udfordring med spændingsfald, grundet den høje belastning fra elbiler og varmepumpe.

I det ældste net (Net 1970) ses det at der er udfordringer med både overspænding og under-spænding. Der er i alt 19 (ud af 68) kabelskabe hvor spændingen er under den normative grænse. Det vil sige at der er perioder hvor kunder tilsluttet i disse kabelskabe har for lav spænding.

Derudover er det næsten alle kabelskabe, hvor spændingen i perioder er under dimensioneringsgrænsen (58 ud af 68). Dette indikerer at der er en risiko for at en meget stor del af kunderne kan opleve for lav spænding i perioder.

Ud over dette er det næsten halvdelen af kabelskabene (32 ud af 68), som har perioder hvor spændingen er over dimensioneringsgrænsen. Det vil sige at der er risiko for at kunderne i denne del af nettet kan opleve for høj spænding. Da spændingsstigningen skyldes lokal produktion, vil konsekvensen af en evt. overspænding være at den lokale produktion i perioder bliver udkoblet af netbeskyttelsen, for at sikre at kunderne ikke får overspænding.

I det næstældste net (Net 2000) er spændingerne faktisk værre end for det ældste net. Højeste og laveste spænding er værre og en betydelig større andel af kabelskabene har udfordringer med spændingen.

Ca. halvdelen af kabelskabene (30 ud af 50) oplever spænding under den normative grænse, og næsten samtlige kabelskabe oplever spænding under (48 ud af 50) og over (47 ud af 50) dimensioneringsgrænsen. Det er her tydeligt at en stor del af spændingsændringen sker over transformeren. Dette er ikke overraskende, med tanke på transformerenes størrelse og spidsbelastning.

Det nyeste net (Net 2015) klarer sig langt bedre hvad angår spændingen. Der er hverken over-spændinger eller underspændinger nogen steder i nettet. Der er dog en andel kabelskabe (31 ud af 88), som oplever spændinger som er under dimensioneringsgrænsen, med en minimum-spænding på 0,936 pu. Det vil sige at kunder tilsluttet i disse kabelskabe kan opleve spændinger som er for lave – dog vil risikoen for dette ikke være særlig høj, da den laveste spænding ligger relativt tæt på dimensioneringsgrænsen.

7.1.2 Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

Det er næsten samtlige simuleringer uden nethensyn, som ikke er lykkedes. Ses der på den ene simulering, som er lykkedes (Net 2015), er det tydeligt hvorfor resten af disse simuleringer er fejlet – belastningen af nettet er langt ud over alle grænseværdier.

Transformerbelastningen topper ved 727% af transformerens kapacitet. Belastningen af kablerne er ikke synderligt bedre, selvom den dog "kun" ligger på 191% af kablernes kapacitet. Spændingerne i nettet er langt ud over de normative grænser, særligt den nedre af disse. 1/5 af kabelskabene oplever spændinger over den normative grænse, og 3/4 oplever spændinger under den normative grænse. Den laveste spænding er helt nede på 0,6 pu. Dette er resultatet af et meget højt spidsforbrug og en høj spidsproduktion, som forekommer i relativt få timer af året.

En analyse af de partielle resultater for de fejlede simuleringer af uden nethensyn, viser et billede som er det samme eller værre for de to ældre net. Altså er der ingen af nettene som er i nærheden af at kunne klare belastningen uden nethensyn.

7.1.3 Variationsscenarier med hybridvarmepumper

Der er lavet netberegninger på alle scenarier, med almindelige varmepumper og med hybridvarmepumper. Resultaterne viser at der kun er forskel for nettet i 2 scenarier – scenarierne uden elbiler og uden nethensyn, med hhv. høj afgift og lav afgift. I disse to scenarier ses at hybridvarmepumper belaster nettet mindre end almindelige varmepumper.

Dette er umiddelbart et overraskende resultat, særligt med tanke på den store effekt fra elpatronerne i de almindelige varmepumper. I de scenarier med nethensyn kan dette forklares ved at styringen sørger for at koordinere effekttrækket fra alt forbrug, således at spidsbelastningen holdes jævn.

Denne forklaring kan dog ikke gøre sig gældende uden nethensyn. Forklaringen på den manglende forskel på varmepumper og hybridvarmepumper skal findes i elbilernes meget høje effekttræk. Elbilerne er så stor en belastning at de bliver dominerende og dermed definerer resultatet af beregningerne.

I scenarier uden nethensyn og uden elbiler, ses der en tydelig forbedring i belastningsgrad og spændinger i de tre net (se Tabel 18). Forskellen skyldes dog én enkelt time af året (se afsnittet "dyberegående analyse").

Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn og uden elbiler, høj afgift						
Net	Varmepumpe			Hybrid varmepumpe		
	1970	2000	2015	1970	2000	2015
Transformere						
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	346	450	292	271	339	234
Kabler						
Højt belastet [Andel]	28% (19/67)	18% (9/49)	3% (3/88)	19% (13/67)	14% (7/49)	0% (0/88)
Overbelastet [Andel]	15% (10/67)	14% (7/49)	0% (0/88)	7% (5/67)	6% (3/49)	0% (0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	309	193	75	231	149	59
Spænding i kabelskabe						
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	93% (63/68)	100% (50/50)	68% (60/88)	93% (63/68)	100% (50/50)	68% (60/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/68)	8% (4/50)	0% (0/88)	0% (0/68)	8% (4/50)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	100% (68/68)	100% (50/50)	98% (86/88)	97% (66/68)	100% (50/50)	90% (79/88)
Under normativ grænse [Andel]	76% (52/68)	100% (50/50)	19% (17/88)	54% (37/68)	94% (47/50)	0% (0/88)
Maksimum [pu]	1,090	1,103	1,043	1,089	1,102	1,043
Minimum [pu]	0,751	0,727	0,879	0,816	0,790	0,906

Tabel 18 Oversigt over simuleringresultater for de 3 net i scenarier uden elbiler og uden nethensyn, med hhv. almindelig varmepumpe og hybridvarmepumpe.

Transformere og kabler

Som det fremgår af Tabel 18, så er belastningen af transformeren 20% til 25% lavere med hybridvarmepumper end med almindelige varmepumper. Det ændrer dog ikke på det overordnede billede af at transformerne er kraftigt overbelastet.

belastningen af kablerne er også 20% til 25% lavere med hybridvarmepumper. Det reducerer antallet af både overbelastede og højt belastede kabler.

Afgiftsniveauet har en mindre betydning, idet belastningen af både transformeren og kablerne er ca. 5% lavere i beregningerne med lav afgift.

Spænding

Ses der på spænding, så er der en betydelig forskel på minimumspændingen afhængig af om der benyttes hybridvarmepumper eller almindelige varmepumper.

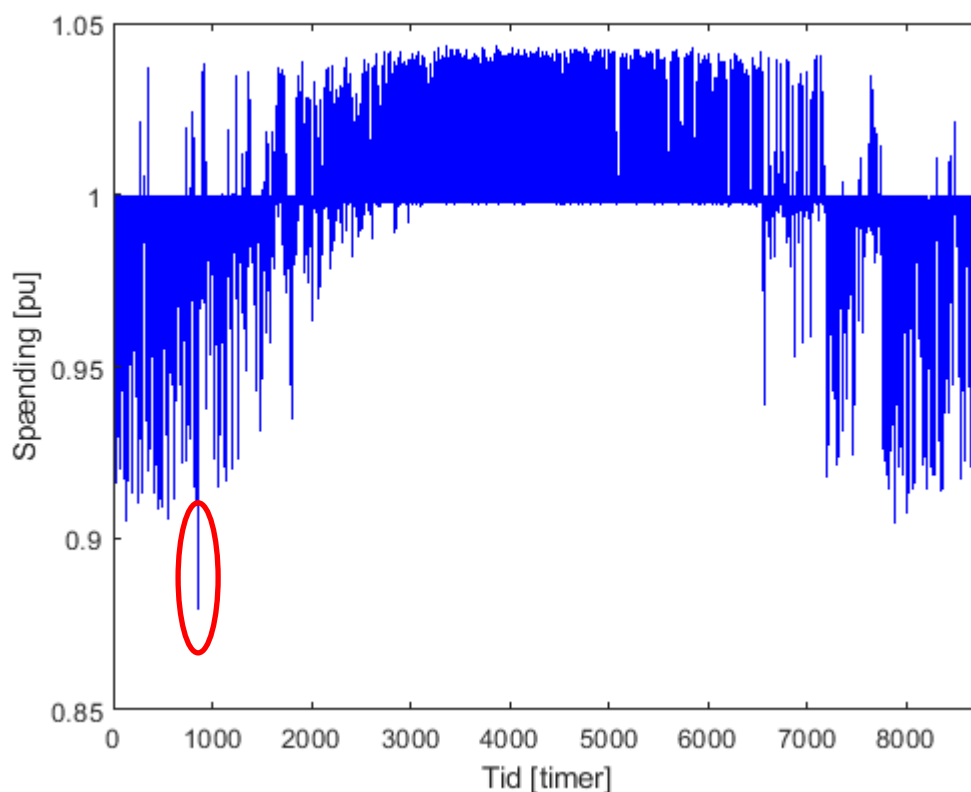
Ses der på de to ældre net, så er der en forbedring i minimumspændingen på ca. 0,065 pu. Selvom dette er en relativt stor forbedring, er det ikke nok til at bringe spændingen inden for de normative grænser. Selvom enkelte kabelskabe kommer inden for den normative grænse, ændres det overordnede billede ikke – spændingen i store dele af de to net er under den normative grænse.

I det nyeste net (Net 2015) er forbedringen i minimumspænding ca. 0,025 pu. Dette er lige nøjagtigt nok til at bringe samtlige kabelskabe op over den normative grænse. Der er dog stadig en stor andel af kabelskabene som oplever spændinger under dimensioneringsgrænsen, og dermed er der risiko for at kunder kan opleve for lave spændinger i perioder.

Afgiftsniveauet har også en mindre betydning for spændingen, idet både maksimum- og minimumspændingen er bedre i beregningerne med lav afgift.

Dyberegående analyse

Tingene er dog mere komplicerede end som så, og en dyberegående analyse af resultaterne viser at forskellen i belastning og spændinger i nettet med hybridvarmepumper og almindelige varmepumper hovedsageligt skyldes én enkelt time. Dette er illustreret i Figur 24, hvor spændingen for Net 2015 er vist hen over året. Her ses det tydeligt at der er én time (time 864) hvor spændingen er betydeligt lavere end de øvrige timer.



Figur 24 Spændinger i Net 2015 hen over året i scenariet uden elbiler og uden nethensyn, med almindelige varmepumper.

Ses der bort fra denne time, er belastning og spændinger i nettet for hybridvarmepumper og almindelige varmepumper meget tæt på hinanden. Dette viser tydeligt hvor stor forskel elpatronerne i de almindelige varmepumper kan gøre. Elpatronerne kan særligt være en udfordring hvis der er enkelte timer med meget lav elpris, som forårsager høj samtidighed i forbruget – både høj samtidighed af elpatronerne, men også høj samtidighed af forbruget generelt.

Det forventes generelt, at hybridvarmepumper har større fleksibilitet op mod elnettet end almindelige varmepumper, idet hybridvarmepumperne kan benytte naturgas. Resultaterne viser dog ikke nogen gevinst for elnettet ved hybridvarmepumper. Dette kan muligvis skyldes at de grænser der er benyttet til nethensyn ikke er så stramme at de presser fleksibiliteten af de almindelige varmepumper, hvorfor hybridvarmepumperne heller ikke tvinges til at køre på naturgas for at overholde elnettets grænser. Hvis det er tilfældet, vil optimeringen i så fald vælge det billigste brændstof til hybridvarmepumperne, og i vores beregninger ser det ud til at være el langt størstedelen af tiden.

7.2 Samfundsøkonomisk optimering

I disse scenarier undersøges det hvilken indflydelse en anderledes optimering af kundernes investering i varmepumper, solceller, batterier og inverter har på belastning og spænding i nettet.

Som det fremgår af afsnit 5.2.1, så vil kunderne investere i større invertere og varmepumper (særligt elpatroner) i de scenarier hvor der laves en samfundsøkonomisk optimering (ingen afgifter eller moms) af kundernes investeringer. Som det også fremgår af afsnit 5.2.1, så er forskellen rimelig moderat, med undtagelse af elpatronerne, hvis effekt bliver næsten fordoblet.

Sammenlignes resultaterne af de samfundsøkonomiske beregninger med referencescenarierne, så ses der forskellige resultater med og uden nethensyn.

7.2.1 Forbrugsfleksibilitet med nethensyn

For de scenarier med nethensyn er der i netberegningerne ikke nogen forskel mellem samfundsøkonomisk og privatøkonomisk optimering. Dette skyldes at den større mulige effekt fra invertere og varmepumper ikke kommer i spil, da styringen holder spidsbelastningen ved transformeren jævn.

Helt konkret så har de samfundsøkonomiske scenarier en marginalt højere belastning af transformer og kabler (1% til 2% højere), mens spændingerne sådanset er ens. Forskellen er så lille at det i praksis ikke kan afgøres om den skyldes usikkerheden (nøjagtigheden) i beregningerne eller en egentlig indflydelse af den undersøgte parameter (samfundsøkonomisk optimering).

7.2.2 Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

For de scenarier uden nethensyn ses det at nettet er hårdere belastet ved den samfundsøkonomiske optimering. Her er der kun to netberegninger der kan sammenlignes, begge for det nyeste net (Net 2015). Resultaterne fremgår af Tabel 19.

Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn		
	Privatøkonomisk optimering, lav afgift	Samfundsøkonomisk optimering
Net		2015
Transformere		
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	727	759
Kabler		
Højt belastet [Andel]	34% (30/88)	36% (32/88)
Overbelastet [Andel]	20% (18/88)	23% (20/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	191	197
Spænding i kabelskabe		
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	68% (60/88)	82% (72/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/88)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	100% (88/88)	100% (88/88)
Under normativ grænse [Andel]	100% (88/88)	100% (88/88)
Maksimum [pu]	1,042	1,052
Minimum [pu]	0,606	0,578

Tabel 19 Oversigt over simuleringresultater for de 3 net uden nethensyn, med hhv. privatøkonomisk og samfundsøkonomisk optimering.

Det ses af Tabel 19, at belastningen af transformeren er ca. 4% højere i det samfundsøkonomiske scenarie end i det privatøkonomiske scenarie. Ligeledes er belastningen af kablerne er ca. 3% højere i det samfundsøkonomiske scenarie end i det privatøkonomiske scenarie.

Hvad angår spændingerne, så er der i det samfundsøkonomiske scenarie flere kabelskabe, som oplever spændinger over dimensioneringskriteriet, og hvor der dermed er risiko for at kunderne oplever overspænding. Samtidig er maksimumspændingen 0,01 pu højere og minimumspændingen 0,03 pu lavere.

Resultaterne viser at nettet er hårdere belastet med den samfundsøkonomiske optimering end med den privatøkonomiske. Forskellen er dog relativt begrænset, og set i lyset af hvor overbelastet nettet er i scenarierne uden nethensyn, mere af akademisk karakter end af praktisk betydning.

7.3 Variationsscenarier 1a - Uden elbiler

I disse scenarier undersøges det hvilken indflydelse tilstedeværelsen af elbiler har på belastning og spænding i nettet.

Som det fremgår af afsnit 5.3.1, så vil kunderne investere i mindre solceller og invertere i de scenarier hvor der ikke er elbiler.

Sammenlignes resultaterne af beregningerne uden elbiler med referencescenarierne, så ses der i alle scenarier at nettet er mere belastet med elbiler. Effekten og omfanget af den øgede belastning varierer dog kraftigt med om det er med eller uden nethensyn.

7.3.1 Forbrugsfleksibilitet med nethensyn

Med nethensyn ses en tydelig effekt af elbilerne. Resultaterne er vist i Tabel 20.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn						
Net	Med elbiler			Uden elbiler		
	1970	2000	2015	1970	2000	2015
Transformere						
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	177	203	144	160	193	139
Kabler						
Højt belastet [Andel]	16% (11/67)	12% (6/49)	0% (0/88)	4% (3/67)	2% (1/49)	0% (0/88)
Overbelastet [Andel]	3% (2/67)	4% (2/49)	0% (0/88)	1% (1/67)	0% (0/49)	0% (0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	140	120	53	137	83	40
Spænding i kabelskabe						
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	47% (32/68)	94% (47/50)	0% (0/88)	44% (30/68)	94% (47/50)	0% (0/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	85% (58/68)	96% (48/50)	34% (30/88)	71% (48/68)	94% (47/50)	14% (12/88)
Under normativ grænse [Andel]	28% (19/68)	60% (30/50)	0% (0/88)	15% (10/68)	32% (16/50)	0% (0/88)
Maksimum [pu]	1,043	1,051	1,022	1,042	1,047	1,021
Minimum [pu]	0,881	0,836	0,936	0,889	0,888	0,946

Tabel 20 Oversigt over simuleringresultater for de 3 net med nethensyn, hhv. med og uden elbiler.

Transformere og kabler

Som det ses af Tabel 20, så er belastningen af transformeren højere med elbiler end uden. Forøgelsen af belastningen begrænses dog af styringen, som forsøger at begrænse ændringen i spidsbelastningen af transformeren. Det til trods ses der stadig, afhængig af net, en reduktion af transformerens belastning på 3% til 10% når elbilerne fjernes.

Kablerne er også mindre belastet når elbilerne fjernes. Her er forskellen betydeligt større end ved transformeren. Det skyldes at styringen begrænser spidsbelastningen ved transformeren,

men ellers ikke tager hensyn til nettet. Det betyder at enkelte kabler i perioder kan blive meget kraftigt belastet af elbilerne.

Forskellen er meget synlig i de 2 nyere net (Net 2000 og Net 2015), hvor maks belastning er 30% lavere uden elbilerne. Særligt i Net 2000 har det en stor betydning, idet at man ved fjernelse af elbilerne fuldstændig undgår overbelastning af kabler og reducerer antallet af højt belastede kabler fra 6 til 1.

I Net 1970 ses der også en kraftig reduktion i antallet af overbelastede og højt belastede kabler. Antallet af overbelastede kabler halveres (fra 2 til 1) og antallet af højt belastede kabler reduceres fra 13 til 3 når elbilerne fjernes.

Spænding

Spændingerne i nettet er også kraftigt påvirket af elbilerne. Maksimumspændingen er upåvirket, da den primært afhænger af inverterne og spidsproduktionen er begrænset af nethensynet. Minimumspændingen er betydeligt højere i Net 2000 når elbilerne fjernes, idet den går fra 0,836 pu til 0,888 pu – en ændring på 0,05 pu. I de andre to net er ændringen ikke nær så markant. Her er der en mere beskedne forbedring på ca. 0,01 pu.

Den mere markante ændring er i antallet af kabelskabe som oplever spændinger under dimensioneringsgrænsen og under den normative grænse. Her ses det at dette antal er kraftigt reduceret i alle net når elbilerne fjernes. I de to ældre net (Net 1970 og Net 2000) ses der en halvering i antallet af kabelskabe som oplever spændinger under den normative grænse. I Net 2015 ses at antallet af kabelskabe som oplever spændinger under dimensioneringsgrænsen reduceres med ca. 2/3.

Overordnet set viser resultaterne at elbilerne har en stor påvirkning af belastning og spænding i nettet. Det ses også at styringen med nethensyn er med til at begrænse elbilernes indflydelse på belastning og spænding, men at selv med denne styring er der en kraftig stigning i nettets belastning.

7.3.2 Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

Uden nethensyn ses der en meget stor påvirkning af belastning og spænding i nettet. Uden nethensyn er der ikke nogen styring til at begrænse elbilernes indflydelse, så der ses en meget kraftigere påvirkning af nettet fra elbilerne. Resultaterne er vist i Tabel 21.

Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn		
	Med elbiler	Uden elbiler
Net	2015	
Transformer		
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	727	282
Kabler		
Højt belastet [Andel]	34% (30/88)	3% (3/88)
Overbelastet [Andel]	20% (18/88)	0% (0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	191	74

Spænding i kabelskabe		
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	68% (60/88)	53% (47/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/88)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	100% (88/88)	98% (86/88)
Under normativ grænse [Andel]	100% (88/88)	17% (15/88)
Maksimum [pu]	1,042	1,040
Minimum [pu]	0,606	0,884

Tabel 21 Oversigt over simuleringsresultater for de 3 net uden nethensyn, hhv. med og uden el-biler.

Transformere og kabler

Som det fremgår af Tabel 21, så har elbilerne en meget stor indflydelse på belastningen af transformeren. Når elbilerne fjernes, reduceres belastningen af transformeren i Net 2015 med 61%. De partielle resultater for de andre to net viser tilsvarende reduktioner i transformerens belastning.

Der ses også en kraftig reduktion i belastningen af kablerne i Net 2015 når elbilerne fjernes. Maks belastning reduceres med 61%, ligesom for transformeren. Samtidig ses det at samtlige overbelastninger af kabler forsvinder når elbilerne fjernes, samtidig med at antallet af højt belastede kabler også reduceres kraftigt. De partielle resultater for de andre to net viser tilsvarende reduktioner i kablernes belastning.

Spænding

Elbilerne har også en meget stor indflydelse på spændingen i Net 2015. Det ses at minimumspændingen stiger med 0,28 pu når elbilerne fjernes. Dette er en kæmpe ændring, og er næsten nok til at bringe minimumspændingen inden for den normative grænse. Det ses også at hvor samtlige kabelskabe oplever spændinger under den normative grænse med elbilerne, så er det kun ca. 1/5 af kabelskabene som oplever spændinger under den normative grænse uden elbilerne. De partielle resultater for de andre to net viser et tilsvarende billede.

Overordnet set har elbilerne en meget stor påvirkning af belastning og spænding i nettet i scenarier uden nethensyn. Selvom nettene har udfordringer uden nethensyn uanset om der er el-biler, så er elbilernes påvirkning så stor at den presser samtlige net langt ud over alle grænseværdier.

7.4 Variationsscenarier 1b - Uden batterier

I disse scenarier undersøges det hvilken indflydelse tilstedeværelsen af batterier har på belastning og spænding i nettet.

Som det fremgår af afsnit 5.4, så vil kunderne investere i større invertere, varmepumper og el-patroner i de scenarier hvor der ikke er batterier.

Sammenlignes resultaterne af beregningerne uden batterier med referencescenarierne, så ses der forskellige resultater med og uden nethensyn.

7.4.1 Forbrugsfleksibilitet med nethensyn

Med nethensyn ses det at nettene er en smule mere belastet når der ikke er batterier. Resultaterne er opsummeret i Tabel 22.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn						
Net	Med batteri			Uden batteri		
	1970	2000	2015	1970	2000	2015
Transformere						
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	177	203	144	181	204	145
Kabler						
Højt belastet [Andel]	16% (11/67)	12% (6/49)	0% (0/88)	21% (14/67)	14% (7/49)	0% (0/88)
Overbelastet [Andel]	3% (2/67)	4% (2/49)	0% (0/88)	6% (4/67)	4% (2/49)	0% (0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	140	120	53	140	124	55
Spænding i kabelskabe						
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	47% (32/68)	94% (47/50)	0% (0/88)	54% (37/68)	94% (47/50)	0% (0/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)	0% (0/68)	0% (0/50)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	85% (58/68)	96% (48/50)	34% (30/88)	87% (59/68)	96% (48/50)	38% (33/88)
Under normativ grænse [Andel]	28% (19/68)	60% (30/50)	0% (0/88)	29% (20/68)	70% (35/50)	0% (0/88)
Maksimum [pu]	1,043	1,051	1,022	1,043	1,053	1,023
Minimum [pu]	0,881	0,836	0,936	0,878	0,832	0,936

Tabel 22 Oversigt over simuleringsresultater for de 3 net med nethensyn, hhv. med og uden batteri.

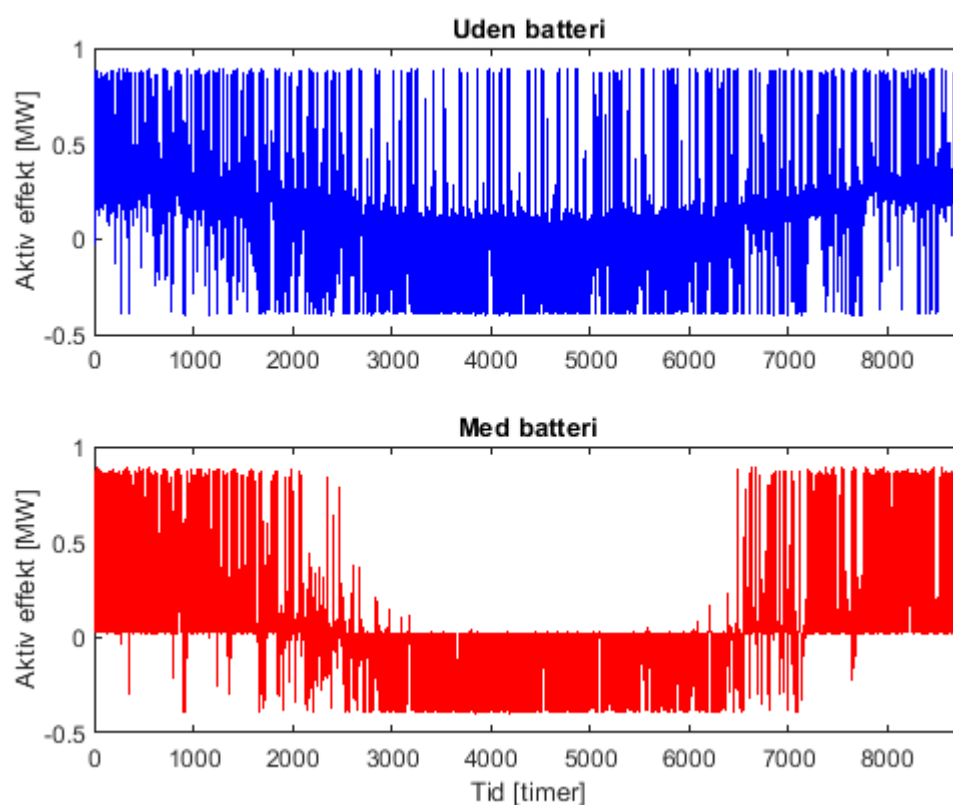
Som det fremgår af Tabel 22, så er belastningen af transformeren et par procentpoint højere uden batteri. Forskellen er dog forsvindende lille. Ligesom belastningen af transformeren, er den maksimale belastning af kablerne et par procentpoint højere uden batteri. Resultatet af denne lille stigning er at der er lidt flere kabler som oplever enten høj belastning eller overbelastning. Der er her tale om kabler, hvis belastning i begge tilfælde ligger lige omkring grænseværdien, så der er for så vidt ikke nogen praktisk forskel.

Der er ikke nogen praktisk forskel i spændingen på om der er batterier eller ej hos kunderne. Det ses at der med batterier er en minimumspænding som er mellem 0 og 0,005 pu højere. Det ses også at der i nogle af nettene er et eller to kabelskabe færre som oplever for lav

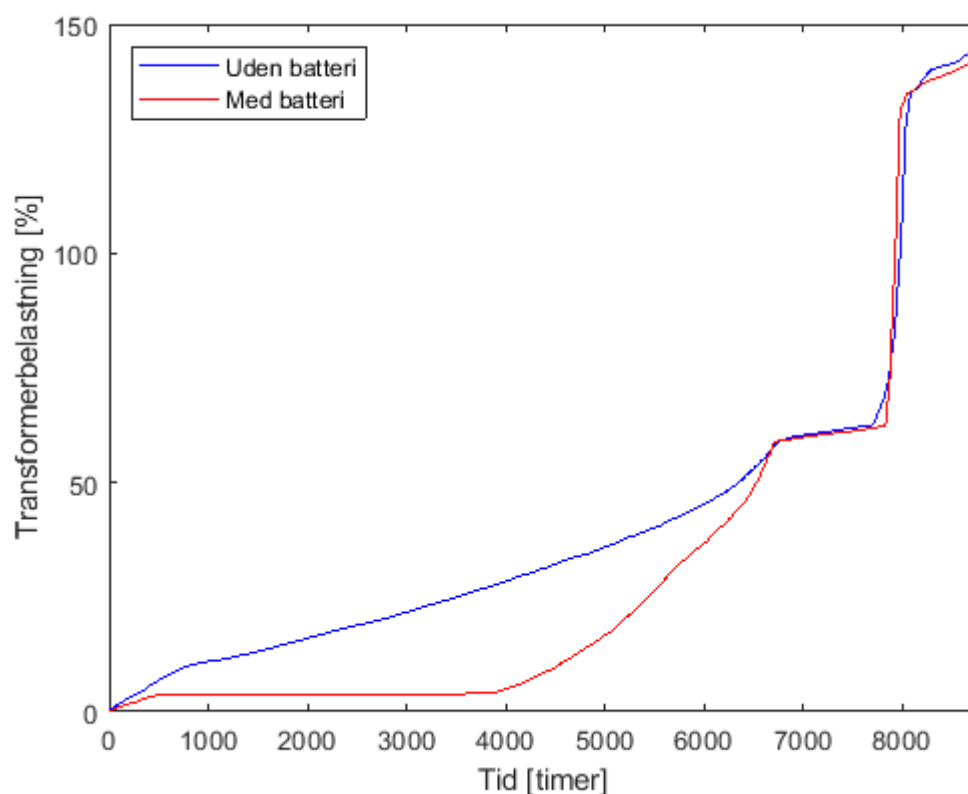
spænding. Der er her tale om kabelskabe, som i begge tilfælde ligger lige omkring grænseværdien, så forskellen er i praksis uden betydning.

Overordnet set viser resultaterne at der med netnethensyn er en marginalt højere belastning af nettet hvis der ikke er batterier. Forskellen er dog så lille at den ikke har en praktisk betydning for nettet. Resultatet viser at der er tilstrækkelig fleksibilitet i elbiler, varmepumper og inverttere, til at batteriet ikke er nødvendigt. Dog skal det tages i betragtning at uden batterier går betydeligt mere solcelleproduktion tabt fordi det hverken kan eksporteres til nettet eller bruges hos kunden selv, idet det ikke lagres til senere brug.

Varighedskurver og plot af belastning og spænding hen over året viser dog en tydelig forskel på om der er batterier eller ej. I scenarierne med batterier er belastningen af transformere og kabler praktisk taget nul halvdelen af året, da kunderne i høj grad bruger batteriet til egenforsyning. Det ses også at denne egenforsyning primært foregår om sommeren hvor kundernes forbrug i forvejen er lavt (intet varmebehov) og solcellerne producerer tilstrækkeligt energi til at dække kundens daglige energiforbrug. Som eksempel på dette er på Figur 25 vist effektudvekslingen gennem transformeren hen over året, og på Figur 26 varighedskurven for transformerens belastning.



Figur 25 Udveksling af aktiv effekt gennem transformeren i Net 2015 hen over året med netnethensyn, hhv. med og uden batteri.



Figur 26 Varighedskurve over transformerbekæftning i Net 2015 med nethensyn, hhv. med og uden batteri.

7.4.2 Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn

Uden nethensyn ses et andet billede. Her ses det at nettet er betydeligt mere belastet med batterier end uden batterier. Sammenligningen kan dog kun laves i det nyeste net (Net 2015), da simuleringerne ikke kan gennemføres for de 2 ældre net, idet belastningen er alt for høj. Resultaterne er vist i Tabel 23.

Forbrugsfleksibilitet uden nethensyn		
	Med batteri	Uden batteri
Net	2015	
Transformer		
Højt belastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Overbelastet [Andel]	100% (1/1)	100% (1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	727	695
Kabler		
Højt belastet [Andel]	34% (30/88)	31% (27/88)
Overbelastet [Andel]	20% (18/88)	19% (17/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	191	184
Spænding i kabelskabe		
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	68% (60/88)	86% (76/88)
Over normativ grænse [Andel]	0% (0/88)	0% (0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	100% (88/88)	100% (88/88)

Under normativ grænse [Andel]	100% (88/88)	100% (88/88)
Maksimum [pu]	1,042	1,054
Minimum [pu]	0,606	0,635

Tabel 23 Oversigt over simuleringsresultatet for Net 2015 uden nethensyn, hhv. med og uden batteri.

Transformer og kabler

Det ses af Tabel 23 at belastningen af transformeren stiger med ca. 5% når kunderne har batterier. Uden nethensyn bruges batterierne anderledes end med nethensyn. Hvor med nethensyn primært bruges til at begrænse spidsbelastningen, bruges de uden nethensyn primært til at prisoptimere. Det betyder at batterierne bidrager til en høj samtidighed af både forbrug og produktion, idet de primært styres efter elprisen. Det har særligt en betydning ved forbrug, da batteriernes forbrug lægges oven i alt andet forbrug i de timer hvor elprisen er lav.

Det samme gør sig gældende for kablerne. Her bidrager batterierne til at spidsbelastningen af kablerne bliver ca. 4% højere. Dette betyder også at flere kabler oplever perioder med høj belastning eller overbelastning.

De partielle resultater for de beregninger, som ikke kunne gennemføres, viser samme tendens – højere belastning af transformeren og kablerne når der er batterier hos kunderne.

Spænding

For spændingerne er betydningen lidt anderledes. Det højere spidsforbrug med batterierne giver også anledning til en minimumspænding som er 0,03 pu lavere. Det mere overraskende resultat er dog at batterierne også hiver maksimumspændingen ned og reducerer denne med 0,012 pu. Forklaringen på dette er sandsynligvis at elprisen ofte er lav når solcelleproduktionen er på sit højeste, og det derfor giver mere mening at lagre solcelleproduktionen i batteriet end at sende den ud på nettet. Effekten er dog til dels begrænset af at batterierne ikke har kapacitet til at lagre alt solcelleproduktionen.

De partielle resultater for de beregninger, som ikke kunne gennemføres, viser samme tendens – både maksimum og minimumspændingen er lavere når der er batterier hos kunderne.

Overordnet set, så viser resultaterne at uden nethensyn øger batterierne belastningen i nettet, mens de med nethensyn i udgangspunktet reducerer belastningen i nettet – denne reduktion er dog svær at se i praksis, idet fleksibiliteten i elbiler, varmepumper og invertere er tilstrækkelig til at opfylde nettets behov.

7.5 Variationsscenarier uden varmepumper

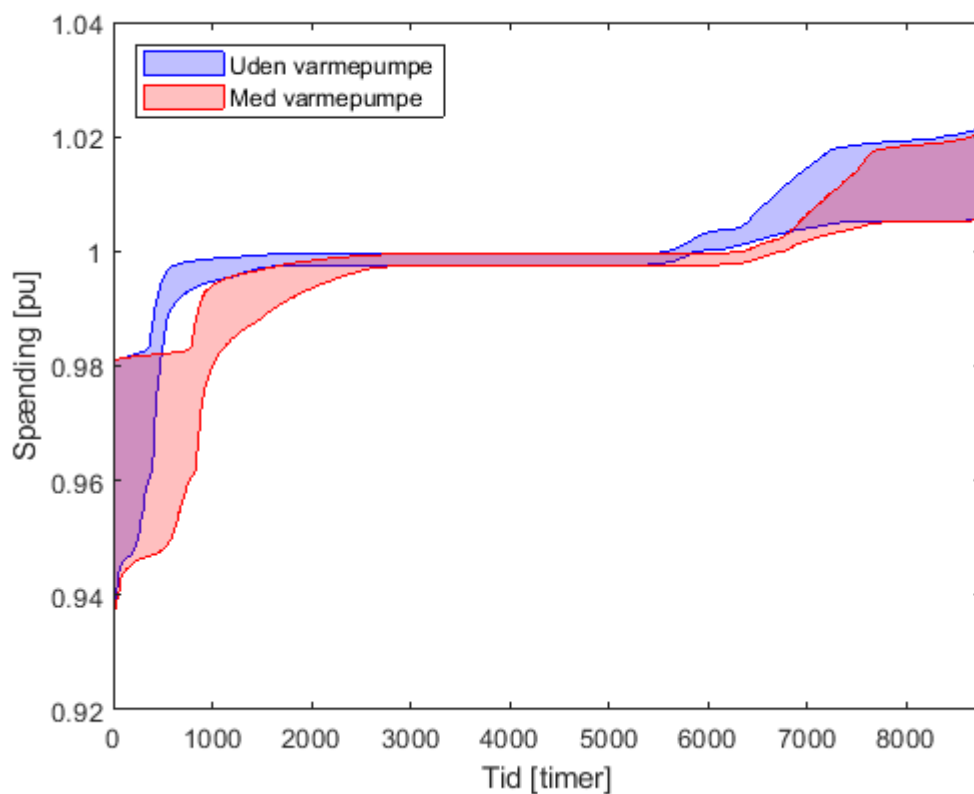
I disse scenarier undersøges det hvilken indflydelse tilstedeværelsen af varmepumper har på belastning og spænding i nettet.

Indflydelsen af varmepumper er kun undersøgt i forhold til referencescenariet med høj elafgift og med nethensyn. Resultaterne, som fremgår af Tabel 24, viser at med nethensyn og elbiler har varmepumper en begrænset indflydelse.

Forbrugsfleksibilitet med nethensyn						
Net	Med varmepumper			Uden varmepumper		
	1970	2000	2015	1970	2000	2015
Transformere						
Højt belastet [Andel]	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)
Overbelastet [Andel]	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)	(1/1)
Maks belastning [% af kapacitet]	177	203	144	178	204	145
Kabler						
Højt belastet [Andel]	16%	12%	0%	15%	12%	0%
	(11/67)	(6/49)	(0/88)	(10/67)	(6/49)	(0/88)
Overbelastet [Andel]	3%	4%	0%	3%	4%	0%
	(2/67)	(2/49)	(0/88)	(2/67)	(2/49)	(0/88)
Maks belastning [% af kapacitet]	140	120	53	140	119	52
Spænding i kabelskabe						
Over dimensioneringsgrænse [Andel]	47%	94%	0%	47%	94%	0%
	(32/68)	(47/50)	(0/88)	(32/68)	(47/50)	(0/88)
Over normativ grænse [Andel]	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	(0/68)	(0/50)	(0/88)	(0/68)	(0/50)	(0/88)
Under dimensioneringsgrænse [Andel]	85%	96%	34%	85%	96%	35%
	(58/68)	(48/50)	(30/88)	(58/68)	(48/50)	(31/88)
Under normativ grænse [Andel]	28%	60%	0%	31%	64%	0%
	(19/68)	(30/50)	(0/88)	(21/68)	(32/50)	(0/88)
Maksimum [pu]	1,043	1,051	1,022	1,043	1,053	1,023
Minimum [pu]	0,881	0,836	0,936	0,879	0,836	0,935

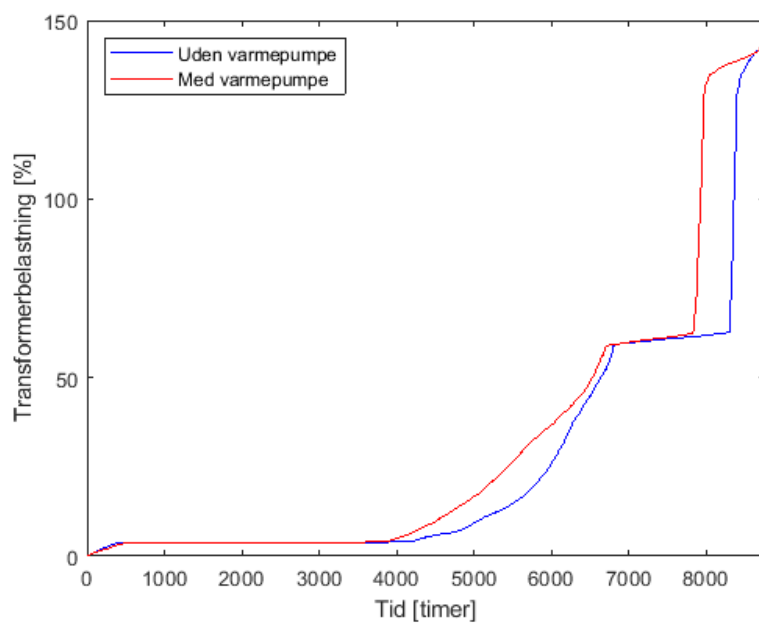
Tabel 24 Oversigt over simuleringsresultater for de 3 net med nethensyn, hhv. med og uden varmepumper.

Et nærmere kig på varighedskurver og plot viser dog markante forskelle på disse afhængig af om der er varmepumper eller ej. Det ses på varighedskurverne at der er langt flere timer med højt forbrug og færre timer med høj produktion når kunderne har varmepumper. Et eksempel på dette er vist på Figur 27.



Figur 27 Spændinger i Net 2015 med nethensyn, hhv. med og uden varmepumpe.

Derudover ses der også en betydelig stigning i antallet af timer med høj belastning. Et eksempel på dette er vist på Figur 28.



Figur 28 Varighedskurve over transformerbelastning i Net 2015 med nethensyn, hhv. med og uden varmepumpe.

Der ses også en betragtelig ændring i benyttelsen af batterierne. Batterierne bliver benyttet langt mere i scenarierne med varmepumper, da en større andel af den mulige solcelleproduktion kan nyttiggøres til egenforsyning og batteriet i vinterperioden i langt højere grad kan benyttes til prisoptimering grundet det øgede forbrug.

7.6 Netforstærkning

Analysen har vist at indfasningen af elbiler, varmepumper, solceller og batterier vil udfordre distributionsnettene og kræve at disse forstærkes for at håndtere den øgede belastning og spændingsvariation fra det nye forbrug og produktion.

Resultaterne viste at særligt scenarierne uden nethensyn er en udfordring. For at få en bedre fornemmelse af hvad der egentlig kræves for at håndtere det nye forbrug og produktion, er der lavet forstærkningsberegninger på alle 3 net i referencescenariet uden nethensyn.

Der er helt konkret regnet på det der betegnes som "direkte forstærkning" – dvs. at nettets struktur og opbygning ikke ændres, men at transformer og kabler blot udskiftes med nogen, som har en højere kapacitet. Direkte forstærkning er sjældent muligt i praksis, men er betydeligt enklere regneteknisk, og bruges derfor meget ofte i studier til at vurdere forstærkningsbehovet.

For at holde beregningerne simple er der ved forstærkning af transformeren kun brugt 1000 kVA transformere og ved forstærkning af kabler kun brugt 240 mm² Al.

7.6.1 Effektforstærkning

Først er der set på hvad der skal til for at nettene kan forsyne de nødvendige effekt - dvs. at der i først omgang ikke ses på spænding.

I det ældste net (Net 1970) er spidsbelastningen af transformeren ca. 2500, og der kræves derfor 3 parallelle transformere for at kunne håndtere belastningen. Dette i kontrast til den 400 kVA transformer som forsyner nettet i dag. Ca. halvdelen af kablerne skal forstærkes – 36 ud af 79. For 2 er kablerne er det nødvendigt at forstærke til 3 parallelle kabler, og yderligere 11 skal forstærkes til 2 parallelle kabler.

I Net 2000 er spidsbelastningen af transformeren ca. 1500 kVA, og der kræves derfor 2 parallelle transformere for at håndtere belastningen. Dette er i meget stærk kontrast til den 200 kVA transformer som forsyner nettet i dag. Dette er det mindste af de 3 net, og også der kræver mindst transformerkapacitet. Ses på kablerne, så er situationen meget lig det ældste net – ca. halvdelen af kablerne skal forstærkes (20 ud af 49). For 2 af kablerne er det nødvendigt at forstærke til 3 parallelle kabler, og yderligere 6 skal forstærkes til 2 parallelle kabler.

I Net 2015, som er det største af de 3 net, er spidsbelastningen af transformeren ca. 3500 kVA. Der kræves derfor 4 parallelle transformere. Hvad angår kablerne, så kræves der ikke lige så meget forstærkning, som i de 2 ældre net. Dette skyldes primært de strengere dimensioneringskrav. Kun 12 ud af de 88 kabler skal forstærkes – tilgængæld er det alle 12 som skal forstærkes til 2 parallelle kabler.

Effektforstærkningen er dog ikke tilstrækkelig, da spændingen i alle 3 net kommer uden for dimensioneringsgrænserne. Yderligere forstærkning er derfor nødvendig for at overholde spændingsgrænserne.

7.6.2 Spændingsforstærkning

Idet effektforstærkning ikke er tilstrækkelig til at overholde spændingsgrænserne, er der også regnet på hvad der skal til for at overholde spændingsgrænserne.

I ingen af de 3 net er der behov for yderligere forstærkning af transformerne for at bringe spændingen inden for dimensioneringsgrænserne. Kablerne derimod kræver markant mere forstærkning end hvad der er nødvendigt af effektmæssige årsager.

I Net 1970 skal 53 ud af de 79 kabler forstærkes. Heraf skal et forstærkes til 4 parallelle kabler, 14 til 3 parallelle kabler og 13 til 2 parallelle kabler.

I Net 2000 er behovet for forstærkning endnu højere. Her skal 42 ud af 49 kabler forstærkes. Af disse skal 5 forstærkes til 4 parallelle kabler, 6 til 3 parallelle kabler og 8 til 2 parallelle kabler.

Net 2015 klarer sig en smule bedre, men selv i dette net skal halvdelen af kablerne forstærkes, hvoraf 1 skal forstærkes til 4 parallelle kabler. Derudover skal 5 forstærkes til 3 parallelle kabler, og 35 forstærkes til 2 parallelle kabler.

7.6.3 Perspektivering

Beregningerne viser at overbelastningerne af de lokale distributionsnet uden nethensyn er så store at de i praksis ikke kan løses ved direkte forstærkning. I langt de fleste tilfælde søges det at undgå at lave parallelle transformere og kabler, da der er mange tekniske ulemper ved dette. Blandt ulemperne er reduceret termisk kapacitet, ujævn fordeling af belastningen på tværs af komponenterne og kaskadefejl hvis blot én af komponenterne fejler.

Så når forstærkningsberegningerne viser at det er nødvendigt at have helt op til 4 parallelle transformere og kabler for at håndtere belastningen uden nethensyn, tilsiger det at langt mere omfattende tiltag er nødvendige.

Hvis nettet skal kunne håndtere belastning uden nethensyn, kræves der en komplet omstrukturering af distributionsnettet på alle spændingsniveauer for at kunne håndtere de store spids-effekter. En så omfattende omstrukturering af distributionsnettet vil, ud over at være meget omkostningsfuld, tage mange år at gennemføre.

Afhængig af hvor elproduktionen sker, risikeres det at også transmissionsnettet vil kræve omfattende forstærkning, fx hvis det høje spidsforbrug skal forsynes af havvindmølleparker og andre store produktionsanlæg som er tilsluttet direkte til transmissionsnettet.

7.7 Delkonklusion

Det ses af resultaterne at indførelsen af varmepumper, elbiler, solceller og batterier giver udfordringer for distributionsnettene. Omfanget af udfordringerne afhænger primært af to faktorer – om forbrugsfleksibiliteten tager hensyn til nettets begrænsninger og om kunderne har elbiler.

7.7.1 Elbiler – opladning med høj samtidighed

Elbilerne udgør klart den største udfordring for de undersøgte lavspændingsnet. Det skyldes elbilernes høje ladeeffekt og høje samtidighed – både med hinanden og med det øvrige forbrug hos villavejens prosumere.

I denne analyse lader elbilerne med en effekt på op til 22 kW. Rent praktisk kan elbilerne i analysen slet ikke lade med den fulde effekt på 22 kW, da alle parcelhusene er begrænset til højst at kunne udveksle 25 A, svarende til ca. 17,5 kW, med elnettet.

Distributionsnet i dag er ikke dimensioneret til så høje spidseffekter. Gennem årtier har distributionsnet, og særligt lavspændingsnet, forsynet konventionelt forbrug på villavej og, i visse områder, elvarme. Konventionelt forbrug har erfaringsmæssigt en lav samtidighedsfaktor, og dette udnyttes i netdimensionering, så net ikke overdimensioneres. Den lave samtidighed betyder at selvom hvert parcelhus på en villavej kan udveksle op til 17,5 kW med nettet, så forekommer det i praksis aldrig at alle parcelhuse udnytter denne kapacitet samtidig. Ses der for eksempel på spidsforbruget fra 100 kunder i kategorien DEF 1210 (Parcelhus uden elvarme), svarer deres samlede spidsforbrug til at hver kunde højst forbruger ca. 2 kW.

En tilsvarende udgligning gør sig ikke gældende for opladningen af elbiler. I denne analyse bestemmes elbilernes ladetidspunkt af hvornår elbilerne er hjemme og spotprisen på el. Opladningen af elbiler har derfor en meget høj samtidighed, både elbilerne indbyrdes, men også i forhold til andet forbrug (varmepumper og batterier) som styres efter spotprisen, og til tider også med det konventionelle forbrug. Dette betyder at nærmest samtlige elbiler på analysens villavej oplader samtidig når de ikke skal tage hensyn til distributionsnettets begrænsninger.

Uden nethensyn resulterer elbilerne i så høje spidsbelastninger at en meget omfattende forstærkning af både lavspændingsnettet og det overliggende net er nødvendig for at kunne håndtere spidsbelastningen.

De fleste elbiler vil dog ikke have behov for at lade på tidspunkter med lav spotpris. Elbilerne er typisk hjemme både aften og nat, og skal først bruges igen dagen efter, når parcelhusenes ejere forlader hjemmet om morgenen for at tage på arbejde. Styres elbilernes opladning, så alle elbiler ikke lader samtidig på grund af lav spotpris og så elbilerne ikke lader oven i spidsbelastningen fra det konventionelle forbrug, løses langt størstedelen af udfordringerne med elbiler. Analysen viser at elbilernes opladning kan flyttes og koordineres så den giver mindst mulig påvirkning af nettet. Dette ses tydeligt af resultaterne, hvor nettene i scenarier med nethensyn har langt færre udfordringer.

Med nethensyn giver elbilerne stadig udfordringer for alle tre undersøgte net – dog er der her tale om langt mere overskuelige udfordringer end uden nethensyn. Styring af elbilernes opladning ift nethensyn reducerer behovet for netforstærkning meget kraftigt. Og selvom en vis

grad af netforstærkning er nødvendig selv med nethensyn, viser resultaterne for Net 2015 at omfanget af nødvendig netforstærkning er ret begrænset i nye net. Net 2015 kan klare den øgede belastning fra elbilerne med en forstærkning af transformeren – dog med en lille risiko for at spændinger under den normative spændingsgrænse kan forekomme i nogle få timer af året. Ses der nærmere på resultaterne ser det ud til at der er fleksibilitet nok hos kunderne til at udfordringerne i Net 2015 muligvis kan løses ved at justere de effektgrænser som der styres efter i beregningerne.

7.7.2 Solceller

Solceller er en udfordring for nettene af to årsager – samtidighed og omvendt effektretning. Produktion fra solceller har i udgangspunkt en samtidighed på 1. Det betyder kort sagt, at det i praksis ses at produktionen fra alle kunder sker samtidig, hvilket betyder at distributionsnet med huse med solceller skal dimensioneres til at kunne aftage den maksimale effekt fra solcellerne.

Den høje samtidighed er en udfordring, særligt når størrelsen af inverterne vokser. Denne analyse viser at kunderne investerer i invertere med en moderat spidseffekt – ca. 3 kW i snit for de kunder som ikke kan lade deres elbiler i dagtimerne. På trods af den moderate inverterstørrelse, er solcellerne en udfordring grundet den høje samtidighed. Udfordringen for nettene i forhold til solcellerne er primært den spændingsstigning som solcellerne forårsager.

Net 2015 klarer sig væsentligt bedre end de to ældre net. Det skyldes to ting. Den ene er ændringen i dimensioneringskriterier i 2004, som bevirker at nye lavspændingsnet er stærkere hvad angår spændingen, og dermed giver solcellerne anledning til en lavere spændingsstigning i nye net end i gamle net. Den anden er at Net 2015, modsat de 2 ældre net, er dimensioneret til en vis andel solceller.

Nethensyn, der begrænser spidsproduktionen, er dog nødvendigt for at holde spændingsstigningen inden for dimensioneringsgrænsen på 1,025 pu. Med nethensyn kan Net 2015 klare solceller hos alle kunderne, mens de 2 ældre net stadig er udfodret. De grænser for effektudveksling der benyttes i scenarierne med nethensyn ikke er tilstrækkelige til at holde spændingen inden for dimensioneringsgrænsen i de to ældre net.

7.7.3 Batterier

Batterier kan både være en udfordring for og en hjælp til nettet afhængig af hvordan de bruges. Analysen viser at uden nethensyn benyttes batterierne primært til spotprisoptimering. Dette giver en høj samtidighed af batteriernes opladning og afladning, som giver udfordringer for de undersøgte lavspændingsnet på grund af de spidseffekt som det forårsager.

Hvis batterierne ikke skal blive en udfordring for de lokale distributionsnet, skal de bruges intelligent i forhold til det lokale net.

Med nethensyn ses der en markant anderledes benyttelse af batterierne. I disse scenarier benyttes batterierne i højere grad til at begrænse spidseffekterne fra kundernes forbrug og lokale produktion. Når der ikke er begrænsninger i distributionsnettet, bruges batterierne stadig til spotprisoptimering. Med nethensyn hjælper batterierne det lokale distributionsnet.

Resultaterne af analysen viser at batterier har en meget lille effekt på lavspændingsnettet med nethensyn. Det skyldes to ting. Den første årsag er batteriernes driftsmønster. Den anden årsag er at der med de benyttede effektgrænser for nethensyn er tilstrækkelig fleksibilitet i elbiler, varmepumper og solceller til at batterierne ikke er nødvendige.

7.7.4 Varmepumper

Varmepumper øger forbruget i parcelhusene betragteligt, hvilket forårsager udfordringer i de lavspændingsnet som ikke er dimensioneret til parcelhuse med elvarme/varmepumper. Blandt de tre undersøgte net, er ingen af nettene dimensioneret til at alle parcelhuse har elvarme/varmepumper, hvilket resulterer i at alle tre net er udfordret i forhold til både belastning og spænding når alle parcelhuse får varmepumper.

Uden nethensyn ses der overbelastning af både kabler og transformere i distributionsnettet, hvor særligt transformeren bliver kraftigt overbelastet i de tre net. Net 2015 klarer sig her bedre end de to ældre net, idet det kun er transformeren som bliver overbelastet. Alle tre net er udfordret på spænding, dog formår Net 2015 at holde sig inden for de normative spændingsgrænser.

Med nethensyn er situationen en anden. Spidsbelastningen reduceres betragteligt. Selvom alle tre net stadig oplever overbelastning, er det kun transformeren som er overbelastet i de to nyere net, mens det ældste net også har overbelastning af kablerne. Hvad angår spændingen er de to ældre net ikke i stand til at holde sig inden for de normative spændingsgrænser. I Net 2015 ligger spændingen dog lige omkring dimensioneringsgrænserne. Net 2015 er altså lige nøjagtig i stand til at håndtere den øgede belastning fra varmepumperne med nethensyn, forudsat at der laves en forstærkning af transformeren. Ses der nærmere på resultaterne ser det ud til at der er fleksibilitet nok hos kunderne til at udfordringerne i Net 2015 muligvis kan løses ved at justere de effektgrænser som der styres efter i beregningerne.

Ses der på hybridvarmepumper, så reducerer de spidsbelastningen med ca. 25% i scenarie uden nethensyn. Dette skyldes at elpatronerne i varmepumperne i udgangspunktet erstattes af gas. Reduktionen er dog ikke tilstrækkelig til at ændre på de overordnede resultater i forhold til varmepumper. Med nethensyn er der ingen forskel for nettet på om der benyttes almindelige varmepumper eller hybridvarmepumper, idet styringen sørger for at elpatronerne i de almindelige varmepumper ikke er tændt samtidig hos alle kunder, hvormed høje spidsbelastninger fra elpatronerne undgås.

7.7.5 Dimensionering og forstærkning af elnet

Resultaterne af analysen viser tydeligt at der er behov for en grad af netforstærkning for at distributionsnettene kan klare den øgede belastning fra elbiler, varmepumper, batterier og solceller. Der er dog store forskelle på behovet for netforstærkning afhængig af om forbrugsfleksibiliteten tager hensyn til nettets eksisterende begrænsninger eller ej.

Hvis der ikke er nethensyn eller andet incitament for kunderne til at begrænse deres spidseffekt, så bliver forstærkningsbehovet så stort at distributionsnettets grundlæggende struktur skal ændres markant.

Med nethensyn kan behovet for netforstærkning holdes nede på et niveau, hvor forstærkning kan ske i takt med den naturlige udskiftning af distributionsnettene og hvor dele af distributionsnettet slet ikke vil kræve netforstærkning for at indpasse det nye forbrug og produktion.

Resultaterne viser at de tre undersøgte net er udfordret selv med nethensyn. Det er dog her vigtigt at huske at 2 ud af de 3 undersøgte net i dag udelukkende forsyner konventionelt forbrug i parcelhuse uden elvarme. Det er ikke rimeligt at forvente at et net som er dimensioneret til kun at forsyne parcelhuse uden elvarme, kan håndtere den øgede belastning fra varmepumper og elbiler, eller produktion fra solceller. Indførelsen af varmepumper og elbiler øger parcelhuskundernes energibehov til at være 3-4 gange højere end energibehovet fra deres konventionelle forbrug. En så stor stigning i energiforbrug vil aldrig kunne løses alene med nethensyn.

Det nyeste net (Net 2015) er dimensioneret til at håndtere at ca. 1/3 af parcelhusene har varmepumper eller elvarme. Dette net har derfor også langt bedre forudsætninger for at kunne håndtere det øgede forbrug fra varmepumper og elbiler hos alle parcelhuskunder. Resultaterne viser da også at med nethensyn, er nettet næsten er i stand til at håndtere belastningen når alle parcelhuse har både varmepumpe og elbil.

Dimensionering af lavspændingsnet ændrede sig betragteligt i 2004, med indførelsen af nye dimensioneringskriterier. De nye dimensioneringskriterier betyder at lavspændingsnet som er dimensioneret og anlagt efter 2004 er betydelig stærkere end lavspændingsnet dimensioneret og anlagt før 2004 – særligt med hensyn til spænding. Selvom det er tydeligt at Net 2015 er stærkere end Net 1970 og Net 2000, særligt hvad angår spændingen, så er det ikke kun alderen på nettene som gør en stor forskel for om de kan klare den øgede belastning fra varmepumper, elbiler, solceller og batterier. Det forbrug, som de er dimensioneret til, gør den største forskel.

Lavspændingsnet som er dimensioneret og anlagt efter 2004 vil være bedre rustet til at håndtere fremtidens udfordringer end lavspændingsnet dimensioneret og anlagt før 2004. Lavspændingsnet dimensioneret til at forsyne kunder med elvarme vil dog, uanset alder være de net som er bedst rustet til at håndtere fremtidens udfordringer. Det skyldes dels at de net er betydelig stærkere, men også at elvarmen med høj sandsynlighed med årene vil blive udskiftet med en varmepumpe, og dermed frigøre en del kapacitet, som kan benyttes til opladning af elbiler.

Lavspændingsnet dimensioneret til kunder med elvarme (DEF kategori 1220) vil med al sandsynlighed kunne håndtere fremtidens udfordringer, så længe at der gøres noget for at styre forbruget intelligent i forhold til distributionsnettets begrænsninger. Dette kunne for eksempel være en løsning med nethensyn. Lavspændingsnet dimensioneret til kunder uden elvarme (DEF kategori 1210) vil uanset alder have udfordringer med at håndtere større mængder varmepumper og elbiler. Enkelte af dem, særligt blandt de nyere net, vil muligvis kunne håndtere udfordringerne ved en fuld udrulning af varmepumper og elbiler, hvis der etableres en løsning med nethensyn, men størstedelen vil sandsynligvis kræve netforstærkning når mange eller alle kunder får varmepumpe og elbil.

8. Perspektivering

8.1 Nethensyn og netudbygning i balance

Prosumere kan udfordre de eksisterende distributionsnet, og etableringen af en løsning, der tager hensyn til nettets begrænsninger, kan have stor betydning for behovet for netforstærkning i distributionsnettet. Forstærkes distributionsnettet markant, kan det skabe behov for tilsvarende forstærkninger i transmissionsnettet. Beslutningen om nethensyn eller netudbygning kan derfor med stor fordel tages, inden det forventes, at elektrificering og distribueret produktion og lagring for alvor når ud til de danske villaer.

Case-studier i en kompleks virkelighed

Villavejsanalysen er et case-studie, hvor der er modelleret 10 forskellige husstande og nogle helt specifikke distributionsnet. I virkeligheden har hver enkelt husstand sin egen karakteristik, tilgængelige varmekilder, forbrugsprofiler, betalingsvillighed og en række andre forhold, der komplicerer virkelighedens billede. Oveni er distributionsnettene forskelligt dimensionerede og af en udformning, der er tilpasset det sted, hvor de er etableret.

Analysen giver således blot et indblik i de udfordringer, der ligger ude i horisonten, og den er ikke et endegyldigt svar på, hvad der er økonomisk fornuftigt at investere i for privatpersoner eller de økonomiske konsekvenser ved at skulle overholde distributionsnettens begrænsninger. Virkelighedens kompleksitet gør også beslutningen om etableringen af en løsning, der sikrer nethensyn, kompleks, og besværliggør estimeringen af egentlige samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster.

I den økonomiske optimering er der ikke indregnet den række af services, som elbiler, varmepumper og andet fleksibelt elforbrug forventes at kunne levere til elsystemet i fremtiden. Der er alene taget højde for spotprisen på el og overholdelse af belastnings- og spændingsgrænserne i nettene. Den sande værdi, af at prosumerens elbiler, varmepumper og batterier potentielt vil kunne levere en række systemydelser, er yderst svær at estimere, men det er ikke utænkeligt, at den kan blive betydelig – hvis der er plads i distributionsnettet til, at de kan agere i de nationale og internationale markeder eksempelvis via aggregatorløsninger. Dansk Energi og Energinet Elsystemansvar er med i flere projekter, hvor man blandt andet er i gang med at afdække, i hvor høj grad elbiler, varmepumper og batterier kan være aktive deltagere i markederne for systemydelser.

Samspil mellem lokale net- og systemhensyn er afgørende

Anvendelse af forbrugsfleksibilitet til nethensyn kan sænke behovet for geninvestering i distributionsnettene. Mangel på klarhed over forbrugsfleksibilitetens muligheder og anvendelse kan derfor føre til forkerte investeringer i distributionsnettet for netselskaberne. Mangel på klarhed, for hvor meget plads der er i det aktuelle distributionsnet, fører til en risiko for fejldimensionering af husstandenes solcelleanlæg, batterier og varmeløsninger samt fejlestimering af omkostningen ved at lade elbilerne.

Om det samfundsøkonomisk bedre kan betale sig at forstærke distributions- og muligvis transmissionsnettet, kommer meget an på den samlede pris for forstærkningen. Omkostningen til forstærkningen af nettet afhænger meget af, hvor tilgængeligt nettet ligger, og om der er komponenter, der kan genbruges, eller nettet under alle omstændigheder skulle have været renoveret inden for kort tid. Den optimale løsning findes et sted, hvor de samlede omkostninger til netforstærkninger i både distributions- og transmissionsnettet er balanceret i forhold til omkostninger og gevinster ved etablering af en løsning, der kan sørge for optimal udnyttelse af den eksisterende infrastruktur.

Økonomiske incitamenter forventes med fordel at kunne afspejle begrænsninger i distributionsnettet

De økonomiske incitamenter til elforbrugere består af nettilslutningsvilkår og elspotpris, nettariffer, elafgift og evt. fleksibilitetsydelser, som villakunderne kan levere til distributions- eller transmissionsnetoperatøren.

Den modellerede forbrugsfleksibilitet med nethensyn kan være et afgørende element i at kunne håndtere øget elforbrug og elproduktion ude på villavejene. Realiseringen af et sådant nethensyn kræver, at villaerne (eller deres aggregator), ud over muligheden for styring af

husets fleksible enheder, får et økonomisk incitament til at styre efter begrænsningerne i elnettet.

Der er behov for økonomiske incitamenter, der ikke øger kompleksiteten mere end højst nødvendigt, men fortsat kan indfri de væsentligste omkostningseffektive potentialer for at sænke behovet for forstærkninger i distributionsnettet.

Der skal være en god balance mellem omkostningerne og gevinsterne for forbrugere og netelskaber ift. at etablere og drive en løsning, der sikrer nethensyn. Dette peger på, at de økonomiske incitamenter skal følge mulighederne i den teknologiske udvikling inden for bl.a. digitalisering og effektbehovet, som øget lokal elproduktion, lagring og elforbrug kræver.

På kort sigt arbejdes der aktivt i et samarbejde på tværs af branchen med at skabe moderne nettariffer set i lyset af den udvikling, der forventes i elsystemet.

På langt sigt kan det komme i spil at bruge økonomiske incitamenter, som er dynamiske og udveksles i realtid, for at optimere elforbruget og elproduktionen ud fra elnettets aktuelle formåen. Dette kræver en række tilpasninger og udvidelser af eksisterende markeder og databehov. Bl.a. skal markedet kunne danne et signal ud fra prisen på el og en komponent, der dynamisk afspejler det relevante distributionsnets belastning, som kan kommunikeres til elkunder og/eller aggregatorer. Flere nationale såvel som internationale demonstrationsprojekter har vist, at det er teknisk muligt at realisere en dynamisk løsning med nethensyn, men de endelige samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster varierer for hver case helt ned på villavejsniveau.

8.1.1 Systemets behov for ydelser leveret fra distributionsnettene

Det forventes, at elbiler og varmepumper i fremtiden teknisk set vil være i stand til at levere en række systemydelser til elnettet. Det gælder både frekvensreserver og automatiske såvel som manuelle balanceydelser. Da elbiler og varmepumper i udgangspunktet er tilsluttet i distributionsnettet er det en forudsætning for, at enhederne kan levere de efterspurgte ydelser helt op på transmissionsniveau, at der er den nødvendige kapacitet i de lokale distributionsnet. Efterspørges der et øget elforbrug på systemniveau, så nytter det ikke, at elbiler, varmepumper og batterier placeret i distributionsnettet begynder at forbruge el i en grad, der overstiger deres lokale distributionsnets kapacitet. Tilsvarende gælder også, hvis der efterspørges øget produktion på systemniveau, hvor en reduktion i elbiler, varmepumper og batteriers forbrug kan føre til overproduktion i det lokale distributionsnet.

Distributionsnettets mulige begrænsninger vil derfor på sigt kunne mindske potentialet for at indkøbe systemydelser nede fra villavejene – såfremt at ydelserne ellers er prissat således, at det er attraktivt for elbilerne og varmepumperne at tilbyde ydelser. Denne udfordring forstærkes af den nuværende tendens, hvor nyt fleksibelt forbrug og vedvarende produktion tilsluttes i distributionsnettet, og systemydelser derfor i højere og højere grad leveres af enheder som er tilsluttet i distributionsnettet.

Styres belastningen i distributionsnettet således, at de nuværende fysiske grænser overholdes trods at implementeringen af elbiler og overgangen til prosumere bliver en realitet, vil udsætte eller fjerne behovet for netforstærkninger i distributionsnettet. Det vil også mindske potentielle udfordringer med højt samtidigt effekttræk fra distributionsnettet til transmissionsnettet, og vil derfor også udsætte eller fjerne behovet for netforstærkninger i transmissionsnettet. Men hvis fleksibiliteten benyttes til at overholde nettets fysiske grænser, så kan samme fleksibilitet ikke bruges til systemydelser.

Forstærkes distributionsnettene i sådan en grad, at de kan imødekomme al potentiel efterspørgsel fra elbiler, varmepumper og batterier, så må det forventes, at det også giver anledning til forstærkninger i overgangen mellem distributions- og transmissionsnettet samt i selve transmissionsnettet. Hvis der forstærkes vil det tillade alle enheder at levere systemydelser til nettet, og dermed forbedre Energinets muligheder for at benytte enheder tilsluttet i distributionsnettet til fx balanceydelser.

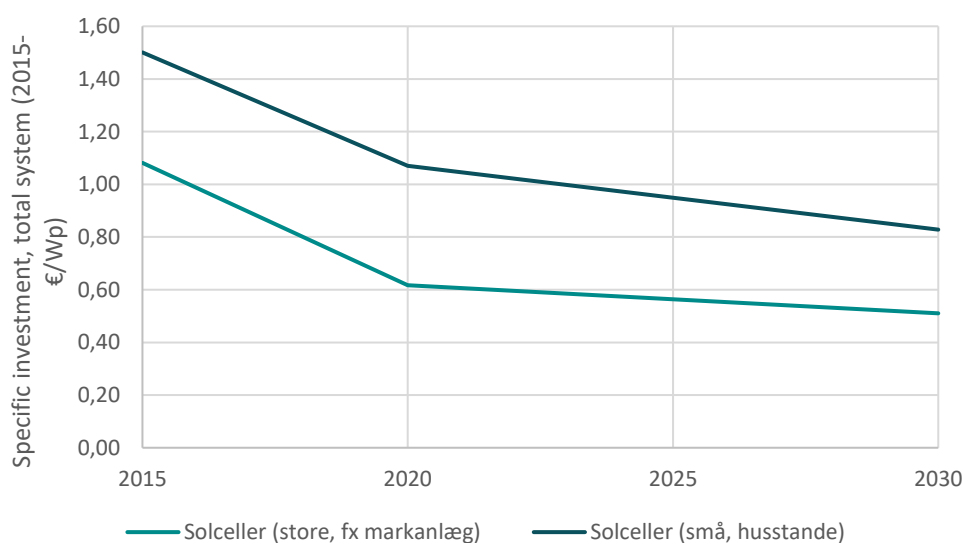
Der er altså her en konflikt mellem forskellige behov. Distributionsnettet har et behov for at reducere spidsbelastninger så netforstærkninger kan udsættes eller reduceres. Energinet har to behov – på den ene side behovet for at reducere spidsbelastninger så netforstærkninger i transmissionsnet kan udsættes eller reduceres, og på den anden side behovet for at enheder tilsluttet i både transmissionsnettet og distributionsnettet kan levere systemydelser til Energinet.

Hvis elsystemet fortsat skal have høj effektivitet og pålidelighed er det nødvendigt at balancere disse behov. Ingen af parterne kan gøre dette alene, og det kræver derfor at tæt samarbejde mellem Energinet, netselskaberne og myndighederne at finde og sikre en løsning med den rigtige balance (økonomi, rammer, incitementer), som gavner hele samfundet.

8.1.2 Placering af solceller i elnettet

Det er i denne analyse valgt at analysere små prosumere med solceller og batterier i husstande på en villavej. Dette er et realistisk scenarie, der passer med de nuværende tendenser og incitementer fra høj elafgift. En del villaejere har allerede investeret i solcelleanlæg på tagene og nogle også et husstands batteri. Desuden vil elbiler og varmepumper øge sandsynligheden for flere og flere små prosumere.

Særligt solceller og i mindre grad batterier har dog storskala-gevinster, hvilket betyder at store solcelleanlæg, fx markanlæg, er billigere end små solcelleanlæg, fx på villahustage. Denne storskala-effekt forventes også at være gældende i fremtiden, hvilket er illustreret på nedenstående figur over store og små solcellers forventede prisudvikling.



Figur 29. Investeringspriser for små og store solcelleanlæg – forventet fortsat storskala-gevinst ved store anlæg (kilde: Technology Data for Energy storage, Energistyrelsen, 2018)

Ud fra et omkostningseffektivitets synspunkt bør solceller derfor opføres som store anlæg på marker eller ved store industri/erhvervanlæg, hvor installationsprisen er lavere end hvis samme kapacitet skal bygges på mindre hustage.

Det er dog ikke kun laveste installationspris som bestemmer placeringen af solceller og batterier, men i høj grad også muligheden for små prosumere i at spare elafgift og eltarif, jf Figur 7. Dette betyder omvendt at hvis elafgiften sænkes (samt elnettatariffer bliver mere tidsvariende/fast) vil små forbrugere have større incitament til at forbruge el fra elnettet frem for selvforsyning fra egne solceller.

Nye koncepter for solcelle-installationer?

Solcelleanlægget udgør den største del af investeringen i 2030, og derfor er prisen på solcelleanlæggene, samt de tariffer og afgifter, de kan spare ved selv at producere el, særlig vigtig for små prosumernes investeringsbeslutning.

Nye installationskoncepter, fx hvor solceller er del af et nyt tag, kan potentielt sænke anlægsomkostningen markant og hermed øge incitamentet til at blive prosumer. Dette kan potentielt ændre på det økonomiske konkurrenceforhold mellem små solceller på tage og i store anlæg, fx markanlæg.

Fremtidens placering af solceller i elnettet afhænger derfor både af ny teknologiudvikling, elmarkedsudvikling samt de rammevilkår som små prosumere får til at investere i egen VE-produktion.

Rapporten er udgivet i maj 2019 i et samarbejde mellem:

ENERGINET
Elsystemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
VAT no. 28 98 06 71

 **DANSK
ENERGI**

Dansk Energi
Vodroffsvej 59
1900 Frederiksberg

+45 35 30 04 00