

DREAM Phase 1 – Appendix to main report

Appendix 1

Grid Analysis (in English)

ForskEL projekt nr. 10744

Project partners:



Dok. ansvarlig: LJA
Sekretær: SLS
Sagsnr.: s2012-819
Doknr: d2014-16499-12.1
Udgivelsesdato: 19-11-2014

DREAM WP1a Grid analysis

The consumption and production from heat pumps, electric vehicles and solar cells impact the electricity network. A lot of new consumption and production can cause overload or voltage problems in the grid, making bigger cables or transformers necessary. In the DREAM project we want to establish heat pumps, electrical vehicles and solar cells in a city and control the new consumption so reinforcement will not be necessary. Network analyses show whether networks are suitable for more consumption and when reinforcement will be necessary.

The grid analyses in WP1a have been used to select a suitable city for the demonstrations in the project and calculate the grid impact from heat pumps, electrical vehicles and solar cells. The task has been divided in five parts:

- Analysis of measurements in a 15 kV feeders for smart grid
- Electro technical screening for 13 cities located in a selected area
- Modelling of the distribution network and new consumption in three cities
- Overall simulation of new consumption in two cities
- Detailed network calculation of the impact from heat pumps in one city

Analysis of measurements in a 15 kV feeder for smart grid

Establishment and control of consumption and production from heat pumps, electrical vehicles and solar cells requires measurement in the distribution network. The sufficient number of measurements was investigated, in order to monitor the distribution network. Data from electricity meters and a 15 kV feeder is analysed, for strategically locate the sufficient number of measurement devices in the network.

The analysis was conducted in two main steps: 1) a power system state estimation; to obtain an estimation for the electric properties of the feeder (nodal voltage, injected power and branch power) for the different number and meter location on the feeder, 2) uncertainty assessment; estimated/measured states are combined into an overall score criterion for the state uncertainties. This procedure allows the uncertainties to be represented as a function of the number of installed measurement devices, which ideally decreases with increasing number of installations. The results of the study verify this uncertainty reduction and, with the nodal voltage and the branch power applied to obtain the relevant score criterion, suggest the intermediate nodes for the optimal meter locations. For this particular feeder the first installation is located according to the majority of the voltage variations in the end nodes – in a branch node downstream covering almost all the end nodes - whereas subse-

quent installation are evenly allocated along the feeder, towards the transformer, according to the distribution of the load in the nodes. The conclusion is that for this particular feeder, which includes 20 stations as the states, only 3 installations are required to obtain the sufficient information about the feeder's states. Procedures and results of the study, is described in appendix 1.

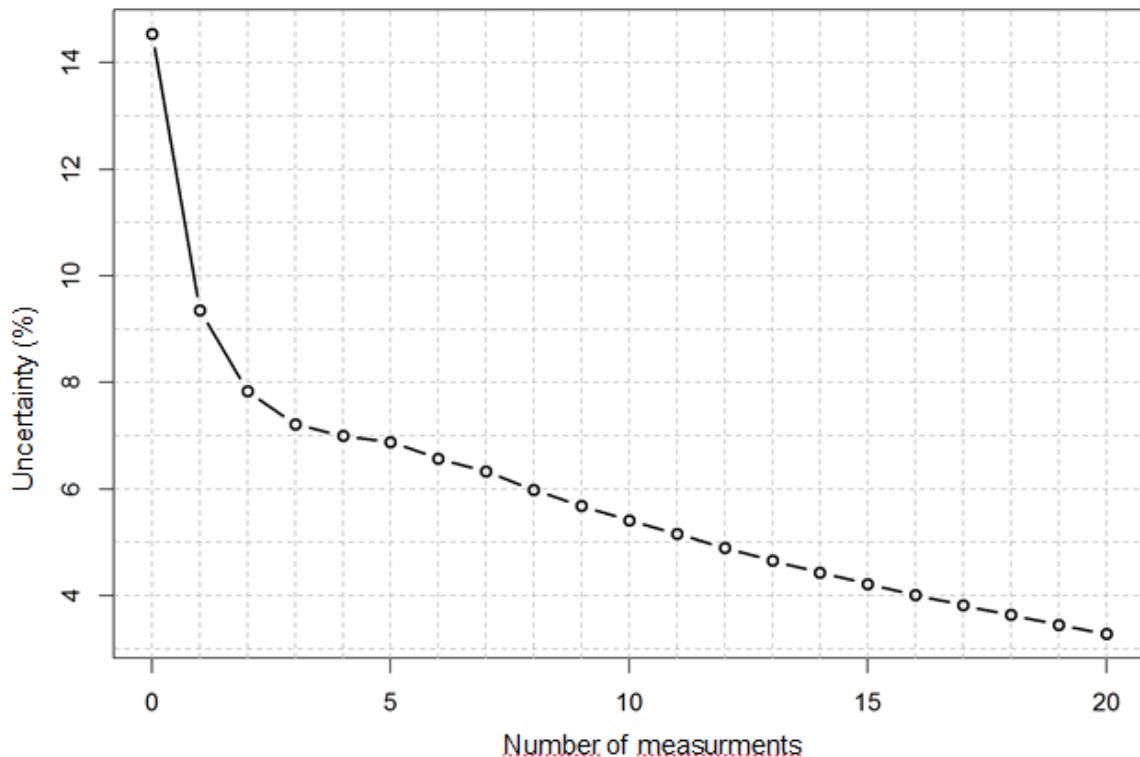


Figure 1 Graph showing the uncertainty by number of measurement

Electro technical screening located in a selected area

An electro technical screening for 13 cities based on data quality and assessments of the low and medium voltage network gave an overall assessment of the distribution network's suitability for the future demonstration project. The screening was used to find the most suitable cities for the project. See appendix 2 "Elektroteknisk screening af 13 byer".

Modelling of the distribution network and new consumption in three cities

Three cities were selected for further electro technical studies. The distribution network was modelled in PowerFactory and the load and voltage quality of the existing consumption was calculated. Two load models were used:

- A dimensioning load basis of annual consumption and Valender correlation
- Data from the electricity smart meters for:
 - A summer day (Tuesday in June)
 - A winter day (Christmas Eve)

The calculations showed that the voltage variation for all three cities is the determining factor for the amount of new consumption that can be connected in the cities. All three cities could be used, but two cities have the smallest voltage variation with the existing consumption and would be most appropriate for establishing new consumption and production like heat pumps, electric vehicle and solar cells respectively.

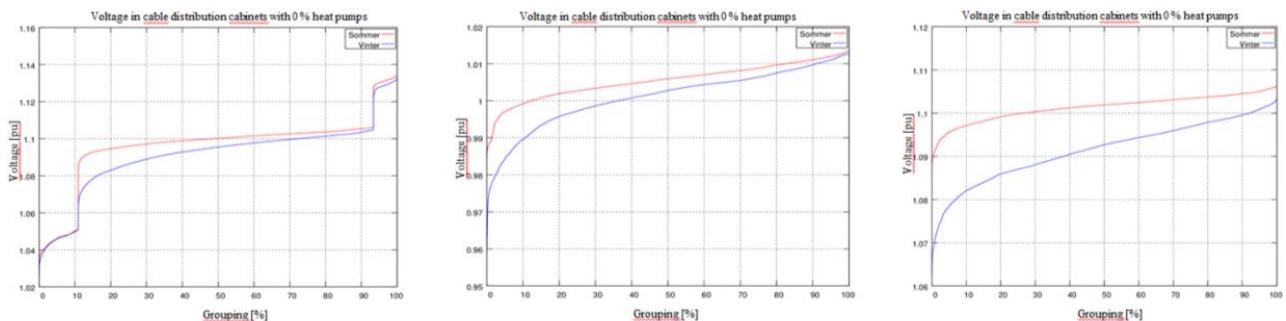


Figure 2 Graphs showing the voltage in cable distribution cabinets in three cities

Overall simulation of new consumption in two cities

The consumption and production from heat pumps, electrical vehicles and solar cells were modelled and simulated in PowerFactory with load-flow calculations for two cities. The simulations were performed in four steps:

1. Simulation with dimensioned load and right voltage at the low voltage side of the secondary substation.
2. Simulation with no control of consumption
3. Simulation of smart grid with optimal but unrealistic control of consumption
4. Simulation of smart grid with intelligent (realistic) control of consumption

The simulations showed how many heat pumps and electrical vehicles which could be established in the existing network in different control situations. See appendix 3 "Beskrivelse af simuleringer og parametre for varmepumper, solceller og elbiler" for a description of the simulation and the parameters used in the simulation.

The results showed that from an electro technical point of view none of the two cities were more suitable for demonstration than the other.

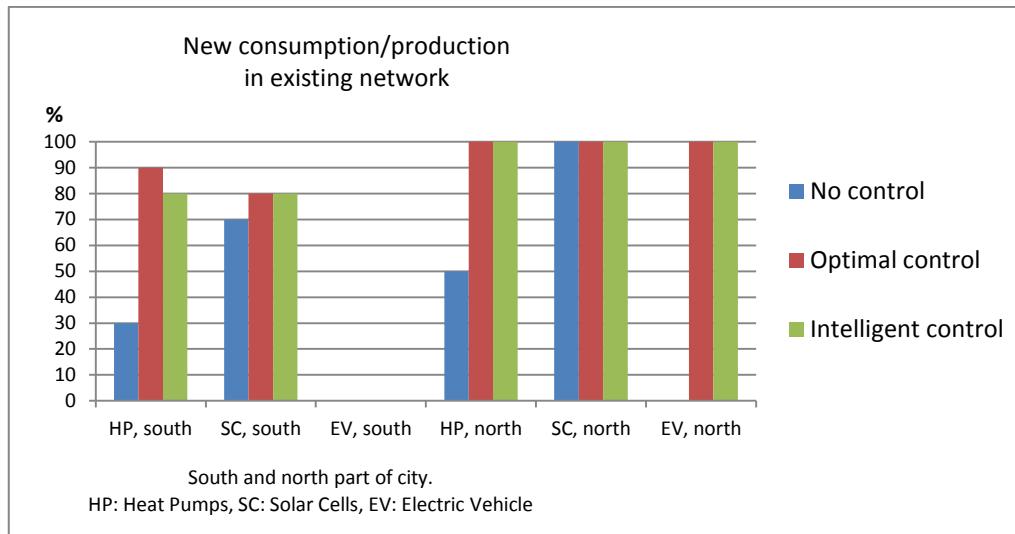


Figure 3 Graph showing how many houses that can have heat pumps, solar cells and electrical vehicles before reinforcement in the electrical network will be necessary in one of the selected cities.

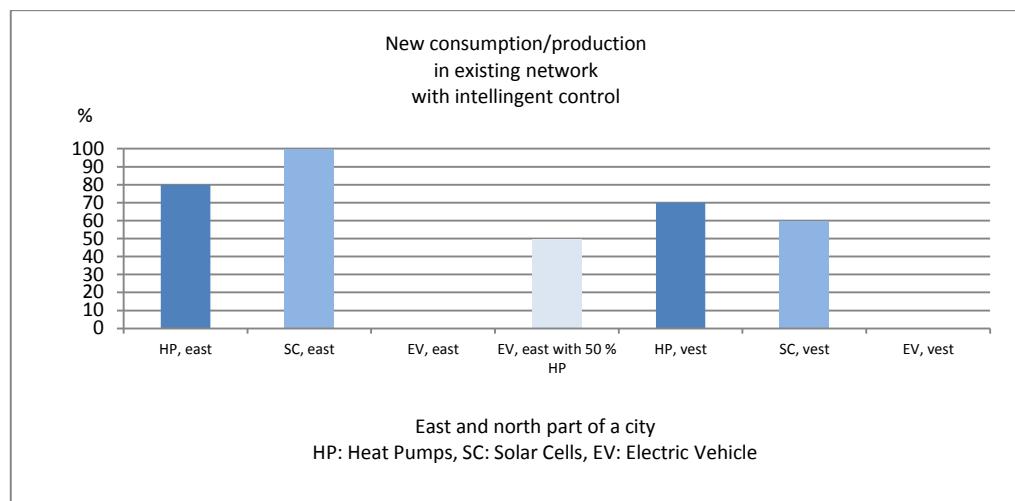


Figure 4 Graph showing how many houses that can have heat pumps, solar cells and electrical vehicles before reinforcement in the electrical network will be necessary in one of the selected cities.

Detailed network calculation of the impact from heat pumps in one city

After selection of one city, the electro technical simulations for heat pumps were performed again, this time with details such as size of the houses, year of construction, and renovation and existing heat supply taken from the public BBR register. This data gave more knowledge of the individual house; which were suitable for heat pumps and how big the heat pumps should be.

Simulation without intelligent control of the heat pumps were performed to investigate if more detailed knowledge of the houses in the city would change the results of the maximum numbers of heat pumps (before reinforcement is necessary) and the impact on the network. See appendix 4 for description of use of data, models and parameters for heat pumps and simulation of the grid.

Conclusions

The selected city

The calculations contain estimates, general parameters, and data. It is uncertain if the data from the BBR-register of renovation year, heat supply etc. is updated. Furthermore, the number of residents and the consumption of heat and utility of water are unknown. It is estimated, however, that the model can be used to assess the impacts of the 0.4 kV grid by establishing a lot of heat pumps. The model provides an overall picture of what the simultaneity of consumption will be with a large number of heat pumps connected to the same 0,4 kV transformer.

The simulations have been made for a 3-phase balance grid. In reality, the 3 phases are unbalanced with different loads, which make problems with overload and voltage worse.

The detailed network calculations show that in the northern part of the selected city installation of heat pumps in all households (without existing electricity heating) will cause exceeding of the load transformer capacity. Theoretic flexibility could solve the problem, if the heat pumps act like the model in the simulations. However, in practise replacing of the transformer will probably be necessary and problems with low voltage will occur in situations with high load. Replacing a transformer is not a problem due to the fact, that it can be used another place in the grid. Reinforcement of cables is very expensive, the old cable can not be used and the expenses to excavation are high.

There will only be room for a few electric vehicles in the north and only 66 % solar cells. 100 % if the transformer is replaced.

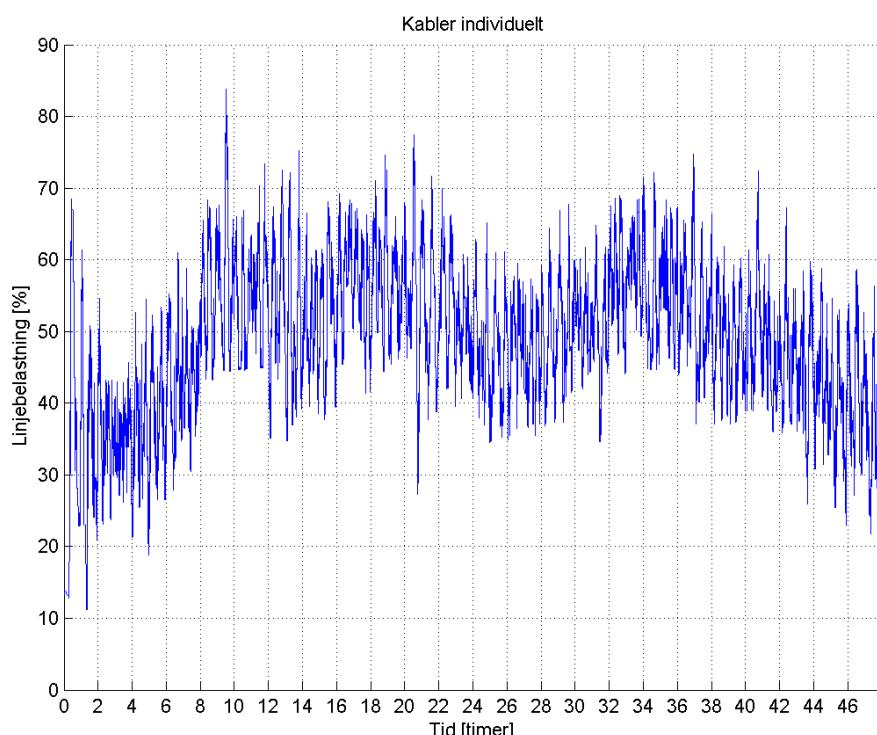


Figure 5 The maximum load in all cables in the northern part of the city in all the 0.4 kV feeders

In the southern part of the selected city, a few cables need to be reinforced if heat pumps are established in all households due to high load and voltage problems. The number of electric vehicles to be connected to the grid will be limited unless many of the cables are reinforced. About 65 % solar cells, perhaps a little bit more, can be connected by replacing a few cables.

If flexibility is used this can cause overload problems for the transformer and require replacement.

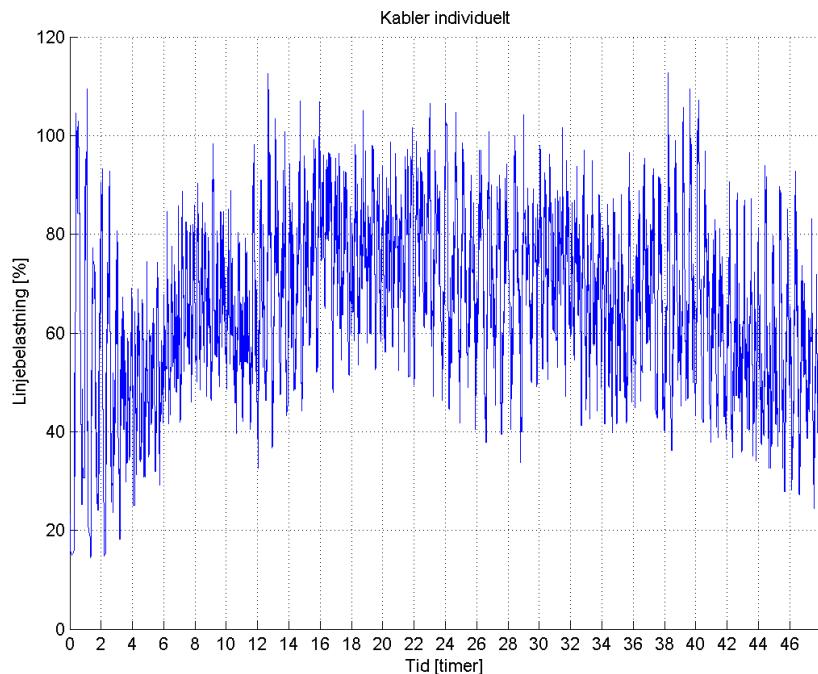


Figure 6 The maximum load in all the cables in the southern part of the city

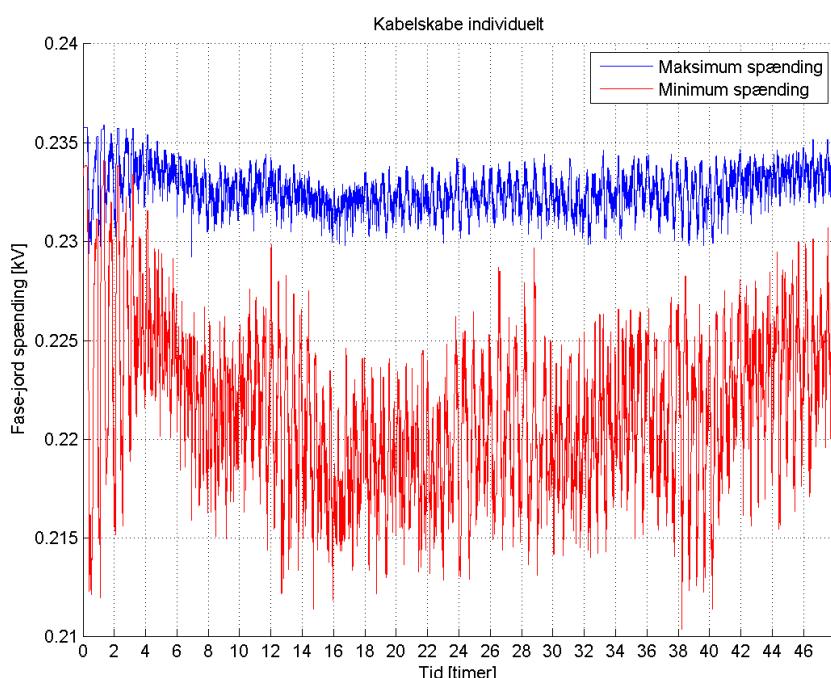


Figure 7 The maximum and minimum voltages in the southern part of the city

The room for electrical vehicles in the grid has not been investigated since the load from the many heat pumps is so high that the room for electric vehicles will be severely limited. There is potential for flexibility in the heating system. You can vary the room temperature (store the heating in the buildings) or the utility water temperature to a certain comfort level. This kind of flexibility can spread the load, but only for 3-5 hours, after which a severe kick-back for heating will come, significantly increasing the load from the heat pumps while the temperature recovers. Since a large number of heat pumps connected to the system give a high load, the simulations show that flexibility does not have much influence on the 0,4 kV feeders, the available capacity before an overload is simply too small. On the other hand, massive use of flexible consumption (price signals or service for the balance or regulating power market) will cause problems for the 0.4 kV grid and make reinforcement necessary.

General

1. Lots of heat pumps in 0.4 kV grids give a high load, much higher than the "evening peak" which therefore disappears. The "evening peak" will no longer necessarily give the highest load. This means that request of flexibility, to smooth the "evening peak" and better utilization of the cable capacity, is not relevant when installing lots of heat pumps on 0,4 kV grids.

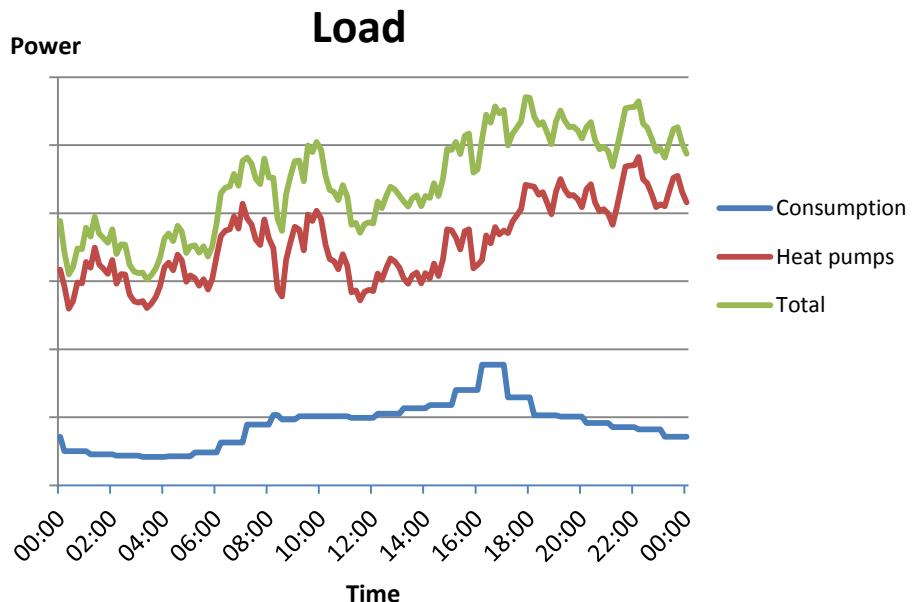


Figure 8 Illustration of consumption and load from heat pumps

2. In areas that are not designed for electric heating, lots of heat pumps can produce such a high load that reinforcement will be necessary. Due to the security of supply, cables can in normal operation not operate close to 100 % load, because there needs to be room for new heat pumps, electric vehicles, or other increases in consumption during the expected operational life of the cables. Use of flexibility to use low prices or services for the system (balance or regulating power market) can also make reinforcement necessary in the 0.4 kV grid.

3. The networks company will probably not use flexibility to mitigate issues in the 0.4 kV grids although the consumption from heat pumps is flexible.

A 0.4 kV feeder covers a limited number of consumers. If the load or voltage on a 0.4 kV feeder must be controlled using household consumption, it requires that the flexibility is always available and in sufficient quantities. These two conditions will probably not always be met on a 0.4 kV feeder, except if you compromise the consumers comfort and switch off appliances.

Furthermore, it is difficult to estimate the amount and the timing for the number of heat pumps and electric vehicles that will be installed on a 0.4 kV feeder. The number of heat pumps or electric vehicles should not rise much before grid reinforcement is necessary. Therefore it is not realistic that a network company will use a market for flexibility for 0.4 kV feeders to postpone reinforcements, when they see a rise in the consumption from heat pumps. It is considered more likely that network companies will make use of the flexibility of private household for the 10 kV feeders, since the feeders have many more consumers and the quantity and thus the reliability are higher even though the need also increases.

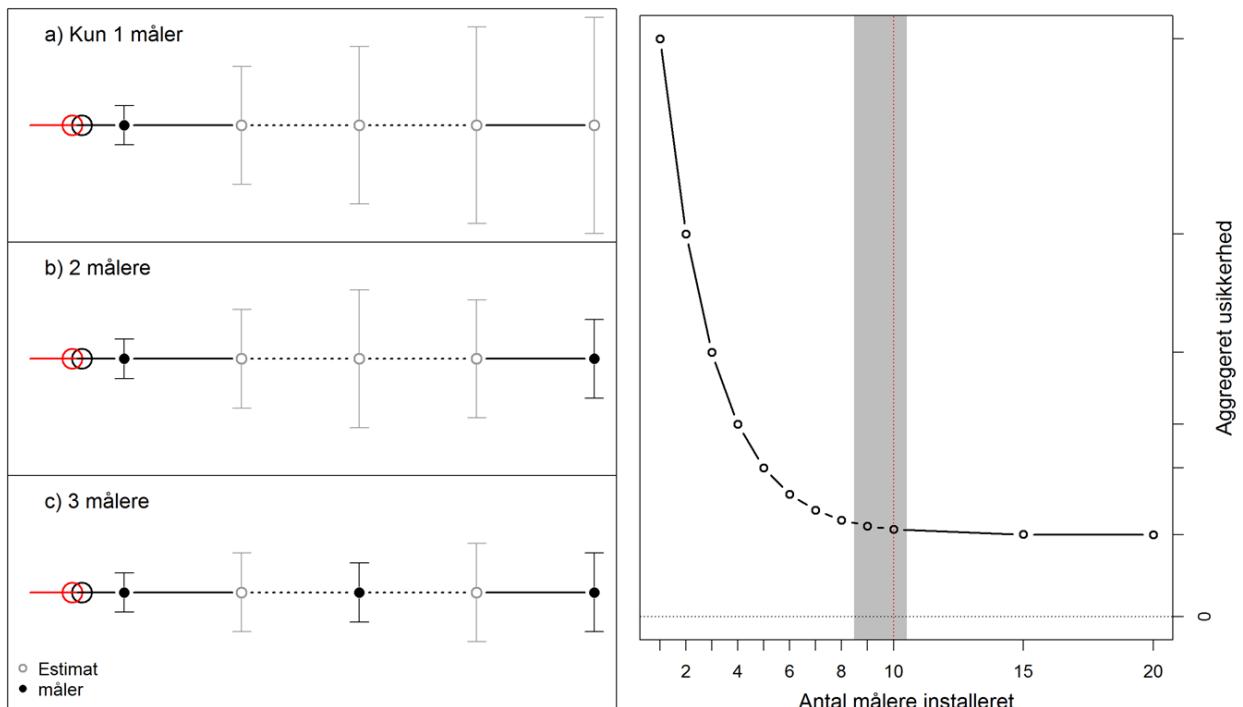
Appendix 1

Analyse af målplaceringer i 15 kV radial i smartgrid

Distributionsnettet står over for en række udfordringer i den nærmeste fremtid, hvor det kræves, at nettet kan håndtere den forventede udbredelse af varmepumper og elbiler, samt være i stand til at leve solcelleproduktion tilbage til nettet til fordel for de kunder, som ønsker det. For at blive i stand til at kontrollere den øgede variation i både produktion og forbrug, påkræves et tilstrækkeligt antal målere installeret i distributionsnettet, som kan afspejle nettets tilstand. Installering af alt for få målere vil resultere i uduelig tilstandsestimering af nettet pga. store usikkerheder, imens alt for mange målere er økonomisk ufordelagtigt, fordi tilsvarende usikkerhedsreduktion er tæt på nul. Derfor, for et bestemt distributionsnet/radial, vil det blive undersøgt, om der kan fremhæves et optimalt antal installerede målere, således at usikkerheden fra nettets tilstandsestimering kommer tæt på det minimale.

I teorien vil en udføring, som ikke har nogen målere installeret, have meget stor usikkerhed i tilsvarende tilstandsestimering, hvor mange forudsætninger påkræves, for at kunne opnå relevante resultater for udføringens elektriske egenskaber (strøm, spænding og effekt i knudepunkter og kabelstrækninger). I fremtiden bliver det krævet, at tilstandsestimeringen har taget højde for den forventede øgning i distributionsnettets dynamik, hvor det forventes, at øget fleksibilitet i distributionsnettet vil øge denne usikkerhed markant. Dette krav til estimeringen fremhæver, hvor vigtigt det er at opnå tilstrækkelige målinger fra nettet for at kunne forklare hele nettets tilstand meget præcist. Ved et strategisk valg af det første målepunkt kan opnås en væsentlig forbedring. Til forklaring vises på Figur 1 til venstre, hvordan usikkerheden bliver mindre med stigende antal målere, og til højre vises en teoretisk usikkerhedskurve, som en funktion af antal målepunkter. En fortsættelse af at vælge målepunkterne strategisk kan derfor give et tilstrækkeligt resultat, ved kun at installere målere i få, men udvalgte, målepunkter. Ved et stigende antal målepunkter vil forventes det at den opnåede usikkerhed mindskes, hvilket medfører, at usikkerhedsreduktionen når mætning, hvori flere målepunkter ikke reducerer usikkerheden – se Fig. 1. Formålet med denne analyse er at finde mætningspunktet for antallet af installerede målepunkter.

For at kunne opnå de ønskede resultater som Figur 1 viser, er der udviklet en analyseprocedure, som indeholder først og fremmest to beregningsmoduler; henholdsvis en state-estimator (til estimering af tilstandene i nettets knudepunkter) og en usikkerhedsberegningsmodul. Ydermere indeholder analyseproceduren datahåndtering og beslutninger i forhold til usikkerhedsberegningerne. Analysen er beskrevet i detaljer i efterfølgende afsnit.



Figur 9 Usikkerhedsreducing, som en funktion af antal målere. Til venstre vises, hvordan usikkerheden kan reduceres ved installering af målere, både i selve knudepunktet og i nabopunktet. Til højre vises den teoretiske kurve for usikkerhedsreduceringen, hvor den grå stribe fremhæver det antal knudepunkter, som skal installeres for at opnå bedste resultater. Efterfølgende montering af måleudstyr giver ikke yderligere informationer om nettets tilstand.

Analysen bliver udarbejdet for en specifik radial, og selve analysearbejdet kræver ret store mængder af data for at kunne gennemføres. Radialen og de tilgængelige data beskrives i afsnittet efter analysebeskrivelsen, hvorefter der kommer et resultatafsnit, hvor analysens højdepunkter listes. Nærværende notat afslutter med et konkluderende afsnit, som også indeholder drøftelser om udvidelse af den introducerede metodik.

Analysebeskrivelse

Den efterfølgende beskrivelse omhandler dels, hvordan analysen bliver gennemført, hvori en del bliver udviklet for at kunne håndtere de store mængder data som analysestudiet påkrævede, samt hvilke data der er til rådighed, samt nogle bemærkninger angående data-kvaliteten.

Analysens fremgangsmåde

Analysens gennemførelse opdeles i 4 trin. Den første omfatter datahåndtering, de to efterfølgende trin tager hånd om alle beregningerne, og den sidste del er et vurderingstrin. Det enkelte analysestrin forklares herunder:

1. Datatrækning - DT

Måleserierne, som er til rådighed for analysen opbevares i en database (**D**). Navne på måleserierne bliver sammenlignet med en liste (**N**), som indeholder navnene på de elektriske egenskaber, som udvælges som ikke målt, når estimering af udføringsens tilstand gennemføres. Dvs. at de navne som står på listen **N** slettes fra den del af databasen, som sendes til state-estimering. Hver måleserie indeholder antal **T** værdier/timeenheder, som alle bliver sendt til estimeringen.

2. State-estimering – SE

De tilgængelige måleserier fra trin 1 svarer til de målepunkter, som state-estimeringen bør tilpasses for at den kan antages som tilstrækkelig. Antallet af tilstandsvariabler i estimeringen svarer til to gange antallet af knudepunkter, fordi hvert knudpunkt estimeres som spændingens størrelse (V) med vinkel (θ). Outputtet fra estimeringen er derfor et sæt af (V, θ) per knudpunkt for hver timeenhed.

3. Usikkerhedsberegning – UB

Estimering af (V, θ) anvendes til beregning af spænding og aktiv effekt for alle knudepunkter, som sammenlignes med tilsvarende målinger i databasen D . Estimeringen kan også give vurdering på andre egenskaber på udføringen, men i denne analyse vil fokus blive på spænding og effekt, fordi resultaterne for disse variabler direkte kan sammenlignes med tilsvarende målinger i databasen.

For at kunne aggregere de forskellige størrelser på spænding og effekt, vægtes afvigelserne fra den enkelte måling i forhold til selve målingen. Det betyder, at afvigelsen fortolkes som fejl i procenter, som så kan kombineres for at vurdere, hvilket knudpunkt, ved installering af måleudstyr, der vil give den samlede mindste afvigelse for alle spændings- og effektværdier i databasen. Den aggregerede afvigelse sendes videre til vurdering.

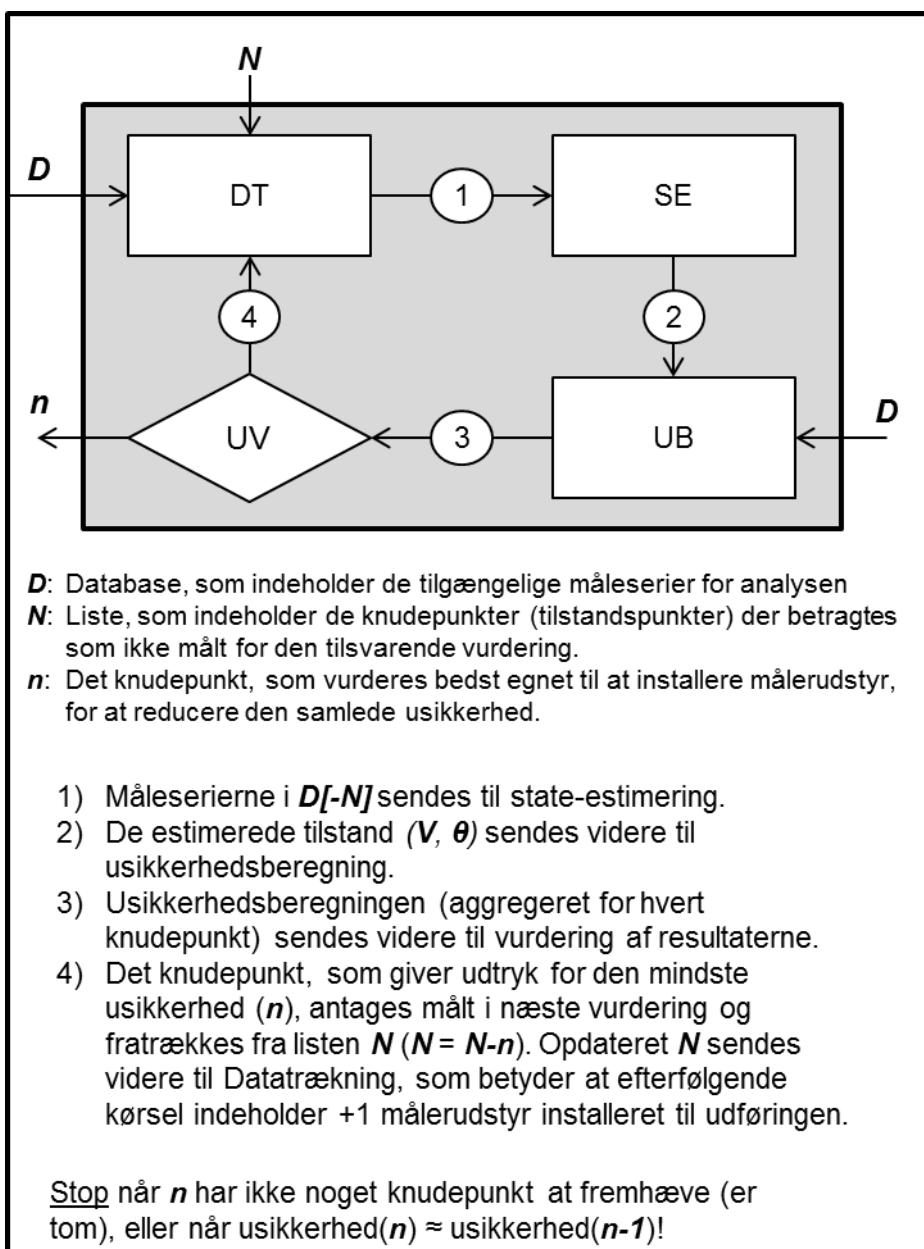
4. Usikkerhedsvurdering – UV

Denne del af analysen angår kun beslutninger, som baseres på resultaterne fra usikkerhedsberegningen. Her fremhæves knudpunktet (n), som anbefales installeret for at reducere usikkerheden mest muligt givet knudepunkter N som mulige målepunkter. Beslutninger angående installering af måleudstyr i et knudpunkt n bør sammenlignes med forrige usikkerhedsvurdering for at bekræfte at den anbefalede målerinstallering er tilstrækkelig. Dvs. hvis reducering i usikkerheden er minimal, foretrækkes forrige vurdering og proceduren stopper.

Et diagram af analysen ses på Figur 2, hvor det vises, hvordan de fire moduler er forbundet med hinanden. Input- og outputvariablerne, både internt og eksternt, er forklaret mere detaljeret.

Som beskrevet i Figur 2 kører disse 4 moduler i analysen i en løkke, hvor resultaterne kan læses fra de relevante moduler. Efter usikkerhedsvurderingen sendes resultaterne videre og opdaterer automatisk listen N , således at listen kun indeholder de knudepunkter, som ikke er udstyret med målinger. Denne automatisering medfører, at kun den måleplacering, som vurderes bedst ud fra usikkerheden, vælges og udtrykkes som den optimale placering. Resultatet er derfor en række knudepunkter, som repræsenterer placeringen på radialen i forbindelse med antallet af målere, men er fuldstændigt uafhængigt af antal kunder, belastningen i knudepunkterne eller antallet af radialer i knudepunkterne, m.m.

Analysen undersøger den måleplacering, som indeholder den mindste usikkerhed per antal målere. Det som analyseproceduren ikke kan endnu er at undersøge, hvis der findes alternative måleplaceringer, som giver tilsvarende resultat. En analyse af en gruppe optimale måleplaceringer ville resultere i en større variation af måleplaceringerne, hvilket ville være et værdifuldt datagrundlag, hvor beslutninger angående den bedste placering kunne undersøges for korrelation ved udefra kommende faktorer, som p.t. ikke kan integreres i analyseproceduren.

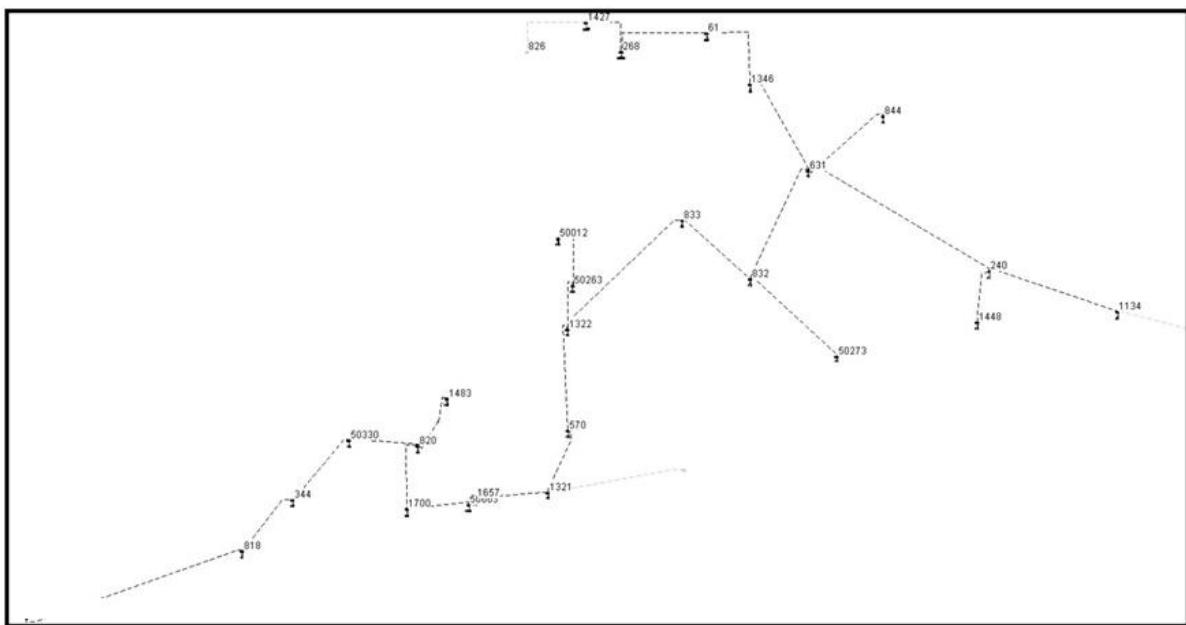


Figur 10 En oversigt/kode over analyseproceduren.
Diagrammet viser, hvordan de 4 moduler er forbundet og hvilke signaler, der sendes mellem sammenhængende moduler.

Udføring og tilgængelige måleserier

For at gennemføre analysen anvendes data for en tilfældig radial. Radialen er en 15 kV-radial, hvor det kræves – for at kunne opnå tilstrækkelige resultater – at topologi og relevante fysiske informationer for radialen er tilgængelige. Det er først og fremmest impedansen, som anvendes for at danne den fysiske struktur, samt at verificere forbindelsen i nettet. Den udvalgte radial indeholder 26 knudepunkter, inklusiv en transformerstation, og 25 strækninger (Figur 3). Fem af knudepunkterne er defineret som tilslutningspunkter for vindmøller, men fordi de ikke er aktive som producerende knudepunkter i den tilgængelige

tidsperiode, udelukkes de fra analysen. Dvs. analysen omfatter de resterende 20 netstationer og 1 transformerstation, samt 20 kabelstrækninger.



Figur 11 Testudføringen, som undersøges i dette studie for analyseproceduren. Den inkluderer 25 netstationer plus 1 transformerstation (nederst til venstre) og 25 kabelstrækninger. De knudepunkter, som benævnes "50xxx", er tilslutningspunkter for vindmøller, men pga. manglende produktion for disse tilslutningspunkter (produktionen er lig med nul), udelukkes de fra analysen. Dvs. analysen omfatter 20 netstationer, 20 kabelstrækninger og 1 transformerstation.

State-estimeringen, der anvendes i analysen, hvor de tilgængelige måleserier bliver tilknyttet de relevante netstationer ved en planlagt aktiveringsprocedure, kræver en meget stor mængde måleværdier for radialens elektriske egenskaber i knudepunkterne. For at kunne opnå den bedste oplosning på resultaterne ville det være ideelt, hvis alle egenskabsværdier for alle knudepunkter var tilgængelige. Det er dog sjældent tilfældet for sådanne radialer, og for de radialer som er til rådighed for denne analyse, har ingen det optimale datasæt, men den udvalgte har det største potentiale.

De tilgængelige måleserier er forbundet til radialens netstationer, som betragtes som målepunkterne i systemet. For hver netstation er den aktive effekt omregnet fra reelle belastningsmålinger, bortset fra et skab (1483), til rådighed. For at omfatte flere måleserier for udføringen, og dermed analysen, blev en Load-flow-beregning udført, som resulterede i syntetiske måleserier for spænding og strøm, aktiv effekt i kablerne, samt reaktiv effekt ved at forudbestemme forholdet mellem aktiv effekt og tilsvarende reaktiv effekt (faktor på 0,3). Strømmålingerne blev dog udelukket fra analysen, pga. begrænsninger i state-estimeringen. Man kunne nemt argumentere for, at måleserierne ikke er tilstrækkelige til analysens formål – som op til en bestemt grænse er rigtigt, fordi de syntetiske måleserier i netstationerne er stærkt afhængig af tilsvarende aktuelle måleserier – men metoden som anvendes fokuserer på usikkerheden mellem målingerne og estiméringsresultaterne, som varierer i forhold til antallet af aktiverede måleserier i den betragtede state-estimering. Usikkerheden varierer mellem de forskellige state-estimeringer og danner dermed grundlaget for de efterfølgende resultater.

Her en oversigt over de måleserier, som er anvendt i denne analyse:

- Aktiv effekt i netstation i (P_i): Omregnet fra den aktuelle belastning i netstation i . Belastningerne har opløsning på 15 minutter.
- Reaktiv effekt i netstation i (Q_i): Forudbestemt ved at fastlægge en korrektionsfaktor mellem reaktiv effekt og tilsvarende aktiv effekt (0,3) – $Q_i = 0,3 * P_i$.
- Spænding i netstation i (V_i): Syntetisk dannet ud fra load-flow-beregning.
- Aktiv effekt i kabler mellem netstationer i og j (P_{ij}): Syntetisk dannet ved load-flow-beregning.
- Reaktiv effekt i kabler mellem netstationer i og j (Q_{ij}): Syntetisk dannet ved load-flow-beregning.

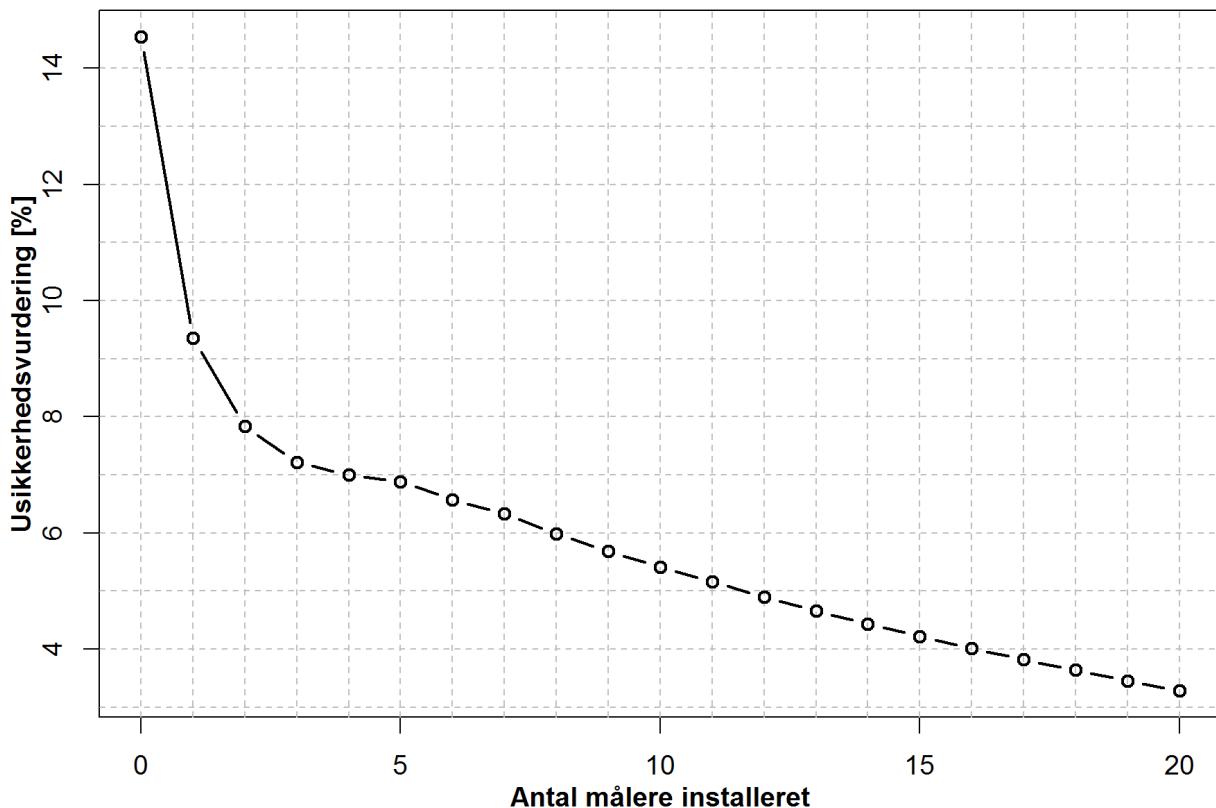
Fordi grundmålingerne i belastningen har en opløsning på 15 minutter, bliver opløsningen for alle måleserierne det samme. Tidsintervallet for måleserierne omfatter en 3-ugersperiode i januar måned (01-01-2011 00:15 – 22-01-2011 00:00).

Delresultater

Usikkerhedsvurderingen for analysen vises på Figur 4, hvor det tydeligt kan observeres, at usikkerheden reduceres ved øget antal målere på testudføringen. De første 3 målepunkter leverer signifikant usikkerhedsreduktion, hvorimod der ikke efterfølgende ydes meget fra den ene måleinstallering til den næste. De første 3 målere giver reduktion på 7,3 %, men fra 3 til 20 målere giver det kun en usikkerhedsreducering på 3,9 %. Usikkerhedsvurderingen peger således imod, at man kan nøjes med 3 målere på denne radial for at opnå tilstrækkelige informationer om nettets tilstand. Ifølge Figur 4 er det især tilfældet her, fordi usikkerheden for installering af den fjerde og femte måler bliver den samme som ved kun at anvende 3 målere.

Tabel 1 viser nogle data i forhold til det ovennævnte resultat for usikkerhedsvurderingen, tilknyttet bestemte knudepunkter på radialen. Tabellen fremhæver, at de første tre målere er placeret, henholdsvis i knudepunkterne som er markeret 631, 833 og 1657 på Figur 3. Ved kun at kigge på topologien, for at drage nogle konklusioner, kan det først og fremmest observeres, at usikkerhedsvurderingen baseret på både spænding og effekt, som ideelt vil placere målerne henholdsvis i slutknudepunkter eller tættest på transformeren, forsøger at kompromittere ind på midten af udføringen. Den første måler installeres således i det yderste hovedknudepunkt, som har det højeste antal forgreninger. Efterfølgende placeres nogle målepunkter med kort mellemrum tættere på transformeren. Det ser ud som om, at allokering af den første måler omfatter spændingsusikkerheden i slutknudepunkterne. Efterfølgende installeringer bør også være afhængige af belastningen i knudepunkterne (se Tabel 1), hvor målerne placeres ud fra den foregående målerplacering og i forhold til størrelsen af belastningen i både knudepunktet og dets nabo-kundepunkter.

Tabel 1 også indeholder oplysninger om knudepunkternes afstand fra transformere og typen af knudepunkt. Det er eksempler på faktorer, som bør undersøges yderligere i en udvikling af metoden, som den introduceret. Fra et statistisk synspunkt, vil det være interessant at analysere en detaljeret korrelation mellem de forskellige faktorer. Det vil dog ikke blive yderligere undersøgt her.



Figur 12 Usikkerhedskurven ved fokusering på effekten i kablerne og spænding i knudepunkterne i usikkerhedsberegningen.

Konklusion og diskussioner

Analysen ovenfor har introduceret en procedure, som kan anvendes til strategisk placering af målere i knudepunkter på en radial, således at radialens aggregerede usikkerhed bliver minimeret. Med et givet antal målere installeret, fanger proceduren den næste målerplaceering, som giver den største målesikkerhed. Trinvist kan opnås en serie af målere, som viser, hvor målerne skal placeres mht. antallet af målere. Ved at kombinere spænding og aktiv effekt i usikkerhedsvurderingen skabes balance mellem de to modstridende variabler – spænding plejer at være fastlagt ved transformeren, hvor spændingsvariationen bliver større langs udføringen, mens effekten i kabelstrækningerne er størst tættest på transformeren og mindskes langs udføringen. Hvis kun den ene variabel var anvendt i usikkerhedsvurderingen, ville det føre til at placere målerne henholdsvis i de yderste stationer eller tættest på transformerstationen. Anvendelse af begge variabler giver anledning til, at de optimale placeringer bør prioriteres ud fra midten af radialen.

Det er begrænset, hvor meget der kan generaliseres ud fra denne analyse, men fortrinsvist bør målere installeres i de hovedknudepunkter, som har de fleste forgreninger og placeres længst fra transformeren. De efterfølgende installeringer følger radialen ”upstream”, og placeres i forhold til knudepunkternes belastning. Yderligere udvikling af proceduren vil kunne verificere dette samt fremhæve resultater, som er afhængige af flere underliggende faktorer, som findes i radialernes topologi.

Tabel 1: Resultaterne for den optimale målerplacering samt tilsvarende usikkerhed. Tabelen indeholder også nogle data, som findes i topologien og måleserierne. Knudepunktstypenummereringen svarer til 1: et knudepunkt med kun én indgang og kun én udgang; 2: et hovedknudepunkt; 1,5: hovedknudepunkt, hvor kun en forgrening er aktiv i denne analyse; 3: yderste knudepunkt - slutknudepunkt. Nummerering for afstand fra transformer svarer til det antal knudepunkter, der er til transformeren.

Station	Optimal målerpl.	Usik.red. [%]	Afstand fra transformer	Knudept.- type	Årsforbrug [MWh]
61	6	-0,31	13	1	265,4
240	20	-0,17	12	2	128,2
268	15	-0,208	14	1	504,4
344	7	-0,238	2	1	85,1
570	4	-0,221	7	1	429,6
631	1	-5,187	11	2	14,9
818	10	-0,28	1	1	141,3
820	5	-0,114	3	2	6,6
832	16	-0,206	10	1,5	14,5
833	2	-1,509	9	1	33,3
844	17	-0,197	12	3	35,0
1134	19	-0,186	13	3	2,4
1321	11	-0,246	6	1	133,8
1322	14	-0,231	8	1,5	3,4
1346	13	-0,235	12	1	186,2
1427	12	-0,267	15	3	112,0
1448	18	-0,18	13	3	14,1
1483	8	-0,351	4	3	-
1657	3	-0,624	5	1	1646,0
1700	9	-0,297	4	1	5,0

Resultaterne i dette studie kan bruges som bevis for det forklarede koncept på Figur 1, hvor en øget antal reelle målinger vil øge pålideligheden af analysemетодen. Men mht. de resultater, som her præsenteres, så har proceduren visse begrænsninger, som bør prioriteres, hvis værktøjet bliver yderligere udviklet. Ved en udvikling er der først og fremmest begrænsninger i forbindelse med, at der for hver kørsel kun leveres én optimal placering af målere. Det anbefales derfor, at usikkerhedsværdierne undersøges for mønstergenkendelse. Dvs. de burde sammenlignes indbyrdes, hvor belastningen kan have effekt på den valgte placering. Derudover ville det være ideelt, hvis strømmålinger kan integreres i usikkerhedsvurderingen, men det var ikke muligt i denne analyse, pga. utilstrækkelige vurderinger ved slutknudepunkterne. Det skal også nævnes, at en større del af de tilgængelige data skal være reelle målinger, pga. korrelationen som findes mellem de aktuelle målinger, der udnyttes til load-flow-beregningen, og load-flow outputserierne.

Det ville være ideelt, hvis der i den nærmeste fremtid, kunne opnås en strategisk metode for at placere målepunkter i distributionsnettet. Men pga. den store mængde data, og forskellige ønsker og udvikling af måleapparater, kræver det en del mere arbejde end det, der blev præsenteret i denne analyse. Der kan dog med udvikling af analysepseudoden introduceret her findes et udgangspunkt for, hvordan sagen skal takles.

Appendix 2

Elektroteknisk screening af 13 byer

Lidt historie: Det danske elforsyningssnet (især lavspændingsnettet) er bygget før elektroteknisk databehandling blev udbredt. De oprindelige papirbaserede ledningsarkiver bliver digitaliseret i en rækkefølge og i en detaljeringsgrad, der er styret af behov. Hvad angår lavspændingsnettet, har indsatsen været koncentreret om registrering af den fysiske placering af kabler i jorden for at undgå skader ved gravearbejde, og der har typisk ikke været behov for at kunne udføre loadflow-beregninger på lavspændingsnet efter de er projekteret, da belastningen er forholdsvis statisk (der kobles generelt ikke nye kunder på et eksisterende lavspændingsnet). Den typiske situation i et netselskab er i dag således, at man er i stand til at udføre loadflow-beregninger på 10 kV og højere spændingsniveauer, men for lavspænding er det kun nyere net, der er fuldt registreret med kabeltyper, sammenkoblinger osv. Situationen er forskellig fra selskab til selskab, typisk afhængigt af selskabernes størrelse og strategi for digitalisering, men specielt afhængigt af om selskabet er skabt ved nylig fusion af flere selskaber, hvor sammenkøring af arkiver stiller helt særlige udfordringer.

I en elektroteknisk screeningen af 13 byer er der foretaget følgende vurderinger:

Datakvalitet:

Kvaliteten af specielt lavspændingsdata i netinformationssystemet 'NetBas' er vurderet. Data foreligger som registrering af elforsyningssmateriel og kunder i et geografisk kort.

I vurderingerne er det forudsat, at alle kunder er registreret i kortet, og det er undersøgt, hvor meget lavspændingsnet der er registreret med typebetegnelser, samt hvorvidt ledningerne er koblet elektrisk sammen på kortet. Der er tilgededes givet et bud på, hvor stort et arbejde der kræves, for at netdata kan klargøres til beregning.

Lav- og mellemspændingsnet:

Der er givet en kort beskrivelse af lav- og mellemspændingsnettet i de konkrete byer og i nogen grad en vurdering af dets egnethed i analyserne.

Vurdering af egnethed:

For alle byer er der givet en overordnet vurdering af nettets egnethed til de fremtidige analyser ud fra datakvalitet samt vurderinger af lav- og mellemspændingsnet.

Konklusion

Vurderingerne har vist, at alle net kan bringes i en kvalitet, der gør, at der kan udføres beregninger på dem, men der er stor forskel på den indsats, der kræves. De 13 byer blev derfor prioriteret efter, hvor let det ville være at skaffe manglende netdata.

Efterfølgende blev prioriteterne sammenholdt med en prioritetsliste fra Teknologisk Institut med andre parametre såsom varmeforsyning, folkelig og kommunal opbakning, industrier mm. Sammenligningen af de to prioritetslister medførte, at tre byer blev udvalgt for nærmere undersøgelse af egnethed. SE indvilligede i at opdatere netdata for tre byer, selv om den elektrotekniske screening viste, at det ikke var disse byer, det var lettest at opdatere netdata for.

Appendix 3

Overordnede simuleringer af nyt forbrug i to byer

Til udvælgelse af hvilke byer der var mest egnet til demonstration, blev der foretaget loadflow simuleringer af elnettet i to byer i 5 niveauer:

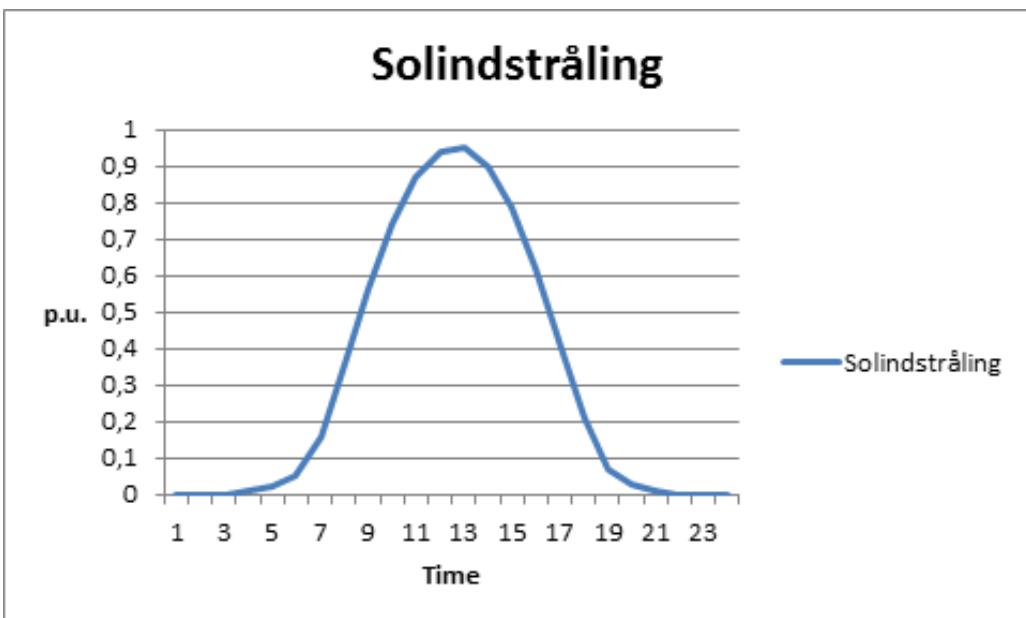
1. Simulering med en dimensionerende belastning, og sikring af korrekt spænding på lavspændingssiden af netstationen.
2. Simulering med 0-100 % varmepumper udelukkende.
3. Simulering med 0-100 % solceller, og varmepumper ved fastholdt andel (pkt. 2).
4. Simulering af smartgrid, som er urealistisk intelligent.
5. Simulering af smartgrid, som er lokalt intelligent.

Simuleringerne er udført som sekventielle loadflow-beregninger. Ud fra belastningsdata, som er i kvartersopløsning, er der foretaget 96 på hinanden følgende loadflow-simuleringer. Andelen af varmepumper, elbiler og solceller har i disse simuleringer været jævnt fordelt blandt alle forbrugerne. Har eksempelvis 50 % af forbrugerne haft solceller, er det antaget, at alle forbrugere har haft et 3 kWp solcelleanlæg (50 % af 6 kWp).

Varmetab, ladestand, varmekapacitet mv. er alle justeret efter samme metode som anlægsstørrelsen, så det passer til den andel af forbrugerne, der skulle have den pågældende type anlæg.

Følgende parametre er brugt:

- Kvartersværdier for belastningen en sommerdag samt juleaften.
- 6 kW varmepumper med COP på 3 fordelt jævnt hos forbrugerne:
 - 0,5 kW konstant varmeforbrug om sommeren
 - ~7,3 kW konstant varmeforbrug om vinteren
 - Buffertank på 7 kWh varmekapacitet (400 liter), 7 kWh varmekapacitet antages yderligere "gemt" i boligens masse
 - Cos φ: 0,95
 - Ingen elpatron, udetemperatur og tab er ikke medtaget i beregninger
- 6 kWp solcelleanlæg fordelt jævnt hos forbrugerne:
 - Ingen sol om vinteren
 - Solkurve for skyfri dag ved sommerjævndøgn om sommeren
 - Cos φ: 1
- Ingen elbiler krævet men indført, såfremt der er kapacitet i nettet:
 - 24 kWh, 170 km ved fuld opladning, 8 kWh dagligt
 - Opladning fra kl. 19-7
 - Cos φ: 1
- Ikke specielt store varmepumper eller solcelleanlæg til ikke-boliger
- Spændingsreferencen på 10 kV-siden af transformeren



Figur 13 Målt solindstråling på solcellepanel

By A

By A er som netområde opdelt i to områder, forsynet fra hver sin 10/0,4 kV netstation. Simuleringer er foretaget på de to netstationer separat, med den antagelse at projektet ikke vil forårsage problemer for mellemspændingsnettet i området.

Resultaterne er præsenterede som varighedskurver. På kurvernes Y-akse er enten givet den procentmæssige belastning af kabler eller spændingen i forhold til den nominelle spænding. X-aksen er en procentmæssig varighedsakse, som angiver hvor stor en procentdel af tiden en given værdi forekommer. Eksempelvis viser den første spændingskurve for by A syd at om vinteren er spændingen under 0,96 p.u. (220,8 V) i 50 % af tiden, og over i den resterende tid. Ligeledes kan det aflæses af kurve at vinterspændingen altid er over 0,90 p.u. (207 V), og altid er under 1,00 p.u. (230 V).

Simulering med en dimensionerende belastning, og sikring af korrekt spænding på lavspændingssiden af netstationen.

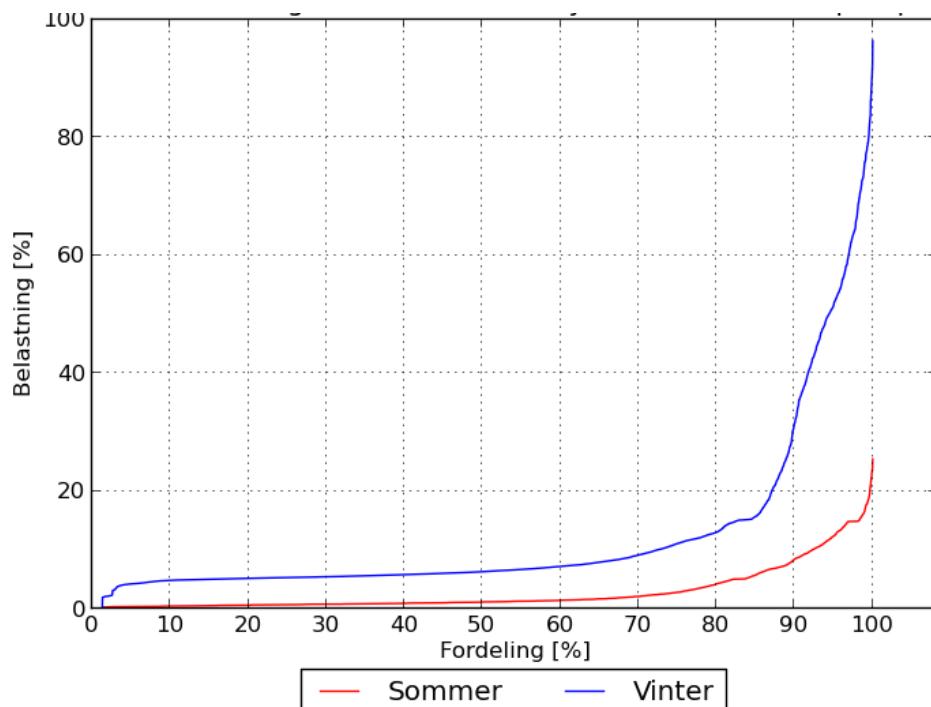
By A syd består stort set af parcelhusbebyggelse, forsynet fra en netstation. Der udgår 3 udføringer fra netstationen, én som forsyner de sydligst beliggende bygninger og to udføringer som forsyner hovedparten af parcelhusene. Området har plads til 30 % af forbrugerne har 6 kW varmepumper og 70 % af forbrugerne har 6 kW solcelleanlæg. De 70 % solcelleanlæg er dog begrænset af transformeren, da denne kun vil kunne klare 65 % anlæg, i tilfælde af et nulforbrug.

By A nord varetager, ud over nogle parcelhuse, forsyningen til kirken, sportshallen samt det erhverv som er tilstede i byen. Der er 3 udføringer, den ene forsyner primært sportshallen, en forsyner øst for kirken og den sidste forsyner kirken og det resterende nordvestlige område. Området har plads til 50 % af forbrugerne har 6 kW varmepumper og 100 % af forbrugerne har 6 kW solcelleanlæg. Som for syd er transformeren også begrænsende, og vil for nord maksimalt kunne klare 66 % solcelleanlæg i tilfælde af nulforbrug.

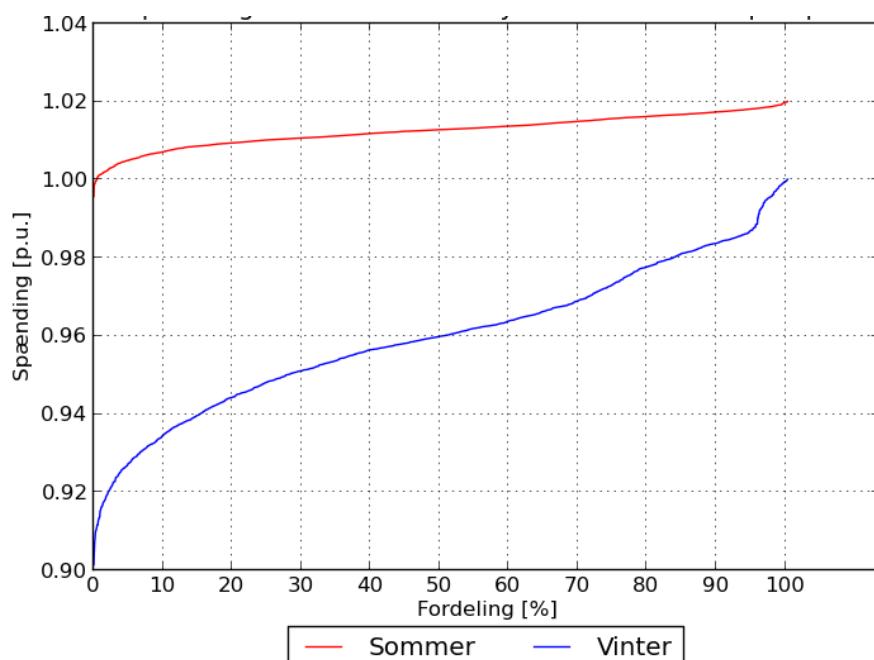
By A syd

Den sydlige del af byen har plads til 30 % varmepumper uden at der opstår problemer. Det er kabelbelastningen der er den begrænsende faktor. Der vil komme problemer med for stort spændingsfald ved 40 % varmepumper.

Transformeren som forsyner den sydlige del af byen, har yderligere en absolut begrænsning på 27 varmepumper á 6 kW, såfremt den maksimale belastning juleaften i simuleringerne repræsenterer den absolut maksimale belastning i denne del af byen.

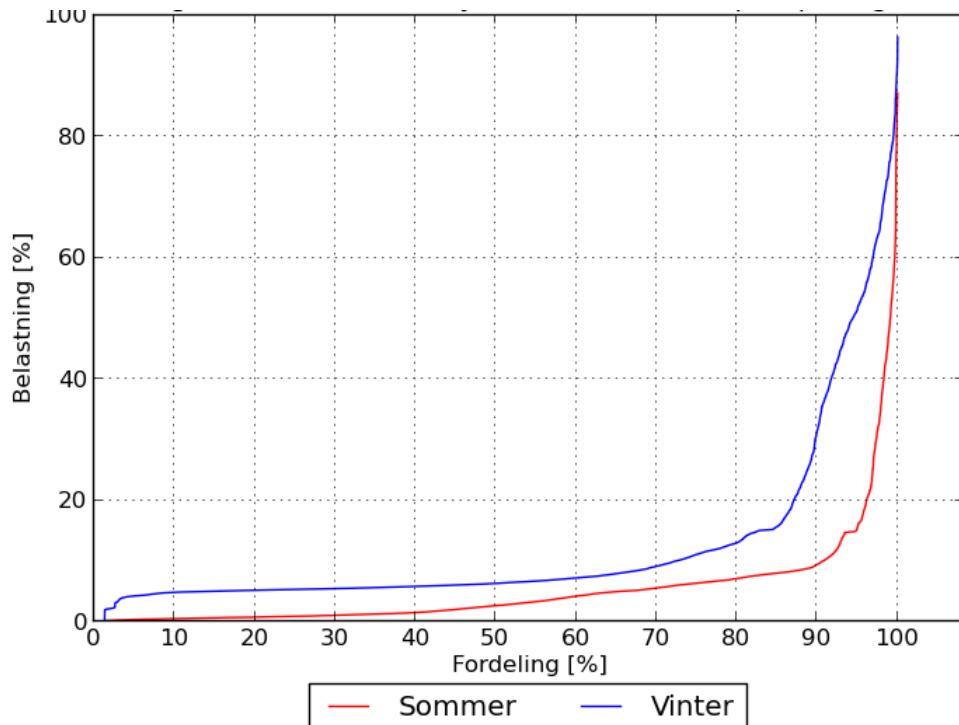


Figur 14 Kabelbelastningen i syd ved 30 % varmepumper

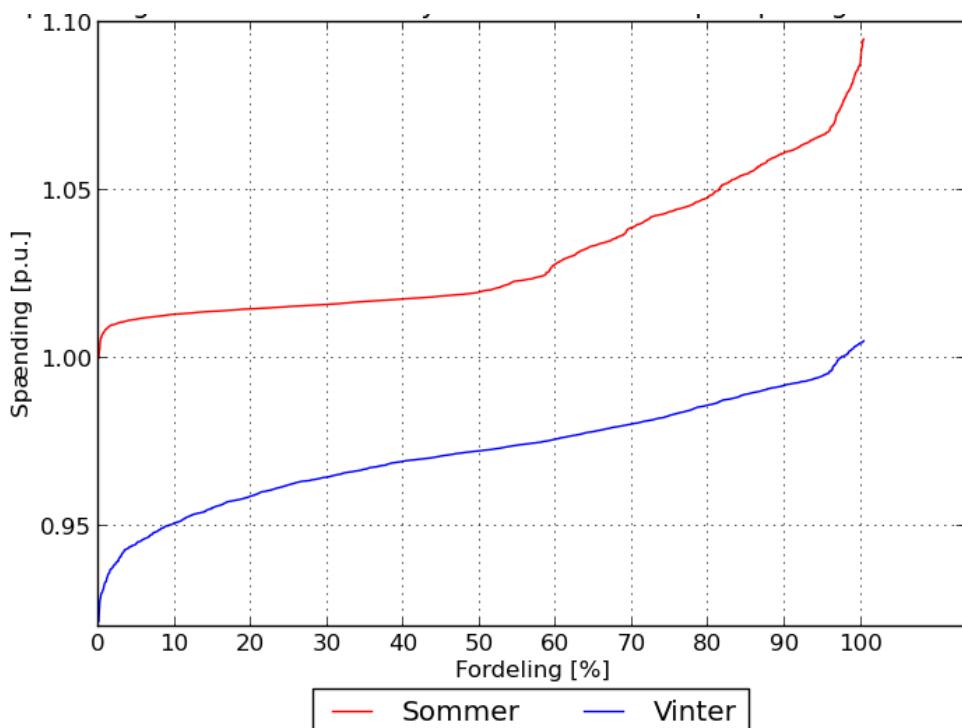


Figur 15 Spændingen i syd ved 40 % varmepumper

Syd har plads til 70 % solceller, både kabelbelastningen og den maksimale spændingsstigning er begrænsende faktorer i samme område. Transformeren er dog begrænsende med 200 KVA, hvilket for syd svarer til knap 65 % solceller med ren aktiv effektproduktion.



Figur 16 Kabelbelastningen i syd ved 30 % varmepumper og 70 % solceller



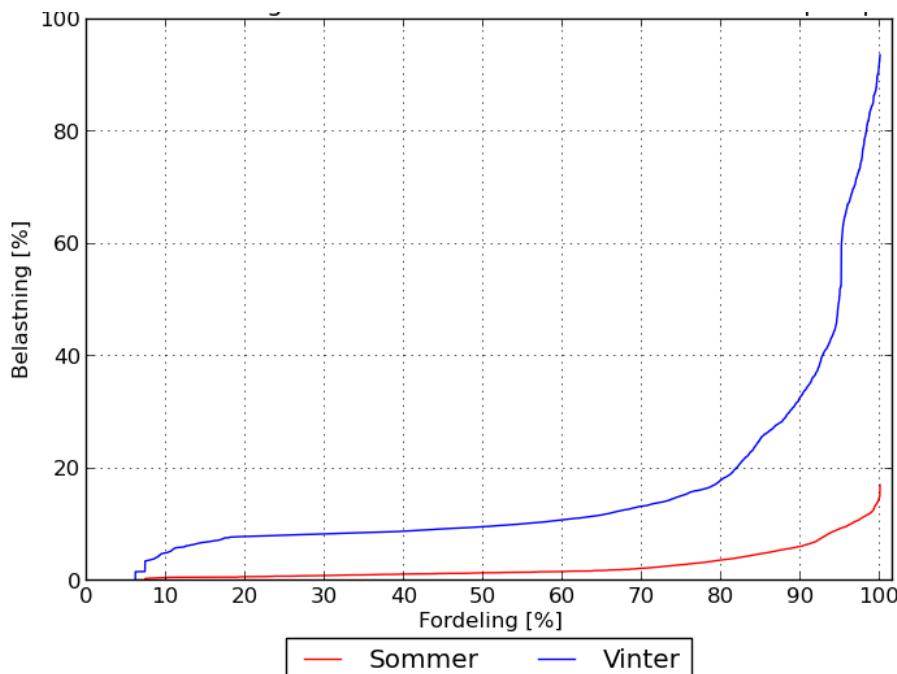
Figur 17 Spændingen i syd ved 30 % varmepumper og 70 % solceller

By A nord

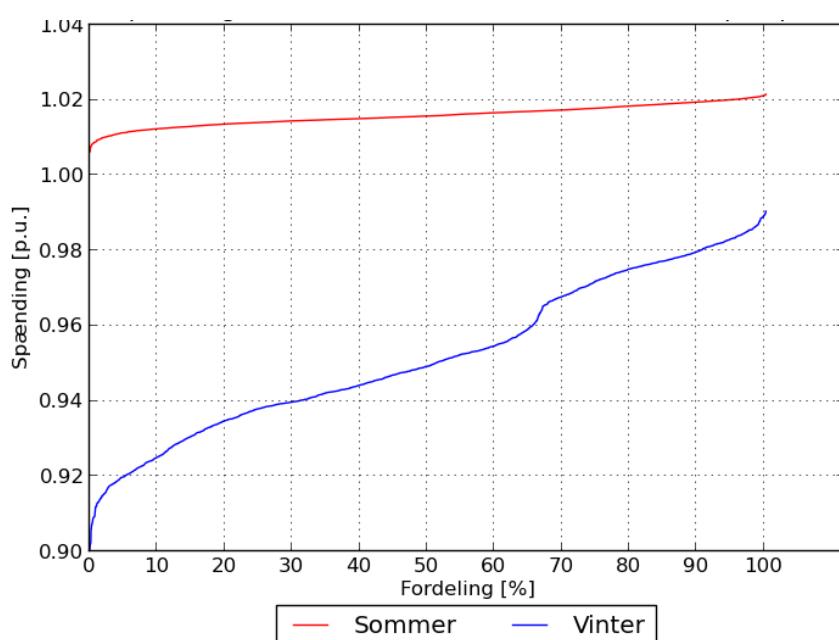
Den nordlige del af byen har plads til 50 % varmepumper, inden kabelkapaciteten udfordres. Det er kabelbelastningen i udføringen som forsyner kirken og det nordvestlige område, som først rammer kapacitetsgrænsen.

Spændingsfald har en grænse på 70 % varmepumper, hvorefter der begynder at opstå for lave spændinger i nettet.

Som for syd har nord også en absolut begrænsning på 27 varmepumper á 6 kW, før transformeren overbelastes.

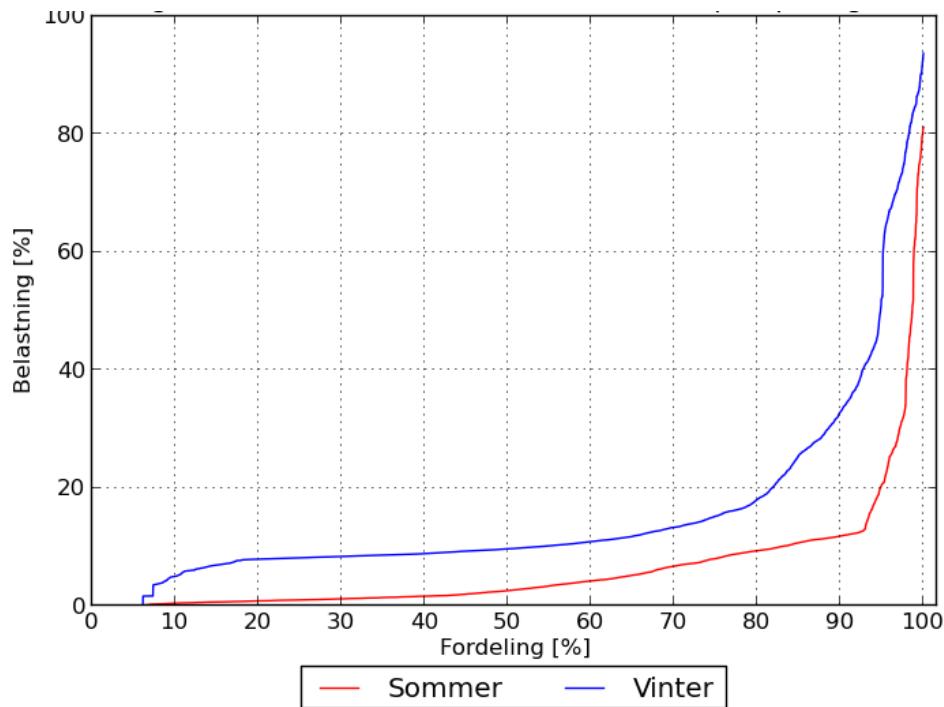


Figur 18 Kabelbelastninger for syd ved 50 % varmepumper

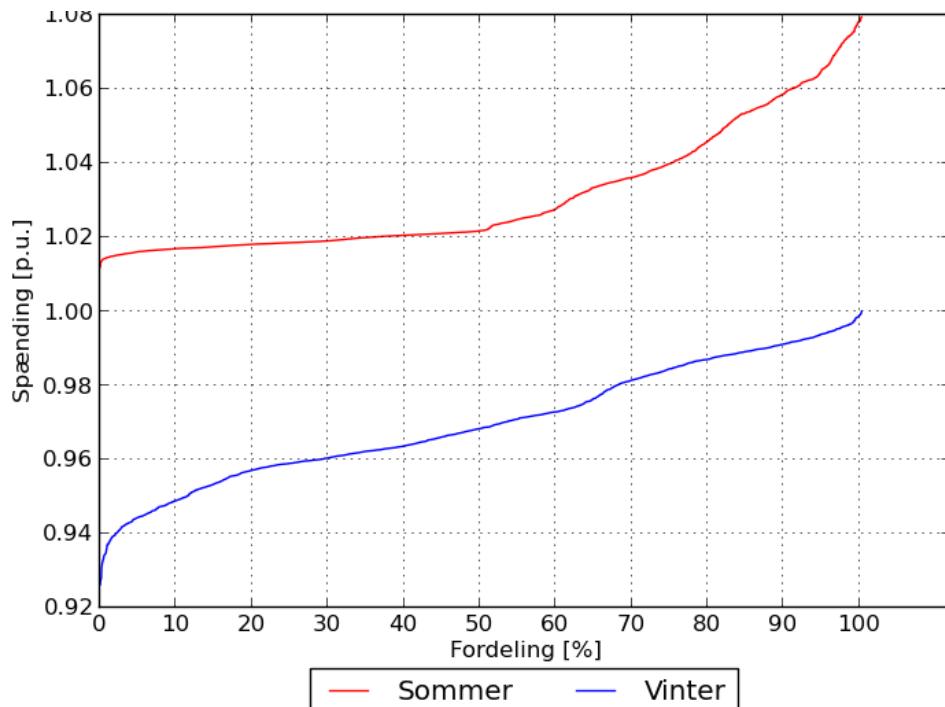


Figur 19 Spændingen for nord ved 70 % varmepumper

Nord har plads til 100 % solceller, hverken kabelbelastningen eller den maksimale spændingsstigning er begrænsende faktorer i dette tilfælde. Transformeren er dog begrænsende med 200 KVA, hvilket for nord svarer til 66 % solceller med ren aktiv effektproduktion.



Figur 20 Kabelbelastninger for nord ved 50 % varmepumper og 100 % solceller



Figur 21 Spændingen for nord ved 50 % varmepumper og 100 % solceller

"Urealistisk intelligent" smartgrid

I de urealistisk intelligente Smartgrid simuleringer er der fulgt samme varmeforbrug samt solcelleproduktion som hidtil. Herefter er mængden af varmepumper øget, og såfremt disse ikke rammer de overordnede grænser, er der også indført elbiler og andelen af solceller øget såfremt der var plads. Alle enheder er indført i trin af 10 %. Dette kan gøres i mindre trin, men det anslås at det er mindre relevant om der i yderste tilfælde er plads til 70 eller 72 procent.

Det urealistisk intelligente Smartgrid har total viden om linjebelastninger, spændinger i tilslutningspunkter, transformerbelastningen samt lagerstatus for samtlige varmepumper og elbiler.

Elbilerne er i simuleringerne ikke tilgængelige for opladning før efter kl. 12.

Modsat tidligere, er transformerenes belastning også medtaget som begrænsning, da denne ellers kommer op i omegnen af 150 % belastning nogle tidspunkter.

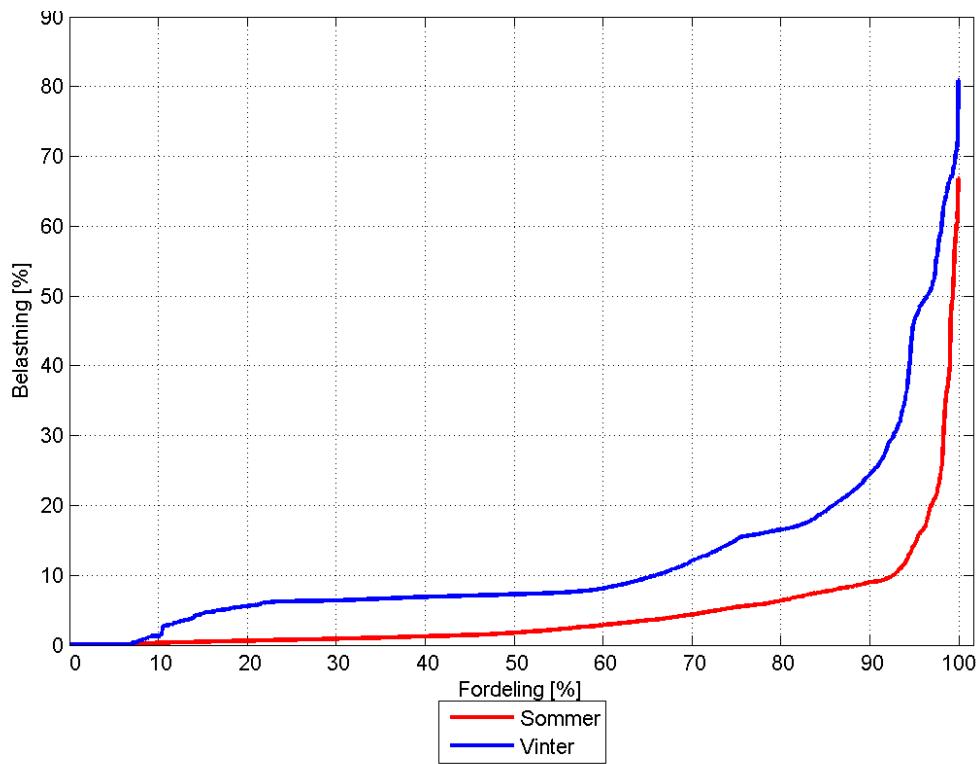
Varmepumpernes bufferniveauer og elbilernes batteriniveau er vist for vinteren hvor relevant, da vintersimuleringerne er de mest pressede på effektforbruget. Sommersimuleringerne har langt hurtigere opfyldning af buffer- og batteriniveau. Disse kurver er vist som tidskurver over døgnet (15 min. oplosning), for at illustrere hvordan deres status ændres hen over døgnet. Varmepumpebufferne starter halv fyldte ved midnat, og elbilerne starter på 2/3 kapacitet når de kommer hjem kl. 12.

By A nord

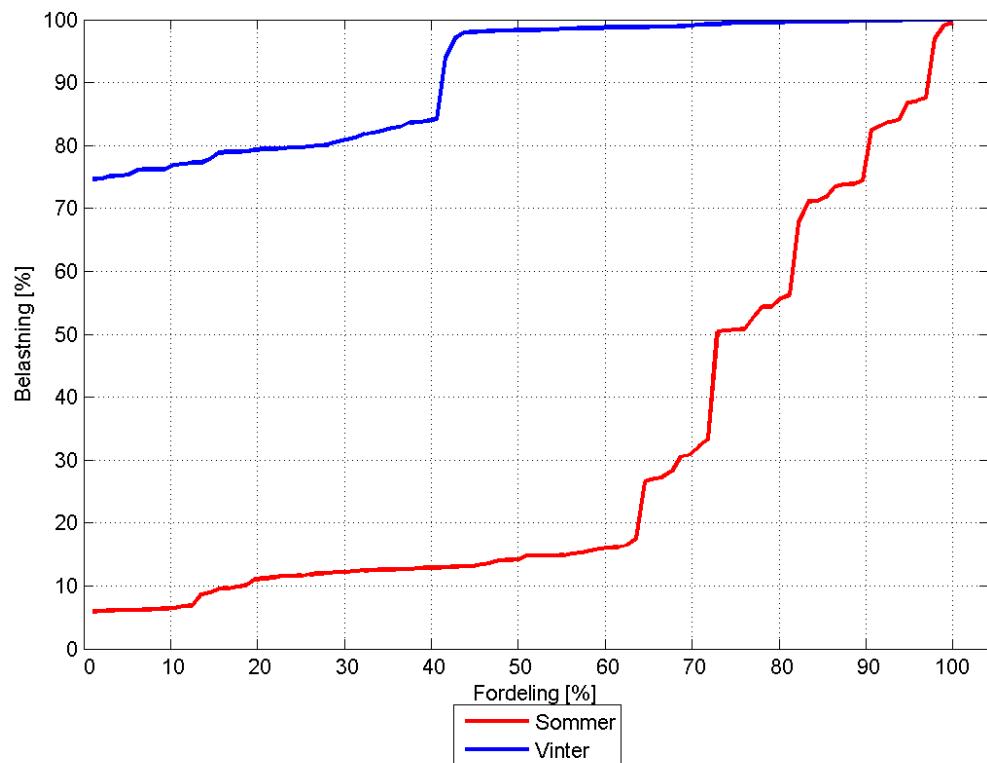
Den nordlige del af byen har langt bedre plads i nettet, her er der mulighed for 100 % varmepumper og 100 % elbiler; dog kun 80 % solceller.

Transformeren er den begrænsende faktor her. Om vinteren er transformeren belastet lige knap 100 % over halvdelen af tiden, mens det om sommeren også er transformeren der begrænser solcelleandelen. Elbilerne hjælper her, da disse kommer hjem mens der er meget sol, og således tager spidsen af solcelleproduktionen.

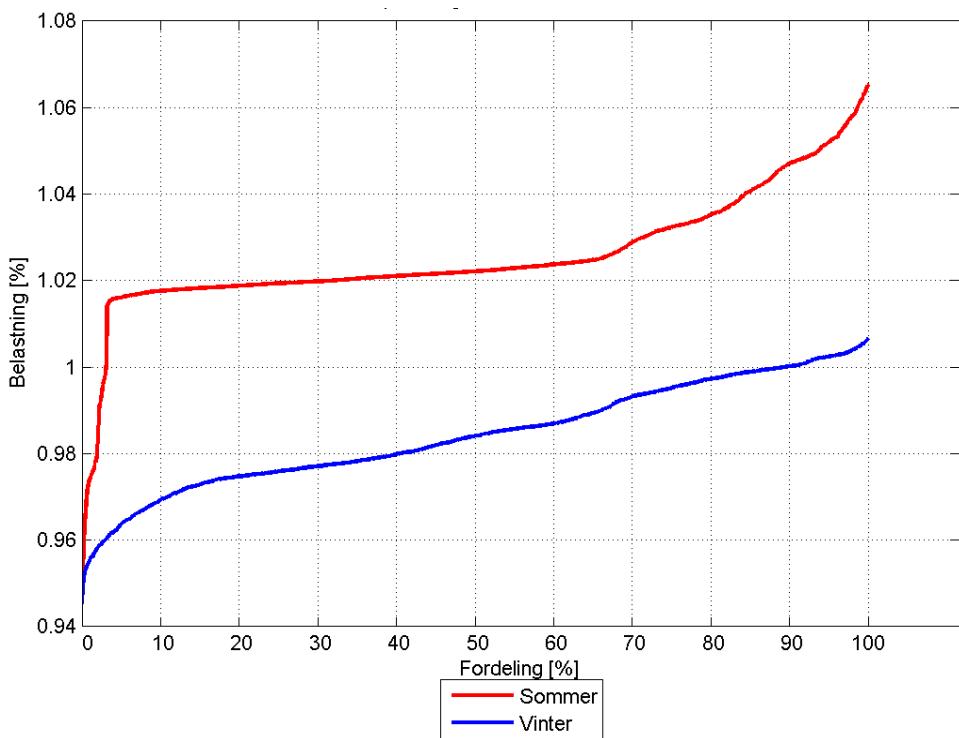
Udskiftning af transformeren vil sandsynligvis tillade 100 % af altting, uden overbelastning på de andre parametre.



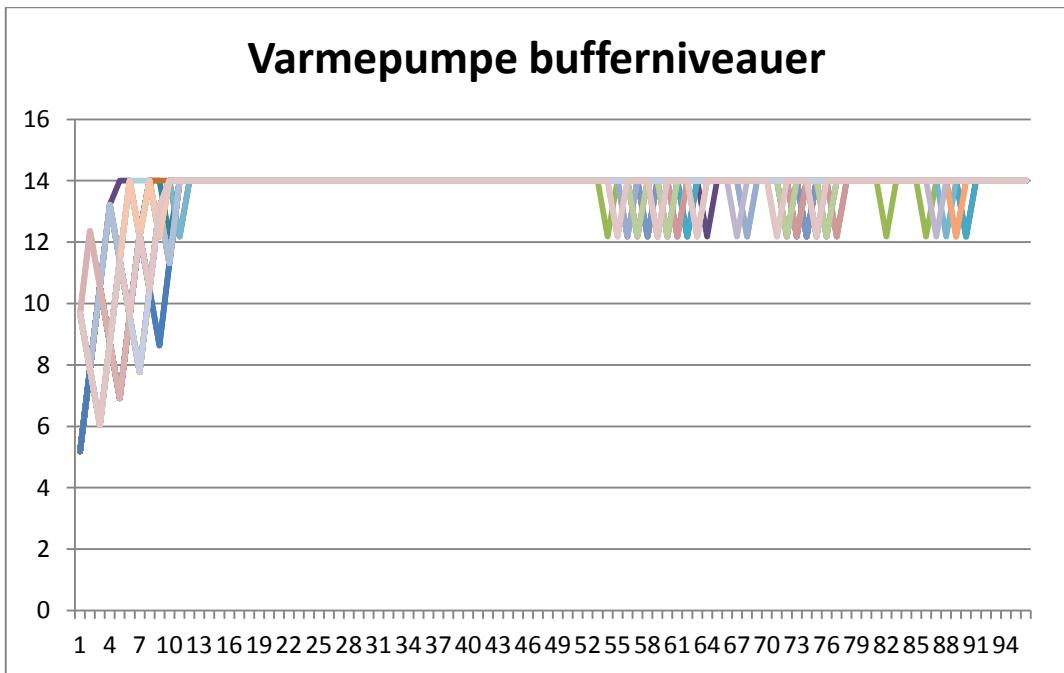
Figur 22 Kabelbelastning for nord



Figur 23 Transformerbelastning for nord



Figur 24 Spændinger for nord

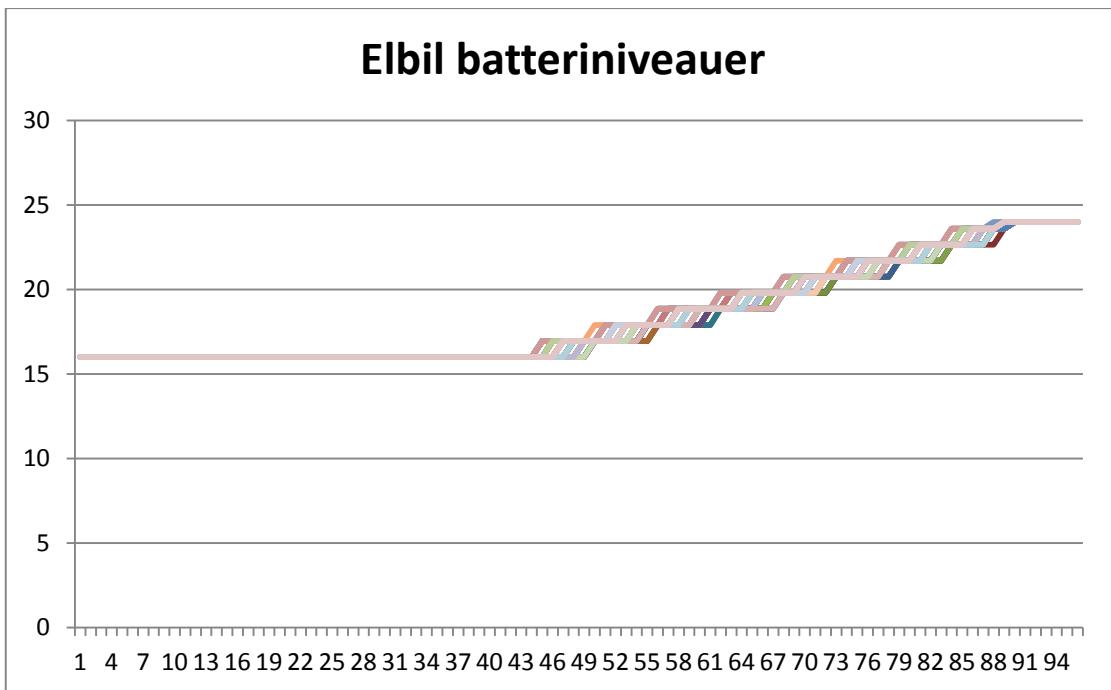


Figur 25 y-akse kwh, x-akse 15 min interval start kl. 00

Det ses at varmepumperne har masser af plads til at oplade om natten, og når at fyldes buffertanke inden det bliver morgen. Først hen ad eftermiddagen og i kogespidsen bliver nettet så udfordret, at samtlige varmepumper ikke kan holde deres buffertanke fyldte længere, men når tiden nærmer sig midnat, er varmepumpernes buffertanke fyldte. En fyld-

ningsgrad på 50 % havde været acceptabel, således at de endte på samme niveau som de startede.

I simulerings første kvarter ses et varmetab i buffertanken, i næste kvarter begynder buffertanken at blive fyldt op.



Figur 26 Batteriniveau elbiler

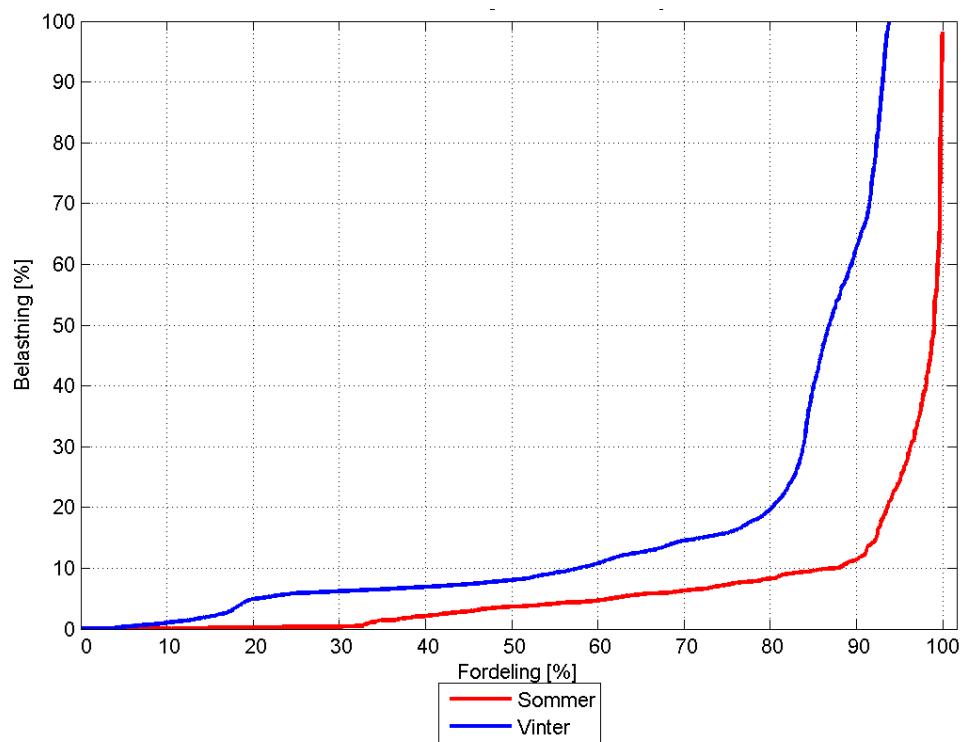
Af elbilernes batteriniveau ses at der ikke er plads til at alle bilerne kan lade samtidig, men fra hjemkomst og 12 timer frem – inklusive eftermiddag og kogespids – er der kapacitet nok i nettet til at samtlige elbiler kan blive fuldt opladte.

By A syd

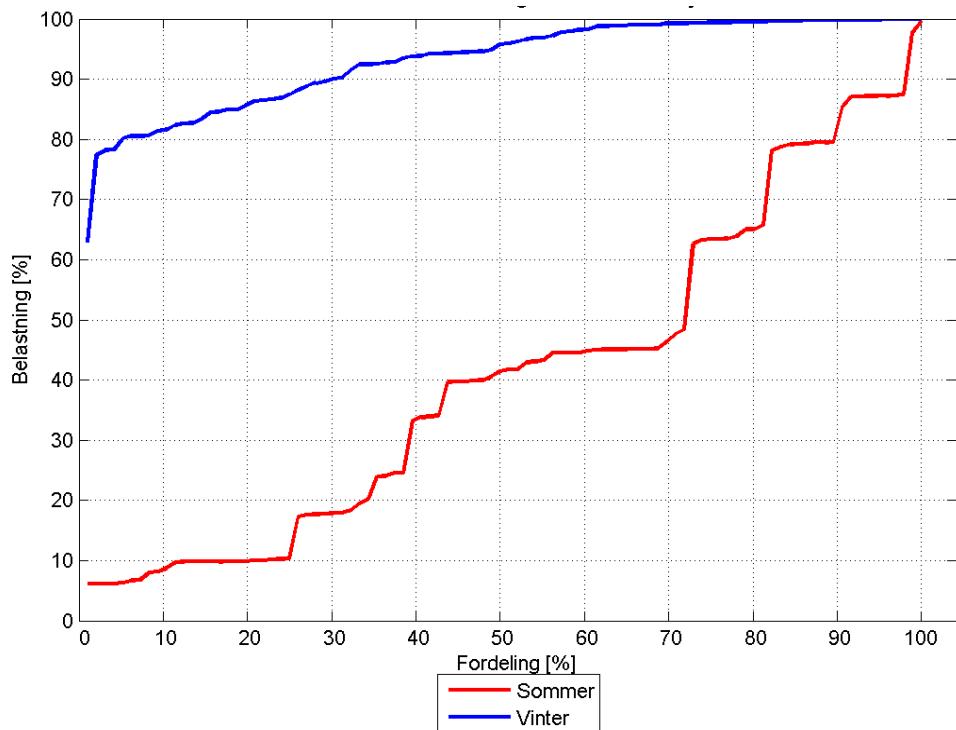
Den sydlige del af byen er langt mere begrænset end den nordlige, alle begrænsende parametre er her stort set i spil, eller ligger lige inden. Nogle kabler er generelt højt belastet, transformeren er højt belastet en stor del af tiden og spændingen ligger i hele spændet af +/- 10 %.

Den sydlige del har ikke plads til nogen elbiler, og kun 90 % varmepumper. Her er dog plads til 80 % solceller, som i den nordlige del.

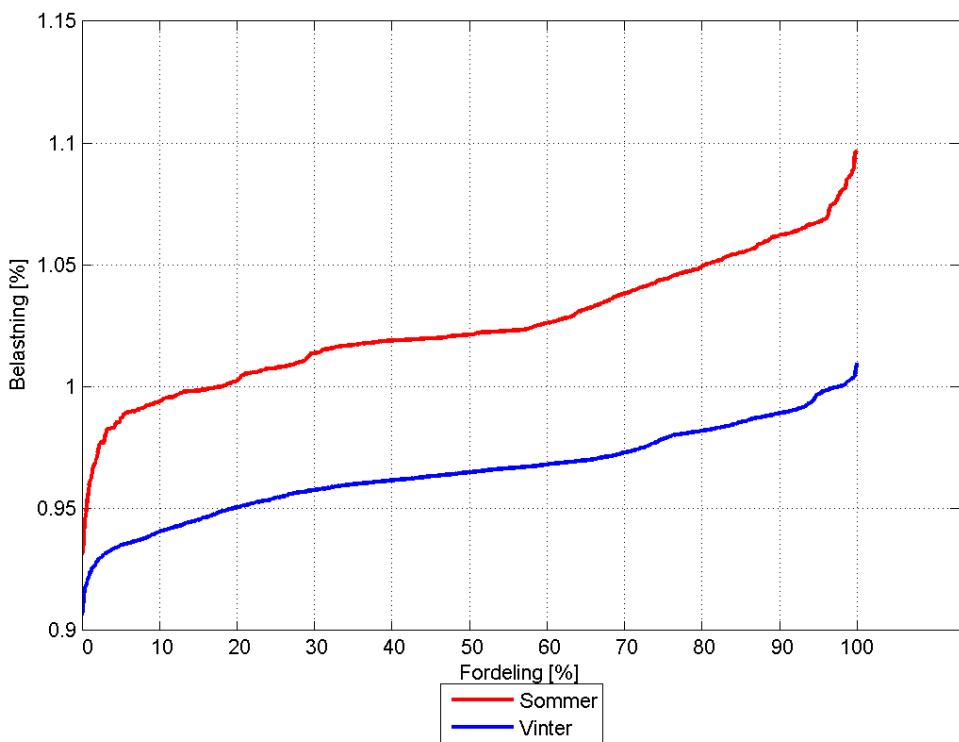
Udskiftning af transformeren vil være af begrænset nytte, og sandsynligvis ikke tillade en synderlig større andel forbrug eller produktion – hertil er et antal kabelstræk for begrænsende. Udskiftning af udvalgte kabelstykker vil dog heller ikke garantere større andel forbrug og produktion, da spændingen er meget tæt på ydergrænserne – så skal der indføres sæsontrin på transformeren.



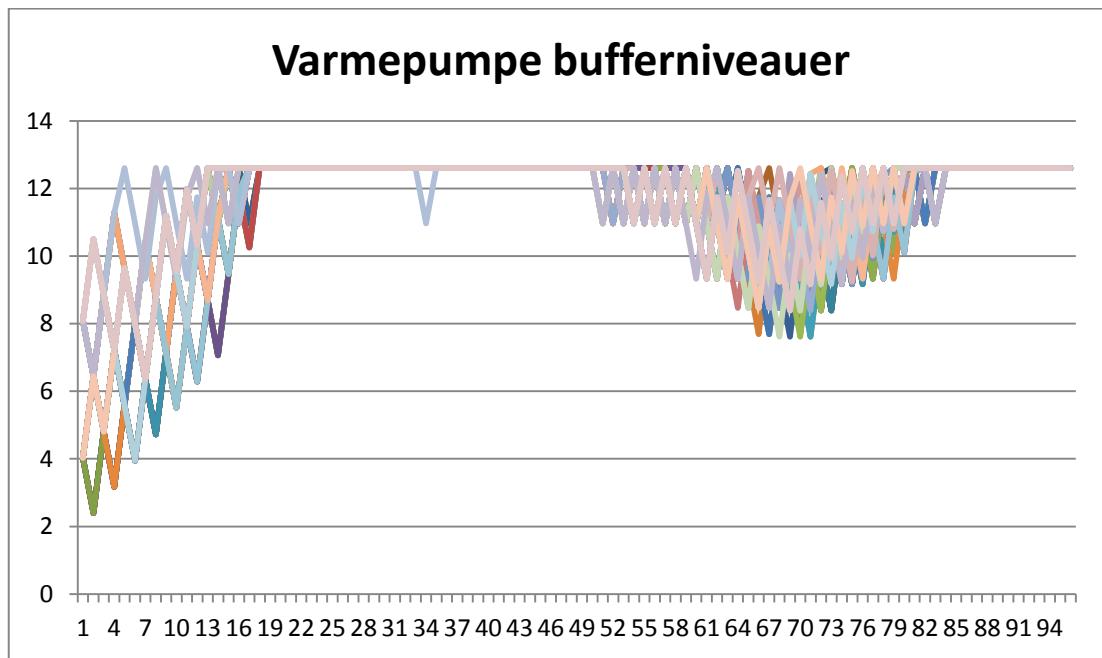
Figur 27 Kabelbelastning syd



Figur 28 Transformerbelastning syd



Figur 29 Spændinger syd



Figur 30 bufferniveau varmepumper

Note: Maksimalt bufferniveau er her 12,6 (90 % af 14), da der er regnet med jævnt distribuerede varmepumper.

Som det ses er varmepumperne noget længere tid om at fyldе buffertankene i løbet af natten, men nettet har kapacitet nok til at holde dem fyldte i løbet af morgenen og formiddagen. Allerede kort efter middag begynder begrænsningerne dog at vise sig, og i kogespid-sen er der yderligere begrænsninger. Hen ad aftenen er der dog igen kapacitet nok til at fyldе buffertankene.

Realistisk intelligent Smart Grid

Det realistiske scenarie baserer sig på central styring af opladning, og derfor kendskab om alle enhedernes lagerstatus; dette anses for værende et realistisk vidensniveau for en operatør. Kendskab til el nettets status er dog begrænset; de enkelte husstande kender udelukkende spændingen i det punkt de er tilsluttet. For at tage højde for spændingsfald/-stigninger i installationer og stikledninger bør grænserne indskrænkes fra de tidligere +/- 10 % til +/- 8 %. Dette vil dog højest sandsynligt give betydelige problemer med spændingen længst fra netstationen, hvorfor grænsen til styringsformål sættes til - 5 % for varmepumper og elbiler.

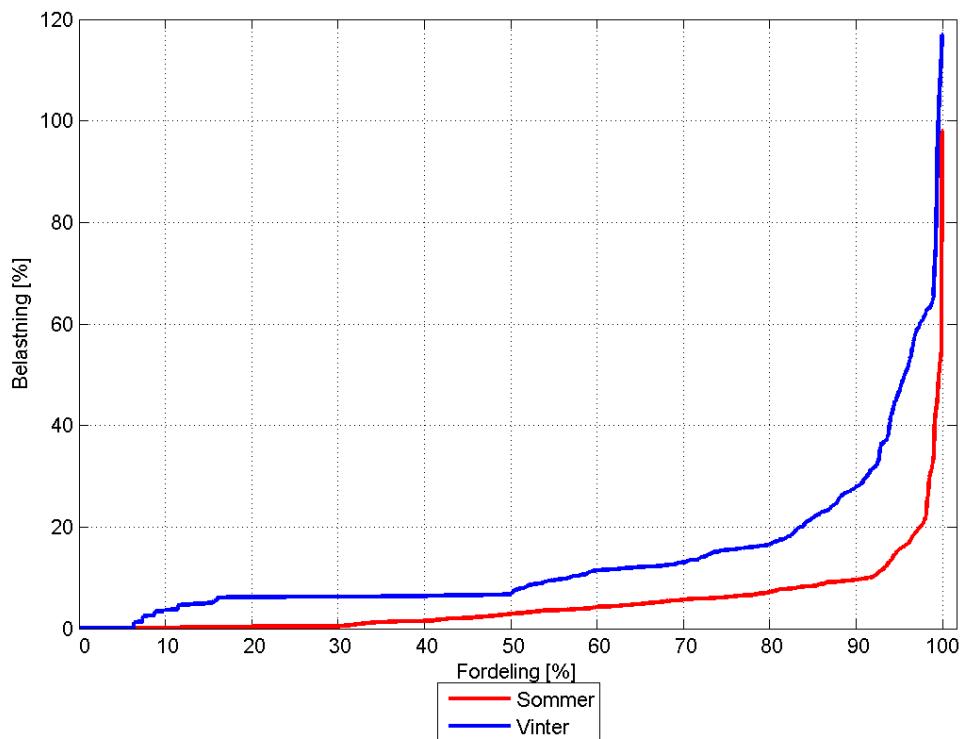
Ud over denne parameter som styring og aggregaters kendskab til varmelager og batterini-veau, med dertilhørende prioriteringsrækkefølge foretages ingen begrænsning. Så en kunde placeret langt fra netstationen kan risikere at varmepumpen melder at den ikke kan tændes, hvorefter spændingen falder yderligere, fordi kunder tættere på forsyningspunktet tænder deres varmepumper, da deres spænding tillader dette.

Herefter analyseres de reelle belastninger og spændingsniveauer, således at det kan bestemmes hvor relevant denne strategi for styring er.

By A nord

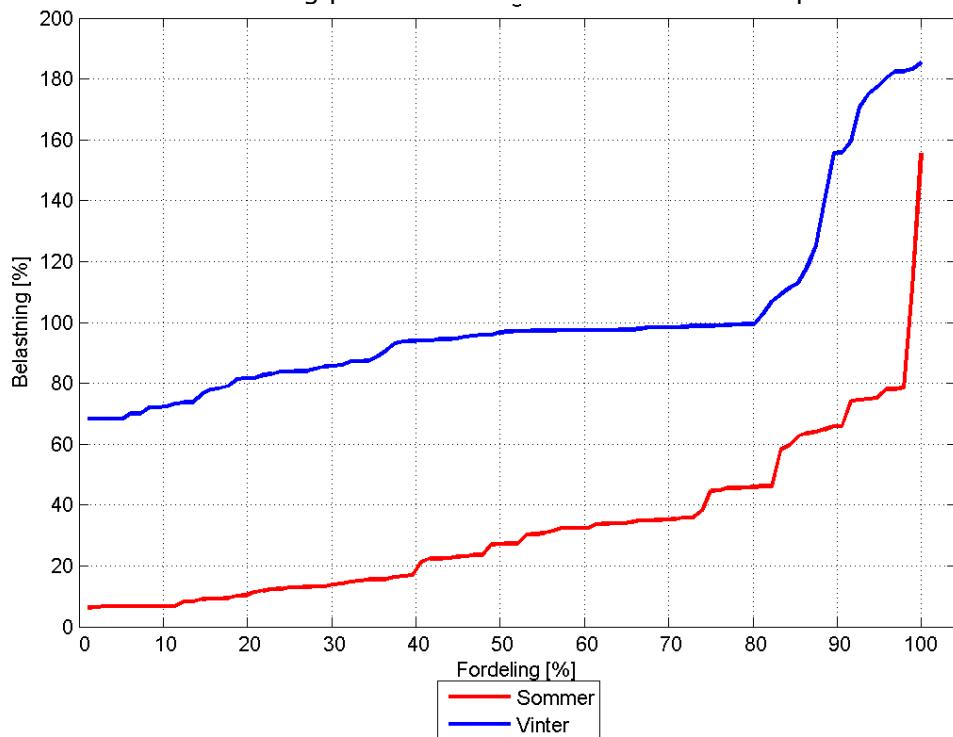
I den nordlige del, er der stadig kapacitet til både 100 % varmepumper og 100 % elbiler med den mere realistiske styring. Kabelbelastningen bliver dog udfordret i det øjeblik elbilerne begynder at tilslutte sig. Det er udelukkende det hovedkabelstræk (150" AL) som forsyner hele den del af byen vest for netstationen som bliver overbelastet i ca. 2 timer, på årets koldeste dag, hvor elbilerne starter med at lade. Det vestlige kabel forsyner dog 2-3 gange så mange kunder som det østlige.

Da solcellerne er afhængige af solindstråling, og ikke aktiv styring, er procentdelen her de samme 80 % som i det urealistisk intelligente scenarie.



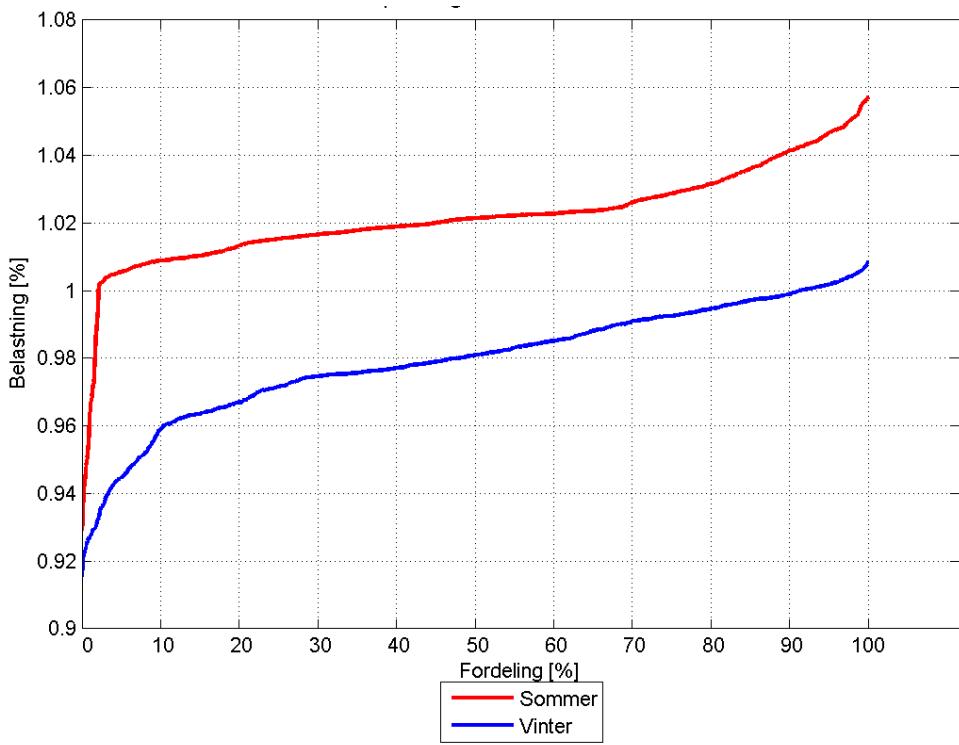
Figur 31 Kabelbelastning nord

Transformerbelastningen er dog mere kritisk, denne er nemlig overbelastet ca. 20 % af tiden, med en maksimalbelastning på næsten det dobbelte af dens kapacitet.



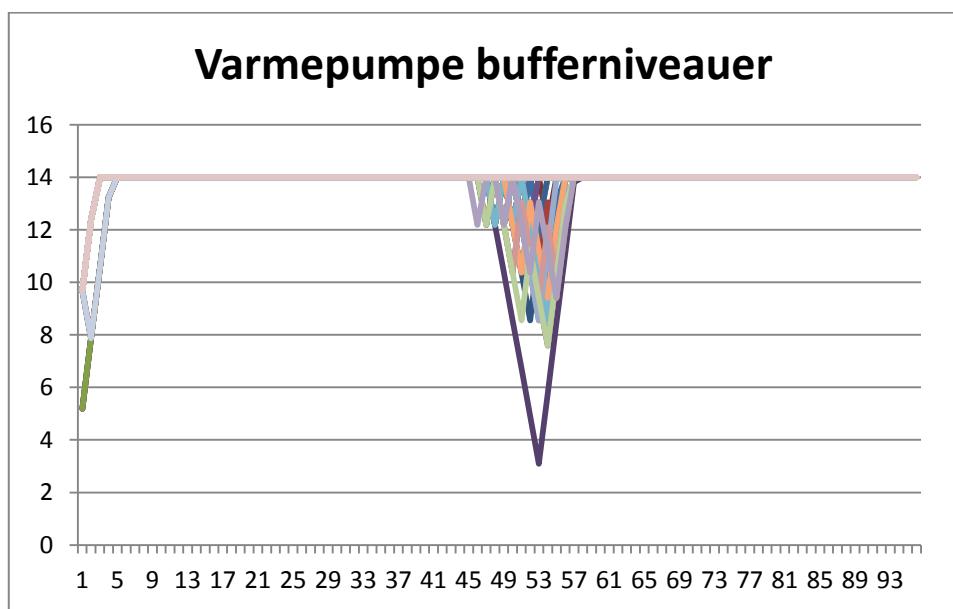
Figur 32 Transformerbelastning nord

Spændingen i forsyningspunkterne ligger dog indenfor de krævede +/- 10 % her.



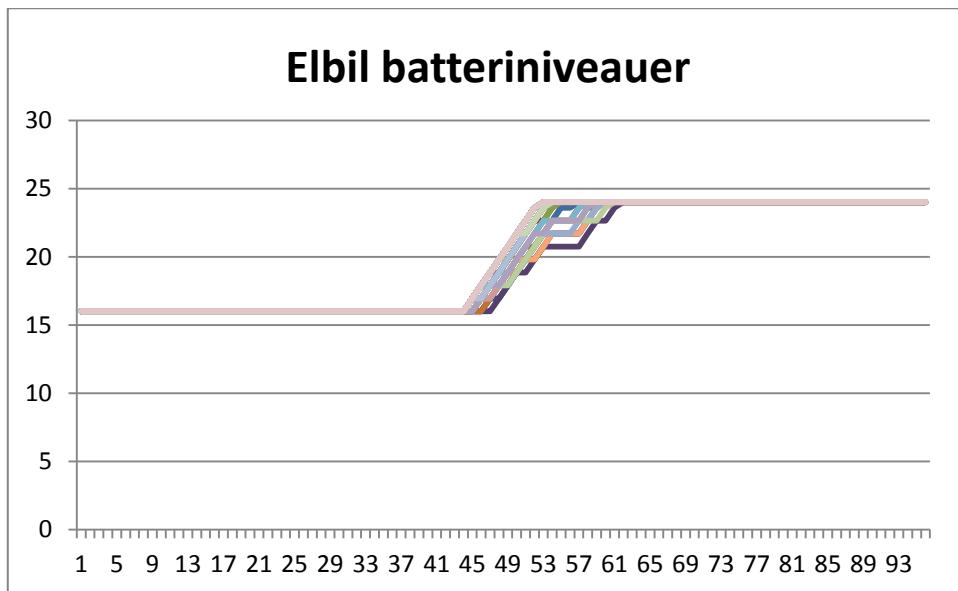
Figur 33 Spændingen nord

Sammenlignes varmepumpernes bufferniveau med det mere teoretiske scenarie, ses det at der er et dybere dyk omkring starten af eftermiddagen, hvor både varmepumper og elbiler er tilsluttet, men til gengæld er systemet lang hurtigere til at komme tilbage til fuldt niveau, da spændingen er godt stabil i denne del af nettet, hvilket bl.a. er hvad forårsager overbelastningen af transformeren.



Figur 34 Bufferniveau varmepumpe

Elbilerne viser samme effekt, hvor ladetiden er noget kortere her, elbilerne her er også årsagen til dykket for varmepumperne, da elbiler tæt ved netstationen kan bevirkede at varmepumper langt fra denne oplever en for lav spænding.



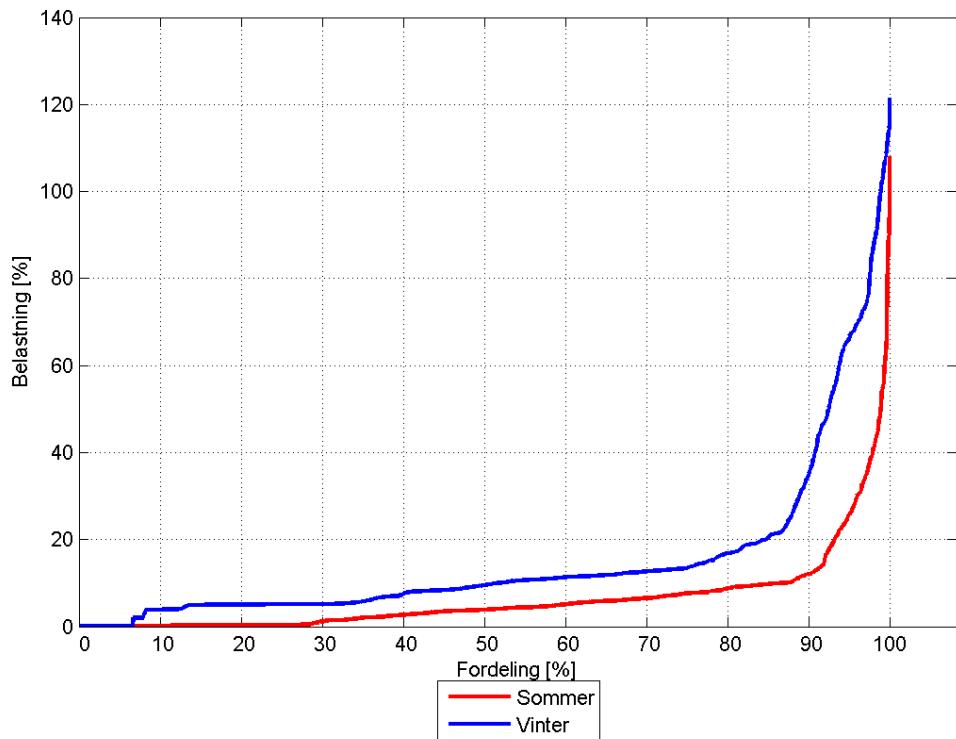
Figur 35 Batteriniveau elbiler

By A syd

For den sydlige del gælder, at der ved 90 % varmepumper ikke kunne holdes niveau i varmepumpernes buffertanke, og det var her nødvendigt at reducere andelen til 80 %.

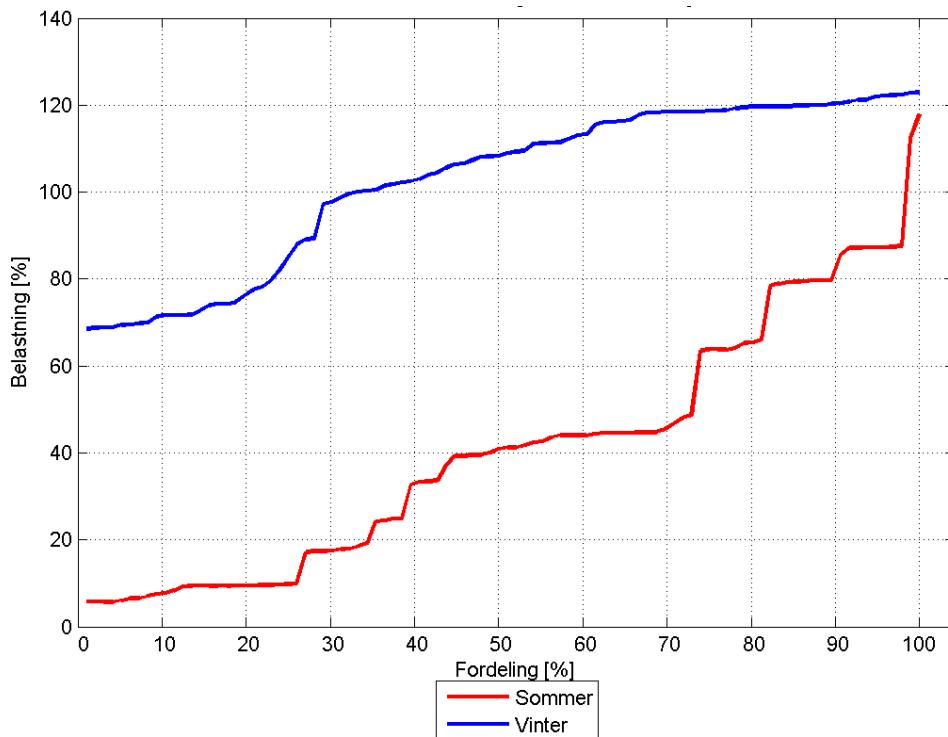
Den lavere mængde forbrug ift. det nordlige område, bevirkede også at overbelastninger er mindre drastiske i deres omfang her. Overbelastningerne af kabler, er således udelukkende to 50" AL kabler, som forsyner stort set hele området. Det ene er en 50" udføring mod et villakvarter, hvor det andet er indgangskabel til en udføring med 95" AL.

Da der ikke er plads til 100 % varmepumper, er der ikke indført elbiler, solcelleandelen er som for den nordlige del de samme 80 % som i det urealistisk intelligente scenarie.



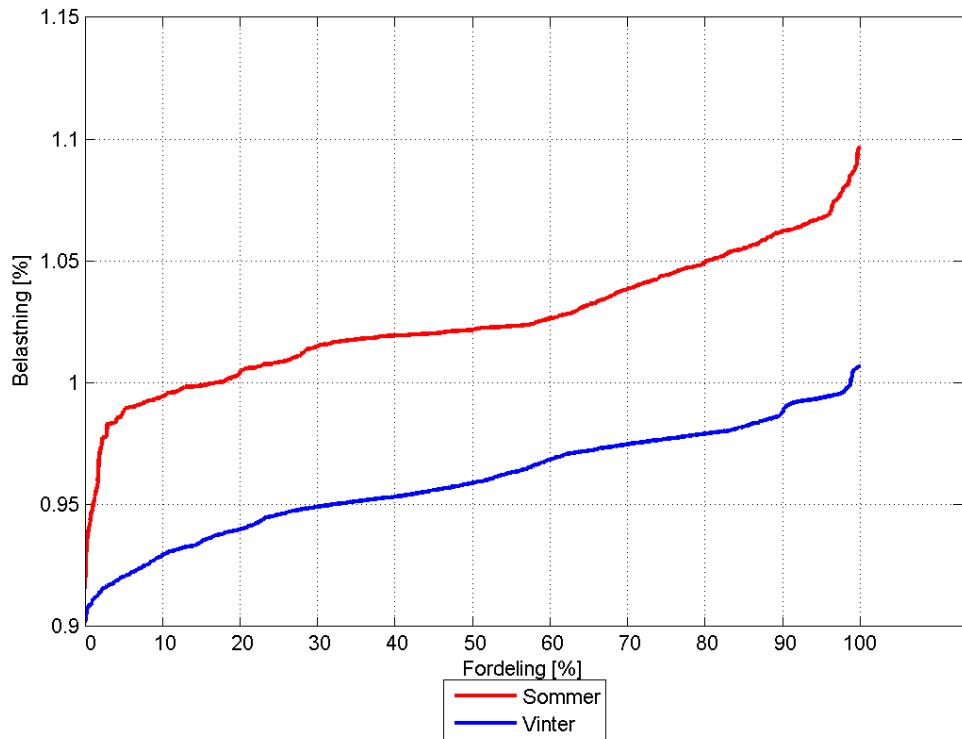
Figur 36 Kabelbelastning syd

Transformeren er ikke så overbelastet som den nordlige del, den bliver ikke belastet meget mere end 120 %, dette er den dog 70 % af tiden om vinteren, og faktisk også kortvarigt om sommeren.



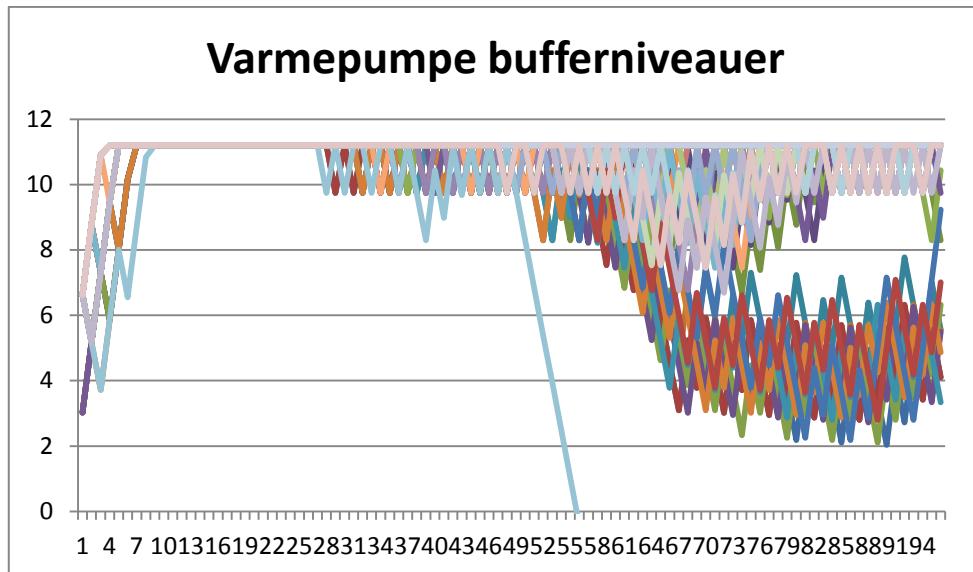
Figur 37 Transformerbelastning syd

Spændingen i det sydlige område udnytter hele +/- 10 % i tilslutningspunkterne, hvilket vil betyde at nogle kunder i praksis kan opleve spændinger 1-2 % over eller under dette i tilfælde af høj belastning eller produktion indenfor egen husstand.



Figur 38 Spændinger for syd

Varmepumpernes bufferniveauer når ikke op til 100 %, men ender derimod gennemsnitligt lidt over deres startpunkt. Der kan tydeligt ses to grupper af bufferniveauer, samt en enkelt afstikker. De to niveauer deler varmepumper tæt på netstationen fra dem der er længere væk, med afstikkeren værende en meget yderliggende kunde. Denne kunde oplever en spænding der er mere end 5 % under den nominelle spænding stort set konstant, så snart eftermiddagens forbrug begynder at stige hen imod kogespidsen. Først når forbruget falder om natten, begynder denne varmepumpe at koble ind igen.



Figur 39 Bufferniveau varmepumper

By B

Der er kun foretaget en to typer af simulering:

1. Intelligent styring – central syring af opladningen af elbiler med kendskab til batteriniveau og varmelager.
2. Ingen styring – der er ikke foretaget styring af varmepumper og opladningen af elbiler

By B er forsynet af 4 stk. 10/0,4 kV netstationer, men der er kun simuleret på to af dem. De sidste to netstationer er henholdsvis en stor enkeltkunde der sidder på en netstation alene, samt en som forsyner en virksomhed samt 6 huse. De to netstationer der er simuleret på har henholdsvis 33 og 71 almindelige forbrugere (samt enkelte industri-/servicekunder, der blot har almindeligt forbrug).

De to netstationer, der er simuleret på, deler byen i en øst- og vestdel. Simuleringer er foretaget på de to netstationer separat, med den antagelse at projektet ikke vil forårsage problemer for mellemspændingsnettet i området.

Resultaterne er præsenterede som varighedskurver. På kurvernes Y-akse er enten givet den procentmæssige belastning af kabler eller spændingen i et givent kabelskab. X-aksen er en procentmæssig varighedsakse, som angiver hvor stor en procentdel af tiden en given værdi forekommer. Eksempelvis viser den første spændingskurve for by B øst at om sommeren er spændingen under 229,5 V i 50 % af tiden, og over i den resterende tid. Ligeledes kan det aflæses af kurve at vinterspændingen altid er over 216 V, og altid er under 229 V.

Spændingen skal ligge imellem 207 og 253 Volt (230 V +/- 10 %), og kabel- og transformatorbelastninger under 100 %.

Realistisk intelligent smartgrid

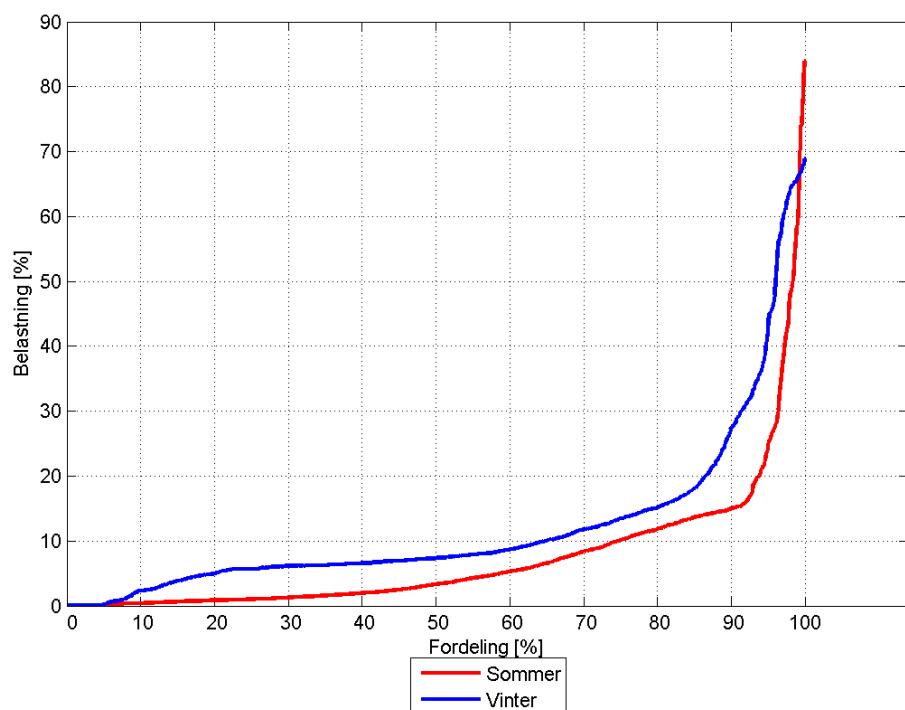
Se forklaringen af "Realistisk intelligent smartgrid" for under by A side 31.

By B Øst

I den østlige del er der plads til 80 % varmepumper, inden den anvendte styring får problemer med at få alle varmebuffere fyldt over døgnet. Den begrænsende faktor her, er at de mest yderligt beliggende varmepumper falder for kritteriet om et maksimalt spændingsfald på -5 %. Øges udfaldsrummet til at tillade -8 %, vil der være plads til 100 % varmepumper uden at forårsage overbelastninger; spændingen vil dog bevæge sig meget tæt på minimumsgrænsen.

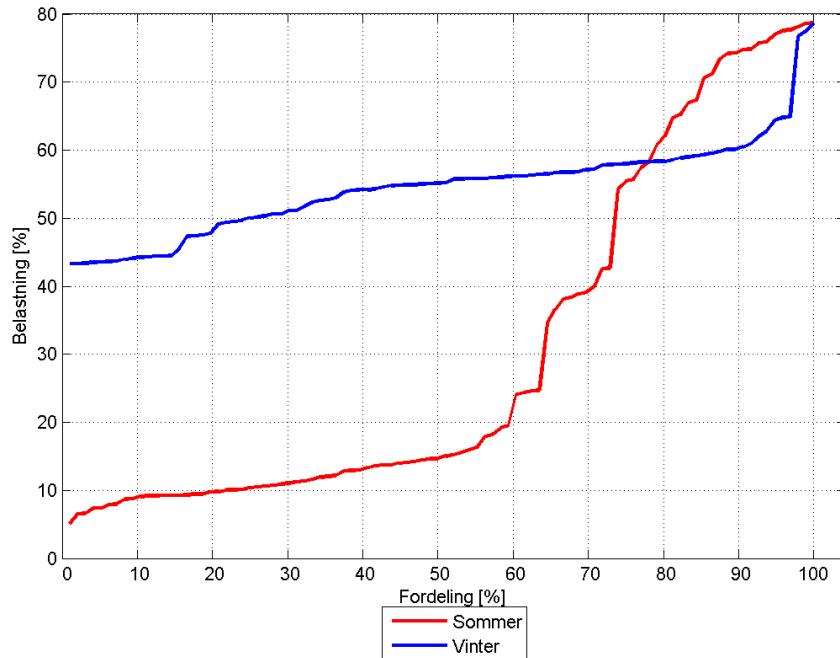
Da der ikke er plads til at alle har varmepumpe, er der ikke indført elbiler.

Der er muligt at indføre 100 % solceller, uden at der kommer problemer med hverken spændinger eller overbelastninger.



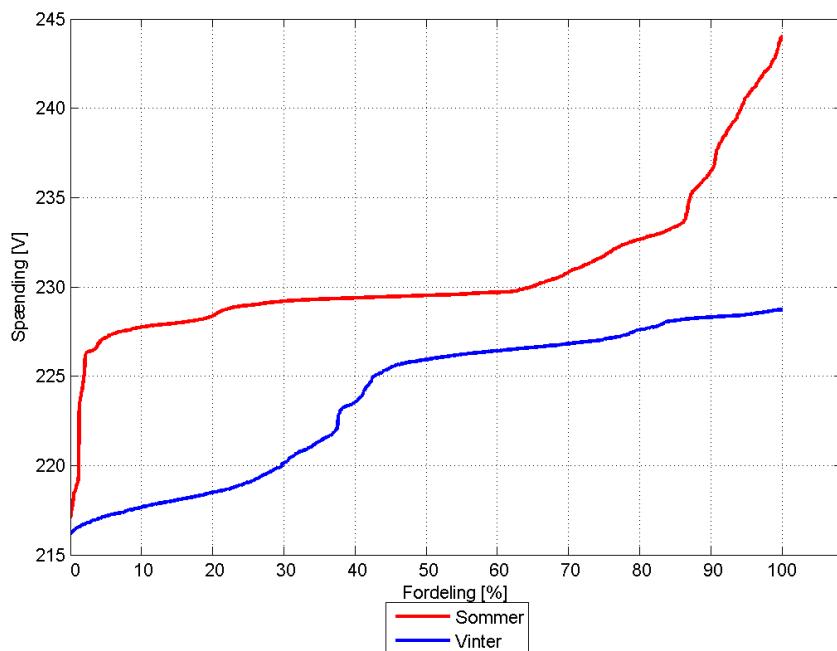
Figur 40: Varighedskurve over kabelbelastninger i øst.

Kabelbelastningen er ikke et problem, om vinteren er der ingen kabler der er mere end knap 70 % belastet, og om sommeren er de kortvarigt oppe på knap 85 % belastning.



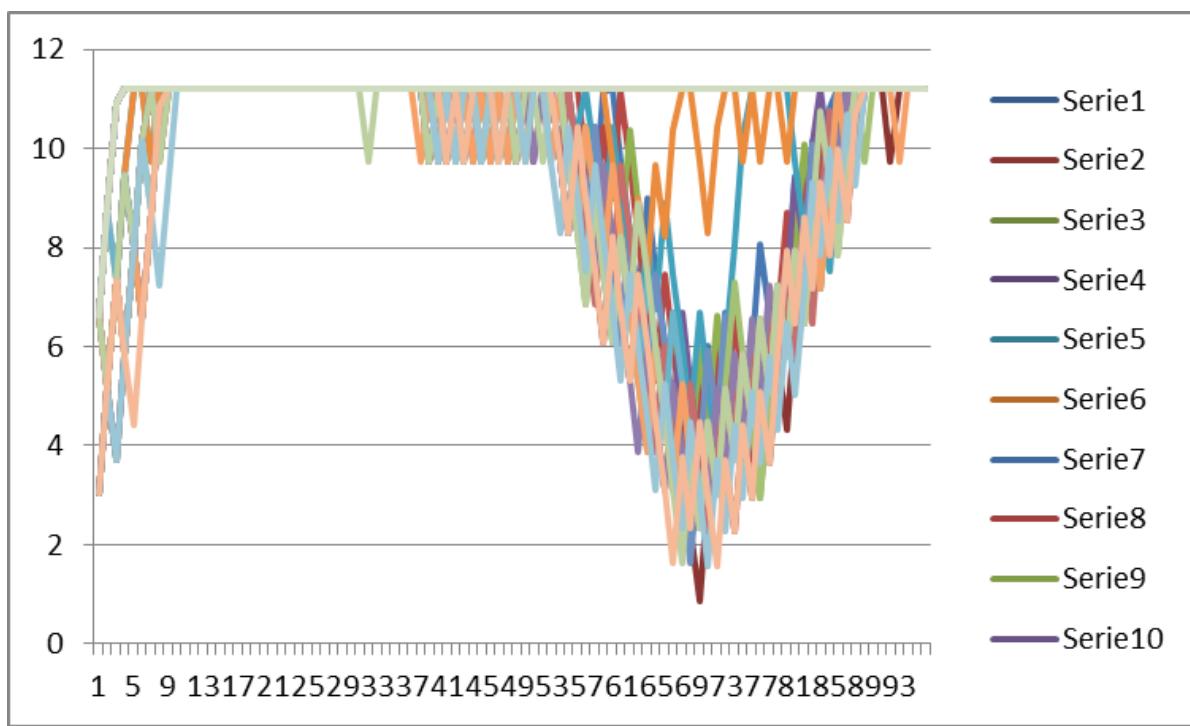
Figur 41: Varighedskurve over transformerbelastningen i øst.

Transformeren er på intet tidspunkt mere end 80 % belastet, og vil således heller ikke skabe nogen problemer. Selv ved 100 % varmepumper ville den ikke være utsat for overbelastning.



Figur 42: Varighedskurve over spændingsniveauer i øst.

Spændingerne ligger alle indenfor det tilladte område, om end der ikke er mere end 7-9 Volt til grænserne både over og under. Ved 100 % varmepumper vil der dog være enkelte Volt til den nedre spændingsgrænse nogle steder.



Figur 43: Varmepumpe bufferniveau (inkl. bygning) i øst.

Varmepumperne når alle at få fyldt deres bufferniveau efter kogespidsen på en vinterdag, hvilket betyder at der er en minimal overkapacitet. Langt de fleste varmepumper kan dog ikke holde deres bufferniveau under kogespidsen, og kommer tæt på en nulværdi, hvilket vil medføre en faldende temperatur. Bufferen er ved 80 % fyldt ved 11,2 kWh varmekapacitet.

50 % varmepumper

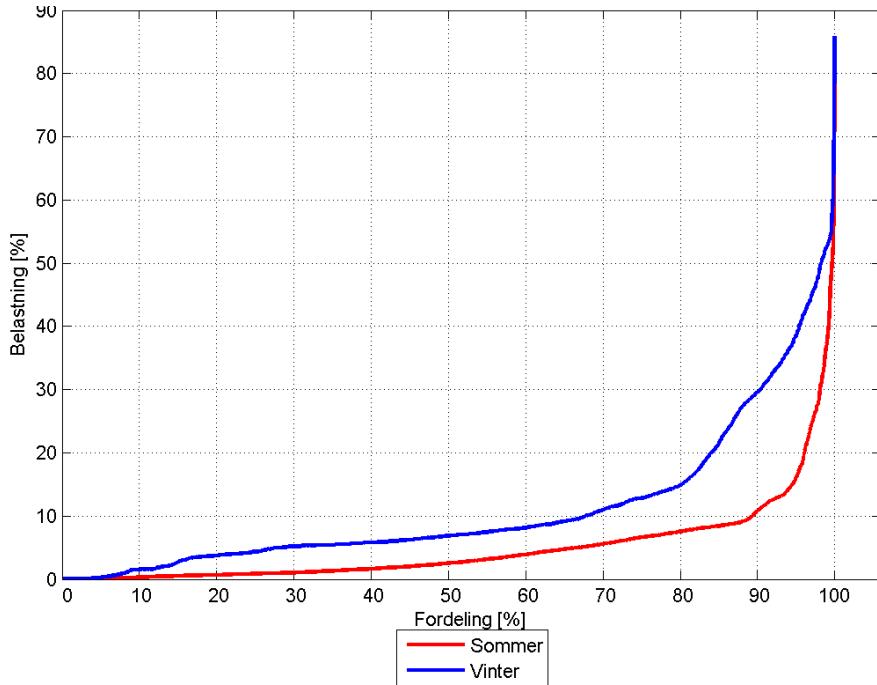
Hvis der kun indsættes 50 % varmepumper i den østlige del, er der plads til 50 % elbiler.

By B Vest

Den vestlige del af byen har kun plads til 70 % varmepumper, men har så til gengæld også over dobbelt så mange husstande. Dette vil dog kræve en større transformer, da denne er belastet over 100 % i ca. 60 % af tiden om vinteren.

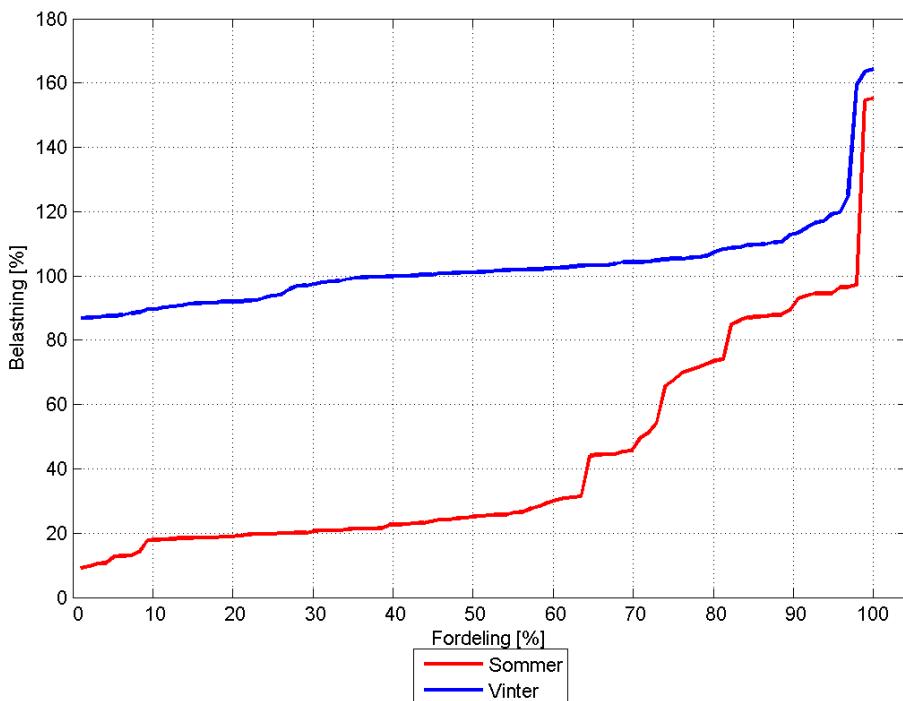
Det større antal husstande rykker specielt kraftigt ved solcelleantallet, hvilket gør at der ikke er plads til mere end 60 % solceller. Det er dog her transformeren kapacitet der sætter grænsen, og en større transformer ville således også tillade en større solcelleandel.

Som for den østlige del er der ikke indført nogen elbiler, da der ikke har været plads til at alle kunne få varmepumper.



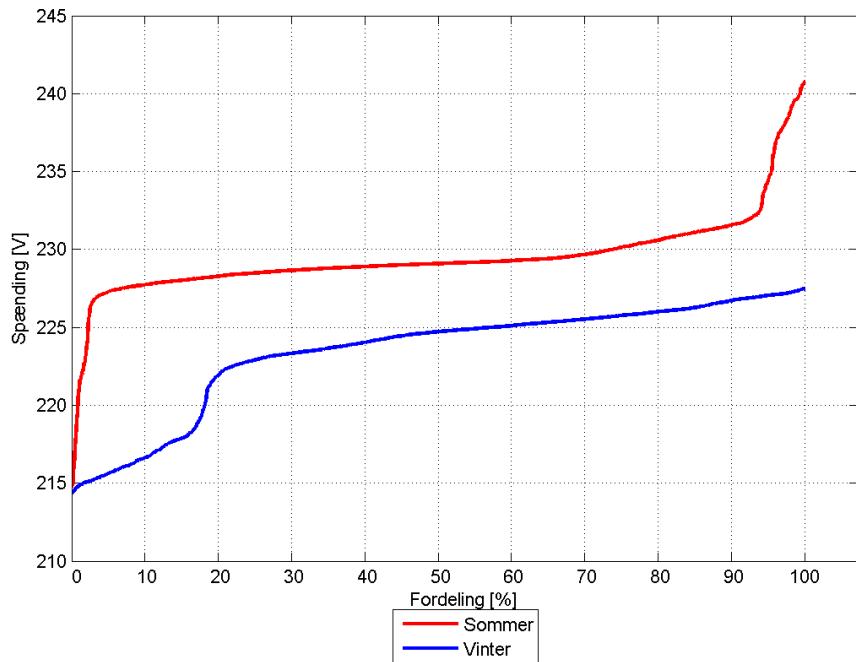
Figur 44: Varighedskurve over kabelbelastningen i vest.

Om sommeren er kablerne belastet knap 80 % på det værste sted, og om vinteren er dette lidt over 85 %. Disse repræsenterer dog simuleringens starttidspunkt, hvor alle varmepumper forsøger at fylde deres bufferniveau helt op. Reelt er det kraftigst belastede kabel ikke mere end 55 % belastet om sommeren, samt lidt over 60 % om vinteren.



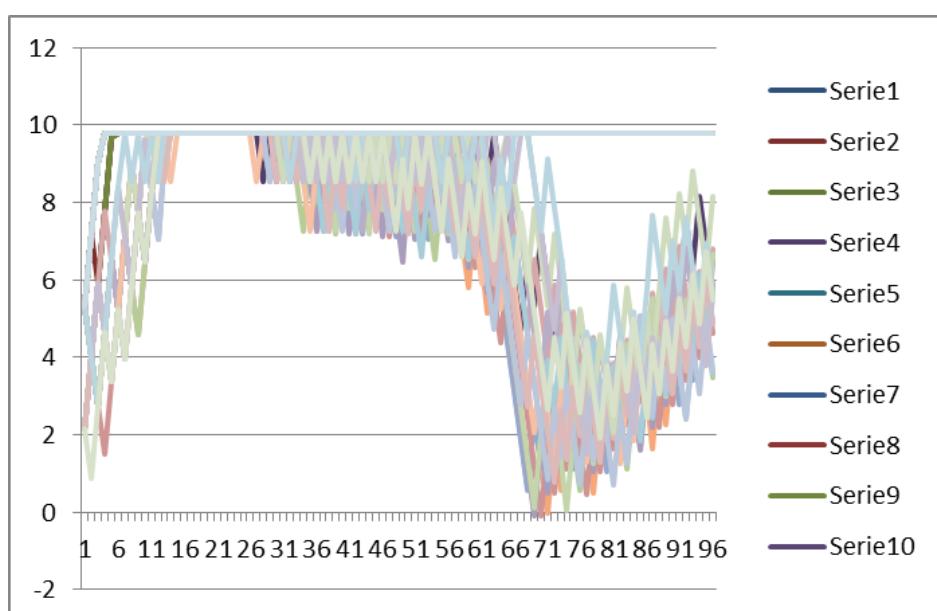
Figur 45: Varighedskurve over transformatorbelastningen i vest.

Om vinteren er transformeren lige over 120 % belastet på det værste tidspunkt, såfremt der ses bort fra simuleringens start. Om sommeren ligger den lige under 100 %, igen hvis der ses bort fra simuleringens start. Dette vil ikke være urealistisk, set ud fra bufferniveauet vist til sidst.



Figur 46: Varighedskurve over spændinger i vest.

Spændingerne for den vestlige del ligger generelt en smule under den østlige del, men spænder over et omtrentligt lige så stort udfaldsrum som den østlige del, samt ligger indenfor grænserne.



Figur 47: Varmepumpe bufferniveau (inkl. bygning) i vest.

Stort set alle varmepumper når at få deres bufferniveau fyldt op over deres startniveau. De fleste af de mere yderliggende varmepumper når ikke at blive fyldt helt op, men generelt bør de opnå deres maksimale niveau inden midnat, hvis de har knap så strikse krav for hvornår de ikke må tænde (de ydre varmepumper må f.eks. køre med spændingen i -8 % i stedet for den -5 %). Bufferen er ved 70 % fyldt ved 9,8 kWh; startniveauet er samtidig 4,9 kWh varmekapacitet.

50 % varmepumper

Hvis der kun indsættes 50 % varmepumper i den vestlige del er der plads til 30 % elbiler.

Ingen styring

Hvis der ikke foretages nogen styring af varmepumper og opladningen af elbiler, er der plads til:

- Vest:
 - 30 % varmepumper (transformergrænse)
 - 45 % solceller (transformergrænse, men i en situation hvor der ikke er belastning)
- Øst:
 - 70 % varmepumper (kabelgrænse)
 - 100 % solceller (kabel og transformer ret tæt, men i en situation hvor der ikke er belastning)

Konklusion

Netberegningerne fra de to byer giver ikke meget store forskelle i konsekvenserne for nettet ved etablering af varmepumper, elbiler og solceller. Derfor bør man ved udvælgelse af by til demonstration undersøge, om der er andre parameter ved de to byer, der gør at den ene er mere egnet til end den anden.

Appendix 4

Detaljerede netberegninger – påvirkninger fra varmepumper

Under projektforløbet blev én by udvalgt som case, og der er foretaget en serie endelige simuleringer på elnettet i denne by.

Hvor de tidligere simuleringer var baseret på et standardhus og en jævn fordeling af alt nyt forbrug, er de endelige simuleringer udvidet til specifikke bygninger.

Hvert enkelt hus i byen er slæt op i BBR-registret, og simuleringerne er baseret på husenes størrelse, seneste renoveringsår, samt eksisterende primære opvarmningsform. Der er altså ikke taget hensyn til, om der er brændeovn i et hus. Alle huse som ikke allerede har enten varmepumpe eller elvarme, har således fået en varmepumpe.

Herefter er den elektriske model af byen udstyret med individuelle varmepumper for de enkelte bygninger i form af en dynamisk varmepumpemodel som beskrevet i bilag 1.

Modelparametre

Da modellen benytter sig af en individuel model for hver eneste bygning, er disse tilpasset individuelt. Samtlige modelparametres størrelse er udregnet ens, baseret på opslag i BBR-registret (husenes størrelse, seneste renoveringsår, samt eksisterende primære opvarmningsform). Bestemmelse og udregning af alle parametre er foretaget i samarbejde med Teknologisk Institut.

Varmepumpe

Type: Luft til væske.

Elektrisk størrelse: 6 kW. Enkelte bygninger er opgraderet til henholdsvis 9 eller 12 kW, hvor 6 kW ikke har været tilstrækkeligt til at klare opvarmning uden elpatron på det koldeste tidspunkt. Der er tale om bygninger på op til 285 m², fra før 1977.

Elpatron: Ingen elpatron indsats, dimensionering af varmepumpen er foretaget efter at varmepumpen skal kunne klare hele varmebehovet til rumopvarmning alene, også på kolde dage.

Buffertank: 400 liter, med en gennemsnitstemperatur sat til at svinge mellem 53 og 57 grader. (Tanken er i simuleringerne fuldt op blandet).

COP: Udregnes dynamisk af modellen, baseret på udetemperatur og temperaturen i buffertanken.

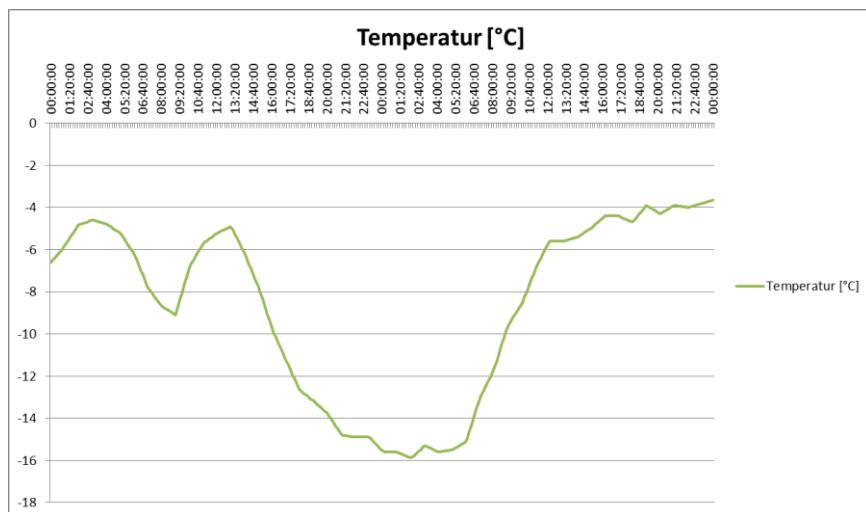
Brugsvand

Elpatron:	3 kW, kun aktiv når brugsvandet er under minimumstemperaturen.
Brugsvandstank:	200 liter, 55 °C som nominel gennemsnitstemperatur, minimumstemperatur 40 °C. Tanken er i simuleringerne fuldt op blandet.
Varmtvandsforbrug:	40 liter per person dagligt, med 4 personer per bygning. Varmtvandsforbruget er fordelt som: 80 % mellem 5:30 og 8:00. 20 % mellem 18:30 og 21:00. Tanken er i simuleringerne fuldt op blandet.

Bygning

Temperatur:	22 grader nominel, styret af en PI-controller.
Radiatoreffekt:	Udregnet som: $X \text{ W/m}^2 * \text{bygningsstørrelse}$, hvor X^1 er: 75 for bygninger sidst renoveret efter 1995. 85 for bygninger sidst renoveret før 1995, men efter 1977. 110 for bygninger sidst renoveret før 1977.
Termisk kapacitet:	Udregnet som $1 \text{ }^{\circ}\text{C} / (80 \text{ Wh/m}^2 * \text{husstandsstørrelse})$. Dette angiver, hvor meget temperaturen i bygningen er ændret per tilført eller frataget termisk Wh.
Isolationskonstant:	Udregnes som: $0,22 \text{ kW/}^{\circ}\text{C} * X * \text{husstandsstørrelse} / 136 \text{ m}^2$. De 136 er middelstørrelsen på alle områdets bygninger. X er en isoleringskonstant, som er: 0,85 for bygninger sidst renoveret efter 1995. 1 for bygninger sidst renoveret før 1995, men efter 1977. 1,35 for bygninger sidst renoveret før 1977. 0,22 er udregnet som: $9,2 \text{ kW} / (22 \text{ }^{\circ}\text{C} - (-20 \text{ }^{\circ}\text{C}))$.

Udetemperaturen, over de 48 timer som modellen kører, er givet ved Figur 48².



Figur 48: Variation i udetemperaturen.

¹ Kilde: Danske Fjernvarmeverksters Forening, og lineær fremskrivning til 4 ydervægge.

² Kilde: Temperaturmåling, Julen 2010.

Usikkerheder

Beregningerne indeholder en lang række af skøn og generelle parametre og data. Modellen for varmepumpen er udelukkende udarbejdet efter de grundlæggende fysiske love. Det er derfor en generel model, som ikke tager højde for de enkelte huses udformning, eksakte isolering og varmebehov. Det er usikkert, hvornår dataene fra BBR-registret om renoveringsår, varmeforsyning mm. i de enkelte bygninger er opdateret. Desuden kendes antallet af beboere i de enkelte huse og deres varmtvandsforbrug ikke. Her er ligeledes brugt nogle generelle data. Ligeledes er de valgte parametre bedste bud, da simuleringerne blev startet. Om det er de korrekte størrelser der er valgt til varmepumper, brugsvand, husenes termiske kapacitet osv. kan altid diskuteres. Det vurderes dog, at modellen kan bruges til at vurdere påvirkningerne i nettet ved etablering af mange varmepumper. Modellen giver et overordnet billede af, hvilken samtidighed i forbrug mange varmepumper på samme udføringer vil have, og hvilke muligheder der er for at påvirke denne samtidighed vha. styring. Disse resultater kan modellen trods usikkerhederne og de generelle data benyttes til.

Simuleringerne er foretaget som balancede 3-fasede simuleringer, hvilket i praksis vil sige, at de forudsætter, at strømforbruget er ligeligt fordelt mellem de tre faser som minimum, gældende for hvert enkelt kabelskab set som en samlet enhed.

Netopbygning

Den udvalgte by er forsynet gennem to netstationer, som i praksis opdeler byen i to dele, en nordlig og en sydlig del.

Den nordlige del af byen har 42 forbrugere, hvoraf i alt 27 har fået en varmepumpe. I alt 3 af varmepumperne er opgraderet til 9 kW elektrisk effekt, da standardstørrelsen på 6 kW elektrisk effekt har vist sig utilstrækkelig. De resterende 15 har enten elvarme eller varmepumpe i forvejen.

Den nordlige del er fra netstationen primært opdelt i to kabler, et der forsyner øst for netstationen, samt et der forsyner vest for.

Den sydlige del af byen har 46 forbrugere, hvoraf i alt 21 har fået varmepumpe. I alt 4 af varmepumperne er opgraderet fra standardstørrelsen på 6 kW elektrisk effekt, 3 er opgraderet til 9 kW elektrisk effekt, og en enkelt er opgraderet til 12 kW elektrisk effekt. Alle de resterende bygninger har ifølge BBR-registret elektrisk opvarmning af en eller anden form. Den sydlige del er fra netstationen opdelt i tre områder. En lille håndfuld bygninger syd for, samt to områder nord for, forsynet igennem hvert sit kabel fra netstationen.

Der er hverken simuleret elbiler eller solceller i beregningerne. Elbiler er ikke inkluderet, da de pågældende områder allerede er kraftigt belastet af varmepumper og varmepumper er prioriteret over elbiler.

Solceller er ikke inkluderet, da konklusionen fra den første analyse stadig vil være gældende for andelen af solceller, som der er plads til i nettet.

Simulering af den nordlige del af byen

Generelt er der gode muligheder for varmepumper i den nordlige del, der er dog enkelte problematiske aspekter. De vigtigste parametre bliver præsenteret et ad gangen, og både egentlige problemer samt sandsynlige effekter af fleksibilitet eller et afbrud uddybes.

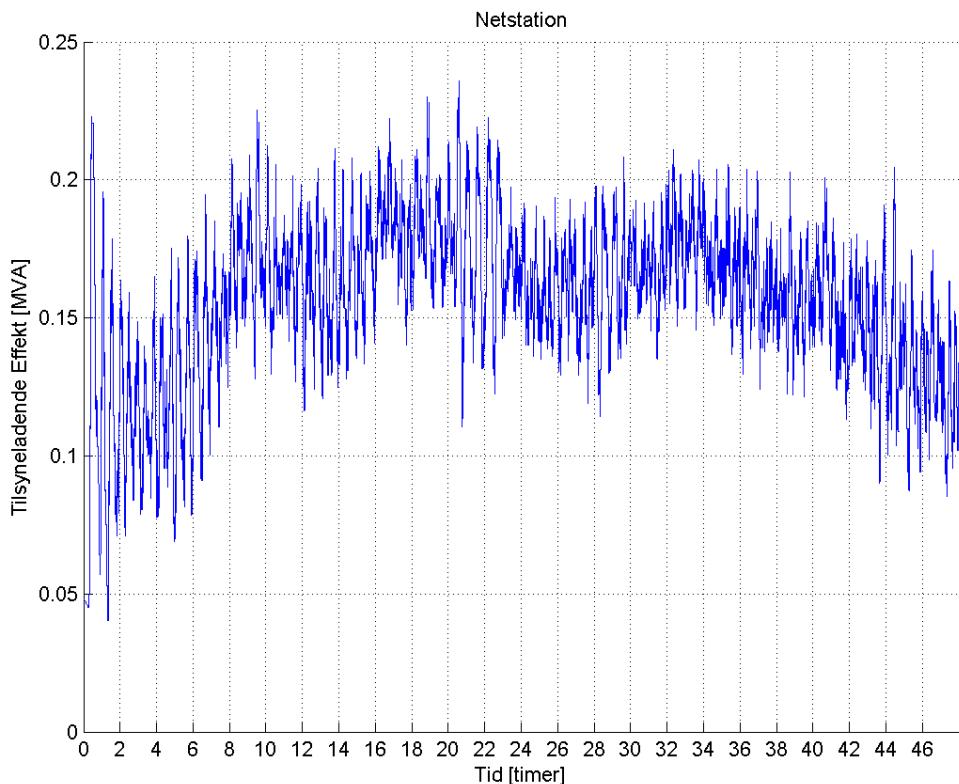
Der er foretaget en simulering med 27 varmepumper som nævnt under netopbygning, hvor varmepumperne udelukkende styrer efter forbruget af varme, samt varmt brugsvand.

1. Transformeren.

Transformeren er generelt højt belastet, og kun på de varmeste nætter kommer den under 75 % belastning. Transformeren vil i praksis skulle skiftes til en større model, hvilket også vil muliggøre fleksibilitet.

Omfangen af overbelastninger vil i teorien kunne udvides, men så vil al tilgængelig fleksibilitet skulle udnyttes til dette, og det vil i praksis sandsynligvis ikke kunne lade sig gøre, da der er ekstra belastninger i form af f.eks. harmonisk forvrængning fra forbrugerapparater, som vil gøre belastningerne højere i praksis.

I tilfælde af en kortvarig afbrydelse, hvorefter alle varmepumper vil tænde, vil transformeren yderligere overbelastes, idet den installerede mængde varmepumper – uden at medregne elpatroner – vil belaste transformeren i omegnen af 90 %. Medtages elpatroner og almindeligt forbrug, vil dette overstige 150 %.



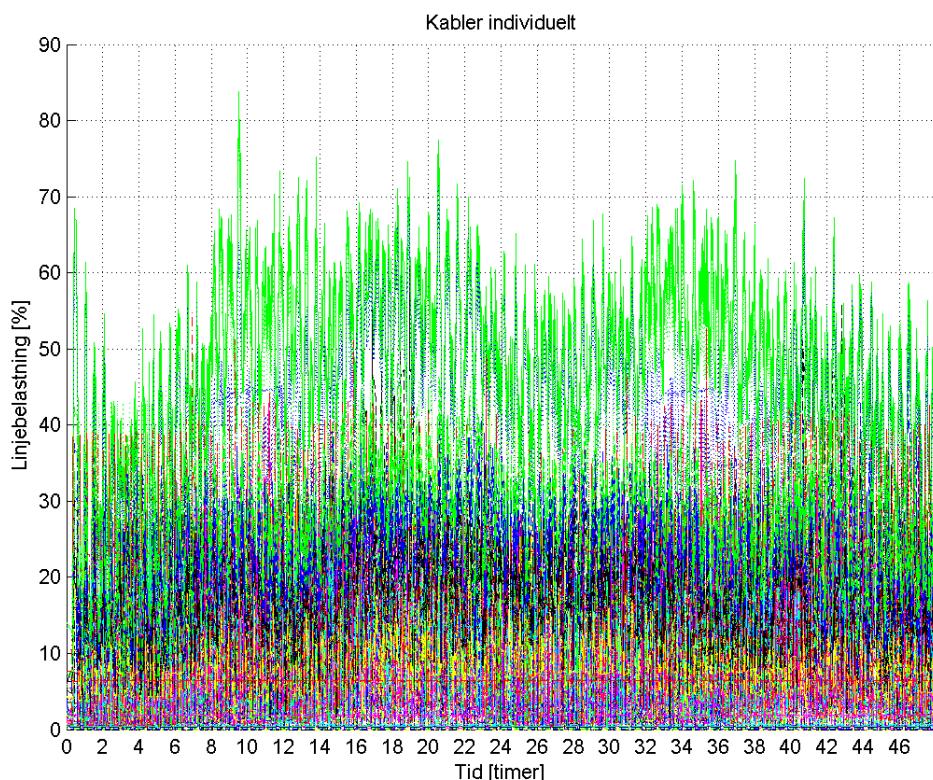
Figur 49: Tilsyneladende effekt gennem transformeren i den nordlige del.

2. Kablerne

De værst belastede kabler ligger ca. i omegnen 60 – 70 % og kommer kun kortvarigt op på 80-85 %. Da der er tale om indgangskablerne til udføringerne, vil disse påvirkes af al ekstra forbrug.

Der er således plads til en begrænset mængde elbiler eller fleksibilitet i kablerne. Der er dog risiko for, at kraftig udnyttelse af elpatroner og varmepumper til fleksibilitet vil kunne forårsage overbelastninger, ligesom dette er sandsynligt efter et afbrud.

I tilfælde af en overbelastning vil de sikringer, som beskytter kablerne, springe, og derved afbryde kunderne, inden der sker skade på kablet.

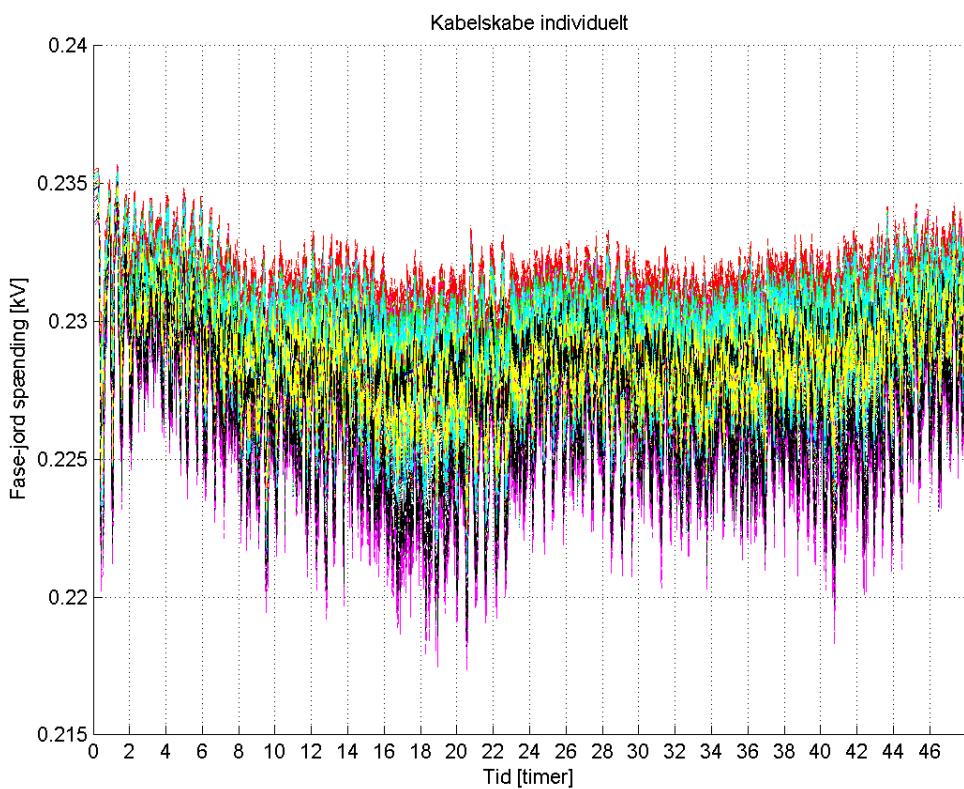


Figur 50: Belastning af samtlige kabler i den nordlige del.

3. Spændingen.

Spændingen er ikke direkte udfordret, men det skal bemærkes, at denne i den mindst belastede situation er ca. 5 V over den nominelle spænding. I tilfælde hvor der er installeret solceller eller hvor mellemspændingsnettet er kraftigt belastet vil denne spænding være lavere. I det tilfælde er de ca. 5 V, der er ned til minimumsgrænsen for spændingen i kogespidsen, sandsynligvis ikke være nok.

Spændingen på mellemspændingsniveau er urealistisk optimal og vil i praksis variere nok til, at der under højlast kan forekomme underspændinger hos kunderne.



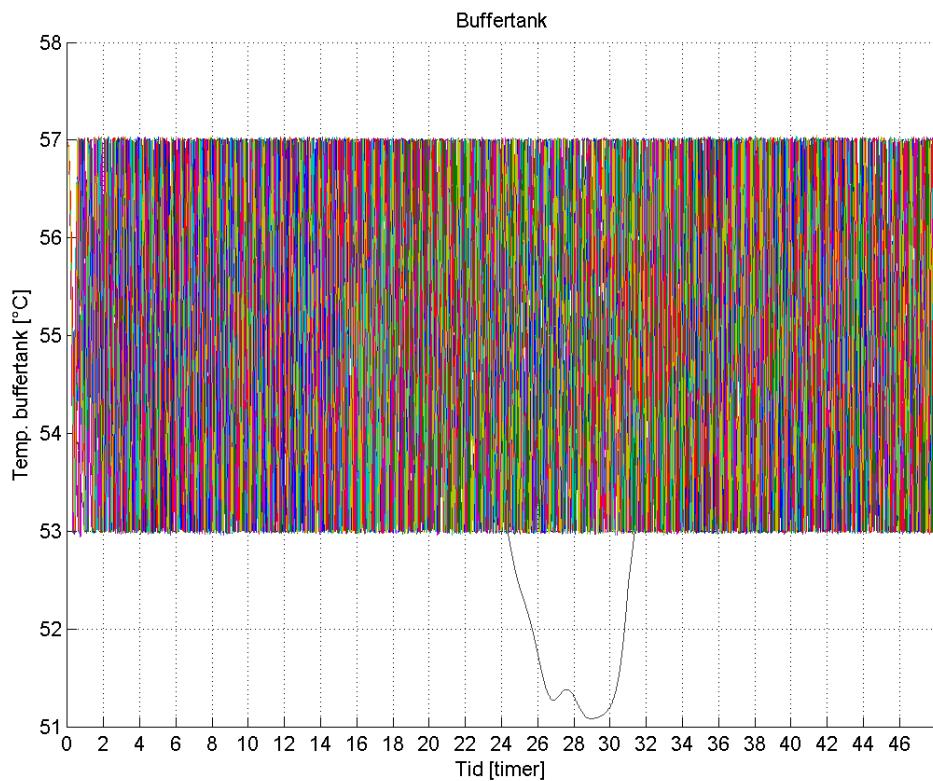
Figur 51: Fasespændingen i samtlige kabelskabe i den nordlige del.

4. Buffertankens temperatur.

Varmepumpen forsøger konstant at holde temperaturen i buffertanken indenfor de angivne grænser. Det er kun i en enkelt husstand, hvor det ikke er muligt at opretholde temperaturen i buffertanken. Der er dog ikke tale om mere end en temperatur to grader under den angivne.

Buffertanken har et begrænset temperaturspænd, da det er luft til væske-varmepumper i ældre huse. Temperaturen skal således være forholdsvis høj for at udnytte det eksisterende væskebaserede opvarmningssystem.

Gulvvarme og større temperaturspænd i buffertanken vil potentielt kunne øge fleksibiliteten i systemet. Den forholdsvis hurtige opvarmning og nedkøling af buffertanken medfører dog, at varmepumperne tænder og slukker ofte, hvilket vil begrænse nytten af tænd- eller sluk-signaler, der følger prismarkedet (hele timer).



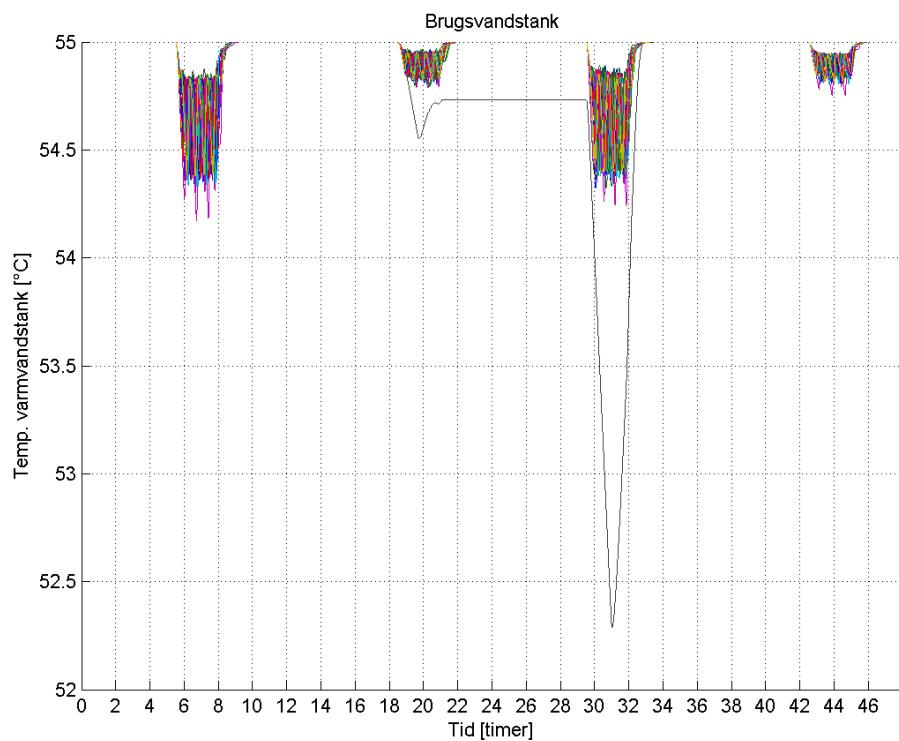
Figur 52: Temperaturer i buffertankene i den nordlige del.

5. Forbrug af varmt brugsvand.

Det varme brugsvand kan, som buffertanken, stort set holdes. Da elpatronen først slår ind, når brugsvandstankens middeltemperatur kommer under 40 grader, kommer disse slet ikke i brug.

Den samme husstand, hvor varmepumpen ikke kan opretholde temperaturen i buffertanken, har også et lidt større temperaturfald i brugsvandstankens middeltemperatur end de andre. Som ved buffertanken er der dog stadig tale om forholdsvis få grader.

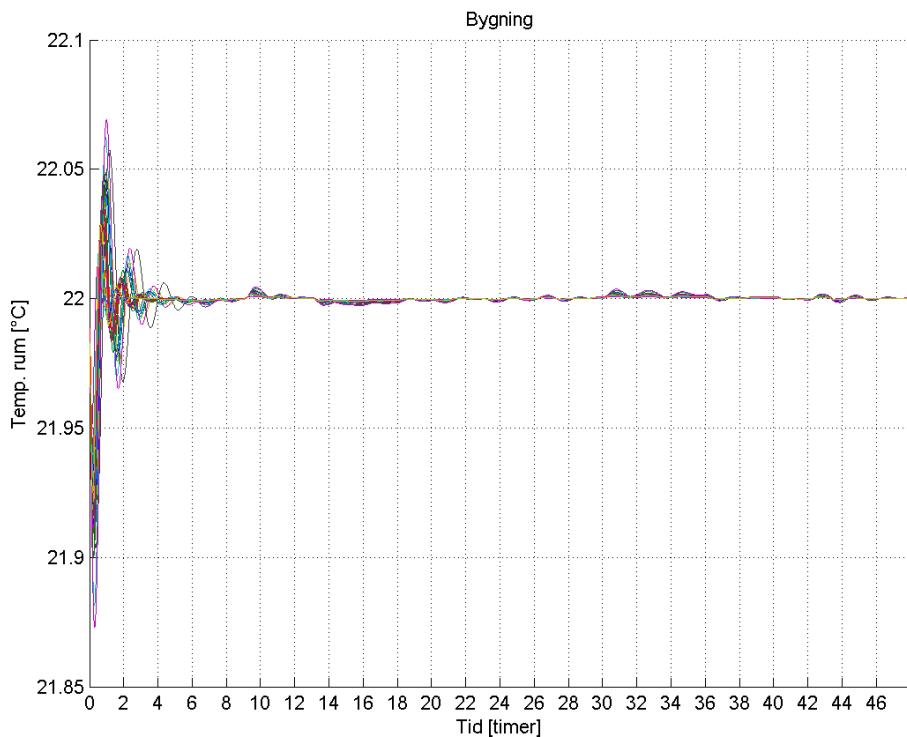
Der kan opnås en fleksibilitet i at lade temperaturen i brugsvandstanken falde. Det vil kunne flytte mindre forbrugsspidser, men der er ikke nogen udprægede forbrugsspidser at flytte, grundet varmepumpernes hurtige tænd- og sluk-frekvens, desuden er forbrugerne forskellige med forskellige forbrugsmønstre og der er derfor en naturlig reduceret samtidighed.



Figur 53: Temperatur i brugsvandstanken i den nordlige del.

6. Rumtemperatur.

Bygningens temperatur har en kort indsvingningsperiode i starten, men holder derefter temperaturen næsten ideelt.



Figur 54: Indetemperatur i bygningerne i den nordlige del.

Der er to metoder at variere denne på:

1. PID-controlleren, som holder temperaturen, kan gøres markant langsommere og dårligere. Dette vil medføre større ukontrollerbare svingninger i rumtemperaturen, som vil kunne påvirke varmepumpens driftspunkt tilfældigt.
2. Målttemperaturen for rummet kan styres på hver enkelt forbruger, og på den måde benytte varmekapaciteten i bygningen til aktivt at flytte varmepumpernes forbrug.

Uagtet hvordan temperaturen varieres, vil det samlede varmeforbrug over døgnet være uændret. Det elektriske forbrug afspejler dette varmeforbrug, forbrug af varmt brugsvand og en varierende COP-faktor. Enhver justering af indetemperaturen vil skulle tilbageføres senere, og en forbrugsspids som fjernes, vil således blot flyttes til et senere tidspunkt.

De enkelte bygningernes temperatur er ikke detailstyret.

Simulering af den sydlige del af byen

Generelt er der gode muligheder for varmepumper i den sydlige del, der er dog enkelte problematiske aspekter. De vigtigste parametre bliver præsenteret et ad gangen, og både egentlige problemer samt sandsynlige effekter af fleksibilitet eller et afbrud uddybes.

Der er foretaget en simulering med 19 varmepumper som nævnt under netopbygning, hvor varmepumperne udelukkende styrer efter forbruget af varme, samt varmt brugsvand.

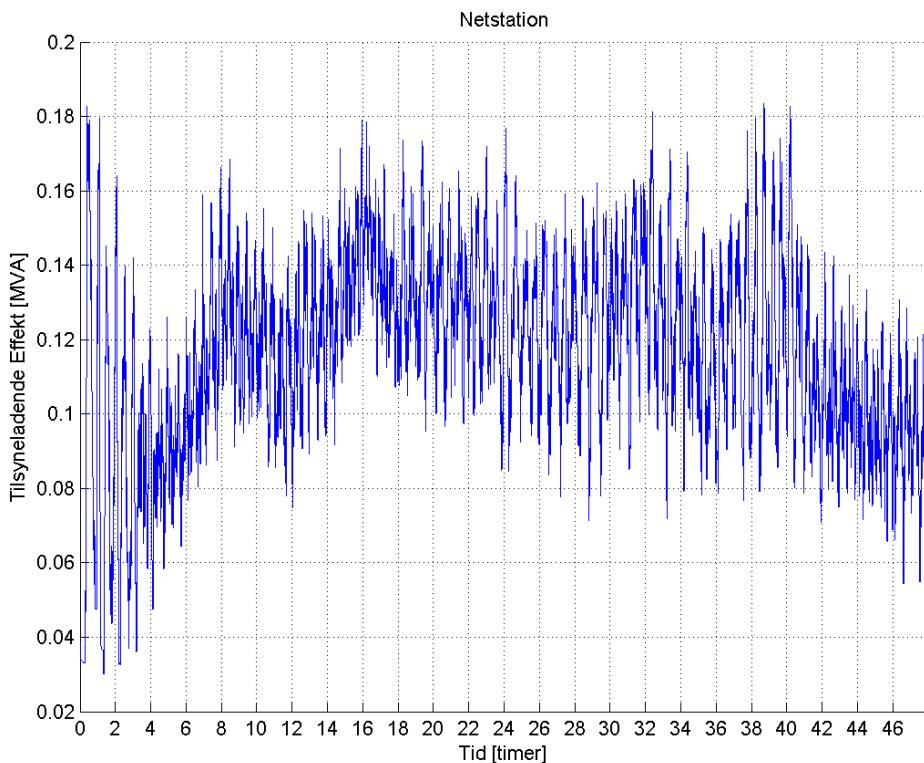
1. Transformeren.

Transformeren er gennemsnitligt belastet omkring 60-70 % og peaker omkring de 90 %. Denne vil således sandsynligvis være tilstrækkelig for de installerede varmepumper, men kommer der et antal elbiler af betydning, vil denne skulle opgraderes.

Der er ikke brug for fleksibilitet til at løse overbelastninger af transformeren, og transformeren er yderligere belastet, således at 3-4 varmepumper burde kunne udnyttes med sikkerhed til fleksibel aflastning i mellemspændingsnettet.

Fleksibel udnyttelse af flere end de 3-4 varmepumper vil bevirkе, at der er potentielle for at overbelaste transformeren, hvorfor der i så tilfælde vil skulle tages højde for den samlede belastning i lavspændingsnettet, inden der udnyttes fleksibilitet.

Der kan i de første ca. 3 timer af simuleringen ses en tydelig samtidighed mellem varmepumperne, inden de enkelte bygningers forskelligheder slår igennem og begynder at reducere denne.

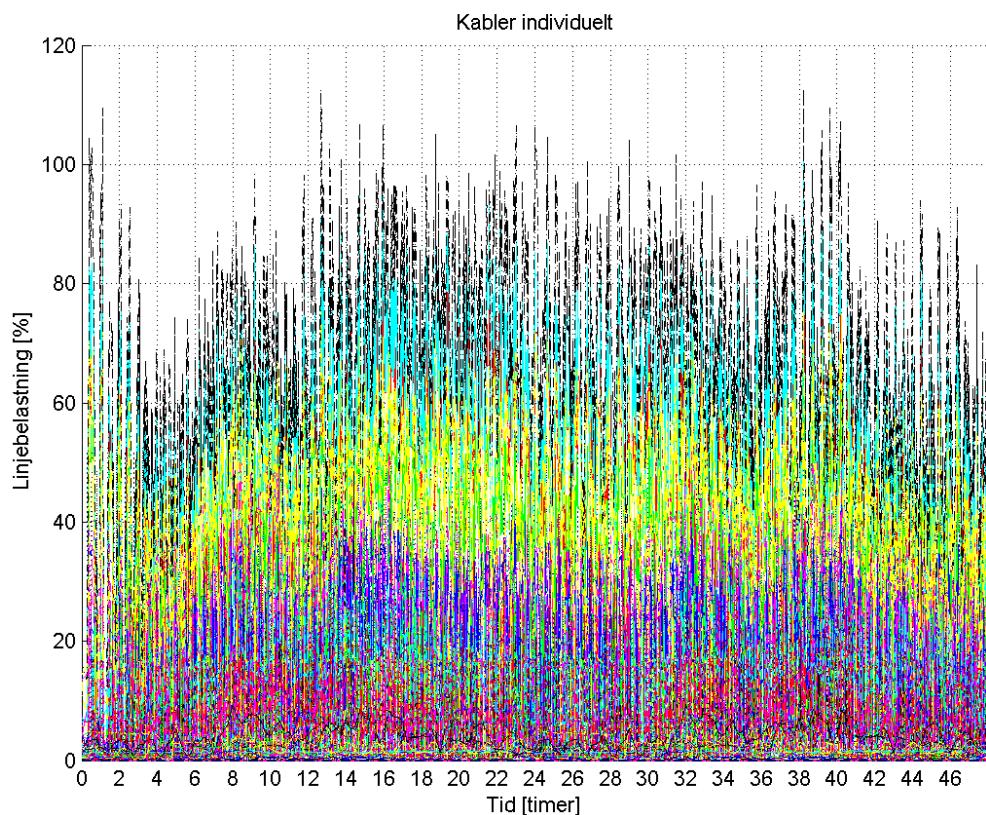


Figur 55: Tilsyneladende effekt gennem transformeren i den sydlige del.

2. Overbelastede kabler.

Der er mindre kortvarige overbelastninger af enkelte kabler, men ikke overbelastninger af en varighed eller et omfang, som bør give problemer for kablerne på en kold dag. Det skal dog sikres, at de pågældende overbelastninger ikke bevirket, at sikringerne, som beskytter kablerne, springer, og således er årsag til, at forsyningen afbrydes.

Da kablerne i længere perioder har en belastning, som i middel ligger omkring 80 %, er det meget begrænset, hvor meget fleksibilitet der er plads til at udnytte, eller hvor mange elbiler der er plads til. Det er kun natperioderne i starten og slutningen af simuleringen, hvor udtemperaturen ligger højest, at der er et betydeligt fleksibilitetspotentiale.

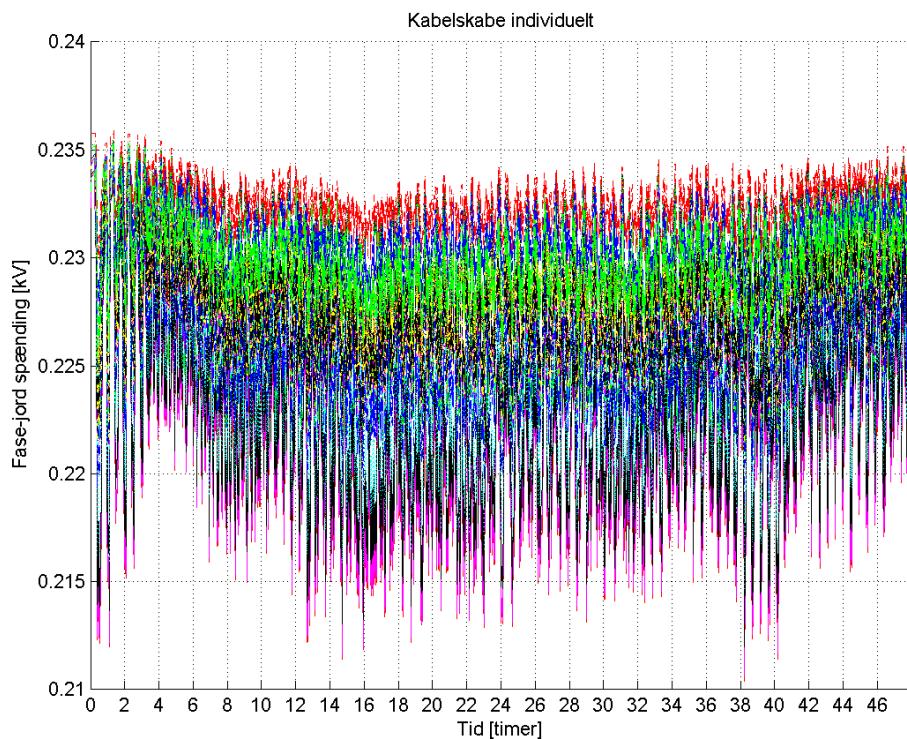


Figur 56: Belastning af de enkelte kabler i den sydlige del.

3. Spænding.

Spændingen i den sydlige del ligger endnu tættere på minimumsgrænsen end i den nordlige del, så blot i det tilfælde at spændingen på mellemsspænding ligger således, at spændingen på lavspændingssiden af transformeren ligger præcis på 230 V, vil der være kunder, som oplever underspænding.

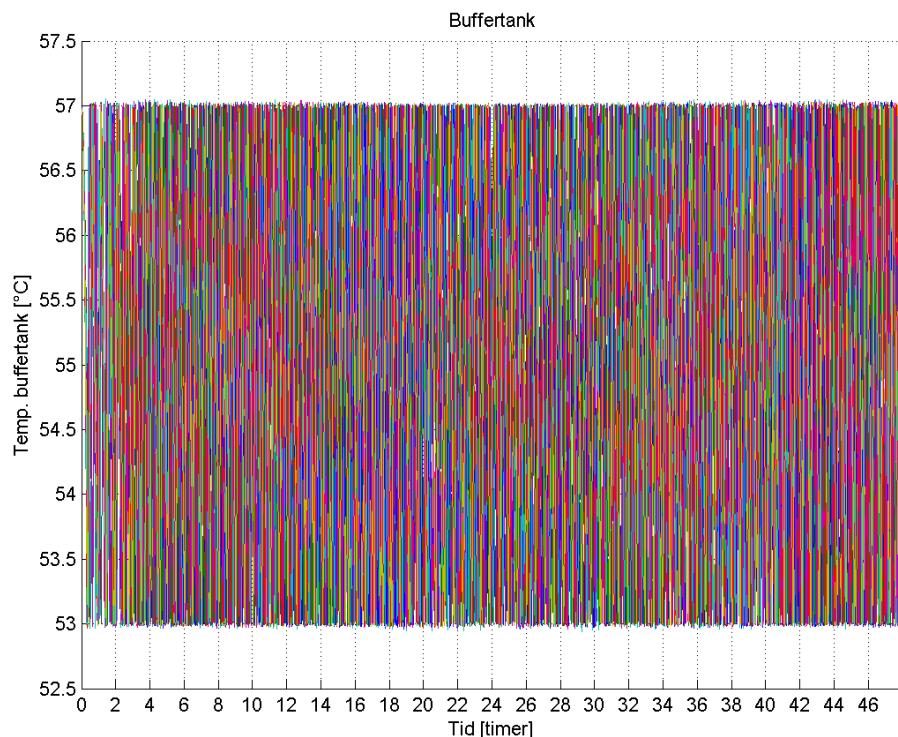
Tages højde for variationer af spændingen i mellemsspændingsnettet, vil dette være endnu mere udpræget.



Figur 57: Fasespændingen i samtlige kabelskabe i den sydlige del.

4. Buffertankens temperatur.

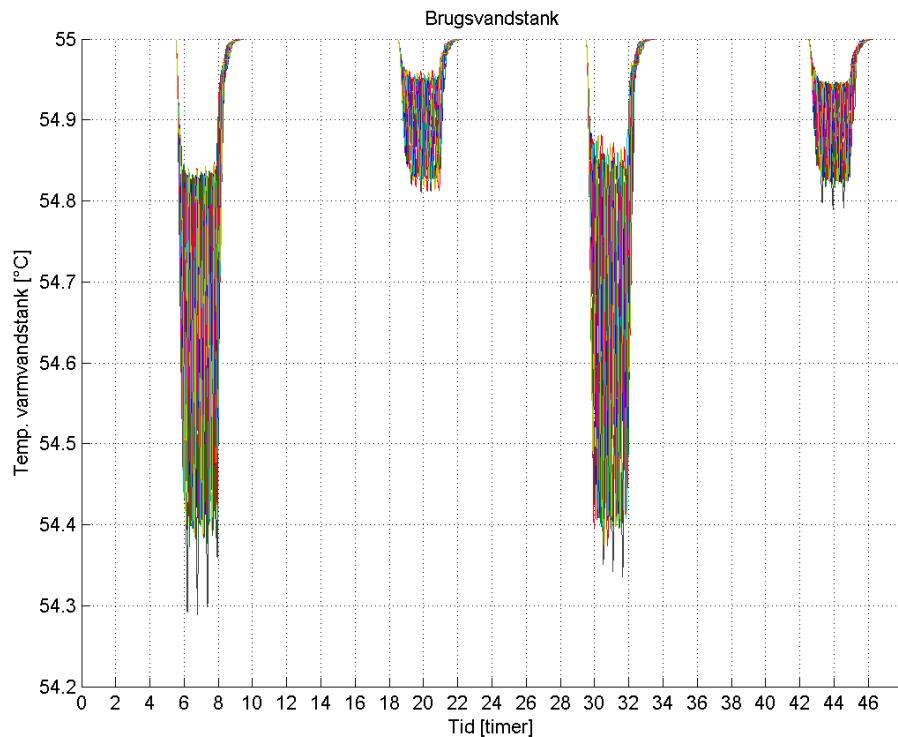
Den sydlige del har ikke nogen problemer med temperaturen i buffertanken, hvilket sandsynligvis hænger sammen med at de fleste af de største og ældste bygninger ligger i den nordlige del.



Figur 58: Temperaturen i samtlige buffertanke i den sydlige del.

5. Forbrug af varmt brugsvand.

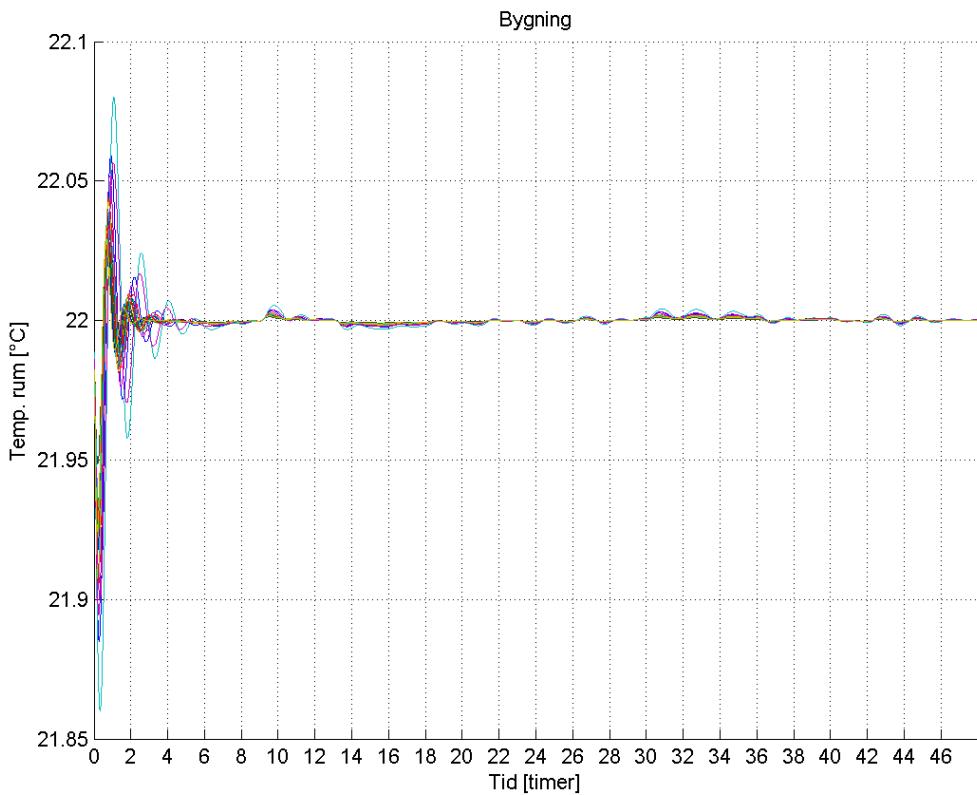
For brugsvandet gælder det samme som for den nordlige del, dog undtaget den ene varme-pumpe som ikke var i stand til at følge 100 % med i den nordlige del.



Figur 59: Temperaturen i samtlige brugsvandstanke i den sydlige del.

6. Rumtemperatur.

For rumtemperatur er der heller ikke nogen elementer, der er markant anderledes end for den nordlige del.



Figur 60: Temperaturen i samtlige bygninger i den sydlige del.

Drøftelse

om vinteren Opdelingen af simuleringerne i sommer og vinter tager udgangspunkt i de tre undersøgte nye komponenter (varmepumper, elbiler og solceller), som de vil påvirke elnettet i Danmark.

Solceller vil have størst indvirkning om sommeren, hvor forbruget er minimalt. Disse vil således i sig selv være begrænset alene af deres effektproduktion og spændingsstigningen i yderste punkt i nettet – eventuelt fratrukket en minimal grundlast. Det værste tilfælde med solceller i et boligområde vil således være et scenarie i stil med en solrig dansk hverdag, hvor folk ikke er hjemme.

Elbiler er forbrug og vil skulle indpasses efter det almindelige forbrug og varmepumpernes forbrug. Effektkravet for elbiler vil være højere om vinteren, hvor der går mere energi til opvarmning af bilen end om sommeren.

Varmepumper vil have det højeste forbrug om vinteren. Da varmepumper er forbrug, vil den værste kolde vinterdag, set fra elnettets side, således være en kold vinterdag, hvor det almindelige elforbrug er højt i forvejen.

Disse resultater er primært anvendelige i områder af samme type som Danmark. I Sydeuropa eller det sydlige USA vil disse ikke være gældende. Her vil der være mildere vinter og varmere somre, hvilket ændrer på forbrugssammensætningen. Klimaanlæg vil her have den rolle om sommeren, som varmepumper har i Danmark – og solceller vil i et sådanne tilfælde være en direkte hjælp til at stabilisere elnettet, da de producerer efter et mønster, der falder tilnærmedesvis tæt på forbruget fra klimaanlæg til at køle bygningen.

Fleksibiliteten af det samlede varmesystem er i simuleringerne stort set ikke udnyttet, og dette vil kunne anvendes til at flytte en del rundt på belastningen. Både ved at variere den temperatur som varmesystemet skal forsøge at holde i bygningen, eller ved bevidst at lade brugsvandstemperaturen falde, kan effektforbruget til genopvarmning flyttes til et senere tidspunkt, lige som bygningen ville kunne opvarmes på forhånd, inden en forventet spidslast.

Flytning af forbrug er dog begrænset til en håndfuld timer, hvorefter der vil være et større kick-back til opvarmning. Installation af en større mængde varmepumper tilføjer dog så store mængder effekttræk i et distributionsnet, at den traditionelle kogespids bliver langt mindre udpræget.

Konklusion

Den nordlige del af byen har med varmepumper til alle kunder, uden nuværende elektrisk varmeforsyning, overskridelser af transformerkapaciteten i en mængde, der teoretisk bør kunne løses med fleksibilitet. Det vil dog i praksis sandsynligvis være nødvendigt at udskifte transformeren, og en varierende spænding i mellemspændingsnettet vil med overvejende sandsynlighed skabe underspændinger hos forbrugerne under spidslast.

Givet hvor tæt på grænserne den nordlige del af byen er, er der ikke nogen nævneværdig plads til elbiler.

For solceller vil grænsen på 66 % af bygningerne fra det tidligere notat være gældende, dog vil dette kunne øges til 100 %, såfremt transformeren udskiftes.

I den sydlige del af byen vil enkelte kabler sandsynligvis skulle udskiftes for at forhindre, at beskyttelsessikringerne bliver årsag til afbrud af kunder. Kommer spændingen på transformeren lavspændingsside ned på den eksakte nominelle spænding (230 V), vil der forekomme underspændinger hos kunderne under spidslast.

Givet hvor tæt på og over grænserne den sydlige del af byen stadig er, vil der sandsynligvis ikke være plads til elbiler. Fleksibilitet eller udskiftning af de mest belastede kabler kan også være nødvendigt for at have plads til alle varmepumperne, specielt ift. underspænding.

For solceller gælder grænsen fra det tidligere notat på 65 %. Dette vil muligvis øges marginalt, i takt med udbedringen af spændingen ved udskiftning af kabler.

Bilag 1 til Appendix 4

Varmepumpemodel

Til brug i projektet har der været stillet følgende krav til varmepumpemodellen:

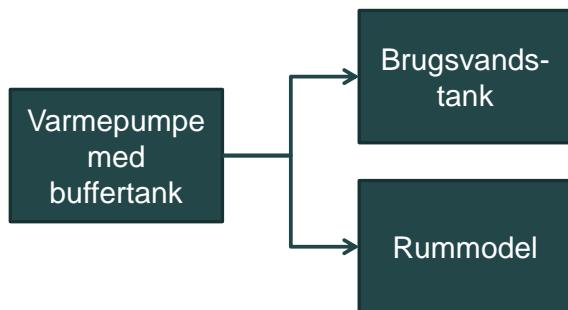
- Skal være smartgrid-venlig (dvs. skal kunne slukkes/tændes/styres udefra)
- Skal overholde lokale begrænsninger (dvs. kundens komfortgrænser for rumtemperatur og brugsvand)
- Skal være kompleks nok til at give en god repræsentation af et hjem opvarmet vha. varmepumpe.
- Skal være simpel nok til at nødvendig information kan indsamles/estimeres, og simuleringshastigheden er rimelig.

Da de ovenstående kriterier er modstridende, har det været nødvendigt at udvikle en model, som balancerer de forskellige kriterier. For at opfylde kravene til modellen og opnå en model, som kan give en rimelig repræsentation af, hvordan en varmepumpe påvirker elnettet (både i dag og i smartgrid-scenarier) har det været nødvendigt at modellere både den elektriske og den termiske del af varmesystemet.

Den udviklede varmepumpemodel består af 3 mindre delmodeller:

1. Varmepumpe med buffertank
2. Brugsvandstank
3. Rummodel

Hver af de mindre delmodeller er udviklet ud fra fornævnte kriterier og har en række parametre og indgangs- og udgangssignaler. Alle delmodellerne er baseret på fysiske parametre og grundlæggende fysiske love. De tre delmodeller er forbundet som vist i figur 19.



Figur 61: Oversigt over delmodeller og deres forbindelser til hinanden.

Varmepumpen producerer varme (termisk effekt), som lagres i buffertanken som termisk energi (vandet i tanken opvarmes). I buffertanken findes også en elpatron. Varmen fra elpatronen lagres naturligvis også i buffertanken. Buffertanken forsyner brugsvandstanken og rummet med varme (termisk effekt).

Brugsvandstanken forsynes med varme fra buffertanken gennem en varmeveksler men har også en indbygget elpatron. Elpatronen i brugsvandstanken er nødvendig med den valgte modelopbygning for at brugsvandet kan opvarmes til en højere temperatur end varmepumpens buffertank. I praksis vil brugsvand ofte kræve en højere temperatur end varmepumpens buffertank.

Rummet forsynes direkte med varme fra buffertanken, og det antages, at radiatorer/gulvvarme er termostatstyret.

Den elektriske effekt som trækkes fra elnettet er den samlede elektriske effekt, som forbruges af varmepumpen og de 2 elpatroner (buffertank og brugsvandstank). I det følgende gives en nærmere beskrivelse af hver af de 3 delmodeller.

Varmepumpe med buffertank

Varmepumpen og buffertanken er modelleret som en enhed. Varmepumpen er modelleret med en almindelig tænd/sluk-styret kompressor og en temperatur-afhængig COP-faktor. Varmepumpens COP-faktor beregnes ud fra den teoretiske COP-faktor og en system-effektivitet, som vist i (1). System-effektiviteten er en modelparameter.

$$COP = COP_{teori} \cdot Eff_{sys} \quad (1)$$

Varmepumpens kompressor tænder, når buffertankens temperatur når den nedre grænseværdi (minimum temperatur) og slukker, når buffertankens temperatur når den øvre grænseværdi (maksimum temperatur). Elpatronen tænder, når buffertankens temperatur når den nedre grænse og varmepumpen ikke kan dække varmeforbruget og slukker igen, når buffertankens temperatur når den øvre grænse.

Foruden denne styring, kan varmepumpen tvinges til at tænde eller slukke ved hjælp af et eksternt signal. Dette benyttes til smartgrid-scenarier, hvor varmepumperne styres i forhold til belastningen i elnettet.

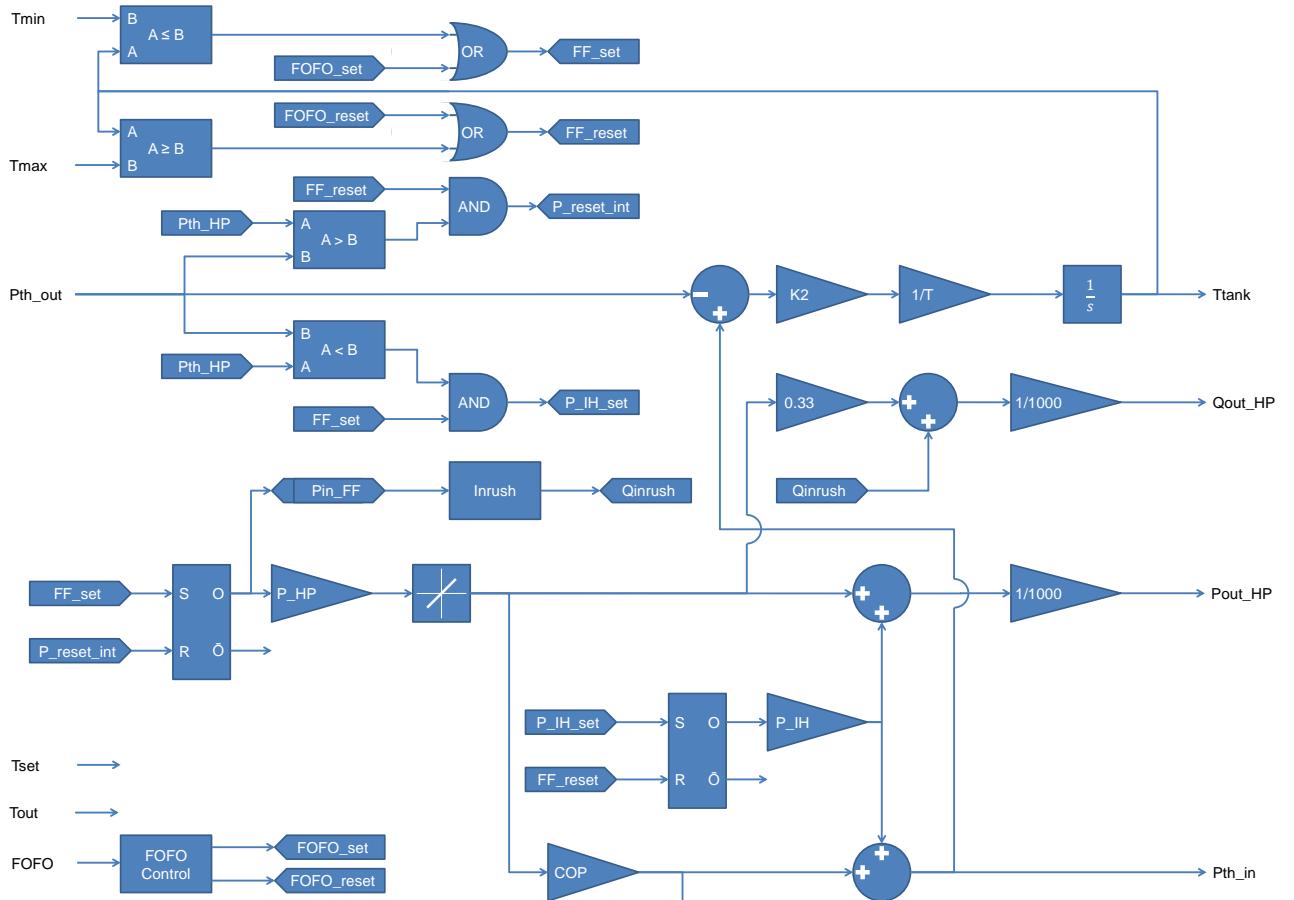
Den termiske effekt fra varmepumpen er defineret som den elektriske effekt gange COP-faktor. Den termiske effekt fra elpatronen er lig med den elektriske effekt. Den samlede termiske effekt som produceres af varmepumpe og elpatron sendes til buffertanken. Varmepumpens elektriske effekt og størrelsen af elpatronen angives som en del af modelparametrene.

Buffertanken er modelleret som et tabsfrit varmelager. Det betyder, at temperaturen i tanken udelukkende afhænger af den termiske effekt, som produceres af varmepumpe og elpatron og den termiske effekt, som forbruges af brugsvandstank og rum. Dette kan matematisk beskrives som i (2), hvor:

- T_{tank} er buffertankens temperatur
- K er buffertankens termiske kapacitet i K/kWh
- P_{in} den termiske effekt som produceres
- P_{out} den termiske effekt som forbruges

$$\frac{dT_{tank}}{dt} = K \cdot (P_{in} - P_{out}) \quad (2)$$

Kompressoren er modelleret med en startstrøm. Startstrømmen er modelleret som en eksponentielt aftagende funktion (amplitude og varighed specificeres gennem modelparametre) og antages at være rent reaktiv.



Figur 62 Model af varmepumpe med buffertank

Rummodel

Rummodellen er en forenkling af en hel bolig, hvor boligen ligestilles med et enkelt rum i samme størrelse som boligen. Rummodellen er lavet som et varmelager med tab. Tabet afhænger af isoleringsgrad, indendørstemperatur og udendørstemperatur, hvilket matematisk kan udtrykkes som i (3).

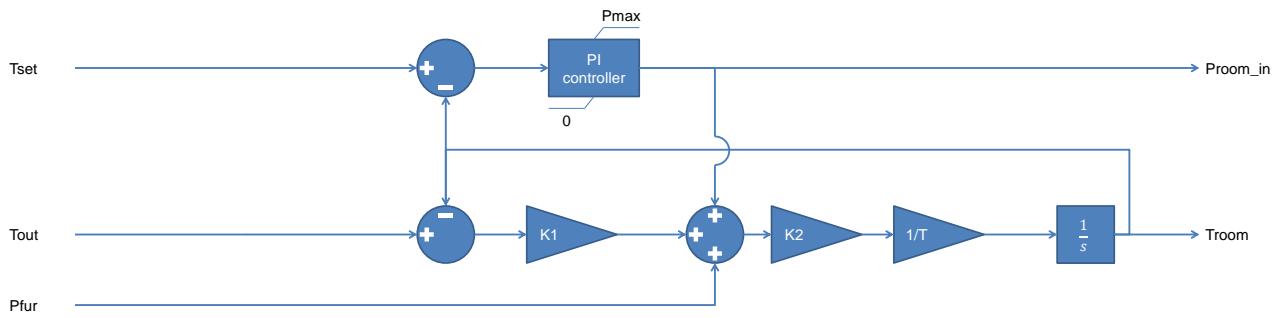
$$P_{tab} = K_{isolering} \cdot (T_{inde} - T_{ude}) \quad (3)$$

Selve varmelageret kan beskrives matematisk som i formel 4, hvor:

- T_{inde} er rumtemperaturen
- K er rummets termiske kapacitet i K/kWh
- $P_{radiator}$ er den tilførte varme fra radiatorer eller gulvvarme
- P_{tab} er varmetabet

$$\frac{dT_{inde}}{dt} = K \cdot (P_{radiator} - P_{tab}) \quad (4)$$

Varmeeffekt fra radiatorer/gulvvarme antages at være termostatstyret. En almindelig termostatventil kan modelleres som en PI-regulator, og styringen af radiatorer/gulvvarme er derfor modelleret som en PI-regulator (parametrene for denne indstilles som en del af modelparametrene).



Figur 63 Rummodel

Brugsvandstank

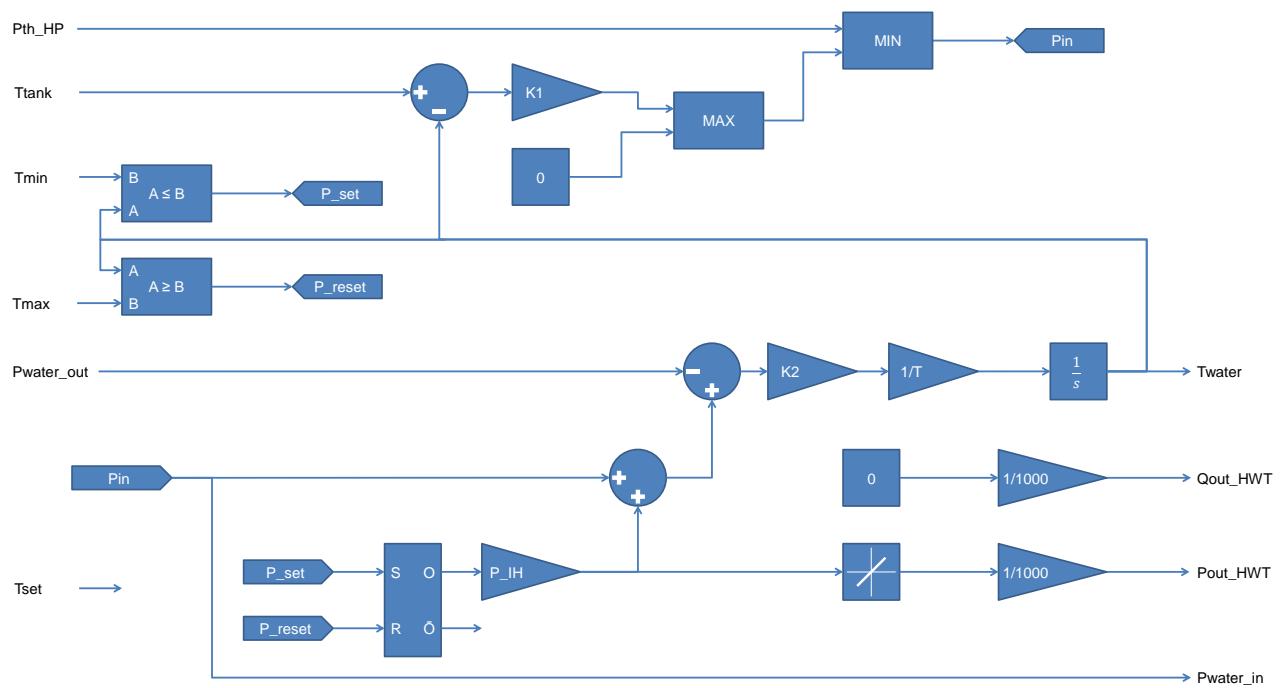
Brugsvandstanken er modelleret som et tabsfrit varmelager, som matematisk er beskrevet ved (5). I (5) er:

- T_{vand} temperaturen af brugsvandet
- K den termiske kapacitet af brugsvandstanken
- P_{ind} den tilførte varme fra varmeverksler (varmepumpe) og elpatron
- P_{ud} den forbrugte varme (varmtvandsforbruget).

Forbruget af varmt vand er i (5) omregnet fra liter til termisk effekt. Denne omregning sker internt i modellen, sådan at forbruget af varmt vand på det aktuelle tidspunkt omregnes til termisk effekt, baseret på brugstemperaturen af det varme vand (brugstemperaturen estimeres som konstant og indstilles som en parameter).

$$\frac{dT_{vand}}{dt} = K \cdot (P_{ind} - P_{ud}) \quad (5)$$

I modellen er brugsvandstanken antaget fuldt op blandet. Da brugsvandstanken i praksis altid indeholder den samme mængde fuldt op blandet vand, er det temperaturen af vandet som er den afgørende parameter for styringen. Modellen består af styringen af varmeverkslen og elpatronen. Varmeverkslen er aktiv, når brugsvandstemperaturen er lavere end varmepumpens buffertanktemperatur. Når brugsvandstemperaturen er højere end varmepumpens buffertanktemperatur slukkes varmeverkslen for at forhindre tilbagefødning (brugsvandstanken opvarmer buffertanken). Brugsvandstankens elpatron tændes, når den nedre grænse for brugsvandstemperaturen overskrides (minimumtemperatur) og varmeverkslen ikke kan levere mere termisk effekt end der forbruges. Elpatronen slukkes når den nedre grænse for brugsvandstemperaturen nås (minimumtemperatur) og varmeverkslen kan levere mere termisk effekt end der forbruges.



Figur 64 Model af brugsvandstank