

Samtidig udbygning af el- og varmeinfrastruktur

Indholdsfortegnelse

Indledning	2
Baggrund og scenarier	3
Området – Ny Højen	3
Scenarie 1: Individuel elektrificering af boligopvarmningen	4
Nuværende elbelastning.....	5
Scenarie 2: Fjernvarme og kollektiv elektrificering.....	6
Forsyningsgrundlag og ledningsanlæg.....	7
Lokal varmeproduktion eller transmissionsforbindelse	8
Udbygning af el- og varmeinfrastruktur	9
Konsekvenser for elnettet ved elektrificering.....	9
Varmepriser og tilslutningsgrad	12
Fjernvarme kræver planlægning	15
Fjernvarmens rolle i et integreret energisystem	16
Hvem betaler for infrastrukturen?.....	16
Fleksibilitet som følge af de forskellige løsninger	17
Perspektivering.....	18
Bilag A: Belastning fra opladning af elbiler	18
Bilag B: Varmebehov og elbelastning.....	20
Bilag C: Omkostninger til varmeproduktion.....	21
Individuel varmepumpe	21
Fjernvarme (lokal varmeproduktion)	21
Fjernvarme (transmissionsledning).....	22
Referencer	23



Indledning

Projektets formål er ny og sammenhængende viden om, hvordan områder med naturgasopvarmning vil kunne konverteres mere effektivt ved at se på både el- og varmeinfrastruktur samtidigt.

Dette gøres gennem undersøgelser af el- og varmforsyning med fokus på de samlede omkostninger. Der undersøges elementer som elbiler, typer af individuel opvarmning, fjernvarme, grad af intelligens/digitalisering og eksisterende og potentiel energiinfrastruktur.

Noget om klima – grøn omstilling – energieffektivitet ...

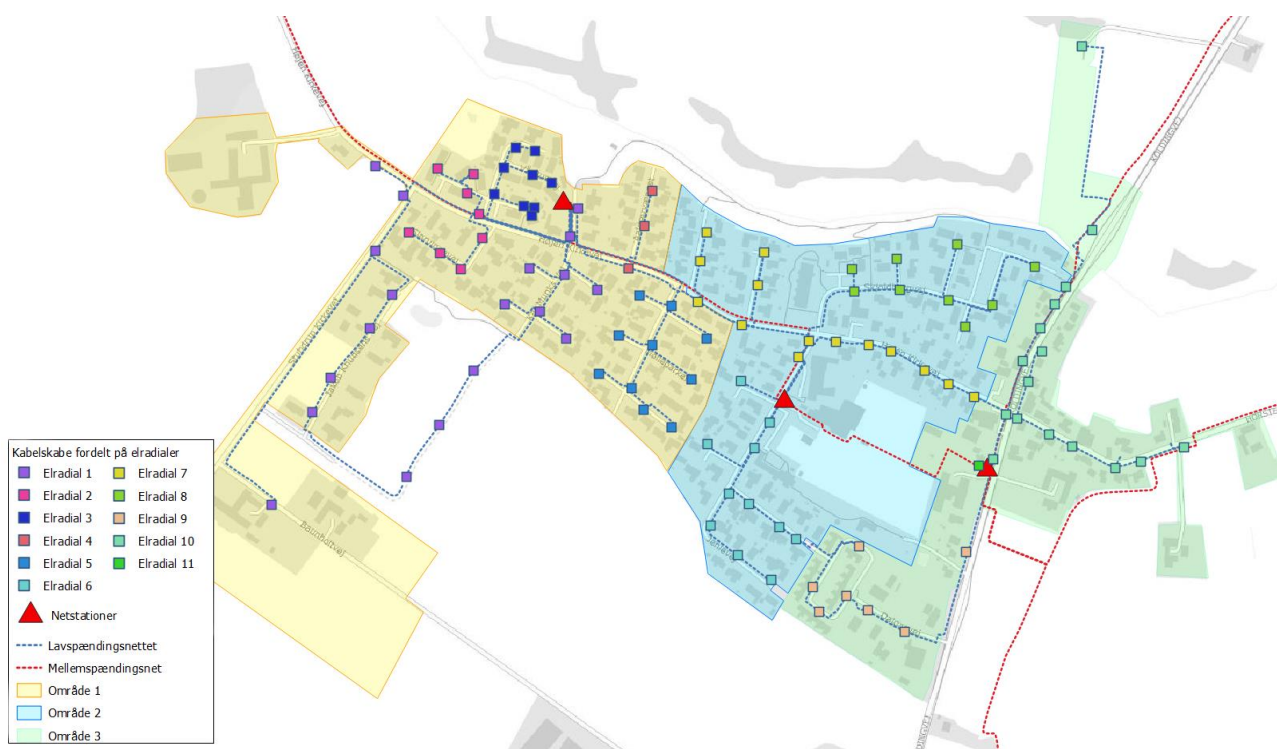
Konverteringsområder fra naturgas- og olieopvarmede bygninger til enten individuelle varmepumper eller fjernvarme er en vigtig brik i den grønne omstilling. Netop i denne omstilling har fjernvarmen tidligere været presset af at opnå tilstrækkelig kundetilslutning. I takt med stigende priser på både olie og gas ses en øget efterspørgsel på alternativer til fossil bolig opvarmning, hvilket øger efterspørgslen på både individuelle varmepumper og fjernvarmeløsninger.

Baggrund og scenarier

Følgende afsnit indeholder en beskrivelse af landsbyen Ny Højen, som er genstand for denne analyse. Herudover beskrives de to scenarier, hvor det ene elektrificerer opvarmningen ved individuelle varmepumper og det andet konverterer opvarmningen til kollektiv forsyning. Afsnittet gennemgår de metoder der er anvendt til at bestemme belastning af elnettet, beregne varmebehov til opvarmning, udbygge og dimensionere fjernvarmenet samt beregne varmepriser. Metodikken anvendt til at beregne varmepriser tager udgangspunkt i Grøn Energis masterplan for renovering af ledningsnet (Grøn Energi, 2019).

Området – Ny Højen

Figur 1 viser landsbyen Ny Højen der analyseres detaljeret i det følgende. Fra de tre netstationer (10-04 kV stationer) findes i alt 11 elradialer der forsyner 107 kabelskabe. I alt findes i landsbyen 320 unikke adresser fordelt på 284 bygninger, primært enfamiliehuse. Herudover findes også rækkehuse, landejendomme, institutioner, erhverv og en dagligvarebutik. Figuren viser lav- og mellemspændingsnettet i forhold til netstationerne samt placering af kabelskabene.



Figur 1: Kort over elforsyningsinfrastrukturen i områder i og omkring Ny Højen. De farvede områder indikerer hvilke områder de tre netstationer forsyner med el.

Med udgangspunkt i det klassiske elforbrug kan den nuværende og fremtidige belastning af elnettet vurderes. Der tages udgangspunkt i to scenarier, hvor forskellen ligger i valget af opvarmningsform:

1. Individuel elektrificering af boligopvarmningen

2. Kollektiv fjernvarme i boligopvarmningen

For begge scenarier antages det, at persontransporten elektrificeres og derfor påvirker elsystemet. Belastning af elbiler som følge af hjemmeladere er beskrevet i *Bilag A: Belastning fra opladning af elbiler*.

Scenarie 1: Individuel elektrificering af boligopvarmningen

I dette scenarie antages boligerne i området at konvertere fra fossile brændsler til individuelle varmepumper. På baggrund af BBR-data fra området bestemmes antallet af relevante bygninger samt deres størrelse. Dette omsættes til energibehov og ud fra TREFOR-data bestemmes antallet af elkunder koblet op på hvert kabelskab og hver elradial.

Figur 2 viser opvarmningsformerne for de opvarmede bygninger i området der forsynes med el fra de tre netstationer. Af de i alt 284 bygninger, er 243 opvarmet med naturgas eller andet (bl.a. olie). Herudover er 41 bygninger i området opvarmet med elektricitet, primært i et nyudstykket boligområde mod sydvest, som bygges med individuelle varmepumper. Disse skal altså ikke elektrificeres, da deres elforbrug indgår i det, vi allerede kan måle i området.



Figur 2: Opvarmningsformer i området fordelt på naturgas, elektricitet og andet. Andet indeholder bl.a. olieopvarmede bygninger.

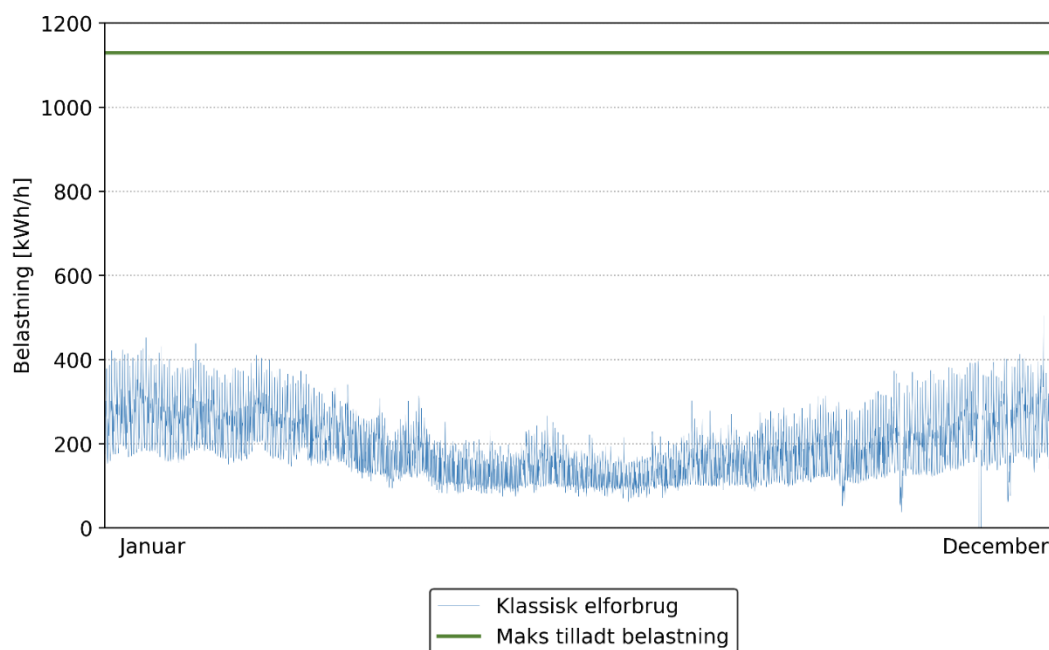
Elforbrugsprofiler på timeniveau for samtlige husstande og bygninger i byen samt detaljerede oplysninger for elledningsnettet er grundlag for analyse af elbelastningen i området. Kabeltyper og deres kapacitet i dag afgør om elnettet bliver overbelastet eller ej og altså om nyinvesteringer er nødvendige for at håndtere et ekstra forbrug.

Den ekstra belastning af elnettet fra varmepumperne er beregnet med udgangspunkt i metoden beskrevet i *Bilag B: Varmebehov og elbelastning*. Oveni det klassiske elforbrug giver dette en samlet elbelastning for alle elradialerne området. Hertil beregnes ledningstabet fordelt på alle ledningsstrækningerne og tillægges den samlede elbelastning.

Forudsætninger til individuel opvarmning, der anvendes til at beregne varmeprisen for denne varmeløsning, kan ses i *Bilag C: Omkostninger til varmeproduktion*.

Nuværende elbelastning

Figur 3 viser den nuværende elbelastning samlet for de tre netstationer på timeniveau. Den maksimale belastning af elnettet er her på 504 kW og ligger juleaftensdag kl. 17.00. Det svarer til en belastning af de tre netstationer på 45 %. Den højeste belastning er på netstationen i Område 2 (se Figur 1) på 53 % af den maksimalt tilladte belastning, mens netstationen i Område 3 blot har en belastning på 36 % af det tilladte.



Figur 3: Det nuværende, klassiske elforbrug for hele Ny Højen. Herudover ses den maksimalt tilladte belastning for de tre netstationer i området.

Den maksimale belastning på hver af de 11 elradialer svinger mellem 5 % og 79 % af den maksimalt tilladte belastning på den enkelte elradial. Elektrificeringen af både boligopvarmning og

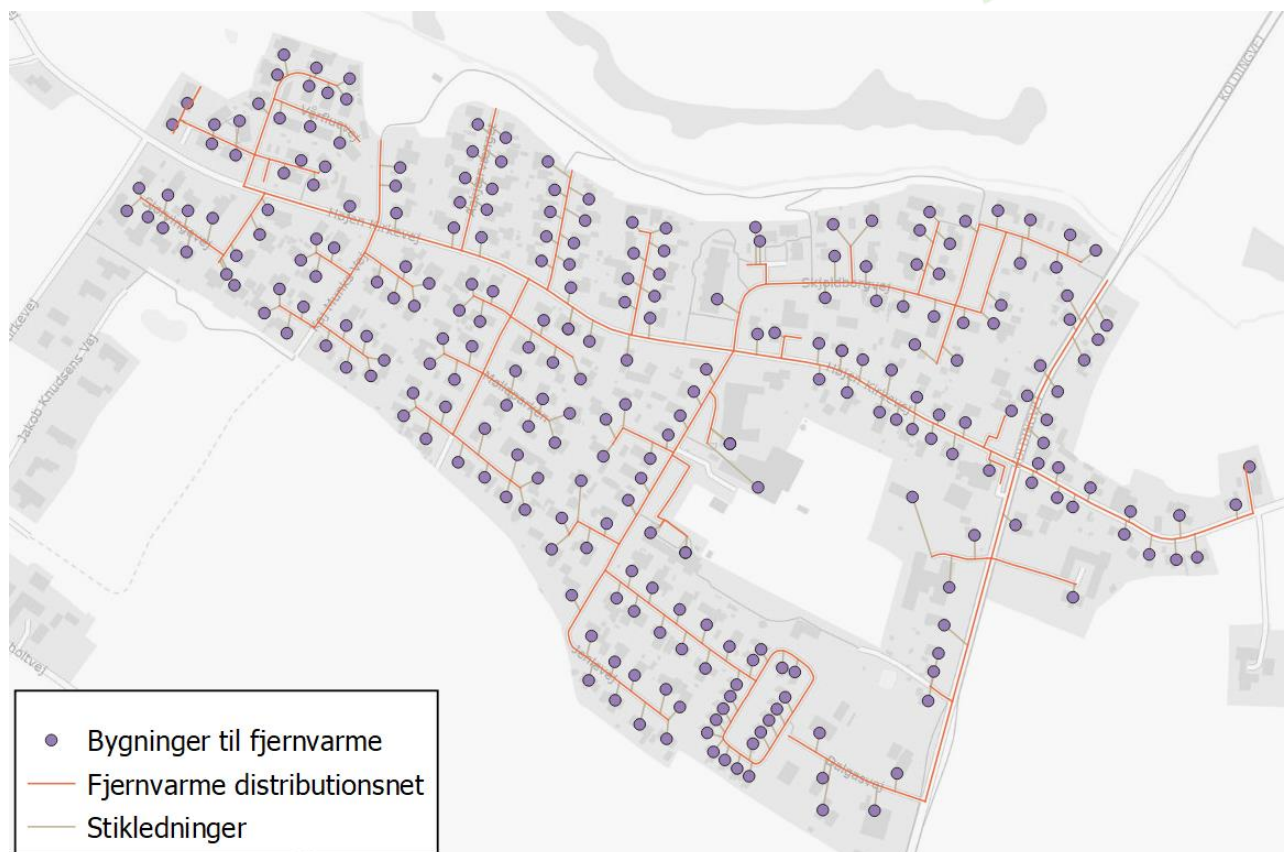


transporten vil have en betydning for belastningen på elnettet og kan for både netstationer og elradialer føre til overbelastning der nødvendiggør opgradering af elnettet. Analyserne i dette scenarie vil undersøge konsekvenserne af denne elektrificering samt omkostninger til eventuel udbygning og opgradering af elnettet.

Scenarie 2: Fjernvarme og kollektiv elektrificering

I fjernvarmescenariet antages etablering af enten: 1) en ny fjernvarmeforsyning baseret på lokal produktion med store varmepumper eller 2) en fjernvarmeløsning baseret på en transmissionsledning til eksisterende fjernvarmeforsyning. Dette har derfor betydning for de samlede omkostninger til fjernvarmeløsningen.

Med udgangspunkt varmekapaciteten for hver husstand, beskrevet i *Bilag B: Varmebehov og elbelastning*, I denne analyse antages at ingen husstande i forvejen ejer en elbil. Begge scenarier undersøger belastning fra elbiler, hvor det antages, at hver husstand køber én elbil. Her tages ikke højde for hvornår det sker, men det antages at vi undersøger elbelastningen i en fremtid hvor alle husstande har investeret i en elbil, da elnettet skal kunne håndtere dette. Elbilernes belastning på elnettet følger samtidigheden for opladning vist på Figur A.1. kan varmebehovet og varmeeffekten for fjernvarmesystemet bestemmes. Fjernvarmenettet kan placeres på flere måder i området. Figur 4 viser bygningerne der indgår i det kollektive fjernvarmesystem samt en mulig tracé for distributionsnet og stikledninger.



Figur 4: Boligmasse i området der antages at indgå i det kollektive fjernvarmesystem. Herudover tracé for distributionsnet og stikledninger.

De naturgas- og olieopvarmede ejendomme der ligger for langt fra fjernvarmenettet vil i stedet skulle konvertere til en individuel elvarmepumpe.

Tracéet til distributionsnettet er autogenereret ud fra den del af vejnettet der ligger inden for forsyningsgrundlaget til fjernvarme og kan derfor have et andet tracé end en detailprojektering af ledningsnettet. Tilsvarende er gældende for stikledningerne.

Forsyningsgrundlag og ledningsanlæg

Baseret på BBR-data og de relevante boliger vist i Figur 4, er et forsyningsgrundlag på 264 ejendomme, hvoraf nogle indeholder flere adresser fx rækkehuse. Det betyder, at i alt 285 unikke adresser forventes forsynet med fjernvarme. Dette er alle boliger indenfor området også dem, der i dag har elopvarmning.

Det opvarmede areal svarer til 40.727 m², hvilket giver et gennemsnitligt opvarmet areal på 154 m² per ejendom. Den arealvægtede bygningsårgang er 1972.

Varmebehovet beregnes ud fra samme metodik som varmebehov for de individuelle varmepumper. Hver enkelt bolig klassificeres ud fra bygningsanvendelse og varmebehovet beregnes ud fra



opvarmet areal og datagrundlaget beskrevet i *Bilag B: Varmebehov og elbelastning*. Det årlige nettovarmebehov udgør 4.880 MWh svarende til 18,5 MWh/enhed. Varmetætheden for området kan opgøres til 15,8 kWh/m².

Ledningsnettet dimensioneres ud fra samme metodik som beskrevet i (Grøn Energi, 2019). Ud fra dette fås de enkelte ledningsdimensioner. Distributionsnettet og stikledningerne vist på Figur 4 udgør strækninger på henholdsvis 5.280 m og 3.410 m. Ud fra dette fås et beregnet ledningstab på 715 MWh, svarende til 13 %. Dette giver en nødvendig varmeproduktion eller varmeleverance til området på 5.512 MWh. Den resulterende varmeeffekt, inklusive samtidighed for rumvarme, bliver ca. 1,5 MW. Det er altså denne kapacitet en lokal varmeforsyningsløsning eller en transmissionsforbindelse skal kunne levere til området. De samlede omkostninger til distributionsnet og stikledninger vurderes til henholdsvis ca. 11 mio. kr. og 6,2 mio. kr. ekskl. moms (2020-priser).

Lokal varmeproduktion eller transmissionsforbindelse

I fjernvarmescenariet antages enten lokal varmeproduktion i området eller en forbindelse til nærliggende transmissionsnet. Forudsætningerne kan ses i *Bilag C: Omkostninger til varmeproduktion*.

Den lokale varmeproduktion antages at blive baseret på en stor varmepumpe der samlet kan levere hele varmeeffekten på 1,5 MW. Denne er simuleret i energyPRO for at vurdere varmeproduktionsomkostningerne. Ved temperatursættet 80/35 °C har varmepumpen baseret på udeluft en gennemsnitlig års COP på 3,4. Varmeproduktionen på varmepumpen suppleres af en elkedel der dimensioneres til 1,5 MW og en akkumuleringstank som kan dække 24 timer med maksimal spidsbelastning. Den samlede pris for produktionsudstyr og akkumuleringstank bliver 10,3 mio. kr. svarende til ca. 150 kr./MWh (2020-priser). Den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning inklusive drift og faste omkostninger ligger på 384 kr./MWh. Omkostningerne til ledningsnettet kan omregnes til 132 kr./MWh, hvilket betyder, at den samlede fjernvarmepris for denne varmeløsning bliver 515 kr./MWh ekskl. moms. Herudover vil forbrugerne skulle investere i en fjernvarmeunit til ca. 30.000 kr. (2020-priser).

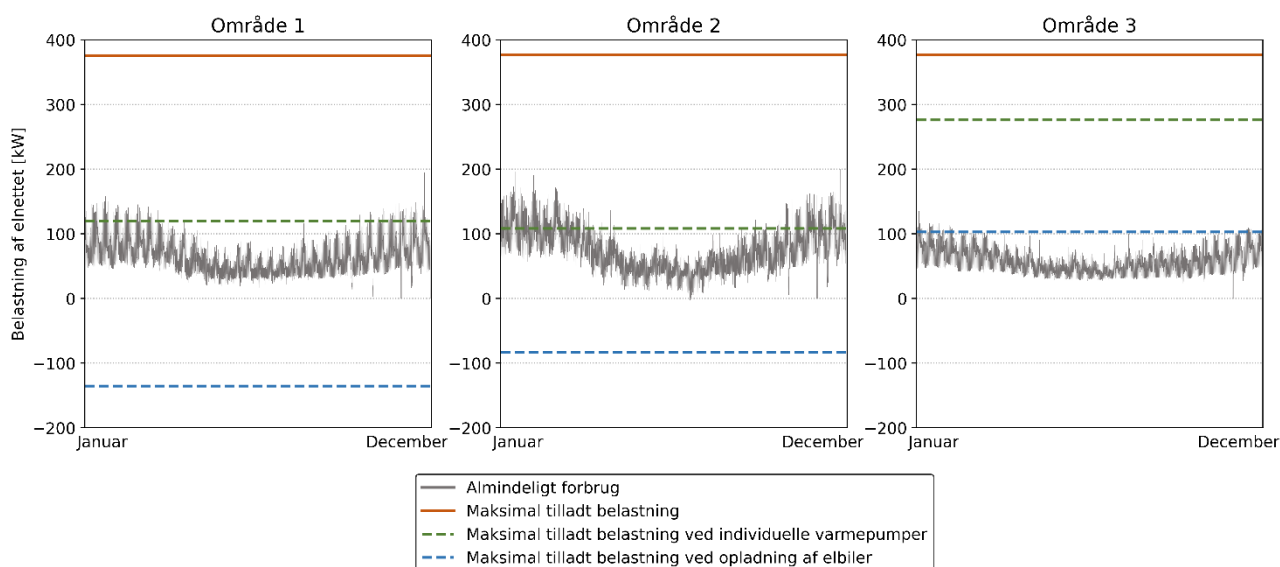
Transmissionsforbindelsen vurderes til at skulle være ca. 3,5 km lang og forbinder Ny Højen med fjernvarmenettet i Vejle Syd. Omkostningen til dette bliver ca. 8,2 mio. kr. svarende til 63 kr./MWh. Sammen med distributionsnettet og stikledningerne bliver omkostningerne til ledningsanlæg derfor samlet 26,7 mio. kr. svarende til ca. 194 kr./MWh ekskl. moms. Den variable og faste varmepris fra TVIS varierer, men ligger i gennemsnit på 317 kr./MWh ekskl. moms. Medregnet tilsvarende administrations- og distributionsomkostninger som ved den lokale fjernvarmeløsning, og omkostninger til ledningsanlæg bliver den samlede udgift i forbindelse med varmesalg (dvs. inklusive ledningstab) via transmissionsforbindelsen 664 kr./MWh ekskl. moms (2020-priser).

Udbygning af el- og varmeinfrastruktur

Følgende afsnit gennemgår analysens resultater. Dette inkluderer bl.a. ekstra belastning af elnettet ved nyt forbrug og omkostninger til opgradering af elnettet. Herudover sammenlignes varmeprisen for individuel opvarmning og fjernvarmeløsningerne.

Konsekvenser for elnettet ved elektrificering

I scenariet med individuel elektrificering af opvarmningen, ses en markant øget belastning på to af de tre netstationer. Metoden der benyttes, er baseret på den mest belastede time, hvorfor den tilgængelige kapacitet nedjusteres. Derfor skal elnettet være klar i alle timer til at den maksimale belastning kan forekomme. Det svarer til at ”reservere” en del af kapaciteten på den enkelte netstation til varmepumperne og elbilerne. Figur 5 viser belastning af elnettet for almindeligt forbrug samt, hvordan den maksimalt tilladte belastning ændres ved udbygning med varmepumper og elbiler. Hvor de tre områder i dag har stor ledig kapacitet, vil dette ændres hvis alle bygningerne skifter opvarmningsform til individuelle elvarmepumper.



Figur 5: Belastning af elnettet ved individuel elektrificering af boligopvarmningen samt elektrificering af transporten. Den maksimalt tilladte belastning viser netstationens kapacitet i dag. Maksimal belastning ved individuelle varmepumper og elbiler, indikerer hvor den maksimale belastning ville være, hvis der sker en elektrificering af individuel opvarmning eller opladning af elbiler.

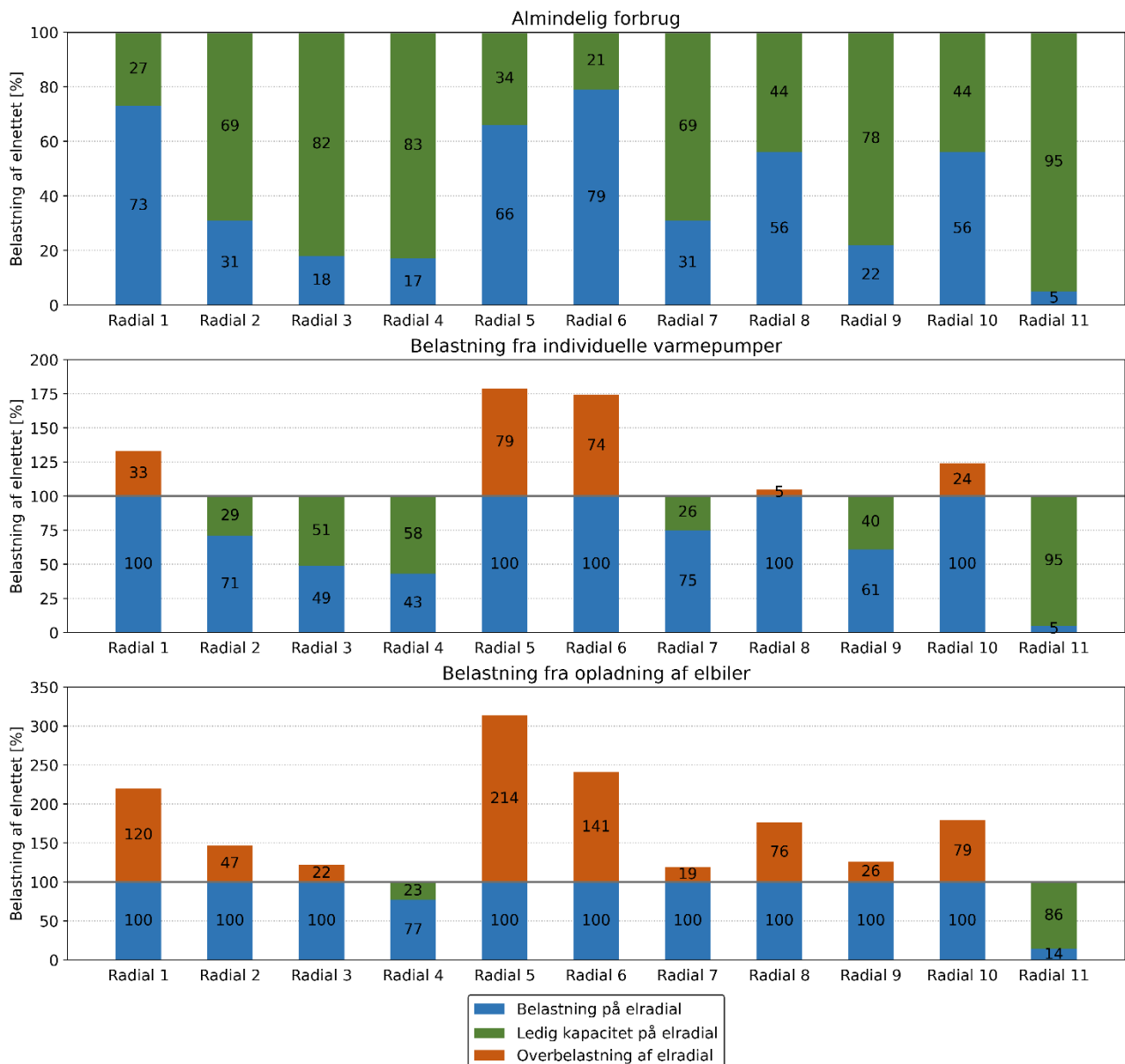
Område 1 kan i dag klare en maksimal belastning på ca. 380 kW. Ved elektrificeringen af opvarmningen vil denne grænse flyttes til 120 kW. Den maksimale kapacitet vil altså blive reduceret til blot 30 % af det oprindelige. 270 timer hen over et år vil ligge over denne kapacitetsgrænse, hvilket kan føre til nedbrud i nettet. For Område 2 ses en tilsvarende reduktion i tilgængelig kapacitet. Her er det almindelig elforbrug dog større, hvilket betyder, at elnettet



potentielt kan blive overbelastet i 1.400 timer. Det tredje område har et betydeligt mindre forbrug koblet op på netstationen og vil derfor ikke blive overbelastet ved elektrificering af opvarmningen.

Elbilerne belaster elnettet i betydeligt højere grad end de individuelle varmepumper. På Figur 5 ses negative maksimale tilladte kapaciteter for Område 1 og 2. Analysen viser, at Område 1 vil opleve en belastning på over 500 kW, hvis samtlige husstande får en elbil. Det betyder, at den maksimale kapacitet overskrides, og derfor bliver den tilladte kapacitet negativ (-135 kW). Tilsvarende er gældende for Område 2, mens Område 3, der har færre elforbrugere, stort set kan håndtere udbygningen med elbiler. Her vil stadig være en ledig kapacitet på 100 kW som potentielt vil blive overskredet i mindre end 100 timer om året.

Figur 6 viser belastningen af de 11 elradialer i hele området. Ved almindeligt forbrug er der ledig kapacitet på alle 11 elradialer. Ved elektrificering af opvarmningen kommer en ny belastning fra de individuelle varmepumper, hvilket laver en overbelastning på 5 af de 11 elradialer. Belastning fra opladning af elbiler påvirker også de enkelte elradialer betydeligt, og her vil 9 ud af 11 elradialer blive overbelastet.

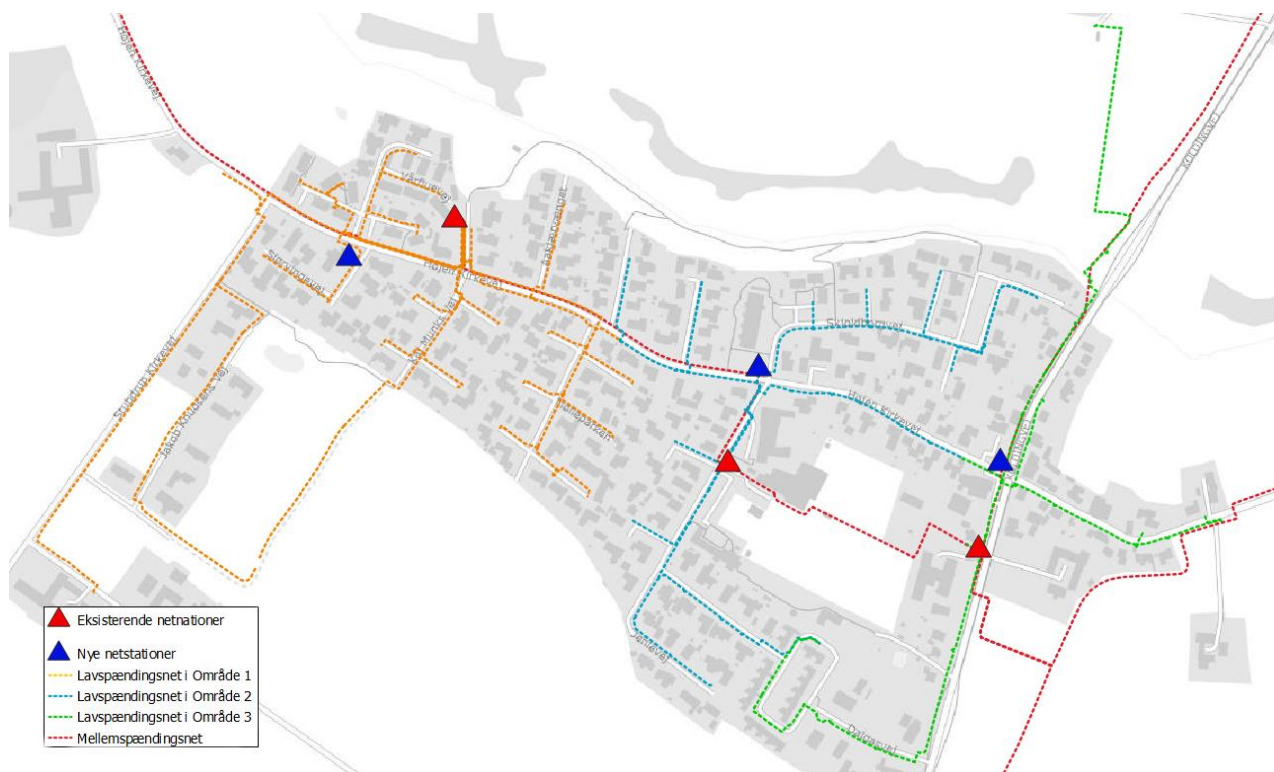


Figur 6: Belastning af elnettet på elradial-niveau. Ved almindeligt forbrug er der ledig kapacitet på alle radialer. Elektrificeringen øger belastningen og skaber overbelastning af flere elradialer.

Det er altså klart, at elektrificeringen påvirker netstationerne og elradialerne meget forskelligt. Og der er stor forskel i maks. belastningen på, om der sker en udbygning med individuelle varmepumper eller elbiler. I områder hvor boligopvarmningen ikke kan indgå i et fjernvarmesystem, vil både individuelle elvarmepumper og elbiler være en belastning for elsystemet. Der er derfor klart, at alle tre områder i Ny Højnen vil blive betydeligt overbelastet i sådan et scenarie.

En ukendt parameter der kan påvirke belastningen, er i hvor høj grad man kommer til at styre/kontrollere både varmepumper og opladning af elbiler. Hvor varmepumper har meget lille

fleksibilitet, da de er tændt når udetemperaturen er lav, har elbiler potentiale til at kunne minimere påvirkningen af elnettet ved at styre opladningen intelligent.



Figur 7: Eksisterende og nye netstationer, som er nødvendige for at kunne håndtere det øgede elforbrug. I Ny Højen fordobles antallet af netstationer (10/0,4 kV) fra tre til seks.

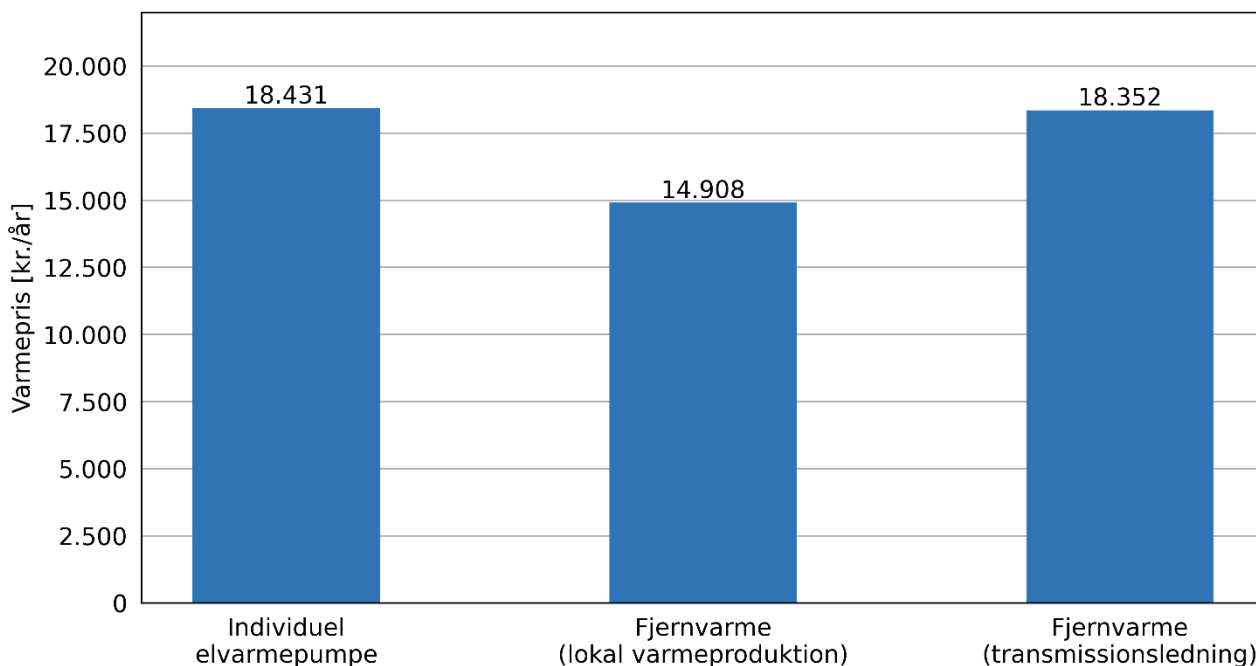
Den beregnede overbelastning i systemet fra både individuelle varmepumper og opladning af elbiler er simuleret i Power Factory. Hermed kan de nødvendige opgraderinger af elnettet, for at kunne håndtere den ekstra belastning, vurderes. Den nødvendige opgradering af elnettet inkluderer overordnet tre nye netstationer i området, som ses i Figur 7. Herudover opdeles elradialerne så antallet af disse samlet stiger fra 11 til 19. Omkostningen forbundet med ekstra netstationer og opdelinger vurderes at være ca. 1,7 mio. kr. Disse omkostninger betales som en del af eltariffen. Idet den marginale ændring for borgerne i området er meget lille, er denne udgift ikke medtaget i beregningen af varmeprisen for individuelle varmepumper.

Varmepriser og tilslutningsgrad

I analysen er undersøgt tre scenarier for opvarmning: 1) individuel opvarmning, 2) en fjernvarmeløsning med lokal varmeproduktion og 3) en fjernvarmeløsning koblet på en transmissionsledning.

På baggrund af forudsætningerne og metoden beskrevet i *Bilag C: Omkostninger til varmeproduktion* kan varmeprisen for de tre scenarier beregnes. Varmepriserne er vist i Figur 8. Det ses, at fjernvarmen produceret lokalt resulterer i den laveste varmepris, men opvarmning med

individuel varmepumpe og fjernvarmeløsningen baseret på transmissionsledningen er ligeværdige. Varmepriserne for fjernvarme tager udgangspunkt i, at alle omkostninger forbundet med etablering af både distributionsnet, stikledninger, transmissionsledninger og varmeproduktion skal betales af forbrugerne i området. Den faktiske pris for etablering af tilslutning til fjernvarme beregnes af forsyningsselskabet og skal godkendes via et projektforslag.



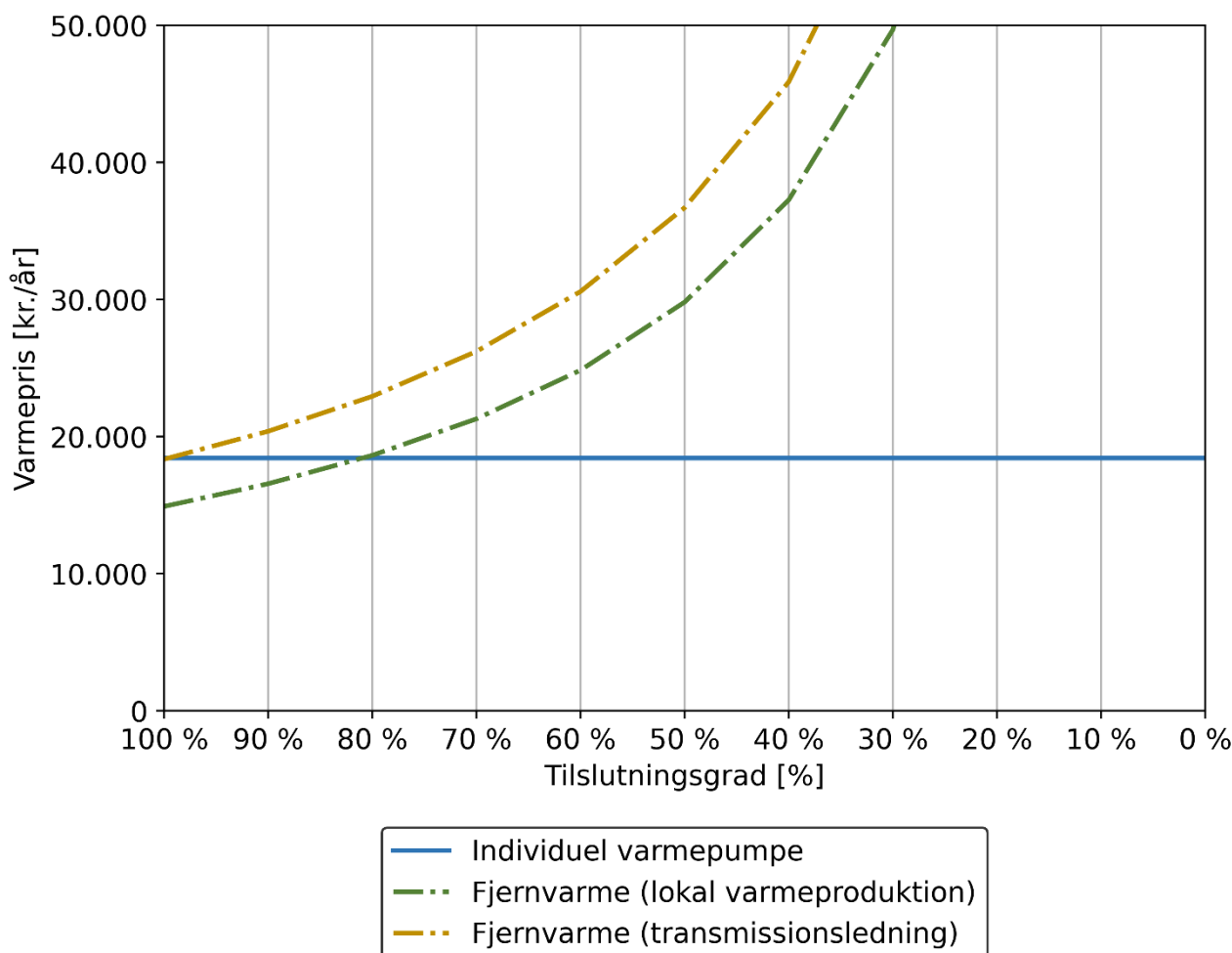
Figur 8: Varmepriser for de tre opvarmningsscenarier (2020-priser): Individuel elvarmepumpe, fjernvarme baseret på lokal varmeproduktion og fjernvarme baseret på en transmissionsledning til nærmeste eksisterende fjernvarmeforsyning.

Varmepriserne i Figur 8 tager udgangspunkt i en tilslutningsgrad på 100 %, og er derfor et udtryk for den optimale fjernvarmeløsning. Som tidligere nævnt, er der dog allerede bygninger i det potentielle fjernvarmeområde der har elopvarmning – enten fordi det er etableret som elvarme eller fordi de er konverteret fra et naturgasfyr til en individuel elvarmepumpe. 5,8 % af nettovarmebehovet i området er i dag dækket af elopvarmning. Det har betydning for varmeprisen for fjernvarmeløsningen, da der derfor er færre kunder til at dække de samlede omkostninger. Hvis alle bygningsejere med elopvarmning fravælger fjernvarmeløsningen, mens alle øvrige tilslutter sig fjernvarmen, vil tilslutningsgraden derfor ende på 94,2 %. Ved denne tilslutningsgrad stiger varmeprisen med 920 kr./år for fjernvarme med lokal varmeproduktion og 1.130 kr./år for transmissionsløsningen. Tilslutningsgraden er derfor en afgørende parameter for prisen for den kollektive løsning.

Figur 9 viser varmeprisen som funktion af tilslutningsgraden for fjernvarmeløsningerne med henholdsvis lokal varmeproduktion og en transmissionsledning. Eftersom fjernvarmeløsningen med transmissionsledningen blot er 80 kr. billigere end den individuelle varmepumpe, skal der kun et fravalg på 0,4 % (svarende til en bygning) til at gøre den individuelle varmepumpe en billigere løsning. For fjernvarmeløsningen med lokal varmeproduktion gælder at et fravalg på 19,1 %,

svarende til en tilslutningsgrad på 80,9 %, vil gøre varmeprisen lig varmeprisen for den individuelle varmepumpe. Dette svarer til at 51 af de 264 bygninger i området fravælger fjernvarme.

Fjernvarmen med lokal varmeproduktion kan altså "tåle" et frafald på ca. 50 bygninger og stadig være konkurrencedygtig over for individuel opvarmning.



Figur 9: Varmeprisen for fjernvarme (både ved loka varmeproduktion og ved transmissionsledningen) afhænger i høj grad af tilslutningsgraden. Det betyder, at antallet af forbrugere koblet på fjernvarmen har en effekt på varmeprisen. Ved 100 % tilslutning er alle forbrugere i område koblet på fjernvarmen.

Mange fjernvarmeselskaber ønsker at opnå en tilslutningsgrad på 50 % inden der fremsættes projektforslag om at et område kan blive udlagt til fjernvarmeforsyning. Figur 9 viser den risiko fjernvarmeselskabet tager hvis ikke tilslutningsgraden øges op mod 80 – 90 %. I så fald vil fjernvarmen have store omkostninger forbundet med konverteringen og regningen sendes ikke kun videre til forbrugerne i området, men til hele fjernvarmens forsyningsområde.

Herudover er det udbredt, at fjernvarmeselskaber begynder at tilbyde abonnementsløsninger, hvor investeringen i fjernvarmeunit og stikledning afbetales gennem et abonnement. Dermed undgår boligejeren en stor forhåndsinvestering som for mange kan virke uoverkommelig.

Fjernvarme kræver planlægning

Tilslutningsgraden er vigtig for at opnå konkurrencedygtig fjernvarme. Ved etablering af kollektiv varmforsyning er der risiko for at stå i en situation hvor fjernvarmen ikke er konkurrencedygtig fordi tilslutningsgraden bliver utilstrækkelig, idet en stor andel boligejere i området har valgt at konvertere til en individuel varmepumpe. Udover at dette medfører omkostninger til etablering af fjernvarme vil dette også føre til unødvendige investeringer i elnettet fordi elnettet skal håndtere den ekstra belastning fra individuel opvarmning. Dermed er der risiko for dobbelt-investeringer i infrastruktur, hvilket ikke er samfundsøkonomisk optimalt.

For at undgå sådanne situationer er planlægning altafgørende. Kommuner og forsyningsselskaber har interesse i, at planlægge hvordan boligopvarmningen skal foregå. De kan sammen bidrage til at undersøge hvilke områder der er oplagte til kollektiv forsyning og i hvilke områder boligejerne bør investere i individuelle varmepumper. Den primære faktor der afgør dette, er varmetætheden for et område. Jo større varmetæthed, jo mere sandsynligt er det, at en fjernvarmeløsning kan give positiv samfundsøkonomi i forhold til individuel opvarmning. En anden vigtig faktor for denne beslutning er graden af stordriftsfordele i produktionen af fjernvarme. Hvis fjernvarmen baseres på overskudsenergi og kan fungere som lager og backup produktionskapacitet til elsystemet vil der i et integreret energisystem være basis for større udbredelse end hvis fjernvarmen baseres på en stor lokal kollektiv varmepumpe. En stor kollektiv varmepumpe kan være den rigtige løsning hvis der ikke er mulighed for overskudsvarme. Fordelen ved sådan en løsning er også at den senere kan blive forsynet via en transmission fra et større system hvis det giver mening.

Fjernvarmesystemet kræver en optimal dimensionering af ledningsnettet for at være billigst mulig. Det kan kun lade sig gøre, hvis man ved etablering kan vurdere kundetilslutningen rimelig præcist. Overdimensionering af ledningsnettet resulterer i et højt varmetab mens underdimensionering af rørene kan betyde, at de ikke kan dække varmegrundlaget, eller er nødt til at drifte systemet med for høje temperaturer.

Når forsyningsselskabet har besluttet at tilbyde fjernvarme i et område skal forsyningsselskabet lave en projektansøgning som skal godkendes af kommunen. Når et projektforslag er godkendt, har forsyningsselskabet forsyningspligt, men der er ikke tilslutningspligt for borgerne i området. Kommunerne ønsker at understøtte en effektiv udvikling af infrastrukturen, men deres muligheder for handling er blandt andet begrænset af, at der ikke længere kan indføres tilslutningspligt til fjernvarme.

Forsyningspligten betyder, at hvis der først er godkendt projektforslag om fjernvarme, har fjernvarmeselskabet pligt til at levere fjernvarme til boligejerne. Dette er typisk med til at gøre fjernvarmeselskaberne lidt tilbageholdende i forhold til at ansøge om projektforslag – specielt hvis



tilslutningsgraden umiddelbart er lav. Dette er med til at gøre lokale styrker som fx ildsjæle og borgerfællesskaber altafgørende i forhold til at sikre den nødvendige opbakning til etablering af fjernvarme.

Fjernvarmens rolle i et integreret energisystem

Fjernvarmenet over hele Danmark er en vigtig brik i fremtidens energisystem idet fjernvarmen skaber muligheder for at skabe sektorintegration som individuel opvarmning ikke har. Fjernvarmen kan være med til at øge energi-effektiviteten, lagre energi i varmt vand i korte og længere tid og levere fleksibelt forbrug og produktion i vores energisystem. Energieffektiviteten øges blandt andet ved at udnytte overskudsvarme, som ellers ikke ville kunne blive udnyttet.

Den tiltagende efterspørgsel og hastighed på fjernvarme kalder på nye forretningsmodeller. For ikke at undergrave fundamentet for fjernvarmen, er det nødvendigt at finde løsninger, hvor boligejerne i områder oplagt til fjernvarme ikke vælger den individuelle løsning. Hvis mange boligejere i et område vælger en individuel løsning, er det ikke samfundsøkonomisk muligt at etablere fjernvarme i området. I forbindelse med naturgaskonverteringer findes modeller, hvor fjernvarmeselskabet overtager driften af boligejernes gasfyr indtil fjernvarmen kan blive tilsluttet. Dette skaber incitament til at vente på, at fjernvarmudrulningen kommer. Tilsvarende kan man forestille sig en model, hvor en kommerciel aktør udlejer/leaser en individuel varmepumpe til boligejeren i den periode hvor man venter på fjernvarmen.

Fjernvarmeselskaberne – som også kan ses som lokale energifællesskaber - har mulighed for at benytte midlertidige løsninger til at levere varmeproduktion til områder, der venter på, at der kan etableres en transmissionsledning. Dette kræver, at der etableres et distributionsnet hvor en container/trailer-løsning med en stor kollektiv varmepumpe og en elkedel kan tilsluttes. Herved kan denne enhed levere varmeproduktion indtil fjernvarmeselskabet får etableret en transmissionsledning til området. Sådanne midlertidige løsninger kan desuden have tilsluttet akkumuleringstank for at skabe større fleksibilitet.

Hvem betaler for infrastrukturen?

El- og fjernvarmeinfrastruktur sikrer konvertering fra naturgas i boligopvarmningen, begge dele kræver investeringer.

Ved etablering af fjernvarme er det fjernvarmekunderne selv, der betaler for etablering af infrastrukturen. Princippet er, som hos Trefor Varme, at et område skal kunne balancere økonomisk indenfor 20 år. Det betyder, at hvis fjernvarmen leveres via en lokal kollektiv varmepumpe, bliver tilslutning til elnettet og tariffbetalinger omkostninger der betales af fjernvarmekunderne. Hvis fjernvarmen ikke produceres på en varmepumpe og evt. leveres via en transmissionsforbindelse, er der ingen omkostninger til elnettet.



Hvis der i stedet etableres individuelle elvarmepumper i området, kræver dette en opgradering i lavspændingsnettet og netstationerne. Private forbrugere har ikke nogen tilslutningsbetaling til elnettet da forbrugeren med stor sandsynlighed ikke behøver at opgradere sin tilslutning. Men et øget effektbehov til varmepumper vil medføre et behov for forstærkninger andre steder i nettet. Omkostningerne til denne forstærkning betales via de generelle eltariffer som alle i området betaler. Det betyder, at også fjernvarmekunder i elforsyningsområdet betaler for infrastrukturen til opvarmning uden for fjernvarmeområdet.

Det er altså forskelligt hvem der betaler for infrastruktur, afhængigt af om der etableres individuel eller kollektiv opvarmning. Denne skævvridning i hvem der reelt betaler regningen for udbygning af infrastruktur, er til fordel for de individuelle varmepumper.

Fleksibilitet som følge af de forskellige løsninger

En typisk individuel varmepumpe vil kunne trække en effekt på 9 kW hvis det er meget koldt og elstaven i varmepumpen aktiveres. Hvis alle bygninger i Ny Højen antages at investere i denne type varmepumpe, vil effekttrækket blive 1,5 MW under antagelse om samtidighed for rumvarmeforbrug. I fjernvarmescenariet med lokal varmeproduktion vil man skulle investere i en elkedel på 1,5 MW for at dække spids- og reservelast og en kollektive varmepumpe med en eleffekt på 0,35 MW. Effekttrækket for fjernvarmeløsningen med lokal varmeproduktion svarer derfor til effekttrækket fra summen af de individuelle varmepumper.

De relativt store effekttræk giver mulighed for at udnytte fleksibilitet i elnettet. Her har fjernvarmeløsningen med lokal varmeproduktion en stor fordel, ved både at have en kollektiv varmepumpe, en elkedel og et varmelager, der alle kan spille ind i fleksibilitetsmarkederne. Specielt elkedlen vil stå til rådighed i de fleste af årets timer. Simuleringer i energyPRO viser, at elkedlen vil levere mellem 5 og 7 % af varmeproduktion hen over et år eller hvad der svarer til mellem 170 og 250 fulldlasttimer. Det efterlader gode muligheder for at hente indtægter fra regulerkraftmarkedet, hvilket kan reducere varmeprisen yderligere. Flexibiliteten defineres dog ofte ud fra om den er tilgængelig på dage med ekstra højt elforbrug. Her vil et fjernvarmesystem med akkumulering kunne udskyde varmeproduktion (og dermed elforbrug), hvilket kan aflaste elnettet.

Den individuelle elektrificering vil tilsvarende have mulighed for at levere fleksibilitetsydelse, hvis enhederne kan aggregeres og boligejerne er villige til, at deres bygningsmasse kan anvendes som et termisk lager. Elnettet vil ideelt set være dimensioneret efter belastning fra varmepumperne og elbilerne, hvilket betyder at der vil være tilgængelig fleksibilitet i mange timer. Varmepumperne vil køre samtidig hvis udetemperaturen er meget lav. I disse timer vil der derfor ikke være meget fleksibilitet at hente fra de individuelle varmepumper – og det er netop i disse perioder der ofte vil være brug for fleksibiliteten.

Perspektivering

Analyserne er baseret på data fra 2020 og alene i de seneste måneder er der sket meget med energipriser. Den politiske situation omkring gas har sat yderligere pres på at konvertere naturgasforbrug til noget andet hurtigst muligt. Det betyder at boliger opvarmet med gas er under pres for at finde et alternativ. Dette pres er med til, at det er lettere at finde tilstrækkelig stor tilslutning til fjernvarme i et givent område end tidligere. Ligeledes har regeringen pålagt kommunerne at udarbejde planer for grøn varme i naturgasforsynede områder. Fjernvarmeselskaber har svært ved at følge med og det betyder at der lige nu planlægges mange år frem i tiden. Det kan betyde at nogle forbrugere vil fravælge fjernvarmen fordi de gerne vil konvertere til et alternativ til gas hurtigere end hvad fjernvarmen kan tilbyde.

Der er betydelig forskel på myndighedsbehandling og hvor lang tid det tager at etablere de to opvarmningsformer. Etablering af fjernvarme kræver at der laves et projektforslag som godkendes af kommunen. Hvis der først er godkendt et projektforslag, har forsyningsselskabet pligt til at levere fjernvarme, men forbrugere kan i vid udstrækning fravælge fjernvarmen. Hvis det sker, bliver det dyrt for samfundet idet der både vil blive etableret fjernvarme og elnettet skal forstærkes.

Individuel forsyning er en egen beslutning og kræver ingen myndighedsgodkendelse. Faktisk kan den oftest etableres indenfor eksisterende eltilslutning og skal derfor hverken godkendes af eller informere kommunen. Ej heller elseskabet skal informeres. Boligejeren har dog et incitament til at få opdateret BBR oplysning da boligejer med nuværende regler kan opnå en reduktion af elafgiften ved forbrug over 4000 kWh.

I Ny Højen er der et nyligt udstykket boligområde som ikke er forsynet med gas. Da der ikke er etableret fjernvarme i Ny Højen er disse boliger opvarmet med el. Kommunen har nu udstykket yderligere et område til boliger i byen. Dette bør indgå i et beregningsgrundlag for fjernvarme og vil påvirke samfundsøkonomien.

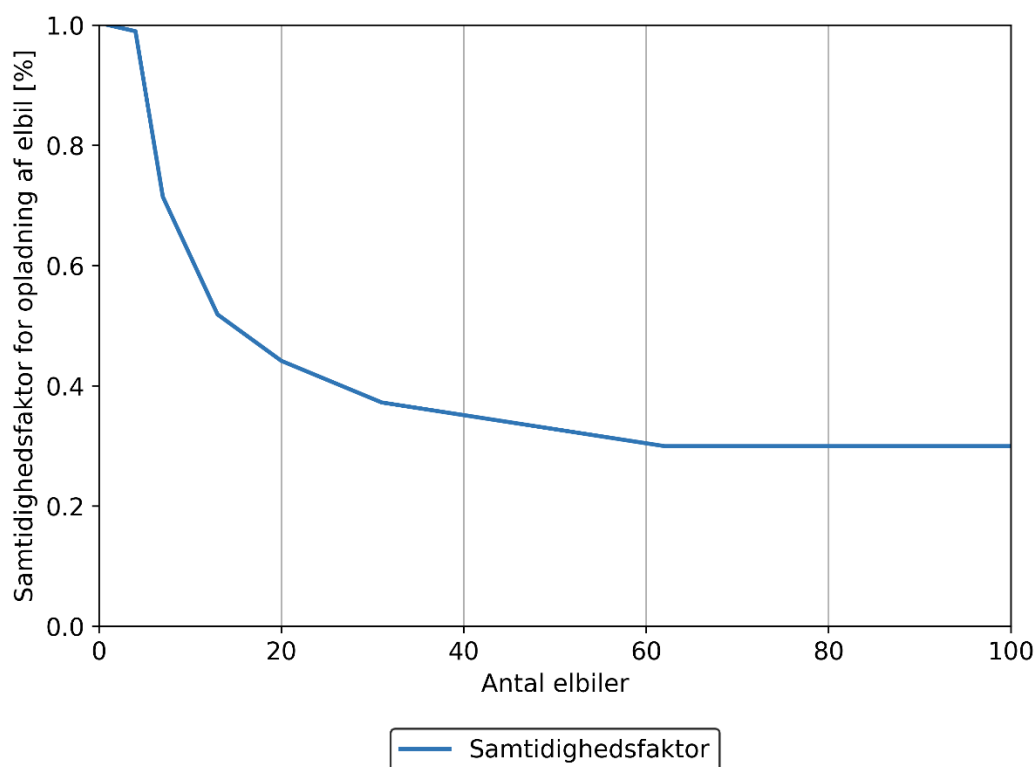
Bilag A: Belastning fra opladning af elbiler

Samtidighed for opladning af elbiler er baseret på faktisk elforbrugsdata fra elkunder der har en hjemmeoplader til deres elbil. TREFOR El-net har identificeret 80 husstande inden for deres elforsyningsområde, der i perioden 2012 til 2020 har fået en elbil. Elforbruget til opladning af disse måles sammen med det øvrige, klassiske elforbrug. Det er derfor nødvendigt at udsortere den del af elforbruget der går til opladning af elbilen. Denne filtrering og udsortering af data har givet et estimeret forbrug af el til opladning af 62 elbiler. Effektrækket for elopladning tager udgangspunkt

i opladning ved 11 kW. Derfor er en række huses elforbrug frasorteret, da de har skæve værdier, der ikke stemmer overens med en elbil der oplader med 11 kW.

Den time med højeste effekttræk findes og deles med antallet af elbiler. Fx findes ved 62 elbiler et maksimalt effekttræk på 201 kW. Dette deles med de 62 elbiler, hvilket giver et gennemsnitligt effekttræk per elbil på 3,3 kW. Herefter frasorteres den elbil, der årligt har det laveste årlige effekttræk, så der nu er 61 elbiler tilbage i datasættet. Proceduren gentages, så det maksimale effekttræk for 61 elbiler findes og herefter giver et gennemsnitligt effekttræk. Fx har viser beregningerne, at det maksimale effekttræk for 30 elbiler er 125 kW. Dette giver et gennemsnitligt effekttræk på 4,2 kW. Til sidst vil én elbil være tilbage med et effekttræk på 11 kW.

Ud fra beregningerne af det gennemsnitlige effekttræk for elbiler kan en samtidighedskurve estimeres. Figur A.1 viser samtidighedsfaktoren for opladning baseret på det faktiske elforbrug fra TREFOR EI-net.



Figur A.1: Samtidighedsfaktor for opladning af elbiler.

Beregningerne er begrænset af en brugbar datamængde på 62 elbiler. Det ses, at samtidighedsfaktoren baseret på det faktiske elforbrug går mod 0,3 svarende til en effekt på 3,3 kW. Det betyder, at i et område med mange elbiler (over 62) vil hver ny elbil bidrage med en ekstra belastning på 3,3 kW. Dette ligger lidt højere end beregningen af samtidigheden for elopladning i



(Bollerslev, Andersen, & Jensen, 2021). Her viser beregninger på simuleret data, at samtidighedsfaktoren går mod 0,2 (svarende til 2,2 kW).

I denne analyse antages at ingen husstande i forvejen ejer en elbil. Begge scenarier undersøger belastning fra elbiler, hvor det antages, at hver husstand køber én elbil. Her tages ikke højde for hvornår det sker, men det antages at vi undersøger elbelastningen i en fremtid hvor alle husstande har investeret i en elbil, da elnettet skal kunne håndtere dette. Elbilernes belastning på elnettet følger samtidigheden for opladning vist på Figur A.1.

Bilag B: Varmebehov og elbelastning

Varmebehovet i bygningerne bestemmes ud fra (Kristensen & Petersen, 2021), der har analyseret og kategoriseret varmekonsumet i knap 43.000 bygninger i og omkring Aarhus. Det specifikke varmekonsum er kategoriseret ud fra bygningskoder og opførelsesår, og kan derfor anvendes til at estimere varmebehov ud fra BBR-data. I beregningerne af rumvarmebehovet antages, at 30 % af forbruget er graddage uafhængigt (Energistyrelsen, 2016)

Det interessante i forhold til udbygning af elnettet er dog ikke det årlige varmebehov med den maksimale effekt belastning hen over et år. Dette omregnes ved formlen (Christensen, 2004):

$$\Phi_{rv} = Q_{rv} * \frac{32^\circ}{24h * GD_{korr}}$$

Her er Φ_{rv} varmekapaciteten målt i kW, Q_{rv} er det årlige rumvarmebehov og GD_{korr} er antallet af såkaldte EMO-graddage i et normalår. Faktoren 32° henviser til forskellen mellem normindetemperaturen på 20°C og norm-udetemperaturen på -12°C , hvor dimensioneringen foregår. Da graddagebegrebets temperaturforskelle er opgjort per døgn, skal dette korrigeres med antallet af timer på et døgn, altså 24.

Den beregnede effektbelastning summeres i forhold til hvor husstandene er forbundet til kableskabene i elnettet, hvilket resulterer i en samlet belastning for hver ledningsstrækning. Dette tildeles en samtidighed der følger de klassiske regler for beregning af samtidighed for rumvarme og brugsvand (Grøn Energi, 2019). Den maksimale varmekapacitet kan levere den nødvendige rumvarme ved -12°C . Der er ved denne udetemperatur anvendt en COP-faktor for elvarmepumpen på 1,9 (Panasonic, 2021). Denne faktor bruges til omregning fra varmekapacitet til elkapacitet.

Bilag C: Omkostninger til varmeproduktion

Individuel varmepumpe

Investeringsomkostninger og teknologidata for den individuelle elvarmepumpe tager udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikatalog for individuelle varmeanlæg (Energistyrelsen, 2021). Her anvendes en luft-til-vand varmepumpe for et eksisterende enfamiliehus. Investeringsomkostningen er 81.600 kr. ekskl. moms. Virkningsgraden (COP) er opgjort til 3,15 og levetiden er 16 år. Herudover anvendes en fast drift- og vedligeholdelsesomkostning på 2.320 kr./år.

Der er anvendt elpriser fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (Energistyrelsen, 2022) og en timeprofil for elprisen fra DK1, 2020. I de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er elprisen i 2023 660 kr./MWh og falder til 390 kr./MWh fra 2030 og frem. Distributionstariffer er hentet fra Trefor El-net for C-kunder (Trefor El-net, 2022) og forbrugstariffer er hentet fra Energinet (Energinet, 2022).

Fjernvarme (lokal varmeproduktion)

Fjernvarmeløsningen med lokal varmeproduktion tager udgangspunkt i en række forudsætninger der dels er egne forudsætninger og dels baseret på Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme (Energistyrelsen, 2022). Investeringsomkostningen for den kollektive luft-til-vand vurderes til 8,0 mio. kr./MW. Der anvendes en SCOP på 3,4 beregnet ud fra en temperaturprofil, hvor varmepumpen leverer 80°C og returtemperaturen sættes til 35°C. Ved en udetemperatur på nul grader er COP-værdien 2,8. I scenariet investeres i en varmepumpe med en eleffekt på 0,6 MW der ved nul grader kan levere 1,5 MW. De faste omkostninger til drift- og vedligehold sættes til 15.000 kr./år

Investeringsomkostning til elkedel sættes til 1,125 mio. kr./MW. De faste omkostning til drift- og vedligehold sættes til 8.025 kr./MW. Effektiviteten sættes til 100 %. Akkumuleringstanken sættes i beregningsmodellen til at kunne levere ca. 24 timers spidslast, hvorved den kan indeholde 36 MWh. Herudover anvendes administrations- og distributionsomkostninger på henholdsvis 35 og 60 kr./MWh.

Til omkostninger for elforbruget er anvendt samme forudsætninger som til den individuelle varmepumpe. Dog er distributionstarifferne for B-kunder

Levetiden på alle produktionsanlæg er 20 år. Den årlige varmeproduktion sættes til 5.512 MWh baseret på estimat af bygningernes nettovarmebehov og ledningstab i distributionsnettet og stikledninger. Det antages, at første år med varmeproduktion er 2023. Varmepriisen regnes som et gennemsnit over en 20-årig periode.



Fjernvarme (transmissionsledning)

Varmeproduktionsomkostninger i dette scenarie tager udgangspunkt i en transmissionsforbindelse til TVIS's transmissionsnet. Her anvendes variable og faste priser fra TVIS takstblad og langtidsbudget (TVIS, 2021). Herudover anvendes administrations- og distributionsomkostninger som i fjernvarmeløsningen med lokal varmeproduktion. Omkostningerne til transmissionsledningen på 3,5 km vurderes til 8,2 mio. kr. Varmeprisen regnes som et gennemsnit over en 20-årig periode.

Referencer

- Bollerslev, J., Andersen, P. B., & Jensen, T. V. (2021). Coincidence Factors for Domestic EV Charging from Driving and Plug-in Behavior. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, s. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9450833>.
- Christensen, K. (2004). *Beregning af bruttoenergi - forenklet beregning*. BYG-DTU-U063. <https://www.danskfjernvarme.dk/viden-og-v%c3%a6rkt%c3%b8jer/bygning-og-installation/graddage>.
- Energinet. (2022). *Aktuelle tariffer*. <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer/Aktuelle-tariffer>.
- Energistyrelsen. (2016). *Håndbog for Energikonsulenter (HB2016)*. <https://hbemo.dk/haandbog-for-energikonsulenter-hb2016-2018/vejledende-tekniske-anvisninger-i-tabelform/generelt/guf-vaerdier>.
- Energistyrelsen. (2021). *Teknologikatalog for individuelle varmeanlæg*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-individuelle>.
- Energistyrelsen. (2022). *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsøkonomiske-analysemetoder>.
- Energistyrelsen. (2022). *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme> - Opdateret marts 2022.
- Grøn Energi. (2019). *Masterplan for reovering af ledningsnet*. <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/250619-masterplan-for-reovering-af-ledningsnet>.
- Grøn Energi. (2019). *Reovering af ledningsnet - Dimensionering, ledningstab og konkurrenceevne*. <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/250619-masterplan-for-reovering-af-ledningsnet>.
- Kristensen, M. H., & Petersen, S. (2021). District heating energy efficiency of Danish building typologies. *Energy and Buildings*, s. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778820333880?via%3Dihub>.
- Panasonic. (2021). *Aquarea T-CAP All in One H Generation 1-faset / 3-faset. Opvarmning og køling. R410A-kølemiddel. 9kW*.
- Trefor El-net. (2022). *Tarif og abonnement - Forbrugskunder og egenproducenter*. <https://www.trefor.dk/elnet/priser/>.
- TVIS. (2021). *Varmeplan Bilag E - Forudsætninger for projektforslag*. https://issuu.com/tonnekjaersvej11/docs/tvis_bilag_e_foruds_tninger_januar_2020.

2. juni 2023

