

RA 635

December 2022

TEGRA-modellen –

Introduktion

Introduktion til TEGRA-modellen

Rapporten er udarbejdet af:

Can Karatas
Jasmin Mehmedalic

Green Power Denmark
Green Power Denmark

Netteknisk rapport:	RA635
Klasse:	1
Rekvirent:	Netudvalget og Teknikudvalget
Dato for udgivelse:	1. december 2022
Sag:	7525

VERSIONSLOG

Version / Dato	Opdatering	Initialer
V1.0 / 2022-12-01	Første udgivelse.	CKA JME

RESUME

Rapporten har til formål at give en introduktion til TEGRA-modellen med en overordnet gennemgang af modellens opbygning.

Kapitel 1 giver et kort overblik over TEGRA og tilhørende dokumentation.

I kapitel 2 gives en kort gennemgang af TEGRA-modellen og nogle af de vigtige forudsætninger, som modellen er bygget op omkring.

Kapitel 3 beskriver kort de fordele og ulemper, der er ved den valgte modellering, som har betydning for, hvad modellen kan og ikke kan bruges til.

INDHOLDSFORTEGNELSE

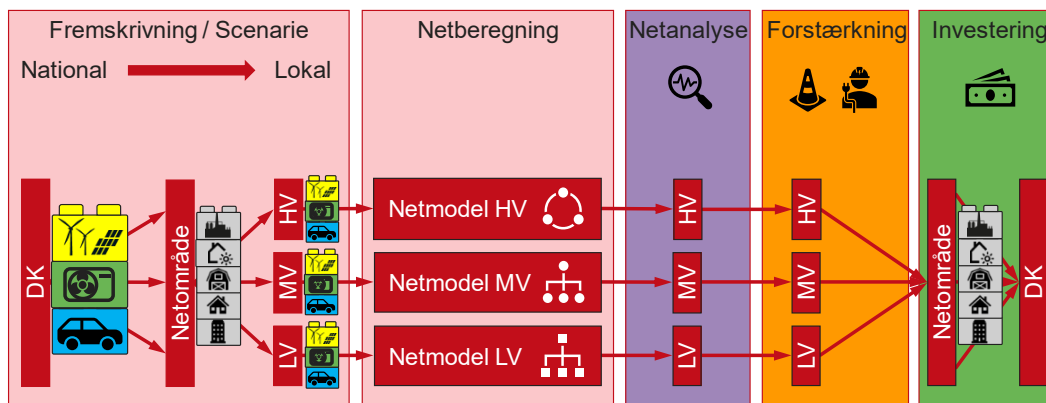
Versionslog	5
Resume	6
Indholdsfortegnelse	7
1. Indledning	8
1.1. <i>Oversigt over TEGRA-modellen</i>	8
1.2. <i>Oversigt over TEGRA-dokumentation</i>	8
2. Modelbeskrivelse	9
2.1. <i>Overblik over model</i>	9
2.2. <i>Netområder og arketyper</i>	10
2.3. <i>Lokale fremskrivninger</i>	14
2.4. <i>Døgnprofiler for forbrug og produktion</i>	18
2.5. <i>Fleksibilitet</i>	21
2.6. <i>Dimensioneringskriterier for elnettet</i>	23
2.7. <i>Forstærkning af elnettet</i>	23
3. Fordele og ulemper ved den valgte modellering	25
4. Referenceliste	26
BILAG 1. TEGRA overblikdiagram	27

1. INDLEDNING

Denne rapport er en del af en serie, der dokumenterer TEGRA-modellens opbygning og anvendelse.

1.1. OVERSIGT OVER TEGRA-MODELLEN

Figur 1.1 viser de overordnede processer i TEGRA-modellen.



Figur 1.1 TEGRA – overblikdiagram.

1.2. OVERSIGT OVER TEGRA-DOKUMENTATION

RA635	TEGRA-modellen – Introduktion
RA619	Definition af netområder og arketyper i distributionsnettet
RA620	Analyseforudsætninger for distributionsnettet DEL 1: Metodebeskrivelse for fordeling af elbiler, varmepumper og solcelleanlæg på netområder
RA623	Analyseforudsætninger for distributionsnettet DEL 2: Simuleringsprofiler
RA636	TEGRA-modellen – Netmodeller og netberegninger
RA637	TEGRA-modellen – Netanalyse
RA638	TEGRA-modellen – Forstærkning
RA639	TEGRA-modellen – Skalering
RA640	TEGRA-modellen – Merinvesteringer

Tabel 1.1 Oversigt over TEGRA-dokumentation.

2. MODELBESKRIVELSE

TEGRA er udviklet med hjælp fra de danske elnetselskaber og bruges til tekniske og økonomiske analyser af scenarier for elektrificering, som følger af den grønne omstilling.

Modellen er udviklet til at give mere robuste og dybtgående analyser end tidligere modeller. Dette er opnået vha. mere detaljeret modellering, men også ved at alle dele af modellen er verificeret og kalibreret op imod eksterne kilder eller netselskabernes egne beregninger.

Modellens tilgang og opbygning, samt den verificering og kalibrering, som er muliggjort af samarbejdet med netselskaberne, gør på mange måder modellen unik.

2.1. OVERBLIK OVER MODEL

TEGRA består af en række forskellige dele, og et overblik er vist på figur 1.1.

I det første trin specificeres det nationale scenarie, som der skal regnes på. Scenariet definerer forudsætninger om energimængder og teknologi. For at kunne vurdere påvirkningen på de lokale net skal den nationale fremskrivning af forbrug og produktion nedbrydes til lokale fremskrivninger.

Når der er udarbejdet lokale fremskrivninger af forbrug og produktion, gennemføres netberegninger for det givne scenarie, hvor den tekniske påvirkning på de lokale net undersøges. Netberegningerne udføres på et repræsentativt udvalg af det danske elnet. TEGRA udfører netberegninger på en række faktisk net. Samlet set dækker modellen over 1200 udføringer (lavspændingsradialer), 280 netstationer, 170 mellemspændingsradialer og et modelnet for højspændingsnettet.

Resultaterne fra netberegningerne bruges til at foretage en netanalyse, hvor nettene evalueres ift. typiske dimensioneringskriterier. Her undersøges, i hvilket omfang nettene er udfordret af det nye forbrug og produktion, og hvilken slags udfordringer der er tale om.

På baggrund af netanalysen beregnes forstærkningsbehovet. Dette sker ved en simplificering og generalisering af de retningslinjer og metoder, som netselskaberne benytter, når elnettet skal forstærkes.

Resultatet fra forstærkningsberegningerne skaleres til landsplan. Herefter kan det nationale behov for merinvesteringer for det givne scenarie beregnes. For at få det samlede investeringsbehov skal merinvesteringer fra TEGRA kombineres med netselskabernes re-investeringer til aldersbaseret fornyelse af det eksisterende elnet.

2.2. NETOMRÅDER OG ARKETYPER

En vigtig del af TEGRA er inddelingen af de lokale net i netområder og arketyper. Inddelingen i netområder og arketyper gør det muligt at:

- udarbejde mere nøjagtige fremskrivninger af forbrug og produktion
- analysere, hvordan forskellige områder og net bliver påvirket
- benytte forskellige dimensioneringskriterier for forskellige typer af net
- udføre mere nøjagtige økonomiske beregninger.

Netområderne og arketyperne er defineret ud fra en række tekniske og økonomiske forhold. Hvad angår økonomiske forhold, så er netområderne baseret på Forsyningstilsynets benchmarkmodel. Dette tillader en tæt kobling til faktorer, som har stor betydning for omkostningen ved at indkøbe og installere forskellige netkomponenter. Hvad angår tekniske forhold, så er arketyperne baseret på typen af kunder, som elnettene forsyner, såvel som elnettenes tekniske opbygning. Netområder, arketyperne og deres definition er nærmere beskrevet i RA619. I det følgende gives en kort opsummering.

2.2.1. Netområder og arketyper for lavspændingsnet

Lavspændingsnet inddeles i fem netområder / overordnede arketyper:

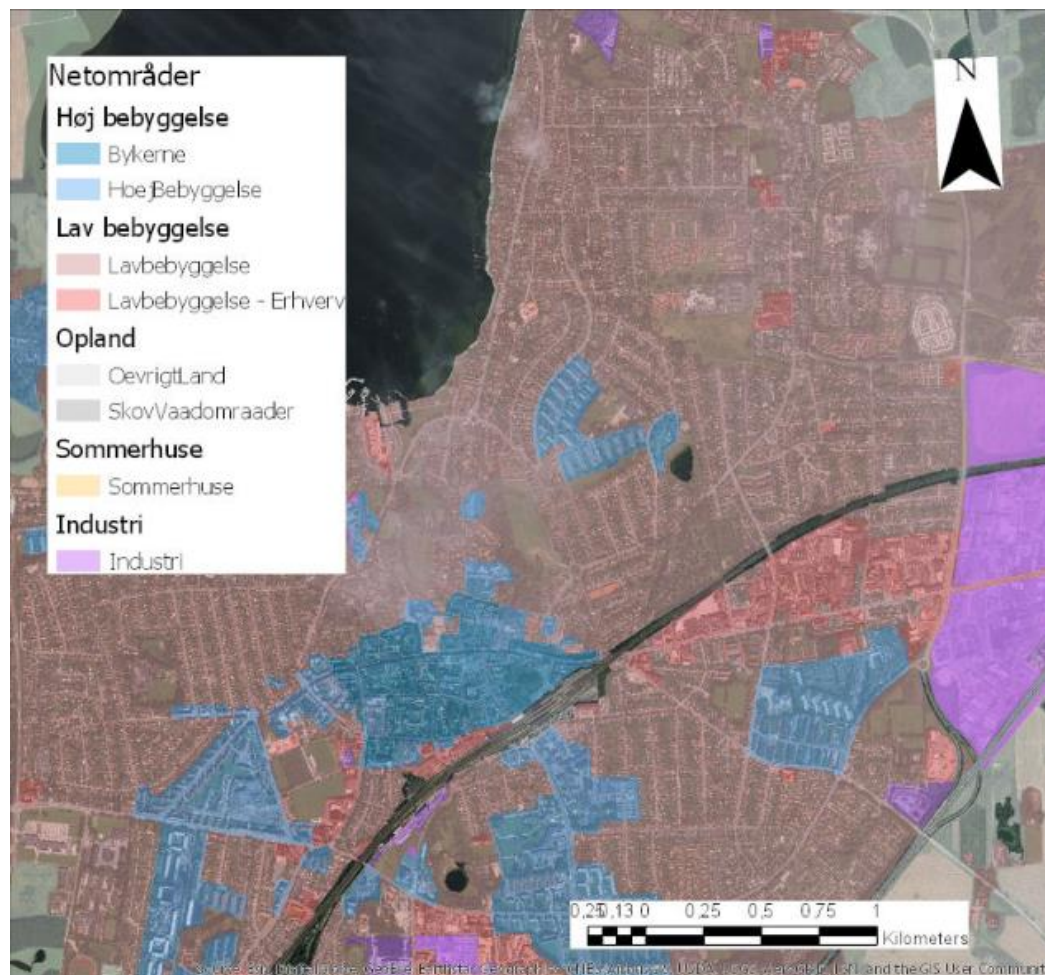
Netområde / Arketype	Beskrivelse
Høj bebyggelse	Dækker over bygninger på mere end to etager, dvs. langt overvejende lejligheder. Er defineret ved benchmarkzone 1 og 2.
Lav bebyggelse	Dækker over bygninger på en eller to etager, dvs. overvejende villaer og rækkehuse. Er defineret ved benchmarkzone 3.
Opland	Dækker over bygninger, som står alene eller sammen med meget få andre bygninger, dvs. overvejende land- og gård-ejendomme. Er defineret ved benchmarkzone 4.
Sommerhus	Dækker over sommer- og fritidshuse. Er defineret pba. lokalplaner og udgør en mindre del af benchmarkzone 3 og 4.
Industri	Dækker over industri. Er defineret pba. lokalplaner og udgør en mindre del af benchmarkzone 3 og 4.

Tabel 2.1 Netområder / Arketyper for lavspændingsnet.

Udover netområder skelnes der i arketyperne på andre forhold, som har betydning for nettenes tekniske opbygning. For alle netområder skelnes der på alder. Nettet opdeles i net fra før 2001 og net efter 2001. Året 2001 er betydningsfuldt, fordi mange netselskaber ændrede markant på dimensioneringskriterierne for lavspændingsnet det år. Samtidig er elnet anlagt efter 2001 kun ca. halvvejs i deres forventede levetid på 40 år.

Høj bebyggelse, lav bebyggelse og opland er yderligere opdelt efter opvarmningstype, så der skelnes mellem elnet uden elvarme, elnet med elvarme og elnet med varmepumpe. Typen af opvarmning har stor betydning for et elnets tekniske opbygning og dimensionering.

Arketyperne for lavspændingsnet er defineret som en kombination af netområde, alder og opvarmningsform, fx lav bebyggelse før 2001 uden elvarme. En illustration af, hvordan de fem netområder fordeler sig i et udsnit af Danmark, er illustreret i figur 2.1.



Figur 2.1 Illustration af fordelingen på arketyper i lavspændingsnettet.

2.2.2. Arketyper for mellemspændingsnet

Mellemspændingsnet inddeles i 8 arketyper:

Energitæthed	Arketype	Beskrivelse
Høj	Blandet net	Forsyner primært en blanding af alle typer forbrug. Kan indeholde produktion (ikke dominerende).
	Blandet net med fjernvarmeværk	Blandet net, som indeholder et (kraft)varmeværk til produktion af fjernvarme.
	Industrinet	Forsyner primært industriforbrug. Kan indeholde en lille andel af andre typer forbrug eller produktion.
	Produktionsnet	Omfatter opsamlingsnet til produktion og net, som overvejende forsyner produktion.
Lav	Blandet net	Forsyner primært en blanding af alle typer forbrug. Kan indeholde produktion (ikke dominerende).
	Blandet net med fjernvarmeværk	Blandet net, som indeholder et (kraft)varmeværk til produktion af fjernvarme.
	Industrinet	Forsyner primært industriforbrug. Kan indeholde en lille andel af andre typer forbrug eller produktion.
	Produktionsnet	Omfatter opsamlingsnet til produktion og net, som overvejende forsyner produktion.

Høj energitæthed betyder, at der er en høj koncentration af forbrug. Det er derfor primært net i og omkring de store byer.

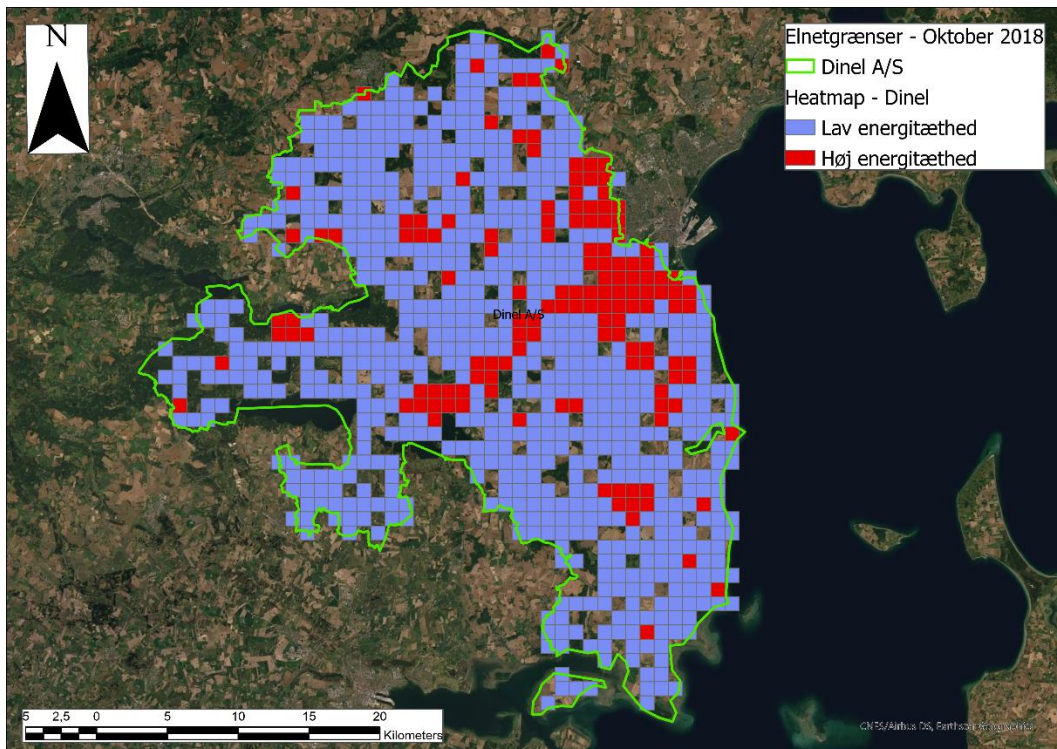
Lav energitæthed betyder, at der er en lav koncentration af forbrug. Der er hovedsageligt tale om net i tyndere befolkede områder (mindre byer og opland).

Tabel 2.2 Arketyper for mellemspændingsnet.

Mellemspændingsnet opdeles først ift. energitæthed og derefter med hensyn til, hvilken type af kunder de forsyner. Begge dele er afgørende for opbygningen af elnettet og nettenes tekniske karakteristika.

På figur 2.2 er fordelingen af områder med lav og høj energitæthed illustreret for et udsnit af Danmark. Det ses, at de dele af Aarhus, som primært består af etagebyggeri, har en høj koncentration af forbrug, og at koncentrationen af forbrug aftager, som man bevæger sig væk fra byens centrum og ud i oplandsområderne omkring byen.

Hver af de 8 arketyper for mellemspændingsnet består af en blanding af arketyper for lavspændingsnet.



Figur 2.2 Illustration af mellemspændingsnettets fordeling på net med lav energitæthed og net med høj energitæthed. Hvorvidt et net er et blandet net, et blandet net med fjernvarmeværk, et industrinet eller et produktionsnet afgøres af, hvilke kunder nettet forsyner.

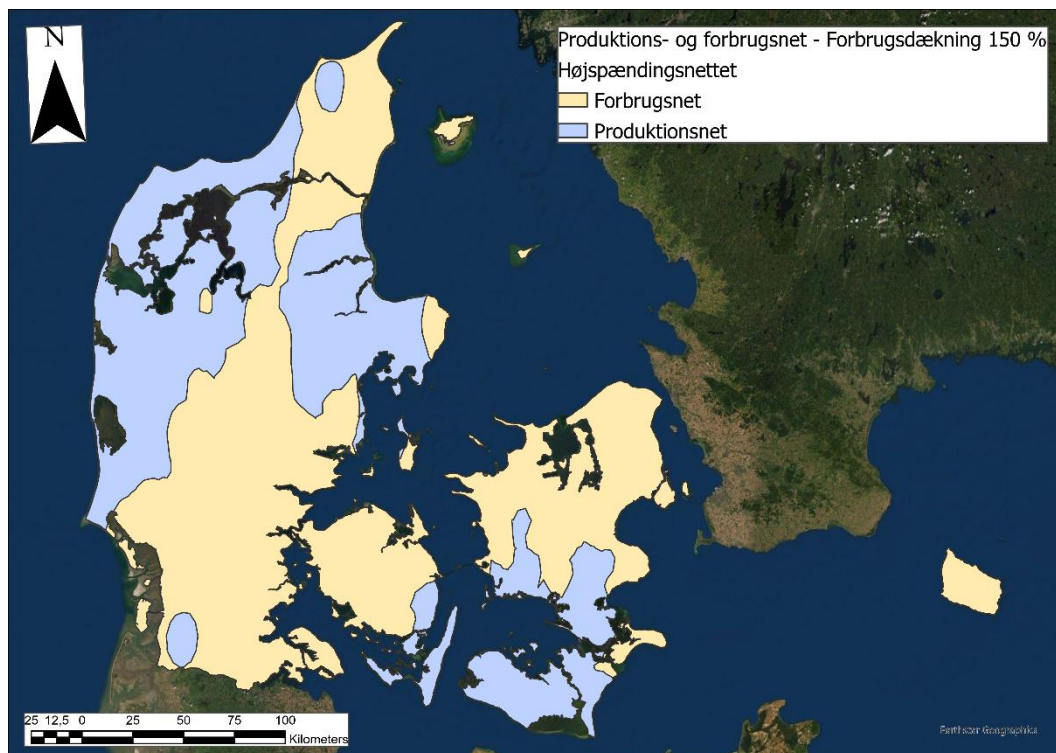
2.2.3. Arketyper for højspændingsnet

Højspændingsnet inddeles i to arketyper:

Arketype	Beskrivelse
Forbrugsnet	Domineret af forbrug. Forbruget er dimensionerende for nettet.
Produktionsnet	Domineret af produktion. Produktionen er dimensionerende for nettet.

Tabel 2.3 Arketyper for højspændingsnet.

Fordelingen på tværs af Danmark er illustreret i figur 2.3. Hver af de to arketyper for højspændingsnet består af en blanding af arketyperne for mellem- og lavspændingsnet.



Figur 2.3 Illustration af højspændingsnettets fordeling i hhv. forbrugs- og produktionsnet.

2.3. LOKALE FREMSKRIVNINGER

For at kunne regne på konsekvenserne af elektrificeringen i distributionsnettet er det nødvendigt at udarbejde fremskrivninger af forbrug og produktion på de lokale net – helt ned på den enkelte villavej.

De nationale fremskrivninger skal derfor nedbrydes til lokale fremskrivninger, som kan anvendes på de lokale net. Green Power Denmark har sammen med branchen udarbejdet en metode til dette.

Metoden gør brug af de netområder og arketyper, som er beskrevet i afsnit 2.2. Hvert netområde og hver arketype har nogle bestemte karakteristika, som kan bruges til at fordele forbrug og produktion ud på arketyperne, så de nationale fremskrivninger kan nedbrydes til lokale fremskrivninger.

Metoden til udarbejdelse af lokale fremskrivninger er baseret på statistisk analyse. Metoden kan ikke bruges til at udregne præcis, hvor mange elbiler, varmepumper eller andre ting, der kommer på en specifik vej, men den kan udregne, hvad den gennemsnitlige forventning er – baseret på statistisk analyse. Der er altså tale om en gennemsnitsbetragtning.

Den fulde beskrivelse af metoden kan findes i RA620. I det følgende gives, som eksempel, en kort gengivelse af, hvordan metoden kombinerer karakteristika fra netområder med statistik for at fordele elbiler og elbilsopladere ud på netområder og kunder, så der kan udarbejdes en lokal fremskrivning helt ned til den enkelte vej.

2.3.1. Eksempel: Fordeling af elbiler

Fordeling af elbiler kan opdeles i to separate dele:

- 1) Fordeling af elbiler på arketyper
- 2) Fordeling af opladning på arketyper.

Begge dele har en afgørende betydning for, hvordan elbilerne påvirker de lokale net.

2.3.1.1. Fordeling af elbiler på netområder

Hvad angår fordelingen af elbiler på netområder, så baseres dette på fordelingen af biler i Danmark i dag. På baggrund af tal fra Danmarks Statistik identificeres det, hvordan bilerne fordeler sig på forskellige boligtyper. Grunden til, at der ses på fordelingen af biler på boligtyper, er fordi, netområderne er tæt forbundet til typen af bolig.

Ved at sammenholde antallet af biler i hver kommune med antallet af lejligheder, rækkehuse, villaer og landejendomme kan antallet af biler pr. bolig beregnes. Beregningen kan i udgangspunktet foretages på landsplan, men der opnås en højere nøjagtighed ved at gøre det på kommunebasis, hvor forskellene mellem boligtyper er tydeligere.

Boligtype	Etageboliger	Parcel/Stuehuse	Række-/dobbelt-huse
Biler pr. bolig	0,48	1,32	1,12

Tabel 2.4 Fordeling af biler på boligtyper. Tallene er baseret på fordelingen af biler og boliger i 2019.

Som det fremgår af tabel 2.4, er der generelt færre biler pr. etagebolig end de øvrige boligtyper. Det kan forklares ud fra, at etageboliger typisk ligger centralt med bedre adgang til offentlig transport og kortere transportafstande til indkøb og arbejde. Kombineret med begrænsede parkeringsmuligheder resulterer det i, at folk i højere grader vælger andre transportformer end bil.

Kombineres værdierne i tabel 2.4 med boligfordelingen i netområderne for lavspændingsnet, fås fordelingen af biler pr. netområde, som vist i tabel 2.5. Af tallene fremgår det, at 70 % af bilerne findes i områder med lav bebyggelse – altså villaer og rækkehuse. En omstilling til elbiler må derfor også forventes at have større indflydelse i netområdet 'Lav bebyggelse' end i de øvrige netområder.

Boligtyper	Antal biler pr. boligtype	Høj bebyggelse	Lav bebyggelse	Opland
Etagebolig	0,48	506.515	0	0
Parcel/Stuehuse	1,32	43.987	1.342.005	7.972
Række-/dobbelthuse	1,12	24.881	423.741	4.059
Stuehuse til landbrugsejendomme	1,32	0	0	146.686
Antal biler pr. nettype	2.499.846	575.383	1.765.745	158.717
Andel biler pr. nettype		23,0 %	70,6 %	6,4 %

Tabel 2.5 Fordeling af biler på netområder. Tallene er baseret på fordelingen af biler og boliger i 2019.

2.3.1.2. Fordeling af opladning på netområder

Der er stadig stor usikkerhed om, hvor og hvordan elbiler vil oplade. Vi baserer vores forudsætninger om, hvor og hvordan elbiler vil oplade på [Ref. 1]. Her antages det, at dem, der har mulighed for det, vil lade hjemme. Det forudsættes, at parkeringsforhold er afgørende for, hvorvidt der er mulighed for at lade hjemme. Fra [Ref. 1] ved vi, at parkeringsforholdene fordelt på boligtype er som vist i tabel 2.6.

Parcel- og stuehuse	Parkering på egen grund
Række- og dobbelthuse	Ca. 70 % har parkering på egen grund
Etageboliger	Ca. 40 % har p-plads på eller ved ejendom
Stuehuse til landbrugsejendomme	Parkering på egen grund
Sommerhuse	Parkering på egen grund

Tabel 2.6 Parkeringsforhold fordelt på boligtype.

Information om parkeringsforhold kombineres med information om de fem netområder for at finde ud af, hvor mange i hvert netområde der har adgang til de forskellige typer af parkering.

På baggrund af netområde og parkeringsforhold opstilles en række antagelser om, hvorvidt den enkelte bilist vil have adgang til en hjemmeoplader. Dette giver en endelig fordeling for, hvor stor en andel af elbilisterne der har adgang til en hjemmeoplader, som vist i tabel 2.7.

Høj bebyggelse	Lav bebyggelse	Opland	Sommerhus
20,6 %	91,9 %	99,1 %	50,0 %

Tabel 2.7 Tilgængelighed af hjemmeopladning fordelt på netområder.

Vi antager, at de elbiler, som har adgang til en hjemmeoplader, vil dække 85 % af deres energiforbrug via hjemmeopladeren. Det øvrige energiforbrug til elbilen vil blive dækket af offentlige hurtig- og lynopladere.

For de elbiler, som ikke har adgang til en hjemmeoplader, antages det, at hele energiforbruget skal dækkes af offentlige hurtig- og lynopladere.

Hurtigopladere antages at blive opstillet ved offentlige bygninger og erhverv. De fordeles jævnt ud på denne type bygninger. Det giver en fordeling på netområder som vist i tabel 2.8.

Høj bebyggelse	Lav bebyggelse	Industri
36,7 %	32,7 %	30,6 %

Tabel 2.8 Fordeling af hurtigopladere på netområder.

Lynopladere antages at erstatte klassiske tankstationer, og deres fordeling på netområderne antages derfor at følge fordelingen af klassiske tankstationer. Klassiske tankstationers fordeling på arketyperne for lavspændingsnet er vist i tabel 2.9.

Netområde	Andel tankstationer
Høj bebyggelse	3,3 %
Industri	22,2 %
Lav bebyggelse	71,1 %
Opland	3,4 %
Sommerhuse	0,0 %

Tabel 2.9 Fordeling af klassiske tankstationer på netområder.

For at beregne antallet af hurtig- og lynopladere ses på gennemsnitlig ladeeffekt og anvendelsesgrad. Antagelser om ladeeffekt og anvendelsesgrad er vist i tabel 2.10.

Opladertype	Effekt [kW]	Anvendelsesgrad	Energi leveret pr. dag [kWh]
Hurtigoplader	50	22,5 %	270
Lynoplader	150	15,0 %	540

Tabel 2.10 Antagelser om hurtig- og lynopladeres gennemsnitlige ladeeffekt og anvendelsesgrad.

2.4. DØGNPROFILER FOR FORBRUG OG PRODUKTION

For at kunne vurdere, hvordan det nye forbrug og produktion påvirker nettet, er det nødvendigt at finde ud af, hvordan forbruget og produktion fordeler sig hen over døgnet og året. Dette fordi nettet dimensioneres efter den højeste effekt, som forventes at forekomme. Det er dermed den time på året med det højeste forbrug, som definerer den dimensionerende spidsbelastning. Det er derfor afgørende, om et forbrug er jævnt fordelt hen over døgnet og året, eller om forbruget er meget højt i nogle få timer af døgnet og lavt i de resterende timer. Tilsvarende betragtninger gælder for produktion.

For at regne på, hvordan det nye forbrug påvirker nettet, er der udarbejdet døgnprofiler for alle typer af eksisterende og nyt forbrug. Tilsvarende er der udarbejdet døgnprofiler for produktion. Metoderne bag udarbejdelsen af profilerne er beskrevet i RA623, og alle profilerne kan findes på Green Power Danmarks hjemmeside.

Døgnprofilerne for klassisk forbrug (boliger, erhverv og industri) er baseret på data fra fjernaflæste elmålere. For elbiler er der brugt statistiske metoder, da det empiriske datagrundlag fra fjernaflæste elmålere ved udarbejdelsen af profilerne ikke var tilstrækkeligt. Hvad angår døgnprofiler for produktion vurderes det, at analytiske metoder fungerer bedst med modellens generelle opbygning.

I det følgende gives der for de forskellige typer af forbrug og produktion en kort gennemgang af de vigtigste punkter, som har indflydelse på både størrelsen og formen af døgnprofilerne.

2.4.1. Generelt om døgnprofilerne

Alle døgnprofiler er inddelt efter sæson, dag og fraktil. Grunden til dette er, at profilerne skal bruges til dimensionering. Da man ved dimensionering ser på yderpunkter, er det også det, som er i fokus i profilerne. Det vil sige, at interessen er at få en række deterministiske profiler, som kan belyse yderpunkterne – fx en dag med lav belastning og høj produktion.

Der ses på to sæsoner – sommer og vinter, som er de sæsoner, der typisk er dimensionerende for elnettet. Sommeren er typisk den tid på året, hvor forbruget er lavest, samtidig med at produktionen er på sit højeste. Der er masser af sol og derfor høj produktion fra solceller. Hvis det er blæsevejr, vil der også være høj produktion fra vindmøller. Forbruget er lavt, da der er et meget begrænset behov for belysning og varme, og folk i højere grad er ude i naturen og beskæftiger sig med ting, som ikke kræver el.

Vinteren er typisk den tid på året, hvor forbruget er højest, samtidig med at produktionen er lav. Dagene er korte, og solen står lavt, hvilket giver begrænset produktion fra solceller. Hvis det er en vindstille dag, vil der heller ikke være produktion fra vindmøller. Der er et stort behov for både belysning og varme, og folk opholder sig i højere grad indenfor og beskæftiger sig med ting, som drives af el.

I forhold til dag skelnes der mellem hverdag og weekend. Forbruget på hverdage er markant anderledes end forbruget i weekender. Fx er mange virksomheder kun åbne på hverdage med højt elforbrug til følge, mens de holder lukket om weekenden med et tilsvarende lavt elforbrug.

Den sidste inddeling er i fraktiler. Der er generelt fokus på de yderste fraktiler, fx 99 % og 1 % fraktilen. De yderste fraktiler udtrykker de højeste og laveste forbrug og produktion og er typisk de fraktiler, som bruges i forbindelse med dimensionering af elnet.

2.4.2. Døgnprofiler for boliger

Der bruges en række profiler for almindelige boliger afhængig af boligtype og opvarmningsform. Der inddeles i tre boligtyper – parcelhus/rækkehus, lejlighed og fritidshus. Hver af disse inddeles yderligere efter opvarmningsform, hvor der skelnes på, om der er elvarme, varmepumpe eller anden opvarmning. Som input til døgnprofilerne bruges gennemsnitligt årsforbrug og antal kunder inden for kategorien. Antallet af kunder er vigtigt for at kunne beregne den korrekte samtidighed af forbruget for kunderne.

2.4.3. Døgnprofiler for erhverv og industri

For erhverv og industri bruges også en række profiler, suppleret med en generisk profil for hhv. erhverv og industri i de tilfælde, hvor typen af erhverv eller industri er ukendt. Som input til døgnprofilerne benyttes årsforbrug. I det omfang det er muligt, benyttes det faktiske elforbrug for eksisterende store erhvervs- og industrikunder, mens der for mindre kunder bruges gennemsnitlige elforbrug.

2.4.4. Døgnprofiler for elbiler

For elbiler bruges en række forskellige profiler, afhængig af hvor og hvordan elbilen oplades. Der arbejdes med tre typer af opladning – lynopladning, hurtigopladning og hjemmeopladning. Sidstnævnte er yderligere opdelt på lokation, og der bruges forskellige profiler, afhængig af om opladningen sker ved en helårsbolig eller ved en fritidsbolig.

Profilerne for hurtig- og lynopladere er faste pr. oplader. For hjemmeopladere bruger profilerne antal som input, således at der kan beregnes den rigtige samtidighed af forbruget fra flere opladere.

2.4.5. Døgnprofiler for individuelle varmepumper

Døgnprofiler for individuelle varmepumper benytter årsforbrug som input. Antal benyttes ikke som input, da samtidigheden ikke varierer meget fra små antal til store antal varmepumper.

2.4.6. Døgnprofiler for kollektive varmepumper og elpatroner

Døgnprofilerne for kollektive varmepumper og elpatroner tager udgangspunkt i den installerede effekt. For at bestemme den installerede effekt af varmepumper og elpatroner benyttes det enkelte fjernvarmeværks termiske kapacitet. Andelen af varmeproduktionen på hhv. varmepumper og elpatroner beregnes ud fra de nationale tal.

For varmepumper antages en COP¹-faktor på 3, mens der for elpatroner antages en COP-faktor på 1. Disse værdier bruges til at beregne varmeværkets bidrag til den dimensionerende spidslast. Bidraget til den dimensionerende spidslast bruges som input til døgnprofilen. Ved beregning af bidraget til den dimensionerende spidslast skelnes der mellem varmepumper og elpatroner.

Elpatroner antages at blive tilsluttet med begrænset netadgang og forventes dermed ikke at bidrage til den dimensionerende spidslast i nettet. Denne antagelse er baseret på de tendenser, der ses i dag i forhold til både tilslutningsform og brug af elpatroner. Elpatroner har typisk en meget høj effekt, men meget få driftstimer. Elpatronerne vil derfor oftest have en økonomisk gevinst ved at blive tilsluttet med begrænset netadgang frem for en almindelig tilslutning med fuld netadgang. Når en elpatron er tilsluttet med begrænset netadgang kan netselskabet slukke for den, når det lokale net er højt belastet af andet forbrug. Elpatronen bidrager derfor ikke til den dimensionerende spidslast i elnettet.

Varmepumper antages at blive tilsluttet med fuld netadgang og forventes dermed at bidrage til den dimensionerende spidslast i elnettet. Dette antages, fordi varmepumperne skal have mange driftstimer for at være et bedre økonomisk valg end alternativerne. Grundet de mange driftstimer forventes det ikke, at der vil være interesse i at tilslutte varmepumper med begrænset netadgang. Den almindelige tilslutning med fuld netadgang betyder, at der skal være plads i elnettet til varmepumpernes forbrug på alle tidspunkter af døgnet og året, og at varmepumperne derfor bidrager til den dimensionerende spidslast i elnettet.

2.4.7. Døgnprofiler for produktion

Der bruges forskellige profiler afhængig af typen af produktion. Alle profilerne bruger installeret kapacitet som input. Der arbejdes med tre typer af produktion – decentral kraftvarme, vindmøller og solceller. For solceller skelnes mellem mindre taganlæg og store markanlæg.

¹ COP er en forkortelse for Coefficient Of Performance og fortæller, hvor mange kWh varme der produceres for hver forbrukt kWh el.

2.5. FLEKSIBILITET

Modellen kan udføre beregninger med eller uden fleksibilitet fra forbruget. Flexibilitet i forbrug håndteres helt konkret vha. døgnprofilerne. Hvis et forbrug er fleksibelt, vil det kunne flyttes til andre tidspunkter på døgnet. Dette vil kunne ses som en ændring af døgnprofilen for forbruget.

For en række af forbrugstyper er der, ud over døgnprofiler uden fleksibilitet, også udarbejdet døgnprofiler med fleksibilitet. I det følgende beskrives antagelserne om fleksibilitet.

2.5.1. Generelt om fleksibilitet

Flexibilitet kan bruges på mange forskellige måder. Nogle måder at bruge fleksibilitet på vil øge samtidigheden i forbruget og øge spidsbelastningen i elnettet i forhold til en situation uden fleksibilitet. Andre måder at bruge fleksibilitet på vil reducere samtidigheden i forbruget og reducere spidsbelastningen i elnettet i forhold til situationen uden fleksibilitet.

Modellen forudsætter ikke en specifik brug af fleksibilitet. Vi har dog fokuseret på at undersøge, hvilke gevinster der kan være for netselskaberne ved fleksibilitet fra forbrug. De døgnprofiler, der bruges for fleksibelt forbrug, er derfor lavet for at repræsentere det maksimale tekniske potentiale for reduktion af spidsbelastning og dermed den maksimale potentielle gevinst for netselskaberne.

2.5.2. Flexibilitet fra boliger

Det antages, at der ikke er nogen fleksibilitet i det konventionelle forbrug i boliger.

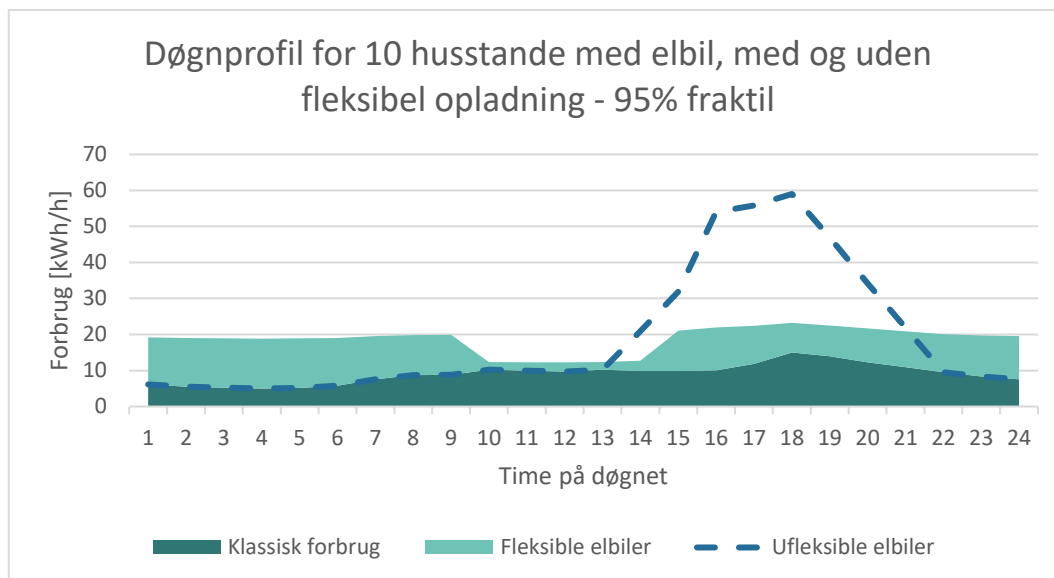
2.5.3. Flexibilitet fra erhverv og industri

Det antages, at der ikke er nogen fleksibilitet i det konventionelle forbrug i erhverv og industri.

2.5.4. Flexibilitet fra elbiler

Det antages, at opladning af elbiler har en høj grad af fleksibilitet. Flexibiliteten vil dog være forskellig afhængig af typen af opladning.

For hjemmeopladning antages, at 85 % af bilernes opladning kan flyttes væk fra de timer, hvor nettet er mest belastet, og at belastningen kan jævnes ud over mange timer hen over aften og nat, da de fleste biler ikke skal bruges af ejeren før næste morgen, hvor bilen skal bruges som transport til arbejde eller lign. Det antages, at de fleste biler ikke er hjemme i løbet af normal arbejdstid, og at det derfor er yderst begrænset, hvor meget opladning der sker i boliger i denne periode. Figur 2.4 illustrer, hvilken forskel dette giver i døgnprofilen.



Figur 2.4 Døgnprofil for hjemmeopladning af elbiler hhv. med og uden fleksibilitet.

For hurtig- og lynopladning antages det, at ladebehovet er akut. Det vurderes på trods af dette, at der kan være et potentiale for fleksibilitet fra denne type af opladning, da en mindre reduktion i ladeeffekt ikke vil forlænge ladetiden markant, idet den maksimale ladeeffekt i mange tilfælde kun kan opretholdes i starten af opladningen. Det antages, at der er et potentiale for at reducere den dimensionerende spidslast med 25 %.

2.5.5. Flexibilitet fra individuelle varmepumper

Individuelle varmepumper antages at have en vis grad af fleksibilitet. Det vurderes, at noget af varmepumpens forbrug kan flyttes væk fra de timer, hvor elnettet er mest belastet. Flexibiliteten svarer til en reduktion i den dimensionerende spidslast på ca. 10 %.

2.5.6. Flexibilitet fra kollektive varmepumper

Potentialet for fleksibilitet fra kollektive varmepumper i fjernvarmen er yderst svært at bedømme. Udviklingen kan gå i mange retninger, og det vil for eksempel have meget stor betydning, hvorvidt et fjernvarmeværk har lokalt varmelager. Tilsvarende kan der også være konstruktioner, hvor fjernvarmeværkerne beholder deres biomassekedler som backup til varmepumperne. Udbredelsen af elpatroner vil også have en stor påvirkning på, om varmepumpen er fleksibel eller ej. Afhængig af hvad der antages ift. disse mange parametre, vil potentialet for fleksibilitet fra kollektive varmepumper være alt mellem 0 % og 100 %.

Grundet den store usikkerhed om potentialet, og fordi der regnes på konsekvenserne for elnettet på nationalt niveau, er midt i intervallet valgt, og det antages dermed, at der er et potentiale for at reducere den dimensionerende spidslast med 50 %.

2.6. DIMENSIONERINGSKRITERIER FOR ELNETTET

Elnettet dimensioneres ud fra en lang række forhold, hvor mange forskellige parametre spiller en rolle. Der ligger mange tekniske hensyn bagved, men det kan i grove træk alt sammen opsummeres til, at elnettet skal kunne overføre den effekt, der kræves på det tidspunkt af året, hvor forbruget er højest og på det tidspunkt af året, hvor produktionen er højest. Hvis der ikke er tilstrækkelig kapacitet, vil elnettet blive overbelastet, og der kan være komponenter, som går i stykker – og med et afbrud til følge.

Når elnettet dimensioneres, ses der ikke kun på, hvilken kapacitet elnettet skal have for at kunne håndtere det aktuelle forbrug og produktion, men også på, hvilken kapacitet der skal bruges i fremtiden. Komponenter i elnettet har levetider på 40 år eller derover, så der skal planlægges langt ud i tid.

Når elnettet dimensioneres, skal der tages hensyn til en række tekniske forhold, som fx leveringssikkerhed, elnettets opbygning og hvilken type af forbrug (eller produktion) det forsyner. Disse tekniske forhold fører ofte til, at kapaciteten af elnettet er lavere, end hvad der står i de tekniske datablade for komponenterne.

RA628 gennemgår, hvordan elnettet typisk bygges og dimensioneres på forskellige spændingsniveauer. De viste opbygninger og kriterier er en simplificering og generalisering af en række forskellige opbygninger, regler og dimensioneringskriterier, som benyttes, når lokale net bygges eller forstærkes/udvides. I de enkelte lokale områder vil der være forskellige opbygninger af elnettet, forskellige regler og forskellige dimensioneringskriterier, som afhænger af både netselskabet og særlige lokale eller historiske forhold.

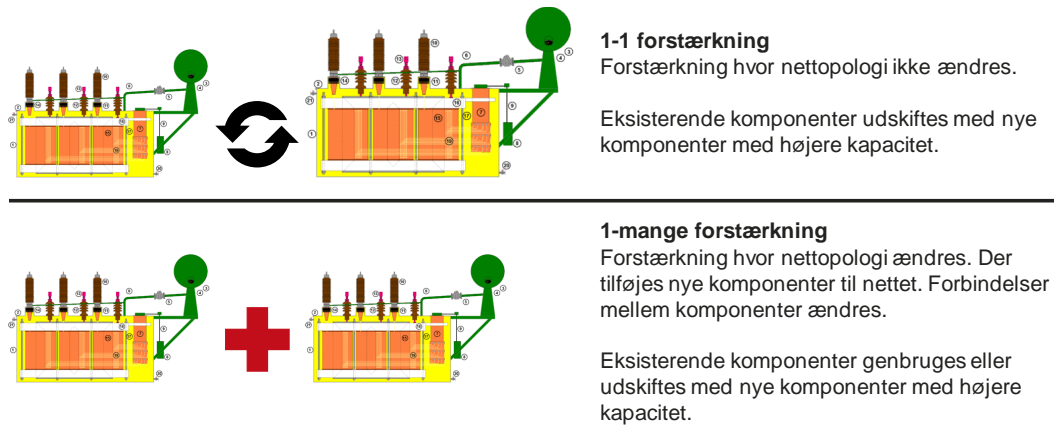
2.7. FORSTÆRKNING AF ELNETTET

Forstærkning af elnettet bygger på en lang række regler, vurderinger og ren og skær erfaring. Og selv om de mange regler og vurderinger er med til at gøre processen mere overskuelig og struktureret, vil det altid være op til det enkelte netselskab og den enkelte netplanlægger, hvordan og hvornår disse regelsæt kan bruges, og hvornår det er hensigtsmæssigt at fravige dem. Den løsning, som netselskabet vælger, vil altid afhænge af de lokale forhold.

I modellen er hele processen omkring forstærkning automatiseret i en computeralgoritme. Denne forstærkningsalgoritme er en kraftig simplificering og generalisering af de regler og vurderinger, som anvendes af netplanlæggere i netselskaberne.

Forstærkningsalgoritmen er designet og kalibreret til at give et retvisende forstærkningsbehov inden for hver arketype, men kan ikke bruges til at bestemme, hvordan et specifikt lokalt net skal forstærkes. Kalibreringen af forstærkningsalgoritmen kan ikke ses separat fra fastsættelsen af dimensioneringskriterier, da de to dele af modellen har et meget tæt samspil med hinanden.

Når et elnet skal forstærkes, kan det grundlæggende ske på to måder – 1-1-forstærkning og 1-mange-forstærkning. Definitionen af disse to former for forstærkning er illustreret i figur 2.5.



Figur 2.5 Definition af 1-1-forstærkning og 1-mange-forstærkning.

Komponenter kan ikke vokse uendeligt i størrelse, og når stigningen i forbrug eller produktion bliver tilpas stor, vil det altid være nødvendigt at foretage 1-mange-forstærkning, hvor nye komponenter tilføjes til nettet og nettopologien ændres.

TEGRA vurderer ved hjælp af forstærkningsalgoritmen for hvert enkelt net i modellen, om nettet skal forstærkes via 1-1-forstærkning eller 1-mange-forstærkning, og i hvilken grad nettet skal forstærkes.

Metoderne for netforstærkning, deres samspil med dimensioneringskriterier og selve forstærkningsalgoritmen er nærmere beskrevet i RA638.

3. FORDELE OG ULEMPER VED DEN VALGTE MODELLERING

Den valgte modellering har mange fordele, men også visse ulemper. Modellen er delt op i moduler, hvor der blandt andet regnes separat på hvert spændingsniveau og hver arketype. Dette gør det muligt at validere og kalibrere modellens opførsel for hver arketype separat, hvilket er en stor styrke, idet potentielle svagheder eller afvigelser kan adresseres meget direkte. Det giver også muligheden for at foretage særlige analyser for den enkelte arketype, uden hverken at påvirke eller beregne på øvrige arketyper. Herunder giver det mulighed for at undersøge, hvilke udfordringer der er dominerende for hver arketype, og hvilke løsninger der er relevante i hver arketype.

Omvendt, så gør denne opdeling og modularitet også, at der ikke kan foretages en samlet teknisk analyse på tværs af spændingsniveauer. Dette gør, at der er visse typer af tekniske analyser, som modellen ikke er egnet til, fx koordinering af spændingsregulering på tværs af spændingsniveauer.

Modellen er opbygget til at udføre konsekvensberegninger. Givet et sæt af input (et scenarie) beregner den de tekniske og økonomiske konsekvenser. Dette gør, at beregninger kan udføres hurtigt, og at konsekvenserne kan knyttes meget direkte til de input, der regnes på.

Denne opbygning betyder dog også, at modellen ikke egner sig til at se på dynamiske fænomener. Fx kan modellen ikke bruges til at vurdere, hvor stor en prisvariation i tariffer og elpriser der skal til, for at kunderne er villige til at flytte deres forbrug, eller hvordan kundernes forbrug vil ændre sig som en konsekvens af tariffer og elpriser.

4. REFERENCELISTE

- Ref. 1: Sådan skaber Danmark grøn infrastruktur til én million elbiler
L. Falder, S. Jakobsen, J. Bollerslev , A. Thingvad og P. Bach Andersen
Dansk Elbil Alliance, 2019

BILAG 1. TEGRA OVERBLIKSDIAGRAM

