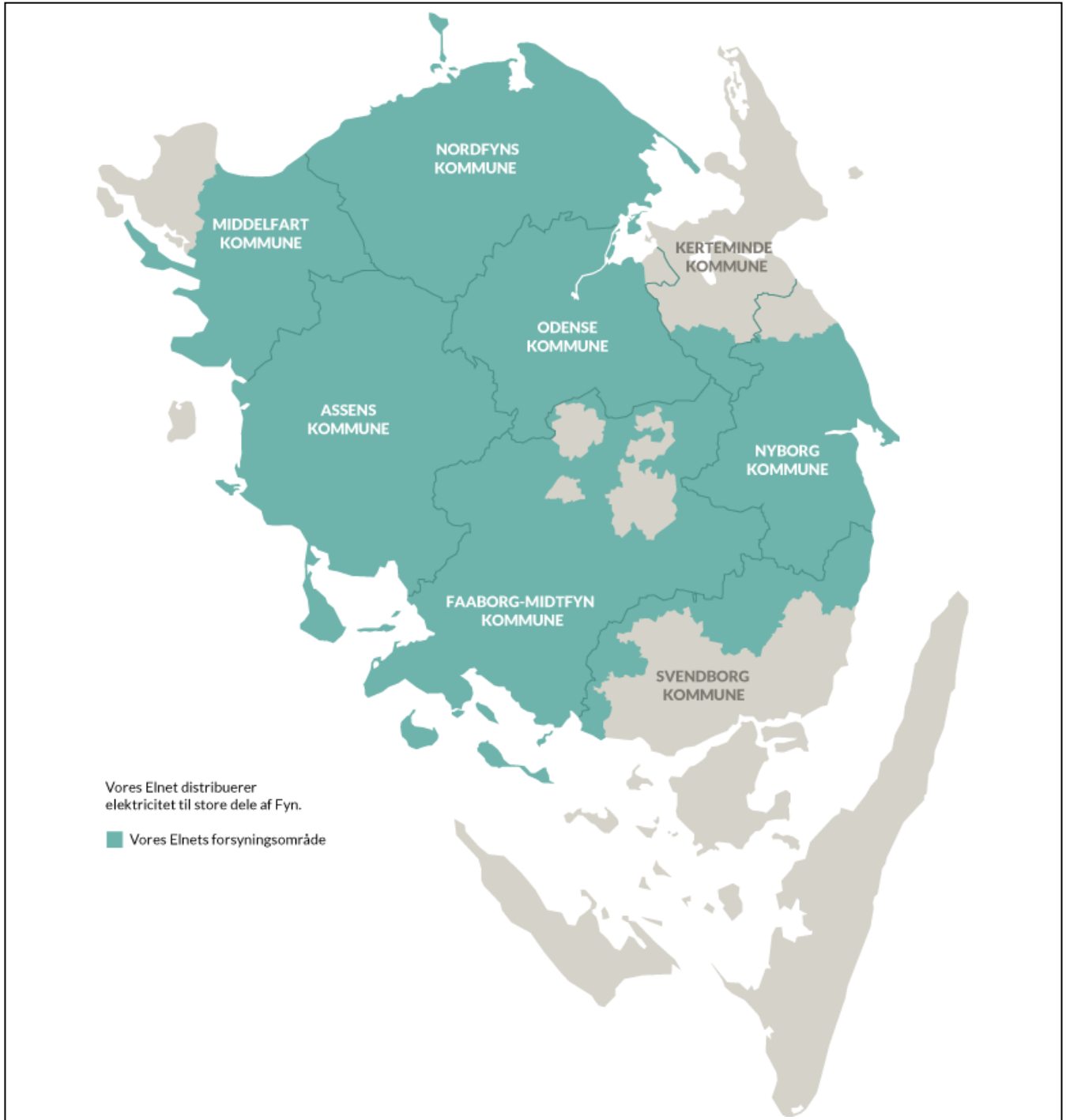


NETUDVIKLINGSPLAN 2025

Vores Elnet A/S
Sanderumvej 16
5250 Odense SV
Tlf. 63 10 81 00

E-mail info@voreselnet.dk



Indhold

1 Indledning	3
2 Begrebsafklaring	4
3 Formål og Indhold	6
3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning.	8
4 Formelle rammer og vejledning	9
5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner	10
5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger	10
5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger	10
5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger	11
5.4 Opsummering af dekomponering	12
6 Beskrivelse af netvirksomhed	13
6.1 Kort og netområde	13
6.2 Opgørelse af nøgletal	14
7 Fremskrivning af nøgletal	16
8 Behovsvurdering	18
9 Projektoverblik	19
10 Samlet forventet investeringsbehov	20
11 Nuværende benyttelse af flexibilitet	21
12 Samlet flexibilitetspotentiale	22
13 redegørelse for resultaterne af høringsprocessen	23
14 Bilag 1 - Anvendte forudsætninger	26
Uddybning af det anvendte scenarie	26
Sammenligning med andre scenarier	28
15 Bilag 2 - Estimerede udgifter på årsniveau	30

1 Indledning

Nærværende Netudviklingsplan er udarbejdet for Vores Elnet. Planen er udarbejdet i det format som er angivet af Energistyrelsen, og tager udgangspunkt i de seneste analyseforudsætninger udarbejdet af samme.

Analyseforudsætningerne er herefter tillagt en række lokale forhold, baseret på både ekstra dialog ifm. udarbejdelsen af planerne, men også den løbende dialog der er omkring udviklingen, med Energinet, de fynske kommuner, de andre fynske Elnetselskaber, flere fynske fjernvarmeselskaber, ladestanderoperatører, større fynske elforbrugskunder, VE-udviklere m.fl.

Analyseforudsætningerne er suppleret med to bilag, som giver en mere uddybende forklaring til den estimerede udvikling i forbrug og produktion i en lidt større detaljegrad, inkl. en kort sammenligning med de ændringer, der er sket i de generelle analyseforudsætninger over de sidste to år og hvordan dette påvirker de estimerede omkostninger til udbygning og vedligehold/reinvestering af elnettet.

Det skal bemærkes at Netudviklingsplanen 2025 er udarbejdet i 1. kvartal af 2024, og derfor ikke tager højde for de ændringer, der er sket mellem dette tidspunkt og offentliggørelsen. Dette betyder, at mange af de mere specifikke detaljer, såsom projektlisten for 60 kV projekter, ikke nødvendigvis kan antages fortsat at være fuldt ud retvisende, da antagelserne for udviklingen under udarbejdelsen, på mange punkter er ændret i den mellemliggende tid.

Samarbejde mellem Vores Elnet og Energinet om netplanlægning af transmissions- og distributionsnettene finder i dag sted gennem en løbende dialog og koordinering.

Netudviklingsplanerne baseres netop på de samme primære forudsætninger, som er "Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet", der opdateres årligt. Derved sikres, at udviklingsplanerne for nettene på et overordnet niveau er koordinerede i forhold til at kunne håndtere de stigende mængder vedvarende energi og et stigende forbrug.

Der skal selvfølgelig løbende korrigeres i forhold til den reelle udvikling og i forhold til geografiske forskelle på landsplan.

Den løbende dialog og koordinering sikrer herudover en fælles håndtering af kommende nye store produktions- og forbrugsanlæg. SPOC samarbejdet mellem Vores Elnet og Energinet har til formål at koordinere nye opgaver, hvor tilslutningsaftalen er indgået og der analyseres samtidig på øvrigt produktion/forbrug i det aktuelle område.

Der udarbejdes desuden fælles pipelinelister over potentielle forbrugs- og produktionsanlæg.

Dialogværktøjet "Kapacitetskort" giver kunderne et overblik over nuværende ledig kapacitet til f.eks. VE anlæg i både transmissions- og distributionsnettene.

2 Begrebsafklaring

Tekst i kursiv er gennemgående forfattet af Energistyrelsen.

Tabel 1

Begreber	Afklaring
Det kollektive elnet	<i>Det kollektive elnet kan strukturelt opdeles i transmissionsnet og distributionsnet. Førstnævnte varetages af den statsejede virksomhed Energinet, og udgør det overliggende elnet, der som hovedregel transporterer elektricitet på spændingsniveauer over 100 kV. Distributionsnettet er det underliggende net, som er forbundet til transmissionsnettet, der transporterer elektricitet ud til de enkelte virksomheder og husstande på spændingsniveauer under 100 kV. Mere populært sagt kan transmissionsnettet betragtes som strømmens motorveje og distributionsnettet kan herved betragtes som strømmens omfartsveje, landeveje og villaveje.</i>
Netvirksomhed	<i>Distributionsnettet drives og udvikles af ca. 40 netvirksomheder med netbevillinger udstedt af Energistyrelsen, der giver eneret og pligt til at varetage netvirksomhed, der f.eks. omfatter drift og udvikling af distributionsnet i et afgrænset bevillingsområde.</i>
Energinet	<i>Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed – det vil sige den virksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.</i>
Aggregator og aggregering	<i>En aggregator er en virksomhed der varetager aggregering. Aggregering er en funktion, der varetages af en fysisk eller juridisk person, der samler flere kunders forbrug eller producerede elektricitet til salg, køb eller auktion på et elektricitetsmarked.</i>
Analyseforudsætninger	<i>Analyseforudsætninger udarbejdes hvert år til Energinet, som udarbejder løbende markeds-, net- og forsyningssikkerhedsanalyser som fundament for deres varetagelse af Danmarks el- og gastransmissionsnet. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger i transmissionsnettet. For nærmere info om analyseforudsætnings betydning for netudviklingsplaner se afsnit 5.</i>
MWh (megawatt-time)	<i>Enhed for elforbrug/energi. 1 MWh svarer til 1000 kWh Vi bruger cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person i Danmark</i>
Netområdeforbrug (energi)	<i>Den samlede transporterede mængde energi (målt i MWh) hvilket svarer til den energimængde som er forbrugt af netkunder plus nettabet i nettet over et givet år.</i>
Nettab	<i>En del af den energimængde, der transporteres fra det overliggende transmissionsnet og produktionssteder frem til kunderne via en netvirksomheds ledninger og transformerstationer, går tabt under transporten. Nettabet er den energimængde, der går tabt under transport i distributionsnettet. Netvirksomhedens mængde af nettabet opgøres i MWh og i procentvis andel af netområdeforbruget.</i>
Tilsluttet produktionskapacitet	<i>Størrelsen på effekten fra elproducerende anlæg tilsluttet distributionsnet, herunder decentrale kraftvarmeverker, solcelleanlæg (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller).</i>
Tilsluttet energilagerkapacitet	<i>Størrelsen på effekten fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet. Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.</i>

Begreb	Afkklaring
Kundetyper	<p>I henhold til tarifmodellen findes der følgende kundetyper:</p> <p>Kundekategori: C Tilslutningspunktet er i 0,4 kV nettet (den typiske almindelige forbruger)</p> <p>Kundekategori: B lav Tilslutningspunktet er på 0,4 kV siden af en 10-20/0,4 kV station</p> <p>Kundekategori: B høj Tilslutningspunktet er i 10-20 kV nettet</p> <p>Kundekategori: A lav Tilslutningspunktet er på 10-20 kV siden af en 30-60/10-20 kV station</p> <p>Kundekategori: A høj Tilslutningspunktet er i 30/50/60 kV nettet</p> <p>Kundekategori: A 0 Tilslutningspunktet er i transmissionsnet hvor netvirksomheden alene håndterer afregningsmåling.</p>
Kapacitetsbegrænsning	<p>En kapacitetsbegrænsning er en såkaldt flaskehals i nettet, der opstår hvis der mangler kapacitet specifikke steder i nettet (transformerstationer eller luftledninger/kabler) til at håndtere forventede belastninger/mængde af strøm.</p>
Spændingsregulering	<p>Strøm i elnettet skal have en bestemt spænding, afhængig af hvilket spændingsniveau man befinder sig på, jf. afklaring af kundetyper tilknyttet forskellige spændingsniveauer. Hvis spændingen ikke holdes nogenlunde konstant, kan det skabe udfordringer for tilsluttede anlæg, idet de er indstillet til at fungere med en bestemt spænding. Netvirksomheder skal derfor holde den rette spænding på de forskellige spændingsniveauer, hvilket normalt sker via spændingsregulering. Eftersom tilslutninger af produktions- og forbrugsanlæg interagerer med elnettet og herved blandt andet kan påvirke spændingen, kan disse anlæg således både udfordre og understøtte spændingsreguleringen.</p>
Energieffektivisering og energieffektivitetsforanstaltninger	<p>Energieffektivisering har til formål at fremme distributionsnettets evne til at transportere strøm. De konkrete netkomponenter (kabler, ledninger og transformere) samt nettets opbygning har betydning for nettets effektivitet. Distributionsnettets effektivitet kan f.eks. forbedres, hvis gamle komponenter erstattes med nye komponenter, der medfører mindre nettab, som er den energi der altid vil gå tabt omgivelser, når strøm transporteres gennem netanlæg. En sådan erstatning betragtes således som en energieffektivitetsforanstaltning.</p>
Fleksibilitet og herunder fleksibilitetsydelse og fleksibelt elforbrug	<p>Se afklaring i faktaboks 1 under afsnittet "Formål og indhold" og afsnit 3.1.</p>
Netinvesteringer	<p>Netinvestering dækker følgende investeringer i netanlæg (kabler, transformere, stationer mm.):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringer - Udskiftning af netanlæg, der opretholder netanlæggets kvalitet og funktion, herunder som udgangspunkt en 1:1 udskiftning/levetidslængelse. - Nyinvesteringer eller kapacitetsforøgelse: Opgradering/forstærkning af eksisterende netanlæg samt etablering af nye netanlæg.

3 Formål og Indhold

Hovedformålet med netudviklingsplaner er at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører, herunder også Energinet, om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet. Det gælder alle aktører i samfundet, der har interesse i at benytte eller understøtte distributionsnettet og dets udvikling, herunder fjernvarmeselskaber, kommuner, VE-producenter, elforbrugere, aggregatorer, ladeoperatører mfl. Planerne skal således understøtte, at aktører kan agere ud fra netvirksomhedens planlægning og behov, herunder eksempelvis understøtte samspil og koordinering med kommuners varme-og energiplanlægning.

Planerne har en 10-årig planlægningshorisont og lægger særlig vægt på den vigtigste distributionsinfrastruktur, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger fra forbrugsanlæg, herunder f.eks. ladestandere til elektriske køretøjer, varmepumper og VE-anlæg. For at sikre en omkostningseffektiv og rettidig udvikling af distributionsnettet er det blandt andet afgørende, at drage nytte af elforbrugere og elproducenters mulighed for at agere fleksibelt (for definition og forståelse af fleksibilitet i nærværende sammenhæng mm. - se faktaboks 1 og afsnit 3.1). Netudviklingsplaner har derfor et særskilt fokus på at skabe klarhed over netvirksomheders forventede behov for fleksibilitet på kort, mellemlang og lang sigt. Oplysninger om det forventede fleksibilitetsbehov skal bidrage til at markedsaktører kan identificere og vurdere muligheder for at understøtte effektiv drift og udvikling af distributionsnettet ved levering af fleksibilitetsydelser eller lignende. Planerne indeholder derfor en række oplysninger om netvirksomheders forventede fremtidige behov for fleksibilitet og muligheder for anvendelse af andre alternative løsninger til specifikke netinvesteringer, såsom anvendelsen af fleksibelt elforbrug, energieffektivitet, energilageranlæg eller andre ressourcer. Se faktaboks 1 og afsnit 3.1 for nærmere afgrænsning og forståelse af fleksibilitet.

Planerne heri er ikke bindende, hvilket skal ses i lyset af, at netvirksomheders netplanlægning i et vist omfang er indikativ og ikke statisk - særligt på den lange bane.

Udover at være et redskab til at kommunikere netvirksomheders udviklingsplaner og behov til omverdenen, skal netudviklingsplaner samtidig betragtes som et dialogværktøj. Således har planerne også til formål at skabe afsæt for dialog mellem netvirksomheder og relevante aktører, hvorved dialog kan berige de involverede aktørers dispositioner og investeringsbeslutninger – såsom investeringer i varmeforsyning. Netudviklingsplaner kan som dialogværktøj ligeledes understøtte koordinering af netudviklingen på distributions- og transmissionsniveauet og samlet set understøtte en samfundsøkonomisk fornuftig udvikling af elforsyningsnettet i Danmark.¹

¹ For yderligere beskrivelse af formål henvises til [lovbemærkninger til L 67 Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning](#) afsnit 3.2.4

Hvad er fleksibilitet, fleksibilitetsydelse og fleksibelt elforbrug?

Fleksibilitet anses i nærværende sammenhæng overordnet som en alternativ løsning til netudbygning og netforstærkning, der kan bidrage til udskydelse af eller fjerne behov for netinvesteringer. Anvendelse af fleksibilitet kan derfor bidrage til bedre udnyttelse af distributionsnettet og en mere omkostningseffektiv netudvikling. Distributionsnettet udbygges i almindelighed pba. behov. Behovet kan f.eks. opstå, hvis en transformator forventes overbelastet i en bestemt periode om året pga. stigende elforbrug i et bestemt område, f.eks. foranlediget af opladning af elbiler eller varmepumpers elforbrug. Dette kan betragtes som en flaskehalsudfordring, hvor kapaciteten i transformerstationen udgør en kapacitetsbegrænsning. Fremfor netforstærkning der sikrer tilstrækkelig kapacitet, kan udfordringen i visse tilfælde løses via fleksibilitet. I dette tilfælde vil løsningen være et fleksibelt elforbrug, hvor elforbruget flyttes væk fra spidsbelastningstidspunktet, hvorved kapacitet i den enkelte transformerstation udnyttes bedre, da det forhindrer overbelastning.

Fleksibilitet dækker i regi af netudviklingsplaner de delvist overlappende begreber: fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug, som er defineret i netvirksomhedsbekendtgørelsen, se afsnit 3.

Fleksibilitetsydelse skal kort sagt forstås som en ydelse en markedsdeltager (fx en tilsluttet forbruger, producent eller aggregator) i medfør af en aftale leverer til en netvirksomhed mod betaling eller modydelse.

Fleksibelt elforbrug skal kort sagt forstås som ændringer i en elkundes elforbrug i forhold til det normale eller aktuelle forbrugsmønster som reaktion på markedssignaler, herunder som reaktion på tidspunktafhængige tariffer eller finansielle incitamenter (fx afbrydelighedsaftaler), eller som reaktion på accept af slutkundens bud om at sælge en forbrugsreduktion eller -forøgelse til en bestemt pris på et organiseret marked hvad enten dette sker alene eller gennem aggregering. Sidstnævnte kan karakteriseres som en fleksibilitetsydelse alene møntet på forbrug. Begrebet er noget bredere end begrebet fleksibilitetsydelse, fordi den også rummer adfærdsbaseret levering af fleksibilitet f.eks. på baggrund af tidsdifferentierede tariffer, mens en fleksibilitetsydelse leveres i medfør af en specifik aftale.

3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning.

Benyttelse af fleksibilitetsydelse kræver et organiseret marked, hvor netvirksomheder og fleksibilitetsudbydere kan handle. Et sådant marked eksisterer ikke på nuværende tidspunkt, men forventes at opstå med tiden. Der forventes at opstå forskellige fleksibilitetsmarkeder (både nationalt og internationalt), hvor det enkelte marked skal etableres og fungere i samhørighed med de øvrige. For at understøtte etablering af fleksibilitetsmarkeder udfører Energistyrelsen en analyse, der har til formål at undersøge hvordan fleksibilitetsmarkeder kan fremmes.²

Netvirksomheder benytter dog allerede i dag flexibilitet til at understøtte en mere effektiv drift og udvikling af distributionsnet. Tidsdifferentierede tariffer er et eksempel på såkaldt implicit flexibilitet, der giver tilskyndelse til fleksibelt elforbrug, hvor elforbrugeren flytter sit forbrug til de timer tariffen er lavere for dermed at opnå en økonomisk besparelse. Afbrydelighedsaftaler er et finansielt instrument, der ligeledes i dag er en kilde til flexibilitet, som netvirksomheder kan udnytte. Her indgås aftaler mellem en større elforbruger (f.eks. et fjernvarmeanlæg med en elkedel) og netvirksomhed, om at forbrugeren kan få afbrudt sin tilslutning for at afhjælpe det lokale net. Forbrugeren tilbydes til gengæld at skulle betale et nedsat tilslutningsbidrag i forbindelse med nettilslutning af forbrugsanlægget.

Som nævnt skal netudviklingsplanerne bidrage til at skabe gennemsigthed for netvirksomhedernes forventede behov for flexibilitet. I dette henseende opgør netudviklingsplanerne hvornår det forventes, at flexibilitet muligvis kan benyttes som alternativ til netudbygning. Givet fleksibilitetsområdet udviklingsstadiet på nuværende tidspunkt kan behovet for flexibilitet betragtes som et flexibilitetspotentiale. Hermed forstås et potentiale for flexibilitet, der kan udskyde eller undgå en netinvestering, beregnet på baggrund af de forudsætninger for forbrug og produktion, som netvirksomheden har benyttet. Mere konkret opgøres flexibilitetspotentialet både som den energimængde (MWh), der udgør en overbelastning af netanlæg, og den effekt (MW), der skal til for at imødekomme udfordringen med overbelastning.

Der er usikkerhed om tempoet for udviklingen og hvordan det fremtidige forbrug og produktion vil være fordelt geografisk og tidsmæssigt hen over et døgn. Denne usikkerhed videreføres til netvirksomhedens vurdering af flexibilitet i en 10-årig planlægningshorisont.

² Analyse har ophæng [i klimaafspraken 2022](#)

4 Formelle rammer og vejledning

Netvirksomheden er i henhold til lov om elforsyning LBK nr 1248 af 24/10/2023 (elforsyningsloven) § 22, stk. 1, nr. 7, forpligtet til at basere udviklingen af nettet i netvirksomhedens netområde på en gennemsigtig netudviklingsplan, som netvirksomheden skal offentliggøre hvert andet år.

De nærmere regler om netudviklingsplanens indhold og processuelle forhold er fastlagt i kapitel 4 i netvirksomhedsbekendtgørelsen (BEK nr 1655 af 04/12/2023). Heraf fremgår det, at netudviklingsplanen skal baseres på det til enhver tid offentliggjorte format på Energistyrelsens hjemmeside. Formatet har til formål at sikre, at netvirksomhedernes netudviklingsplaner indeholder relevante oplysninger samt er let sammenlignelige for henholdsvis markedsaktørerne og myndighederne.

Ved udarbejdelsen af netudviklingsplanen skal netvirksomheden samarbejde med Energinet samt sikre en bred høring af alle relevante aktører, jf. §§ 9 – 10 i netvirksomhedsbekendtgørelsen. Netvirksomheden skal udarbejde en redegørelse for resultaterne af høringsprocessen til Forsyningstilsynet, jf. § 11, stk. 1.

Netudviklingsplanen, redegørelsen for resultaterne fra høringsprocessen og Forsyningstilsynets eventuelle anmodning om ændringer offentliggøres på Forsyningstilsynets hjemmeside den 1. januar hvert andet år påbegyndende 2023, jf. § 13 i netvirksomhedsbekendtgørelsen.

Netudviklingsplanen har en 10-årig planlægningshorisont og er ikke juridisk bindende, jf. §§ 15 BEK nr. 1048 af 27/06/2022 om varetagelse af netvirksomhedsaktiviteter (netvirksomhedsbekendtgørelsen).

Der knyttes et indtastningsdokument til netudviklingsplanen, hvor særligt planernes kvantitative oplysninger hovedsageligt gengives.

I dokumentet "Vejledning til udfyldelse af netudviklingsplaner 2025" findes mere detaljeret vejledning om hvordan netvirksomheder skal og kan udfylde deres netudviklingsplaner samt eksempler til inspiration. Vejledning kan findes sammen med format og tilhørende indtastningsark på Energistyrelsens hjemmeside via følgende [link](#).

5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner

De generelle analyseforudsætninger beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde, herunder primært forbrug af el og gas, produktionskapaciteter samt udlandsforbindelser. Væsentlige andele af udviklingen i elforbruget og produktionskapaciteten vil ske i netvirksomhedernes enkelte netområder. Det er således i udgangspunktet en nedbrydning af den generelle forventede udvikling af forbrug, produktion mm. i de enkelte netområder, som netudviklingsplanerne beskriver. Netudviklingsplaner baseres på de senest offentliggjorte generelle analyseforudsætninger³ samt netvirksomhedens egne supplerende analyseforudsætninger såsom (døgn)profiler og dimensioneringskriterier og egne lokale analyseforudsætninger såsom lokale forhold og lokal kendskab til udviklinger i netområder, der medfører afvigelser fra analyseforudsætninger mht. fremskrivning af energimængder (forventet forbrug, produktion mv.).

5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger

Udmøntningen af de generelle analyseforudsætninger er foretaget ved at anvende det samlede elforbrug⁴ i Vores Elnets område i 2023, som en procentdel af det samlede forbrug antaget for 2023 i AF23. Ud fra denne antagelse udmøntes de generelle analyseforudsætninger som 8,08 %⁵ af analyseforudsætningerne for DK-1. Denne forudsætning anvendes for både forbrug og produktion. Der henvises også til ark "5.4 Tabel 3" og "5.4 Tabel 4" i indtastningsdokumentet.

5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger

Solceller

Det forudsættes at kun 40 % af de udmøntede solcellemark anlæg (i MW) tilsluttes i distributionsnettet, de resterende 60 % bliver tilsluttet direkte til transmissionsnettet.

Power-to-X

Det forudsættes at Power-to-X anlæg (i MW) primært tilsluttes i transmissionsnettet, og at maksimalt 5 % tilsluttes decentralt i distributionsnettet.

Datacentre

Det forudsættes at datacentre (i MW) primært tilsluttes som større transmissionstilsluttede enheder, og at maksimalt 5 % tilsluttes decentralt i distributionsnettet. Dette er ud fra forudsætningen af at størstedelen af effekten er i form af store datacentre som tilsluttes direkte til transmissionsnettet.

³ [Analyseforudsætninger til Energinet 2023 \(AF23\)](#)

⁴ Det samlede elforbrug referer her til bruttoforbruget i både AF23 og Vores Elnets måledata.

⁵ Andelen af de generelle analyseforudsætninger er faldet med ca. et procentpoint siden Netudviklingsplan 2023. Dette grunder bl.a. i at en del erhverv på Fyn har haft kraftigt reduceret forbrug under de høje elpriser, der har været de seneste par år. Det forventes at dette forbrug vil vende tilbage i takt med at elprisen får stabiliseret sig igen.

Vindmøller

Det antages at havmøller udelukkende tilsluttes til transmissionsnettet.

5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger

Elbiler

Antallet af elbiler er opjusteret til 150 % af, hvad der er forudsat i AF23. Baggrunden herfor er, at der tages højde for regeringens udmeldte mål om 1 million elbiler i 2030, samt de DK2020 planer og strategiske mål, som er offentliggjort af de fynske kommuner.

Fynske sommerhuse er yderligere behandlet særskilt fra den generelle fremskrivning, idet der regnes med, at kunder med en normal lademulighed, stadig vil skulle have mulighed for at lade i sommerhus - uagtet om de normalt lader indenfor Vores Elnets forsyningsområde eller ej.

Vejdirektoratets planer for ladestandere langs motorvejen er tilføjet som separate ladestandere, da disse er tiltænkt gennemgående trafik, og det ikke anses som realistisk at elbilsejere i Vores Elnets forsyningsområde, vil køre på motorvejen for at foretage opladning til daglig.

Denne justering er set ift. at ladestandere langs motorvejen sandsynligvis er for konservativ sat ift. mængden af ladestandere der er i planlægningsstadiet. Da der ikke er sikkerhed for disse endnu, er der ikke opjusteret yderligere ift. dette.

Elkedler

Elkedler er opjusteret til 180 % af hvad der er forudsat i AF23. Baggrunden herfor er dialogen med de fynske fjernvarmeselskaber og gartnerier, hvor både aktuelle og strategiske planer markant overstiger hvad AF23 lægger op til.

Decentrale varmepumper

Decentrale varmepumper er opjusteret til 150 % af hvad der er forudsat i AF23. Baggrunden herfor er dialogen med de fynske fjernvarmeselskaber, hvor både aktuelle og strategiske planer overstiger hvad AF23 lægger op til.

Solceller markanlæg

Markanlæg for solceller er opjusteret til 185 % af hvad der er forudsat i AF23. Baggrunden herfor er den nuværende planlagte mængde, der tilsluttes inden 1. januar 2025, samt den nuværende pipeline-liste for tilslutning af markanlæg til og med 2034. Her skal dog tilføjes den supplerende forudsætning om at 60 % forventes tilsluttet direkte til Energinets transmissionsnet.

Vindmøller

Mængden af landmøller er nedjusteret til 20 % af hvad der er forudsat i AF23. Baggrunden er, at der er en lavere mængde vindmøller På Fyn end gennemsnitligt, og det ikke forventes at ændre sig markant i fremtiden, da pipeline-listen har meget få af denne type anlæg.

Tabel 2

Lokal kendskab/lokale forhold	Periode I driftsættelse/virkning	Redegørelse for hvorfor lokal kendskab/lokale forhold anvendes og hvordan/hvor meget det medfører af afvigelser fra udviklingen i netområdet baseret på de generelle analyseforudsætninger
Elbiler: 150 %	Hele perioden	Regeringens og kommunale ambitioner, samt kendte planer.
Elkedler: 180 %	Hele perioden	Kendte og strategiske planer fra de fynske fjernvarmeselskaber.
Decentrale varmepumper: 150 %	Hele perioden	Kendte og strategiske planer fra de fynske fjernvarmeselskaber.
Solcelle markanlæg: 185 %	Hele perioden	Estimater med baggrund i aktuelle pipeline-liste for solcelleanlæg, samt realistisk tilslutningspunkt.
Landmøller: 20 %	Hele perioden	Eksisterende antal landmøller og meget begrænset antal projekter i pipeline.

5.4 Opsummering af dekomponering

Nedenstående tabeller er baseret på netvirksomhedens dekomponering samt egne lokale analyseforudsætninger, som er beskrevet i de forrige underafsnit. De samlede dekomponeringsskemaer findes i indtastningsarkene "5.4 Tabel 3" og "5.4 Tabel 4"

Tabel 3

Opsummering af forbrugsdekomponering					
Forbrug	Landsplan AF23	Netvirksomhed AF23		Netvirksomhed AF23 +/- Lokal	
	2034				
	GWh	GWh	Andel (%)	GWh	Afvigelse (%)
I alt	107.615,5 GWh	2.629,3 GWh	2,4 %	2.926,8 GWh	11,3 %

Tabel 4

Opsummering af produktionsdekomponering					
Produktionskapacitet	Landsplan AF23	Netvirksomhed AF23		Netvirksomhed AF23 + Lokal	
	2034				
	MW	MW	Andel (%)	MW	Afvigelse (%)
I alt	34.148,0 MW	1.258,7 MW	3,7 %	1.298,9 MW	3,2 %

6 Beskrivelse af netvirksomhed

I nedenstående beskrives Vores Elnet ud fra en række oplysninger om netområde/geografisk placering, generelle kontaktoplysninger, nøgletal for netanlæg samt nøgletal for mængden af elforbrug og elproduktion mm.

6.1 Kort og netområde



6.2 Opgørelse af nøgletal

Nedenstående faktiske nøgletal opgjort ultimo 2023 beskriver netvirksomheden i forhold til fysiske netanlæg, netområdeforbrug (energi), tilsluttet energilagerkapacitet og elproduktionskapacitet i netområdet.

Tabel 5

Netanlæg og netkundebase			
Afregningsmålere⁶		218.856	stk.
Kabelskabe		59.485	stk.
Transformere	30-60/20-10 kV	96	stk.
	10-20/0,4 kV	4.588	stk.
	I alt	4.684	stk.
Kabler og luftledninger	30-60 kV luftledning	439,0	km
	30-60kV kabel	291,0	km
	10-20 kV luftledning	0,0	km
	10-20 kV kabel	3.933,0	km
	0,4 kV luftledning	0,0	km
	0,4 kV kabel	5.631,0	km
	I alt	10.294,0	km
Tilslutninger⁶ (kundetyper)	Kundetype C	218.751	kunder
	Kundetype B lav	1.722	kunder
	Kundetype B høj	76	kunder
	Kundetype A lav	11	kunder
	Kundetype A høj	3	kunder
	Kundetype A 0	2	kunder
	I alt	220.565	kunder

⁶ Antallet af afregningsmålere og antallet af tilslutninger vil ikke være det samme tal, da nogle tilslutninger kan have flere afregningsmålere, samt at nogle tilslutninger kan have mere end én tilslutning under samme måler.

Tabel 6

<i>Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet</i>			
Netområdeforbrug⁷		2.345.287,0	<i>MWh</i>
Nettab⁸		80.627,0	<i>MWh</i>
		3,4	%
Tilsluttet elproduktionskapacitet	<i>Solcelleanlæg (VE)</i>	188,8	<i>MW</i>
	<i>Vindmøller (VE)</i>	47,6	<i>MW</i>
	<i>Decentrale kraftvarmeværker</i>	554,5	<i>MW</i>
	<i>Anden produktion</i>	0,0	<i>MW</i>
	I alt	790,9	<i>MW</i>
Tilsluttet Energilagerkapacitet	<i>Batterier</i>	2,2	<i>MW</i>
	<i>[Evt. kapacitet fra anden teknologi]</i>	0,0	<i>MW</i>
	I alt	2,2	<i>MW</i>

⁷ Netområdeforbruget er udelukkende relateret til kunder i Vores Elnets forsyningsområde, der påvirker Vores Elnets distributionsnet. A0 kunder samt selskaber med bevilling, der forsynes fra Vores Elnets distributionsnet, er ikke indeholdt. Forbruget der påvirker Vores Elnets distributionsnet, er således større end de angivne mængder.

⁸ Nettabet i Vores Elnets 0,4 kV, 10 kV og 60 kV net indeholder til dels nettab forårsaget af andre netselskaber med bevilling som forsynes gennem Vores Elnets distributionsnet.

7 Fremskrivning af nøgletal

I dette afsnit fremskrives Vores Elnets nøgletal for elforbrug, nettab⁹, elproduktion og ellagerkapacitet. Med det 10-årige perspektiv anvendes 2025¹⁰ (inklusive) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2026), mellemlangt sigt (frem mod år 2029) og langt sigt (frem mod år 2034 inklusive).

Tabel 7

Fremskrivning af elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
Netområdeforbrug ¹¹ (energi)	År 2025	2.062.846,7	MWh
	År 2026	2.126.235,9	MWh
	År 2029	2.347.920,1	MWh
	År 2034	2.778.033,9	MWh
Nettab ¹²	År 2025	70.917,2	MWh
		3,4	%
	År 2026	73.096,4	MWh
		3,4	%
	År 2029	80.717,5	MWh
		3,4	%
	År 2034	95.504,1	MWh
		3,4	%
Tilsluttet elproduktionskapacitet	Ultimo 2025	373,1	MW
	Ultimo 2026	494,0	MW
	Ultimo 2029	885,2	MW
	Ultimo 2034	1.211,5	MW
	Ultimo 2025	2,2	MW

⁹ Netområdeforbrug og nettab baseres på årsforbrug. Dvs. områdeforbruget for 2025 f.eks. er lig det fremskrevne forbrug. Fremskrivninger af kapacitetstal er derimod nedslagstal, hvor nedslaget er årets udgang.

¹⁰ Nøgletal i afsnit 6.2 er opgjort i ultimo 2023 og ikke ultimo 2024 eftersom netvirksomhedernes planer skal fastlægges til høring i april 2024. Efter afsluttet høring og frem mod endelig offentliggørelse primo 2025 vurderes og tilses planerne af hhv. Energistyrelsen og Forsyningstilsynet, hvilket kan give anledning til eventuelle revideringer af planer. 2025 er således startåret for den 10-årige planlægningshorisont, der markerer perioden 2025 til 2034 inklusiv start- og slutår.

¹¹ Netområdeforbruget er udelukkende relateret til kunder i Vores Elnets forsyningsområde, der påvirker Vores Elnets distributionsnet. A0 kunder samt selskaber med bevilling, der forsynes fra Vores Elnets distributionsnet, er ikke indeholdt. Forbruget der påvirker Vores Elnets distributionsnet, er således større end de angivne mængder.

¹² Nettabet i Vores Elnets 0,4 kV, 10 kV og 60 kV net indeholder til dels nettab forårsaget af andre netselskaber med bevilling som forsynes gennem Vores Elnets distributionsnet.

Tilsluttet Energilagerkapacitet¹³	<i>Ultimo 2026</i>	2,2	<i>MW</i>
	<i>Ultimo 2029</i>	2,2	<i>MW</i>
	<i>Ultimo 2034</i>	2,2	<i>MW</i>

¹³ Vores Elnet har kun kendskab til 2,2 MW installeret kapacitet, og ingen andre henvendelser er gået videre end en indledende forespørgsel. Forespørgsler ændres konstant, og der er således ikke belæg for at foretage fremtidsestimater der vil forventes at kunne holde ud over maksimalt 3-6 måneder.

8 Behovsvurdering

Behovsvurdering er illustreret geografisk og er målrettet de forventede udfordringer i netinfrastrukturen som forventes at opstå frem mod 2034, herunder udfordringer med kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering, der i udgangspunktet afgrænses til spændingsniveauer på eller over 30 kV.

Forventes der relevante udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering på spændingsniveauer under 30 kV, fremgår disse desuden. Med relevante udfordringer menes her udfordringer, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse af alternative løsninger til netinvesteringer; såsom anskaffelse af fleksibilitetsydelse eller energieffektivitetsforanstaltninger.

Med en 10-årig tidshorisont viser nedenstående behovsvurdering udviklingen med følgende nedslagsår: 2025 (startåret), 2026, 2029 og 2034, der hhv. markerer et kort sigte, et mellemlangt sigte og et langt sigte.

GIS-kort med et geografisk overblik over projektlisten forefindes som link på:

<https://www.voreselnet.dk/elnettet/netudviklingsplaner>

Af hensyn til andre anvendelser af data fra Netudviklingsplanen er projektlisten og data ikke kun udarbejdet for de konkrete nedslagsår, men for alle år i perioden. De steder hvor tabeller mv. skal bruge en specifik periode, er der summeret op for disse perioder. Projekttabellen indeholder de enkelte år, hvori en forstærkning er nødvendig, selv om det ikke rammer et nedslagsår.

En netforstærkning der er nødvendig i 2028 er således angivet som 2028 i projekttabellen, men er medtaget i nedslagsåret 2029 (angivet som 2027-2029) i tabellerne omkring økonomi og fleksibilitet.

Der er ikke udarbejdet en konkret projektliste for spændingsniveauer under 60 kV. Hvor meget der tilsluttes der, er meget omskifteligt og afhængig af netkundernes ønsker og ændrede planer, hvilket ændrer sig fra måned til måned i praksis.

Tilslutninger på mellemspænding og ned er oftest med langt kortere tidshorisont for at opfylde netkundernes ønsker, og tilslutningstider vil oftest være forholdsvis korte. En egentlig udarbejdet projektliste/estimering herfor vil være forældet allerede ved høringsstart, og dermed slet ikke anvendelig ved offentliggørelse af Netudviklingsplanen, grundet den hastighed forespørgslerne ændrer sig med.

Der forventes relevante udfordringer, og der anvendes også praktiske løsninger i form af f.eks. Begrænset Netadgang, men ændringstakten for disse potentielle projekter er så hastig, at en egentlig liste ikke vil være retvisende, givet længden af høringsperioden.

9 Projektoverblik

Projektoverblikket præsenterer den geografiske behovsvurdering (se område/projektreference) tilknyttet definerede og ikke definerede projekter med en 10-årig planlægningshorisont. Definerede projekter er projekter, hvor der er planlagt et netinvesteringsprojekt, der skal imødekomme et identificeret behov. Ved Ikke definerede projekter er der alene identificeret et behov, der ventes at skulle imødekommes.

Der rettes fokus på bl.a. en kvalitativ beskrivelse af behov og investeringsprojekt, tidsperiode for hvornår anlæg forventes idriftsat og mulighed for alternativ løsning (fleksibilitetsløsning), der kan udskyde investering eller undgå investering mere permanent. Der lægges desuden vægt på investeringer i forhold til netinfrastrukturen, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger. Projektoverblik fremgår af indtastningsark "9 Projektoverblik HV" og "9 Projektoverblik MV-LV", der giver et overblik over projekter i hhv. spændingsniveauer over 30 kV (HV) og under 30 kV (MV-LV)¹⁴.

¹⁴ Bemærk at den potentielle fleksibilitet i indtastningsarket udelukkende er estimeret for fleksibelt forbrug, og for de enkelte projekter udelukkende er estimeret for det specifikke år, hvor en udskiftning ellers vil skulle foretages. Ydermere er de 4-5 mest ekstreme værdier udeladt af estimatet, da disse som oftest vil være ekstreme værdier, som vil give kraftigt misvisende estimater for fleksibilitetspotentialet. Der fremgår således projekter angivet som fleksibilitet værende muligt, men som står som "0 MW", hvor fleksibilitet er en mulighed, men mere udefinerbart, eller meget småt, da der i projekttabellen også er afrundet til hele tal for fleksibiliteten.

10 Samlet forventet investeringsbehov

Nedenstående opgørelse viser Vores Elnets samlede forventede investeringsbehov fordelt på spændingsniveauer i en 10-årig tidshorisont. Bemærk at investeringsbehovet ikke udelukkende knytter sig til opgørelse over definerede planlagte ny-og reinvesteringer, der følger af behovsvurderingen, jf. afsnit 8 og 9, men opgør netvirksomhedens forventede behov for at foretage ny-og reinvesteringer på forskellige spændingsniveauer i hele distributionsnettet i perioden 2025-2034.

Tabel 8

Tidsperiode	1-2 år (2025-2026)		3-5 år (2027-2029)		6-10 år (2030-2034)	
Samlet forventet investeringsbehov¹⁵	977,9	mio.kr.	1.645,8	mio.kr.	3.729,2	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net) ¹⁶	499,8	mio.kr.	845,4	mio.kr.	1.936,0	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net) ¹⁷	332,5	mio.kr.	553,1	mio.kr.	1.221,1	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net) ¹⁸	145,5	mio.kr.	247,3	mio.kr.	572,1	mio.kr.

¹⁵ Det samlede investeringsbehov indeholder kun direkte udgifter til ny- og reinvestering. Relaterede udgifter som er en del af driften eller eksisterende systemer (f.eks. software, som skal opgraderes) er ikke indeholdt. Udgifter til etablering og styring af fleksibilitet er ej heller indeholdt.

Det er antaget at alle investeringer/projekter som er startet før 2025, er afsluttet i Netudviklingsplanen, så der "startes fra nul" den 1. januar 2025. Dette er ikke realistisk, men er nødvendigt for at have et rent startpunkt i analyserne. Der er således igangværende og kommende projekter i løbet af 2024, som ikke fremgår af analysen.

¹⁶ Investeringsbehovet for højspændingsnet er baseret på en antagelse om at alle 60/10 kV transformere kan overbelastes med op til 10 %, og at det er en mulighed at dette kan løses kontinuert med fleksibilitet. Der er ikke antaget fleksibilitet i 60 kV nettet som mulighed, da Vores Elnet anvender maskenet på 60 kV, og der derfor vil være markant forskel på resultaterne heraf, som vil kræve over 150 forskellige scenarier - og dermed resultater.

¹⁷ Investeringsbehovet for mellemspændingsnet er baseret på en antagelse om ingen, eller meget begrænset, fleksibilitet. Der vil være punktvis mulighed, men placeringen og størrelsen heraf er for flygtig til at der kan estimeres noget konkret herom.

¹⁸ Investeringsbehovet for lavspændingsnet er baseret på en antagelse om ingen fleksibilitet, grundet det meget lave kundeantal der vil kunne levere ydelsen, samt den begrænsede realtidsovervågning heraf. Flexibilitet kan blive en mulighed i fremtiden, men det er en svært begrænset mulighed som systemerne er opbygget.

11 Nuværende benyttelse af fleksibilitet

Vores Elnet anvender tidsdifferentierede tariffer til at fremme anvendelsen af distributionsnettet på de tidspunkter, hvor det generelt er mindst belastet.

Derudover anvendes aftaler om Begrænset netadgang¹⁹ for større kunder. Disse anvendes både som komplette aftaler, og kombineret med delvist fuld nettilslutning afhængig af både netkunders ønsker og elnettets kapacitet.

Aftalerne anvendes mest hvor netkunderne ønsker at undgå tilslutningsbidrag ved tilslutning af større enheder, med et begrænset antal driftstimer, af hensyn til netkundens projektøkonomi alene. De er dog også begyndt at finde anvendelse hvor kunder ønsker så stort et tilslutningsomfang, at der skal større udbygninger til for at levere effekten, og at det derved vil tage flere år før kunden vil kunne opnå det fulde ønskede leveringsomfang.

I sidstnævnte tilfælde udarbejdes en plan i samarbejde med netkunden for hvor meget der kan leveres forholdsvis hurtigt, og hvor meget der kan leveres med en begrænset netadgang, for at opnå en samlet aftale der gør at netkunden kan få leveret så meget som muligt af den ønskede effekt, så hurtigt som muligt. I disse tilfælde er fleksibilitet dog en stakket frist, da der oftest samtidig indgås aftale om det fulde leveringsomfang, og den nødvendige netudbygning hertil starter.

Vores Elnet har p.t. kun forbrugskunder på Begrænset Netadgang, men det forventes at med godkendelsen af samme type aftaler for produktion, vil medføre at der vil komme produktionskunder, hvor dette også vil være en løsningsmulighed som vil kunne finde anvendelse.

Vores Elnets anvendelse af Begrænset Netadgang i dag er stort set udelukkende anvendt omkring flaskehalse i 10 kV kabler eller 60/10 kV transformere.

¹⁹ Begrænset Netadgang som implementeret ved Vores Elnet giver kunden et konstant signal om begrænsning, som de vil skulle overholde. Dette signal opdateres med få sekunders mellemrum, for at sikre at kunden altid gives mulighed for at trække så stor en effekt som elnettet kan klare.

12 Samlet fleksibilitetspotentiale

Nedenstående opgørelse viser Vores Elnets opgørelse af det samlede fleksibilitetspotentiale fordelt på spændingsniveauer med en 10-årig tidshorizont. Det angivne tal for fleksibilitetspotentialet er en sum af den estimerede samlede overbelastning målt i MWh og MW på alle aktiver/netanlæg i netområdet baseret på behovsvurderingen (Se afsnit 3.1 for definition af fleksibilitetspotentiale).

Der er estimeret et samlet fleksibilitetspotentiale for højspændingsnet, og her kun for transformerbegrænsninger, da Vores Elnets højspændingsnet er formasket, og fleksibilitet heri vil variere med koblingstilstanden og derfor være meget kompleks og svært at forklare.

Der er ikke estimeret et fleksibilitetspotentiale for mellemspænding, da netkunders ønsker til tilslutninger, og derved mulighed for at levere fleksibilitet ændrer sig konstant. Dette er ikke et udtryk for, at der ikke forventes fleksibilitet i mellemspændingsnettet, da der i dag allerede anvendes fleksibilitet her. Det er nærmere et udtryk for, at netkundernes forhold ændrer sig så hurtigt, at ethvert estimat herfor vil være forældet og ikke retningsvisende efter få måneder.

Der er ikke estimeret et fleksibilitetspotentiale for lavspænding, og der forventes ej heller fleksibilitet herfor, førend der er et fleksibilitetsmarked, der fungerer efter formålet. Bemærk at dette ikke er en hindring for, at kunder på lavspændingsniveau kan deltage i løsningen af flaskehalse på 10-60 kV niveau. Det er udelukkende et udtryk for, at de systemer som skal etableres for at have realtidsovervågning af lavspændingsnet p.t., er dyrere end at forstærke lavspændingskablerne på længere sigt.

Tabel 9

Tidsperiode	1-2 år (2025-2026)		3-5 år (2027-2029)		6-10 år (2030-2034)	
Samlet Fleksibilitetspotentiale²⁰	34,7	MWh	187,4	MWh	732,7	MWh
	2,1	MW	3,9	MW	9,7	MW
Fleksibilitetspotentiale (30-60 kV net)	34,7	MWh	187,4	MWh	732,7	MWh
	2,1	MW	3,9	MW	9,7	MW
Fleksibilitetspotentiale (10-20 kV net)	0,0	MWh	0,0	MWh	0,0	MWh
	0,0	MW	0,0	MW	0,0	MW
Fleksibilitetspotentiale (0,4 kV net)	0,0	MWh	0,0	MWh	0,0	MWh
	0,0	MW	0,0	MW	0,0	MW

²⁰ Bemærk at det samlede fleksibilitetspotentiale er udregnet samlet set for hele perioden, og derfor fraviger fra summen af potentiel fleksibilitet angivet i projektlisten.

13 redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

Vores Elnet har under høringsprocessen modtaget ét enkelt høringsvar fra en aktør, vi allerede har en løbende dialog med.

Høringsvaret har ikke givet anledning til ændringer i fremskrivninger eller resultater i Netudviklingsplanen.

Høringsvar 1:



Middelfart
KOMMUNE

Klimastaben - Tek
Middelfart Kommune
Nytov 9
5500 Middelfart
www.middelfart.dk

Voreselnet pr. mail

Telefon
Direkte +45 [redacted]
cvr.: 29189684

Dato: 1. maj 2024

Sagsnr.: 2023-013925-46

Høring af netudviklingsplan 2025 for Vores Elnet A/S

[Vores Elnet - Netudviklingsplaner](#)

[Vores Elnet A/S \(energifyn.dk\)](#)

Tak for fremsendelse af den vigtige netudviklingsplan 2025 for Vores Elnet A/S og tillykke med det gode arbejde. Den giver et godt overblik og er fremragende dialogværktøj til den store omstilling med elektrificering af landet. Nedenfor er **bemærkninger** til vores løbende dialog. Flere af de generelle principper er også delt med TREFOR Elnet A/S, der geografisk dækker en mindre del af Middelfart Kommune.

Generelt bør dialogerne systematiseres, hvilket Vores Elnet A/S allerede har taget initiativ til. Tak for det.

Generelt er Middelfart Kommune påbegyndt arbejdet med at integrere netudviklingsplaner i den fysiske planlægning (kommuneplan og lokalplaner), interaktive kapacitetskort m.v.

Analyseforudsætninger i netudviklingsplan. Disse er tydelige, baseret på anerkendte fremskrivninger, og med rimelige forbehold.

Det er lidt uklart mht. alvorligheden mht. overbelastningstendenser i nettet (geografisk udpegning af belastningspunkter). Dette hænger nok sammen med at de er implicit via projektlisten på det interaktive GIS-kort. Det kunne være meget rart med signaturer og forklaringer på GIS-kort til ikke-eksperter.

Tung transport, elektrificering heraf, er noget der indgår med kommunens arbejde med grønne erhvervsområder. Vi ser et vakuum for opladningsmuligheder af tung transport og behovet for at yde de services i grønne erhvervsområder. Middelfart Kommune vil bestræbe sig på at have dialogen med netselskaberne om disse projekter, der ofte formidles via kommunernes fysiske planlægning (Kommuneplanlægning og lokalplanlægning). Vi ikke selv på nuværende kan sige noget om eksakt behov.

Lokale forudsætninger. Middelfart Kommunes **varmeplan** er vedtaget og kan findes på [Varmeplan \(middelfart.dk\)](#). Planen, der har sine klare forbehold, indeholder ambitioner om at 60% af bygningerne opvarmes med fjernvarme (ca. 12.000 bygninger). Dette overlader en betydelig rest, der skal konverteres fra fossile brændsler. Mod 2030 forventes 5.600 varmpumper til bygningsopvarmning (mod ca. 2.200 idag) i hele kommunen. Disse tal er beskedne i TREFOR Nets område. 2 af 3

For at fremme den gode bosætning søger Middelfart kommune at fremme gode individuelle løsninger og gode kollektive løsninger, ikke mindst i form for 5. generations fjernvarme aka termonet. Fælles er, uanset om de er individuelle eller kollektive, at de er varmepumpebase-ret. Det betyder at der i nogle tilfælde kan opstå "mange varmepumper på én gang", hvor en meget tæt dialog, som også tager højde for lokal el-bilsopladning m.v., kan understøtte princippet "kun at løfte fortovsfliserne én gang".

I den forbindelse er det vigtigt med en dialog af mulighederne for at sikre anvendelse af varmepumper, der kan understøtte fleksibilitet (både spotpris og tarif).

En sådan model er endnu ikke på plads men kan være relevant at samarbejde med hensyn til udvikling af aggregators markedsmuligheder (et sådant marked eksisterer ikke p.t., men vil opstå, hvilket samfundet skal forberede sig på). Derfor kan sådan et planlægnings-samarbejde kan være relevant.

Et sådant projekt – 5. generations fjernvarme – er p.t. på pause i Fjelsted-Harndrup (Voresel-netområde).

Produktion af vedvarende energi. Der er vedtaget en aftale om produktion af vedvarende energi.

Den ses her [klimahandling-nu-ve-aftale-med-bilag.pdf \(middelfart.dk\)](#) .

Frem mod 2030:

- Solceller ved Kingstrup – er allerede godkendt. (70 ha – 70.000 MWh)
- Solceller ved Fyllested – Lokalplansforslag er under behandling: (92 ha – 113.000 MWh)
- Solceller ved Staurby/Vejlby: (63 til 84 ha - 82.000 til 110.000 MWh)
- Solceller mellem E20 og Store Landevej syd for Fjelsted (36 ha – 47.500 MWh)
- Vindmøller og solceller ved Brenderup (3 vindmøller á 150 meter – 50.000 MWh og ca. 80 ha solceller – ca. 80.000 MWh)
- Solceller ved Ægypten/Kærbyholm (140 ha – 140.000 MWh)

Efter 2030:

- Vindmøller ved Tybrind (3-5 stk. 150 meter vindmøller – 48.000-80.000 MWh)
- Vindmøller ved erhvervsområde ved Ejby (1-3 150 meter vindmøller – 13.000 -39.000 MWh)
- Solceller ved grænse til Nordfyns Kommune (8 ha – 8.000 MWh)
- Herudover solceller på tage i industriområder og kommunens egne arealer (29 ha – 24.900 MWh)

Investeringsbehov – og drøftelser

Mere principielt, i lyset af de meget store omkostninger til udbygning og forstærkning af hele nettet, er det sundt at påbegynde drøftelser af socialisering af omkostninger for det samlede kollektive net. Der er ikke tvivl om at der er gode fordelingsnøgler med videre på de forskellige kundetyper i med tarifmodel 3.0. og at disse er i overensstemmelse med §73 EFL og art. 8 i elmarkedsforordningen.

Opmærksomheden i en kommende drøftelse henledes på det forhold at EU og medlemsstaterne (EU solstrategi) vil samarbejde om at "... oprette mindst ét energifællesskab baseret på vedvarende energi i alle kommuner med en befolkning på mere end 10.000 inden 2025." Logikken med at forene produktion og forbrug, lokalt, kan de fleste blive enige om. Der er flere gevinster ved den model. 3 af 3

Samme model, bekendtgørelse om Energifællesskaber, afledt af VE og elmarkedsdirektiv, påpeger at forbrugerne i sådanne selskabskonstruktioner har ret til en lokal tarifiering (som førnævnt er omkostningsægte, transparente, rimelige og ikke diskriminerende).

Det kan give forskydninger i netselskabernes indtægtsrammer, fordi disse kan reducere behov for netudbygning/forstærkning. Det er derfor noget der bør være blik for.

Det bemærkes at der er "løs interesse" for et energifællesskab inden for Vores Elnet A/S område. Det er i landsbyen Føns, hvor BDO og foreningen VE hjælper med projekt, der ikke er geografisk besluttet.

Det ændrer ikke på at netop den model kan være befordrende for *lokal accept* af nævnte VE projekter, samt de forventninger der er til implementering af EU solcellestrategi fra staten og EU. Hertil fleksibilitetspotentiale via energifællesskaber. Vi håber derfor på god dialog herom.

Vi takker for det meget professionelle, pædagogiske og samarbejdsorienteret netudviklingsplan og ser frem til yderligere samarbejde.

Venlig hilsen

Svar til Høringssvar 1:

Hej

Vi takker for høringssvaret, hvor en del oplysninger kan genkendes fra den løbende dialog vi allerede har, og de stigninger der forventes i fremtiden.

Omkring at medtage planerne i den konkrete planlægning skal det gøres varsomt, da vores erfaring er at ting kan ændre sig markant på bare 1-2 år, der vil derfor sandsynligvis være en del ændringer når andre aktørers planer bliver mere konkrete. Dette gælder specielt aktører med større effektbehov, såsom opladning af lastbiler, store varmepumper mv., hvor etablering af forsyning også kan tage en del tid (op til flere år). Vi håber selvfølgelig på at vi kan fange mange af disse ting i den fremtidige løbende dialog.

Angående energifællesskaber, så deltager vi gerne delvist i det overordnede arbejde her (vi må som netselskab normalt ikke rådgive, men lige omkring energifællesskaber har vi lidt mere frie hænder til vejledning), da det bl.a. vil skulle lægge grund for hvordan vi kan forsøge at få skruet eventuelle lokale tariffer sammen, så de kan anmeldes til Forsyningstilsynet. Vi har p.t. ikke haft konkrete projekter der er nået langt nok til at vi har skulle tage disse overvejelser, og branchen har ikke erfaringer nok til at kunne udarbejde mere brede standardtariffer endnu for lokale.

Sidst kan det nævnes at Energistyrelsen er i slutningen af et arbejde omkring at lægge en plan for fremtidige fleksibilitetsmarkeder for distributionsnettene, men det egentlige endelige marked ligger her nogle år ude i fremtiden.

Med venlig hilsen

Henrik Hansen

Netplanlægger

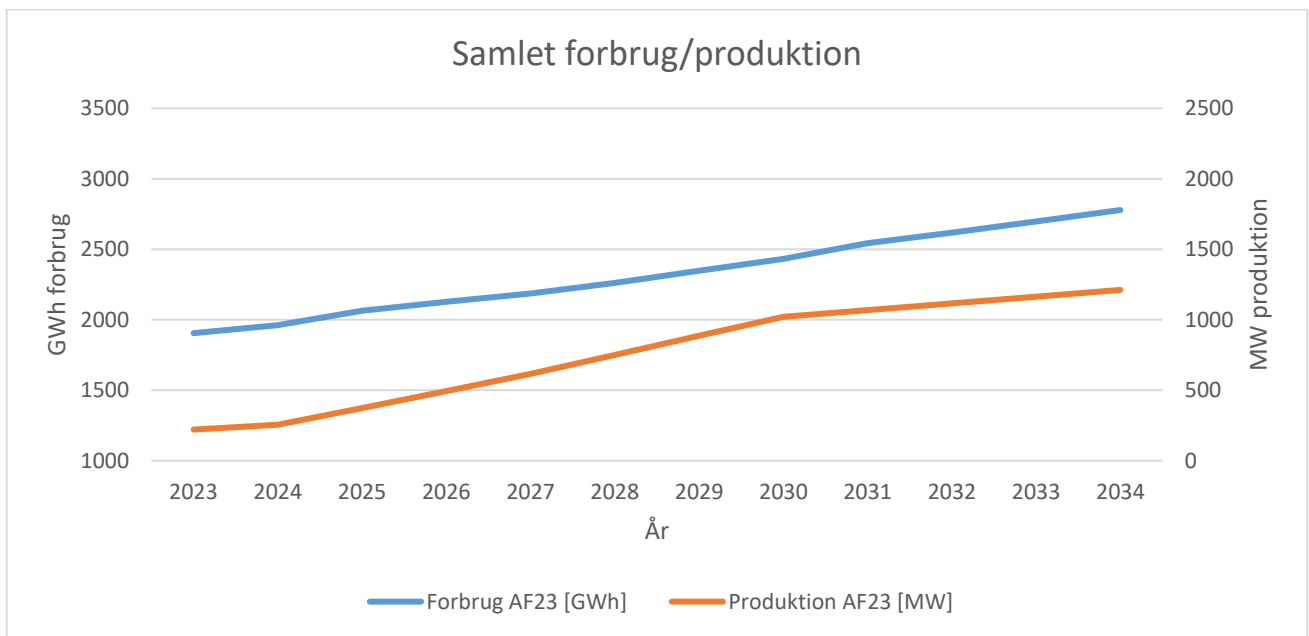
14 Bilag 1 - Anvendte forudsætninger

Nærværende bilag går mere i detaljer med de anvendte forudsætninger end selve rapporten. Dette er både for at vise de enkelte delkomponenter i lidt mere tydelige detaljer, samt for at illustrere en række scenarier og deres individuelle forskelle.

Uddybning af det anvendte scenarie

Det i Netudviklingsplanen anvendte scenarie udvikler sig fra 2023 frem til 2034 som vist på Figur 1.

Selve Netudviklingsplanen dækker over 2025-2034. Da udgangsåret for analyseforudsætningerne og måledata er 2023, er både 2023 og 2024 også medtaget, så startpunktet fremgår og der ikke er et manglende datapunkt i 2024.



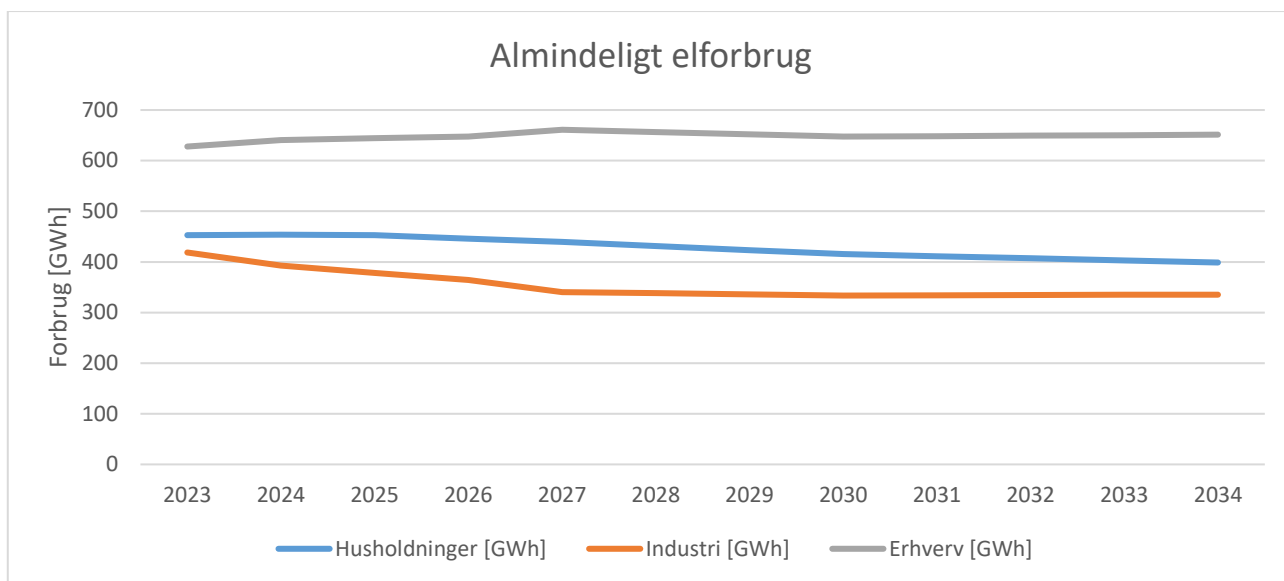
Figur 1: Udviklingen i forbrug og produktion for det anvendte scenarie i Netudviklingsplanerne.

Udviklingen i produktionsenheder som fremgår af Figur 1, er i stort omfang drevet af en stigning af markanlæg. Der er også en udvikling i taganlæg og landmøller, men denne udvikling er meget begrænset ift. udviklingen i solcelle markanlæg.

Udviklingen i det generelle forbrug, dvs. husholdninger, erhverv og industri²¹ generelt, er begrænset i omfang, som det fremgår af Figur 2. Der er en minimal stigning for erhverv over hele perioden, mens både husholdninger og industri falder generelt over perioden. Det generelle elforbrug er ændret ift. AF21, hvor der var en generelt stigende tendens i det generelle elforbrug, er den generelle antagelse i AF23 en faldende tendens i det generelle elforbrug.

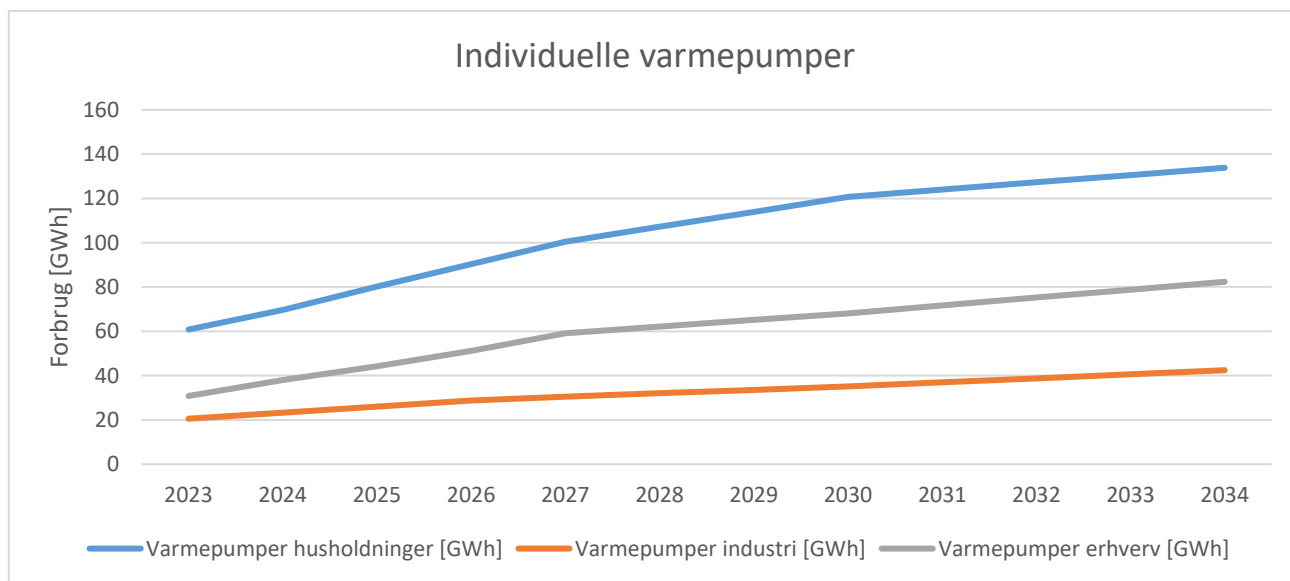
Separate kategorier fra Analyseforudsætningerne er ikke inkluderet i grafen, kun det almindelige elforbrug.

²¹ Fordelingen mellem erhverv og industri fremgår ikke af Analyseforudsætningerne, så denne fordeling er taget ud fra energiforbruget af de to sektorer fra Klimaforudsætningerne.



Figur 2: Udviklingen i det almindelige elforbrug.

Udviklingen for individuel opvarmning er også begrænset, som det fremgår af Figur 3. Den er dog større end det fald, der forventes for husholdninger, mens det for industrien er en del lavere end det fald i forbruget, som antages i Analyseforudsætningerne. Stigningen i forbruget fra individuelle varmepumper er generelt set en smule mere afdæmpet i AF23, set i forhold til forudsætningerne i AF21.

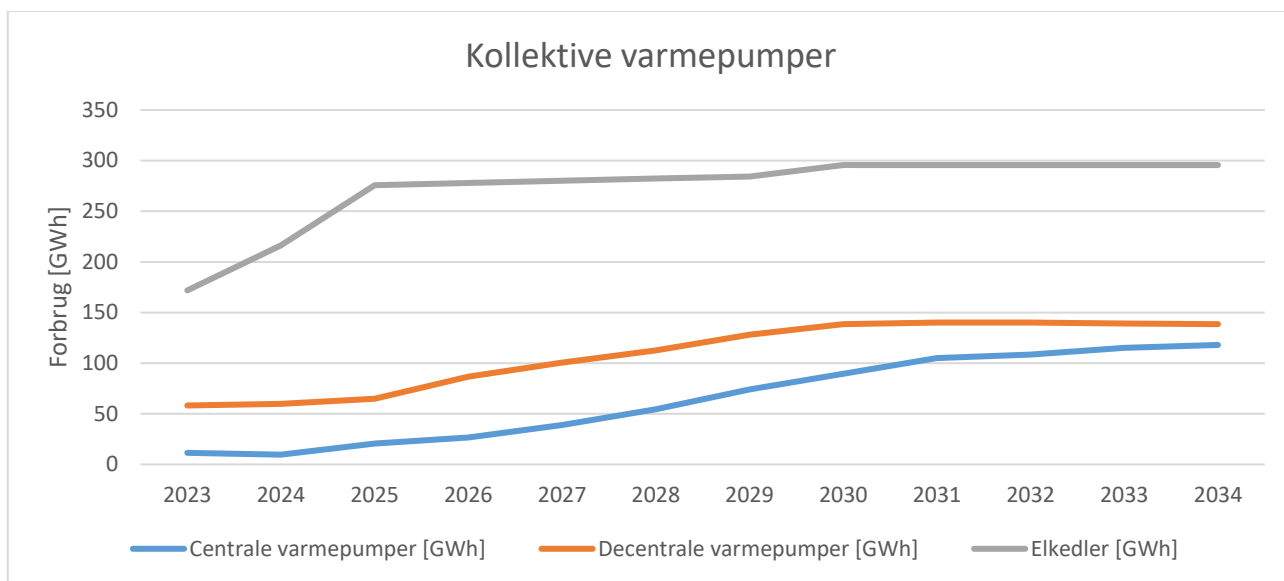


Figur 3: Udviklingen i individuelle varmepumper.

Når det kommer til den kollektive varmeforsyning, er der dog en mere markant stigning, som fremgår på Figur 4. Specielt elkedler driver forventeligt et højere elforbrug, og dette kombineret med, at de ofte anvendes i regulerkraftmarkedet, giver de en noget højere spidslast ift. det samlede energiforbrug end varmepumper, som oftest anvendes til at køre grundlast.

Den generelle udvikling i den kollektive varmeforsyning har ikke ændret sig markant fra AF21 til AF23.

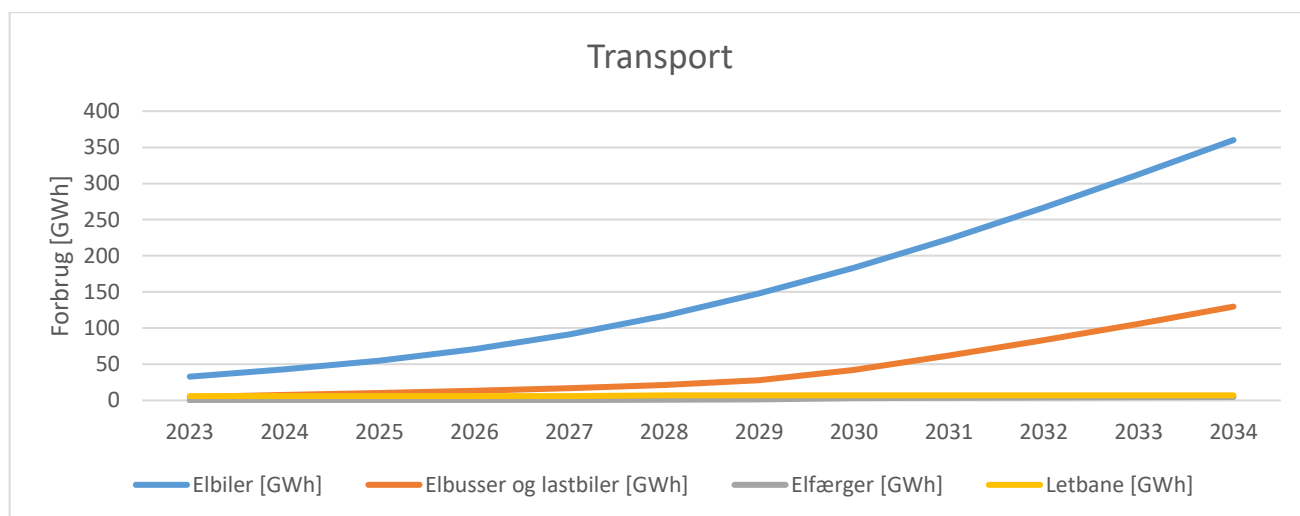
Nogle elkedler vil dog ikke indgå i den kollektive forsyning, men vil være installeret ved individuelle varme anlæg f.eks. ved erhvervs virksomheder.



Figur 4: Udviklingen i den kollektive varmeforsyning.

Endelig er der udviklingen indenfor transportområdet som vist på Figur 5. Her dominerer elbiler elforbruget. Udviklingen i AF23 er en smule højere og generelt mere jævnt, dog er der en mere markant stigning i elforbruget til den tunge transport (elbusser og -lastbiler).

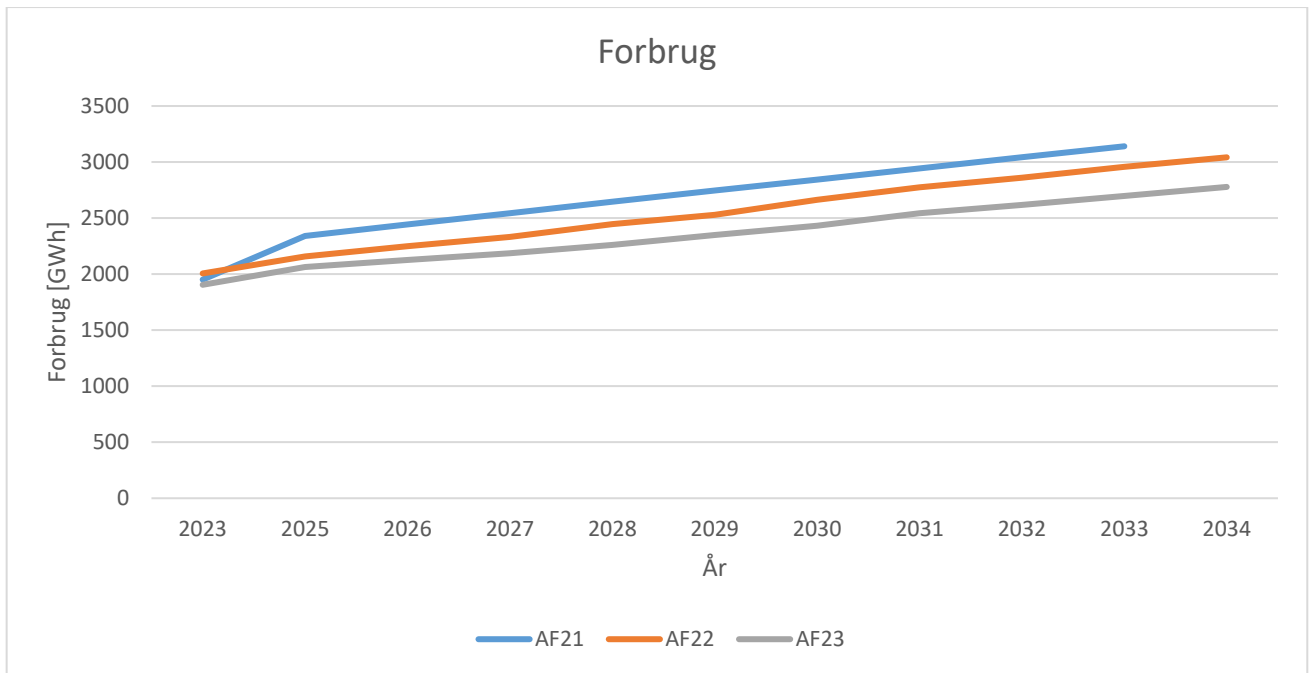
Ift. Spidslast er der også forskel på kategorierne her, hvor bl.a. elfærger forventes at have en større spidslast set ift. deres elforbrug end f.eks. elbiler, der anvender en hjemmelader.



Figur 5: Udviklingen indenfor transport.

Sammenligning med andre scenarier

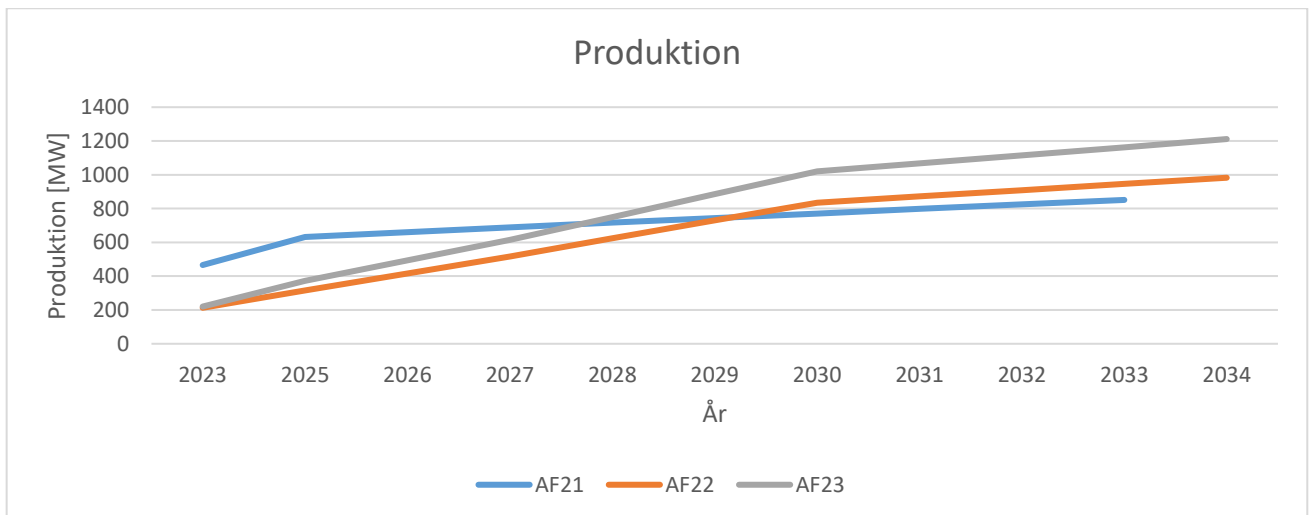
I Figur 6 fremgår den estimerede samlede udvikling i forbruget inkl. samtlige forudsætninger antaget i de konkrete Netudviklingsplaner. Dette inkluderer at andelen af Analyseforudsætningerne for DK-1, som er antaget er faldet fra ~9 % i AF21 til ~8 % i AF23. De enkelte år tager udgangspunkt i data for samme år, dog undtaget AF21, som tager udgangspunkt i 2020 data.



Figur 6: Udvikling i forbruget mellem forskellige udgaver af Analyseforudsætningerne.

Den gennemsnitlige stigning per år for de respektive års Analyseforudsætninger er gået fra ~4,5 % i AF21 til ~4,35 % i AF23 - den mest markante ændring er at startpunktet er reduceret en smule hen over årene, grundet de høje elpriser i perioden, som har påvirket visse større erhverv på Fyn forholdsvis meget.

Ændringerne i forudsætninger for produktion fremgår af Figur 7.



Figur 7: Udviklingen i installeret produktion mellem forskellige udgaver af Analyseforudsætningerne.

For produktion er der i AF21 ikke fjernet 80 % af landvind. Gøres dette, reduceres startpunktet herfor til ca. samme niveau som AF22 og AF23. Dermed ses det også tydeligt, at AF22 og AF23 begge har haft en markant stigning i den forventede mængde af tilsluttet produktionskapacitet.

15 Bilag 2 - Estimerede udgifter på årsniveau

Nærværende bilag viser de økonomiske estimerede udgifter år for år i løbet af perioden, som er præsenteret i Netudviklingsplanen med enkelte nedslagsår. Dette illustrerer at udgifterne ikke forventes at komme som jævne omkostninger konstant, men at der må skulle bygges enten på forkant eller bagkant en stor del af tiden, for at jævne omkostningerne ud mere ligeligt over årene.

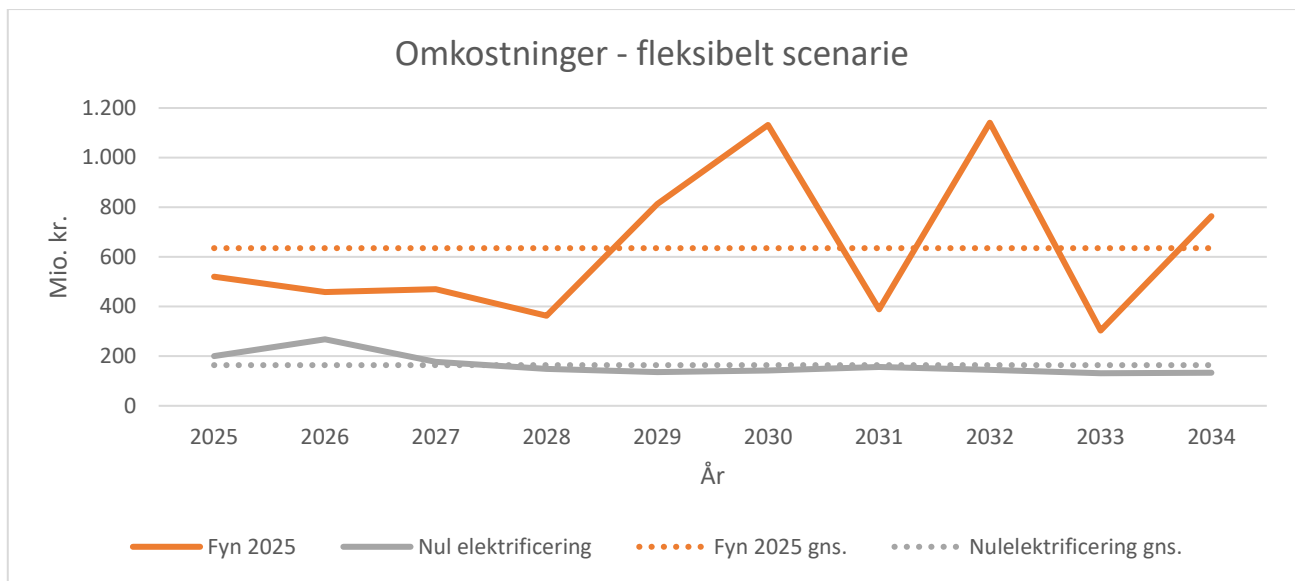
Estimaterne er baseret på de konkrete beregninger som Vores Elnet har foretaget til Netudviklingsplanen, og der hvor der ikke er udført konkrete beregninger, er der estimeret omkostninger, baseret på opdaterede udgiftsfordelinger fra Green Power Danmarks netmodel (TEGRA), og disse estimater er kvalificeret med ekstra beregninger, hvor det har været muligt.

I Netudviklingsplanen 2025 er det valgt at antage et scenarie med større andel af fleksibilitetsmulighed end der var anvendt i Netudviklingsplanen 2023 - Netudviklingsplanen 2025 antager derfor et fleksibelt scenarie, hvor Netudviklingsplanen 2023 antog et middelscenarie, som lå imellem det fleksible og uflexible yderpunkt.

Omkostningerne dækker i alle scenarier udelukkende netinvesteringer til nyt net ifm. flaskehalse pga. den grønne omstilling, samt reinvestering af komponenter, der er udtjent, og som ikke er påvirket af det øgede forbrug fra den grønne omstilling. Yderligere udgifter såsom den daglige drift, fejludbedringer, almindeligt vedligehold, udarbejdelse af Netudviklingsplaner, samt mange andre udgifter ifm. den daglige drift af elnettet er ikke inkluderet.

Der er to scenarier som fremgår af Figur 8:

1. Det scenarie som er beregnet i selve Netudviklingsplanen 2025 navngivet Fyn 2025 (orange), som antager stor fleksibilitet (stiplet linje viser middelmkostningen per år).
2. Et hypotetisk nulelektrificeringsscenario (grå), hvor mængden af elektrificering og VE er fastholdt på 2023-niveau, og derfor ikke udvikler sig yderligere (stiplet linje viser middelmkostningen per år).



Figur 8: Grafisk visning af de udvalgte scenarier.

Som det ses, varierer de estimerede omkostninger for Fyn 2025 kraftigt fra år til år, afhængigt af hvornår der skal foretages udskiftninger af anlæg. Omkostningerne varierer fra ca. 300 mio. kr. til over 1.100 mio. kr. i enkeltår, med en gennemsnitsomkostning på ca. 635 mio. kr. per år.

Dette gennemsnit er ca. 75 mio. kr. højere om året end estimeret i AF21, hvilket primært er drevet af to forhold:

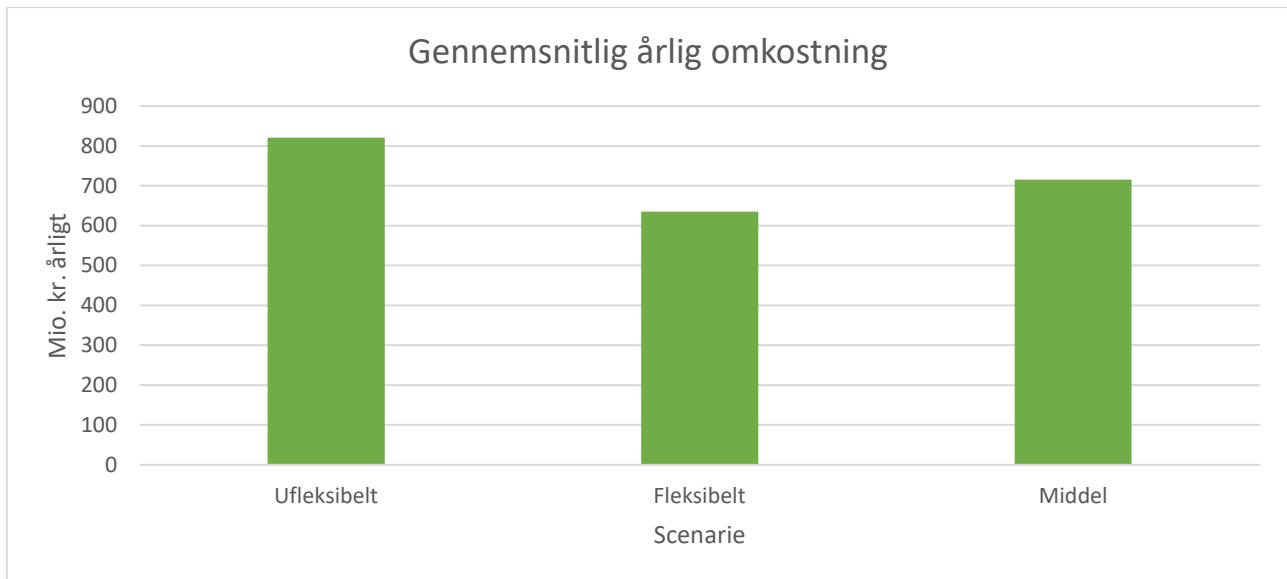
1. Der har været betydelige prisstigninger på komponenter siden AF21 blev udarbejdet.
2. Der er en markant stigning i mængden af installeret produktionskapacitet fra AF21 til AF23.

Skiftet fra et middel-fleksibelt scenarie til et fuldt fleksibelt scenarie er med til at begrænse denne stigning til det niveau, omkostningerne er landet på.

Det alternative nulelektrificeringsscenario, ligger på knap 200 mio. kr. om året i gennemsnitlig omkostning, hvilket ligger ca. 25 mio. kr. om året under hvad der var estimeret i AF21. Dette scenarie er dog antaget ud fra fuld fleksibilitet, så en vis reduktion her er også forventelig. Overordnet set lader dette scenarie også til at flugte mellem analyserne.

Endelig er omkostningen imellem forskellige grader af fleksibilitet²² antaget forsøgt belyst i Figur 9.

²² Arbejdet er startet inden der var godkendt Begrænset Netadgang for produktionsanlæg, det er således alene forbrug der er antaget fleksibelt i de beregnede scenarier.



Figur 9: Gennemsnitlig årlig estimeret omkostning ved forskellige grader af fleksibilitet.

De 3 forskellige grader af fleksibilitet er alle beregnet ud fra det hovedscenarie, som er anvendt i Netudviklingsplanen 2025, hvor det fleksible scenarie er anvendt.

Netudviklingsplanen 2023 anvendte i stedet middelscenariet, hvoraf det ses, at hvis samme scenarie var anvendt i Netudviklingsplanen 2025, ville de gennemsnitlige årlige omkostninger have været ca. 80 mio. kr. højere per år, eller ca. 800 mio. kr. (~12,5 % højere omkostninger) over hele perioden.

Hvis der i stedet var antaget det ufleksible scenarie (altså ingen fleksibilitet fra kunderne), ville den årlige gennemsnitlige omkostning i Netudviklingsplanen 2025 have været yderligere ca. 105 mio. kr. højere - altså en forskel på samlet set ca. 185 mio. kr. årligt, hvilket svarer til ca. 1.850 mio. kr. (~30 % højere omkostninger) over hele perioden.

Der skal dog være opmærksomhed på, at størstedelen af besparelsen ved fleksibilitet ikke er en egentlig besparelse, men en udskydelse af omkostningerne. Fleksibilitet gør, at nogle investeringer kan udskydes nogle få år, og dermed presses længere ud i fremtiden - essentielt anvendes fleksibilitet til at skubbe investeringspuklen længere ud i fremtiden.

Et fleksibelt scenarie vil derfor, over tid, have ca. de samme omkostninger som et ufleksibelt scenarie - så længe forbruget stiger. Der er blot nogle af de netforstærkninger, som det ufleksible scenarie inkluderer, der skubbes ud over 10-års horisonten i det fleksible scenarie, og derfor ikke tæller med i Netudviklingsplanen.