

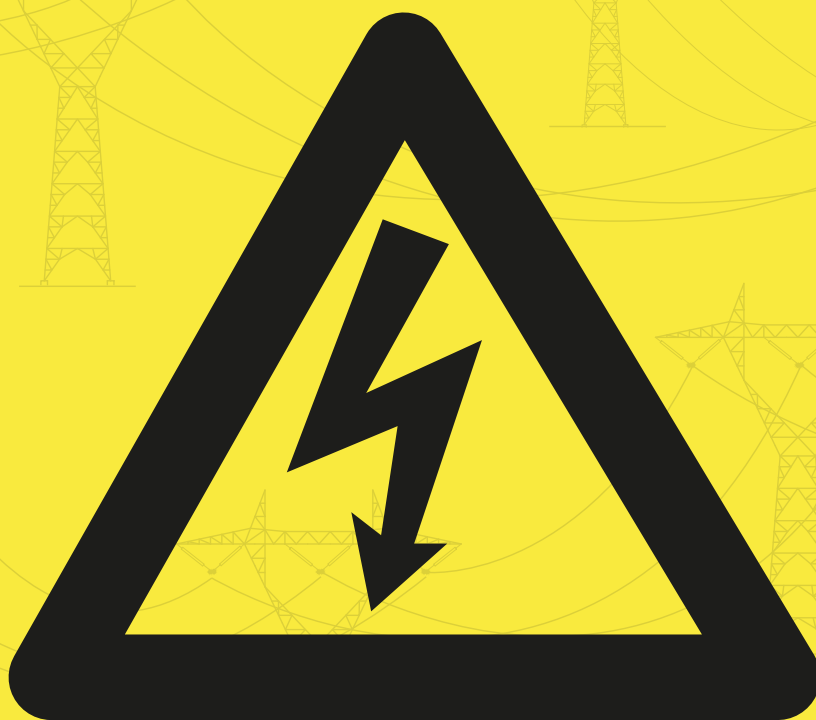


Det høyspente distribusjonsnett

Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata

2
2014

R
A
P
P
O
R
T



Det høyspente distribusjonsnettet

Innsamling av geografiske og tekniske
komponentdata

Rapport nr 2-2014

Det høyspente distribusjonsnett

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Synnøve Lill Paulen

Forfattere: Morten Gleditsch, Camilla Aabakken, Astri Gillund, Synnøve Lill Paulen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 100

ISSN: 1501-2832

ISBN: 978-82-410-0949-5

Sammendrag: Hovedhensikten med denne rapporten er å legge frem resultatene fra innsamlingen av data om det høyspente distribusjonsnett (1-22 kV) i Norge.

Vinteren 2011/2012 ble opplysninger om alder, geografisk informasjon og tekniske spesifikasjoner for det høyspente distribusjonsnett samlet inn fra 136 områdekonsesjonærer. Over 98 % av de nær 100 000 km høyspent distribusjonsnett som ble meldt i eRapp i 2011 ble også rapportert i denne innsamlingen.

I tillegg til funnene fra den opprinnelige innsamlingen, presenterer rapporten også et investeringsanslag basert på en separat innsamling av investeringsplaner for 23 utvalgte nettselskaper. Totalt i Norge er det anslått et investeringsbehov på 28,5 milliarder kroner i det høyspente distribusjonsnett frem til 2023.

Emneord: distribusjonsnett, studie, datainnsamling, høyspent, aldersfordeling, investeringsbehov, komponentdata

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Februar 2014

Forord

Hovedhensikten med denne rapporten er å legge frem resultatene fra innsamlingen av data om det høyspente distribusjonsnett i Norge som ble gjennomført vinteren 2011/2012.

Prosjektet ble utløst av Riksrevisjonens undersøkelse om statlig virkemiddelbruk for sikker og pålitelig overføring av kraft i distribusjonsnett (Riksrevisjonen, 2007-08). I rapporten stilte Riksrevisjonen ”... spørsmål ved om energimyndighetene har tilstrekkelig oversikt over tilstanden og leveringspåliteligheten i distribusjonsnett. Manglende oversikt og oppfølging svekker statens mulighet for å sikre at sentrale bestemmelser i energiloven og tilhørende forskrifter blir ivarettatt.”

I kjølvannet av rapporten ble Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) tildelt midler fra Olje- og energidepartementet (OED) for å gjennomføre en større datainnsamling med det øyemed å forbedre oversikten over det høyspente distribusjonsnett i Norge. 136 områdekonsesjonærer som er blant de største eierne av dette nettet bidro i innsamlingen med opplysninger om sine nettkomponenter.

Rapporten inneholder en beskrivelse av prosjektet og dataene som ble samlet inn, samt hovedresultater fra innsamlingen. Til slutt presenteres enkelte betraktninger relatert til resultatene.

Fra NVE har ansatte fra Seksjonen for økonomisk regulering ved Elmarkedstilsynet, Seksjonen for nett ved Energiavdelingen og Seksjonen for geoinformasjon ved Hydrologisk avdeling vært involvert i arbeidet.

Det rettes en takk til alle eksterne ressurser og medarbeidere hos NVE som har bidratt i prosjektet.

Oslo, februar 2014

Anne Vera
Skrivarhaug
Avdelingsdirektør
Energiavdelingen

Vegard Willumsen
Seksjonssjef
Nettseksjonen

Innhold

Forord.....	3
Sammendrag.....	6
1 Innledning.....	7
1.1 Bakgrunn	7
1.2 Mål for arbeidet.....	8
1.3 Rapportens oppbygning	8
2 Om dataene	10
2.1 Innsamlede data	10
2.2 Datakvalitet	10
2.3 Bruk av dataene.....	12
2.3.1 Økonomisk regulering	12
2.3.2 Andre bruksområder	13
2.3.3 Begrensninger.....	14
3 Resultater	15
3.1 Generelt.....	15
3.2 Ledninger.....	17
3.2.1 Aldersfordeling etter type ledning	17
3.2.2 Selskapsvis aldersfordeling	19
3.3 Transformatorer	22
3.4 Stasjoner	24
3.5 Brytere	24
3.6 Generatorer	24
4 Analyse av resultatene	25
4.1 Tidligere studier	25
4.2 Aldersfordeling.....	26
4.3 Investeringsanslag	28
4.3.1 Forutsetninger.....	28
4.3.2 Anslag for investeringsbehov	29
5 Oppsummering	31
6 Kildeliste.....	32
Vedlegg	33

Liste over figurer

Figur 1 Konseptuel fremstilling av NVEs korleksjon av DEA-resultatene.....	13
Figur 2 Det høyspente distribusjonsnettet i Norge.....	16
Figur 3 Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår.	17
Figur 4 Antall kilometer jordkabel fordelt etter byggeår.....	18
Figur 5 Antall kilometer sjøkabel fordelt etter byggeår.....	18
Figur 6 Antall kilometer hengekabel fordelt etter byggeår.....	19
Figur 7 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 1.	20
Figur 8 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 2.	20
Figur 9 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 3.	21
Figur 10 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 4.....	21
Figur 11 Transformatorytelse i MVA fordelt på installasjonsår.....	23
Figur 12 Antall transformatorer fordelt på installasjonsår.....	23
Figur 13 Oversikt over aldersfordeling av luftlinjer og jordkabler.....	27
Figur 14 Investeringer i det høyspente distribusjonsnettet.	29

Liste over tabeller

Tabell 1 Resultater fra datainnsamlingen sammenlignet med tall fra eRapp for 2011.	11
Tabell 2 Oversikt over alle komponentene som ble rapportert i innsamlingen.	15
Tabell 3 Oversikt over dataene som ble rapportert for de fire ledningstypene.....	17
Tabell 4 Oversikt over rapporterte transformatordata.....	22
Tabell 5 Antall stasjoner av ulike typer i distribusjonsnettet.....	24
Tabell 6 Oversikt over rapportering av ulike typer brytere.....	24
Tabell 7 Oversikt over gjennomsnittlig byggeår/installasjonsår.....	26

Forkortelser

DEA	-	Data Envelopment Analysis
DSB	-	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
KPI	-	Konsumprisindeksen
kV	-	kiloVolt
MVA	-	MegaVoltAmpere
NVE	-	Norges vassdrags- og energidirektorat
OED	-	Olje- og energidepartementet
SOSI	-	Samordnet Opplegg for Stedfestet Informasjon

Sammendrag

Hovedhensikten med denne rapporten er å legge frem resultatene fra innsamlingen av data om det høyspente distribusjonsnett (1-22 kV) i Norge.

NVEs hovedformål med innsamlingen var å få bedre oversikt over det høyspente distribusjonsnett. Med dette for øye ble opplysninger om alder, geografisk informasjon og tekniske spesifikasjoner samlet inn fra 136 områdekonsesjonærer. Innsamlingen ble gjennomført vinteren 2011/2012 på en tilfredsstillende måte; over 98 % av de nær 100 000 km høyspent distribusjonsnett som ble meldt i eRapp i 2011 ble også rapportert i denne innsamlingen.

Forbedring av den økonomiske reguleringen av områdekonsesjonærene har vært et sentralt bruksområde for dataene. Med kunnskap om den nøyaktige geografiske plasseringen til luftlinjer og jordkabler har NVE kunnet modellere de faktiske omgivelsene nettet befinner seg i. NVE har så kunnet oppdatere sine økonomiske modeller med denne informasjonen slik at de modellerte rammevilkårene i større grad gjenspeiler nettselskapenes faktiske rammevilkår.

Videre har dataene blitt brukt til utarbeidelse av diagrammer over aldersfordelinger for de ulike komponenttypene i kraftsystemet. Diagrammene kan tolkes dit hen at faktisk levetid for komponenter kan være lenger enn tidligere antatt levetid. Fra dette kommer det tydelig frem at tilstanden til nettet avhenger av flere faktorer enn alder. Det er derfor vanskelig å vurdere den generelle tilstanden av nettet fra alder alene.

Sommeren 2013 ble det hentet inn data om utvalgte nettselskapers fremtidige investeringsbehov. Selskapene ble valgt ut som representative basert på kriterier som alder på nett, geografi, befolkningstetthet og klima. Med bakgrunn i dette kan totalt investeringsbehov i høyspent distribusjonsnett estimeres til 28,5 milliarder NOK i perioden 2014-2023. På samme grunnlag kan investeringer i lavspent distribusjonsnett og AMS estimeres til henholdsvis 14,4 og 10,5 milliarder NOK i samme periode. Til sammenligning er investeringsbehovene i regional- og sentralnettet anslått til henholdsvis 16-18 og 50-70 milliarder NOK for tiårsperioden 2012-2021. NVE understreker at anslaget er beheftet med stor usikkerhet.

Tallmaterialet viser også at regjeringens føringer for valg av jordkabel over luftlinjer følges opp, idet kun 25 % av nye ledninger har blitt bygget som luftlinjer mellom 2007 og 2011. Statnetts statistikk over driftsforstyrrelser og feil i det høyspente distribusjonsnett viser at antall feil per 100 km ledning per år for perioden 2007-2011 var 6,74 for luftlinjer og 2,27 for kabler. En av de positive effektene ved overgangen mot et mer kablet nett er forbedret robusthet.

Gjennom datainnsamlingen har NVE tilegnet seg store mengder informasjon om egenskapene og beliggenheten til komponentene i det høyspente distribusjonsnett. Selv om de innsamlede dataene ikke gir et fullstendig bilde av tilstanden til det høyspente distribusjonsnett, er de et godt utgangspunkt for både valg og forberedelse av tilsyn. Konsekvensene ved driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnett vil oftest være av begrenset omfang og berøre få forbrukere. Samtidig vil det være gode muligheter for hurtig gjenopprettelse av forsyningen da netteierne har god tilgang til reservekomponenter.

1 Innledning

Denne rapporten er forfattet med utgangspunkt i NVEs innsamling av data for det høyspente distribusjonsnett. Bakgrunnen for prosjektet og dets omfang forklares her i korthet.

1.1 Bakgrunn

En av Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) sentrale oppgaver er å fremme sikker overføring av elektrisk energi. En forutsetning for å oppfylle denne oppgaven er å ha grundig og oppdatert informasjon om det elektriske overføringsnettets tilstand og utstrekning.

Kraftnettet i Norge er kategorisert som sentral-, regional-, og distribusjonsnett. Sentralnettet har de høyeste spenningsnivåene, etterfulgt av regionalnettet og distribusjonsnettet. Dess høyere spenningsnivå, dess bedre egnet er nettet til å frakte strøm over lange avstander.

For modifikasjons- og nybyggingsprosjekter i regional- og sentralnettet behøves en individuell konsesjon som utstedes av NVE. Videre rapporterer nettselskapene med nett på disse nivåene tilstanden til nettet og planlagte utvikling jevnlig til NVE i såkalte kraftsystemutredninger. Gjennom disse arrangementene har NVE god oversikt over utviklingen av regional- og sentralnettet.

For det høyspente distribusjonsnettet, det vil si anlegg som drives på spenningsnivået 1-22 kV, stiller saken seg annerledes. Tiltak i dette nettet er ofte av begrenset omfang, men svært tallrike. Det ville vært meget ressurskrevende å sluse alle disse tiltakene enkeltvis gjennom NVEs konsesjonsbehandlingsrutiner. Myndigheten til å bygge ut og drive nett med høyeste spenning til og med 22 kV innenfor et gitt geografisk område er derfor tildelt lokale energiselskaper gjennom såkalt områdekonsesjon. Videre eksisterer ingen ordning med kraftsystemutredninger for distribusjonsnettet.

Alt i alt betyr områdekonsesjonene og fraværet av kraftsystemutredninger for det høyspente distribusjonsnettet at NVE har mindre oversikt over dette nettnivået sammenlignet med høyere nettnivå. Konsekvensene ved driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnettet vil som oftest være av begrenset omfang og berøre få forbrukere. Dette har blant annet bakgrunn i at de installerte vernene normalt isolerer feilene effektivt, slik at ikke resten av nettet blir påvirket av feilen. Det er også mye masket nett i tettbygde strøk, som bidrar til hurtig gjenoppretting av forsyningen gjennom omkoblinger i nettet etter at feilen er isolert. Samtidig vil det være gode muligheter for hurtig gjenoppretelse av forsyningen da netteierne har god tilgang til reservekomponenter. NVE ønsker derfor å fokusere på de høyere spenningsnivåene. Tilsvarende vurderinger gjelder også for det lavspente distribusjonsnettet, nett med spenningsnivå under 1 kV; de fleste feil i dette nettet vil kun berøre få kunder. Det lavspente distribusjonsnettet er ikke viet oppmerksomhet verken i undersøkelsen eller denne rapporten.

NVEs manglende oversikt over distribusjonsnettene ble kritisert av Riksrevisjonen i 2008¹. I kjølvannet av kritikken satte Olje- og energidepartementet (OED) av midler til en større innsamling av data for komponentene i det høyspente distribusjonsnettene. Norconsult ble valgt til å utføre selve arbeidet med å samle inn data. Innsamlingsarbeidet ble utført vinteren 2011/2012, og alle områdekonsesjonærene i Norge ble kontaktet og avkrevet data. Utfyllende data ble også samlet inn fra 22 nettselskaper sommeren 2013.

Denne rapporten oppsummerer de vesentligste funnene fra innsamlingsprosessen. Det bemerkes at en lignende innsamling og rapport ble utarbeidet i 2005 (NVE og SINTEF, 2005). Denne innsamlingen var imidlertid av et mindre omfang og anses som utdatert.

Det er ikke tatt endelig stilling til når en fremtidig innsamlingsrunde for å oppdatere databasen skal gjennomføres. NVE har imidlertid stor nytte av denne databasen, og ønsker å etablere rutiner for oppdateringer.

1.2 Mål for arbeidet

Grunnformålet med datainnsamlingen var å fremskaffe en komplett oversikt over alle komponentene i det høyspente distribusjonsnettene. For alle disse komponentene skulle alder, ytelse, geografisk plassering og en rekke andre tekniske spesifikasjoner rapporteres. Gjennom bearbeidelse og systematisering av dataene skulle prosjektet bidra blant annet i arbeidene som beskrives i de følgende kapitlene.

NVE er ansvarlig for den økonomiske reguleringen av nettselskapene, herunder bestemmelse av deres inntektsrammer. Et mål med denne innsamlingen var å revidere parametere, basert på geografisk informasjon, i NVEs økonomiske modeller slik at selskapenes *modellerte* rammevilkår bedre tilsvare selskapenes *faktiske* rammevilkår. Prosjektet vil derfor bidra til å gjøre den økonomiske reguleringen mer korrekt.

Et annet mål med innsamlingen var å kartlegge aldersfordelingen til det høyspente distribusjonsnettene. Dette for å danne et bilde av tilstanden til distribusjonsnettene. Alderen på komponenter er en faktor for når det er behov å gjøre investeringer. Informasjonen er derfor videre brukt i utvelgelsen av nettselskaper for å gjøre et anslag av investeringsbehovet i det høyspente distribusjonsnettene.

NVE ønsket å bruke de innsamlede dataene til å anslå fremtidig investeringsbehov i distribusjonsnettene. Data samlet inn i første runde var ikke tilstrekkelig til å kunne benyttes til dette formålet. Den faktiske tilstanden på høyspent distribusjonsnett er ikke kartlagt. NVE vet med andre ord ikke hvordan det faktiske vedlikeholdet er eller har vært. Behovet for vedlikehold er sterkt avhengig av konstruksjon, klimatiske forhold og belastning/utnyttelsen av nettet. En ny, mer begrenset innsamling ble derfor utført med sikte på å finne fremtidig investeringsbehov i det høyspente distribusjonsnettene.

Bruksområder for dataene er beskrevet mer inngående i kapittel 2.3.

1.3 Rapportens oppbygning

I rapportens første del presenteres en oversikt over hvilke data som har blitt samlet inn, kvaliteten på disse dataene, og opplysninger om hva dataene kan brukes til.

¹ Riksrevisjonens undersøkelse om statlig virkemiddelbruk for sikker og pålitelig overføring av kraft i distribusjonsnettene, Riksrevisjonen, Dokument nr. 3:15, 2007-08.

Rapportens annen del er viet de viktigste resultatene fra datainnsamlingen, med hovedvekt på luftlinjer, jordkabler og transformatorer. Dernest følger et kapittel med betraktninger rundt resultatene, med spesielt fokus på nettets aldersfordeling og behovet for re- og nyinvesteringer.

Det gjøres oppmerksom på at alle referanser til nett, gjennom hele rapporten, utelukkende viser til det høyspente distribusjonsnettet, dersom ikke annet er angitt.

2 Om dataene

Begrepene *komponent* og *komponenttype* er benyttet i rapporten. *Komponent* er en enkeltkomponent i kraftsystemet, det være seg en bestemt bryter eller transformator eller annet. *Komponenttype* viser til den overordnede gruppen komponenten tilhører, for eksempel sjøkabel, jordkabel, effektbryter eller skillebryter.

2.1 Innsamlede data

Som beskrevet i innledningen var NVEs hovedmål med datainnsamlingen å få bedre oversikt over distribusjonsnettet. For å oppfylle dette målet skulle nettselskapene sende inn teknisk og geografisk informasjon om:

- luftlinjer og kabler
- transformatorer og -stasjoner
- generatorer og kraftstasjoner
- brytere

Innsamlingen omfattet kun det høyspente distribusjonsnettet, det vil si anlegg med spenningsnivå fra og med 1 kV til og med 22 kV.

Tekniske data ble rapportert inn på Excel-ark, mens geografiske data ble samlet inn på SOSI-format (Samordnet Opplegg for Stedfestet Informasjon). Alle data fikk en unik identifikasjonskode slik at de tekniske egenskapene skulle kunne kobles mot tilhørende stasjon og geografiske posisjon.

136 nettselskap sendte i løpet av vinteren 2011/2012 inn data for totalt 887 871 enkeltkomponenter. 3 områdekonsesjonærer overholdt ikke fristen, og 39 fikk fritak. De sistnevnte var først og fremst selskap med noe nett inne på eget industriområde, eiere av én produksjonsradial e.l.

Hovedresultatene fra arbeidet er gjengitt i kapittel 3.

2.2 Datakvalitet

For en overordnet bedømmelse av datakvaliteten er de rapporterte dataene sammenlignet med tall fra eRapp. eRapp er et rapporteringssystem som nettselskaper, kraftprodusenter og andre områdekonsesjonærer benytter til teknisk og økonomisk rapportering til NVE, se kapittel 2.3.1. Det bemerkes at netteiere ikke har økonomiske fordeler av *ikke* å rapportere nett de eier i eRapp, og at NVE fører tilsyn med selskapenes leveranser. Det tas derfor utgangspunkt i at nettet som rapporteres i eRapp korresponderer godt med det faktiske, fysiske nettet i Norge. Tabell 1 viser i hvilken grad dataene for det høyspente distribusjonsnettet som ble samlet inn i dette arbeidet harmoniserer med tallene fra eRapp for 2011. Tallene i tabell 1 viser lengden på det høyspente distribusjonsnettet og den installerte transformatorkapasiteten på dette nettnivået. Ledning omfatter luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og hengekabler.

	eRapp 2011	Datainnsamling 2011/2012	Andel rapportert 2011/2012
Ledning [km]	98 753	97 029	98,3 %
Transformatorytelse [MVA]	37 626	32 663	86,8 %

Tabell 1 Resultater fra datainnsamlingen sammenlignet med tall fra eRapp for 2011.

For ledninger er det en høy grad av samsvar mellom de innsamlede tallene og eRapp. En del – av ukjent størrelse – av det lille misforholdet kan tilskrives områdekonsesjonærer som fikk fritak. For transformatorytelse kan de ”manglende” 5000 MVA skyldes at svært mange transformatorer av ukjent grunn ble rapportert med ytelse 0 MVA. Andre størrelser enn nettlengde og transformatorytelse rapporteres ikke i eRapp og ytterligere sammenligninger kan følgelig ikke gjøres.

Ethvert avvik fra eRapp kan indikere at områdekonsesjonærene enten har dårlige rapporteringsrutiner eller mangelfull oversikt over egne nettinstallasjoner. Det er imidlertid første gang NVE gjennomfører en så omfattende innsamling av data om det høyspente distribusjonsnettet, og videre var det kun mulig å samle inn data som allerede var digitalisert. Rapporteringsgraden i denne innsamlingen var nær dobbelt så høy som i innsamlingene fra 2005 og 2010 (se avsnitt 4.1). Områdekonsesjonærene fikk fritak for data de kun hadde på papir. Når tabell 1 ses i lys av dette er NVE i det store og det hele fornøyd med rapporteringen.

Tilfredsheten betyr imidlertid ikke at det ikke finnes et forbedringspotensial eller at alle de rapporterte dataene er like gode. Mange komponenter manglet noe informasjon om for eksempel installasjonsår eller ytelse, mens andre komponenter ble rapportert å tilhøre regional- eller sentralnettet. Det var også noe feilmerking; det ble for eksempel rapportert enkelte PEX-kabler fra 1880-tallet – 50 år før materialet så dagens lys. Videre manglet mange komponenter en kobling til geografisk informasjon, og andre igjen manglet det aller meste av informasjon. Det er også noen uoverensstemmelser i dataene. Eksempelvis har mange nettselskaper vurdert stasjonsdefinisjonen til kun å omfatte transformatorstasjoner, mens andre har registrert brytere og koblingsanlegg som stasjoner. Dette skyldes formodentlig at kommunikasjonen til nettselskapene ikke var tydelig nok på dette punktet. NVE forventer at datakvaliteten vil forbedres ved gjennomførelse av en fremtidig innsamling for å oppdatere dagens datasett.

For kabler er det grunn til å tro at det angitte byggeåret i høy grad representerer den faktiske alderen på komponenten. En nedlagt jordkabel krever lite ettersyn, og kan sjelden rehabiliteres. Når det gjelder luftlinjer stiller saken seg annerledes; en luftlinje består av et antall komponenter som eldes med ulik hastighet og som i mange tilfeller er lett tilgjengelig for utskifting. Deler av linjen kan dermed ha blitt skiftet, uten at NVE har kunnskap om hvor store utskiftninger som skal til for at nettselskapene regner linjen som ny. For ulike typer brytere var informasjonen om installasjonsår, geografisk plassering osv. ofte mangelfull (tabell 6).

Det må understrekes at gjennomsnittsalldrene som presenteres i kapittel 3 kan være noe misvisende. Man antar at dess nyere komponentene er, dess bedre kunnskap har eierne om dem. Ergo vil brorparten av de komponentene som har blitt innrapportert uten informasjon om installasjonsår være av en eldre type. Ettersom komponenter med ukjent

installasjonsår – tett oppunder 100 000 av rundt 320 000 ledninger (tabell 3) – ble utelatt under beregningene av gjennomsnittsalder må man dermed anta at nettsystemet her fremstår som (vesentlig) yngre enn det faktisk er.

Når det gjelder generatorer ble svært lite data sendt inn. Dette skyldes hovedsakelig at arbeidet primært rettet seg mot nettselskaper, og at disse ikke ville sende inn informasjon på vegne av andre (produsentene).

2.3 Bruk av dataene

Under følger en kort beskrivelse av bruksområder for dataene.

2.3.1 Økonomisk regulering

Ettersom nettselskapene har monopol i sine områder regulerer myndighetene virksomhetene for at ikke monopolene skal misbrukes. NVE er utpekt til å ivareta dette ansvaret gjennom årlig å fastsette nettselskaperens inntektsrammer i henhold til kontrollforskriften².

Inntektsrammene fastsettes slik at inntekten til et nettselskap over tid skal dekke kostnadene til drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital – gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Siden 2007 har man i beregningen av et selskaps inntektsramme vektet selskapets egne kostnader med 40 %, og en kostnadsnorm fastsatt av NVE med 60 %. Kostnadsnormen bestemmes på bakgrunn av sammenliknende analyser som tar hensyn til relevante forskjeller i selskaperens geografiske og strukturelle rammebetingelser. Geografiske rammevilkår viser her til klimatiske, topografiske og arealmessige betingelser i det enkelte nettselskapets område. Strukturelle rammevilkår har å gjøre med nettets egenskaper og etterspørselsforhold.

De sammenliknende analysene skjer i to trinn. I det første trinnet benyttes såkalt Data Envelopment Analysis (DEA) der selskaperens kostnader og oppgaver sammenlignes. Her vil de selskapene som utfører flest oppgaver til lavest kostnad fremstå som mest effektive.

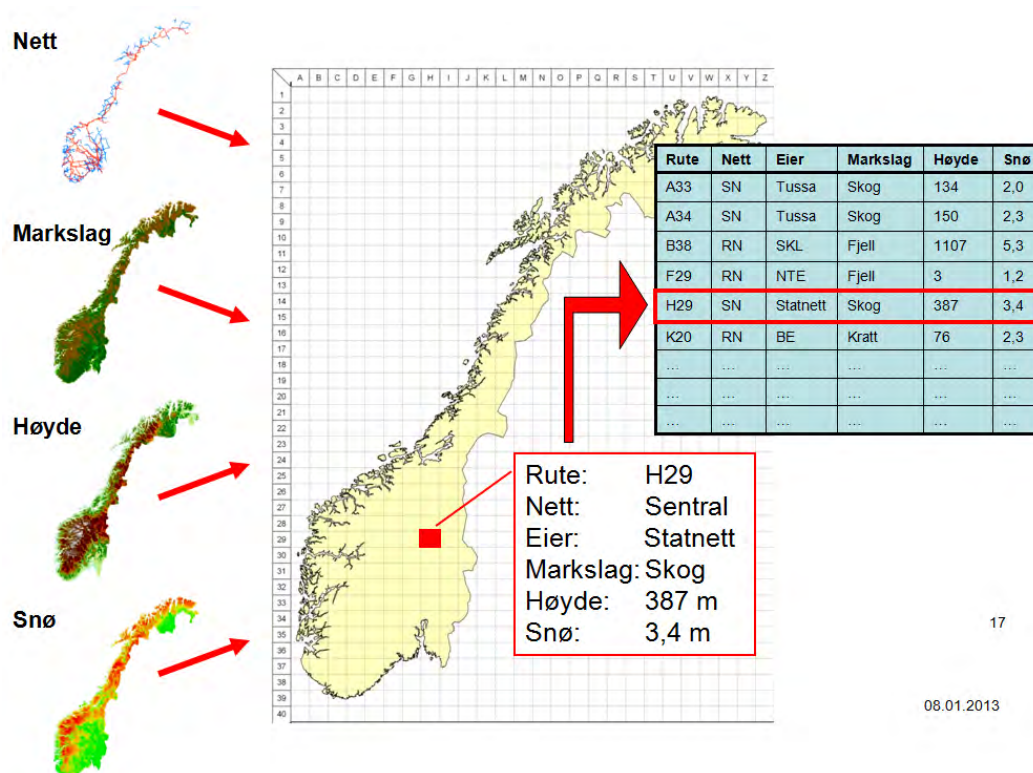
I trinn to korrigeres DEA-resultatene for forskjeller i geografiske rammevilkår for å ta hensyn til at nettselskapene opererer under ulike forutsetninger. For distribusjonsnettet er blant annet følgende rammevilkårsvariabler signifikante:

- skog med høy og svært høy bonitet
- installert ytelse for tilknyttet småkraft
- kvadrert vindbelastning dividert på kystavstand
- andel høyspent jordkabel
- gjennomsnittlig avstand til vei
- gjennomsnittlig befolkningstetthet

For at NVE skal kunne fastsette kostnadsnormen på en uhildet måte som gjenspeiler nettselskaperens omgivelser er det nødvendig at NVE har en god forståelse av selskaperens omgivelser, oppgaver og rammevilkår, herunder en nøyaktig kunnskap om linjetraseenes posisjoner.

² Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer

Den geografiske informasjonen for ledningene i det høyspente distribusjonsnett har blitt koblet sammen med 15 datakart over klima, arealbruk, topografi og annen relevant informasjon (figur 1). Dette har resultert i nye selskapsspesifikke geografiske rammevilkårsdata som bedre reflekterer de forholdene nettselskapene møter i sin daglige drift av nettet. Dataene fra innsamlingen bidrar dermed til å forbedre den økonomiske reguleringen av nettselskapene.



Figur 1 Konseptuel fremstilling av hvordan NVE har beregnet geografiske rammevilkår for nettselskapene.

2.3.2 Andre bruksområder

Dataene som ble samlet inn har gitt NVE en god oversikt over omfanget av det høyspente distribusjonsnett og dets aldersfordeling. Denne kunnskapen kan også brukes i andre øyemed enn økonomisk regulering, blant annet i utarbeidelsen av statistikk og til å håndtere flere av problemstillingene som ble reist i Riksrevisjonens rapport (Riksrevisjonen, 2007-08).

NVE skal påse at nettselskapene ivaretar forsyningssikkerheten i Norge. Dette innebærer at områdekonsesjonærene verken skal over- eller underinvestere i det høyspente distribusjonsnett. Dette bør ses i sammenheng med Riksrevisjonens uttalelse om at det er en risiko for at reinvesteringstakten er for lav. Innsamlet informasjon om komponentenes alder blir brukt som en del av utvelgelsen av nettselskaper til en tilleggssamling av antatt investeringsbehov de neste ti årene. De innsamlede dataene bidrar således til å danne et grunnlag for å vurdere om det er hold i Riksrevisjonens bekymring. Kapittel 4.4.2 presenterer visse betraktninger vedrørende dette temaet.

Statistikk fra innsamlingen kan også benyttes til å ivareta NVEs ansvar for informasjonsplikt, evaluere effekten av regjeringens kabelpolitikk, få viten om hvilke nettselskap som har dårlig oversikt over eget nett og målrette tilsyn mot disse selskapene, med mer. De enkelte komponentdataene kan blant annet brukes i beredskapsarbeid og forberedelse av tilsyn.

Den geografiske informasjonen som er samlet inn danner grunnlaget for annen type bruksområder. Kart over de høyspente luftlinjene i distribusjonsnettet er gjort allment tilgjengelige gjennom karttjenesten NVE Atlas som ligger på NVEs hjemmeside. Disse kartene har flere målgrupper. For eksempel kan NVE benytte informasjonen i konsesjonsbehandling av nettanlegg i regionalnettet, og ved produksjon av navigasjonskart for luftfartsmyndighetene. Videre kan de geografiske dataene kombineres med andre informasjonskart over flomsoner og kvikkleireområder. Denne typen koblinger kan brukes til å vurdere om eksisterende linjer ligger utsatt til for skred og flom, og derfor bør flyttes ved eventuelle fremtidige reinvesteringer.

2.3.3 Begrensninger

NVE har kun unntaksvis behov for å kunne gjøre lastflytberegninger i distribusjonsnettet i forbindelse med våre forvaltningsoppgaver, i motsetning til regional- og sentralnettet. Etter en kost/nytte vurdering ble det derfor bestemt ikke å samle inn data for å koble de ulike komponentene i et lastflytverktøy. Ved behov kan NVE imidlertid konstruere modeller med bakgrunn i de innsamlede dataene. Eksempler på slike behov kan være i enkeltsaker som berører konsesjoner, tilknytningsplikt eller fritak fra leveringsplikt.

Per i dag er det ikke lov til å dele geografiske og tekniske detaljer om elektriske jordkabler fritt. Prosjektet "Ledninger i grunnen" – initiert av Miljøverndepartementet – ønsker å opprette en felles database/karttjeneste over alle nedgravde kabler, ledninger, rør osv. i Norge. Formålet med prosjektet er blant annet å redusere antall skader som skyldes graving, samt å forenkle koordinasjon og planlegging av infrastrukturarbeider. Det vil derfor være naturlig at en slik database også inneholder jordkabler i distribusjonsnettet, og at NVE videreformidler de innsamlede dataene til denne databasen. Før en slik database/karttjeneste kan bli en realitet må imidlertid rettslige utfordringer i forbindelse med distribusjon av og tilgang til denne typen elektroniske data løses.

Det er ikke samlet inn verken geografiske eller tekniske data for ledningsmaster.

3 Resultater

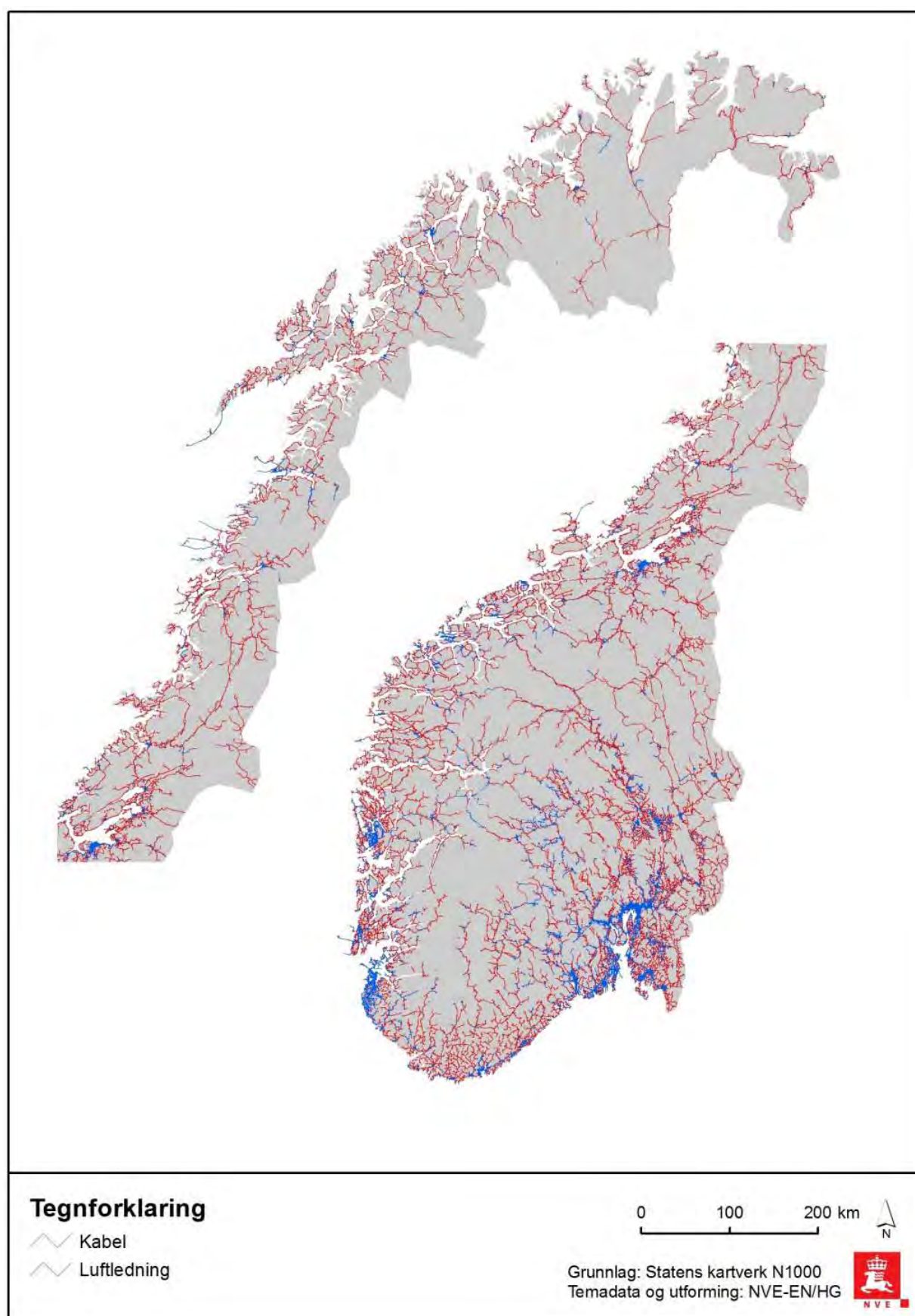
I dette kapitlet presenteres de viktigste resultatene fra datainnsamlingen. Kapitlet tar for seg ledninger, transformatorer, stasjoner og brytere.

3.1 Generelt

Tabell 2 viser hvor mange komponenter områdekonsesjonærene rapporterte inn data for, og figur 2 viser det høyspente distribusjonsnettets utstrekning.

Komponenttyper	Antall
Ledninger Luftlinjer og kabler (hengekabler, jordkabler og sjøkabler)	321 780
Stasjoner Nettstasjoner og kraftstasjoner	127 808
Transformatorer	120 612
Brytere Effektbrytere, lastskillebrytere, skillebrytere og siklastbrytere	317 203
Generatorer	468
Totalt	887 871

Tabell 2 Oversikt over alle komponentene som ble rapportert i innsamlingen.



Figur 2 Det høyspente distribusjonsnett i Norge. Røde linjer viser luftlinjer og blå jordkabler.

3.2 Ledninger

Tabell 3 viser en oversikt over dataene som ble samlet inn for de fire ledningstypene luftlinje, jordkabel, sjøkabel og hengekabel.

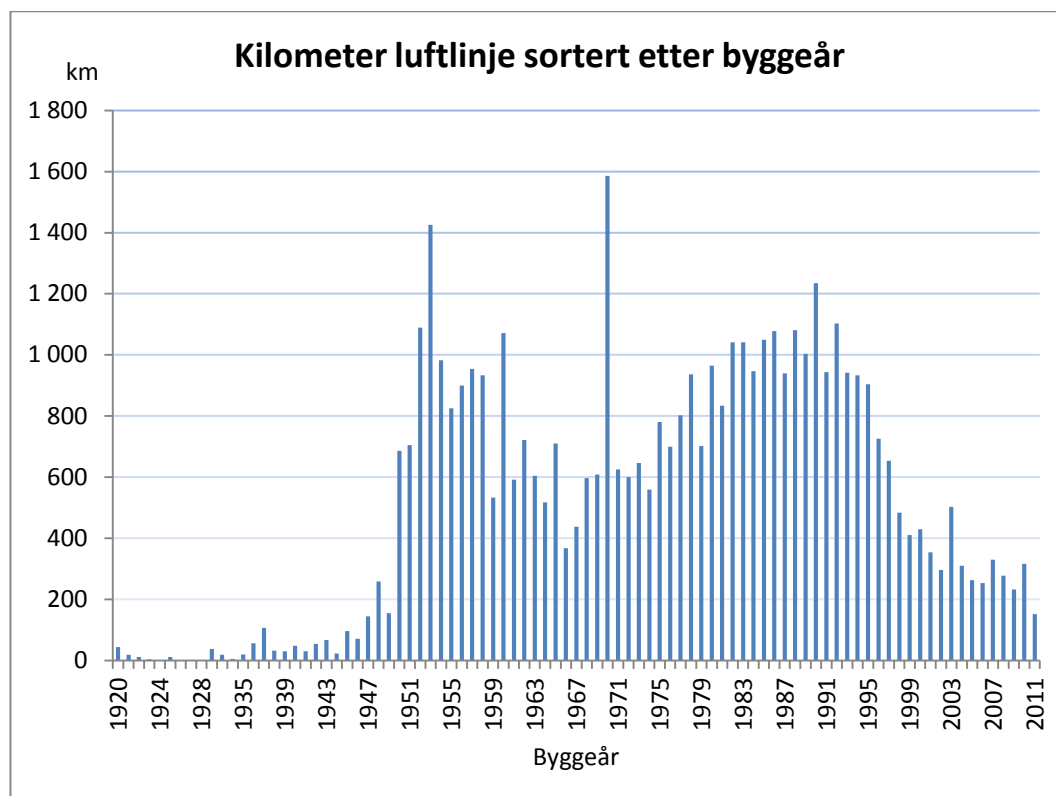
I beregningen av gjennomsnittlig byggeår for linjene ble ledningenes lengder lagt til grunn. Eksempelvis ville utbygging av 2 km linje i år 1900 og 1 km linje i år 2000 svart til 1933 som gjennomsnittlig byggeår.

Komponent-type	# rapportert	Samlet lengde i km	Byggeår snitt	# uten oppgitt lengde	# uten oppgitt byggeår	# ikke koblet til SOSI
Luftlinje	123 216	59 612	1976	0,8 %	21,9 %	3,4 %
Jordkabel	194 651	35 929	1993	0,7 %	35,8 %	6,8 %
Sjøkabel	698	831	1989	0 %	19,8 %	7,6 %
Hengekabel	1 776	657	2002	0,3 %	16,4 %	4,9 %

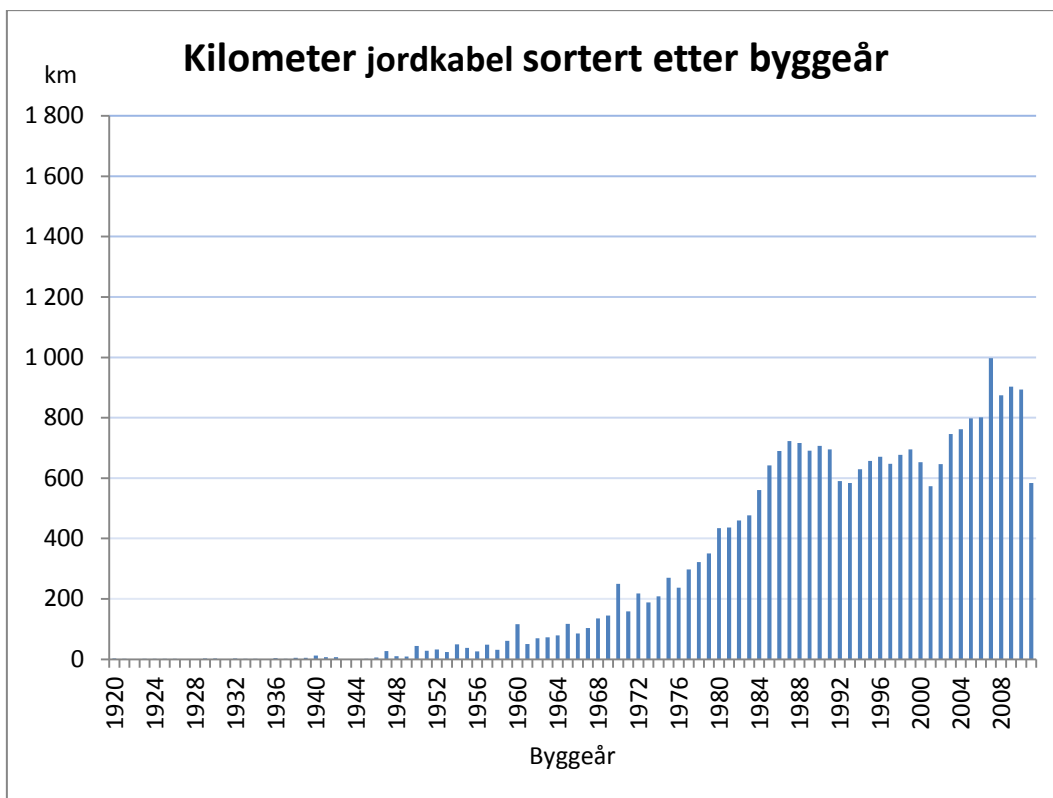
Tabell 3 Oversikt over dataene som ble rapportert for de fire ledningstypene. # betyr antall elementer, og *koblet til SOSI* viser om elementet ble rapportert med en kobling til geografisk informasjon.

3.2.1 Aldersfordeling etter type ledning

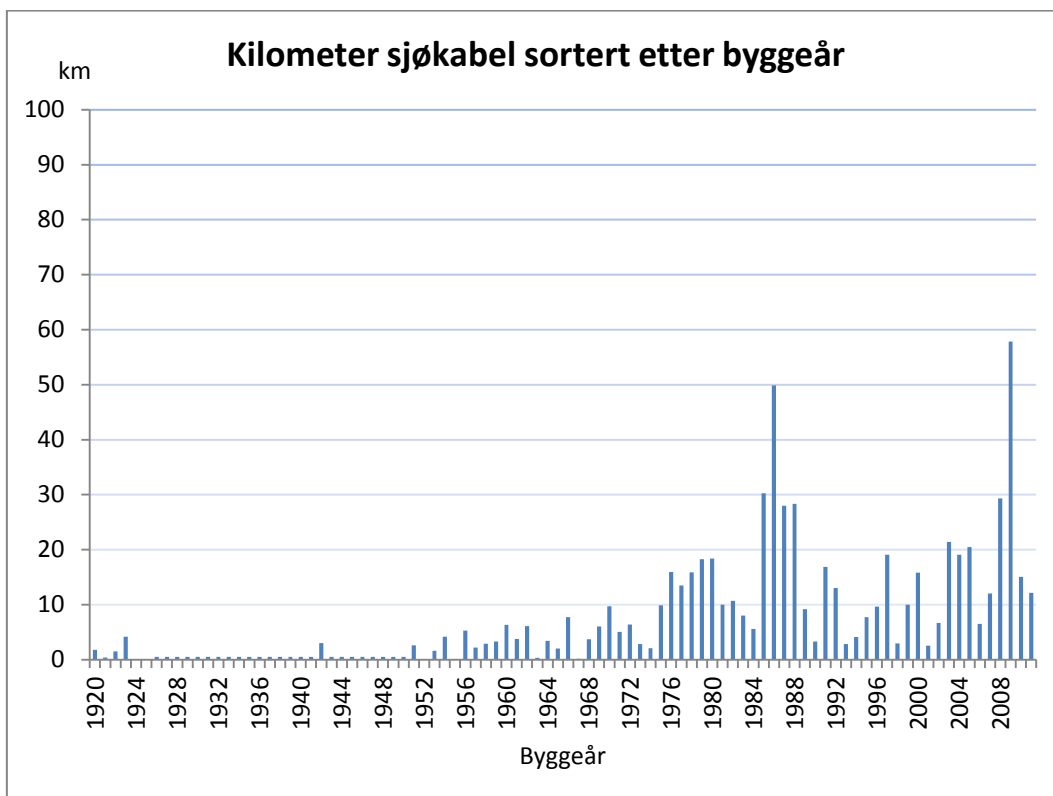
Figur 3-6 viser aldersfordelingen for de ulike ledningstypene i distribusjonsnett.



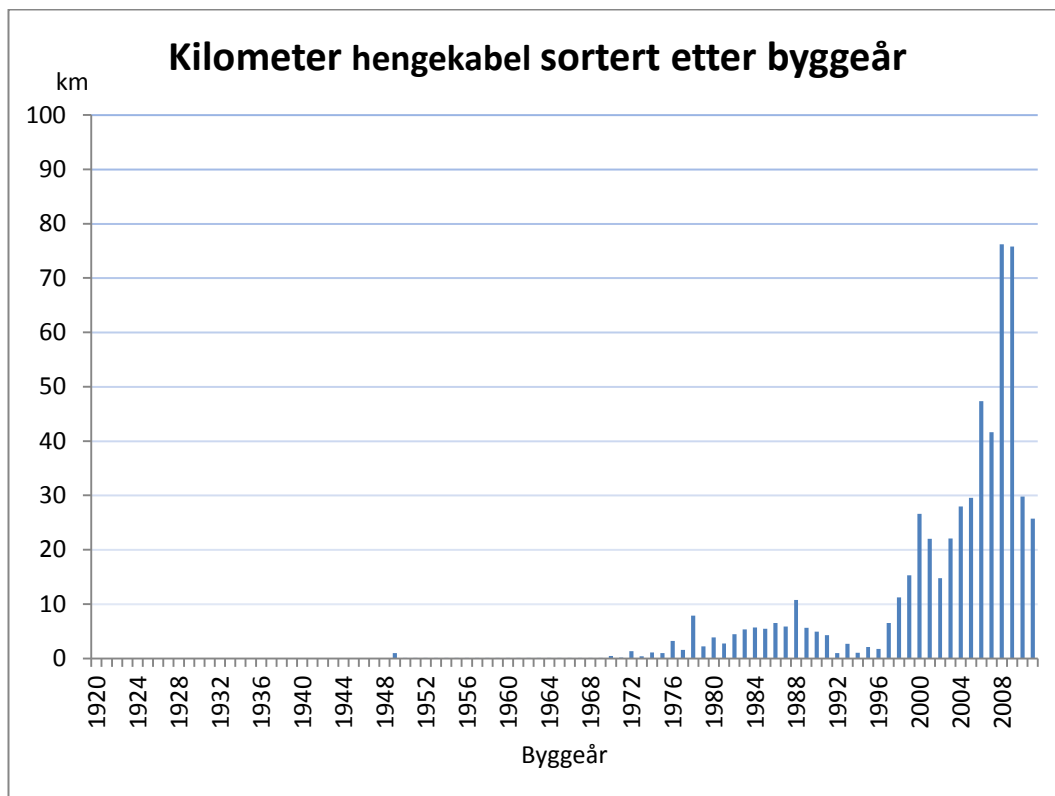
Figur 3 Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 13 000 km av nesten 60 000 km luftlinjer rapportert inn uten byggeår.



Figur 4 Antall kilometer jordkabel fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 10 000 km av nesten 36 000 km jordkabler rapportert inn uten byggeår.



Figur 5 Antall kilometer sjøkabel fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 150 km av omtrent 830 sjøkabler rapportert inn uten byggeår.



Figur 6 Antall kilometer hengekabel fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 90 km av nesten 660 km hengekabler rapportert inn uten byggeår.

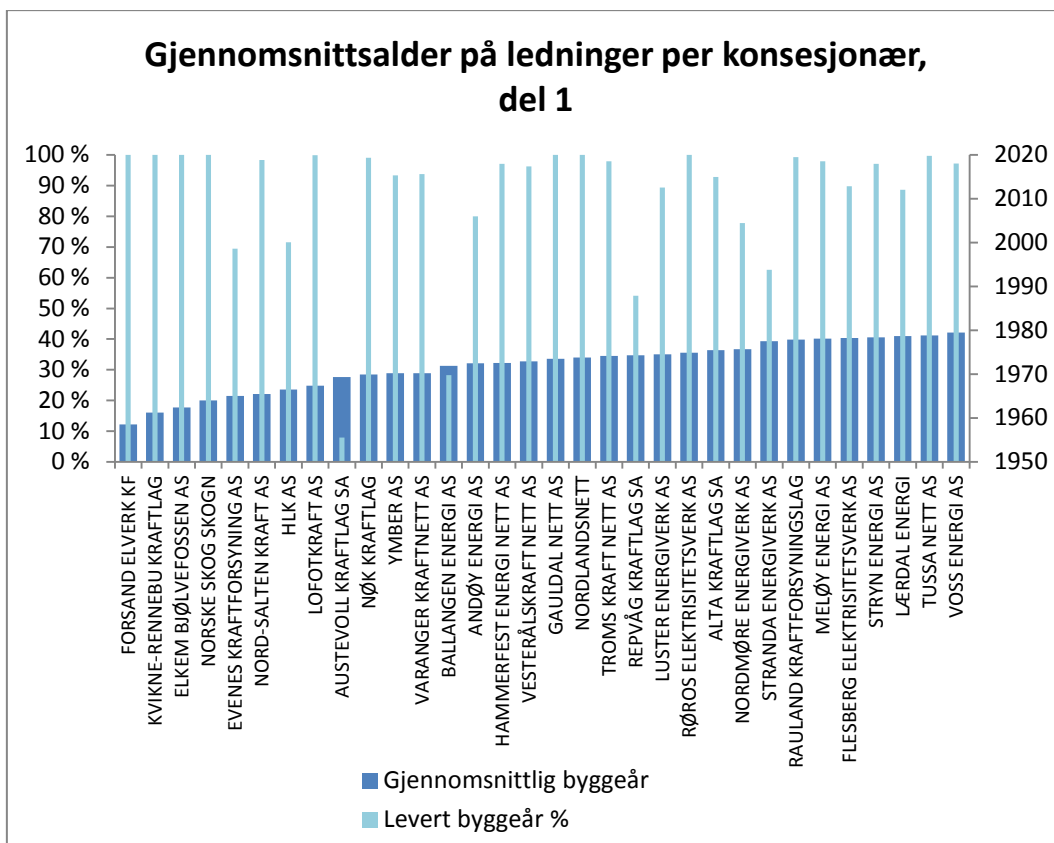
Visse uoverensstemmelser i datagrunnlaget kan tyde på at en del jordkabel er rapportert som hengekabel. Av 657 km med registrert hengekabel er anslagsvis 100 km i realiteten jordkabler.

3.2.2 Selskapsvis aldersfordeling

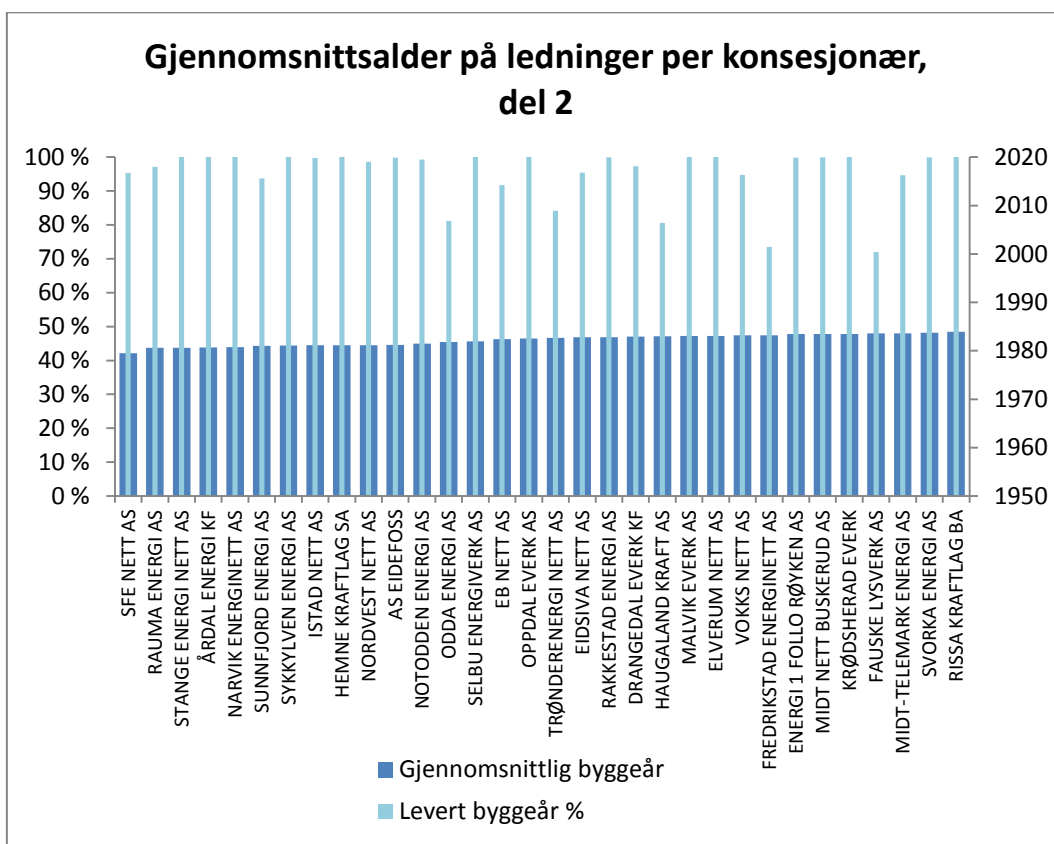
Søylediagrammene i figur 7-10 viser aldersdataene sortert selskapsvis. Gjennomsnittlig alder på ledningsnettet (alle ledningstyper) per områdekonsesjonær og for hvor stor del av sine ledninger konsesjonærene rapporterte inn aldersdata vises i henholdsvis mørkeblått og lyseblått. Ledninger med ukjent byggeår er ikke med i diagrammene.

De smale, lyseblå søylene som presenteres i diagrammene som *Byggeår rapportert i %* viser til andelen av områdekonsesjonærenes linjer som alder ble rapportert for. Her er det tatt utgangspunkt i ledningselementer som er rapportert med lengde større enn null.

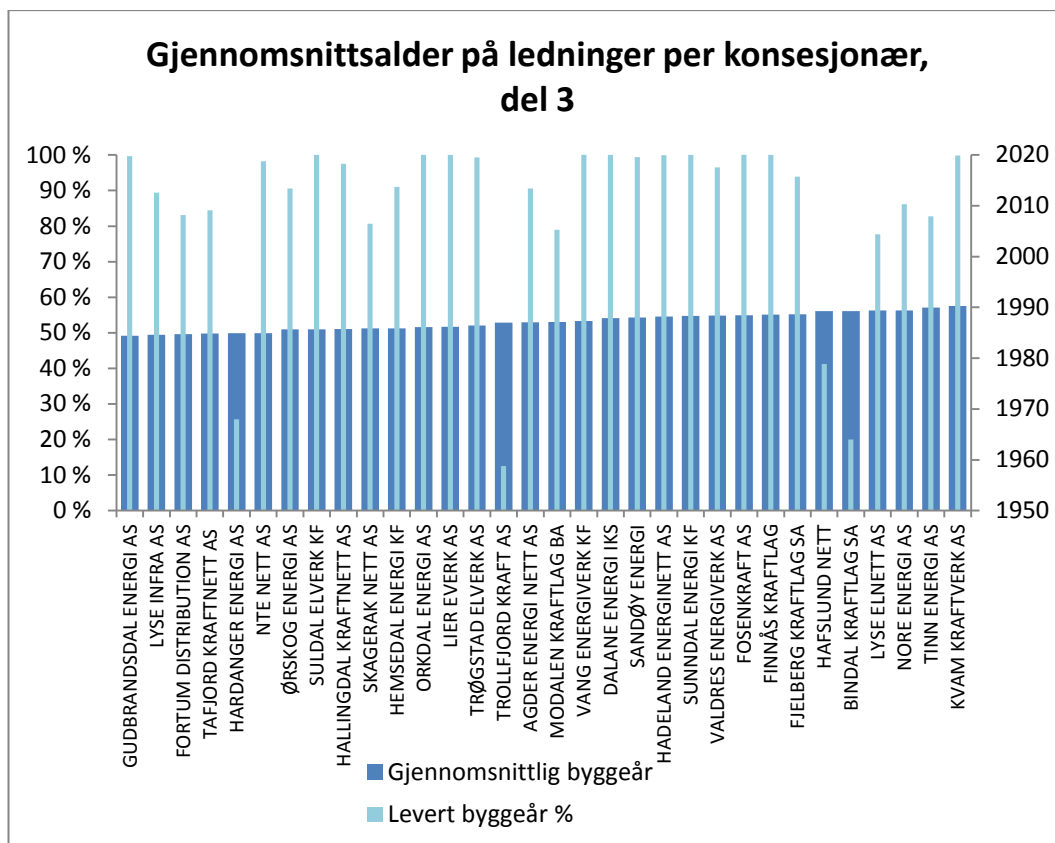
Resultatene presenteres over fire figurer for oversiktliggighets skyld.



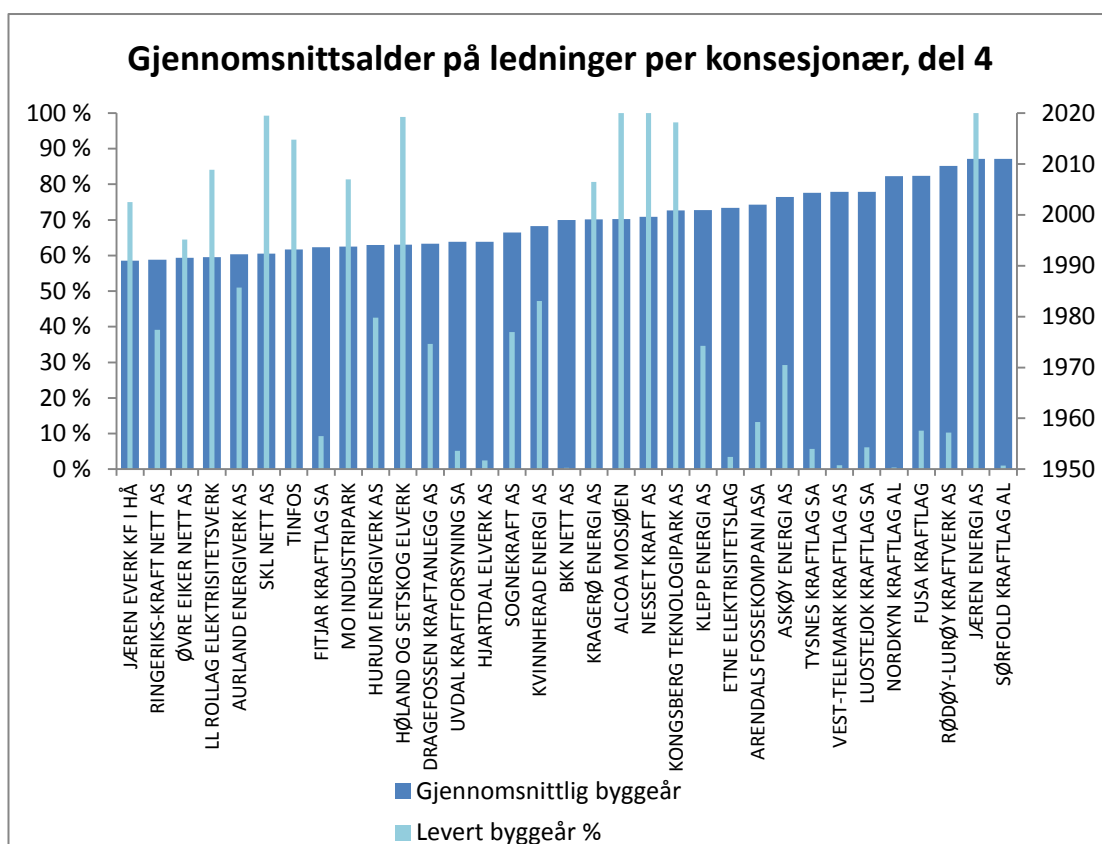
Figur 7 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 1.



Figur 8 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 2.



Figur 9 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 3.



Figur 10 Alder på ledninger per områdekonsesjonær, del 4

3.3 Transformatorer

Tabell 4 viser en oversikt over transformatorene i distribusjonsnettet som områdekonsesjonærene rapporterte inn data for.

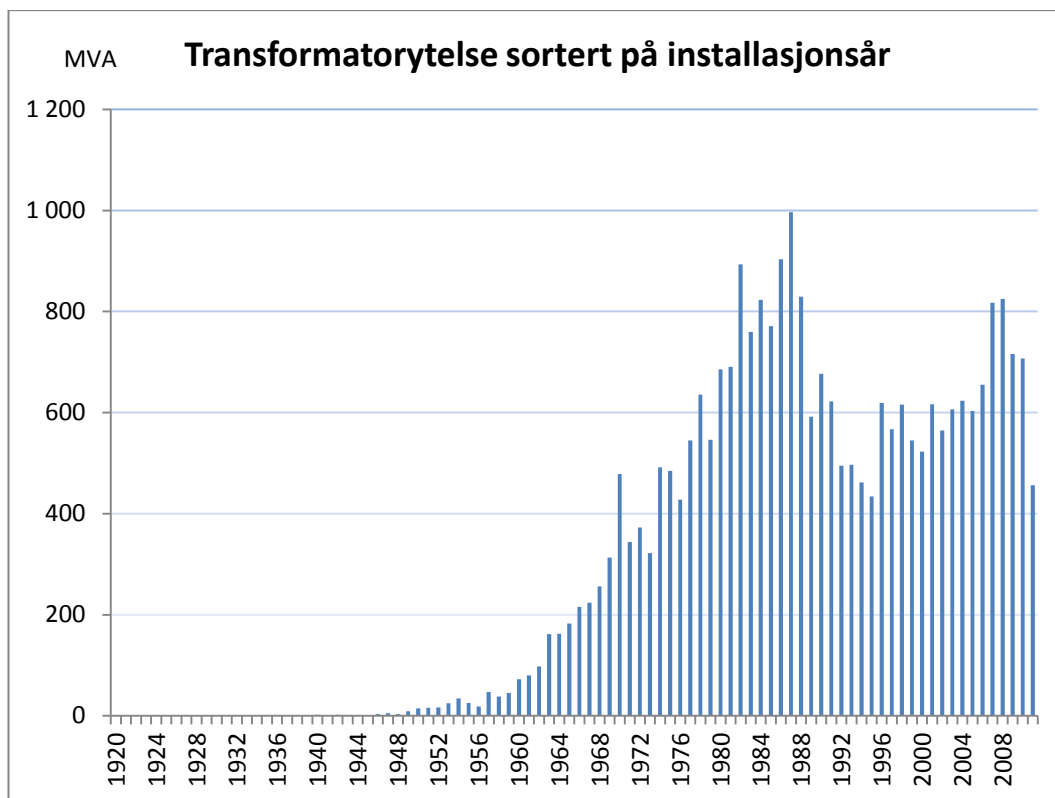
For beregningen av gjennomsnittsalder for transformatorene ble ytelse lagt til grunn. Eksempelvis ville installasjon av 2 MVA kapasitet i år 1900 og 1 MVA i år 2000 gi 1933 som gjennomsnittlig installasjonsår. Videre er ukjent viklingstype sett bort fra i fordelingen av to- og treviklingstransformatorer.

Transformatorer	
Antall rapporterte transformatorer	113 353
Total ytelse [MVA]	32 663
Andel toviklingstransformatorer	98,1 %
Andel treviklingstransformatorer	1,9 %
Gjennomsnittlig ytelse per trafo [kVA]	319
Gjennomsnittlig installasjonsår	1989
Andel av ytelse uten oppgitt byggeår	14,5 %

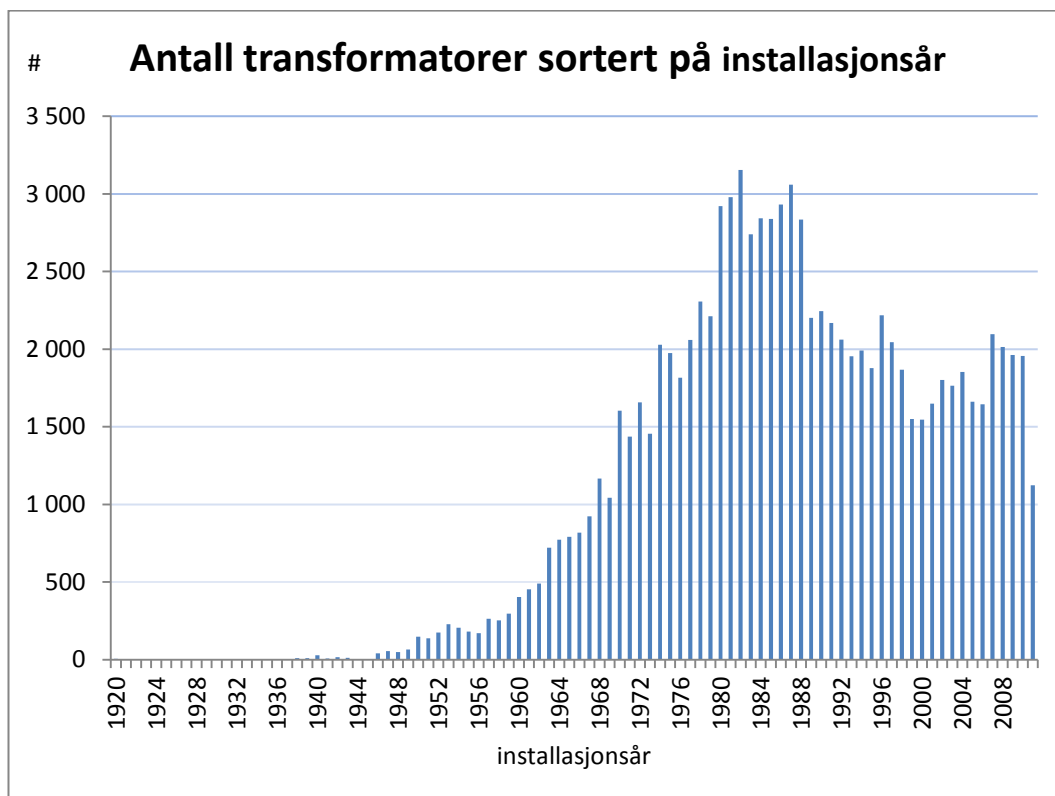
Tabell 4 Oversikt over rapporterte transformatordata.

Figur 11 og 12 viser transformatorytelse og antall transformatorer sortert på installasjonsår fra 1946 til 2011.

Fra figur 11 og 12 ser vi at en god del av transformatorene vi har i dag ble installert på åttitallet. Antallet transformatorer som ble installert fra begynnelsen av nittitallet og frem til i dag er dalende. Fordelingen av transformatorytelse på installasjonsår er tilsvarende frem til midten av nittitallet. Etter dette ser vi en økning i transformatorytelse installert frem til i dag. Gjennomsnittlig transformatorytelse har dermed blitt noe høyere de siste 15-20 årene.



Figur 11 Transformatorytelse i MVA fordelt på installasjonsår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken er i overkant av 4 700 MVA av nesten 32 600 MVA rapportert inn uten installasjonsår.



Figur 12 Antall transformatorer fordelt på installasjonsår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken er i overkant av 15 000 av i overkant av 113 000 transformatorer rapportert inn uten installasjonsår.

3.4 Stasjoner

Det ble samlet inn data om totalt 127 808 stasjoner av ulik type. Stasjon viser her til en transformatorstasjon, et koblingsanlegg eller en kraftstasjon. Fordelingen vises i tabell 5. Hovedkomponenten i bakkebaserte stasjoner og nettstasjoner i mast er transformatorer. For aldersfordelinger henvises det til figur 11 og 12.

Stasjoner	#
Bakkebasert stasjon	81 350
Nettstasjon i mast	40 670
Koblingsstasjon	2 527
Kraftstasjon	277
Ukjent type	2 984
Totalt	127 808

Tabell 5 Antall stasjoner av ulike typer i distribusjonsnettet.

3.5 Brytere

Det ble samlet inn informasjon om fire typer brytere; effekt-, lastskille-, skille- og siklastbrytere. Hovedfunnene presenteres i tabell 6. Brytere som installasjonsår ikke ble oppgitt for ble utelatt fra beregningen av gjennomsnittlig installasjonsår. At en bryter er koblet til stasjon betyr at bryteren ble rapportert med informasjon som gjør det mulig å koble bryteren til rett stasjon.

Type	# rapportert	Gjennomsnittlig installasjonsår	Andel installasjonsår ikke oppgitt	Andel koblet til stasjon
Effekt	18 652	1994	40 %	52 %
Lastskille	186 828	1992	52 %	62 %
Skille	97 739	1990	70 %	38 %
Siklast	12 391	1990	57 %	81 %

Tabell 6 Oversikt over rapportering av ulike typer brytere. # betyr antall elementer.

3.6 Generatorer

Som beskrevet i kapittel 2.2 er datagrunnlaget for generatorer i det høyspente distribusjonsnettet for tynt til å kunne presentere statistikk og gjøre generelle betraktninger.

4 Analyse av resultatene

I dette kapitlet følger noen betraktninger av innsamlingen og av resultatene fra kapittel 3.

4.1 Tidligere studier

I 2005 og 2010 ble det gjennomført innsamling av data for distribusjonsnett. Begge innsamlingene hadde som hovedmål å tallfeste aldersfordelingen for komponentene i kraftsystemet, for å kunne anslå det totale reinvesteringsbehovet.

I 2005 samlet NVE inn dataene som gjorde slike analyser mulig, og SINTEF Energiforskning analyserte deretter levetider og feilrater. Når en sammenlignet de innsendte dataene med det som var registrert i eRapp viste det seg at samsvaret var 64 % for ledningslengde og 55 % for transformatorytelse. Arbeidet er beskrevet i rapporten *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet* (NVE og SINTEF, 2005), hvor investeringer i distribusjonsnett for perioden 2005-2024 ble anslått til rundt 950 MNOK årlig.

I 2010 sendte til sammen 66 av 132 nettselskap inn data for distribusjonsnett til NVE. 54 av de 66 ble vurdert til å ha god nok oversikt over sitt nett til at dataene deres kunne brukes i statistikken. Datamengden svarte til rundt 56 % av alt høyspent distribusjonsnett i landet, og gjennomsnittlig alder ble beregnet å være 33 år for luftlinjer og 19 år for kabler.

For studiene fra 2005 og 2010 var datagrunnlaget altså adskillig svakere enn i innsamlingen fra 2011/2012. Enkelte referanser senere i dette kapitlet vil henvise til studien fra 2005.

4.2 Aldersfordeling

Dette kapittelet gir en oversikt over aldersfordelingen til de ulike komponenttypene i nettet. Tabell 7 viser gjennomsnittlig byggeår og hvor stor andel av komponentene som er utelatt av statistikken. Deretter blir fokuset lagt på luftlinjer og jordkabler som blir nærmere kommentert.

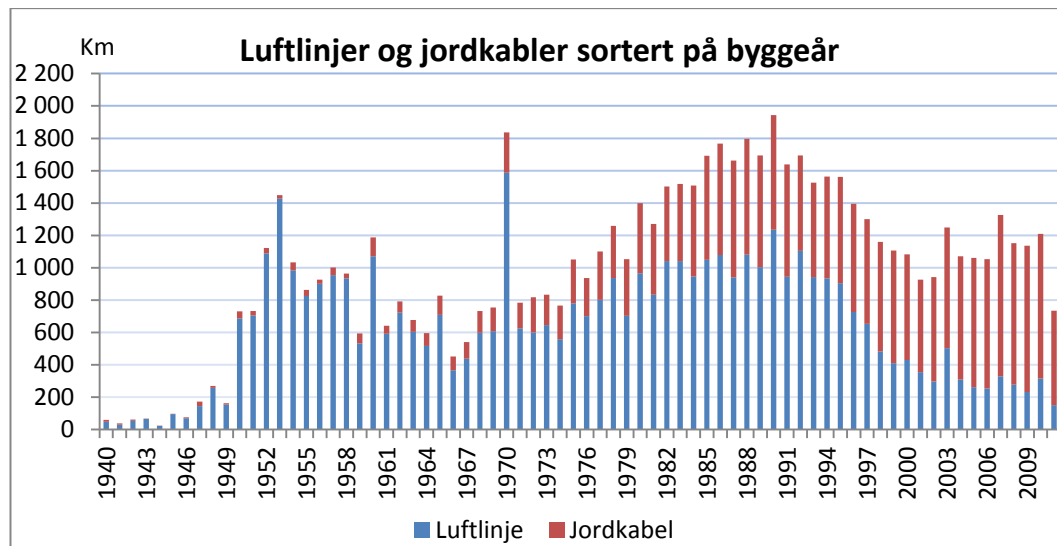
Komponenttype	Gjennomsnittlig installasjonsår / byggeår	Andel uten oppgitt installasjonsår / byggeår
Luftlinje	1976	21,9 %
Jordkabel	1993	35,8 %
Sjøkabel	1989	19,8 %
Hengekabel	2002	16,4 %
Transformator	1989	14,5 %
Effektbryter	1994	40,0 %
Lastskillebryter	1992	52,0 %
Skillebryter	1990	70,0 %
Siklastbryter	1990	57,0 %

Tabell 7 Oversikt over gjennomsnittlig byggeår/installasjonsår

Fra tabell 7 kan det se ut som luftlinjer i nettet er av de eldste komponentene. De ulike typer brytere skiller seg ut med svært høye andeler der installasjonsår ikke er oppgitt. For skillebrytere er kun 30 % rapportert med installasjonsår. Dette fører til et svært svakt grunnlag for gjennomsnittsalderen på de komponentene.

Den følgende teksten tar utgangspunkt i figur 3 og 4 som viser aldersfordelingen for henholdsvis luftlinjer og jordkabler. Som tabell 3 viser, rapporterte brorparten av konsesjonærene byggeårsdata for de aller fleste av ledningene sine; dette bekreftes i figur 7, figur 8 og figur 9.

Hovedtrekkene i aldersfordelingen av luftlinjer og jordkabler gjengis i figur 13.



Figur 13 Oversikt over aldersfordeling av luftlinjer og jordkabler for perioden 1940-2011.

Gjeldende politikk om utbygging av strømmettet³ er en videreførelse av *Loven om endringer i energiloven* som oppfordrer områdekonsesjonærene "... til som hovedregel å benytte jordkabel på overføringsforbindelser inntil 22 kV der naturgitte forhold tilsier at dette gir moderate naturinngrep og ekstrakostnader" (OED, 2009). Figur 13 viser at bygging av luftlinjer har gått kraftig ned, og på 2000-tallet har det blitt bygget to og en halv ganger så mange kilometer jordkabel som luftlinje. Figuren indikerer dermed at regjeringens kablingspolitikk var gjeldende strategi hos nettselskapene i mange år før loven trådte i kraft og i stor grad ser ut til å følges opp også i ettertid.

Figur 13 viser også at det i noen enkeltår er rapportert tilsynelatende anormale investeringer. Det mest iøynefallende året er 1970. Dette året har ett av selskapene rapportert at over 730 km ledninger er bygd. Det tilsvarer omtrent 67 % av totalt nett for det aktuelle nettselskapet og utgjør store deler av den anormale registreringen i 1970. Årsaken til denne rapporteringen er at alle ledninger som ikke var registrert med byggeår på 80-tallet fikk tildelt byggeåret 1970. Dette kan antakelig være ledninger bygd fra 50-tallet helt frem til 80-tallet.

Det samme fenomenet figurerer også i figur 5 og 6 som viser aldersfordelinger for sjø- og hengekabler. Her er forklaringen dog sannsynligvis en annen: Det bygges totalt sett så få kilometer av disse ledningstypene at én lang kabel kan gjøre et betydelig utslag i diagrammet. Eksempler på dette er sjøkabelen på 28 km fra Å til Værøy i 1986 og den 33 km lange sjøkabelen fra Værøy til Røst fra 2009. Disse tallene må holdes opp mot den totale lengden rapportert sjøkabel: 831 km.

Fra figur 13 kan det se ut som at Norge de siste 10-15 årene har vært gjennom en periode med lave investeringer i det høyspente distribusjonsnettet. Dette skyldes at landet er fullt ut elektrifisert og har hatt tilstrekkelig kapasitet i det eksisterende nettet, samt at nettet ennå ikke hadde nådd en tilstand hvor det har vært behov for store reinvesteringer. Alder er en faktor for tilstanden til nettet, men den er ikke den eneste faktoren for når en komponent bør skiftes ut, og antageligvis ikke den viktigste. Dette kan antas på bakgrunn av at omtrent en tredel av luftlinjene i nettet har høyere alder enn midlere anslått levetid

³ Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet, Stortingsmelding 14, 2011-2012

på 40 år; fra tall i *Aldersfordelingen for komponenter i kraftsystemet* (NVE og SINTEF, 2005). Tilstanden til komponentene vil avhenge av alder, belastningsgrad, vedlikehold, klima, miljø m.m. Linjer med høy belastning og på utsatte plasseringer vil kanskje ha en levetid som er mindre enn forventet. Andre linjer kan ha en mye lenger levetid. Noe av det eldre nettet kan være linjer som ikke er i bruk, men som står som reserve og derfor aldri vil føre til reinvestering.

4.3 Investeringsanslag

I dette kapittelet presenteres et anslag over investeringsbehovet i det høyspente distribusjonsnettet for perioden 2014- 2023. Nettselskapene som investeringsanslaget er basert på er valgt ut på bakgrunn av de innsamlede dataene om det høyspente distribusjonsnettet; særlig med henblikk på alder og lengde på nett. Det er alltid vanskelig å spå om fremtiden, og det påpekes derfor at det er stor usikkerhet knyttet til investeringsanslaget som presenteres her. NVE mener at nettselskapene har de beste forutsetningene for å vurdere tilstanden i sine egne nett. Nettselskapene fører selv oppsyn med ulike komponenter og kjenner også best til de lokale forhold som kan påvirke tilstanden til komponentene.

Investeringsanslaget baserer seg derfor på utvalgte nettselskapers totale investeringsbehov i det høyspente distribusjonsnettet fra 2014 til 2023. Det betyr at alle komponenter skal være med i dette anslaget, ikke bare luftlinjer, jordkabler og transformatorer, men også andre komponenter som effektbrytere og sjøkabler.

4.3.1 Forutsetninger

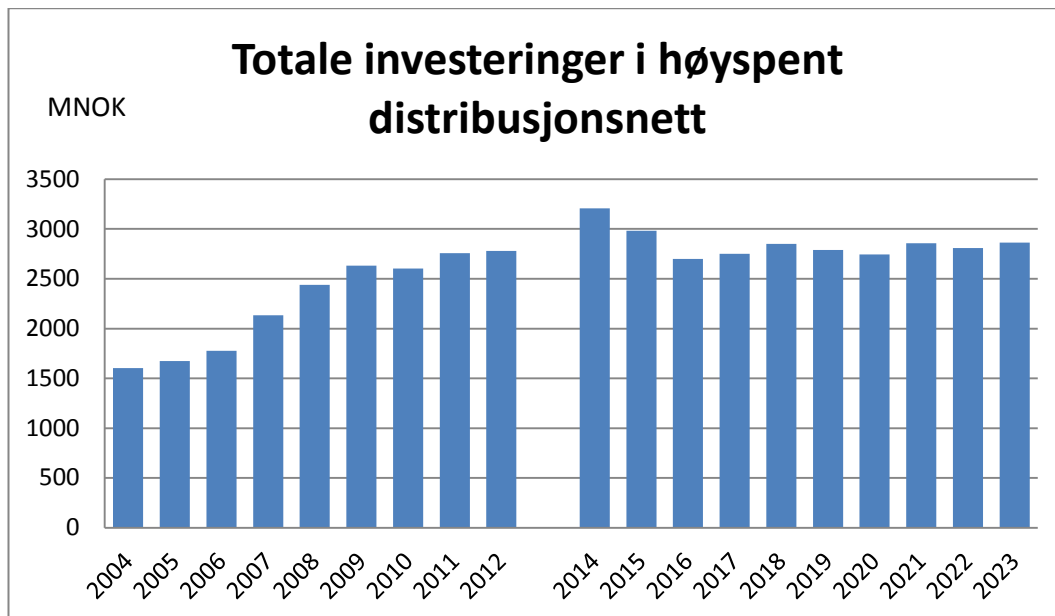
NVE har konferert med 23 utvalgte nettselskaper for deres investeringsplaner i det høyspente distribusjonsnettet i tidsrommet 2014-2023. Data ble innhentet i juli og august 2013. Data fra ett nettselskap ble utelatt fra beregningene da det ikke ble differensiert mellom lavspent og høyspent distribusjonsnett. De resterende 22 nettselskapene dette anslaget baserer seg på eier til sammen 59,3 % av totalt høyspent distribusjonsnett regnet i kilometer nett. De aktuelle nettselskapene er også valgt ut som et representativt utvalg. På bakgrunn av dette er investeringsplaner for de nettselskapene som eier de resterende 40,7 % av nettet estimert til å være tilsvarende til de det finnes et datagrunnlag for.

Nettselskapene er valgt med henblikk på å dekke store geografiske områder og ledningsvolum, samt å representere mangfoldet i befolkningstetthet, geografi og klima, i tillegg til alder på nett. Gjennomsnittalderen på ledningsnettet til de utvalgte selskapene korresponderer godt med gjennomsnittet for hele bransjen, både for gjennomsnittlig byggeår basert på denne innsamlingen, og en aldersindikator basert på økonomiske avskrivinger. Gjennomsnittlig byggeår for alle typer ledninger i distribusjonsnettet er 1983 og 1982 for henholdsvis de 22 nettselskapene og alle nettselskaper. Andel av nettet, med hensyn på lengde, som er oppgitt med byggeår er 71,8 % og 73,0 % for henholdsvis de 22 nettselskapene og alle nettselskaper. Vedlegg 1 viser en oversikt over nettselskapene som danner grunnlaget for anslaget. I vedlegg 2 er en graf som sammenligner aldersindikatorene for de 22 nettselskapene og bransjesnittet.

Dataene som er innhentet er nettselskapenes egne anslag/planer for investering. Det er ikke lagt noen føringer for hvordan anslagene er foretatt, annet enn at det skal inkludere reinvesteringer, nyinvesteringer og investeringer finansiert med anleggsbidrag.

4.3.2 Anslag for investeringsbehov

Figur 14 viser anslag for totalt investeringsbehov i det høyspente distribusjonsnettet i perioden 2014-2023. Figuren viser også bransjens faktiske investeringer i perioden 2004-2012. 2013 ble som inneværende år utelatt av spørreskjemaet til nettselskapene. Det er av samme grunn heller ikke med i de historiske dataene.



Figur 14 Investeringer i det høyspente distribusjonsnettet. Data for 2004-2012 er hentet fra eRapp og data for 2014-2023 er ekstrapolert fra 22 nettselskapers investeringsplaner

Fremtidsprognoser er mer usikre jo lengre frem i tid man ser. 2014 og 2015 skiller seg ut i figur 14 med et høyere investeringsbehov enn både de foregående og de neste årene. En mulig forklaring er at investeringsbehovet og tidspunktet for dette ofte fastslås ved selskapets eget oppsyn. Reinvestering må ofte gjøres relativt kort tid etter at behovet blir avdekket. En annen forklaring på dette kan være uforutsette hendelser, stormer og liknende, som har ført til behov for utbedringer. Dersom dette er tilfellet kan slike hendelser også føre til noe økt investeringsbehov også etter 2015.

For perioden 2014-2023 er det anslått et behov for investeringer i størrelsesorden 28,5 milliarder NOK i det høyspente distribusjonsnettet. Til sammenligning er investeringsbehovene i regional- og sentralnettet anslått til henholdsvis 16-18 og 50-70 milliarder NOK for tiårsperioden 2012-2021 (NVE, 2013).

For et sammenligningsgrunnlag nevnes det at reinvesteringsbehovet i luftlinjer og jordkabler i det høyspente distribusjonsnettet i 2005 ble anslått til totalt rundt 2,6 milliarder NOK for perioden 2004-2013 (NVE og SINTEF, 2005). Sammenlignet med de faktiske investeringstallene for samme periode er dette noe lavt, i perioden 2004-2012 ble det reinvestert i luftlinjer og jordkabler for totalt rundt 3,8 milliarder NOK.

I forbindelse med utarbeidelsen av Riksrevisjonens undersøkelse (Riksrevisjonen, 2007-08) ble det gjennomført en spørreundersøkelse blant driftsleder i nettselskapene. Av de som deltok i undersøkelsen svarte 65 % at de i stor/svært stor grad var enige i at det må investeres mer i deres distribusjonsnett de neste ti årene enn det har vært gjort de siste ti årene, dersom dagens tekniske tilstand skal opprettholdes. Gjennom endringer i

kontrollforskriften⁴ i 2009, kostnadsnormen i 2010 og rentemodellen i 2013 har NVE forsøkt å stimulere til en høyere reinvesteringstakt som gjør at investeringsbehovet møtes. Vi ser også av investeringstallene presentert i figur 14 at takten i reinvestering har blitt høyere de siste ti årene, og særlig siden 2006.

Anslaget i figur 14 antyder at investeringsnivået vil ligge forholdsvis jevnt og på dagens nivå de neste ti årene. Dette er svært positivt med hensyn på Riksrevisjonens bekymring om reinvesteringstakten, jf kapittel 2.3.2, da det antyder at vi i dag er kommet opp på et investeringsnivå som også gjenspeiler fremtidig behov.

I innsamlingen i august 2013 ble det også samlet inn investeringsplaner for lavspent distribusjonsnett og AMS. Det totale anslaget av investeringsbehovet for disse; henholdsvis 14,4 og 10,5 milliarder NOK for lavspent distribusjonsnett og AMS, er basert på de samme forutsetningene som det høyspente distribusjonsnettet. Utrekningsgrunnlaget er likevel justert; lavspent nett er basert på at de utvalgte selskapene eier 59,8 % av totalt antall km lavspent distribusjonsnett, og AMS er basert på at de utvalgte selskapene har omtrent 66,5 % av kundene i nettet.

⁴ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer av 1999.

5 Oppsummering

Alle referanser til nettet peker på det høyspente distribusjonsnettet, med mindre annet er spesifisert. Betrachtingene baseres på tallmaterialet og drøftelsene fra kapitlene 3 og 4.

Innsamlingen av data for det høyspente distribusjonsnettet ble gjennomført vinteren 2011/2012 på en tilfredsstillende måte; over 98 % av de nær 100 000 km med ledningsnett som ble meldt i eRapp i 2011 ble også rapportert i denne innsamlingen.

NVEs hovedmål med innsamlingen var å få bedre oversikt over nettet, blant annet med henblikk på å forbedre den økonomiske reguleringen av områdekonsesjonærene. Gjennom innsamling av geografiske data for luftlinjer og andre komponenter gjenspeiles nå nettselskapenes fysiske omgivelser bedre i den økonomiske reguleringsmodellen. Luftlinjene i det høyspente distribusjonsnettet kan sees i karttjenesten NVE Atlas.

Videre har dataene blitt brukt til utarbeidelse av diagrammer over aldersfordelinger for de ulike komponenttypene i kraftsystemet. Diagrammene kan tolkes dit hen at faktisk levetid for komponenter kan være vesentlig lenger enn tidligere antatt levetid. Med bakgrunn i at tilstanden til nettet avhenger av mange faktorer, kan man ikke anslå fremtidig investeringsbehov på alder alene.

Rundt 22 % av linjene og 36 % av jordkablene manglet data for byggeår. Dersom man antar at manglende data for byggeår oftest er tilfellet for eldre komponenter, kan man på grunnlag av manglende byggeår for komponenter anta at nettet fremstår som (vesentlig) yngre enn det faktisk er. For luftlinjer kan imidlertid utskifting av deler av komponenter ha blitt utført uten at byggeåret er forandret, noe som kan føre til at nettet fremstår som eldre enn det er.

Med utgangspunkt i utvalgte nettselskapers investeringsplaner er investeringsbehovet i det høyspente distribusjonsnettet blitt anslått til rundt 28,5 milliarder NOK for perioden 2014-2023. Dersom dette anslaget er riktig, vil investeringene de neste ti årene stabilisere seg på dagens nivå. Det er imidlertid stor usikkerhet ved et slikt anslag.

Dersom anslaget sammenlignes med de faktiske investeringene som er rapportert i eRapp for perioden 2004-2012 virker det likevel rimelig å anta at anslaget kan være i omtrentlig riktig størrelsesorden. Til sammenligning er investeringsbehovene i regional- og sentralnettet anslått til henholdsvis 16-18 og 50-70 milliarder NOK for tiårsperioden 2012-2021.

Tallmaterialet viser også at regjeringens føringer for valg av jordkabel fremfor luftlinje følges opp av nettselskapene, idet kun 25 % av nye ledninger har blitt bygget som luftlinjer mellom 2007 og 2011. Statnetts statistikk over driftsforstyrrelser og feil i det høyspente distribusjonsnettet viser at antall feil per 100 km ledning per år for perioden 2007-2011 var 6,74 for luftlinjer og 2,27 for kabler (Statnett, 2011). En av de positive effektene av overgangen mot et mer kabeltungt nett er dermed forbedret robusthet.

Gjennom datainnsamlingen har NVE tilegnet seg store mengder informasjon om egenskapene og beliggenheten til komponentene i det høyspente distribusjonsnettet. Denne informasjonen gir NVE bedre forutsetninger for å utføre sine arbeidsoppgaver på en god måte. Arbeid med oppdatering av denne databasen er en viktig forutsetning for å kunne fortsette å bruke de innsamlede dataene fremover.

6 Kildeliste

NVE og SINTEF. (2005). *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet.*

NVE. (2013). *Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet.*

OED. (2009). *Ot.prp. nr. 62 om lov om endringer i energiloven .*

Riksrevisjonen. (2007-08). *Riksrevisjonens undersøkelse om statlig virkemiddelbruk for sikker og pålitelig overføring av kraft i distribusjonsnettet.*

SINTEF. (2012). *Kostnadskatalog distribusjonsnettet.*

SNL. (2013). *Energi i Norge.* Hentet 26. april, 2013 fra Store Norske Leksikon:
http://snl.no/Energi_i_Norge

Statnett. (2011). *Årsstatistikk 2011: Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonssystemet 1-22 kV.*

Vedlegg

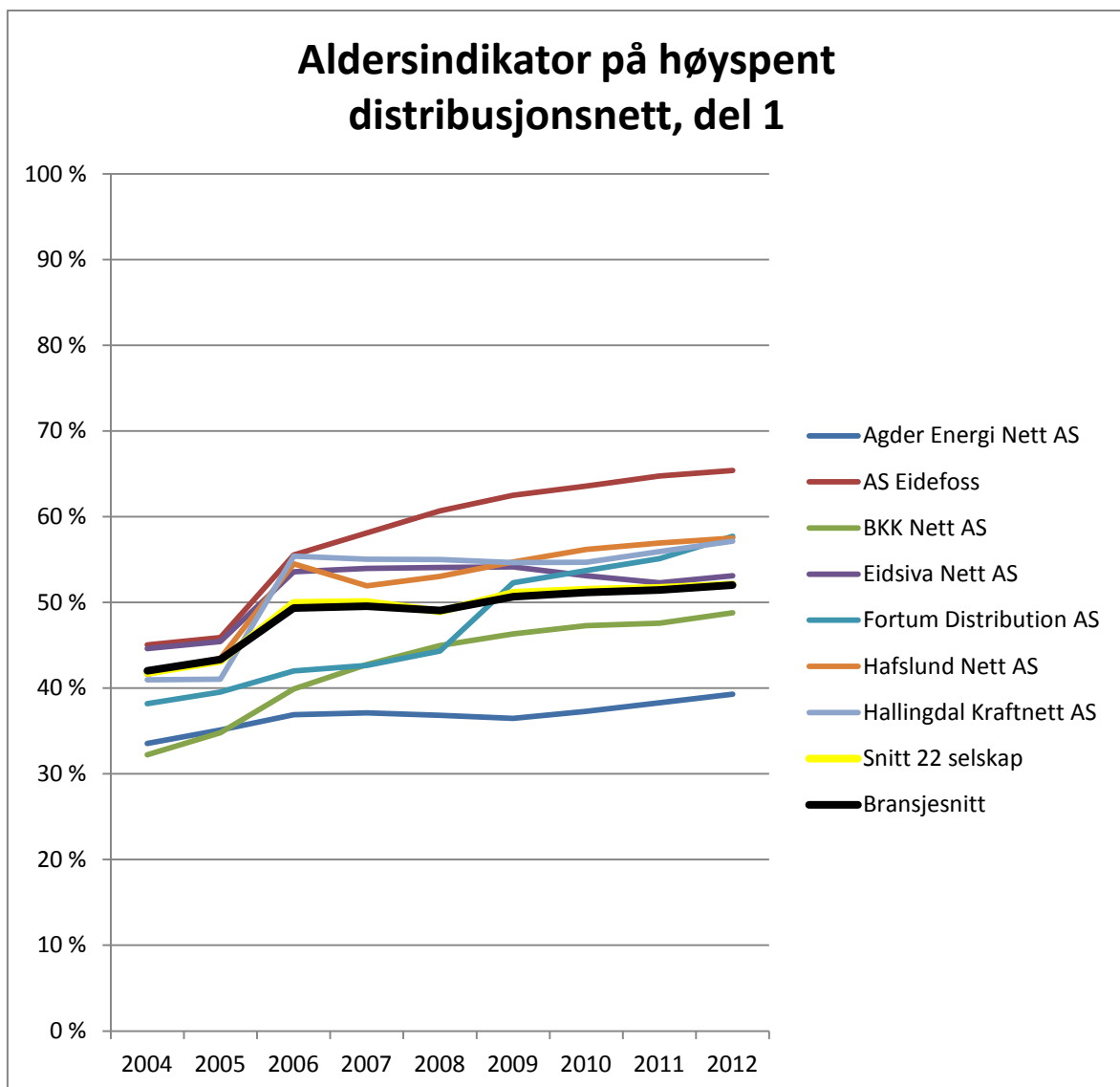
1 Oversikt over utvalgte nettselskaper

DN Norge (km)	97 062						
Konsesjonær	DN (km)	Andel av totalt DN	Antall kunder	km med år	andel km med år	Snitt år (per km)	Fylke
Agder	5 593	5,76 %	184 000	5 074	90,72 %	1990	Øst-Agder, Vest-Agder
BKK	4 220	4,35 %	180 000	15	0,36 %	1999	Hordaland
Eidefoss	968	1,00 %	13 000	967	99,90 %	1981	Oppland
Eidsiva	6 479	6,68 %	142 000	6 179	95,37 %	1983	Hedmark, Oppland
Fortum	2 678	2,76 %	100 000	2 225	83,08 %	1985	Østfold
Hafslund	7 345	7,57 %	570 000	3 027	41,21 %	1989	Oslo, Akershus, Østfold
Hallingdal	1 106	1,14 %	21 000	1 078	97,47 %	1986	Buskerud
Hardanger	386	0,40 %	6 200	99	25,65 %	1985	Hordaland
Helgeland	3 054	3,15 %	44 000	0	0,00 %	-	Nordland
Istad	1 119	1,15 %	25 000	1116	99,73 %	1981	Møre og Romsdal
Lofotkraft	886	0,91 %	15 800	886	100,00 %	1967	Nordland
Lyse	2 909	3,00 %	130 000	2 260	77,69 %	1989	Rogaland
Nordlandsnett	980	1,01 %	30 000	980	100,00 %	1974	Nordland
Nord Østerdal	999	1,03 %	10 000	989	99,00 %	1970	Hedmark
NTE	5 315	5,48 %	81 400	5219	98,19 %	1985	Nord-Trøndelag
Repvåg	480	0,49 %	4 300	260	54,17 %	1974	Finnmark
SFE	1 480	1,52 %	23 000	1410	95,27 %	1979	Sogn og Fjordane
Skagerak	4 316	4,45 %	180 000	3480	80,63 %	1986	Buskerud, Vestfold, Telemark
Troms Kraft	4 143	4,27 %	69 000	4056	97,90 %	1974	Troms
Tussa	1 064	1,10 %	28 000	1058	99,44 %	1979	Møre og Romsdal
Vest Telemark	1 019	1,05 %	13 000	11	1,08 %	2005	Telemark
Ymber	970	1,00 %	8 500	906	93,40 %	1970	Troms, Finnmark
Utvalgte selskap	57 509	59,25 %	1 878 230	41 880	71,81 %	1983	

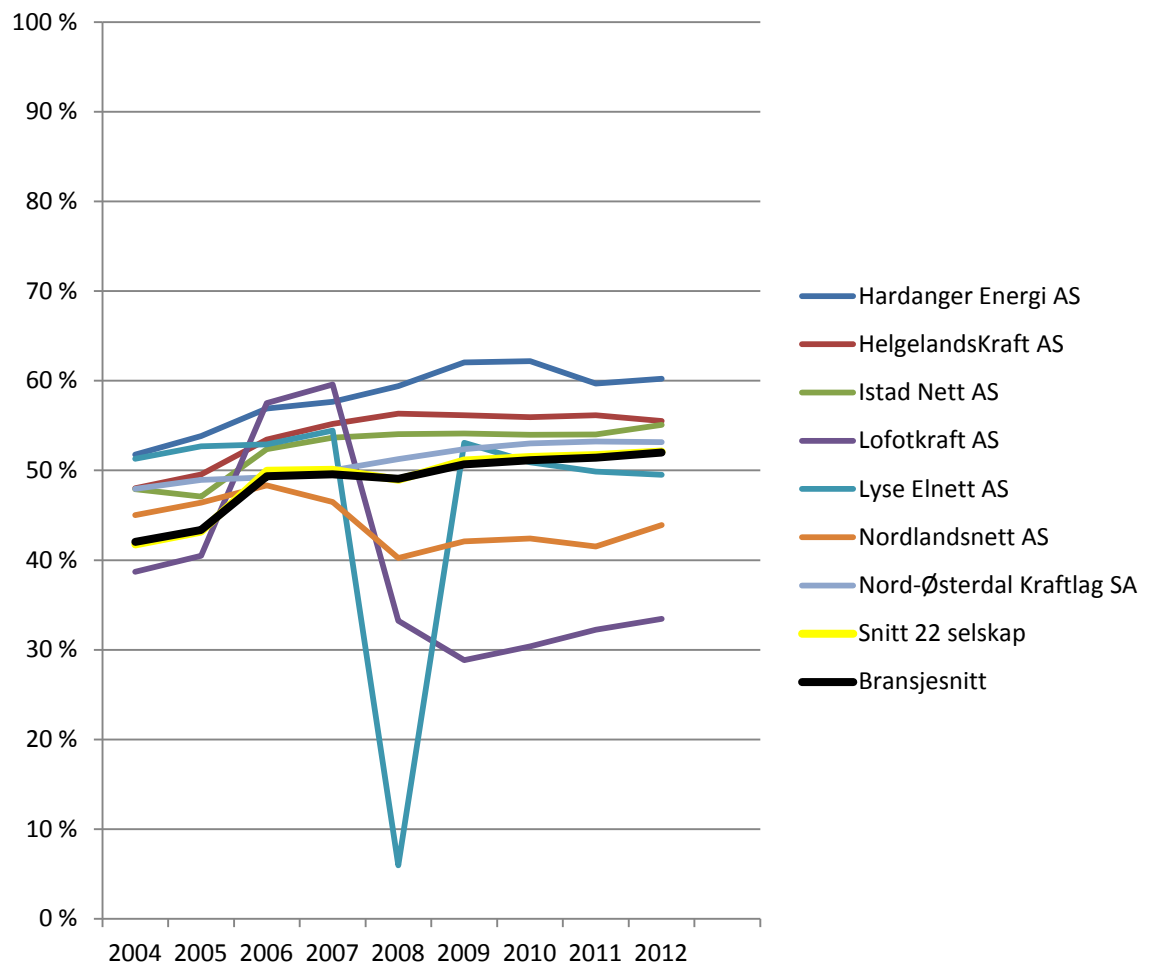
Oversikten over utvalgte nettselskaper inneholder lengde på ledninger (luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og hengekabler) i distribusjonsnettet (DN), antall kunder, lengde på ledninger med oppgitt byggeår, gjennomsnittlig byggeår for ledninger og hvilke fylker nettselskapene ligger i.

2 Aldersindikator for bransjesnitt og utvalgte nettselskaper basert på økonomisk avskrivning

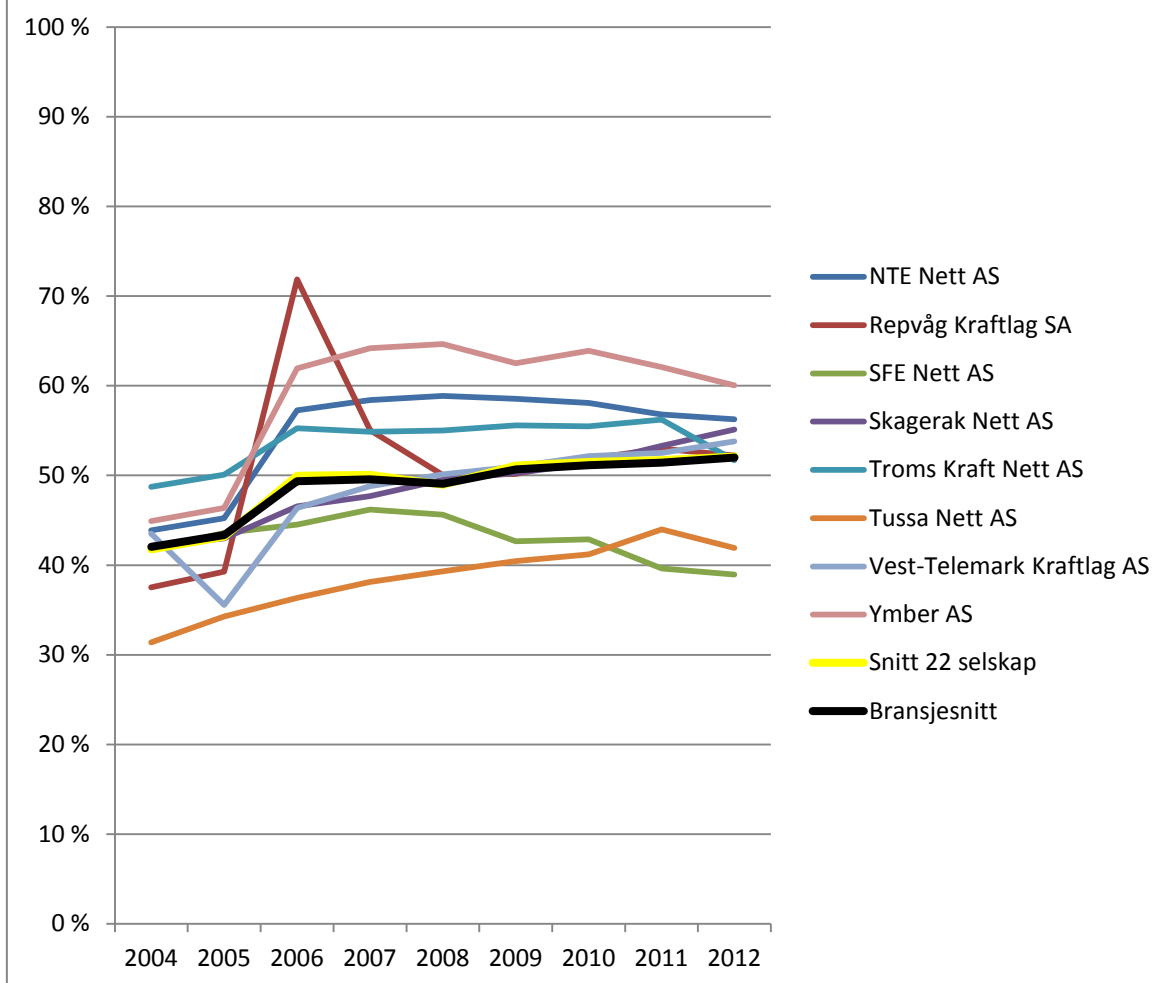
Vi har anslått nettets alder ved å se på forholdet mellom nettanleggenes akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad. Jo høyere andel de akkumulerte avskrivningene utgjør av den historiske investeringskostnaden, jo eldre er nettanleggene. Når alle anleggene er helt avskrevet, er andelen 100 prosent. Aldersindikator for de forskjellige selskapene er presentert over tre figurer som alle også viser snittet for de 22 selskapene og for hele bransjen.



Aldersindikator på høyspent distribusjonsnett, del 2



Aldersindikator på høyspent distribusjonsnett, del 3



Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2014

Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere

Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnett. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no