

Nettmessige konsekvenser ved økt grad av elbillading i distribusjonsnettet

Tonje Kroglund Rian

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Trond Toftevaag, IEL

Medveileder: Rune Paulsen, NTE

Jan Foosnæs, NTE

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Forbruket av elektrisitet går mot en forandring fra laster med høyt energiforbruk til laster som krever høy effekt. Det er stor interesse rundt elbiler, og stadig flere velger å skaffe seg det. Integrasjon av elbillading i distribusjonsnettet vil skape et ekstra effektbehov. Dette stiller krav til overføringskapasiteten i nettet, og dagens nettkapasitet settes dermed på prøve da nettet allerede er tungt belastet flere steder. I oppgaven skal det gjøres stasjonære analyser av elbillading ved hjelp av modelleringer og simuleringer. Oppgaven omfatter følgende arbeidspunkter:

- Utføre teoretisk studie av elbilens ladeforløp med reelle måledata fra elbillading og batteriteknologi knyttet til elbiler.
- Identifisere aktuelle metoder for bestemmelse av spenningsusymmetri, og studere konsekvenser av spenningsusymmetri for asynkronmaskiner.
- Utføre analyser av spenningskvalitet i nettet ved ulike penetrasjonsgrader av elbillading i IT-nett og TN-nett.
- Studere ulike ladeeffekter for å se hvor stor enfaselading som kan tillates sett opp mot forskriftenes krav til spenningsusymmetri og spenningsfall.
- Hvordan spiller kortslutningsytelsen inn på ladestrømmens størrelse?
- «Smart lading» - Koordinering av elbillading sett opp mot transformator kapasitet.

Forord

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med masteroppgaven våren 2017 ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU, ved institutt for elkraftteknikk. NTE har vært samarbeidsbedrift, og veileder fra NTNU har vært Trond Toftevaag. Masteroppgaven tar for seg nettmessige konsekvenser ved økt grad av elbillading i distribusjonsnettet. Oppgaven består av en teoretisk del og simuleringsdel som er utført i programmene Netbas og DigSilent PowerFactory.

Jeg vil rette en takk til førstelektor Trond Toftevaag for veiledning og råd gjennom året. Videre vil jeg takke Rune Paulsen og Jan A. Foosnæs ved NTE for konstruktive tilbakemeldinger og hjelp til oppbygging av casene. Jeg vil også rette en takk til Bendik og Henrik ved SINTEF for tilgang til reelle måledata på elbillading, og hjelp til simuleringer i DigSilent PowerFactory.

Trondheim, juni 2017
Tonje Kroglund Rian

Sammendrag

Denne masteroppgaven er et studie om nettmessige konsekvenser ved økt grad av elbillading i distribusjonsnett. Det er utført simuleringer i programmene Netbas og DigSilent PowerFactory. Simuleringene baserer seg på to ulike ladestrømmer for elbillading – 16 A og 32 A. I case 1 er det utført simuleringer i Netbas på et bestemt nettområde som NTE eier og drifter. Her er det sett på hvordan belastning av transformatorer og spenning blir påvirket ved de to ladestrømmene og ved ulike ladestrategier – normal lading og smart lading. I case 2 er det studert spenningsusymmetri og spenningsfall ved ulike penetrasjonsgrader av elbillading i et IT-nett og i et TN-nett ved hjelp av simuleringer i DigSilent PowerFactory.

Det er i dag ingen insentiver til å forskyve ladingen til tider av døgnet hvor lasten er lav (smart lading). Dette vil være avgjørende for at nettet skal tåle høy penetrasjonsgrad av elbillading. Nettet som er studert i case 1 består av 1320 kunder. Det er antatt at 70 % av kundene lader elbilen sin hjemme, hvor 60 % lader elbilen hver dag og de resterende 40 % lader den når State of Charge er på en gitt verdi. Simuleringene er utført klokken 19 på en relativ kald vinterdag. Resultatet for 100 % penetrasjonsgrad av elbiler (1 per kunde) viser at ingen transformatorer i nettet blir overbelastet hvis ca. 50 % av ladingen er smart lading og det lades med 16 A ladestrøm. Høy penetrasjonsgrad av 32 A hjemmelading anbefales ikke da en slik ladestrøm fører til overbelastning av flere transformatorer, selv med 50 % smart lading.

I case 2 er det analysert et IT-nett og et TN-nett med 16 kunder hver. Resultatet viser at høy ladestrøm og høy penetrasjonsgrad av kunder som benytter hjemmelading av elbil vil føre til at forskriftens grenser for spenningsfall og spenningsusymmetri blir brutt, dette gjelder både for TN-nett og IT-nett.

Ved 16 A enfaselading er kravet for maksimalt tillatt spenningsfall begrensende ved penetrasjonsgrad på 25 % og 50 %, mens både kravet for maksimal spenningsusymmetri (2 %) og spenningsfall er begrensende ved 100 % penetrasjonsgrad. Lengdene på kabler og linjer har blitt justert for å studere hva kortslutningsytelsen har å si for spenning og usymmetri. Ved 100 % penetrasjonsgrad og 16 A lading vil det være tilstrekkelig med en kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt på $I_{kmin} = 1000$ A for IT-nettet og $I_{kmin} = 900$ A for TN-nettet. Ved økt ubalanse av last mellom fasene og økt last vil spenningsnivå minke og maksimal spenningsusymmetri øke. Det er derfor viktig at lasten blir mest mulig fordelt mellom fasene på den aktuelle avgangen.

Enfase 32 A lading krever kortslutningsytelse $I_{kmin} = 1900$ og $I_{kmin} = 1600$ i nettets svakeste punkt for henholdsvis IT-nettet og TN-nettet. Etersom det i store deler av det norske distribusjonsnett er lav kortslutningsytelse (40 % kundene har kortslutningsytelse < 1000 A) vil høy penetrasjonsgrad av 32 A enfaselading kreve dyre nettoppgraderinger. 32 A lading bør derfor kun utføres som trefaselading hos kunder med sterkt nett.

Abstract

This master thesis is a study of grid related consequences of charging of electric vehicles in distribution network. Netbas and DigSilent PowerFactory are used as simulation tools. It has been performed simulation of two different charging currents - 16 and 32 A. In case 1, Netbas simulations have been performed on a particular network area that NTE owns and drifts. It is studied how load of transformers and voltage are affected by the two charging currents and by different charging strategies – normal charging and smart charging. In case 2, voltage drop and voltage unbalance has been studied for different penetration rates of electric vehicles for an IT-network and for a TN-network. In this case, DigSilent PowerFactory is used as the simulation tool.

There is currently no incentive to move the charging to times of the day where the load is low (smart charging). If the network should withstand high penetration rates of electric vehicle charging, this will be crucial. The network which is studied in Case 1 consists of 1320 customers. It is estimated that 70 % of customers charge their electric vehicle at home, whereas 60 % charge the electric vehicle every day and the remaining 40 % charge it when the State of Charge is at a set value. The simulations are performed at 19 o'clock on a relatively cold winter day.

The result of 100 % penetration rate of electric vehicles (1 per customer) shows that none of the transformers in the grid become overloaded if approximate 50 % of the charging is smart charging, and the charging current is 16 A. High penetration rate of 32 A charging current is not recommended as such charging current leads to overloading of several transformers, even with 50 % smart charging.

In Case 2 an IT-network and a TN-network with each 16 customers has been analysed. The result shows that high charging current and high penetration rates of customers using home charging of electric vehicles will have a lot of impact for the voltage level and voltage symmetry, for both TN-networks and IT-networks.

At 16 A single-phase load, the requirement for maximum permissible voltage drops is limited by penetration rates of 25 % and 50 %, while both the requirement for maximum voltage symmetry (2 %) and voltage drop is limiting at 100 % penetration rate. The lengths of cables and lines have been adjusted to study what short-circuit performance has to say for voltage level and voltage unbalance. At 100 % penetration rate and 16 A charging current, a short-circuit performance in the network's weakest point is calculated to $I_{kmin} = 1000$ A for the IT-network and $I_{kmin} = 900$ A for the TN-network. With increased unbalance and increased load, the voltage level decreases and maximum voltage unbalance increases. It is therefore important that the load is distributed as much as possible between the phases.

Single-phase 32 A charging current requires short-circuit performance $I_{kmin} = 1900$ and $I_{kmin} = 1600$ in the network's weakest point for the IT-network and the TN-network, respectively. As the majority of the Norwegian distribution network has low short-circuit performance (40 % of customers have short-circuit performance <1000 A), high penetration rates of 32 A single-phase charging will lead to expensive network upgrades. 32 A charging should, therefore, be performed only as a three-phase load for customers with a strong network.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn.....	1
1.2	Mål og oppgavebeskrivelse	1
1.3	Rapportens struktur.....	1
1.4	Avgrensninger.....	2
2	Det norske distribusjonsnett	3
2.1	Oppbygging	3
2.2	IT-nett og TN-nett.....	3
2.2.1	IT-nett	4
2.2.2	TN-nett.....	5
2.2.3	Kortslutningsytelse	5
2.2.4	Spenningsfall	7
2.3	Spenningsregulering i distribusjonsnett.....	9
2.4	Forbruksmønster	11
3	Forskrift om leveringskvalitet	15
3.1	Overharmoniske.....	15
3.1.1	Individuell overharmonisk forvrengning.....	15
3.1.2	Total harmonisk forvrengning (THD)	16
3.2	Flimmer	16
3.3	Spenningsusymmetri.....	17
3.4	Spenningsendring	17
4	Elbiler og elbillading	18
4.1	Elbil i Norge	18
4.2	Batterier	18
4.2.1	Li-ion-batteri.....	19
4.3	Elbillading.....	22
4.3.1	Hurtiglading.....	23
4.3.2	Lading hjemme	23
5	Mulige konsekvenser ved økt grad av elbillading i nettet	29
5.1.1	Overbelastning av transformator	29
5.1.2	Spenningsfall	29
5.1.3	Spenningsusymmetri	30
6	Simuleringsmodell og resultater	39
6.1	Case 1 – Simuleringsstudie av belastning av transformatorer og spenningsfall i et 22 kV distribusjonsnett	39
6.1.1	Simuleringsverktøy og beskrivelse av nettet	39
6.1.2	Case 1.1 - Én elbil per husstand	40
6.1.3	Case 1.2 - Elbillading ved ulike ladestrategier	41
6.2	Case 2 – Simuleringsstudie av spenningsfall og spenningsusymmetri for IT-system og TN-system i DigSilent PowerFactory	50
6.2.1	Simuleringsverktøy og metode	50
6.2.2	Simuleringsresultater IT-system.....	51
6.2.3	Simuleringsresultater TN-system	60
6.2.4	Spenningsfall i IT-nett vs. TN-nett.....	67
7	Oppsummering og diskusjon	69

8	Konklusjon	74
9	Forslag til videre arbeid.....	75
10	Referanseliste	76

Vedlegg A	Motordata for belastbarhet som funksjon av spenningsusymmetrifaktoren
Vedlegg B	Belastning nettstasjoner når alle 1320 kundene lader med 16 A ladekontakt
Vedlegg C	Fremgangsmåte case 1 for å finne den ekstra lasten elbilladingen vil forårsake ved ulike ladestrategier
Vedlegg D	Belastning på nettstasjoner ved ulike ladestrategier med 16 A ladekontakt
Vedlegg E	Belastning på nettstasjoner ved ulike ladestrategier med 32 A ladekontakt

Figurliste

Figur 2.1: Illustrasjon av strømmettet i Norge [3].	3
Figur 2.2: Eksempel på tre ulike topologier i lavspent distribusjonsnett [5].	4
Figur 2.3: Prinsippskisse av et IT-system [4].	4
Figur 2.4: Prinsippskisse av et TN-system [4].	5
Figur 2.5: Spenningsfall i mateledning hos sluttbruker.	5
Figur 2.6: Grad av automatisering i nettet [11].	9
Figur 2.7: Spenningsvariasjoner for en typisk radiell distribusjonsavgang [12].	10
Figur 2.8: Spenningsregulering på sekundærsiden i distribusjonstransformatoren [14].	11
Figur 2.9: Enlinjeskjema for spenningsregulator i lavspent distribusjonsnett [16].	11
Figur 2.10: Fordelingen av elektrisitetsforbruket i en norsk husholdning [17].	12
Figur 2.11: Gjennomsnittlig forbruk torsdag og lørdag for 15 husholdninger i uke 11 år 2012.	13
Figur 2.12: Forbruk uke 11 år 2012 for en barneskole.	13
Figur 2.13: Gjennomsnittlig ukesforbruk for 15 husholdninger år 2012.	14
Figur 4.1: Ragone-diagram for kondensatorer, superkondensatorer, batterier og brenselceller [27].	18
Figur 4.2: Illustrasjon av egenskapene til NiMH- og Li-ion batteri [24].	19
Figur 4.3: Strukturer av grafitt, litium mangan oksid og titan [31].	20
Figur 4.4: Skjematisk skisse av utladingsprosessen for et litium-ion-batteri [29].	20
Figur 4.5: Prisutvikling for li-ion batterier for elektriske biler [33].	22
Figur 4.6: Husholdningsforbruk med ulike elbilladeuttak.	24
Figur 4.7: Strøm, spenning og flimmerintensitet for et elbiluttak med 10 A lade strøm.	24
Figur 4.8: THD og 3., 5. og 7. harmonisk strøm for et elbiluttak hos en kunde med lav kortslutningsytelse.	25
Figur 4.9: Langvarig og kortvarig flimmerintensitet for et elbiluttak med pulserende lading.	26
Figur 4.10: Harmoniske strømmer og harmoniske spenninger for et elbiluttak med pulserende lading.	26
Figur 4.11: Strøm, spenning og korttids flimmerintensitet for et elbiluttak med 32 A lade strøm.	27
Figur 4.12: Oppstart av lade forløpet til et elbiluttak med 32 A lade strøm.	27
Figur 5.1: Belastbarhet for asynkronmaskin ved spenningsusymmetri.	31
Figur 5.2: Belastbarhet for to ulike asynkronmaskiner som funksjon av spenningsusymmetrifaktoren U_-/U_+ [45].	32
Figur 5.3: Koblingsgruppe transformator for Dyn11 [48].	33
Figur 5.4: Yy-kobling med belastning mellom to faser [40].	34
Figur 5.5: Dyn-kobling med belastning mellom en fase og nøytral [40].	36
Figur 5.6: Ekvivalentsskjema for null-systemet i en Dyn koblet transformator [40].	37
Figur 6.1: Nettstruktur 22 kV.	39
Figur 6.2: Spenning ved ulike ladetidspunkt for nettstasjon 17.	40
Figur 6.3: Belastning ved fordelt last for nettstasjon 17.	41
Figur 6.4: Energi- og informasjonsflyt for å oppnå smart lading [24].	42
Figur 6.5: Belastning av nettstasjon 92 ved 16 A lade strøm og ulike lade strategier.	46

Figur 6.6: Spenningsfall ved 16 A ladestrøm for nettstasjon 3 ved ingen elbillading, 0 % smart lading og 50 % smart lading.	47
Figur 6.7: Belastning av nettstasjon 92 ved 32 A ladestrøm og ved ulike ladestrategier.	48
Figur 6.8: Belastning av nettstasjon 92 ved ulike tidspunkt for smart lading.	49
Figur 6.9: Spenningsfall ved 32 A ladestrøm for nettstasjon 3 ved ingen elbillading, 0 % smart lading og 50 % smart lading.	49
Figur 6.10: Prinsippskisse av IT-nett med last mellom to faser [58].	52
Figur 6.11: IT-nett med høy kortslutningsytelse.	53
Figur 6.12: IT-nett med lav kortslutningsytelse.	54
Figur 6.13: Prinsippskisse av TN-nett med 230 V enfaselast mellom fase og nøytral og 400 V trefaselast [58].	60
Figur 6.14: TN-nett med høy kortslutningsytelse.	61
Figur 6.15: TN-nett med lav kortslutningsytelse.	62
Figur 6.16: 230 V IT-nett.	67
Figur 6.17: 400 V TN-nett.	67

Tabelliste

Tabell 2.1: Estimert prosentvis fordeling av nettstyrke for det norske lavspenningsnettet [8].	6
Tabell 2.2: Standardimpedanser for 230/400 V TN-system [9].	7
Tabell 3.1: Grenseverdier for individuelle harmoniske spenninger for spenninger fra og med 230 V til og med 35 kV.	16
Tabell 4.1: Verdier for energi, effekt og antall sykluser for ulike batterityper [24].	19
Tabell 4.2: Ulike typer ladekontakter med representerende spenning, strøm, antall faser og effekt [34].	22
Tabell 4.3: Data for elbillading	23
Tabell 6.1: Prosentvis fordeling av nettstyrke for nettet gitt i Figur 6.1	40
Tabell 6.2: Data for elbil 1 [51, 54].	43
Tabell 6.3: Data for elbil 2 [54].	43
Tabell 6.4: Lokasjon for elbillading.	43
Tabell 6.5: Lademønstre.	43
Tabell 6.6: Lademønstre for ulike batterikapasiteter.	44
Tabell 6.7: Ladestrategier.	44
Tabell 6.8: Største spenningsfall i distribusjonsnettet for 16 A ladekontakt.	45
Tabell 6.9: Antall nettstasjoner med belastning > 70 % og belastning \geq 100 % ved ulike ladestrategier og 16 A ladekontakt.	46
Tabell 6.10: Største spenningsfall i distribusjonsnettet for 32 A ladekontakt.	47
Tabell 6.11: Antall nettstasjoner med belastning > 70 % og belastning \geq 100 % ved ulike ladestrategier og 32 A ladekontakt.	48
Tabell 6.12: Sammenligning av belastning og spenningsfall ved 16 A ladestrøm og 32 A ladestrøm.	50
Tabell 6.13: Balansert last i 230 V IT-nett, sterkt nett.	53
Tabell 6.14: Balansert last i 230 V IT-nett, svakt nett.	54
Tabell 6.15: Ubalansert last i 230 V IT-nett, sterkt nett.	55
Tabell 6.16: Ubalansert last i 230 V IT-nett, svakt nett.	56
Tabell 6.17: Fordelt last i 230 V IT-nett, sterkt nett.	57
Tabell 6.18: Fordelt last i 230 V IT-nett, svakt nett.	58
Tabell 6.19: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – sterkt nett.	58
Tabell 6.20: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – svakt nett.	59
Tabell 6.21: Minste nødvendige kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt.	59
Tabell 6.22: Balansert last i 400 V TN-nett, sterkt nett.	61
Tabell 6.23: Balansert last i 400 V TN-nett, svakt nett.	62
Tabell 6.24: Ubalansert last i 400 V TN-nett, sterkt nett.	63
Tabell 6.25: Ubalansert last i 400 V TN-nett, svakt nett.	64
Tabell 6.26: Fordelt last i 400 V TN-nett, sterkt nett.	64
Tabell 6.27: Fordelt last for 400 V TN-nett, svakt nett.	65
Tabell 6.28: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – sterkt nett.	65
Tabell 6.29: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – svakt nett.	66
Tabell 6.30: Minste nødvendige kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt.	66
Tabell 6.31: Sammenligning av spenningsfall i IT-nett og TN-nett.	67
Tabell 7.1: Minste nødvendige kortslutningsytelse ved 100 % penetrasjonsgrad.	72

Ordliste

Grunnlast - Elektrisk energiforbruk i nettet sett bort fra ekstra last forårsaket av elbillading.

Distribuert produksjon - Lokal produksjon i distribusjonsnettet.

Sluttbruker - Kunde som driver eller eier anlegg eller utstyr for bruk eller produksjon av elektrisitet som er tilknyttet et nettselskaps anlegg (Lovdata).

Tilknytningspunkt - Punkt i strømmettet hvor det er innmating eller uttak av strøm.

Radielt nett - Nett som driftes med kun en tilførselsmulighet.

Maskenett – Sammenkoblet nett med flere tilførselsmuligheter.

Forkortelser

AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
SoC	State of Charge
FoL	Forskrift om leveringskvalitet
NS	Nettstasjon
PG	Penetrasjonsgrad

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Forbruket av elektrisitet går mot en forandring fra laster med høyt energiforbruk til laster som krever høy effekt. Det er stor interesse rundt elbiler, og stadig flere velger å skaffe seg det. Integrasjon av elbillading i nettet vil skape et ekstra effektbehov. Dette kan forårsake store problemer hvis den ekstra lasten fra elbilladingen sammenfaller med effekttoppene fra grunnlasten. Dette stiller krav til overføringskapasiteten i nettet, og dagens nettkapasitet settes dermed på prøve da nettet allerede er tungt belastet flere steder. Elbilene leveres i dag med batteristørrelser fra 30-90 kWh, og ladekontaktene for hjemmelading leveres for ladestrøm opptil 32 A. I et allerede tungt belastet nett kan dette by på flere utfordringer.

1.2 Mål og oppgavebeskrivelse

Målsetningen for denne masteroppgaven er å studere hvordan hjemmelading av elbil vil påvirke spenningsusymmetri, spenningsfall og belastning av transformatorer i distribusjonsnettet, og konsekvenser ved dette.

Med problemstillingen som utgangspunkt er det opprettet arbeidspunkt som er lagt til grunn for arbeidet. Arbeidspunktene er gjengitt nedenfor.

- Utføre teoretisk studie av elbilens ladeforløp med reelle måledata fra elbillading og teoretisk studie av batteriteknologi knyttet til elbiler.
- Identifisere aktuelle metoder for bestemmelse av spenningsusymmetri, og studere konsekvenser av spenningsusymmetri for asynkronmaskiner.
- Utføre analyser av spenningskvalitet i nettet ved ulike penetrasjonsgrader av elbillading i IT-nett og TN-nett.
- Studere ulike ladeeffekter for å se hvor stor enfaselading som kan tillates sett opp mot forskriftenes krav til spenningsusymmetri og spenningsfall.
- Hvordan spiller kortslutningsytelsen inn på ladestrømmens størrelse?
- «Smart lading» - Koordinering av elbillading sett opp mot transformator kapasitet.

Det er valgt å simulere med to ulike ladestrømmer – 16 A og 32 A. I case 1 er det utført simuleringer i Netbas på et bestemt nettområde som NTE eier og drifter. Her er det sett på hvordan belastning av transformatorer og spenning blir påvirket ved to ulike ladestrategier – normal lading og smart lading. I case 2 er det studert spenningsusymmetri og spenningsfall i et IT-nett og i et TN-nett som er modellert i DigSilent PowerFactory.

1.3 Rapportens struktur

Rapporten er delt inn i ulike kapitler med underkapitler. I kapittel 2 presenteres oppbygging av kraftnettet, beskrivelse av IT-nett og TN-nett, spenningsregulering i distribusjonsnettet og forbruksmønster basert på reelle data fra AMS-målere.

Kapittel 3 tar for seg de viktigste punktene fra Forskrift om Leveringskvalitet (FoL) i kraftnettet med tanke på elbillading. Kapittel 4 tar for seg elbilbatterier, statusen på elbillading og elbiler i Norge og presentasjon av reelle måleverdier fra hjemmelading av elbil. I kapittel 5 presenteres mulige konsekvenser ved økt grad av hjemmelading. Kapittelet er delt inn i tre underkapitler som hver tar for seg konsekvenser av overbelastning av transformatorer, spenningsfall og spenningsusymmetri. I kapittel 6 presenteres fremgangsmåte og resultater av simuleringene som er utført. Kapittel 6.1 presenterer et simuleringsstudie av hvor stor grad av hjemmelading et bestemt nettområde tåler med hensyn til belastning av transformatorer og spenning ved to ulike ladestrategier: normal lading og smart lading. I kapittel 6.2 presenteres fremgangsmåte og resultater av spenningsusymmetri og spenningsfall ved elbillading i 230 V IT-nett og 400 V TN-nett. Etter kapittel 6 kommer diskusjon, etterfulgt av konklusjon og forslag til videre arbeid.

1.4 Avgrensninger

Det er valgt å avgrense oppgaven til å se på to ulike ladestrømmer: 16 A og 32 A. I case 2 er det valgt å fordele kundene jevnt på alle samleskinnene, og at det er en jevn fordeling av elbillading i nettet.

Ved beregning av kortslutningsytelse er det ikke tatt hensyn til bidrag til korslutningsstrømmen fra asynkron og synkronmaskiner.

I case 1 er det antatt at alle 1320 lastpunktene i nettet skaffer seg elbiler. I virkeligheten er noen av disse lastpunktene matbutikker, legesenter, skoler etc. Men det er allikevel antatt at de benytter seg av hjemmelading av elbil. Resultatet er avgrenset til å studere belastning av transformatorer, og ikke belastning av kabler og linjer. Dette valget er gjort på bakgrunn av at den prosentvise belastningen for transformatorer vil ha vesentlig høyere verdi enn den prosentvise belastningen for linjer og kabler for det valgte nettet.

I simuleringene i case 2 er det modellert et IT-system og et TN-system. Nettene er modellert med 240 V og 400 V spenning på transformatorens sekundærside for henholdsvis IT-nettet og TN-nettet. Det overliggende nettet er modellert som et stivt nett, og dermed er ikke spenningsforandringer i det overliggende nettet tatt hensyn til. Mateledningen ut til kundene er også neglisjert. Dette kommer av at mateledningene kun vil utgjøre en liten del av den totale lengden av kabler og linjer i distribusjonsnettet.

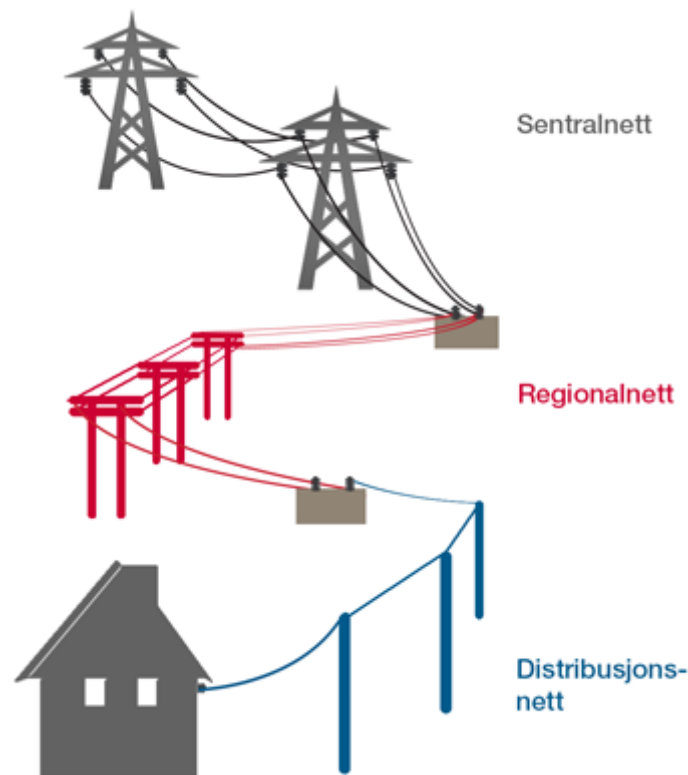
Kundenes laster og lasten forårsaket fra elbillading simuleres som rent resistive laster. Reaktive effekttap er dermed forårsaket kun av reaktive effekttap i linjer, kabler og transformatorer.

Ved utredning av konsekvenser av spenningsusymmetri er det valgt å fokusere på hva spenningsusymmetri vil ha å si for trefase asynkronmaskiner og hvordan spenningsusymmetrien vil påvirke to ulike koblingsgrupper i transformatorer, Dyn-kobling og Yy-kobling.

2 Det norske distribusjonsnett

2.1 Oppbygging

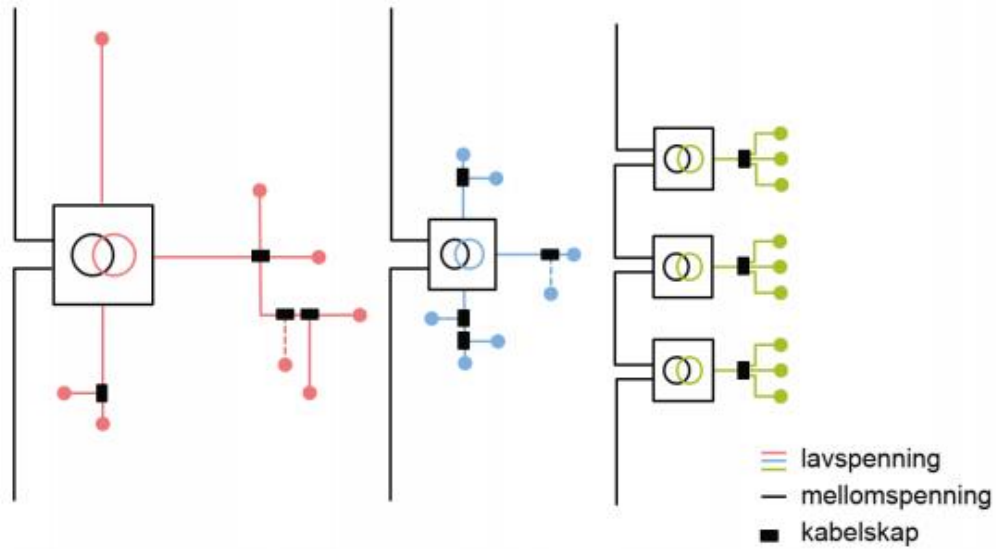
Det norske strømmettet er delt inn i tre deler med ulike spenningsnivå: sentral-, regional- og distribusjonsnett. Sentralnettet eies og driftes av Statnett og utgjør hoveddelene av strømmettet med spenningene 300 kV og 420 kV. Sentralnettet forbinder også Norge med våre naboland. Neste spenningsnivå er regionalnettet med spenning på 132 kV og 66 kV. Laveste spenningsnivå er distribusjonsnettet. Det er nettet som tilknytter sluttbrukerne. I det høyspente distribusjonsnettet er spenningen 11 kV og 22 kV, og i det lavspente distribusjonsnettet er spenningen 400 V og 230 V [1]. I Norge er spenning på 230 V mest vanlig for lavspente distribusjonsnett. Transformatorer endrer spenningen mellom de ulike spenningsnivåene [2].



Figur 2.1: Illustrasjon av oppbyggingen av strømmettet i Norge [3].

2.2 IT-nett og TN-nett

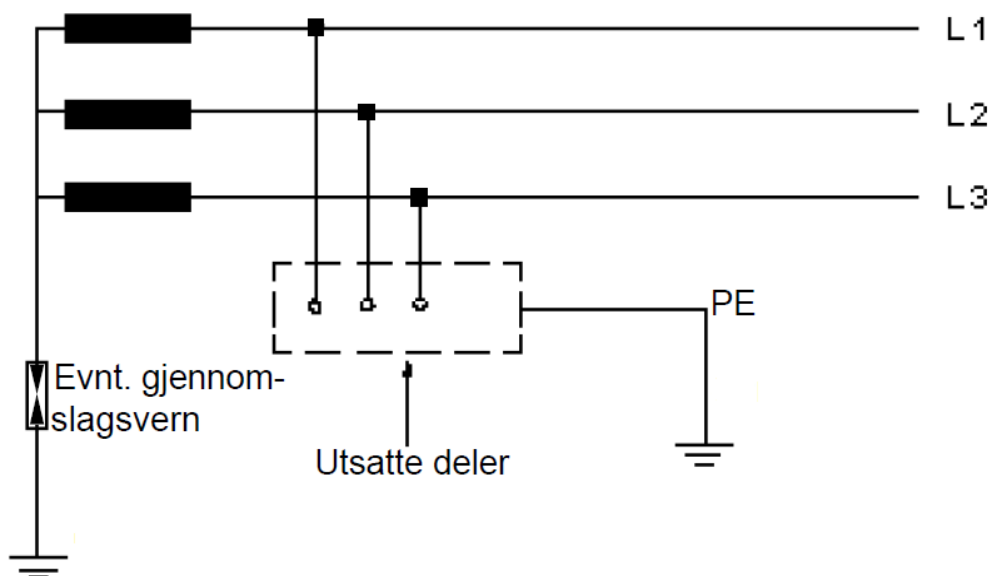
230 V IT-nett er det nettsystemet som er mest brukt i Norge i dag i lavspente distribusjonsnett (ca. 70 %), og systemet blir brukt til både boliger, småindustri og forretningsbygg [4]. I tillegg til Norge er det bare Albania som har utstrakt bruk av IT-nett. I Europa ellers er det TN-nett som er enerådende. Nytt nett bygges i dag som 400 V TN-system, men tilkobling av nye kunder skjer vanligvis på samme tilkoblingsmetode som kundene i det eksisterende nettet i område [5]. I Norge er det også noe 230 V TT-system, men dette nettsystemet vil det ikke gås nærmere inn på ettersom det ikke blir berørt i simuleringene i rapporten. Figur 2.2 viser tre ulike topologier i lavspente distribusjonsnett.



Figur 2.2: Eksempel på tre ulike topologier i lavspent distribusjonsnett [5].

2.2.1 IT-nett

I IT-nett er linjespenningen 230 V, og faselederne og nøytralpunktet er isolert fra jord med et overspenningsvern. Utsatte anleggsdeler i nettet er jordet uavhengig av systemjord.



Figur 2.3: Prinsippkisse av et IT-system [4].

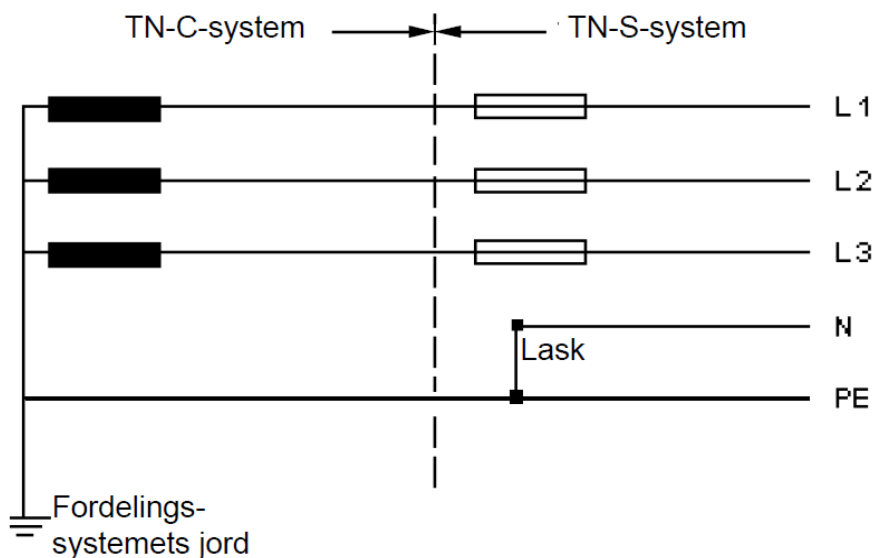
Feilstrømmen ved en fase jordfeil i IT-nett vil finne returvei til nettet gjennom nettets kapasitanser mot jord. Dette gjør at jordfeilstrømmen blir liten på grunn av høye impedanser. Dette kan gjøre at vernet ikke vil løse ut, og det er derfor IT-nett er spesielt egnet som nett på sykehus der det kan være spesielt kritisk hvis nettet faller ut [6].

2.2.2 TN-nett

TN-nett har 400 V linjespenning og benyttes i nye utbygginger i Norge i dag, og en del IT-nett bygges om til TN-nett. TN-nett kan utføres som tre ulike nett:

- TN-C-nett
- TN-S-nett
- TN-C-S-nett

I et TN-C-nett er beskyttelsesjordlederen (PE-lederen) og nøytrallederen (N-lederen) kombinert i én leder, PEN-lederen. I TN-S-nett er PE-lederen og N-lederen ført ut som separate ledere. TN-C-S er en kombinasjon av TN-C og TN-S ved at PEN-lederen splittes i PE-leder og N-leder ved inntaket til bygningen. Dette er illustrert i Figur 2.4, og er den vanligste TN-nett konfigurasjonen i Norge [6, 7].

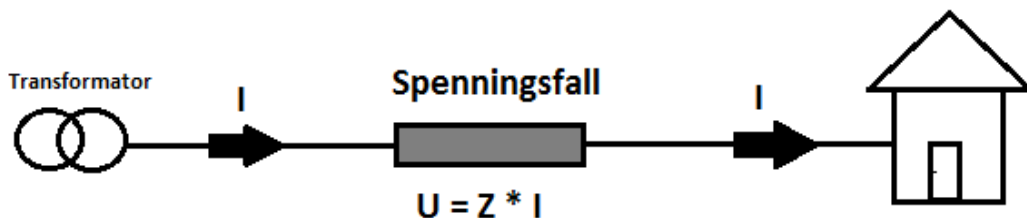


Figur 2.4: Prinsippskisse av et TN-system [4].

230V/400V system gir 400 V linjespenning (spenning mellom faselederne) og 230 V fasespenning (spenning mellom fase-leder og N-leder).

2.2.3 Kortslutningsytelse

Kortslutningsstrømmen sier noe om nettstyrken. Høy impedans vil gi lav kortslutningsytelse og stort spenningsfall. Apparater som trekker stor strøm vil gi økt spenningsfall.



Figur 2.5: Spenningsfall i mateledning hos sluttbruker.

Kortslutningsytelsen påvirkes altså av impedanser i nettet og styrken i generatorer og transformatorer som opprettholder spenningen. For å øke kortslutningsytelsen i et tilkoblingspunkt kan man enten øke tverrsnittet på mateledningene, øke kapasiteten til transformatoren eller endre slik at avstanden fra transformatoren til kunden blir redusert [5]. I simuleringene i kapittel 6 endres kortslutningsytelsen ved å endre lengden på linjer og kabler.

Minste kortslutningsstrøm i IT-nett vil være topolet kortslutningsstrøm på enden av kabelaen. Topolet kortslutning beregnes av følgende ligning [6]:

$$I_{k2min} = \frac{c \cdot U_N}{(Z_+ + Z_-)} \quad (1)$$

Hvor U_N er linjespenning som tilsvarer 230 V og Z_+ og Z_- er impedansen i henholdsvis pluss- og minussystemet. IEC 60909 er normen som dekker kortslutningsberegninger. Normen opererer med en spenningsfaktor c som er satt til $c_{min} = 0,95$ for $U_N < 1$ kV. Spenningsfaktoren skal ivareta spenningsvariasjoner, belastninger etc.

Minste kortslutningsstrøm i enden på kabelaen/linjen i TN-nett er som oftest fase-til-jord kortslutning¹. Den beregnes ut fra følgende ligning:

$$I_{k1jp} = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}{(Z_+ + Z_- + Z_0)} \quad (2)$$

Hvor U_N er linjespenning som tilsvarer 400 V og Z_+ , Z_- og Z_0 er impedansen i henholdsvis pluss-, minus- og nullsystemet.

Seks nettselskap har utført kortslutningsberegninger for å kartlegge et anslag på hvor sterkt lavspenningsnettet er i Norge. Dette beskrives ved kortslutningsytelsen i nettet [8]. Resultatet er gjengitt i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Estimert prosentvis fordeling av nettstyrke for det norske lavspenningsnettet [8].

Prosentvis fordeling av nettstyrke (I_{kmin})				
< 350 A	350 – 500 A	500 – 750 A	750 – 1000 A	≥ 1000 A
6,2 %	7,5 %	13,5 %	13,2 %	59,7 %

Beregning av kortslutningsytelse

Det er ikke definert noen standard nettstyrke for det norske 230 V IT-nettet. En satt minste nettstyrke kan bidra til å redusere uønskede forstyrrelser og svikt i nettet. For 230/400 V er det i dag definert såkalte standardimpedanser i IEC TR 60725. Standardimpedansen for faselederen er gjengitt i Tabell 2.2.

¹ Nullimpedansen for transformatoren vil variere med transformatorens koblingsgruppe. For Dyn11 transformator vil nullimpedansen tilsvare ca. $0,8 \cdot Z_+$. Når impedanser i kablene tas med i betraktningen vil som regel minste kortslutningsstrøm være enpolet jordslutning. I spesielle tilfeller kan feilstrømmen ved enpolet jordslutning overstige strømmen ved både topolet og trepolet kortslutning.

Tabell 2.2: Standardimpedanser for 230/400 V TN-system [9].

Apparat:	< 16 A 400 V TN-nett	< 16 A ≤ 75 A 400 V TN-nett
Impedans faseleder:	0,24 + j0,15 Ω (0,28 Ω)	0,15 + j0,15 Ω (0,21 Ω)

Hvis det tas utgangspunkt i Tabell 2.2 for å finne standardimpedansen for 230 V IT-nett blir regnestykket som følger:

$$Z_{230} = \frac{Z_{400} \cdot 230^2}{400^2} = 0,330625 \cdot Z_{400} \quad (3)$$

Apparater < 16 A 230 V 50 Hz med inntak < 100 A:

$$Z_{230} = 0,330625 \cdot Z_{400} = 0,330625 \cdot (0,24 + j0,15)\Omega = 0,08 + j0,05 \Omega$$

Dette tilsvarer en impedans $Z = 0,093 \Omega$

Apparater ≤ 75 A 230 V 50 Hz med inntak ≥ 100 A:

$$Z_{230} = 0,330625 \cdot Z_{400} = 0,330625 \cdot (0,15 + j0,15)\Omega = 0,05 + j0,05 \Omega$$

Dette tilsvarer en impedans $Z = 0,070 \Omega$

Topolt kortslutningsytelse beregnes som:

$$I_{k2min} = \frac{c \cdot U_N}{(Z_+ + Z_-)} \quad (4)$$

Positiv og negativ impedans i kabler og linjer er like, og ettersom disse impedansene er dominerende impedanser i en feilkrets settes $Z_+ = Z_-$

Dette gir følgende verdier:

For 230 V IT-nett regnes tofase minimum kortslutningsstrøm som:

$$I_{k2min(<16A)} = \frac{0,95 \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot 0,093 \Omega} = 1172 \text{ A}$$

$$I_{k2min(<75A)} = \frac{0,95 \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot 0,07 \Omega} = 1557 \text{ A}$$

2.2.4 Spenningsfall

Det vil være forskjell i spenningsfall om en last er koblet til TN-nett eller om en last er koblet til IT-nett. Spenningsfallet vil også være avhengig av om lasten er

koblet mellom to faser, fase og jord eller tre faser, og av impedansen i kablene og linjene [6, 7].

Spenningsfall i IT-nett:

Spenningsfall linjespenning enfase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l \cdot 2}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (5)$$

Spenningsfall linjespenning trefase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (6)$$

Spenningsfall i TN-nett:

Spenningsfall linjespenning tofase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l \cdot 2}{U^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (7)$$

Spenningsfall fase-nøytralspenning enfase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l \cdot 2}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (8)$$

Spenningsfall linjespenning trefase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (9)$$

Spenningsfall fase-nøytralspenning trefase belastning:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (10)$$

Hvor

Δu : Spenningsfall i %

$V = 230 \text{ V}$

$U = 400 \text{ V}$

P_L : Belastning i kW

l : Kabelens lengde i m

U : Spenning i V

r : Kabelens resistans i m Ω /m

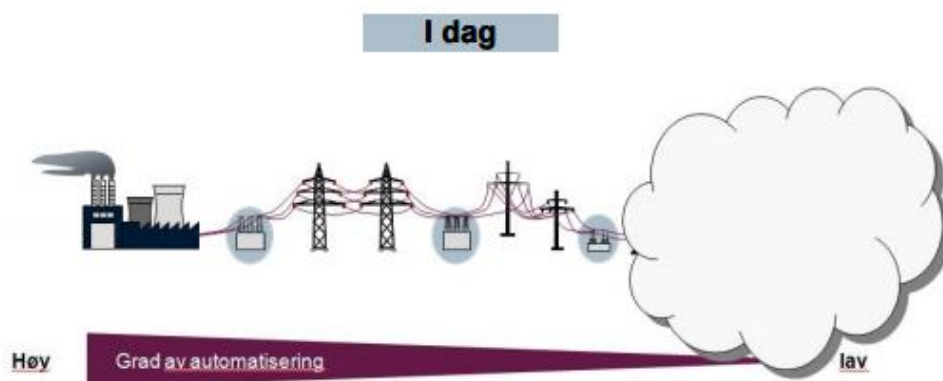
x : Kabelens reaktans i m Ω /m

Φ_L : Lastens fasevinkel

Som det kommer frem fra formlene er spenningsfallet det samme for enfase belastning i TN-nett og IT-nett. Dette gjelder ved ubalansert last og hvis nøytrallederen i TN-nett har samme impedans som faselederen i IT-nett [7]. Det som er verdt å merke seg er at for en trefase belastning vil spenningsfallet være tre ganger så stort i et IT-nett som et TN-nett med lik impedans i fasene og lik last.

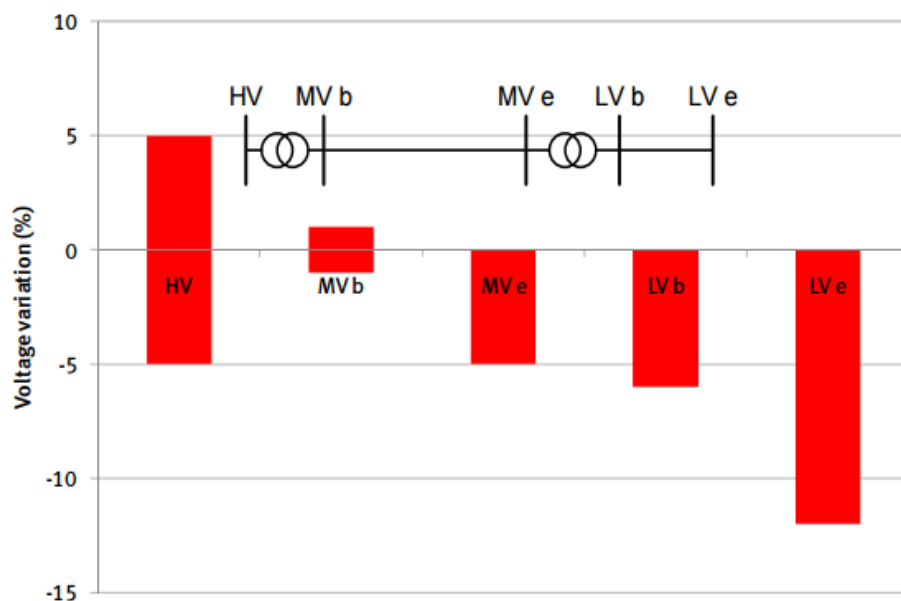
2.3 Spenningsregulering i distribusjonsnettet

Endret forbruksmønster, mer distribuert produksjon og økning i antall elbiler vil påvirke spenningskvaliteten og utfordre kapasiteten i nettet. Strømnettet dimensjoneres for effekt, og strømnettet er på grunn av dette utsatt for en større belastning nå enn tidligere, da flere effektkrevende apparater er på markedet. Behovet for et sterkere nett vil derfor øke i årene som kommer. Tradisjonelle nettoppgraderinger, for eksempel i form av å erstatte luftlinjer med kabel, krever dyre investeringer. NVE anslo i en rapport fra 2014 et investeringsbehov på 28,5 milliarder kroner og 14,4 milliarder kroner i henholdsvis det høyspente og lavspente distribusjonsnettet frem til 2023. Investeringskostnadene i det lavspente distribusjonsnettet er ekskludert kostnadene for AMS som er estimert til 10,5 milliarder kroner [10]. Alternative løsninger for tradisjonell nettoppgradering, som det å ta i bruk smarte komponenter, må derfor vurderes. Spenningsregulering i form av smarte komponenter i distribusjonsnettet kan bli svært aktuelt ved økning av elbillading i nettet og økt distribuert produksjon. I dag er det lite eller ingen grad av automasjon/kommunikasjon i nettet, da særlig i distribusjonsnettet.



Figur 2.6: Grad av automatisering i nettet [11].

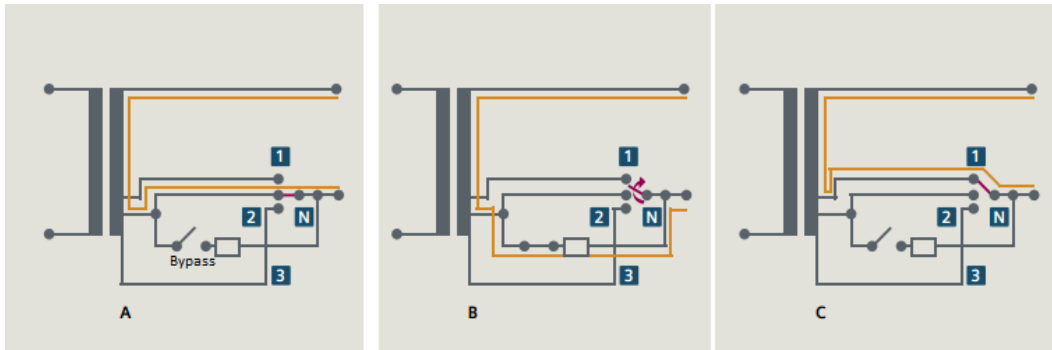
Spenningen i distribusjonsnettet vil variere med transport av aktiv og reaktiv effekt. Spenningsvariasjonene vil være avhengig av energimengde, nettverkskomponenter som kabler, transformatorer og luftlinjer, og nettverksstrukturen (radielt nett eller maskenett). Figur 2.7 viser spenningsvariasjoner for en typisk distribusjonsavgang med radiell nettverksstruktur.



Figur 2.7: Spenningsvariasjoner for en typisk radiell distribusjonsavgang [12].

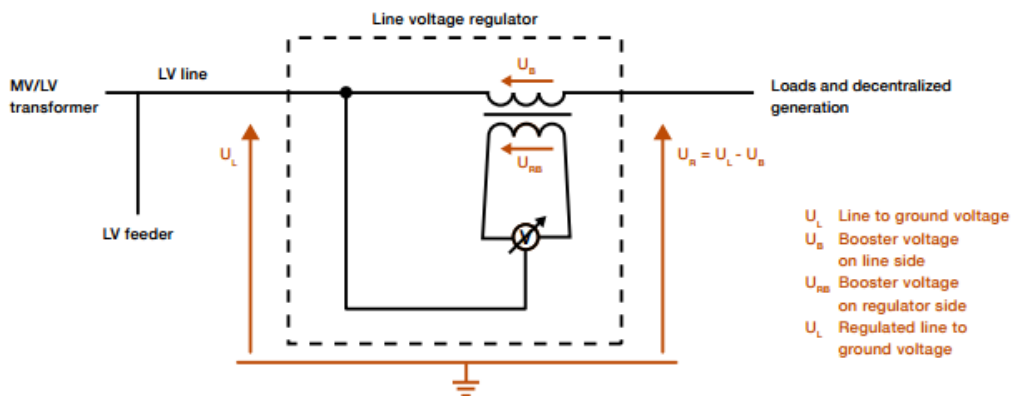
De store variasjonene i regionalnettet vil ikke videreføres i så stor grad til høyspent distribusjonsnett (HV/MV), dette kommer av at transformatoren har kontinuerlig spenningsregulering. Dette er ikke tilfelle for fordelingstransformatorer i MV/LV distribusjonsnett [12]. Her må de fleste transformatorene trinnes manuelt, noe som krever store økonomiske og menneskelige ressurser, og er derfor en liten egnet reguleringsmetode. Transformatorer med automatisk trinnkobler kan derfor være et aktuelt tiltak for å regulere spenningen på sekundærsiden på transformatoren i lavspent distribusjonsnett. Automatiske trinnkoblere kan i dag leveres til fordelingstransformatorer med ytelse opp til 4,5 MVA. Det er vanlig med 9 trinn, for eksempel 4 trinn opp og 4 trinn ned, med en trinnstørrelse mellom 1,5 % og 2,5 % [13].

Det finnes ulike metoder for spenningsregulering i distribusjonstransformatoren. Figur 2.8 viser prinsippet for spenningsregulering på sekundærsiden i en distribusjonstransformator ved hjelp av vakuumbreakere. En bypass gir mulighet for alternativ strømvei når kontaktene skifter posisjon. Uønskede spenningsdipps/topper blir dermed unngått. Det er mulighet for å regulere i tre aktive trinn på lavspentsiden på transformatoren, i tillegg til transformatorens no-load trinnkobler på primærsiden som gir muligheter for regulering i ytterligere trinn [14].



Figur 2.8: Spenningsregulering på sekundærsiden i distribusjonstransformatoren [14].

En annen mulighet for spenningsregulering i lavspent distribusjonsnett er bruk av serieregulator. Disse plasseres et stykke ut i radielle nett, og kan være et alternativ til tradisjonell nettoppgradering. I en rapport av SINTEF fra 2017 [15] sammenlignes kostnader for spenningsregulator med tradisjonell nettoppgradering. Her konkluderes det med at bruk av regulator kan være et rimeligere alternativ dersom det er behov for oppgradering av 700-1000 meter med luftlinjer. Prinsippet for bruk av spenningsregulator er illustrert i Figur 2.9.

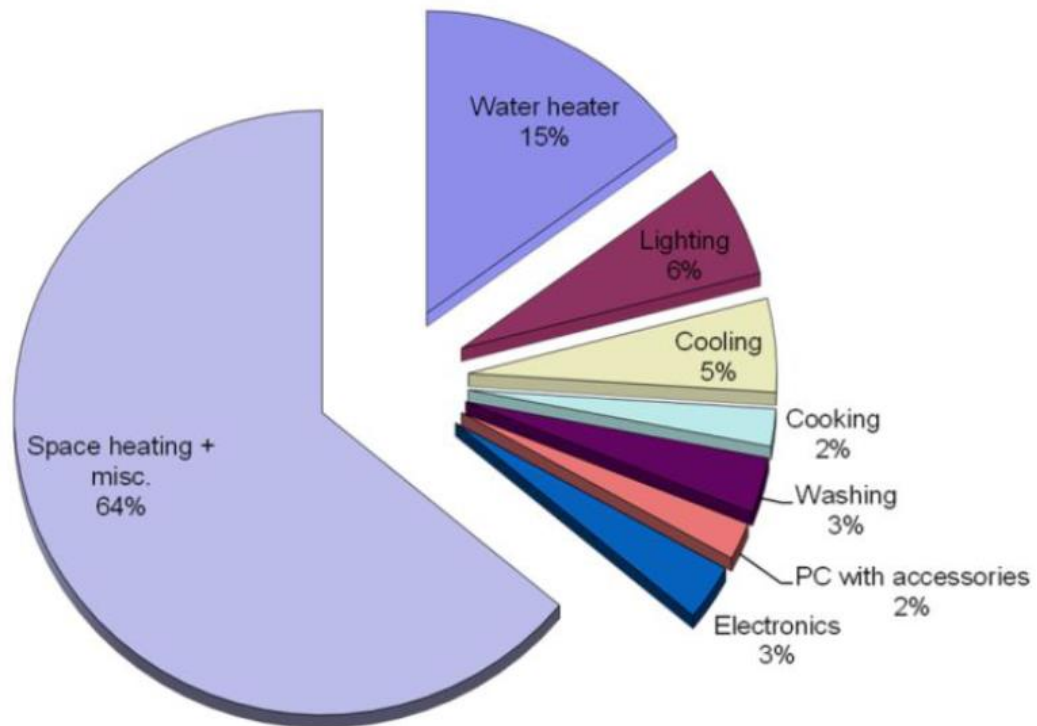


Figur 2.9: Enlinjeskjema for spenningsregulator i lavspent distribusjonsnett [16].

2.4 Forbruksmønstre

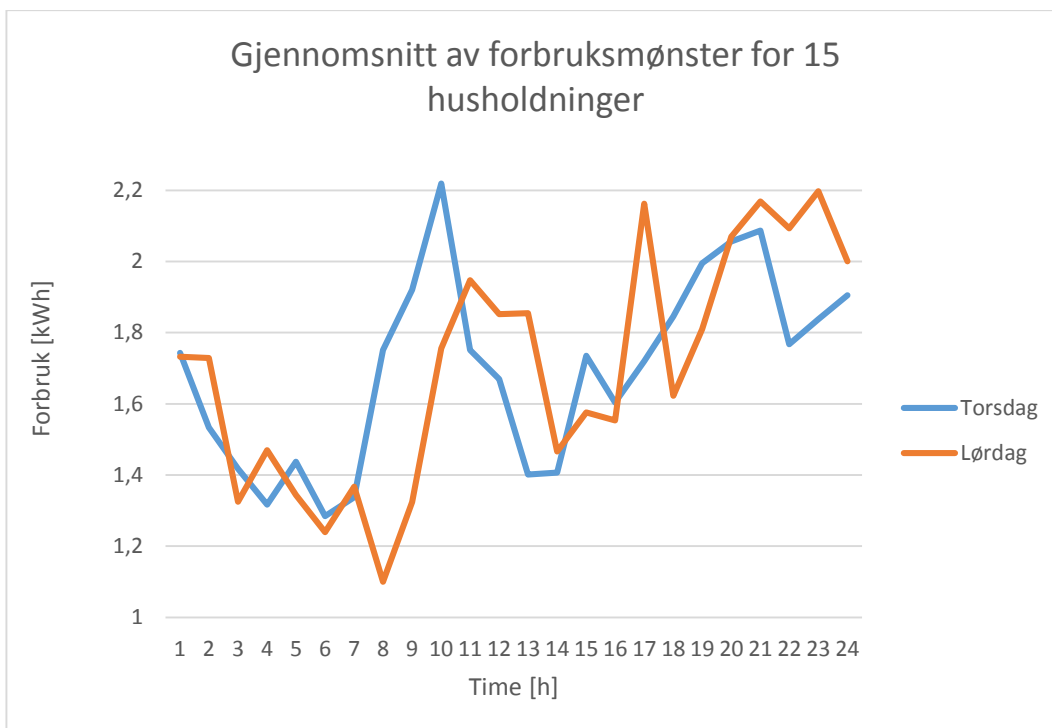
AMS-målere skal bli installert i alle norske hjem innen 1. januar 2019. Dette vil være med å bidra til at nettet kan driftes smartere. Målerne vil gi et bedre datagrunnlag for nettplassering hos nettselskaper ved at de muliggjør toveis kommunikasjon mellom nettselskapet og sluttbrukeren [2].

Frem til nå har store deler av elektrisitetsforbruket i Norge skyldtes romoppvarming og oppvarming av varmtvann. Dette er illustrert i Figur 2.10. Utviklingen går i retning mot mer energieffektive apparater, men med høyere effektbehov. Dette kommer av nye apparater som for eksempel induksjonskomfyrer, varmtvannsberedere og lading for elbiler [17]. Ved hjelp av AMS-målere kan nettselskapet gi kundene løpende informasjon om kraftpriser, og en overgang fra energitariffering til effekttariffering av kunder kan dermed bli aktuelt [18].

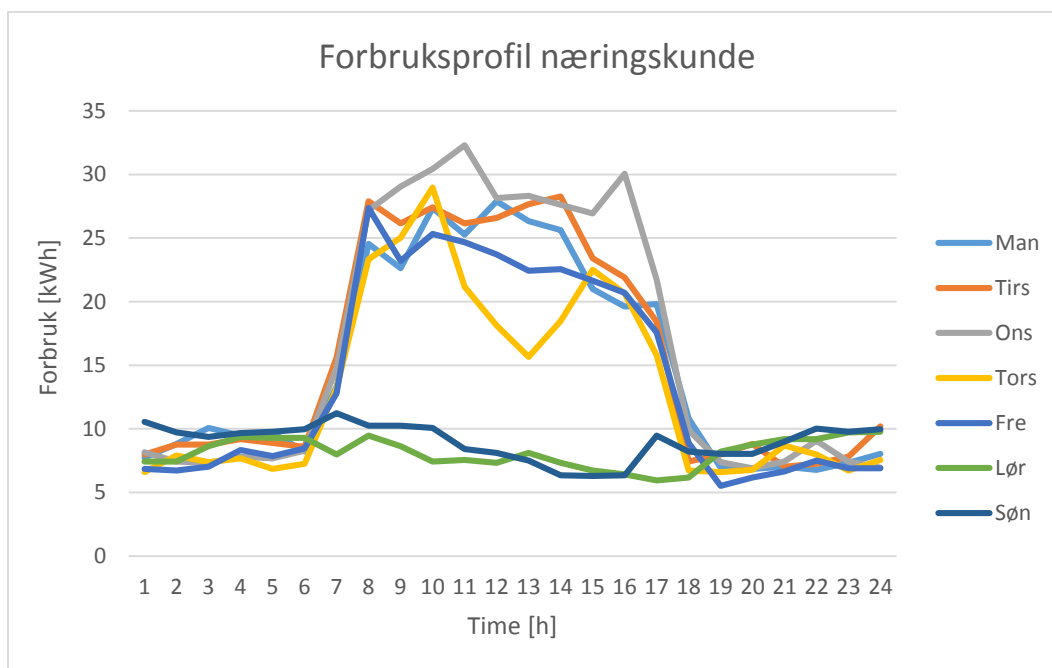


Figur 2.10: Fordelingen av elektrisitetsforbruket i en norsk husholdning [17].

Figur 2.11 viser gjennomsnittsforgbruk per time over et døgn (torsdag og lørdag) for 15 husholdninger i Nord-Trøndelag. Forbrukstoppen kommer ved frokosttid (rundt 0800 på torsdag og rundt 1000 på lørdag) og om kvelden/ved middag. Hvis disse forbrukstoppene kommer i tillegg til for eksempel lading av elbil kan dette føre til en høyere belastning enn hva nettet er dimensjonert for. Figur 2.12 viser forbruksprofilen til en barneskole. Denne er annerledes enn for en husholdningskunde da skolen har større forbruk og store deler av forbruket vil skje mellom kl. 08-16 fra mandag til fredag.

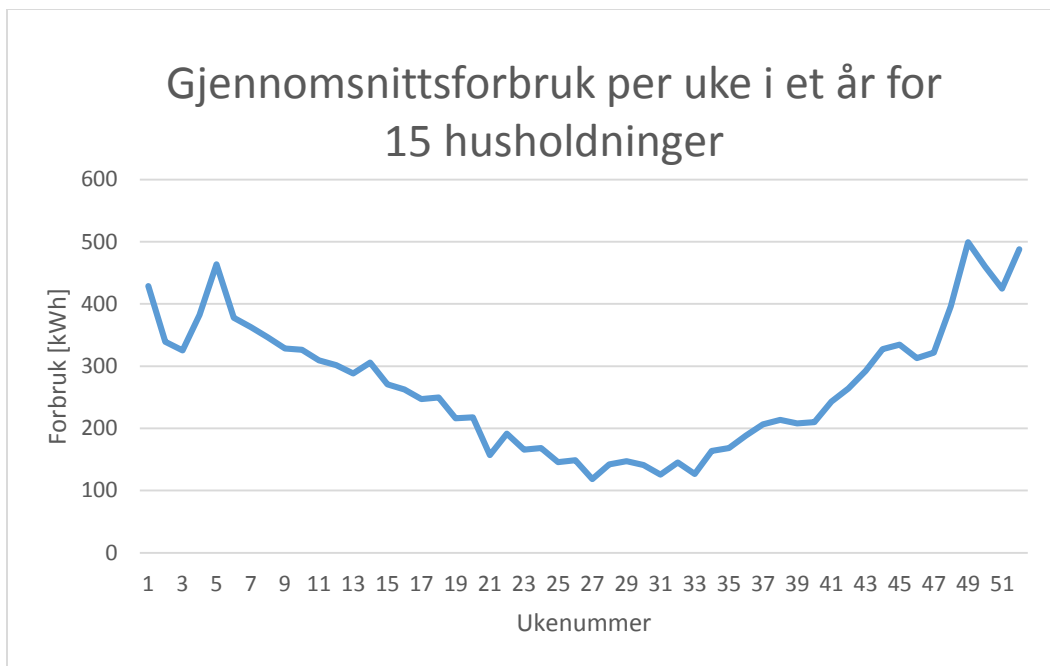


Figur 2.11: Gjennomsnittlig forbruk torsdag og lørdag for 15 husholdninger i uke 11 år 2012.



Figur 2.12: Forbruk uke 11 år 2012 for en barneskole.

Figur 2.13 viser gjennomsnittsforkret for 15 husholdninger over et helt år. Det er tydelig at det høyeste forbruket kommer i de månedene der utetemperaturer er lavest (uke 45-52 og uke 1-13). Dette kommer av at store deler av elektrisitetsforbruket skyldes romoppvarming. Dette vil endre seg for nybygg på grunn av nye byggestandarder som blant annet krever bedre isolasjon og dermed minker behovet for elektrisitet til oppvarming.



Figur 2.13: Gjennomsnittlig ukese forbruk for 15 husholdninger år 2012.

3 Forskrift om leveringskvalitet

NVE har utarbeidet Forskrift om Leveringskvalitet (FoL) i kraftsystemet for å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet av elektrisk energi i det norske kraftsystemet. Kvaliteten på elektrisiteten er avgjørende for å sikre en feilfri drift av elektrisk utstyr. Forskriften gjelder for alle som helt eller delvis, bruker eller driver elektrisk utstyr eller anlegg som er tilkoblet det norske kraftsystemet [19, 20].

3.1 Overharmoniske

Overharmoniske spenninger og strømmer i nettet påvirker leveringskvaliteten og kan for eksempel føre til aldring på utstyr, vibrasjoner og overbelastning. Kilder til harmoniske forstyrrelser kan for eksempel være lyskilder (LED, sparepærer etc.), induksjonskomfyrer, sveiseapparater, lysbueovner og lading av elbil. Senere i rapporten er det presentert harmoniske målinger fra elbillading [21].

Den grunnharmoniske frekvensen i det norske kraftsystemet er 50 Hz, og kraftsystemet er dermed konstruert for å operere ved denne frekvensen. Det er noen laster som kan forårsake strømmer og spenninger som har en frekvens lik et helt multiplum av den grunnharmoniske frekvensen (harmonisk orden h). For eksempel vil 3. harmoniske ($h=3$) gi frekvensen $3 \times 50 \text{ Hz} = 150 \text{ Hz}$, og 5. harmoniske gir frekvens lik 250 Hz. Disse høye frekvensene er en form for elektriske forstyrrelser (overharmoniske) [22].

3.1.1 Individuell overharmonisk forvrengning

Individuell overharmonisk forvrengning uttrykkes ved [20]:

$$\% U_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100 \% \quad (11)$$

U_1 = Spenningens grunnharmoniske komponent

U_h = Gitt harmonisk spenningskomponent

h = Komponentens harmoniske orden

Det er krav om at individuelle overharmoniske spenninger ikke skal overstige verdiene gitt i Tabell 3.1, målt for et gjennomsnitt på 10 minutter. Dette gjelder for tilknytningspunkt med spenninger fra og med 230 V til og med 35 kV.

Tabell 3.1: Grenseverdier for individuelle harmoniske spenninger for spenninger fra og med 230 V til og med 35 kV.

Odde harmoniske				Like harmoniske	
Ikke multiplum av 3		Multiplum av 3			
Orden h	U _h	Orden h	U _h	Orden h	U _h
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	> 9	0,5%	> 4	0,5%
13	3,0%				
17	2,0%				
19,23,25	1,5%				
>25	1,0%				

En forvrengt periodisk kurveform kan dekomponeres til en Fourier-rekke. Ligning (12) viser uttrykket for Fourier-rekken til spenningen [23].

$$u(t) = U_{dc} + \sum_{h=1}^{\infty} U_h \cdot \sin(h \cdot \omega_1 t + \varphi_h) \quad (12)$$

U_{dc} er dc komponenten til spenningen, h representerer den harmoniske orden, U_h er spenningsamplituden av orden h og φ_h er faseforskyvningen til den h -harmoniske.

3.1.2 Total harmonisk forvrengning (THD)

Den vanligste metoden for å representere graden av harmonisk forvrengning er total harmonisk forvrengning (THD). THD av spenningen uttrykkes ved ligning (13) [20].

$$\% THD_u = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} u_h^2}{U_1} \quad (13)$$

Total harmonisk forvrengning kan ikke overstige 8 % i et gjennomsnitt på 10 minutter og 5 % i et gjennomsnitt målt i en periode på én uke.

3.2 Flimmer

I FoL defineres flimmer som *den synlige variasjonen av lys hvor luminans eller spektralfordelingen varierer med tiden* [20]. Kilder til flimmer kan typisk være vindparker, sveiseutstyr, hyppige start/stopp av for eksempel pumper, lysbueovner og elbilladere.

Intensiteten av flimmerubehaget beregnes ut fra følgende størrelser:

- Pst: Korttidsintensitet målt i en periode på 10 minutter
- Plt: Langtidsintensitet beregnet ut fra 12 Pst verdier over et intervall på 2 timer:

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P^3 sti}{12}} \quad (14)$$

Flimmerintensitet skal ikke overstige følgende verdier i en observasjonsperiode på en uke for spenning fra og med 230 til og med 35 kV:

- $Pst \leq 1,2$ 95 % av tiden
- $Plt \leq 1,0$ 100 % av tiden

3.3 Spenningsusymmetri

Spenningsusymmetri er definert i FoL som *tilstand i et flerfaset system hvor linjespenningenes effektivverdier (grunnharmonisk komponent), eller fasevinklene mellom etterfølgende linjespenninger, ikke er helt like*. Grad av usymmetri skal ikke overstige 2 % i tilknytningspunktet målt som gjennomsnitt i et tidsintervall på 10 minutter [20].

Grad av usymmetri beregnes fra ligning (15):

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (15)$$

Hvor

U_- = Spennings negative sekvenskomponent

U_+ = Spennings positive sekvenskomponent

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2}$$

U_{12}, U_{23}, U_{31} = linjespenningens grunnharmoniske komponent

3.4 Spenningsendring

Nettselskapet er ansvarlig for å sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi skal være innenfor et intervall på ± 10 % av nominell spenning målt som gjennomsnitt i en tidsperiode på 1 minutt [20].

4 Elbiler og elbillading

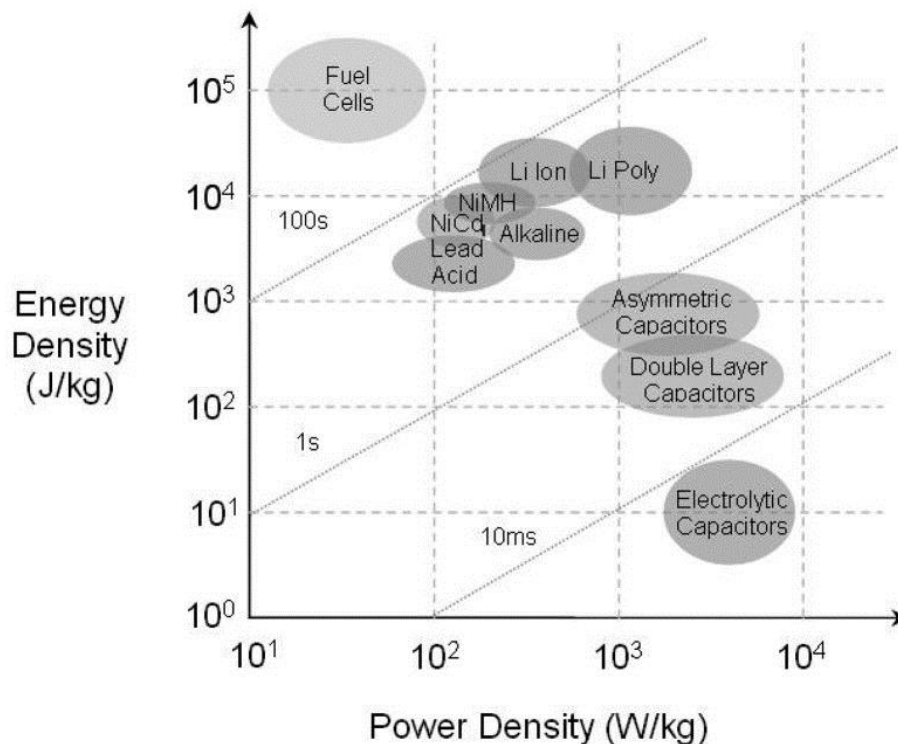
Elbilen begynte å dukke opp flere steder i verden i 1880-1890 tallet. Den første elbilen i England ble bygget i 1882 og i USA i 1890. Innen 1912 var det registrert ca. 34 000 elbiler i Amerika [24]. I senere tid har utviklingen av elbiler akselerert, mye på grunn av fokuset på global oppvarming.

4.1 Elbil i Norge

Antall registrerte elbiler i Norge passerte 100 000 i februar 2017. Dette ga en økning på hele 40 % sammenlignet med samme tidspunkt i 2016, men fortsatt utgjør elbiler bare 3,7 % av den totale bilbestanden. Andelen elbiler er størst i fylkene Oslo og Akershus og minst i Finnmark og Sogn og Fjordane. Størst vekst i prosent var det i Telemark med en økning på 88 % fra 2015 til 2016. Oslo og Bergen er kommunene med flest antall registrert elbiler med henholdsvis 16 773 og 9 400 stykk [25]. Det ble registrert 154 603 nye personbiler i 2016, hvor av 24 245 var nullutslippsbiler (23 hydrogenbiler og resten elbiler) [26].

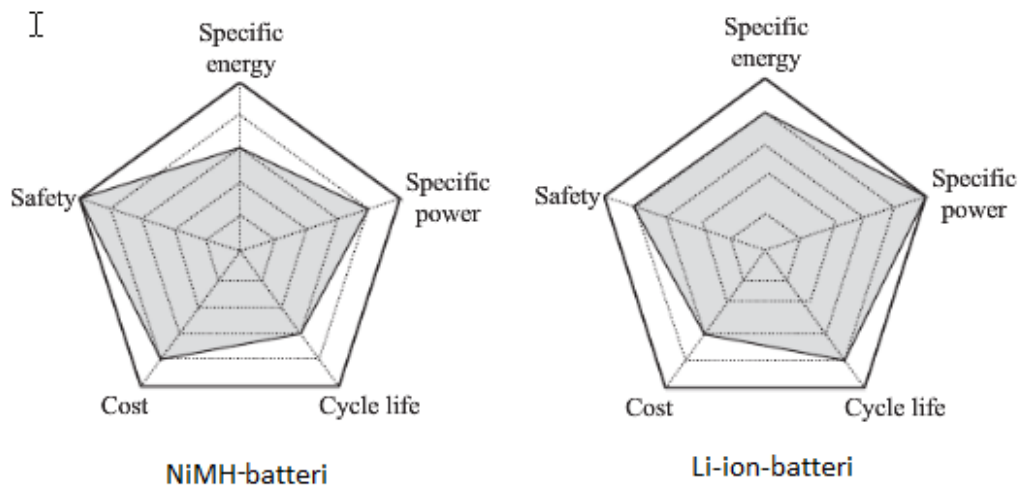
4.2 Batterier

Den vanligste energilagringsformen i elbiler er batteri. Batterier er elektrokjemiske enheter som lagrer elektrisk energi under lading og produserer elektrisitet under utlading. Et Ragone-diagram av ulike energikilder er vist i Figur 4.1. Batterier har spesifikk energi rundt 10^4 KJ/kg og spesifikk effekt i område 10^2 - 10^3 W/kg [27]. Det vil ikke gås nærmere inn på de andre energikildene som er vist i figuren.



Figur 4.1: Ragone-diagram for kondensatorer, superkondensatorer, batterier og brenselceller [27].

Over de siste to tiårene har det blitt utviklet mange ulike typer batterier for elbiler. Litium-ion-batteriet (Li-ion) brukes i dag i den kommersielle elbilen, og dette kommer av de gode egenskapene til batteriet når det gjelder kostnad, sikkerhet, levetid og høy energitetthet sammenlignet med andre batterier [28]. Blybatterier og nikkelmetallhyer (NiMH) er eksempel på andre batterityper som tradisjonelt har blitt brukt i elbiler. Figur 4.2 illustrerer egenskapene til Li-ion-batterier og NiMH-batterier. Li-ion-batterier er i dag å foretrekke, og mye av forskningen rundt batteriteknologi fokuserer på utvikling av denne batteritypen.



Figur 4.2: Illustrasjon av egenskapene til NiMH- og Li-ion batteri [24].

Høy spesifikk energi vil gi lang kjørelengde, høy spesifikk effekt gir kraftig akselerasjon, lang livssyklus vil minimere vedlikehold og i tillegg er det avgjørende med høy sikkerhet og lave kostnader [24]. Antall sykluser forteller forventede antall utladingsykluser gjennom levetiden til batteriet.

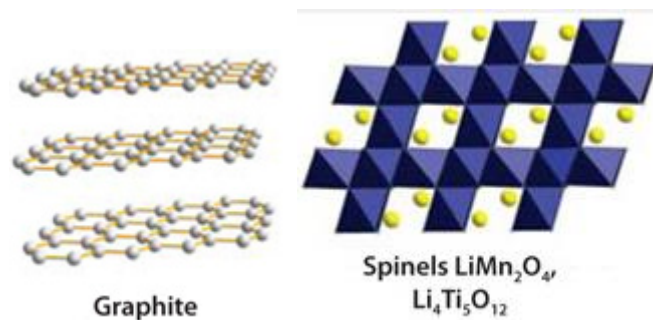
Tabell 4.1: Verdier for energi, effekt og antall sykluser for ulike batterityper [24].

	Spesifikk energi (Wh/kg)	Spesifikk effekt (W/kg)	Sykluser (Antall)
Lead-acid	30-50	150-200	400-800
Nickel-based	35-75	150-450	800-2000
Ambent-temperature lithium	120-150	200-350	600-2500
High-temperature lithium	130-180	240-400	1000-1200
Metal/air	75-250	100-200	300-800

4.2.1 Li-ion-batteri

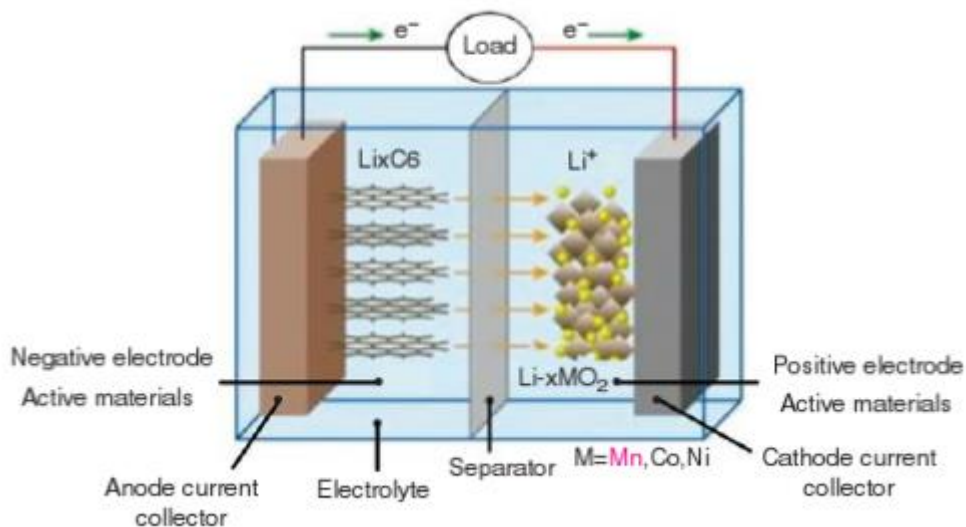
Li-ion-batterier er ladbare batterier klassifisert som sekundærbatterier. Batteriet er bygd opp av en anode, katode, elektrolytt, separator og positive og negative elektrodematerialer. Elektrolytten frakter ioner mellom anoden og katoden. Separatoren separer elektrodene, men muliggjør transportering av ioner ved hjelp av en porøs polymerfilm av for eksempel polyetylen (PE) eller polypropylen (PP) [29].

De vanligste positive elektrode materialene er litium kobolt oksid (LiCoO_2), litium nikkel oksid (LiNiO_2) og litium mangan oksid (LiMnO_4). Litium kobolt oksid og litium nikkel oksid har lagdelt struktur mens litium mangan oksid har tredimensjonal struktur. Generelt benytter litium-ion-batteriet karbon som negativt elektrode material, men titan ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) er også brukt [24]. Tradisjonelt er det litium-kobolt oksid katode og grafitt anode som er brukt. Litium-nikkel-mangan-kobolt-oksid (NMC) velges nå for de fleste elektriske biler for å få frem egenskaper som høyere sikkerhet og et batteri som tåler flere oppladninger [30].



Figur 4.3: Strukturer av grafitt, litium mangan oksid og titan [31].

Under utlading vandrer de positive ladete Li-ionene fra anoden til katoden. For å muliggjøre ionevandring trengs det en ioneleder, en elektrolytt. En elektrolytt er en ionisk strømførende løsning, som for eksempel litium hexafluorophosphate (LiPF_6) eller litium tetrafluoroborate (LiBF_4) i en løsning av karbonater. Li-ionene treffer elektroner i katoden og blir til litiumatomer.

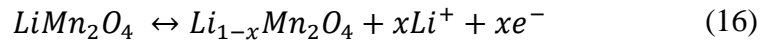


Figur 4.4: Skjematisk skisse av utladingsprosessen for et litium-ion-batteri [29].

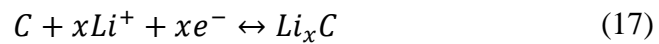
Som et eksempel betraktes litium-mangan-oksid batterier. Under lading vandrer positive li-ioner fra katoden (LiMn_2O_4), gjennom elektrolytten via separatoren til

anoden. Her kombineres litium og karbon. Under utlading vil Li^+ vandre fra anoden i en motsatt prosess til katoden [29].

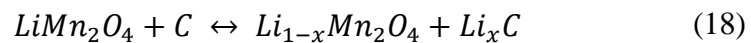
Anodereaksjon:



Katodereaksjon:



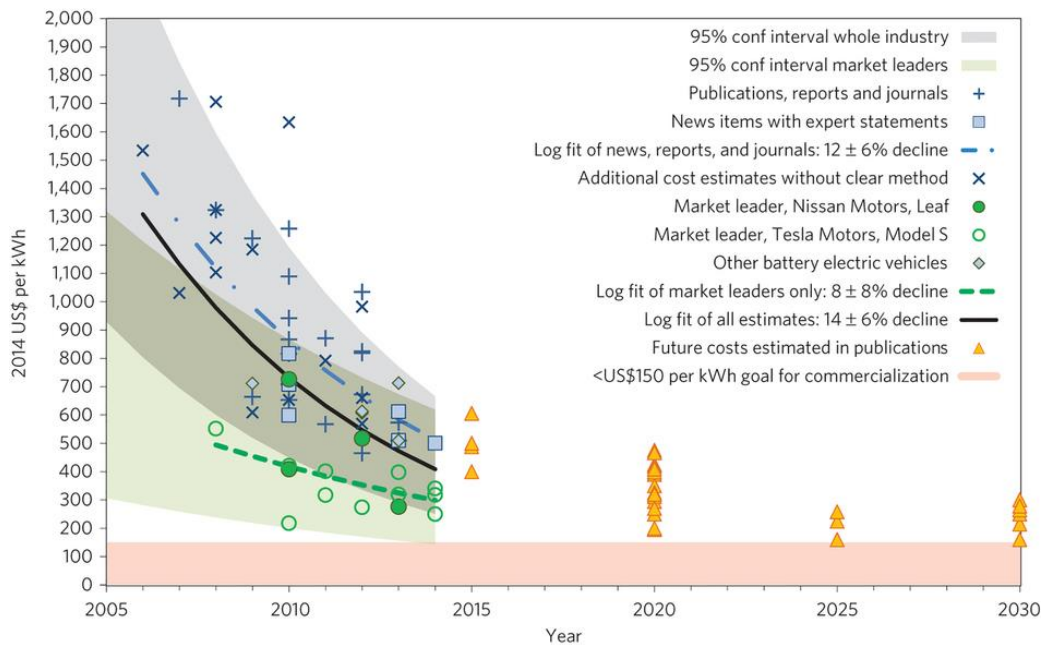
Totalreaksjon:



Batterikapasiteten vil være avhengig av batteriets størrelse. Mange elektriske biler har batteri i størrelsesorden 20-30 kWh, og større kjøretøy kan ha en energikapasitet fra 50-100 kWh. Energitettheten og effekttettheten til batterier er viktige faktorer å vurdere for å finne ønsket ytelse. Stort batteri tar stor plass og vil også være dyrere enn et mindre batteri. Systemdesignere jobber kontinuerlig med å redusere batteriets størrelse og vekt, samtidig som å få øket energimengden.

Effekten i et batteri omtales vanligvis i form av C-rate. C-rate er et mål på hastigheten til utlading/lading sett i forhold til batterieffekten. For eksempel, hvis et batteri med energikapasitet 29 kWh utlades etter en time er batteriet C-rate = 1. Hvis batteri utlades etter 2 timer vil dette tilsvare en C-rate på C/2 eller 0,5 C [32].

Batteriteknologien har utviklet seg raskt de siste årene, og utviklingen ser ut til å fortsette. Prisene er redusert, og kapasiteten og levetiden har økt. Figur 4.5 viser prisendringen som har vært og estimert prisutvikling for li-ion batterier i \$/kWh. Med lavere batteripriser og økt kapasitet vil elektriske biler bli mer og mer konkurransedyktige mot tradisjonelle bensin- og diesel biler.



Figur 4.5: Prisutvikling for li-ion batterier for elektriske biler [33].

4.3 Elbillading

De fleste husholdninger i Norge har sikringer på 10 A og 16 A, mens det i yrkesbygg er vanlig med 16 – 32 A sikringer. Som beskrevet i kapittel 2.2, består det lavspente distribusjonsnettet av både 230 V IT-nett og 400 V TN-nett. 400 V TN-nett muliggjør lading med en større spenning og gir dermed mulighet for høyere ladeeffekter. Refererer til forholdet mellom effekt, spenning og strøm gitt som:

$$P = U \cdot I \quad (19)$$

Hvor P uttrykkes i Watt [W], U uttrykkes i Volt [V] og I uttrykkes i ampere [A]. Strømnettet leverer vekselstrøm (AC) til ladepunktet, og energien fra ladepunktet kan leveres videre som vekselstrøm eller likestrøm (DC). Skal den leveres som likestrøm må ladepunktet ha en likeretter slik at vekselstrøm omgjøres til likestrøm [34].

Tabell 4.2: Ulike typer ladekontakter med representerende spenning, strøm, antall faser og effekt [34].

Lader type	Spenning/strøm/antall faser	Effekt
Husholdningskontakt1	230V/10A/1fase	2,3 kW
Husholdning/yrkesbygg	230V/16A/1fase	3,6 kW
Type 2 – husholdning/yrkesbygg	230V/32A/1fase	7,3 kW
Type 2 eller industrikontakt	230V/32A/3fase	12 kW
Type 2 – semihurtig AC	400V/32A/3fase	22 kW
Semihurtig DC	400V/32A/3fase	22 kW
Type 2 – hurtig AC	400V/63A/3fase	43 kW
Hurtig DC	4-500V/100A	>50 kW
Superlader Tesla	4-500V/250A	90-120 kW

4.3.1 Hurtiglading

Hurtigladdere har som vist i Tabell 4.2 effekt på 22 kW og oppover. Hurtigladdere bygges typisk ut i større byer og ved større motorveier på strekninger mellom byer/tettsteder. Elbilen har en begrenset rekkevidde slik at etablering av hurtigladestasjoner vil være avgjørende for å kunne benytte elbiler på lengre turer med store avstander. Hurtigladestasjoner krever store effekter og det er derfor nødvendig med et sterkt nett der hvor de kobles til [35]. Det er derfor ofte vanlig å etablere en ny nettstasjon ved opprettelse av hurtigladestasjon. Hvis ikke ny nettstasjon blir etablert, må nettselskapet forsikre seg om at de eksisterende kundene tilknyttet nettstasjonen ikke vil oppleve problemer ved tilkobling av hurtigladestasjonen.

Målinger utført ved SINTEF viser at det ikke er store utfordringer ved tanke på harmoniske spenninger og spenningsprang knyttet til hurtiglading, så lenge nettet er dimensjonert for å tåle en slik last. Utfordringer knytter seg mest rundt belastning av transformatorer og kabler, og spenningsforhold [35].

4.3.2 Lading hjemme

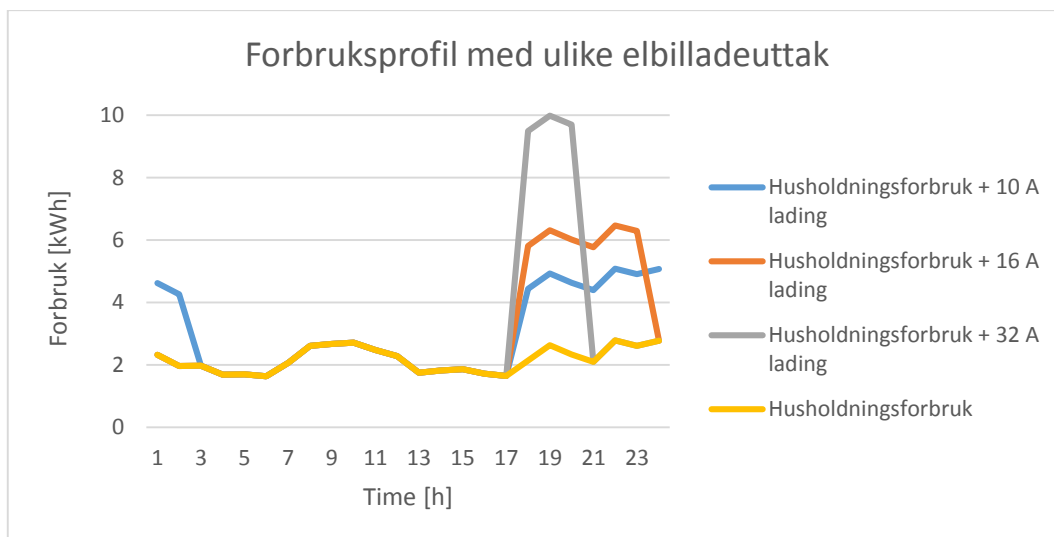
Lading av elbilen hjemme foregår gjennom husholdningens egen strømforsyning, og de fleste husholdninger lader elbilen i dag med enfasekurser på 10 A eller 16 A. Det forventes en økning av effekt fra hjemmelading, og det er flere elbilaktører som leverer ladere med 32 A ladestrøm [35]. Økning i ladestrøm i kombinasjon med en økning av antall elbiler kan gi store utfordringer for strømmettet, da store deler av kundene i distribusjonsnettet har lav kortslutningsytelse (ref. Tabell 2.1).

4.3.2.1 Forbruksprofiler

For å studere hvordan elbillading vil påvirke forbruket er tenkte forbruksprofiler med elbillading konstruert og vist i Figur 4.6. Det er tatt utgangspunkt i at elbilen vil bli satt på lading etter jobb, og lasten fra elbilen vil dermed falle sammen med effekttoppen som mest sannsynlig er knyttet til middagslading. Husholdningsforbruket er hentet fra AMS-målinger fra 8 husholdninger, og det er tatt gjennomsnitt av forbruket for mandag i uke 48 år 2012. Det antas at batterikapasiteten er 30 kWh og at batteriet settes på lading når det er 30 % kapasitet igjen. Forbruksprofilene er hentet fra kunder tilkoblet 230 V IT-nett. Figuren viser at effektuttaket hos kundene vil gå fra i underkant av 3 kW uten elbillading til hele 10 kW ved 32 A enfaselading. Dette tilsvarer en tredobling av effektuttaket.

Tabell 4.3: Data for elbillading

Ladeuttak [A]	Spenning [kV]	Effekt [kW]	Batteristørrelse [kWh]	30 % kap. ved lading [kWh]	Timer lading [h]
10	0,23	2,3	30	21	9,13 ≈ 9
16	0,23	3,68	30	21	5,71 ≈ 6
32	0,23	7,36	30	21	2,85 ≈ 3

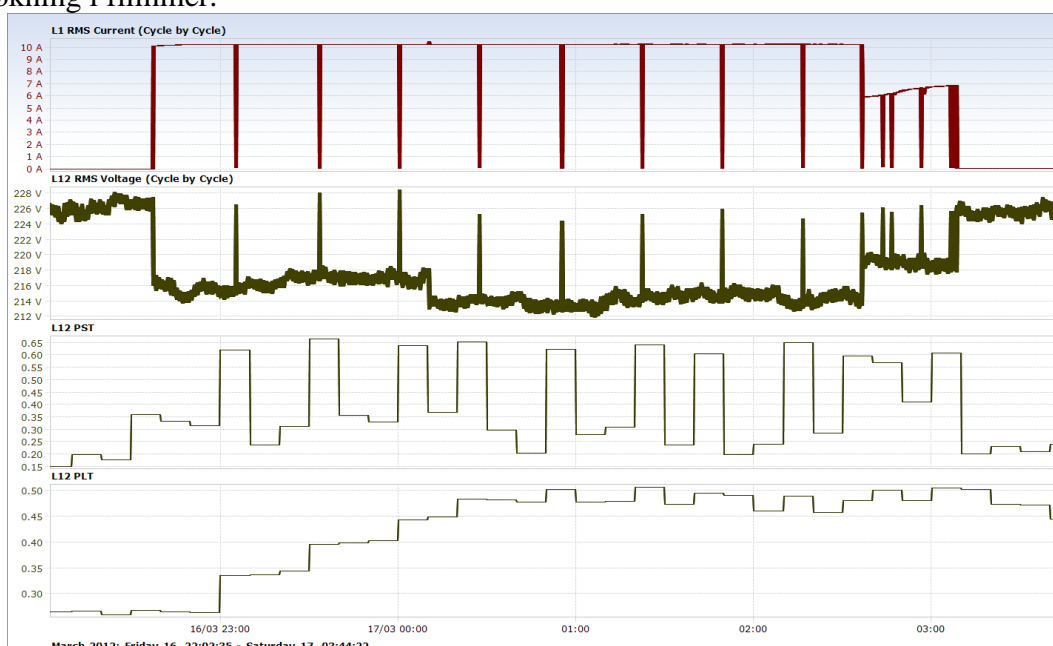


Figur 4.6: Husholdningsforbruk med ulike elbilladeuttak.

4.3.2.2 Målinger av elbillading hos husholdningskunder

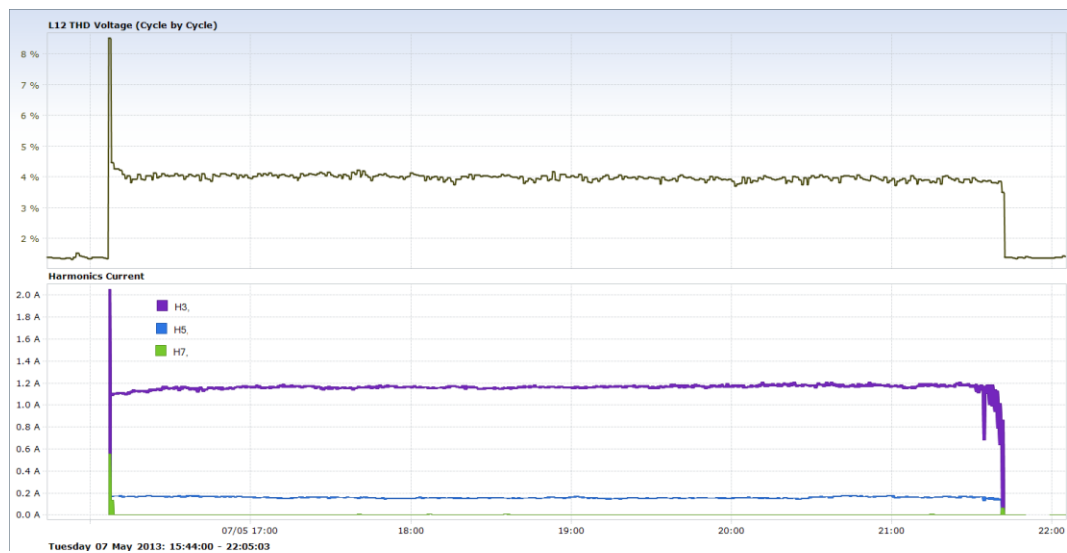
SINTEF har gjennomført en del målinger på ulike typer elbillading fra forskjellige bilmerker. Noen av disse måledataene er presentert i dette kapittelet. Målingene er foretatt hos husholdningskunder hvor spenningen er målt i kundens anlegg (ikke tilknytningspunkt).

Figur 4.7 viser måleresultatet for et 10 A ladeuttak. Ladeforløpet inneholder korte ut/innkoblinger, 2-3 stk. per time. Disse ut/innkoblingene blir hyppigere i siste del av ladeforløpet hvor ladestrømmen reduseres til 5-7 A. Korttids flimmerintensitet blir påvirket av disse inn og utkoblingene, men vil ligge innenfor kravet gitt i FoL. Langtids flimmerintensitet er også godt innenfor kravet, men ladingen gir en tydelig økning i flimmer.



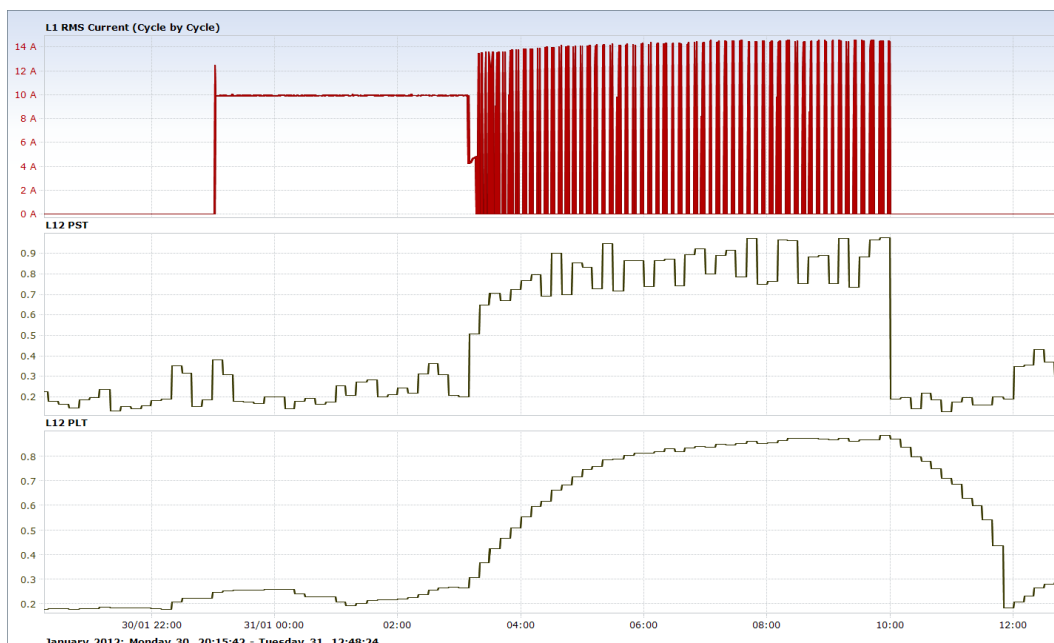
Figur 4.7: Strøm, spenning og flimmerintensitet for et elbiluttak med 10 A ladestrøm.

I en strøm som inneholder overharmoniske komponenter vil strømmens RMS-verdi øke. Figur 4.8 viser den 3., 5. og 7. harmoniske strømmen for et 10 A ladeforløp. RMS verdien til strømmen vil ha sin topp ved oppstarten av ladeforløpet på grunn av den 3. harmoniske strømmen. THD ligger jevnt på ca. 4 %, med unntak av starten hvor verdien stiger opp til 9 % på grunn av den 3. harmoniske komponenten. THD over 10 % er ansett som uakseptabelt, mens THD under 5 % er ansett som akseptabelt [36]. Ved oppstart av dette ladeforløpet registreres det høy, men kortvarig flimerverdi, noe som skyldes 3-4 strømpulser ved oppstart av ladingen.



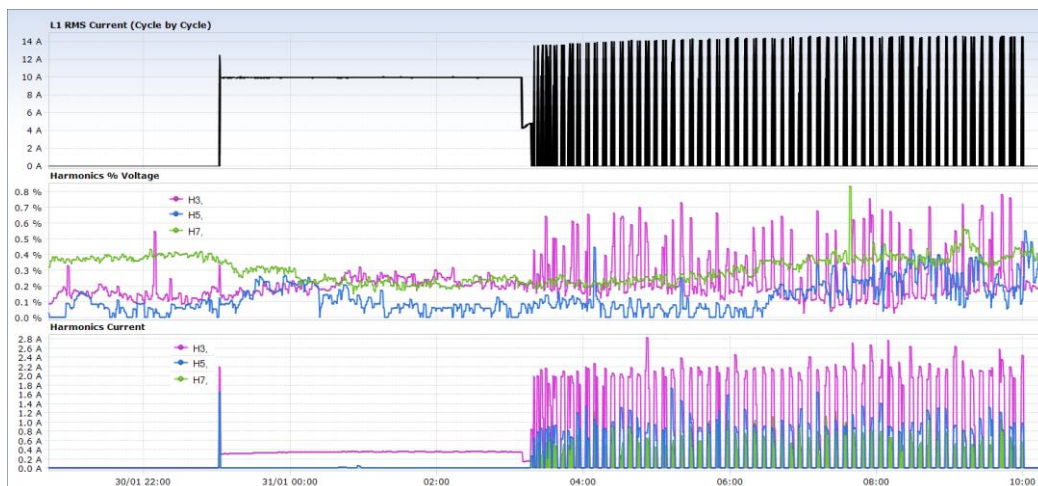
Figur 4.8: THD og 3., 5. og 7. harmonisk strøm for et elbiluttak hos en kunde med lav kortslutningsytelse.

Figur 4.9 viser strøm og flimmerintensitet for et ladeuttak hvor elbilen lades med ladestrøm på 10 A den første tiden av ladeforløpet, mens den i den siste tiden går over til pulserende lading med toppverdi på 14 A. Strømimpulsene vil påvirke flimmerintensiteten. Korttids flimmerintensitet vil gå fra en verdi på 0,2 ved 10 A konstant ladestrøm til å pulserer mellom 0,7 og 1,0 ved slutten av ladeforløpet. Korttids flimmerintensitet på 1,0 er innenfor grensene gitt i FoL, men disse hyppige endringene i strøm og spenning vil kunne gi utfordringer med hensyn til spenningskvaliteten. Langtids flimmerintensitet ligger på 0,9 under den pulserende ladingen, noe som er en betydelig høyere verdi enn under stabil 10 A lading.



Figur 4.9: Langvarig og kortvarig flimmerintensitet for et elbiluttak med pulserende lading.

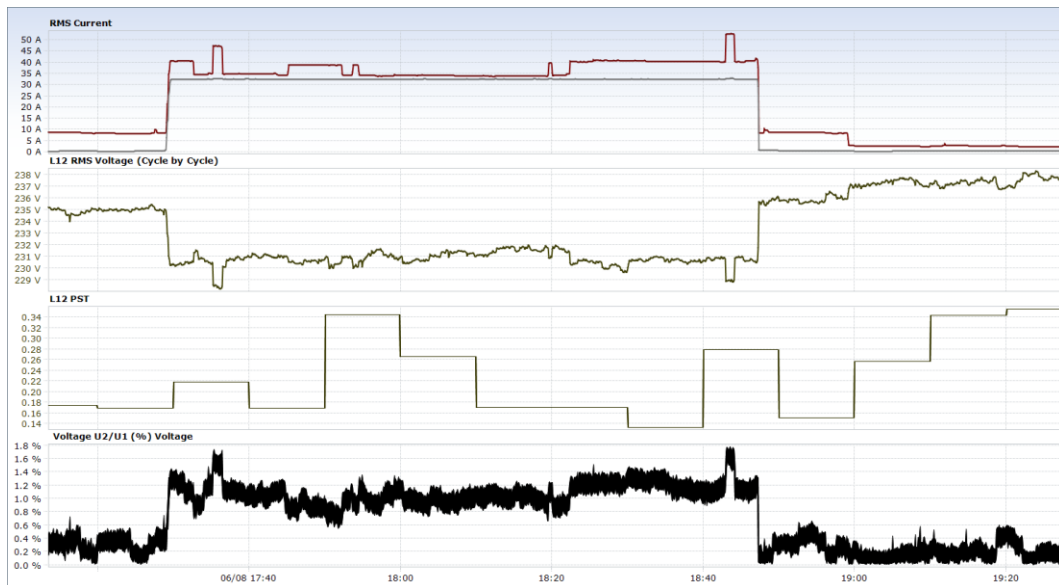
Figur 4.10 viser harmonisk spenning og strøm for det samme ladeuttaket som vist i Figur 4.9. For spenningen er det 5. harmoniske og 7. harmoniske som har høyest amplitude, men verdiene er godt innenfor kravene gitt i FoL. De overharmoniske strømmene med høyest amplitude er 3. og 5. harmoniske. Starten av ladeforløpet vil skape høy amplitude for den 3. harmoniske og 5. harmoniske strømmen, for så å stabilisere seg på lavere verdi, for til slutt å pulserer med en toppverdi på 2,8 A for den 3. harmoniske.



Figur 4.10: Harmoniske strømmer og harmoniske spenninger for et elbiluttak med pulserende lading.

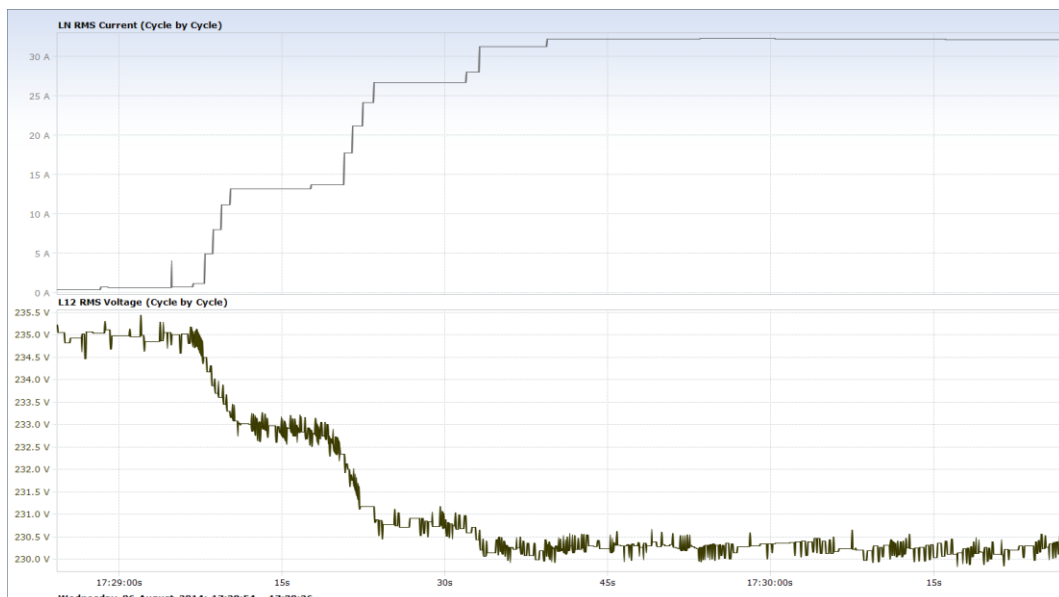
Figur 4.11 viser ladestrøm + forbruk for en husholdningskunde med 32 A ladeuttak. Den grå linjen indikerer ladestrømmen, mens den rød indikerer ladestrøm + forbruk. Spenningen vil falle fra rundt 235 V til 228 V, noe som er godt innenfor kravene. Det vil oppstå i underkant av 1,8 % spenningsusymmetri i løpet av ladeforløpet.

Det er akkurat innenfor kravet på $< 2\%$, men det kan tenkes at dette kravet blir brutt hvis for eksempel flere kunder lader samtidig eller at en kunde som har lavere kortslutningsytelse lader med samme ladestrøm.



Figur 4.11: Strøm, spenning og korttids flimmerintensitet for et elbiluttak med 32 A ladestrøm.

Figur 4.12 viser oppstarten av ladeforløpet ved 32 A ladestrøm. Strømmen vil nå sin stasjonære verdi etter ca. 45 sekunder. Ettersom strømmen rampes opp over en lengre periode er det sannsynlig at det ikke vil oppstå forstyrrelser i nettet. Strømmen blir rampet sakte opp, og det er ingen strømpulser som skaper hurtige spenningsendringer.



Figur 4.12: Oppstart av ladeforløpet til et elbiluttak med 32 A ladestrøm.

Oppsummering

Målingene viser at det vil være en forskjell i ladeforløpet for ulike typer ladere. Ladingen vil forårsake overharmoniske strømmer og flimmer, men disse er ikke av slik størrelse at de vil skape utfordringer. Situasjonen kan imidlertid bli annerledes ved høy penetrasjonsgrad av elbiler i nettet, da en sum av forstyrrelser kan gjøre at grenseverdiene i FoL overstiges. Flere av ladeforløpene genererer en høy 3. harmonisk komponent, noe som kan bli problematisk i TN-nett. Her vil de 3. harmoniske strømmene summeres i N-lederen, noe som blant annet kan skape varmeutvikling på grunn av høy strøm [37].

5 Mulige konsekvenser ved økt grad av elbillading i nettet

I dette kapittelet er mulige konsekvenser ved overbelastning av transformatorer, konsekvenser ved spenningsfall og spenningsusymmetri i nettet berørt.

5.1.1 Overbelastning av transformator

En transformator har praktisk talt ingen bevegelige deler, sett bort fra trinnkobler, vifter eller pumpemotorer. Transformatorer vil dermed ikke slites ut på samme måte som roterende maskiner. Tilstrekkelig beskyttelse mot korrosjon, koppar og jern vil gjøre at levetiden er lang. Derimot vil isolasjonsmaterialer i de fleste transformatorer forringes på grunn av temperatur, fuktighet og oksygen [38]. For å forhindre rask ødeleggelse av isolasjonen er det svært viktig at temperaturen blir holdt innenfor satte grenser. Levetiden for en transformator vil være avhengig av levetiden til isolasjonen [39].

Olje/papir er det dominerende isolasjonsmaterialet i transformatorer. Tilstrekkelig med kjøling er viktig for god temperaturkontroll og lang levetid. Høye temperaturer vil føre til at isolasjonen eldes raskere. Aldring av isolasjon vil i hovedsak være avhengig av de mekaniske egenskapene til isolasjonspapiret. Lokal oppvarming (hot-spots) kan føre til skader på papiret og dannelse av gass i oljen.

Den termiske aldringsprosessen av papiret følger Monstingers formel:

$$V = \frac{L(T)}{L(T+6)} = 2 = \frac{e^{-\frac{T}{\tau}}}{e^{-\frac{T+6}{\tau}}} = e^{\frac{6}{\tau}} \rightarrow \tau = \frac{6}{\ln(2)} \quad (20)$$

Ved å sette den relative levetiden ved 98°C (standard hot-spot temperatur) til 1, kan den relative aldringen beregnes som følger:

$$V = \frac{L(98)}{L(T)} = e^{\frac{(T-98)}{\tau}} = e^{\frac{(T-98)}{6}} = 2^{\frac{(T-98)}{6}} \quad (21)$$

Dette gjør for eksempel at den relative aldringen vil doubles når temperaturen er 104°C. Det kan dermed forstås fra ligningene at overbelastning av transformatoren kan føre til betraktelig kortere levetid. Hot-spot temperaturen bør dermed ikke overskrides. En bør generelt være forsiktig med å overbelaste gamle transformatorer, da kjølekanaler delvis kan kveles slik at hot-spot temperaturen vil være høyere enn om transformatoren var ny [40].

5.1.2 Spenningsfall

Spenningsfall i nettet kan føre til blant annet ødeleggelse av elektrisk utstyr, feil og utfall av utstyr, redusert levetid og reduserte effekter. Asynkronmaskiner er spesielt utsatt når det gjelder ødeleggelse av elektrisk utstyr. Ved for lav spenning vil det kunne skapes overlast/overoppheting av utstyret fordi maskinen ikke klarer å generere nok hastighet. Stort hastighetsavvik kan føre til avbrudd og funksjonsfeil på grunn av ustabilitet hvis apparatet ikke har beskyttelse mot underspenning [23]. Mange apparater er ohmske apparater, som for eksempel ovner, komfyrer, lamper osv. 10 % spenningsfall vil gi i underkant av 20 % redusert effekt:

$$P(230 V) = \frac{U^2}{R} = \frac{230^2}{R} \quad (22)$$

$$P(207 V) = \frac{207^2}{R}$$

$$\frac{207^2}{230^2} = 0,81$$

Kilder til spenningsfall kan blant annet være svakt nett, store lastvariasjoner, for store hovedsikringer hos kunder etc. I analysene i kapittel 6 studeres det blant annet hvordan økt last forårsaket av elbillading vil påvirke spenningsfallet.

5.1.3 Spenningsusymmetri

En viktig kilde for skjevlast er store enfaselaster. Dette kan skape stor usymmetri og spenningsfall, da særlig på lange distribusjonsavganger. Det er en økning av elbiler i transportsektoren, og de fleste lades som enfase med ladestrømmer opp til 32 A. Slike enfaselaster skiller seg fra andre enfaselaster ved at de har lang ladetid med høy effekt [41]. Dette kan skape spennings- og usymmetriproblemer, da spesielt i svake nett.

Spenningsusymmetri og asynkronmaskiner

Under ubalanse vil det oppstå økt tap og nettet blir mindre stabilt blant annet fordi nettet ikke er like godt rustet til å tåle ytterlige påkjenninger. Usymmetri kan blant annet skape problemer for asynkronmaskiner. Graden av spenningsusymmetri er gitt i FoL, og er beskrevet i kapittel 3.3. Definisjonen gitt i FoL sier at graden av spenningsusymmetri er gitt av forholdet mellom negativ og positiv sekvenskomponenter av spenningene (U_-/U_+). Det brukes ulike definisjoner for usymmetri. En annen definisjon er NEMA standarden (National Electrical Manufacturers Association). Denne standarden kan blant annet brukes for å studere hvordan usymmetri påvirker asynkronmaskiner. NEMA standard er gitt som [42, 43]:

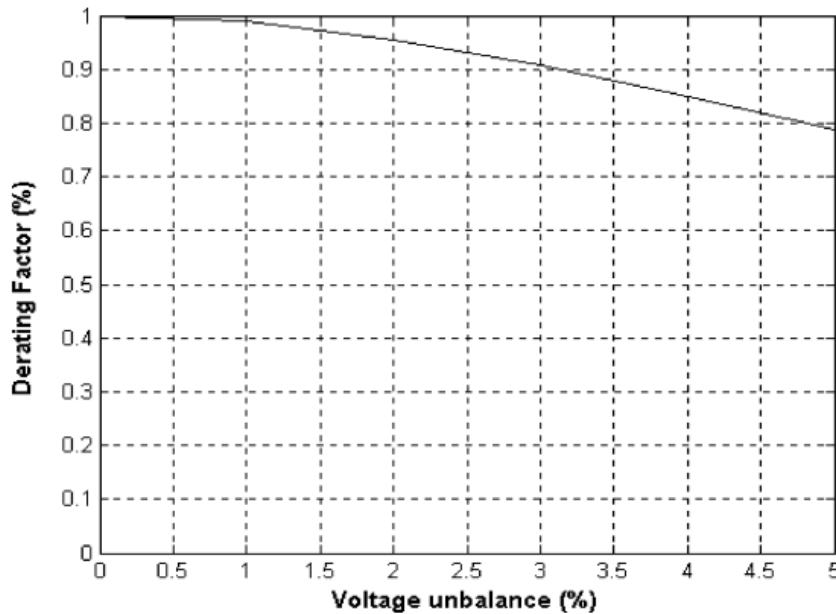
$$\% \text{ usymmetri} = 82 * \frac{\sqrt{(U_{133}^2 + U_{233}^2 + U_{313}^2)}}{\text{Gjennomsnittlig linjespenning}} \quad (23)$$

Hvor U_{133} = differansen mellom spenning U_{13} og gjennomsnittet av linjespenningene, U_{233} = differansen mellom spenningen U_{23} og gjennomsnittet av linjespenningene, og U_{313} = differansen mellom spenningen U_{31} og gjennomsnittet av linjespenningene.

De forskjellige definisjonene av spenningsusymmetri vil ikke gi en betydelig forskjell i resultatet for belastningsfaktor, opp til en usymmetri på 5 %. NEMA standarden kan dermed benyttes for å finne belastbarhet for en asynkronmaskin som funksjon av usymmetri. Standarden sier at ubalanse over 5 % vil føre til at temperaturen vil stige veldig raskt og normal operasjon av maskinen vil være uforsvarlig. Ligning (24) indikerer anbefalt motorytelse ved en gitt ubalanse.

$$1 + \frac{2(\text{ubalanse i prosent})^2}{100} = \left(\frac{\text{Last i prosent}}{100}\right)^{-1,7} \quad (24)$$

Hvis ubalansen er for eksempel 5 % bør ikke motoren operere med en høyere ytelse enn 77 % av nominell effekt. Kurven for belastbarhet som funksjon av usymmetri er gitt i Figur 5.1.



Figur 5.1: Belastbarhet for asynkronmaskin ved spenningsusymmetri.

Et ubalansert trefasesystem kan beskrives ved hjelp av symmetriske komponenter. De symmetriske komponentene kan bestemme strømmene og spenningene som produseres av den usymmetriske belastningen. På denne måten kan usymmetriske spenninger uttrykkes som tre spenningssett med symmetriske egenskaper [44]. Spenningene i de tre systemene kan bestemmes som positiv(+) -, negativ(-) - og null(0) -system:

$$U_+ = \frac{1}{3}(U_{L1} + hU_{L2} + h^2U_{L3}) \quad (25)$$

$$U_- = \frac{1}{3}(U_{L1} + h^2U_{L2} + hU_{L3}) \quad (26)$$

$$U_0 = \frac{1}{3}(U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}) \quad (27)$$

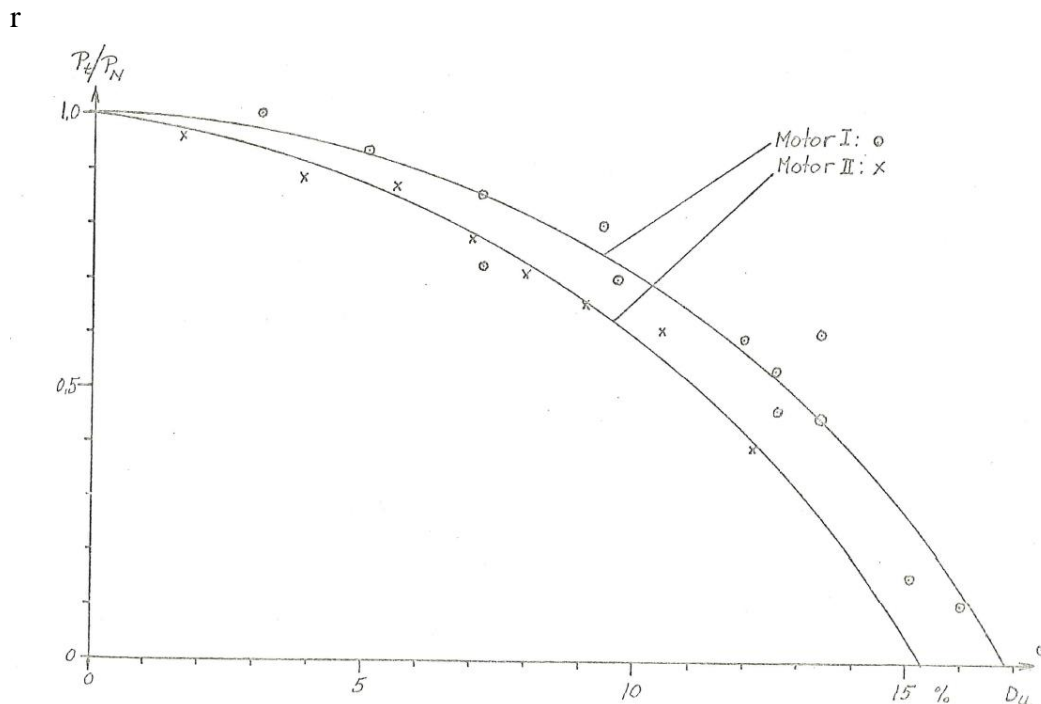
Hvor h er definert som

$$h = e^{j120^\circ} \quad (28)$$

$$h^2 = e^{j240^\circ} \quad (29)$$

I asynkronmaskiner vil nullspenningen være lik null, siden trekantkobling og ujordet stjernekobling er en typisk kobling i slike maskiner. Null-strømmen vil dermed ikke ha noe sted å gå. En ubalansert asynkronmotor vil dermed bare inneholde positiv og negativ sekvens komponent. Den positive sekvensspenningen frembringer et ønsket positivt dreiemoment, mens den negative sekvensspenningen frembringer en luftspaltefluks roterende mot rotasjonen i rotoren, for dermed å generere et uønsket negativt dreiemoment. Store negative sekvensstrømmer og liten negativ sekvensimpedans vil føre til at maskinens temperatur og tap øker [42].

I notatet «belastbarhet som funksjon av asynkronmotorer ved usymmetrisk trefasespenning» [45] er det kommet frem til en kurve som viser belastbarhet som funksjon av spenningsusymmetri, hvor spenningsusymmetrifaktoren er definert som U_-/U_+ . Den baserer seg på målinger på to forskjellige asynkronmotorer med lik merkeytelse, men med forskjellige geometriske dimensjoner. Data for motorene er gitt i vedlegg A.



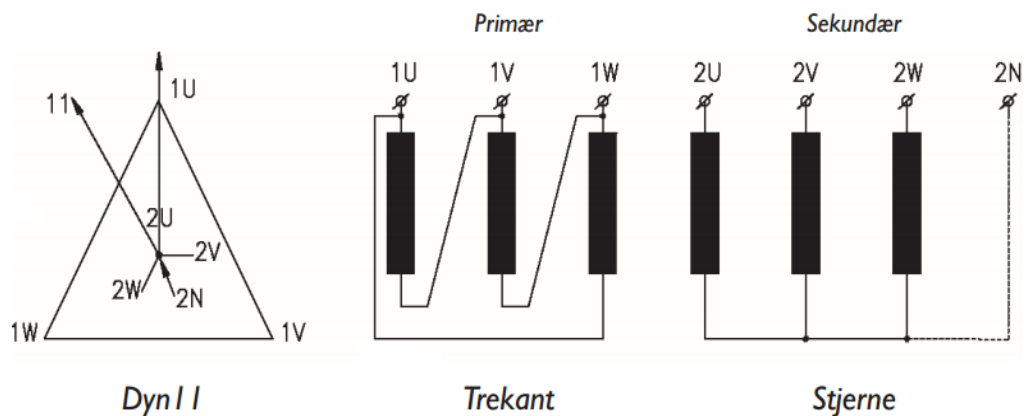
Figur 5.2: Belastbarhet for to ulike asynkronmaskiner som funksjon av spenningsusymmetrifaktoren U_-/U_+ [45].

Sammenlignes resultatene for de to ulike definisjonene for spenningsusymmetri vil NEMA standarden gi belastbarhet på 85 % for 4 % usymmetri, mens resultatet gitt i Figur 5.2 gir belastbarhet på i overkant av 90 % ved 4 % usymmetri. Begge resulterer altså i redusert belastbarhet ved økt usymmetri.

Sammenheng mellom koblingsgruppe i transformatoren og usymmetri

Transformatorer kan ha ulik koblingsgruppe hvor koblingen betegnes med et koblingsgruppesymbol. Ulike symboler beskriver ulike koblinger, hvor stjernekobling betegnes som Y og y på henholdsvis lavspentsiden og høyspentsiden. D og d er betegnelsen for trekantkobling på henholdsvis

høyspentsiden og lavspentsiden. Nøytralpunktet har betegnelsen N for høyspentviklingen og n for lavspentviklingen. I tillegg er det et koblingsgruppesiffer som angir fasevinkelen. I det nettet er tatt som utgangspunkt for simuleringene, er Dyn11 en vanlig koblingsgruppe for 400 V TN-nett og Yyn0 en vanlig koblingsgruppe for 230 V IT-nett. For en Dyn11 kobling vil primærsiden være trekantkoblet og sekundærsiden stjernekoblet med nøytralpunkt ført ut fra transformatorens lavspentside [46]. Tallet 11 er referert til klokke-timetallet (12 timer), dvs. at ettersom en sirkel består av 360° , vil hver time representerer $360^\circ/12=30^\circ$. Tallet 11 betyr dermed at fasespenningen på sekundærsiden ligger 30 grader foran fasespenningen på primærsiden [47]. Figur 5.3 illustrer koblingsgruppe Dyn11.



Figur 5.3: Koblingsgruppe transformator for Dyn11 [48].

Virkingen for skjevlast vil være forskjellig for ulike transformatorkoblinger. Ved symmetrisk belastning er det ligning (30) som gjelder. De primære amperevindinger per fase vil være lik de sekundære amperevindinger per fase.

$$|I_1 \cdot N_{\text{primær}}| = |i_1 \cdot N_{\text{sekundær}}| \quad (30)$$

Når transformatoren er utsatt for skjevlast vil viklingene sette opp et ekstra felt som gir økt tap. For å analysere usymmetriske laster brukes symmetriske komponenter.

$$\begin{bmatrix} U_+ \\ U_- \\ U_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} \quad (31)$$

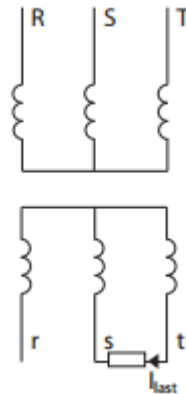
Hvor h er definert som:

$$h = e^{j120^\circ} \quad (32)$$

U_+ , U_- og U_0 representerer tilsammen en fase i hvert symmetriske system.

For å studere nærmere hvordan ulike transformatorkoblinger virker inn på skjevlast er det tatt utgangspunkt to transformatorkoblinger: Dyn og Yy. Ekvivalentkretsen

for transformatorene avhenger av transformatorkoblingen. Figur 5.4 viser en Yy-koblet transformator med usymmetrisk last mellom fase s og t på sekundærsiden.



Figur 5.4: Yy-kobling med belastning mellom to faser [40].

Yy-kobling

Ampervindingsbalansen for hvert ben på transformatoren er gitt av følgende ligninger:

$$I_R = I_r = 0 \quad (33)$$

$$I_S = I_s = I_{last} \quad (34)$$

$$I_T = I_t = -I_{last} \quad (35)$$

Dette gir:

$$I_s = -I_t = I_{last} \quad (36)$$

Lasten vil skape en strøm i fase s og t på sekundærsiden og i fase S og T på primærsiden:

$$(I_S \cdot N_1 + I_s \cdot N_2) + (I_s \cdot N_2 - I_T \cdot N_1) = 0 \quad (37)$$

For hvert ben i transformatoren blir det magnetisk likevekt [46]:

$$I_S N_1 = I_s N_2 \quad (38)$$

For å analysere ikke-symmetriske strømmer brukes symmetriske komponenter:

$$\begin{bmatrix} I_+ \\ I_- \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_r \\ I_s \\ I_t \end{bmatrix} \quad (39)$$

Dette gir følgende ligningssett:

$$I_+ = \frac{1}{3}(hI_s + h^2I_t) = \frac{1}{3}(h - h^2)I_s = j\frac{1}{\sqrt{3}}I_s \quad (40)$$

$$I_- = \frac{1}{3}(h^2I_s + hI_t) = \frac{1}{3}(h^2 - h)I_s = -I_+ \quad (41)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_s + I_t) = 0 \quad (42)$$

Lasten på sekundærsiden gir følgende ligningssett:

$$U_t - U_s = Z_{last}I_{last} = Z_{last}I_s \quad (43)$$

Med symmetriske komponenter tilsvarer dette:

$$U_t = h \cdot U_+ + h^2 \cdot U_- \quad (44)$$

$$U_s = h^2 \cdot U_+ + h \cdot U_- \quad (45)$$

$$I_s = h^2 \cdot I_+ + h \cdot I_- = (h^2 - h)I_+ \quad (46)$$

Noe som gir:

$$U_+ - U_- = -I_+Z_{last} \quad (47)$$

Spennningene i positiv-, negativ- og null- systemet er gitt som:

$$U_+ = U_{rb} + Z_+I_+ \quad (48)$$

$$U_- = Z_-I_-$$

$$U_0 = Z_0I_0$$

Hvor U_{rb} er spenningen uten last for fase R på sekundærsiden.

Positiv og negativ sekvensstrøm på sekundærsiden fås ved kombinasjon av ligning (47) og ligning (48):

$$I_+ = -\frac{U_{rb}}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (49)$$

$$I_- = \frac{U_{rb}}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (50)$$

En kombinasjon av ligning (40) og ligning (49) gir følgende ligning for laststrømmen:

$$I_{last} = I_s = j \frac{\sqrt{3}U_{rb}}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (51)$$

For å finne U_+ og U_- settes ligning (49) inn i ligning (48).

$$U_+ = U_{rb} - U_{rb} \cdot \frac{Z_+}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (52)$$

$$U_- = U_{rb} \cdot \frac{Z_-}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (53)$$

Fasekomponentene til spenningene viser at ubalansert last i Yy-kobling leder til usymmetrisk spenning på sekundærsiden. Siden $Z_{last} \gg Z_+, Z_-$ vil usymmetrien likevel bli moderat for en slik transformator kobling. Fasekomponentene til spenningene er gitt som:

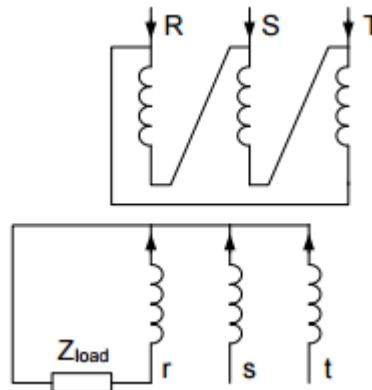
$$U_r = U_{rb} \quad (54)$$

$$U_s = U_{sb} \cdot \frac{Z_{last}}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} - U_{rb} \cdot \frac{Z_-}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (55)$$

$$U_t = U_{tb} \cdot \frac{Z_{last}}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} - U_{rb} \cdot \frac{Z_-}{Z_+ + Z_- + Z_{last}} \quad (56)$$

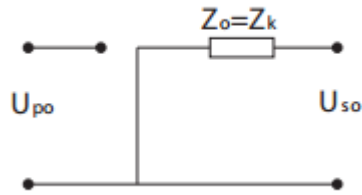
Dyn-kobling

I Figur 5.5 er Dyn kobling presentert. Når lasten er koblet mellom fase og nøytral på sekundærsiden vil det også genereres strøm i null-systemet. I et Dyn-koblet system vil delta-koblingen på primærsiden gjøre at null-sekvens strømmen vil sirkulere rundt i vindingene uten mulighet til å forlate terminalene.



Figur 5.5: Dyn-kobling med belastning mellom en fase og nøytral [40].

Fra sekundærsiden på transformatoren vil delta koblingen på primærsiden betraktes. Dette gir ekvivalentskjemaet illustrert i Figur 5.6. Z_0 betraktes som tilnærmet lik Z_k .



Figur 5.6: Ekvivalentskjema for null-systemet i en Dyn koblet transformator [40].

Når lasten er koblet mellom nøytralt punktet og fase r er strøm og spenning på sekundærsiden gitt som:

$$I_s = I_t = 0 \quad (57)$$

$$U_r = -Z_{last} \cdot I_r \quad (58)$$

Transformasjon av ligning (57) og ligning (58) til symmetriske komponenter gitt av ligning (39) og ligning (31) gir:

$$I_+ = I_- = I_0 \quad (59)$$

$$I_r = 3I_+ \quad (60)$$

$$U_+ + U_- + U_0 = -3Z_{last}I_+ \quad (61)$$

Dette satt inn i ligning (48) gir:

$$U_{rb} + Z_+I_+ + Z_-I_- + Z_0I_0 = -3Z_{last}I_+ \quad (62)$$

Ettersom $I_+ = I_- = I_0$ blir strømmen for de tre systemene:

$$I_+ = I_- = I_0 = -\frac{U_{rb}}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (63)$$

Systemspenningene gitt i ligning (48) gir følgende spenninger for +, - og 0-systemet:

$$U_+ = U_{rb} - U_{rb} \cdot \frac{Z_+}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (64)$$

$$U_- = -U_{rb} \cdot \frac{Z_-}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (65)$$

$$U_0 = -U_{rb} \cdot \frac{Z_0}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (66)$$

Ved å sette $Z_+ = Z_-$ blir spenningene i tre-fase systemet på sekundærsiden og strømmen i fase r:

$$U_r = U_{rb} \cdot \frac{3Z_{last}}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (67)$$

$$U_s = U_{sb} + U_{rb} \cdot \frac{Z_+ - Z_0}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (68)$$

$$U_t = U_{tb} + U_{rb} \cdot \frac{Z_+ - Z_0}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (69)$$

$$I_r = -\frac{U_r}{Z_{last}} = -\frac{3U_{rb}}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3Z_{last}} \quad (70)$$

Det vil ikke gå noen strøm i fase s og t på sekundærsiden. Strømmen i fase r på sekundærsiden vil gi strømmen I_R og strømmen $I_S = -I_R$ på primærsiden. $I_T = 0$. Det oppnås dermed ikke ampervindingsbalanse [40].

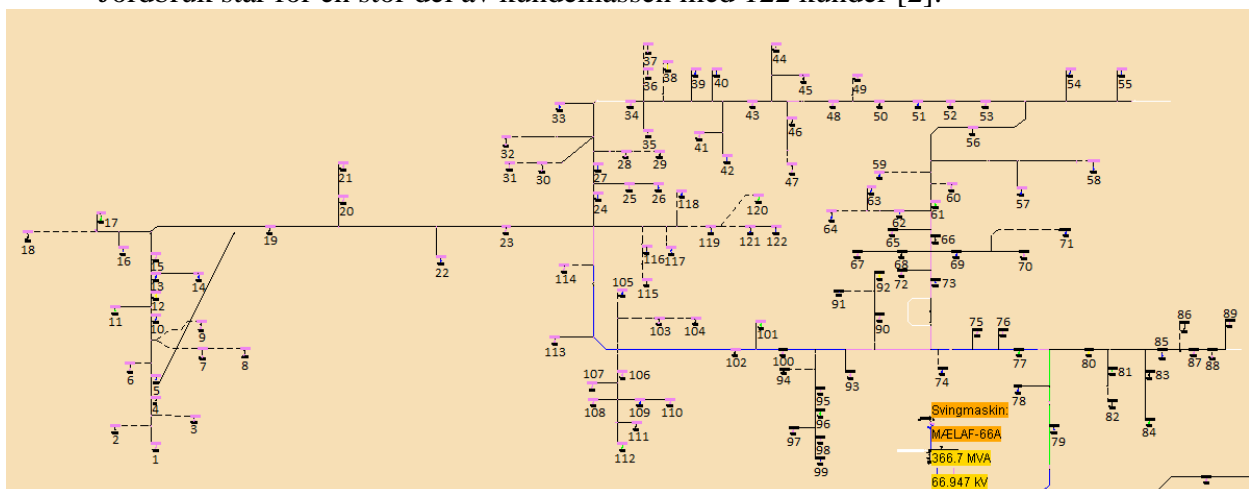
6 Simuleringsmodell og resultater

I dette kapittelet presenteres fremgangsmåte og resultater av studier om hvordan elbillading vil påvirke høyspent (22 kV) og lavspent (230 V og 400 V) distribusjonsnett. I case 1 er det studert hvordan økt grad av elbillading i nettet vil påvirke belastning av transformatorer og spenningen i et høyspent distribusjonsnett med 1320 kunder som eies og driftes av NTE. Case 1 deles opp i to ulike undercaser: case 1.1 og case 1.2. I case 1.1 er det studert hvordan belastning av transformatorer og spenning påvirkes ved at alle kundene i nettet lader samtidig med 16 A ladestrøm. Ladingen skjer når belastningen i nettet er relativt høy. I case 1.2 er det studert hvordan belastning av transformatorer og spenning blir påvirket av at det innføres ulike ladestrategier ved elbillading. I case 2 er det studert påvirkningen 16 A lading og 32 A lading har på spenningsusymmetri og spenningsfall i det lavspente distribusjonsnettet (et IT-nett og et TN-nett) ved ulike kortslutningsytelser hos kundene. Her er det studert både symmetrisk og usymmetrisk last.

6.1 Case 1 – Simuleringsstudie av belastning av transformatorer og spenningsfall i et 22 kV distribusjonsnett

6.1.1 Simuleringsverktøy og beskrivelse av nettet

I denne casen er simuleringen utført ved hjelp av lastflytanalyse i Netbas. Netbas er et nettinformasjonssystem levert av Powel, og blir brukt av mange nettselskaper til planlegging og drift av strømmettet. Det er tatt utgangspunkt i et nettområde i Nord-Trøndelag som NTE eier og drifter. Høyspent distribusjonsnett i dette nettet har nettspenning på 22 kV og driftes radielt, med muligheter for noen omkoblinger. Nettet består i hovedsak av luftlinjer (58 km), med unntak i sentrum og noen andre steder der det er jordkabelnett (9 km) [49]. Nettet har per i dag én fjernstyrt effektbryter, tre fjernstyrte lastskillebrytere og én fjernstyrt skillebryter. Lavspent distribusjonsnett er 230 V IT-nett, med unntak av sentrum hvor det er tre netstasjoner med 400 V TN-nett. Nettet består totalt av 122 netstasjoner (39 kiosker og 83 i mast). Nettstrukturen med nummererte netstasjoner er gitt i Figur 6.1. Det er 1320 kunder i nettet, hvor i overkant av tusen er husholdningskunder. Jordbruk står for en stor del av kundemassen med 122 kunder [2].



Figur 6.1: Nettstruktur 22 kV.

I kapittel 2.2.3 er det gitt en oversikt over kortslutningsytelsen i det lavspente distribusjonsnettet basert på verdier fra seks nettselskaper. Tilsvarende undersøkelse er blitt utført for nettområde vist i Figur 6.1. Resultatet er gitt i Tabell 6.1.

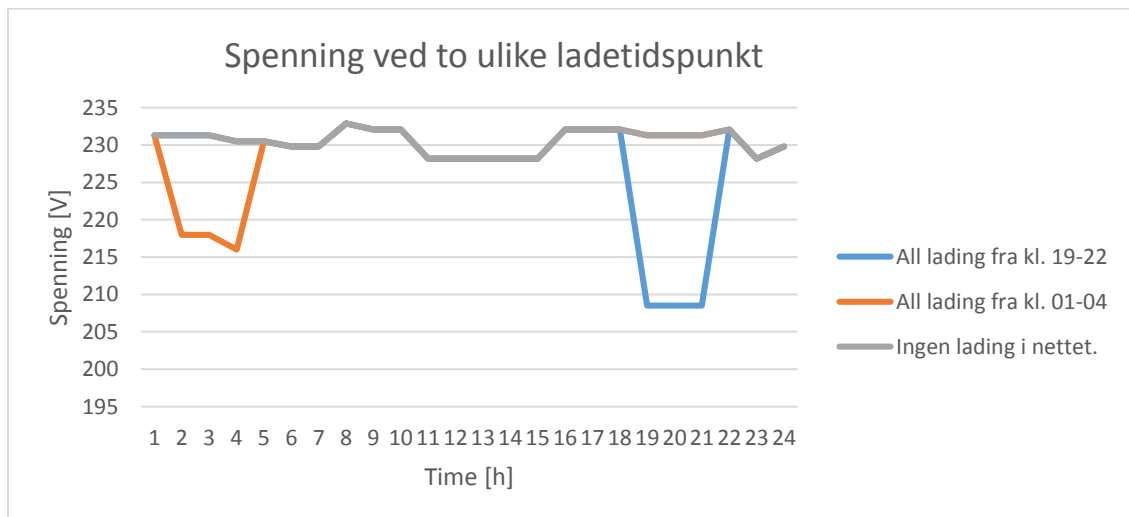
Tabell 6.1: Prosentvis fordeling av nettstyrke for nettet gitt i Figur 6.1.

Prosentvis fordeling av nettstyrke (I_{kmin})				
< 350 A	350 – 500 A	500 – 750 A	750 – 1000 A	≥ 1000 A
5 %	11 %	17 %	18 %	49 %

6.1.2 Case 1.1 - Én elbil per husstand

For å se på et verst tenkelig tilfelle er det utført en simulering i Netbas hvor det er en elbil per kunde (totalt 1320 kunder), og hvor alle lader elbilen samtidig kl. 1900 den 09.03.16 med et 16 A ladeuttak. Dette betyr at alle lader elbilen sin når det er høy grunnlast i nettet. Resultatet er gitt i vedlegg B. Resultatet viser at det oppstår lavest spenning for nettstasjon 17. Belastningen er også størst for denne nettstasjonen, hele 258 %. Denne nettstasjonen er studert nærmere for å se på hvordan spenning og belastning blir påvirket når lasten fordeles ut over døgnet.

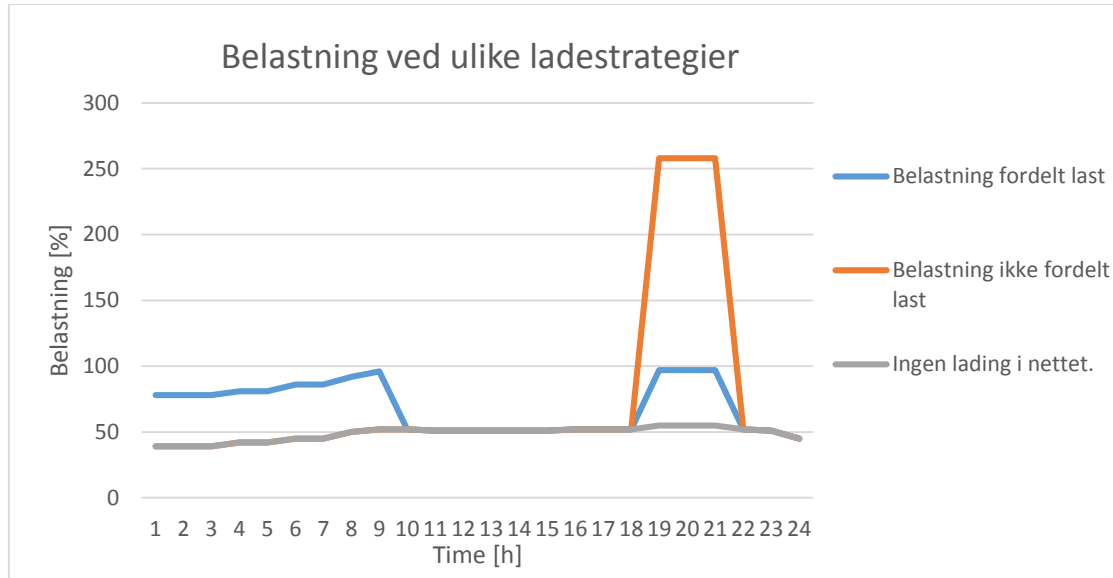
Figur 6.2 viser hvordan spenningen forandrer seg ved å endre tidspunktet for lading. Hvis en elbil per husstand i hele nettet lader elbilen samtidig kl. 19-22 vil dette føre til at spenningen hos en av kundene på denne nettstasjonen blir 208,5 V, noe som tilsvarer et spenningsfall på 9,35 %. Ved at alle i nettet lader bilen sin om natten, i tidsrommet 01-04, blir laveste spenning 216 V.



Figur 6.2: Spenning ved ulike ladetidspunkt for nettstasjon 17.

Figur 6.3 viser belastning for nettstasjon 17 ved at tilleggslasten fra elbillading fordeles/ikke fordeles ut over dagen. Orange kurve viser resultatet av at alle 25 kundene som er tilkoblet denne nettstasjonen lader elbilen sin i tidsrommet 19-22. Dette fører til en maksbelastning på nettstasjonen på hele 258 %. Blå kurve viser resultatet av at kun 5 kunder lader elbilen sin samtidig. Ladingen vil dermed fordeles i ulike tidsrom: 01-04, 04-07, 07-10, 19-22 og 22-01. Det er antatt at ingen elbiler lades i tidsrommet de fleste er på jobb, men at ladingen fra de 25 kundene

blir fordelt gjennom de resterende timene i døgnet. Resultatet viser at belastningen på nettstasjonen blir under 100 % for alle timene av døgnet. Dette gir en betraktelig reduksjon i belastning sammenlignet med hvis alle ladet samtidig kl. 19-22. Det påfølgende kapittelet, kapittel 6.1.3, tar for seg hvordan spenningen i nettet og belastningen av nettstasjonene blir påvirket av at det innføres ulike ladestrategier.



Figur 6.3: Belastning ved fordelt last for nettstasjon 17.

6.1.3 Case 1.2 - Elbillading ved ulike ladestrategier

6.1.3.1 Ladestrategier

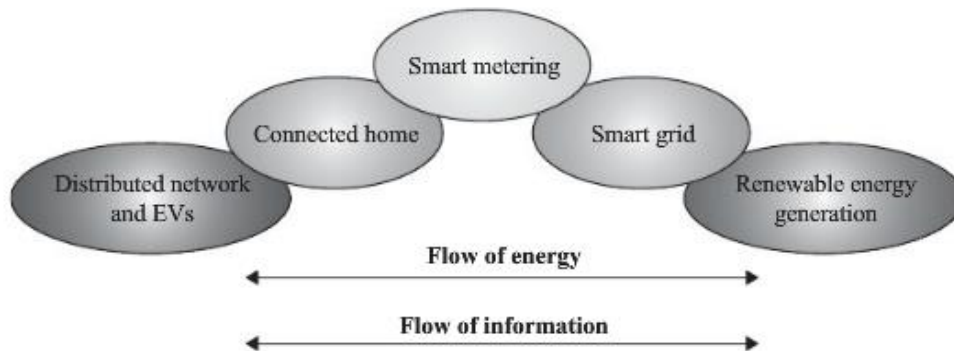
Høy penetrasjonsgrad av elbillading i nettet vil skape et ekstra effektbehov. Det kan oppstå store problemer hvis den ekstra lasten elbilladingen forårsaker sammenfaller med effekttoppene fra grunnlasten. Dette kan, som nevnt tidligere, føre til høye kostnader til oppgradering av nettet hvis nettet skal dimensjoneres for å tåle dette. Næringskunder har et annet forbruksmønster enn husholdningskunder (se Figur 2.11 og Figur 2.12). Maksbelastningen vil typisk komme i perioden mellom klokken 10-16 for næringskunder og 08-10 og 16-23 for boligområder [50]. I nettet som er analysert er det flest husholdningskunder, så maksbelastningen i nettet vil typisk være mellom klokken 1800-2300. Ved ulike ladestrategier kan elbilladingen forskyves til tider av døgnet hvor lasten er lav. I denne casen simuleres det med to ulike ladestrategier: normal lading og smart lading.

Normal lading

Dette er en lademodell uten begrensninger. Elbilen kan settes til lading hjemme når som helst, og eieren kan lade bilen så lenge den vil. Ladingen starter med en gang kontakten plugges inn, og varer til bilen er fulladet eller når ladingen blir brutt av eier. Det er ikke gitt noen insentiver som gjør at kunden tjener på å velge og lade bilen på andre tidspunkt. Det antas altså at strømprisen for kunden er konstant hele dagen. Ladingen kan dermed inntreffe når grunnlasten i nettet er høy, for eksempel ved middagstid, slik at en normal ladestrategi kan føre til stort spenningsfall og overbelastning av linjer, transformatorer etc.

Smart lading

Kontinuerlig prissignaler fra nettoperør kan være en metode for å få kundene til å tilpasse forbruket sitt til de tidene av døgnet der prisene er lavest på grunn av lav belastning i nettet. Her er det usikkerhet knyttet til hvordan nettkunder er villige til å tilpasse forbruket til prissignalene. Kontinuerlige prissignaler kan muliggjøres gjennom AMS-målerne som er under utrulling. Det kan tenkes at en videreutvikling kan gjøre at den ekstra lasten elbiler forårsaker automatisk blir forskjøvet til timer der belastningen i nettet er lavest, såkalt smart laststyring. Dette vil bedre driftsforholdene i nettet og redusere behovet for dyre nettoppgraderinger [51]. Dette innebærer at det må være kommunikasjon mellom elbilen og strømmettet. AMS-måler kan for eksempel brukes som kommunikasjonsenhet mellom elbil og driftssentral/kontrollsenter [52]. Nøkkelen for å oppnå smart lading vil være avhengig av god informasjonsflyt mellom nye styringssystemer, fornybare energiløsninger, elbiler, driftssentralen og nettselskapet [24]. Dette er illustrert i Figur 6.4. I simuleringene i denne rapporten antas det at ved smart ladestrategi vil alltid den ekstra lasten som forårsakes av elbillading flyttes til tider på døgnet hvor belastningen i nettet er på sitt laveste (fra kl.24).



Figur 6.4: Energi- og informasjonsflyt for å oppnå smart lading [24].

6.1.3.2 Metode

I dette kapittelet studeres metoden for elbillading ved de to ulike ladestrategiene beskrevet over: normal lading og smart lading. Det er valgt å definere normal lading som lading av elbil når nettet har topplast i løpet av døgnet. Datoen for simuleringene er satt til 09.03.16 og topplasttiden denne dagen er kl.19. Smart lading er satt til kl. 24 når nettet har lav belastning. 09.03.16 tilsvarer en relativ tung belastning, hvor høyeste belastning er på 5 MW. Dagen med høyest belastning for avgangen i løpet av hele 2016 var i januar, med et forbruk rett i underkant av 6 MW. Belastningen den 09.03.16 ses dermed på som en sannsynlig belastning i nettet på en normal vinterdag.

Det er simulert med to ulike batterikapasiteter, 80 kWh og 29 kWh. Tesla Model s leveres med batterikapasitet på i overkant av 80 kWh [53], og 29 kWh er et gjennomsnitt av de mindre batteristørrelsene [51]. Elbilen med batterikapasitet på 80 kWh lader med ladestrøm på 32 A og enfase 230 V (7,36 kW) og elbilen med batterikapasitet på 29 kWh lader med ladestrøm på 16 A og enfase 230 V (3,68 kW). Årlig kjørelengde baserer seg på gjennomsnittlig kjørelengde i Europa, og er satt til 40 km per dag [54]. For de som ikke lader elbilen hver dag (40 %) er minste

kapasitet før ladestart satt til 30 % av batterikapasiteten for de med batteristørrelse på 29 kWh, og 10 % for de med batteristørrelse på 80 kWh.

Tabell 6.2: Data for elbil 1 [51, 54].

Parameter	Data	
A1.1	Batterikapasitet (kWh)	29
A2.1	Ladeeffekt 16 A (kW)	3,68
A3.1	Energiforbruk (kWh/km)	0,16
A4.1	Min SoC før ladestart [%]	30 %
A5.1	Daglig kjørelengde [km]	40

Tabell 6.3: Data for elbil 2 [54].

Parameter	Data	
A1.2	Batterikapasitet (kWh)	80
A2.2	Ladeeffekt 32 A (kW)	7,36
A3.2	Energiforbruk (kWh/km)	0,23
A4.2	Min SoC før ladestart [%]	10 %
A5.2	Daglig kjørelengde [km]	40

Lokasjon ved lading vil også variere, og dette må tas hensyn til [55]. Det er derfor satt opp tre alternative ladelokasjoner: hjemme, på jobb eller ved en hurtigladestasjon. Det er antatt at 70 % lader elbilen hjemme, og det er denne andelen som har noe å si for resultatet. Det antas altså at de som lader elbilen på jobb, har en jobb som ligger utenfor nettet som analyseres, og at det ikke eksisterer noen hurtigladestasjoner i dette nettet.

Tabell 6.4: Lokasjon for elbillading.

Parameter	Lokasjon	Antall [%]
B1	Elbilen lades hjemme	70 %
B2	Elbilen lades på jobb	20 %
B3	Elbilen lades på hurtigladestasjon	10 %

Ikke alle vil velge å lade elbilen hver dag. Det er dermed antatt at 60 % velger å lade elbilen sin hver dag og 40 % lader den bare når det trengs, dvs. når batterikapasitet tilsvarer SoC (State of Charge). Dette tilsvarer 5 timer lading 2g/uke for 29 kWh batteri, og 4 timer lading 2g/uke for 80 kWh batteri. Når bilen lades hver dag må den lades i 2 timer for å oppnå full batterikapasitet. Det antas at både de med 29 kWh batterikapasitet og de med 80 kWh batterikapasitet lader bilen sin fullt opp hver gang de lader.

Tabell 6.5: Lademønster.

Parameter	Lademønster	Antall [%]
C1	Elbilen lades hver dag	60 %
C2	Elbilen lades bare når det trengs	40 %

Tabell 6.6: Lademønstre for ulike batterikapasiteter.

	29 kWh batteri		80 kWh batteri	
	Kapasitet ved ladestart [kWh]	Timer lading [h]	Kapasitet ved ladestart [kWh]	Timer lading [h]
Elbilen lades hver dag	23	2	70	2
Elbilen lades når det trengs	9	5 (2g/uke)	8	4 (2g/uke)

Det er studert belastning av transformatorer og spenningsfall i nettet ved ulike ladestrategier. Ladestrategiene er gjengitt i Tabell 6.7. Normal lading er som nevnt satt til kl. 19. Når elbilen lades hver dag vil ladingen vare i 2 timer, både ved 16 A ladekontakt og 32 A ladekontakt. Ved smart lading settes elbilen på lading klokken 24, når lasten ellers i nettet er lav.

Tabell 6.7: Ladestrategier.

Parameter	Ladestrategi 1	Andel [%]
D1	Normal lading	100 %
D2	Smart lading	0 %
Parameter	Ladestrategi 2	Andel [%]
E1	Normal lading	80 %
E2	Smart lading	20 %
Parameter	Ladestrategi 3	Andel [%]
F1	Normal lading	50 %
F2	Smart lading	50 %
Parameter	Ladestrategi 4	Andel [%]
G1	Normal lading	20 %
G2	Smart lading	80 %

For å regne ut hva den ekstra lasten klokken 19 blir for hver nettstasjon, benyttes ligning (71). Parameterne A, B, C og D er gjengitt i Tabell 6.2-Tabell 6.7. 2/5 indikerer at elbileieren lader elbilen sin 2 av 5 hverdager per uke når den ikke velger å lade den hver dag. Som eksempel er det regnet ut lasten for nettstasjon 13. Denne nettstasjonen har 13 påkoblede laster (husstander), og det antas at hver av disse lastene skaffer seg elbil.

$$\sum P_{last\ kl.19} = Antall\ kunder * A2 * B1 * C1 * D1 + Antall\ kunder * A2 * B2 * C2 * \frac{2}{5} * D1 \quad (71)$$

Den ekstra lasten klokken 19 ved 100 % normal lading for en nettstasjon med 13 kunder og 16 A ladeuttak blir:

$$\sum P_{last\ kl.19} = 13 * 3,68\ kW * 70\ \% * 60\ \% * 100\ \% + 13 * 3,68\ kW * 70\ \% * 40\ \% * \frac{2}{5} * 100\ \% = 25,45\ kW$$

Lasten fra lading er regnet ut for alle nettstasjonene i nettet, og denne ekstra lasten blir lagt på som en samlet last på lavspent side av nettstasjonen i Netbas. Deretter settes tidspunktet for beregning til kl. 19 den 09.03.16, og spenningsfall og belastning på nettstasjonen studeres. Lasten i Netbas vil operer med konstant effekt, dvs. at hvis spenningen synker vil strømmen stige slik at P holdes konstant. Ved for eksempel 20 % smart lading vil 20 % av lasten forskyves til etter klokken 24 og belastningen for topplastpunktet klokken 19 vil dermed bli redusert. Fremgangsmåten for lastberegningen er også illustrert i vedlegg C.

6.1.3.3 Resultater

16 A ladekontakt:

Tabell 6.8: Største spenningsfall i distribusjonsnettet for 16 A ladekontakt.

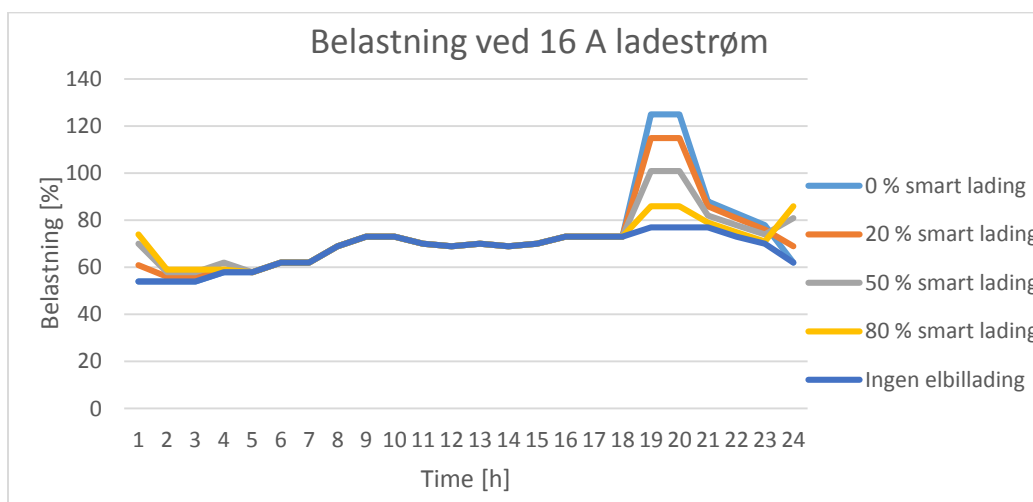
Ladestrategi	Spenningsfall 22 kV [%] (NS nr.)	Spenningsfall IT nett 230 V [%] (NS nr.)	Spenningsfall TN nett 400 V [%] (NS nr.)
Ingen elbillading	3,27 (1)	1,19 (13)	-0,15 (120)
0 % smart lading	5,3 (3)	4,4 (17)	2,8 (120)
20 % smart lading	4,87 (3)	3,7 (13)	2,21 (120)
50 % smart lading	4,26 (3)	2,74 (13)	1,3 (120)
80 % smart lading	3,66 (1)	1,8 (13)	0,42 (120)

FoL stiller ikke noe krav til spenningsfall i 22 kV nettet. Ut fra de verdiene i tabellen ser det ikke ut til at spenningsfallet skal by på problemer, men her er det viktig å nevne at den ekstra lasten fra elbilladingen er koblet rett på lavspentsiden av nettstasjon, slik at mateledningen frem til kundene ikke er tatt med i betraktningen. Spenningsfallet frem til kundene vil dermed trolig bli en god del større hvis lasten var koblet direkte på kunden. Spenningsfallet vil øke med belastningen i nettet, og resultatet viser at spenningsfallet for 22 kV nettet vil bli ca. 1,5 ganger så stort med 0 % smart lading sammenlignet med 80 % smart lading.

Tabell 6.9: Antall nettstasjoner med belastning > 70 % og belastning \geq 100 % ved ulike ladestrategier og 16 A ladekontakt.

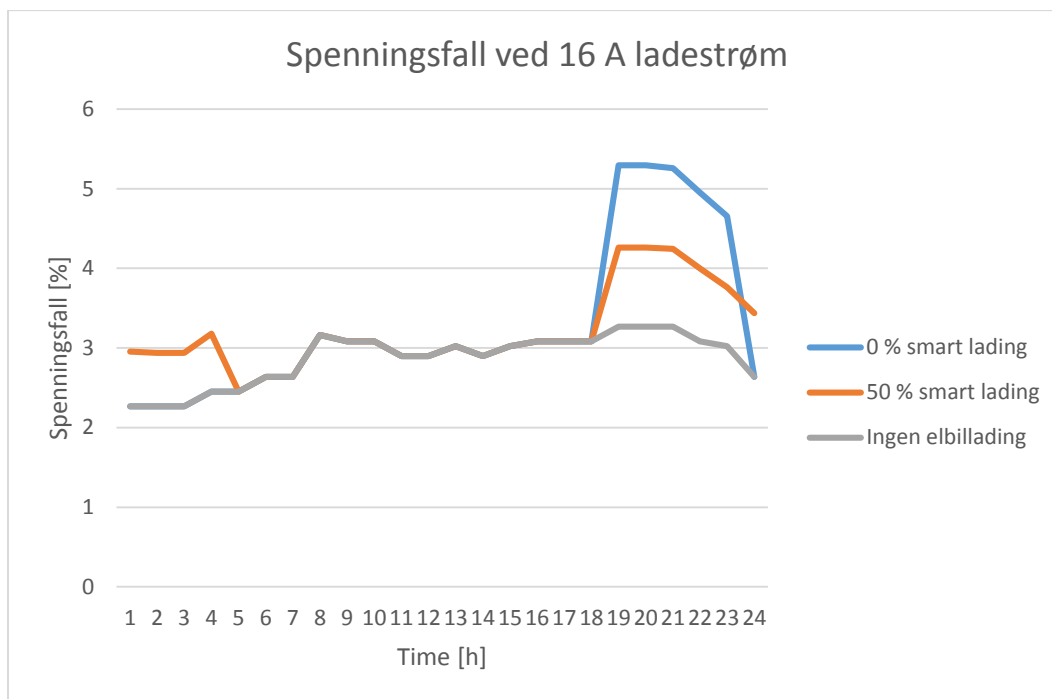
	0 % SL	20 % SL	50 % SL	80 % SL	Ingen elbillading
Antall nettstasjoner belastning > 70 %	25	17	12	9	4
Antall nettstasjoner belastning \geq 100 %	9	6	3	0	0

Ved 0 % smart lading vil 25 nettstasjoner ha en belastning på transformatoren som er større enn 70 %, hvor av 9 nettstasjoner har belastning \geq 100 %. Ved 80 % smart lading vil ingen av nettstasjonene bli overbelastet. Vedlegg D viser fullstendig tabell for nettstasjoner med belastning > 70 % ved 16 A lading for simuleringer kl. 1900. Figur 6.5 illustrerer belastningen av nettstasjon 92 ved ulike ladestrategier. Ved å forskyve i overkant av 50 % av ladingen til natten, vil transformatoren kunne håndtere den ekstra lasten ladingen forårsaker uten å bli overbelastet.



Figur 6.5: Belastning av nettstasjon 92 ved 16 A ladestrøm og ulike ladestrategier.

Figur 6.6 viser spenningsfallet på høyspent distribusjonsnett i % for nettstasjon 3 ved grunnlast, 0 % smart lading og 50 % smart lading. Spenningsfallet er referert fra sekundærsiden til transformatorstasjonen som forbinder regionalnettet og distribusjonsnettet (66/22 kV), til primærsiden på nettstasjonen i distribusjonsnettet (22kV/230 V). Ved 50 % smart lading vil spenningsfallet til transformatorens primærside reduseres med over 1 %, sammenlignet med 0 % smart lading. Elbilladingen vil gi en tydelig økning i spenningsfall i nettet. Figuren illustrer bare betydningen av at denne nettstasjonen endrer sin ladestrategi, de andre nettstasjonene vil fortsatt ha 0 % smart lading. Reduksjonen i spenningsfallet vil dermed bli større om flere nettstasjoner operer med 50 % smart lading.



Figur 6.6: Spenningsfall ved 16 A ladestrøm for nettstasjon 3 ved ingen elbillading, 0 % smart lading og 50 % smart lading.

32 A ladekontakt:

Tabell 6.10: Største spenningsfall i distribusjonsnettet for 32 A ladekontakt.

Ladestrategi	Spenningsfall 22 kV [%] (NS nr.)	Spenningsfall IT nett 230 V [%] (NS nr.)	Spenningsfall TN nett 400 V [%] (NS nr.)
Ingen elbillading	3,27 (1)	1,19 (13)	-0,15 (120)
0 % smart lading	7,11 (3)	8,8 (17)	5,4 (120)
20 % smart lading	6,1 (3)	6,74 (17)	4,19 (120)
50 % smart lading	4,54 (3)	3,83 (13)	2,32 (120)
80 % smart lading	3,34 (3)	2,29 (13)	0,88 (120)

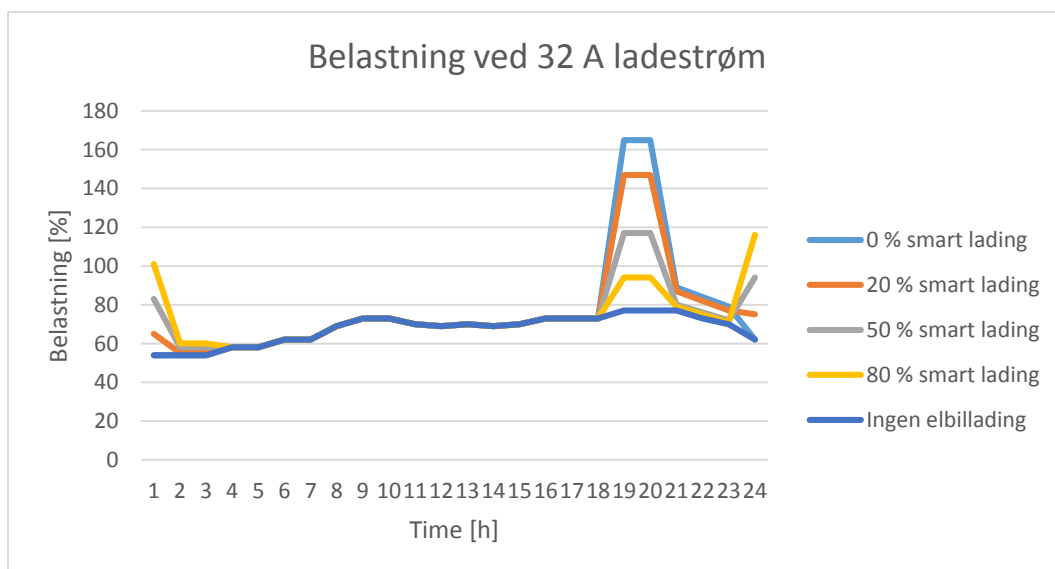
Spenningsfallet vil øke med belastningen i nettet, og resultatet for 32 A lading viser at spenningsfallet for 22 kV vil bli over 2 ganger så stort med 0 % smart lading sammenlignet med 80 % smart lading. I 230 V IT-nett vil største spenningsfall være på 8,8 %, noe som er rett innenfor kravet på 10 % gitt i FoL.

Tabell 6.11: Antall nettstasjoner med belastning > 70 % og belastning \geq 100 % ved ulike ladestrategier og 32 A ladekontakt.

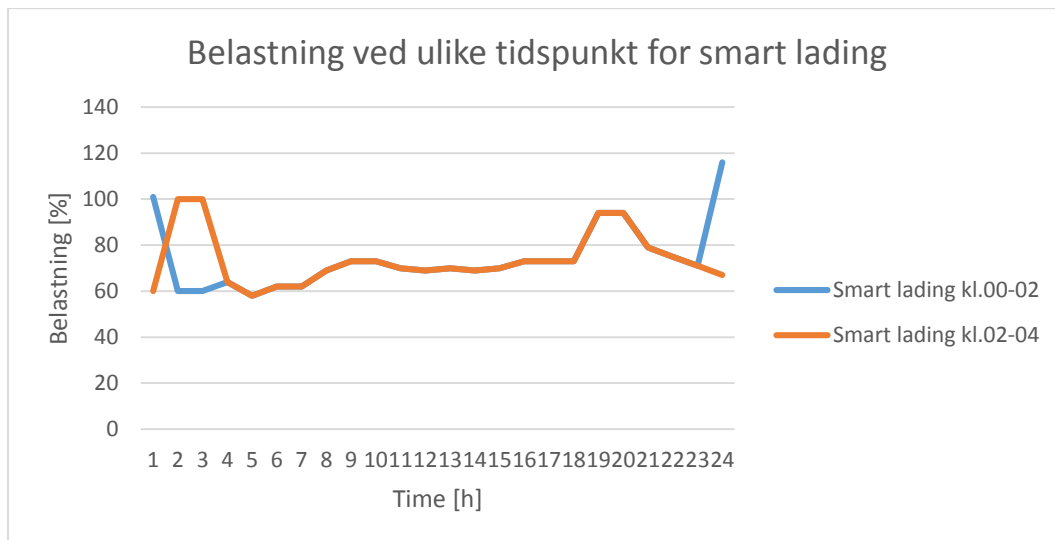
	0 % SL	20 % SL	50 % SL	80 % SL	Ingen elbillading
Antall nettstasjoner belastning > 70 %	59	45	21	10	4
Antall nettstasjoner belastning \geq 100 %	21	13	8	0	0

Ved 0 % smart lading vil 59 nettstasjoner ha en belastning på transformatoren som er større enn 70 %, hvor av 21 nettstasjoner har belastning \geq 100 %. Ved 80 % smart lading vil, også her som ved 16 A lading, ingen av nettstasjonene bli overbelastet. Ved å forskyve 80 % av lasten til andre tider på døgnet, kan dette føre til at topplasten vil komme på natten. Dette kan også skape problemer, så da vil det være nødvendig å få fordelt lasten utover hele døgnet. Vedlegg E viser fullstendig tabell for nettstasjoner med belastning > 70 % ved 32 A lading for simuleringer klokken 1900.

Figur 6.7 illustrerer belastningen av nettstasjon 92 ved ulike ladestrategier. Ved 80 % smart lading, hvor all smart lading skjer mellom klokken 00-05, vil nettstasjonen allikevel bli overbelastet. Figur 6.8 illustrer betydningen av å flytte 80 % av ladingen fra klokken 00-02 til klokken 02-04 (80 % smart lading). Klokken 02-04 vil grunnlasten i nettet være lavere, og nettstasjon 92 vil være belastet < 100 % gjennom hele døgnet.

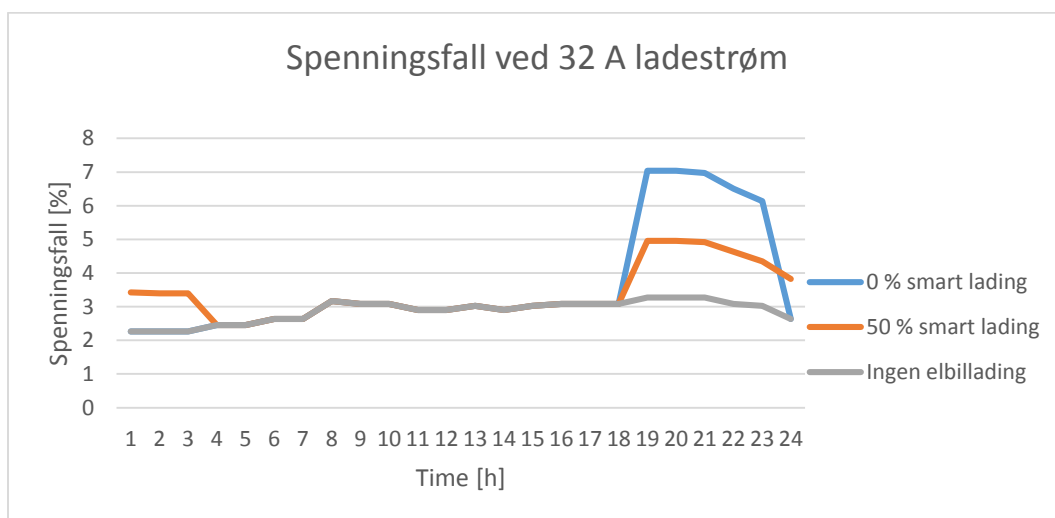


Figur 6.7: Belastning av nettstasjon 92 ved 32 A ladestrøm og ved ulike lade-strategier.



Figur 6.8: Belastning av nettstasjon 92 ved ulike tidspunkt for smart lading.

Figur 6.9 viser spenningsfallet på høyspent distribusjonsnett i % for nettstasjon 3 ved grunnlast, 0 % smart lading og 50 % smart lading. Ved 50 % smart lading vil spenningsfallet til transformatorens primærside reduseres med over 2 %, sammenlignet med 0 % smart lading. Ved 0 % smart lading vil spenningsfallet være i overkant av 7 %.



Figur 6.9: Spenningsfall ved 32 A ladestrøm for nettstasjon 3 ved ingen elbillading, 0 % smart lading og 50 % smart lading.

Sammenligning av 16 A ladestrøm og 32 A ladestrøm

Tabell 6.12 viser at 32 A ladestrøm vil føre til i underkant av 100 % større belastning for nettstasjon 17 ved 0 % smart lading og 20 % smart lading sammenlignet med 16 A ladestrøm. Dette er en dramatisk økning i belastningen, og illustrerer godt at det kan bli stor overbelastning av transformatorer hvis mange skaffer seg 32 A ladeuttak. Det er mange variabler som spiller inn i denne casen. Det er for eksempel antatt at 70 % lader bilen hjemme. Hvis dette tallet er nærmere 100 % vil belastningen av transformatorene bli enda større, og flere nettstasjoner vil få problemer med å tåle den ekstra lasten dette tilsvarer.

Tabell 6.12: Sammenligning av belastning og spenningsfall ved 16 A lade-strøm og 32 A lade-strøm.

Ladestrategi	16 A		32 A	
	Høyest belastet NS	Største spenningsfall NS 22 kV	Høyest belastet NS	Største spenningsfall NS 22 kV
0 % lading	38 (85%)	1 (3,27%)	38 (85 %)	1 (3,27 %)
0 % smart lading	17 (157%)	3 (5,3%)	17 (247%)	3 (7,11 %)
20 % smart lading	17 (136%)	3 (4,87%)	17 (205 %)	3 (6,1 %)
50 % smart lading	17 (105%)	3 (4,26%)	17 (140 %)	3 (4,54 %)
80 % smart lading	12, 92 (86%)	1 (3,66%)	12, 92 (94%)	3 (3,34 %)

På bakgrunn av de simuleringene som er utført her vil nettet ikke være sterkt nok til å tåle en lade-strøm på 32 A ved høy penetrasjonsgrad av elbillading. Nettet vil kunne håndtere 16 A lade-strøm hvis smart ladestrategi benyttes. Dagens nettstruktur er derfor avhengig av insentiver for å skyve ladingen til tider av døgnet hvor lasten i nettet ellers er lav, forutsatt at det blir en stor økning av antall elbileiere. Hvis kundene skal ha mulighet til å benytte seg av lade-strøm på 32 A kreves det avansert laststyring eller oppgraderinger i nettet. Ved bruk av høye ladeeffekter og enfaselading vil det oppstå høy usymmetri i nettet på grunn av skjevlast, dette studeres nærmere i case 2.

6.2 Case 2 – Simuleringsstudie av spenningsfall og spenningsusymmetri for IT-system og TN-system i DigSilent PowerFactory

6.2.1 Simuleringsverktøy og metode

I denne casen er DigSilent PowerFactory brukt som simuleringsverktøy. I PowerFactory kan det blant annet gjennomføres kortslutningsberegninger, lastflytanalyser og stabilitetsanalyser. Programmet byr på mange innstillinger, og mange verdier må fastsettes på komponentene for å få nøyaktige simuleringsresultater [56]. Det er i denne oppgaven modellert et IT-nett og et TN-nett som det er utført beregninger på. Ved modellering av IT-nett må det tas hensyn til at PowerFactory opprinnelig er tilpasset simuleringer i TN-nett, ettersom denne nettstrukturen er enerådende i Europa. N-lederen må derfor fjernes ved modellering av IT-nett slik at enfaselasten som blir tilknyttet operer ved riktig spenning. I PowerFactory vil lasten betraktes som konstant impedans, dvs. at effektuttaket fra lasten vil variere med spenningen i nettet.

IT-nettet og TN-nettet som er modellert består av 16 kunder hver. AMS-målinger fra kunder i deler av NTE sitt øvrige nett er lagt til grunn når last uten lading er satt. 3 kW er valgt, noe som kan karakteriseres som relativt høyt forbruk, og vil dermed være representativt for scenarioer som gir innvirkning på spenningen ved relativt høyt forbruk i kombinasjon med elbillading. I simuleringene er det undersøkt spenningsfall og spenningsusymmetri ved tilknytting av to ulike elbilladekontakter, 16 A og 32 A, med varierende penetrasjonsgrad.

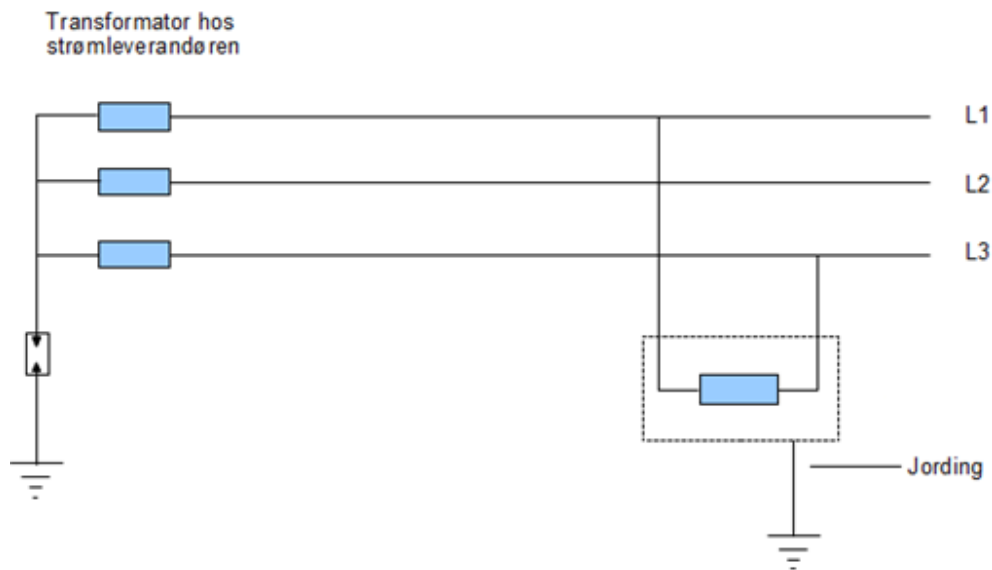
Nettene som er modellert tar utgangspunkt i et nettområde fra NTE sitt nett. I store deler av det virkelige IT-nettet er det blanding av kabler og luftlinjer, og det er derfor valgt å ha et slikt blandingsnett også i modellen for IT-nett. Det er gjort noen endringer i forhold til det originale nettet med tanke på antall kunder og lengde, men det tar utgangspunkt i type kabler og luftlinjer som nettet er preget av i virkeligheten. For TN-nett er det valgt å modellere nettet kun med kabler. Data for kabler, transformator og luftlinjer er hentet fra Netbas.

Mateledningene ut til kundene er neglisjert, noe som løses ved at kundene er tilknyttet som en samlet last rett på samleskinnen (kabelskapet). Det er dermed gitt at alle fire kundene som er tilknyttet samme samleskinne vil ha lik kortslutningsytelse. Ettersom resultat hentes ut fra de ulike samleskinnene, vil ikke dette ha noe å si for resultatet av spenningsfall og usymmetri, da den samlede lasten vil være den samme med eller uten mateledning frem til kundene. Impedansen kan angis i evnen til å få frem strøm når to faser kortsluttes. Minimum kortslutningsytelse i A blir dermed brukt som indikator på hvor sterkt eller svakt nettet er. Hvis impedansen i nettet er stor vil dette gi lav kortslutningsytelse [57]. Det er utført simuleringer på både sterkt nett og svakt nett. Sterkt nett tilsvarer at alle samleskinnene har høyere kortslutningsytelse enn standard minimum kortslutningsytelse på 1172 A, regnet ut i kapittel 2.2.3. Svakt nett tilsvarer et nett der tre av samleskinnene har kortslutningsytelse < 1172 A. For å regulere kortslutningsytelsen endres lengdene på luftlinjer og kabler. Det er kun simulert med rent resistive laster. De reaktive effekttapene i kretsen skyldes reaktansen i transformatoren, kabler og luftlinjer.

6.2.2 Simuleringsresultater IT-system

Som beskrevet i kapittel 2.2.1 er 230 V enfaselast i et IT-nett koblet mellom to faser. Ved tilkobling av last mellom L1 og L2 vil spenningene på disse fasene minke, noe som også fører til at linjespenningene blir redusert. For å undersøke om spenningsverdiene er innenfor grensene må de sjekkes opp mot kravet gitt i FoL (ref. kapittel 3.4):

$$\begin{aligned} 0,9 \cdot 230 \text{ V} &\leq U \leq 1,1 \cdot 230 \text{ V} \\ 207 \text{ V} &\leq U \leq 253 \text{ V} \end{aligned}$$



Figur 6.10: Prinsippkisse av IT-nett med last mellom to faser [58].

Ved ubalansert last kan det oppstå spenningsusymmetri. For å finne verdien for spenningsusymmetrien benyttes ligning (15) gitt i kapittel 3.3.

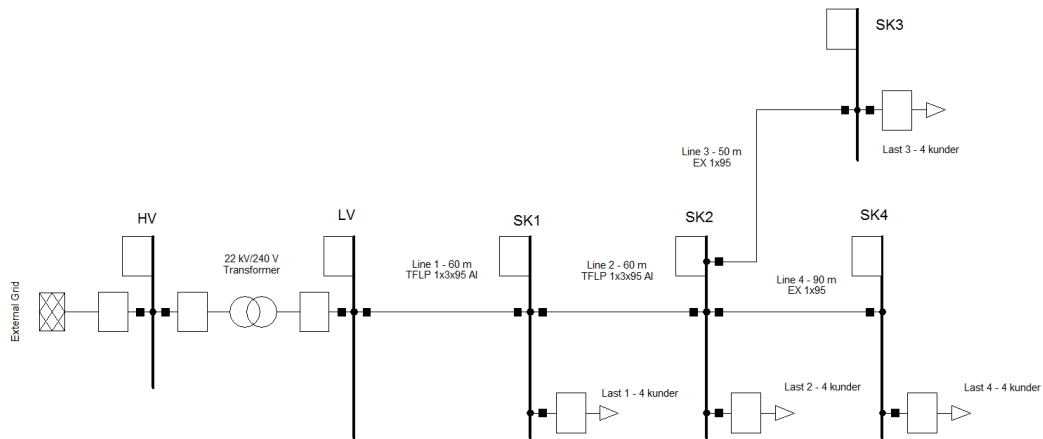
Nettet er simulert med 16 kunder, hvor det er 4 kunder tilknyttet hver samleskinne. Dette gir et forbruk på 12 kW per samleskinne uten elbillading. Det er simulert tilleggslaster med 16 A lading og 32 A lading ved 25 %, 50 % og 100 % penetrasjonsgrad. Penetrasjonsgrad er definert som:

$$PG [\%] = \frac{\text{Antall kunder med elbillading}}{\text{Antall kunder}} \times 100 \quad (72)$$

Ved for eksempel 25 % penetrasjonsgrad vil 1 av 4 kunder per samleskinne lade elbilen, dvs. 4 kunder totalt. Ved 50 % penetrasjonsgrad vil 2 av 4 kunder per samleskinne lade elbilen samtidig og ved 100 % penetrasjonsgrad vil alle lade elbilen samtidig (totalt 16 kunder). Det antas altså jevn fordeling av lading i nettet. 16 A lading og 32 A lading vil gi en tilleggslast på henholdsvis 3,68 kW og 7,36 kW. Transformatorens sekundærspenning er satt til 240 V.

6.2.2.1 Symmetrisk nett – Elbillading og forbruk fordelt jevnt over alle fasene.

I dette kapitlet er det simulert med jevn fordeling av lasten mellom alle fasene. Dette vil ikke gjenspeile et virkelig scenario, da det alltid vil være noe ubalanse i lastfordelingen. For at det skal bli fullstendig symmetrisk last, må lasten være tilkoblet nettet via en trefaseomformer. Det er utført simuleringer på både sterkt og svakt nett. Figur 6.11 illustrer IT-nettet med høy kortslutningsytelse (sterkt nett).



Figur 6.11: IT-nett med høy kortslutningsytelse.

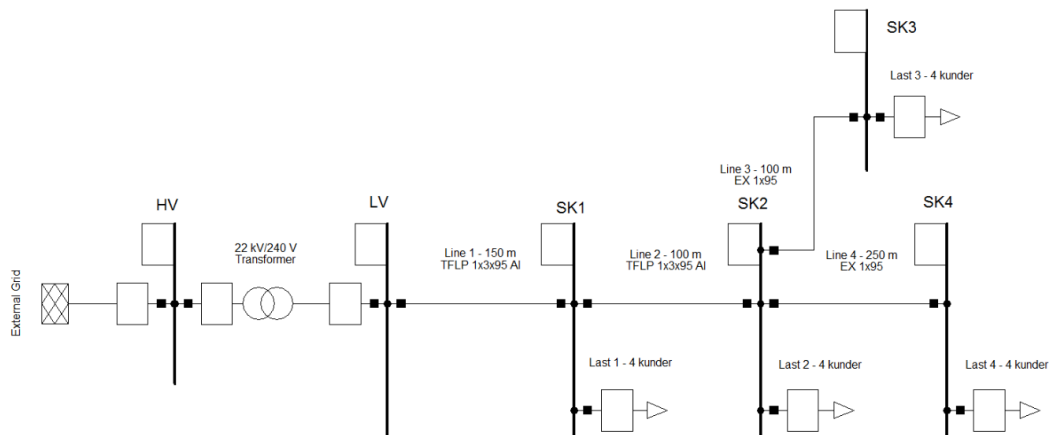
Det er utført en simulering uten elbillading i nettet, men med balansert last på 3 kW per kunde. Videre er det simulert med 16 A og 32 A lading som tilleggslast med ulike penetrasjonsgrader.

Tabell 6.13 viser at spenningen er innenfor kravene for alle scenarioene for sterkt nett. 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad gir spenningen 208 V for samleskinne 4. Dette er akkurat innenfor spenningsgrensene gitt i FoL. Spenningen vil dermed trolig komme utenfor grensen på en veldig kald vinterdag og med 100 % penetrasjonsgrad.

Tabell 6.13: Balansert last i 230 V IT-nett, sterkt nett.

PG	Last	P_L [kW]	Samleskinne: I_{k2min}			
			SK1: 4,372 kA	SK2: 2,227 kA	SK3: 1,579 kA	SK4: 1,280 kA
			U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
0 %	Normal last	12 (4 x 3)	236	233	232	232
25 %	+ 16 A lading	15,68 (12 + 3,68)	235	231	230	229
	+ 32 A lading	19,36 (12 + 7,36)	233	229	227	226
50 %	+ 16 A lading	19,36 (12 + 2 x 3,68)	233	229	227	226
	+ 32 A lading	26,72 (12 + 2 x 7,36)	231	224	222	220
100 %	+ 16 A lading	26,72 (12 + 4 x 3,68)	231	224	222	220
	+ 32 A lading	41,44 (12 + 4 x 7,36)	225	211	214	208

Det er utført samme simulering i nett med lavere kortslutningsytelse (svakt nett). Nettet med lavere kortslutningsytelse er vist i Figur 6.12, og kortslutningsytelsene for de ulike samleskinnene samt resultatet er vist i Tabell 6.14.



Figur 6.12: IT-nett med lav kortslutningsytelse.

Tabell 6.14: Balansert last i 230 V IT-nett, svakt nett.

PG	Last	P_L [kW]	Samleskinne (I_{k2min})			
			SK1: 1,787 kA	SK2: 1,078 kA	SK2: 0,771 kA	SK4: 0,540 kA
			U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
0 %	Normal last	12	230	225	223	221
25 %	+ 16 A lading	15,68	226	219	217	213
	+ 32 A lading	19,36	222	214	211	206
50 %	+ 16 A lading	19,36	222	214	211	206
	+ 32 A lading	26,72	214	201	197	190
100 %	+ 16 A lading	26,72	214	201	197	190
	+ 32 A lading	41,44	190	163	155	140

Ut fra resultatet er det tydelig at kortslutningsytelsen har innvirkning på spenningsfallet. Røde tall representerer spenningsfall som ikke tilfredsstillere kravene. Ved 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad vil spenningen for alle samleskinnene være lavere enn grensen på 207 V. Ved for eksempel 16 A lading og 50 % penetrasjonsgrad vil samleskinnen med lavest kortslutningsytelse (540 A)

få spenning på 206 V, noe som er lavere enn forskriftskravet. Laveste spenning er helt nede på 140 V (100 % penetrasjonsgrad og 32 A lading).

6.2.2.2 Usymmetrisk nett

All tilleggslast forårsaket av lading er koblet mellom L1 og L2

I disse simuleringene er det studert innvirkningen av at all tilleggslast som er forårsaket av lading av elbil er koblet mellom to faser, L1 og L2. Det er også her utført simulering på både sterkt og svakt nett. Elbilkundene er jevnt fordelt på de ulike samleskinnene, og det er simulert med ulike penetrasjonsgrader. Grunnlasten er symmetrisk fordelt mellom fasene. Tabell 6.15 viser at usymmetrigrensen på 2 % blir brutt ved 32 A og 16 A lading ved henholdsvis 25 % og 50 % penetrasjonsgrad for det sterke nettet. Verdien for usymmetri er på hele 5,42 % ved 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad. Ved 32 A lading og 50 % penetrasjonsgrad vil usymmetrigrensen allerede brytes på samleskinne 1 hvor kortslutningsytelsen er 4372 A. Spenningen for alle simuleringene er over 207 V, noe som betyr at de ligger innenfor grensene gitt i FoL. Det vil være størst spenningsendring for U_{12} sammenlignet med U_{23} og U_{31} . Spenningsfallet U_{12} er forårsaket av lasten som er koblet mellom fase L1 og L2, mens reaktansen i luftlinjene og kablene vil forårsake spenningsforskjell mellom U_{23} og U_{31} [59].

Tabell 6.15: Ubalansert last i 230 V IT-nett, sterkt nett.

		Samleskinne I_{k2min}								
		SK1: 4,372 kA			SK2: 2,227 kA		SK3: 1,579 kA		SK4: 1,280 kA	
PG	Last	P_{L12} P_{L23} P_{L31} [kW]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U_{-}/U_{+} [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U_{-}/U_{+} [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U_{-}/U_{+} [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U_{-}/U_{+} [%]
25 %	+16 A	7,68	234		229		227		226	
		4	235	0,49	231	1,00	230	1,26	229	1,27
		4	236		233		232		231	
	+32 A	11,36	231		224		222		221	
		4	234	1,24	230	2,09	228	2,32	227	2,33
		4	236		232		231		230	
50 %	+16 A	11,36	231		224		222		221	
		4	234	1,24	230	2,09	228	2,32	227	2,33
		4	236		232		231		230	
	+32 A	18,72	225		214		211		208	
		4	232	2,56	226	4,48	224	4,81	223	5,42
		4	235		231		229		228	

Hvis Tabell 6.15 sammenlignes med Tabell 6.16 ser man at spenningsfallet vil være størst ved ubalansert last. For 16 A lading og 50 % penetrasjonsgrad vil laveste spenning for SK 4 være 226 V og 221 V for henholdsvis balansert og ubalansert last. Med ubalansert last og svakt nett vil graden av usymmetri øke og spenningen

vil minke. Tabell 6.16 viser at forskriftens krav til usymmetri allerede er brutt ved 16 A lading og 25 % penetrasjonsgrad. Spenningen vil også bli lav i dette tilfelle, men den er akkurat innenfor grensene på SK4 (207 V).

Tabell 6.16: Ubalansert last i 230 V IT-nett, svakt nett.

		Samleskinne I_{k2min}									
		SK1: 1,787 kA			SK2: 1,078 kA			SK3: 0,771 kA		SK4: 0,540 kA	
PG	Last	P_{L12} P_{L23} P_{L31} [kW]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U-/U+ [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U-/U+ [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U-/U+ [%]	U_{L12} U_{L23} U_{L31} [V]	U-/U+ [%]	
25 %	+16 A	7,68	223		214		211		207		
		4	227	1,56	221	2,48	218	2,72	215	3,06	
		4	229		223		221		218		
	+32 A	11,36	215		202		198		191		
		4	224	3,23	216	5,30	214	5,96	210	7,03	
		4	227		221		219		215		

Tilleggslast forårsaket av lading er fordelt mellom fasene.

I disse simuleringene er lasten fordelt mellom fasene (50 % L1-L2, 25 % L2-L3, 25 % L3-L1). Resultatet for sterkt nett er gitt i Tabell 6.17. Resultatet for SK4 viser at kravet for spenningsfall gitt i FoL vil bli brutt ved 100 % penetrasjonsgrad og 32 A lading. Resultatet fra Tabell 6.17 sammenlignet med resultatet fra Tabell 6.15 viser at grensen for usymmetri blir brutt allerede ved 25 % penetrasjonsgrad og 32 A lading for SK 2, når all last kobles mellom L1 og L2, mens med mer balansert last oppnås først usymmetri $\geq 2\%$ for SK 2 ved 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad.

Tabell 6.17: Fordelt last i 230 V IT-nett, sterkt nett.

		Samleskinne: I_{k2min}											
		SK1: 4,372 kA			SK2: 2,227 kA			SK3: 1,579 kA			SK4: 1,280 kA		
PG	Last	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]
		P_{L23}	U_{L23}		P_{L23}	U_{L23}		P_{L23}	U_{L23}		P_{L23}	U_{L23}	
		P_{L31}	U_{L31}			P_{L31}	U_{L31}			P_{L31}	U_{L31}		
		[kW]	[V]			[kW]	[V]			[kW]	[V]		
25 %	+16 A	7,68	234	0,28	7,68	231	0	4	230	0	4	229	0
		4	235		4	231		7,68	230		4	229	
		4	235		4	231		4	230		7,68	229	
	+32 A	11,36	233	0,29	11,36	228	0,29	4	227	0,29	4	226	0,29
		4	234		4	229		11,36	227		4	227	
		4	234		4	229		4	228		11,36	226	
50 %	+16 A	7,68	233	0,29	7,68	227	0,5	7,68	226	0,56	7,68	225	0,67
		7,68	236		4	229		7,68	228		4	227	
		4	234		7,68	229		4	228		7,68	227	
	+32 A	11,36	230	0,59	11,36	221	1,05	11,36	219	1,17	11,36	217	1,4
		11,36	231		4	225		11,36	223		4	222	
		4	232		11,36	225		4	224		11,36	221	
100 %	+16 A	11,36	230	0,59	11,36	222	1,05	11,36	219	1,18	11,36	218	1,29
		7,68	231		7,68	224		7,68	223		7,68	221	
		7,68	232		7,68	226		7,68	224		7,68	222	
	+32 A	18,72	222	1,29	18,72	209	2,33	18,72	205	2,65	18,72	202	2,91
		11,36	225		11,36	215		11,36	212		11,36	209	
		11,36	227		11,36	217		11,36	215		11,36	212	

Sammenlignes Tabell 6.17 med Tabell 6.18 er det tydelig at kortslutningsytelsen har mye å si med tanke på både spenning og usymmetri. Den største usymmetrien for SK4 er 2,91 % for sterkt nett og 18,97 % for svakt nett. Den laveste spenningen er på 202 V og 106 V for henholdsvis sterkt og svakt nett.

Tabell 6.18: Fordelt last i 230 V IT-nett, svakt nett.

		Samleskinne: I_{k2min}											
		SK1: 1,787 kA			SK2: 1,078 kA			SK3: 0,771 kA			SK4: 0,540 kA		
PG	Last	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L23}	U_{L23}	U-/U+ [%]	P_{L31}	U_{L31}	U-/U+ [%]	P_{L12}	U_{L12}	U-/U+ [%]
		P_{L23}	U_{L23}		P_{L31}	U_{L31}		P_{L23}	U_{L23}		P_{L31}	U_{L31}	
		[kW]	[V]		[kW]	[V]		[kW]	[V]		[kW]	[V]	
25 %	+16 A	7,68	225		7,68	218		4	217		4	213	
		4	225	0,59	4	219	0,53	7,68	217	0,31	4	213	0,31
		4	227		4	220		4	218		7,68	214	
	+32 A	11,36	221		11,36	212		4	210		4	205	
		4	223	0,79	4	214	0,82	11,36	210	0,63	4	208	1,17
		4	224		4	215		4	212		11,36	204	
50 %	+16 A	7,68	221		7,68	211		7,68	208		7,68	202	
		7,68	223	0,78	4	215	1,23	7,68	211	1,37	4	209	1,81
		4	224		7,68	215		4	213		7,68	207	
	+32 A	11,36	211		11,36	195		11,36	191		11,36	182	
		11,36	215	1,73	4	204	2,8	11,36	198	3,13	4	195	4,21
		4	217		11,36	204		4	201		11,36	192	
100 %	+16 A	11,36	211		11,36	196		11,36	191		11,36	183	
		7,68	215	1,73	7,68	203	2,78	7,68	198	3,13	7,68	192	3,76
		7,68	217		7,68	205		7,68	201		7,68	195	
	+ 32 A	18,72	174		18,72	139		18,72	127		18,72	106	
		11,36	190	6,42	11,36	163	11,67	11,36	155	13,78	11,36	139	18,97
		11,36	193		11,36	169		11,36	161		11,36	147	

Tabell 6.19 og Tabell 6.20 viser resultatet for laveste spenning og største usymmetri for sterkt og svakt nett ved ulike penetrasjonsgrader og lastfordeling for de ulike fasene.

Tabell 6.19: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – sterkt nett.

		16 A		32 A	
PG	Lastfordeling L12, L23, L31	U [V]	U-/U+ [%]	U [V]	U-/U+ [%]
25 %	Symmetrisk	229 V	0	226 V	0
	100%, 0%, 0%	226	1,27	221	2,33
	50 %, 25 %, 25%	229	0,28	226	0,29
50 %	Symmetrisk	226 V	0	220 V	0
	100%, 0%, 0%	221	2,33	208	5,42
	50 %, 25 %, 25%	225	0,67	217	1,4
100 %	Symmetrisk	220	0	208	0
	100%, 0%, 0%	-	-	-	-
	50 %, 25 %, 25%	218	1,29	202	2,91

Tabell 6.20: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – svakt nett.

PG	Lastfordeling L12, L23, L31	16 A		32 A	
		U [V]	U-/U+ [%]	U [V]	U-/U+ [%]
25 %	Symmetrisk	213	0	206	0
	100%, 0%, 0%	207	3,06	191	7,03
	50 %, 25 %, 25%	213	0,59	204	1,17
50 %	Symmetrisk	206	0	190	0
	100%, 0%, 0%	-	-	-	-
	50 %, 25 %, 25%	202	1,81	182	4,21
100 %	Symmetrisk	190	0	140	0
	100%, 0%, 0%	-	-	-	-
	50 %, 25 %, 25%	183	3,76	106	18,97

For å finne ut akkurat hvilken kortslutningsytelse som er nødvendig i svakeste punkt, er det utført simuleringer helt opp til spenning- og usymmetri grensene. Resultatet er gitt i Tabell 6.21.

Tabell 6.21: Minste nødvendige kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt.

PG	Lastfordeling L12, L23, L31	16 A			32 A		
		U [V]	U-/U+ [%]	I _{k2min} SK4 [kA]	U [V]	U-/U+ [%]	I _{k2min} SK4 [kA]
25 %	Symmetrisk	207	0	0,416	207	0	0,587
	100%, 0%, 0%	218	2,0	0,899	224	2,0	1,578
	50 %, 25 %, 25%	207	0,8	0,451	207	1,4	0,551
50 %	Symmetrisk	207	0	0,587	207	0	0,899
	100%, 0%, 0%	224	2,0	1,578	228	2,0	3,119
	50 %, 25 %, 25 %	207	1,6	0,581	207	2,0	1,099
100 %	Symmetrisk	207	0	0,899	207	0	1,344
	100%, 0%, 0%	228	2,0	3,119	231	2,0	5,616
	50 %, 25 %, 25 %	207	2,0	0,923	213	2,0	1,860

Røde tall indikerer den begrensede faktoren. Ved ubalansert last (all last koblet mellom L1 og L2) så vil kravet for usymmetri være begrensende, dette gjelder både for høy og lav penetrasjonsgrad. Ved balansert last (50 % L1-L2, 25 % L2-L3, 25 % L3-L1) vil det oppstå større usymmetri ved større last, og ved 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad vil kravet for usymmetri være begrensende. Helt til høyre i tabellen er det oppgitt verdier for minste nødvendige kortslutningsstrøm for at kravene i FoL skal innfris. Dette gjelder for nettets svakeste punkt (SK4). Ved 100 % penetrasjonsgrad og 100 % last koblet mellom L1 og L2 vil det for 16 A og 32 A lading være nødvendig med henholdsvis 3,119 kA og 5,616 kA

kortslutningsstrøm i svakeste punkt. Det er sjelden at det er så høy kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt på radielle distribusjonsavganger.

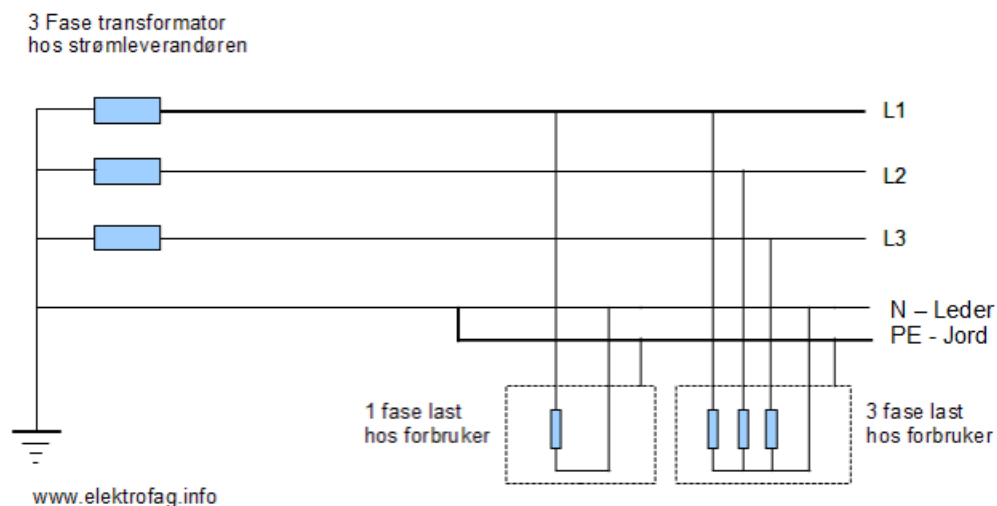
6.2.3 Simuleringsresultater TN-system

I et TN-system kobles 230 V enfaselast mellom fase og nøytral. Dette kommer av at spenningen mellom fase-nøytral er 230 V, og de fasene som kobles til i denne casen antas å operere ved denne spenningen. Ved symmetrisk belastning antas lasten å være helt symmetrisk fordelt mellom de tre fasene, hvor ladingen fra elbil er koblet jevnt fordelt mellom fase og nøytral. For å undersøke om spenningsverdiene er innenfor grensene må de sjekkes opp mot kravet gitt i FoL (ref. kapittel 3.4):

$$0,9 \cdot 400 \text{ V} \leq U \leq 1,1 \cdot 400 \text{ V}$$

$$360 \text{ V} \leq U \leq 440 \text{ V}$$

For å finne verdien for spenningsusymmetrien ved usymmetrisk belastning benyttes ligning (15) gitt i kapittel 3.3. Det er i dette nettet valgt å sette nominell spenning på sekundærsiden på transformatoren til 400 V, da denne verdien er omtrent tilsvarende som for sekundærspenningen på nettstasjonene for TN-nett funnet for tilsvarende nett i Netbas.



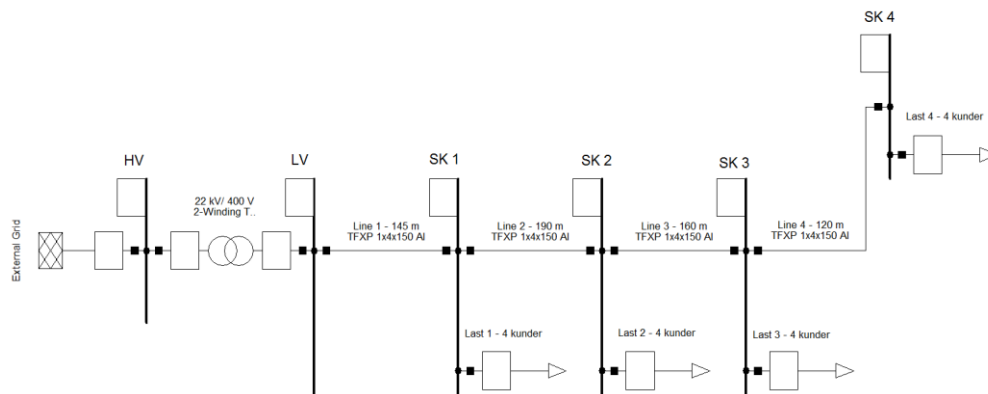
Figur 6.13: Prinsippkisse av TN-nett med 230 V enfaselast mellom fase og nøytral og 400 V trefaselast [58].

Nettet er simulert med 16 kunder, hvor det er 4 kunder tilknyttet hver samleskinne. Det antas også her et forbruk på 3 kW per kunde, noe som gir et forbruk på 12 kW per samleskinne uten elbillading. Det er simulert tilleggslaster for 16 A lading og 32 A lading med 25 %, 50 % og 100 % penetrasjonsgrad.

6.2.3.1 Symmetrisk nett – Elbillading og forbruk fordelt jevnt over alle fasene.

Lasten er jevnt fordelt mellom alle fasene. Dette vil ikke være mulig i praksis, da det alltid vil være noe skjevlast. Det er også her, slik som for IT-nettet, simulert med ulik kortslutningsytelse for å se hvordan kortslutningsytelsen påvirker

resultatet. Minimum kortslutningsytelsen i TN-nettet er valgt som enfase jordslutning.

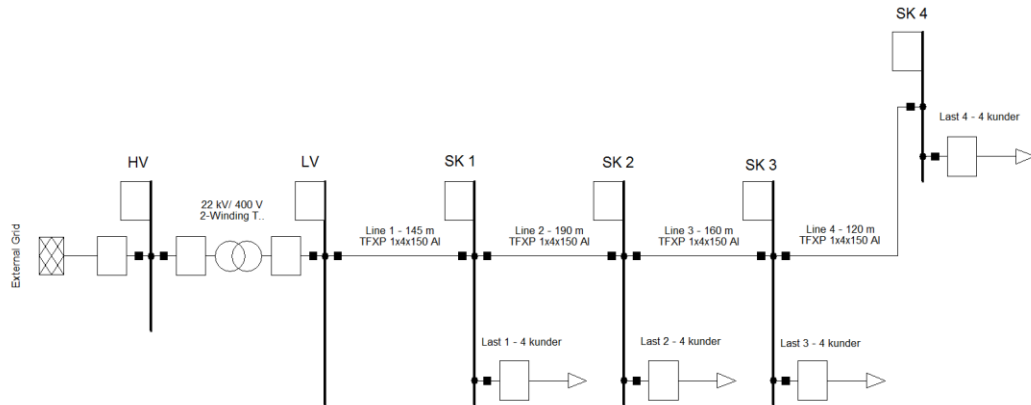


Figur 6.14: TN-nett med høy kortslutningsytelse.

Tabell 6.22: Balansert last i 400 V TN-nett, sterkt nett.

PG	Last	Last 3PH-'YN' [kW]	Samleskinne: $I_{k1jp,min}$			
			SK1: 4,373 kA	SK2: 2,246 kA	SK3: 1,577 kA	SK4: 1,287 kA
			U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
0 %	Normal last	12 (4 x 3)	396	393	391	390
25 %	+ 16 A lading	15,68 (12 + 3,68)	395	391	388	387
	+ 32 A lading	19,36 (12 + 7,36)	394	389	386	384
50 %	+ 16 A lading	19,36 (12 + 2 x 3,68)	394	389	386	384
	+ 32 A lading	26,72 (12 + 2 x 7,36)	392	383	379	377
100 %	+ 16 A lading	26,72 (12 + 4 x 3,68)	397	393	389	387
	+ 32 A lading	41,44 (12 + 4 x 7,36)	386	373	366	363

Resultatet i Tabell 6.22 viser at alle spenningene vil være innenfor kravet på ± 10 % av nominell spenning. Laveste spenning på 363 V er ved 32 A lading og 100 % penetrasjonsgrad. Tabell 6.23 viser at kortslutningsytelsen har stor betydning for spenningsfallet. Her er laveste spenning på 300 V og kravet er brutt allerede på 32 A lading og 50 % penetrasjonsgrad ved SK2.



Figur 6.15: TN-nett med lav kortslutningsytelse.

Tabell 6.23: Balansert last i 400 V TN-nett, svakt nett.

PG	Last	Last 3PH-'YN' [kW]	Samleskinne: $I_{k1jp,min}$			
			SK1: 1,729 kA	SK2: 1,068 kA	SK3: 0,771 kA	SK4: 0,570 kA
			U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
0 %	Normal last	12	389	384	380	378
25 %	+ 16 A lading	15,68	384	377	371	368
	+ 32 A lading	19,36	380	371	364	360
50 %	+ 16 A lading	19,36	380	371	364	360
	+ 32 A lading	26,72	372	358	348	342
100 %	+ 16 A lading	26,72	372	358	348	342
	+ 32 A lading	41,44	352	327	311	300

6.2.3.2 Usymmetrisk nett

All tilleggslast forårsaket av lading er koblet mellom L1 og N.

Her simuleres det med at all tilleggslast forårsaket av lading er koblet mellom L1 og N. Ladekontakten kobles dermed som enfase 230 V. Normalt lastforbruk i hjemmet antas fordelt likt mellom alle fasene.

Tabell 6.24: Ubalansert last i 400 V TN-nett, sterkt nett.

		Samleskinne $I_{k1jp,min}$								
		SK1: 4,373 kA			SK2: 2,246 kA		SK3: 1,577 kA		SK4: 1,287 kA	
PG	Last	P_{L1N} P_{L2N} P_{L3N} [kW]	U_{L12}	U-/U+ [%]	U_{L12}	U-/U+ [%]	U_{L12}	U-/U+ [%]	U_{L12}	U-/U+ [%]
			U_{L23}		U_{L23}		U_{L23}		U_{L23}	
			U_{L31} [V]		U_{L31} [V]		U_{L31} [V]		U_{L31} [V]	
25 %	+16 A	7,68	393	0,49	387	0,81	384	1,0	383	1,08
		4	396		393		391		390	
25 %	+32 A	11,36	390	1,05	382	1,64	377	2,11	375	2,41
		4	397		393		384		391	
50 %	+16 A	11,36	390	1,05	382	1,64	377	2,11	375	2,41
		4	397		393		384		391	
50 %	+32 A	18,72	381	2,42	367	4,10	359	5,10	356	5,44
		4	397		394		392		291	
		4	392		381		374		372	

Tabell 6.24 viser at grensen for usymmetri blir brutt ved 32 A lading og 25 % penetrasjonsgrad og 16 A lading og 50 % penetrasjonsgrad for SK3 og SK4. Ved 50 % penetrasjonsgrad og 32 A lading vil det oppstå en usymmetri på 5,44 % for SK4, noe som er langt over grensen. Ved simuleringer på svakt nett blir grensen for usymmetri brutt allerede ved 16 A lading og 25 % penetrasjonsgrad, dvs. at ved lav kortslutningsytelse vil ikke nettet være sterkt nok til å tåle at 1 av 4 elbiler per samleskinne lader bilen sin mellom samme fase og nøytral. Ettersom spenning- og usymmetrigrensene blir brutt ved 25 % penetrasjonsgrad for det svake nettet er det ikke hensiktsmessig å utføre simuleringer ved 50 % og 100 % penetrasjonsgrad.

Tabell 6.25: Ubalansert last i 400 V TN-nett, svakt nett.

		Samleskinne: $I_{k1jp,min}$									
		SK1: 1,729 kA			SK2: 1,068 kA			SK3: 0,771 kA		SK4: 0,570 kA	
PG	Last	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	U_{L23}	U-/U+ [%]	U_{L12}	U-/U+ [%]	U_{L23}	U-/U+ [%]	
		P_{L2N}	U_{L23}		U_{L12}		U_{L23}		U_{L12}		U_{L23}
		P_{L3N} [kW]	U_{L31} [V]			U_{L31} [V]			U_{L31} [V]		
25 %	+16 A	7,68	379	1,52	369	2,32	362	2,84	358	3,21	
		4	389		384		380		378		
		4	383		375		369		365		

Tilleggslast forårsaket av lading er fordelt mellom fasene.

Resultatet fra fordelt last viser at det vil ha stor betydning å fordele lasten mellom fasene. 16 A lading og 25 % penetrasjonsgrad resulterer i 1,08 % usymmetri for SK4 når all lading kobles mellom L1 og N, mens det ved fordelt last (50 % L1-N, 25 % L2-N, 25 % L3-N) er 0 % usymmetri for SK4.

Tabell 6.26: Fordelt last i 400 V TN-nett, sterkt nett.

		Samleskinne: $I_{k1jp,min}$												
		SK1: 4,373 kA			SK2: 2,246 kA			SK3: 1,577 kA			SK4: 1,287 kA			
PG	Last	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	
		P_{L2N}	U_{L23}		P_{L2N}	U_{L23}		P_{L2N}	U_{L23}		P_{L2N}	U_{L23}		
		P_{L3N} [kW]	U_{L31} [V]			U_{L31} [V]			U_{L31} [V]			U_{L31} [V]		
25 %	+16 A	7,68	395	0,17	7,68	390	0,17	4	388	0,00	4	387	0,00	
		4	396		4	391		7,68	388		4	387		
		4	396		4	391		4	388		7,68	387		
	+32 A	11,36	392	0,45	11,36	387	0,30	4	384	0,17	4	384	0,17	
		4	395		4	389		11,36	385		4	383		
		4	394		4	388		4	385		11,36	383		
50 %	+16 A	7,68	393	0,25	7,68	387	0,4	7,68	383	0,51	7,68	382	0,55	
		7,68	395		4	380		7,68	387		4	386		
		4	394		7,68	388		4	384		7,68	383		
	+32 A	11,36	388	1,05	11,36	377	1,77	11,36	371	2,21	11,36	368	2,38	
		11,36	390		4	383		11,36	378		4	377		
		4	395		11,36	389		4	385		11,36	384		
100 %	+16 A	11,36	389	0,55	11,36	380	0,92	11,36	375	1,15	11,36	373	1,24	
		7,68	393		7,68	386		7,68	382		7,68	381		
		7,68	392		7,68	383		7,68	378		7,68	377		
	+32 A	18,72	381	1,34	18,72	365	2,32	18,72	356	2,94	18,72	352	3,19	
		11,36	390		11,36	380		11,36	374		11,36	372		
		11,36	387		11,36	372		11,36	364		11,36	361		

Tabell 6.27: Fordelt last for 400 V TN-nett, svakt nett.

		Samleskinne: $I_{k1jp,min}$												
		SK1: 1,729 kA			SK2: 1,068 kA			SK3: 0,771 kA			SK4: 0,570 kA			
PG	Last	P_{L1N}	U_{L1N}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	P_{L1N}	U_{L12}	U-/U+ [%]	
		P_{L2N}	U_{L2N}		P_{L2N}	U_{L23}		P_{L2N}	U_{L23}		P_{L2N}	U_{L23}		
		P_{L3N}	U_{L3N}			U_{L31}			U_{L31}			U_{L31}		
		[kW]	[V]			[V]			[V]			[V]		
25 %	+16 A	7,68	385		7,68	376		4	371		4	368		
		4	384	0,17	4	378	0,31	7,68	372	0,18	4	368	0,18	
		4	385		4	377		4	371		7,68	367		
	+32 A	11,36	378		11,36	369		4	363		4	361		
		4	382	0,61	4	372	0,48	11,36	365	0,32	4	360	0,49	
		4	380		4	370		4	364		11,36	358		
50 %	+16 A	7,68	379		7,68	368		7,68	361		7,68	357		
		7,68	385	1,02	4	377	1,49	7,68	371	1,8	4	368	2,08	
		4	380		7,68	369		4	362		7,68	356		
	+32 A	11,36	365		11,36	348		11,36	336		11,36	330		
		11,36	378	2,2	4	368	3,42	11,36	361	4,33	4	357	5,05	
		4	369		11,36	352		4	341		11,36	333		
100 %	+ 16 A	11,36	365		11,36	347		11,36	335		11,36	327		
		7,68	378	2,26	7,68	368	3,49	7,68	360	4,43	7,68	356	5,08	
		7,68	370		7,68	354		7,68	343		7,68	336		

Sammenligning av resultat:

Tabell 6.28 og Tabell 6.29 viser laveste spenning og største usymmetri for henholdsvis det sterke nettet og det svake nettet ved ulike penetrasjonsgrader og lastfordeling for de ulike fasene. Røde tall indikerer verdier som bryter med kravene gitt i FoL.

Tabell 6.28: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – sterkt nett.

PG	Lastfordeling L1N, L2N, L3N	16 A		32 A	
		U [V]	U-/U+ [%]	U [V]	U-/U+ [%]
25 %	Symmetrisk	387	0	384	0
	100%, 0%, 0%	383	1,08	375	2,41
	50 %, 25 %, 25%	387	0,17	383	0,45
50 %	Symmetrisk	384	0	377	0
	100%, 0%, 0%	375	2,41	356	5,44
	50 %, 25 %, 25%	382	0,55	368	2,38
100 %	Symmetrisk	387	0	363	0
	100%, 0%, 0%	356	5,44	-	-
	50 %, 25 %, 25%	373	1,24	352	3,19

Tabell 6.29: Laveste spenning og største spenningsusymmetri – svakt nett.

PG	Lastfordeling L1N, L2N, L3N	16 A		32 A	
		U [V]	U-/U+ [%]	U [V]	U-/U+ [%]
25 %	Symmetrisk	368	0	360	0
	100%, 0%, 0%	358	3,21	-	-
	50 %, 25 %, 25%	367	0,31	358	0,61
50 %	Symmetrisk	360	0	342	0
	100%, 0%, 0%	-	-	-	-
	50 %, 25 %, 25%	356	2,08	330	5,05
100 %	Symmetrisk	342	0	300	0
	100%, 0%, 0%	-	-	-	-
	50 %, 25 %, 25%	327	5,08	-	-

For å finne ut akkurat hvilken nettstyrke som er nødvendig i svakeste punkt, er det utført simuleringer helt opp til spenning- og usymmetrigrensene. Resultatet er gitt i Tabell 6.30.

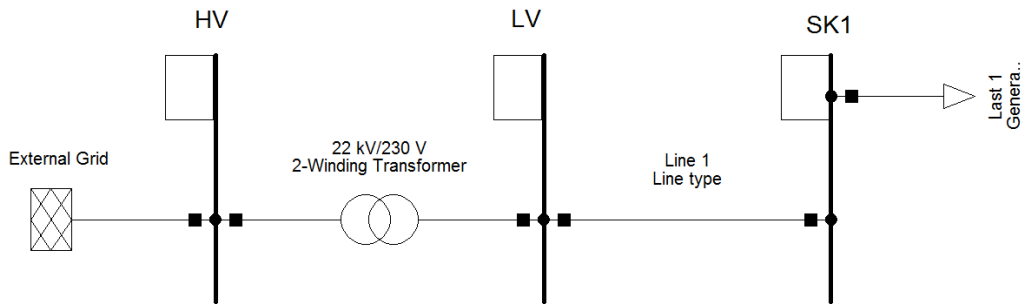
Tabell 6.30: Minste nødvendige kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt.

PG	Lastfordeling L1N, L2N, L3N	16 A			32 A		
		U [V]	U-/U+ [%]	$I_{k1jp,min}$ SK4 [kA]	U [V]	U-/U+ [%]	$I_{k1jp,min}$ SK4 [kA]
25 %	Symmetrisk	360	0	0,459	360	0	0,554
	100%, 0%, 0%	371	2,0	0,848	378	2,0	1,281
	50 %, 25 %, 25%	360	0,25	0,470	360	0,41	0,625
50 %	Symmetrisk	360	0	0,554	360	0	0,785
	100%, 0%, 0%	378	2,0	1,281	383	2,0	2,707
	50 %, 25 %, 25 %	360	1,5	0,630	361	2,0	0,914
100 %	Symmetrisk	360	0	0,785	360	0	1,170
	100%, 0%, 0%	383	2,0	2,707	390	2,0	7,747
	50 %, 25 %, 25 %	360	2,0	0,815	366	2,0	1,520

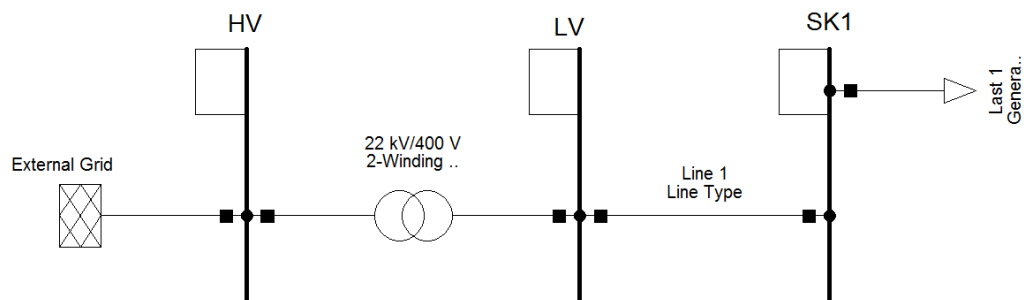
Røde tall indikerer den begrensede faktoren. Ved ubalansert last (all last koblet mellom L1 og L2) er kravet for usymmetri begrensende. Ved balansert last (50 % L1-N, 25 % L2-N, 25 % L3-N) er kravet for spenningsfall begrensende for kortslutningsytelse $I_{k1jp,min} < 0,815$ kA, mens ved kortslutningsytelse $I_{k1jp,min} > 0,815$ kA er kravet for usymmetri begrensende. Helt til høyre i tabellen er det oppgitt verdier for minste nødvendige kortslutningsstrøm for at kravene i FoL skal innfris. Dette gjelder for nettets svakeste punkt (SK4).

6.2.4 Spenningsfall i IT-nett vs. TN-nett

For å nærmere studere forskjellen i spenningsfall i IT-nett og TN-nett for ulike typer belastninger er det konstruert to enkle modeller av de ulike nettene i PowerFactory. Sekundærspenningen i transformatoren for IT-nettet er satt til 230 V og sekundærspenningen i TN-nettet er satt til 400 V. De ulike scenarioene i kapittel 6.2 vil ikke være representative for sammenligning på grunn av at de har ulike typer kabler og luftlinjer i nettet med ulik motstand.



Figur 6.16: 230 V IT-nett.



Figur 6.17: 400 V TN-nett.

Det er satt på en rent resistiv last på 12 kW og begge nettene er konstruert med lik motstand i faseledere og nøytralleder ($R=0,32 \Omega/\text{km}$ og $X=0,07 \Omega/\text{km}$).

Tabell 6.31: Sammenligning av spenningsfall i IT-nett og TN-nett.

Last P	230 V IT-nett		400 V TN-nett	
	U	Δu	U	Δu
20 kW enfase	$U_{L12} \approx 212 \text{ V}$	7,83 %	$U_{L1N} \approx 212 \text{ V}$ $U_{L12} \approx 390 \text{ V}$	7,83 % 2,4 %
20 kW trefase	$U_L \approx 222 \text{ V}$	3,6 %	$U_L \approx 395 \text{ V}$	1,2 %

Resultatet viser at ved lik trefase belastning i IT-nett vil spenningsfallet være 3 ganger større for IT sammenlignet med TN. Formelen for spenningsfall for trefase belastning i IT-nett er gitt til venstre i ligning (73), og formelen for spenningsfall for trefase belastning i TN-nett er gitt til høyre i ligning (73).

$$\frac{P_L \cdot l}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \approx \frac{P_L \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (73)$$

$$\frac{12000 \cdot 0,3}{230^2} \cdot 100 \cdot (0,32 + 0,07) \approx \frac{1200 \cdot 0,3}{3 \cdot 230^2} \cdot 100 \cdot (0,32 + 0,07)$$

$$\Delta u_{IT} \approx 3 \cdot \Delta u_{TN}$$

Verdiene som kommer ut ved å bruke ligningen vil være noe avvikende fra simuleringen. Dette kommer av at ligningen er noe forenklet, men dette blir ikke gått nærmere inn på.

For enfaselaster vil spenningsfallet være likt i IT-nett og TN-nett. Dette vil ikke være helt riktig i praksis ettersom nøytrallederen kan dimensjoneres med et større tverrsnitt enn faselederen, og i tillegg er nøytrallederen koblet til jord, noe som gir mindre motstand enn i faselederne [7].

Det er også interessant å studere betydningen av trefaselast vs. enfaselast. Ved at for eksempel en elbillader tilkobles i et IT-nett som enfase vil denne laderen gi ca. 2 ganger så høyt spenningsfall sammenlignet med at den hadde vært koblet som trefase.

Spenningsfall linjespenning enfase belastning 230 V IT-nett:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l \cdot 2}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (74)$$

Spenningsfall linjespenning trefase belastning 230 V IT-nett:

$$\Delta u = \frac{P_L \cdot l}{V^2} \cdot 100 \cdot (r + x \tan(\Phi_L)) \quad (75)$$

For det samme nettet og ved lik belastning vil dette føre til:

$$\Delta u_{enfase} \approx 2 \cdot \Delta u_{trefase} \quad (76)$$

Det samme vil gjelde for 400 V TN-nett. Hvis laderen kobles mellom to faser (400 V), vil spenningsfallet være 2 ganger så stort som om den hadde blitt koblet som trefase (400 V).

7 Oppsummering og diskusjon

I dette kapittelet er resultatene fra de to casene og måledata for elbillading diskutert og oppsummert.

Case 1

Det er i dag ingen insentiver til å forskyve ladingen til tider av døgnet hvor lasten er lav (smart lading). Dette vil være avgjørende for at nettet skal tåle høy penetrasjonsgrad av elbillading. Nettet som er studert i case 1 består av 1320 kunder fordelt på 122 nettstasjoner. Dette nettet vil få problemer med å håndtere høy grad av 32 A lading på grunn av overbelastning av transformatorer. Resultatet viser derimot at høy grad av 16 A lading ikke vil føre til overbelastning av transformatorer så lenge smart lading blir implementert. Resultatet fra case 1 kan oppsummeres slik:

- Ved 16 A lading og 0 % smart lading, vil 25 nettstasjoner ha en belastning på transformatoren $> 70 \%$, hvor av 9 nettstasjoner har belastning $\geq 100 \%$. Ved 50 % smart lading vil 3 nettstasjoner bli belastet over 100 %, og for disse tre er det snakk om bare 1-5 % over 100 % belastning. Ved 80 % smart lading vil ingen av nettstasjonene bli belastet over 100 %.
- Ved 32 A lading og 0 % smart lading, vil 59 nettstasjoner ha en belastning på transformatoren $> 70 \%$, hvor av 21 nettstasjoner har belastning $\geq 100 \%$. Ved 50 % smart lading vil 7 nettstasjoner bli belastet over 100 %. Ved 80 % smart lading vil ingen av nettstasjonene bli belastet over 100 %.

Ved å forskyve i overkant av 50 % av lasten til andre tider av døgnet vil ingen transformatorer bli overbelastet ved 16 A lading. Ingen transformatorer vil bli overbelastet ved 32 A lading, gitt at det er 80 % smart lading. Men hvis en så stor last må flyttes til andre tider av døgnet er det sannsynlig at transformatorer vil bli overbelastet på et annet tidspunkt i stedet for. 32 A lading anbefales derfor ikke, selv ikke med høy grad av smart lading.

Å skape insentiver til å flytte ladingen vil bli mulig ved hjelp av AMS-målere som kan gi reelle prissignaler basert på timesverdier. Døgnet kan for eksempel deles inn i ulike prissoner og fastleddet i nettleien kan reguleres etter kundens sikringsstørrelse. Dette kan gjøre at kunder som ønsker å lade med 32 A ladestrøm må betale et vesentlig høyere fastledd, fordi dette krever større hovedsikring, enn om kunden velger å lade med 16 A ladestrøm. I dag tariffes kundene etter energiforbruk, men effekttariffing blir sannsynligvis en realitet når AMS-målerne er på plass [60]. Nye tariffstrukturer kan i fremtiden gjøre det mer lønnsomt for kunden å flytte ladingen til tider av døgnet hvor grunnlasten er lav. Med en stor økning i antall elbiler er man avhengig av slike insentiver for at nettet skal kunne håndtere den ekstra lasten elbilladingen forårsaker. Hvis kundene skal ha mulighet til å benytte seg av ladestrøm på 32 A kreves det avansert laststyring og betraktelige oppgraderinger i nettet. Dette kan føre med seg svært store kostnader. For nettområdet som er studert i denne casen vil 16 A lading og i overkant av 50 % smart lading resultere i at ingen transformatorer blir overbelastet.

Case 2

Resultatet fra case 2 viser at ladeeffekter og penetrasjonsgrad av kunder som benytter hjemmelading av elbil vil ha innvirkning på spenningsfall og spenningsusymmetrien i nettet. Nettet vil tåle en vesentlig større belastning hvis lasten blir symmetrisk fordelt over alle fasene. Usymmetrisk belastning hvor all last kobles mellom to faser vil føre til spenningsusymmetri $\gg 2\%$, og ladestrøm på 32 A vil derfor være helt uaktuelt i et slikt tilfelle. Resultatene kan oppsummeres som følger:

Symmetrisk last – lasten er symmetrisk fordelt mellom alle fasene

- **IT-nettet:** Sterkt nett (kortslutningsytelse > 1172 A i svakeste punkt) vil tåle både 16 A lading og 32 A lading ved 100 % penetrasjonsgrad. Det svake nettet (kortslutningsytelse = 540 A i svakeste punkt) kan maks håndtere 16 A lading ved 25 % penetrasjonsgrad før kravene gitt i FoL blir brutt.
- **TN-nettet:** Sterkt nett (kortslutningsytelse > 1172 A i svakeste punkt) vil tåle både 16 A og 32 A lading ved 100 % penetrasjonsgrad. Det svake nettet (kortslutningsytelse = 570 A i svakeste punkt) kan maks håndtere 16 A lading ved 50 % penetrasjonsgrad og 32 A lading ved 25 % penetrasjonsgrad før kravene gitt i FoL blir brutt.

Ubalansert last – all tillegglast koblet mellom to faser

Hvis all tillegglast forårsaket av elbillading kobles mellom samme faser vil usymmetrien bli så stor at kravene i FoL ikke blir overholdt hverken for sterkt eller svakt nett.

Fordelt last – 50%, 25%, 25 % lastfordeling mellom fasene

- **IT-nettet:** Sterkt nett (kortslutningsytelse > 1172 A i svakeste punkt) vil tåle 16 A lading ved 100 % penetrasjonsgrad og 32 A lading ved 50 % penetrasjonsgrad. Det svake nettet (kortslutningsytelse = 540 A i svakeste punkt) kan maks håndtere 16 A lading ved 25 % penetrasjonsgrad før kravene gitt i FoL blir brutt.
- **TN-nettet:** Sterkt nett (kortslutningsytelse > 1172 A i svakeste punkt) vil tåle 16 A lading ved 100 % penetrasjonsgrad og 32 A lading ved 25 % penetrasjonsgrad. Det svake nettet (kortslutningsytelse = 570 A i svakeste punkt) kan maks håndtere 16 A lading ved 25 % penetrasjonsgrad før kravene gitt i FoL blir brutt.

Minste nødvendige kortslutningsytelse

Ubalansert last – all tillegglast fra lading koblet mellom to faser

I dette tilfellet er det kun hensiktsmessig å diskutere 16 A ladeuttak, da 32 A ladeuttak vil kreve urealistisk sterkt nett.

- For IT-nettet og 16 A lading vil kravet om spenningsusymmetri være begrensende ved alle penetrasjonsgrader. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 3,1$ kA i nettets svakeste punkt.
- For TN-nettet og 16 A lading vil kravet om spenningsusymmetri være begrensende ved alle penetrasjonsgrader. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil

det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 2,7$ kA i nettets svakeste punkt.

Kortslutningsytelsene som kreves er alt for høy sett i forhold til verdien på kortslutningsytelsene hos kundene i dag. Det har stor betydning at ladingen blir så jevnt fordelt mellom fasene som mulig. Med dette som forutsetning kan resultatet for nødvendig kortslutningsytelse for fordelt last for IT-nettet og TN-nettet oppsummeres som følger:

Fordelt last – 50%, 25%, 25 % lastfordeling mellom fasene

IT-nettet:

- Ved 16 A lading vil kravet om maksimalt tillatt spenningsfall være begrensende ved 25 % og 50 % penetrasjonsgrad. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil både kravet om spenningsfall og spenningsusymmetri være begrensende. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 0,9$ kA i nettets svakeste punkt.
- Ved 32 A lading vil kravet om maksimalt tillatte spenningsfall være begrensende ved 25 % penetrasjonsgrad, mens det vil være grensen for spenningsusymmetri på ≤ 2 % som vil være begrensende ved 100 % penetrasjonsgrad. Ved 50 % penetrasjonsgrad vil både kravet for spenningsfall og spenningsusymmetri være begrensende. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 1,9$ kA i nettets svakeste punkt.

TN-nettet:

- Ved 16 A lading vil kravet om maksimalt tillatt spenningsfall være begrensende ved 25 % og 50 % penetrasjonsgrad. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil både kravet om spenningsfall og spenningsusymmetri være begrensende. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 0,8$ kA i nettets svakeste punkt.
- Ved 32 A lading vil kravet om maksimalt tillatte spenningsfall være begrensende ved 25 % penetrasjonsgrad, mens det vil være grensen for spenningsusymmetri på ≤ 2 % som vil være begrensende ved 50 % og 100 % penetrasjonsgrad. Ved 100 % penetrasjonsgrad vil det være nødvendig med kortslutningsytelse $\geq 1,5$ kA i nettets svakeste punkt.

Med resultatet fra case 2 som utgangspunkt anbefales heller ikke her, som for case 1, 32 A ladestrøm ved høy penetrasjonsgrad av elbillading. Dette krever høy kortslutningsytelse i svakeste punkt, noe som ikke er tilfelle for nettet i Norge. I nettet som er analysert i case 1 har 51 % av kundene kortslutningsytelse $\leq 1,0$ kA. Resultatet for minste nødvendige kortslutningsytelse ved 100 % penetrasjonsgrad er oppsummert i Tabell 7.1.

Tabell 7.1: Minste nødvendige kortslutningsytelse ved 100 % penetrasjonsgrad.

Lastfordeling	I _{kmin} [kA] IT-nett		I _{kmin} [kA] TN-nett	
	16 A	32 A	16 A	32 A
Symmetrisk	0,90	1,34	0,78	1,17
100%, 0%, 0%	3,12	5,62	2,71	7,75
50 %, 25 %, 25%	0,92	1,86	0,82	1,52

Reelle måledata fra elbillading

Basert på reelle måledata fra elbillading ser det ikke ut til at flimmer og harmoniske overspenninger vil skape problemer i nettet, hverken for 10 A, 16 A eller 32 A lade strøm, så lenge det er et beskjedent antall elbiler i nettet. Måledataene viser også at spenningsusymmetri og spenningsfall heller ikke vil være et problem så lenge det er lav penetrasjonsgrad av elbillading og lade strøm er ≤ 16 A. Dette blir også støttet i simuleringene, som viser at så lenge lade strømmen er ≤ 16 A og det er et beskjedent antall elbiler i nettet vil det ikke oppstå problemer. Men her er det viktig å påpeke at det er ukjent hvor sterkt nettet er hos kundene som det er utført målinger på, slik at resultatene hadde vært mer sammenlignbare om kortslutningsytelsen hos disse kundene hadde vært kjent.

Konsekvenser

Den teoretiske studien på hvilke konsekvenser spenningsusymmetri, spenningsfall og overbelastning av transformatorer kan ha oppsummeres i følgende punkter:

- Høy penetrasjonsgrad av enfaselading kan føre til stor spenningsusymmetri i nettet. Under ubalanse vil det oppstå økt tap og nettet blir mindre stabilt blant annet fordi nettet ikke er like godt rustet til å tåle ytterlige påkjenninger. Usymmetri kan for eksempel skape problemer for asynkronmaskiner. Ved usymmetri på 4 % må belastbarheten til en asynkronmaskin reduseres med om lag 10 %.
- Spenningsfall i nettet kan føre til ødeleggelse av elektrisk utstyr, feil og utfall av utstyr, redusert levetid og reduserte effekter.
- Levetiden til en transformator vil være avhengig av levetiden til isolasjonen i transformatoren. For å forhindre rask ødeleggelse av isolasjonen er det svært viktig at temperaturen blir holdt innenfor satte grenser. Overbelastning av transformatorer fører til økt temperatur, og dermed redusert levetid.

Forslag til tiltak

- Fordele lasten bedre mellom fasene. Resultatet i simuleringene i case 2 viste at det var effektivt å få fordelt lasten med 50 %, 25 % og 25 %. En enda jevnere fordeling av lasten vil føre til ytterlige reduksjon i problemer med spenningsusymmetri.
- Benytte trefase ladere i stedet for enfase ladere. Dette vil neglisjere problemet med usymmetri.
- Forsterke nettet. Dette vil være en kostbar og mindre aktuell løsning hvis mange skaffer seg elbil, da store deler av nettet må oppgraderes.
- Automatisk spenningsregulering i distribusjonstransformatorer. For å forhindre at spenningsverdiene i lavspent distribusjonsnett skal komme

under verdiene satt i FoL, er spenningsregulering en mulighet. De fleste transformatorer i MV/LV distribusjonsnett må i dag trinnes manuelt. Dette krever store menneskelige og økonomiske ressurser, og er ikke optimalt for å oppnå en stabil lastflyt. Transformatorer med automatisk trinnkobler er derfor et aktuelt tiltak for å regulere spenningen på sekundærsiden på transformatoren i lavspent distribusjonsnett. Ved høy penetrasjonsgrad av elbillading i nettet, vil dette være et nødvendig tiltak for å opprettholde spenningen på godkjent nivå.

- Innføring av smart ladestrategi. Dette vil gjøre at deler av lasten kan flyttes fra topplasttimene, og nettet vil tåle et høyere antall av elbiler. Dette er et tiltak som kan innføres når kundene har fått installert smarte målere.
- Nettselskapet gir begrensninger ved å innføre en maks tillatt enfase ladestrøm.

Oppgavens avgrensning

Det er viktig å påpeke at resultatet av simuleringene som er gjennomført i PowerFactory (case 2) er direkte knyttet til det aktuelle nettene som det er simulert på, med antall kunder og kabel- og linjetyper, og hvordan de er bygd opp i PowerFactory. Det er allikevel rimelig å anta at resultatet kan være representativt for lignende nett, men det vil allikevel være en forutsetning at nettselskapene gjør egne beregningene akkurat for det aktuelle nettet hvor elbillading kan forårsake problemer.

Det er i case 2 simulert med stivt nett med 240 V og 400 V sekundærspenning for henholdsvis IT-nett og TN-nett. Det er derfor ikke tatt hensyn til spenningsvariasjoner i overliggende nett. Reduserte spenninger i høyspent distribusjonsnett vil føre til at sekundærspenningene i nettstasjon også vil få reduserte verdier. Dette bør tas med i betraktningen slik at det er nødvendig å stille strengere krav til maksimalt tillatt spenningsfall enn 10 % av nominell spenning. I denne rapporten er det valgt å regne på 10 % ettersom det er spenningsgrensen gitt i FoL.

Det er antatt at kundene er jevnt fordelt i nettet og at elbilladingen er jevnt fordelt på alle samleskinnene². Slik vil det ikke alltid være i virkeligheten. I bynett er det typisk at majoriteten av kundene er plassert nær nettstasjonen, mens i mer landlige nett kan en kunde alene være plassert langt unna nettstasjonen. Dette gjenspeiler viktigheten med å skape simuleringmodeller som er så like som mulig det virkelige nettet man ønsker å analysere.

² Ved for eksempel 25 % penetrasjonsgrad vil 1 av 4 kunder per samleskinne lade elbilen, dvs. 4 kunder totalt. Ved 50 % penetrasjonsgrad vil 2 av 4 kunder per samleskinne lade elbilen samtidig og ved 100 % penetrasjonsgrad vil alle lade elbilen samtidig (totalt 16 kunder). Det antas altså jevn fordeling av lading i nettet.

8 Konklusjon

Lading av elbil fører til tilleggslast i den vanlige husholdningen. Denne lasten kan komme samtidig som topplasten hos kunden, og dermed vil det være nødvendig med høyere kortslutningsytelse hos kunden hvis spenningskvaliteten skal opprettholdes. Det har i denne rapporten blitt analysert to ulike ladestrømmer: 16 A og 32 A. Ut fra resultatet konkluderes det med at en ladestrøm på 32 A ikke anbefales ved høy penetrasjonsgrad av hjemmelading.

I det høyspente distribusjonsnett som er analysert vil høy penetrasjonsgrad av hjemmelading føre til overbelastning av flere transformatorer. For at nettet skal kunne håndtere den ekstra lasten elbilladingen forårsaker, uten dyre nettoppgradering, må deler av lasten flyttes til tider av døgnet hvor grunnlasten i nettet er lav. Smart ladeteknologi vil gjøre det mulig å styre ladetidspunktet. Resultatet fra analysen av et distribusjonsnett med 1320 kunder viser at ved 16 A lading og ca. 50 % smart lading blir ingen nettstasjoner overbelastet.

Resultatet for lavspent distribusjonsnett viser at ladestrømmens størrelse har stor innvirkning på spenningsusymmetri og spenningsfall. Hvis nettet skal håndtere den ekstra lasten elbillading forårsaker uten nettoppgraderinger anbefales ikke 32 A enfaselading. En slik ladestrøm krever høy kortslutningsytelse i svakeste punkt eller lav penetrasjonsgrad for at forskriftene i FoL skal bli overholdt. Enfase 32 A lading krever kortslutningsytelse $I_{kmin} = 1,9$ kA og $I_{kmin} = 1,5$ kA i nettets svakeste punkt for henholdsvis IT-nettet og TN-nettet. For kortslutningsytelser under disse verdiene bør 32 A lading kun skje som trefaselading.

Ved 16 A enfaselading er kravet for maksimalt tillatt spenningsfall begrensende ved penetrasjonsgrad på 25 % og 50 %, mens både kravet for maksimal spenningsusymmetri (maks 2 %) og spenningsfall er begrensende ved 100 % penetrasjonsgrad. Ved 100 % penetrasjonsgrad og 16 A lading vil det være tilstrekkelig med en kortslutningsytelse i nettets svakeste punkt på $I_{kmin} = 0,9$ kA for IT-nettet og $I_{kmin} = 0,8$ kA for TN-nettet. Ved økt ubalanse og økt last vil spenningen minke og maksimal spenningsusymmetri øke. På grunn av dette er det derfor viktig at lasten blir mest mulig fordelt mellom fasene.

9 Forslag til videre arbeid

I et videre arbeid fra denne masteroppgaven er det blant annet interessant å analysere hvordan andre ladeeffekter enn de som er analysert her, vil påvirke spenningsusymmetri og spenning, for eksempel 20 A ladestrøm. Det hadde også vært interessant å utføre økonomiske beregninger for smart lading vs. oppgradering av nettet. Hvor store kostnader kan bespares ved å flytte ladingen fra topplasttimer, slik at dyre investeringer til oppgraderinger blir unngått?

I simuleringsdelen i case 1 er det ikke tatt med i betraktningen at det i fremtiden kan bli opprettet hurtigladestasjoner for dette nettet. Hurtigladestasjoner vil endre resultatet, både i forhold til belastning og spenning. Det hadde derfor vært interessant og relevant å analysere nettet med et høyt antall hjemmeladere i tillegg til noen hurtigladestasjoner.

I simuleringene i case 2 er det kun simulert med jevn fordeling av elbillading i nettet. Det er også hensiktsmessig å studere hvilken innvirkning det har på spenningsnivået hvis det er overvekt av elbillading nær nettstasjonen eller langt unna nettstasjonen.

Elbilladere, bilbatterier, styringssystemer og strømnettet er stadig i utvikling. Hvordan vil det bli i fremtiden hvis man kan koble bilbatteriet på strømnettet og selge energien som er lagret på batteriet? Hva med elbillading i kombinasjon med distribuert produksjon fra for eksempel solceller? Kan elbilen brukes til å lagre overskuddsenergien produsert fra solcellene? Og kan en kombinasjon av elbillading og egenproduksjon bidra til å dempe problemet knyttet til spenningsendringer i nettet? Det er mange fremtidsrettede scenarioer som er relevante for et eventuelt videre arbeid.

10 Referanseliste

1. Wangensteen, I. (2005). *Power Markets*. Trondheim: NTNU - Institutt for elkraftteknikk.
2. Rian, T. K. (2016). Bruk av smart-grid teknologi mot et avbruddsfritt distribusjonsnett. Trondheim: NTNU - institutt for elkraftteknikk
3. *Slik er strømmettet bygd opp* Oslo: Hafslund nett. Tilgjengelig fra: <https://www.hafslund.no/omhafslund/nett/3082> (lest 19.05.17).
4. Eaton Electric. (2010). *STORE BLÅ HÅNDBOK for Inntak i boliger og elektriske installasjoner etter FEL og NEK 400 IT, TT og TN-S-nett*. A-15 utg.
5. Sweco Norge AS. (2015). Vurdering av behov for å sette grenseverdi for minimum kortslutningsytelse i lavspenningsnettet, 113. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
6. Hugo Hansen, E. (2010). *Elektroinstallasjoner*. Trondheim: Classica forlag AS.
7. Kirkeby, H. & Seljeseth, H. (2015). *Utfordrende elektriske apparater*. Trondheim: SINTEF Energi AS.
8. Seljeseth, H., Sand, K. & Kirkeby, H. (2012). Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet, TR A7203. Trondheim: SINTEF Energi AS.
9. NEK. (2012). *Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining the disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current <75 A per phase*. Utg. 3.0. utg. NEK (trykt utg.), b. IEC/TR 60725. Lysaker: Norsk elektroteknisk komite.
10. Gleditsch, M., Aabakken, C., Gillund, A. & Lill Paulen, S. (2014). *Det høyspente distribusjonsnettet - Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata* Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
11. Sponaas, R. (2016). *Intelligente nettstasjoner*. Energy Management (red.). Trondheim: Siemens.
12. Provoost, F. (2009). *Intelligent distribution network design*, b. 10.6100/IR651978. Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven
13. Lorentzen, M. (2017). Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler. I: SINTEF Energi AS (red.) *Informasjonsteknologi og elektronikk - Det digitale energiskifte*. Trondheim: Norsk elektroteknisk forening.
14. Siemens. (2015). *FITformer reg - The adaptable distribution transformer*. Energy Management Division (red.). Nuremberg, Tyskland.
15. Kirkeby, H., Morch, A., Kolstad, M. & Sagen, K. (2017). *Nettplanlegging med nye spenningsreguleringstiltak*. I: SINTEF Energi AS, E. N. A. (red.) *Informasjonsteknologi og elektronikk - Det digital energiskifte*. Trondheim: Norsk elektroteknisk forening.
16. ABB. (2015). *Line voltage regulator for low voltage grids - Reliable answer to voltage variations* Transformers (red.). Brilon, Tyskland.

17. Sæle, H., Kristoffersen, V., Bremdal, B., Foosnæs, J., Sletner, J. M., Troset Engan, T. & Nordal, T. E. (2015). Subscribed power - testing new power based network tariffs stimulating for demand response. Lyon: CIRED.
18. Norges vassdrags- og energidirektorat. (2015). *AMS*: nve.no. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/> (lest 30.01.17).
19. Norges vassdrags- og energidirektorat. (2013). *Forskrift om leveringskvalitet*. nve.no. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/> (lest 21.01.17).
20. NVE. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*: lovdata.no. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557> (lest 21.01.17).
21. Electric, S. (2010). *Electrical installation guide. I: According to IEC international standards*. Valence, Frankrike.
22. Mack, G. (2012). *Understanding Power System Harmonics* Texas: Dept. of Electrical & Computer Engineering - University of Texas
23. Sand, K. (2008). *Spenningskvalitet - fenomen for fenomen. Definisjoner-årsaker-ulemper-tiltak*. ebl-kompetanse, nettkomferanse: SINTEF energiforsk.
24. Chau, K. T. (2016). *Energy Systems for Electric and Hybrid Vehicles*. Transportation, b. v.02. Stevenage: The Institution of Engineering and Technology.
25. Statistisk sentralbyrå. (2017). *Registrerte kjøretøy, 2016*. ssb.no. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg/aar/2016-03-30> (lest 25.04.17).
26. Opplysningsrådet for Veitrafikken. (2017). *Bilsalget i 2016*. ofvas.no. Tilgjengelig fra: <http://www.ofvas.no/bilsalget-i-2016/category706.html> (lest 25.04.17).
27. Knight, C., Davidson, J. & Behrens, S. (2008). *Energy Options for Wireless Sensor Nodes*, 8. Basel: MDPI AG. 8037-8066 s.
28. ZERO. (2015). *Batterikjøretøy i 2030*. Oslo: Transport, zero.
29. Jiang, J. & Zhang, C. (2015). *Fundamentals and Application of Lithium-ion Batteries in Electric Drive Vehicles*. Hoboken: Wiley.
30. Battery University. (2011). *BU-205: Types of Lithium-ion*. Tilgjengelig fra: http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion (lest 06.02.17).
31. Kinson, C. K. & Marca, M. D. (2012). *Electrode Materials for Lithium Ion Batteries*, 7, 4. Berkeley, California: Environmental Energy Technologies Division - University of California.
32. Pistoia, G. (2013). Lithium-Ion Battery Packs for EVs. I: *Lithium-Ion Batteries : Advances and Applications*, s. 127-150. Burlington: Elsevier Science.
33. Björn, N. & Måns, N. (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature Climate Change*, 5 (4): 329.

34. Ladestasjoner. *Ladefart*. ladestasjoner.no. Tilgjengelig fra: <https://www.ladestasjoner.no/ladehjelpen/teknologi/25-ladefart> (lest 23.01.17).
35. Tøxt, H. & Seljeseth, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet : analyse av målinger ved normal- og hurtiglading*. Teknisk rapport (SINTEF energi : trykt utg.), b. TR A7332. Trondheim: SINTEF energi.
36. Grady, W. M. & Santoso, S. (2001). Understanding Power System Harmonics. *IEEE Power Engineering Review*, 21 (11): 8-11.
37. ABB. (2010). *Electrical installation handbook - Protection, control and electrical devices*. 6. utg. Bergamo, Italia: ABB Sace.
38. Bharat Heavy Electricals, L. (1987). *Transformers*. New Delhi: Tata McGraw-Hill.
39. Bean, R. L. (1959). *Transformers for the electric power industry*. Westinghouse-McGraw-Hill engineering books for industry. New York: McGraw-Hill.
40. Nysveen, A. (2015). *Power Transformers*. Trondheim NTNU - institutt for elkraftteknikk
41. Meyer, J., Hahle, S., Schegner, P. & Wald, C. (2011). *Impact of electrical car charging on unbalance in public low voltage grids*. 1-6 s.
42. Von Jouanne, A. & Banerjee, B. (2001). Assessment of voltage unbalance. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 16 (4): 782-790.
43. Pillay, P., Hofmann, P. & Manyase, M. (2002). Derating of induction motors operating with a combination of unbalanced voltages and over or undervoltages. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 17 (4): 485-491.
44. Faanes, H. H. & Olsen, K. J. (2005). *Elektriske kraftsystemer. I*. Trondheim: NTNU - institutt for elkraftteknikk.
45. Lode, J. (1973). *Belastbarhet som funksjon av asynkronmotorer ved usymmetrisk trefasespenning*. Trondheim: NTNU - institutt for elektriske maskiner.
46. Thorsen, O. V. & Yrkesopplæringsrådet for håndverk og, i. (1973). *Transformatorer*. Oslo: Yrkesopplæringsrådet for håndverk og industri : Universitetsforlaget.
47. Bayliss, C. & Hardy, B. (2011). *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. 4th ed. utg. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Burlington: Elsevier Science.
48. Industri, H. (2015). *3-fase trafo - monteringsveiledning*. Transformator (red.). Gvarv.
49. Foosnæs, J. (2016). *Forstudie avbruddsfritt nett*. Steinkjer: NTE.
50. Ericson, T. & Halvorsen, B. (2008). Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer? *Økonomiske analyser*, 27 (6): 46-51.
51. Rajakaruna, S. & Shahnia, F. (2014). Impacts of Plug-in Electric Vehicles Integration in Distribution Networks Under Different Charging Strategies. I: *Plug In Electric Vehicles in Smart Grids: Charging Strategies*, s. 89-137. Singapore: Springer.

52. Garcia-Valle, R. & Lopes, J. o. A. P. a. (2013). *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. Power Electronics and Power Systems: Springer New York : Imprint: Springer.
53. Norsk elbilforening. (2017). *Tesla Model S 90D og P100D*. elbil.no. Tilgjengelig fra: <http://elbil.no/elbil/tesla-model-s/> (lest 02.05.17).
54. Mauro m.fl. (2011). Mobile energy resources in grids of electricity - Functional specification for tools to assess steady state and dynamic behaviour impacts, impact on electricity markets and impact of high penetration of ev on the reserve levels. ev-merge.
55. Downing, N. & Ferdowsi, M. (2010). *Mobile energy resources in grids of electricity - Identification of traffic patterns and human behaviours*: ev-merge.
56. DIgSILENT GmbH. (2012). *What´s New*. Integrated power system analysis software (red.). DIgSILENT PowerFactory 15 Gomaringen, Tyskland.
57. Grundt, R. E. (2015). Effektkrevende elektrisk utstyr, utfordring for nettet: Agder Energi.
58. Gylseth, A. *To hovedprinsipper for lokale distribusjonsnett - IT og TN anlegg*. elfag.info, elektrofag.info. Tilgjengelig fra: <http://w3.elektrofag.info/elektroteknikk/fordelingssystemer> (lest 02.05.17).
59. Torsæter, B. N. (2017). *Simuleringsstudie av spenningskvaliteten i lavspenningsnett med plusskunder*. Teknisk rapport (SINTEF energi), b. AN 16.12.69. Trondheim: SINTEF energi.
60. Mook, V. A. (2016). Oppsummeringsrapport: Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. Oslo.

Vedlegg A: Motordata for belastbarhet som funksjon av spenningsusymmetri-faktoren

	Motor 1	Motor 2
Fabrikat/Fabrikk nr.	HEMAF/S.K.A nr. 435988/1930	K 351759/1962
Type	3-fase NK 46/4 Nr. 355	3-fase MU132 M4
Spenning/kobling	220 V/ Δ	220 V/ Δ
Strøm	26 A	27 A
Ytelse, kont.	7,4 kW	7,5 kW
Turtall	1430 o/min	1425 o/min
Frekvens	50 Hz	50 Hz
Kortslutningsforhold	$k = \frac{I_k}{I_N} = 4,3$	$k = \frac{I_k}{I_N} = 5,7$
Rotor	Kortsluttrotor	Kortsluttrotor
Kjøling	Luftkjølt Gjennomstrømningskjø- ling	Luftkjølt Gjennomstrømningskjø- ling

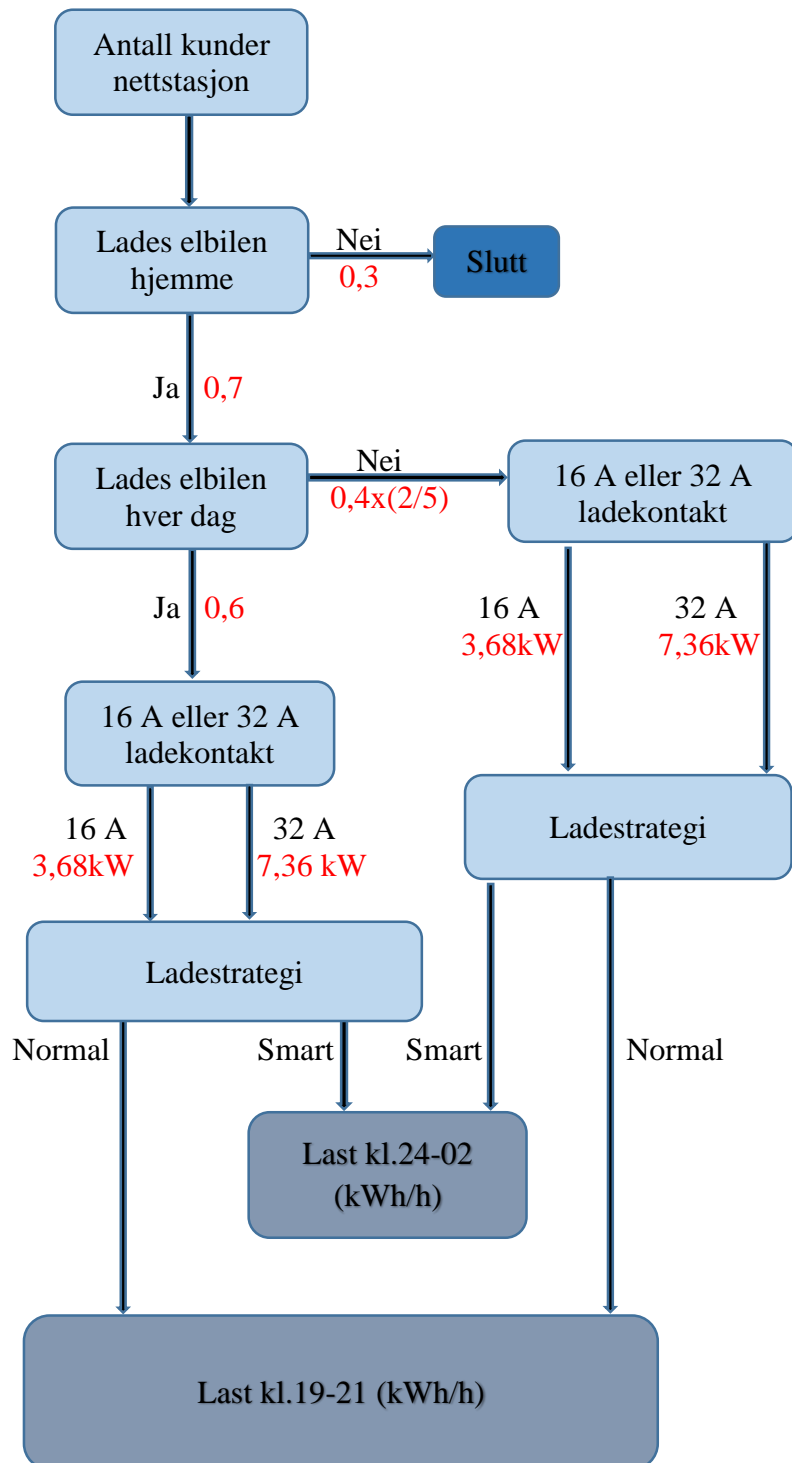
Vedlegg B: Belastning nettstasjoner når alle 1320 kundene lader med 16 A ladekontakt

NS	Antall kunder	Ekstra last kl. 19	Belastning NS > 70 % [%]	Spenningsfall HS > 7 %	Spenning LS > 7 %	Spenningsfall LS [%]
1	3	11,04		7,36		
2	1	3,68		7,35		
3	11	40,48	122	7,36		
4	3	11,04		7,35		
5	11	40,48	128	7,34	213,9	7,00
6	9	33,12		7,34		
7	17	62,56	100	7,32		
8	13	47,84	76	7,33		
9	20	73,6		7,32		
10	8	29,44	75	7,27		
11	9	33,12	95	7,23		
12	13	47,84	182	7,22	212,1	7,78
13	13	47,84	88	7,18	212,9	7,43
14	17	62,56	108	7,20		
15	15	55,2	94	7,05		
16	7	25,76	95	7,05		
17	25	92	258	7,07	208,5	9,35
18	25	92		7,09		
19	3	11,04				
20	4	14,72				
21	6	22,08				
22	8	29,44				
23	4	14,72				
24	8	29,44	110			
25	2	7,36				
26	6	22,08	88			
27	12	44,16	97			
28	1	3,68				
29	11	40,48				
30	31	114,08	80			
31	14	51,52	74			
32	13	47,84	81			
33	11	40,48	81			
34	6	22,08				
35	8	29,44				
36	8	29,44				
37	9	33,12				
38	2	7,36	104			
39	11	40,48	84			

40	16	58,88	114			
41	11	40,48	77			
42	11	40,48	87			
43	6	22,08				
44	16	58,88	93			
45	5	18,4				
46	4	14,72				
47	3	11,04				
48	2	7,36				
49	1	3,68				
50	4	14,72				
51	7	25,76	98			
52	4	14,72				
53	6	22,08	82			
54	8	29,44	111			
55	4	14,72				
56	2	7,36				
57	5	18,4	83			
58	2	7,36				
59	14	51,52	102			
60	12	44,16				
61	17	62,56	132			
62	6	22,08	87			
63	10	36,8	84			
64	33	121,44	79			
65	8	29,44				
66	3	11,04				
67	5	18,4				
68	4	14,72				
69	6	22,08	98			
70	4	14,72				
71	1	3,68				
72	8	29,44				
73	6	22,08				
74	29	106,72	90			
75	10	36,8				
76	4	14,72				
77	12	44,16	160			
78	11	40,48	73			
79	6	22,08	155			
80	21	77,28	121			
81	9	33,12				
82	0	0				
83	2	7,36				
84	11	40,48	147			

85	14	51,52	86			
86	3	11,04				
87	4	14,72				
88	4	14,72				
89	7	25,76	79			
90	9	33,12				
91	18	66,24				
92	24	88,32	170			
93	5	18,4				
94	2	7,36				
95	3	11,04				
96	7	25,76	108			
97	6	22,08	81			
98	8	29,44				
99	7	25,76	103			
100	1	3,68				
101	18	66,24	142			
102	3	11,04				
103	15	55,2				
104	2	7,36				
105	29	106,72	83			
106	7	25,76				
107	5	18,4	73			
108	6	22,08				
109	11	40,48	81			
110	4	14,72				
111	4	14,72				
112	16	58,88	120			
113	4	14,72				
114	24	88,32				
115	14	51,52				
116	41	150,88	95			
117	32	117,76	83			
118	46	169,28	114	7,05		
119	35	128,8	86	7,08		
120	41	150,88	115	7,09		
121	35	128,8	82	7,09		
122	39	143,52	89	7,10		

Vedlegg C: Fremgangsmåte case 1 for å finne den ekstra lasten elbilladingen vil forårsake ved ulike ladestrategier



Vedlegg D: Belastning på nettstasjoner ved ulike ladestrategier med 16 A ladekontakt

		0 % SL	20 % SL	50 % SL	80 % SL	Ingen elbillading
TF nr.	Antall laster	Belastning >70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %
3	11	80 %				35 %
5	11	85 %	75 %			41 %
12	13	129 %	118 %	102 %	86 %	75 %
14	17	75 %				41 %
17	25	157 %	136 %	105 %	75 %	55 %
24	8	80 %	73 %			47 %
27	12	74 %				49 %
38	2	94 %	92 %	89 %	86 %	85 %
51	7	72 %				44 %
54	8	81 %	74 %			49 %
59	14	76 %				48 %
61	17	100 %	93 %	83 %	72 %	66 %
66	3	100 %				17 %
69	6	75 %				51 %
77	12	116 %	107 %	92 %	78 %	69 %
80	21	118 %	109 %	97 %	85 %	77 %
81	9	89 %	82 %	71 %		54 %
84	11	108 %	99 %	87 %	74 %	65 %
92	24	125 %	115 %	101 %	86 %	77 %
96	7	83 %	78 %			57 %
99	7	77 %				59 %
101	18	107 %	100 %	88 %	78 %	70 %
112	16	89 %	83 %	73 %		57 %
118	46	84 %	78 %			53 %
120	41	90 %	84 %	76 %		62 %

Vedlegg E: Belastning på nettstasjoner ved ulike ladestrategier med 32 A ladekontakt.

		0 % SL	20 % SL	50 % SL	80 % SL	Ingen elbillading
TF nr.	Antall laster	Belastning >70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %	Belastning > 70 %
3	11	117 %	100 %	72 %		35 %
5	11	124 %	106 %			41 %
7	17	96 %	83 %			33 %
8	13	74 %				26 %
10	8	73 %				42 %
11	9	94 %	86 %			58 %
12	13	176 %	154 %	120 %	94 %	75 %
13	13	85 %	75 %			37 %
14	17	104 %	91 %			41 %
15	15	91 %	79 %			35 %
16	7	93 %	81 %			40 %
17	25	247 %	205 %	140 %	91 %	55 %
24	8	107 %	83 %	74 %		47 %
26	6	85 %	76 %			41 %
27	12	95 %				49 %
30	31	77 %				21 %
31	14	71 %				20 %
33	11	78 %				37 %
34	6	79 %				34 %
38	2	103 %	99 %	93 %	88 %	85 %
39	11	82 %	73 %			41 %
40	16	111 %	98 %	78 %		51 %
41	11	75 %				34 %
42	11	85 %	77 %			44 %
44	16	90 %	77 %			31 %
51	7	96 %	79 %			44 %
53	6	79 %	73 %			35 %
54	8	108 %	96 %	76 %		49 %
57	5	81 %	74 %			44 %
59	14	99 %	89 %	72 %		48 %
61	17	129 %	115 %	94 %	78 %	66 %
62	6	85 %	76 %			43 %
63	10	82 %	75 %			45 %
64	33	77 %				39 %
69	6	95 %	86 %	71 %		51 %
74	29	88 %	77 %			36 %
77	12	155 %	137 %	109 %	86 %	69 %
78	11	71 %				38 %
80	21	151 %	136 %	111 %	91 %	77 %
81	9	117 %	104 %	83 %		54 %
84	11	143 %	127 %	101 %	80 %	65 %
85	14	84 %	74 %			36 %

89	7	76 %				28 %
92	24	165 %	147 %	117 %	94 %	77 %
96	7	106 %	95 %	79 %		57 %
97	6	79 %				36 %
99	7	100 %	89%	72 %		59 %
101	18	138 %	124 %	101 %	83 %	70 %
105	29	81 %	74 %			46 %
107	5	71 %				35 %
109	11	79 %	71 %			39 %
112	16	116 %	104 %	112 %		57 %
116	41	92 %	82 %			44 %
117	32	81 %				43 %
118	46	111 %	98 %	79 %		53 %
119	35	84 %	75 %			43 %
120	41	112 %	102 %	85 %	72 %	62 %
121	35	80 %	71 %			39 %
122	39	86 %	76 %			40 %