



Kunnskap for en bedre verden

Hvordan vil endringer i forbruksmønsteret påvirke fremtidige nettinvesteringer

Michael Lunderbye, Najib Heidari, Mats Norrman

Bachelor i Elkraft/Fornybar energi
Innlevert: Mai 2020
Hovedveileder: Ian Norheim

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elektroniske systemer
Institutt for vareproduksjon og byggteknikk

Oppgavens tittel: Hvordan vil endringer i forbruksmønsteret påvirke fremtidige nettinvesteringer	Dato: 29.05.2020		
	Antall sider: 133		
	Masteroppgave:	Bacheloroppgave	x
Navn: Michael Lunderbye, Mats Norrman, Najib Heidari			
Veileder: Ian Norheim			
Eventuelle eksterne faglige kontakter/ veiledere:			

Sammendrag:

I dette prosjektet blir AMS data analysert for å danne et bilde av strømmnettets forløp over 2019, for 8 nettstasjoner i et lokalt nett.

Det blir analysert reelt effektuttak og samtidighetsfaktorer, samt sannsynlige kapasitets- og drifts utfordringer. Data fra AMS-målere basert på kundenivå og aggregert for nettstasjon, blir benyttet for å fremstille effekttopper og beregninger av samtidigheter i fase 1. Dette har blitt utført i Microsoft Excel.

I fase 2 blir det utført lastflytanalyse i NetBas for å illustrere økt effektuttak i antall elbilladere på strømmnettet. Videre simuleres det solcelle produksjon både med og uten elbilladere, for å se hvordan dette tolereres av nettet. Simuleringer illustrerer gitte tilfeller, deriblant nåværende situasjon og såkalte «The Worst Case Scenarios». I tillegg blir det også undersøkt om det er andre konsekvenser som elbiler påfører nettet, i forhold til effektflyt og spenningsfall.

Dette resulterer i eksisterende og fremtidig status for de forskjellige nettområdene, og fremtidige utfordringer.

Oppgaven konkluderer med at dersom strømmnettet skal opprettholde drift i de kommende årene og unngå driftsutfordringer, så må forbruksmønsteret blir styrt slik at ny effekt ikke kommer samtidig med eksisterende effekttopper. Alternativt må nettet oppgraderes, blant annet til tre fase tilkoblinger i tilknytningspunkter med en-fasekobling.

Stikkord:

Samtidighet, Forbruksmønster
Elbil
NetBas
Solcelle

Michael Lunderbye

Michael Lunderbye

Najib Heidari

Najib Heidari

Mats Norrman

Mats Norrman

Abstract

This project analyses AMS data to create an overview of the power grid situation of the year 2019, for eight grid areas in a local network.

Analysis is performed for real effect consumption and simultaneity factors, as well as probable capacity- and operational challenges. Data from AMS-measurers based on consumer level and aggregated values for grid stations, is used to visualize top effects and to calculate the simultaneity factors in phase 1. This has been accomplished with Microsoft Excel.

In phase 2, load flow analysis has been done in NetBas, to illustrate effect consumption of a select number of electrical car chargers in the power grid. As well as solar cell power production with and without the electrical car chargers, to investigate how the power grid tolerates it.

The simulations include various scenarios, among which are the existing cases and the Worst-case scenarios. The objective of integrating electrical vehicles in the simulation, is to see the impact on the local power grid. In addition, other ways that the electrical car chargers can cause consequences on the grid, is examined, in relation to effect flow and voltage loss in nodes.

This results in existing and future status for the grid areas, and future grid challenges.

The thesis concludes that, if the power grid is to maintain functionality in the coming years and avoid operational challenges, then the consumption patterns requires measures of control, so that the new effects do not coincide with existing top effects. Alternatively, the grid needs to be upgraded, among other things to three phase connections in nodes with single phase connections.

Forord

Dette prosjektet er utført i samarbeid mellom NTNU og Stange Energi Nett AS. Denne rapporten er en del av den siste hovedoppgaven for studie innen ingeniør bachelor grad NTNU Gjøvik vår 2020. Det blir skrevet av tre studenter, to innenfor ingeniør elektro, fagretning elkraft, og en innenfor ingeniør i fornybar energi.

Medlemmer av prosjektgruppen er Najib Heidari, Michael Lunderbye og Mats Norrman. Prosjektarbeidet ble utført med oppstart 07.januar 2020. og avslutning 29.mai.2020.

Gruppen vil takke NTNU og Stange Energi Nett AS for muligheten til å utføre dette prosjektet. Gruppen vil også benytte anledning til å takke de som har bidratt til støtte for at prosjektet ble fullført. Takk til hver enkelte som har gjort en god innsats for et godt fellesskap.

Takk til:

NTNU Gjøvik:

Ian Norheim

Stange Energi Nett AS:

Harald Husom

Johan Lööf

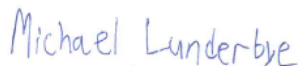
Vegard Lundsbakken

Odd Tangen

Bjørn Helge Sebusæter



Najib Heidari



Michael Lunderbye



Mats Norrman

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn.....	2
1.2	Problemstilling.....	3
1.3	Digitalt prosjekt utførelse	3
2	Teori.....	4
2.1	Kraftnettets oppbygging i Norge.....	4
2.1.1	Lavspent fordelingsnett	6
2.1.2	Transformator	10
2.1.3	Fremtidig forbruksmønster av lavspentnett.....	11
2.2	Effekt.....	13
2.2.1	Effektfaktor.....	13
2.2.2	Lastflyt på lavspentnettet.....	14
2.2.3	Effekttopper	16
2.2.4	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet	17
2.2.5	Energiloven.....	17
2.3	Samtidighetsfaktor.....	18
2.3.1	Dekonstruering av formel for samtidighetsfaktor.....	21
2.3.2	Bruk av Velanders formel.....	22
2.4	Elektriske personbiler.....	24
2.4.1	Effektbehov for elbil	25
2.4.2	Lademoduser.....	26
2.4.3	Fremtidig forbruksmønster av elbiler.....	28
2.5	NetBas	30
2.6	Lokal produksjon - Solceller.....	31
2.6.1	Størrelse	32
2.6.2	Temperatur.....	32
2.6.3	Global plassering.....	32
2.6.4	Lokal plassering	33
2.6.5	RETSscreen.....	33

2.6.6	Fremtidig forbruksmønster av solceller.....	34
2.6.7	Kombinasjon av solceller og elbiler.....	35
2.7	Effektregulering	36
3	Metodikk	37
3.1	Model utvikling.....	37
3.1.1	Tilgjengelige måledata for AMS- målere.....	38
3.1.2	Nettstasjon identifikasjoner	38
3.2	Fase 1 - Beregninger.....	39
3.2.1	Kilde data.....	39
3.2.2	Effekt topper	40
3.2.3	Samtidighetsfaktor	41
3.2.4	Tidspunkt for effekttopper.....	41
3.2.5	Installert effekt i forhold til HS.....	42
3.2.6	Teoretisk samtidighet	43
3.2.7	Kapasitet i transformatorer	43
3.3	Fase 2 - Simuleringer.....	44
3.3.1	Lastflytanalyse	45
3.3.2	Simulering av elbil	47
3.3.3	Forsyning av elbil.....	48
3.3.4	Solcelle energi produksjon	50
3.4	Behandling av endringer i forbruksmønsteret.....	51
3.4.1	Fleksibel effektregulering.....	51
3.4.2	Smart lading.....	55
3.4.3	Tilbake ladning til strømmettet.....	56
4	Resultater.....	58
4.1	Fase 1 - Beregning.....	58
4.1.1	Effektuttak	58
4.1.2	Effektuttaket på nettstasjoner.....	58
4.1.3	Forbruksmønsteret på kundenivå	59
4.1.4	Effekttopper	60
4.1.5	Når på døgnet treffer toppene	68
4.1.6	Samtidighetsfaktorer	70

4.1.7	Sikringskapasitet	72
4.2	Fase 2 - Simulering.....	79
4.2.1	Nettstasjon 1 – Elbiler teoretisk	80
4.2.2	Nettstasjon 3.....	82
4.2.3	Nettstasjon 6.....	99
4.2.4	Nettstasjon 6 – Produksjon	111
5	Diskusjon.....	121
6	Tiltak.....	124
7	Konklusjon	126
8	Feilkilder	127
	Referanseliste	128
	Vedlegg.....	133

Figurliste

Figur 1: Kartet av Stange kommune.....	2
Figur 2: Oversikt over det norske Kraftsystemet [2].....	5
Figur 3: Viser et IT-nettsystem	6
Figur 4:TN-S system med separat N-og PE-leder [3]	8
Figur 5: TN-C system med felles PEN-leder [3]	8
Figur 6: TN-C-S system med PEN-leder splittet i PE-og N-leder i leveringspunkt [3].....	9
Figur 7:Oppbygning av en transformator [5].....	10
Figur 8:Strømbruk i forskjellige sektorer mot 2040 i Norge [6].....	11
Figur 9: Hvor rask øker strømforbruk i forskjellige sektorer ved elektrifisering [6].....	12
Figur 10:Effektfaktor i vekselspanning ved induktive og kapasitive belastninger.	13
Figur 11:Lastflyt i lavspennetnettet [11].....	15
Figur 12: Gauss Seidel matrise beregningsmetode i samleskinner [10].....	15
Figur 13:Lasteprofiler og tidspunkter i forskjellige sektorer [12]	16
Figur 14: Prinsippet for en nettstasjon for beregning av samtidigheter	18
Figur 15:Maksforbruk på kundenivå i ulike tidspunkter [17].....	19
Figur 16:Sammenheng mellom topper på nettstasjon og kundenivå	21
Figur 17:Velanders prinsippet for lastmodellering [18]	22
Figur 18: Lasteprofilen i en elbil ladestasjon [19]	24
Figur 19:Lasteprofilen med elbillading hjemme [20]	25
Figur 20:Egenskaper til elbil lademoduser [22].....	26
Figur 21:Lasteprofil ved elbillading i fremtiden.	28
Figur 22:Sammenheng mellom elbillading og bidrag fra solcelle	29
Figur 23:Lasteprofil med elbillading i bestemte tidspunkt.	29
Figur 24:Eksempel på daglig belastning, med blandet elbil ladning	30
Figur 25: Jodens rotasjon rundt sola [27]	32
Figur 26: Solcelle plassering [28]	33
Figur 27:Analyse av elektrisk last, med påvirkning av solceller [29].....	34
Figur 28:En tilpasning av flere lasteprofiler	35
Figur 29:Prinsippet for lastflytanalyse i lavspennetnett.....	45
Figur 30:Enlinjeskjema for tilknytningspunkt ved elbillading [33].....	48
Figur 31:Ladeboksen som gir bedre sikkerhet ved elbillading [33].....	48
Figur 32:Kombinasjon av flere energikilder [33]	52
Figur 33:Viser produksjon fa solcelle og batteri ladning	53
Figur 34:En digital modell for microkontroller	54
Figur 35:Fleksibel effektregulering som bidrar jevner ut topper	54
Figur 36:Viser smart lading av elbil [34]	55
Figur 37:Toveis energi utveksling [35]	56
Figur 38:Kretsskjema for en PWM [35].....	57
Figur 39: Effekttuttak på nettstasjoner i maks ukentlig.....	59

Figur 40: Maks effektforbruk på kundenivå ukentlig for NS 1	60
Figur 41: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 2	61
Figur 42: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 3	62
Figur 43: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS4	63
Figur 44: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS5	64
Figur 45: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 6	65
Figur 46: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 7	66
Figur 47: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 8	67
Figur 48: Lasteprofiler for andel effekttopper i alle nettstasjoner	69
Figur 49: Samtidigheter for nettstasjoner ukentlig.....	70
Figur 50: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 1.....	73
Figur 51: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 2.....	73
Figur 52: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 3.....	74
Figur 53: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 4.....	75
Figur 54: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 5.....	75
Figur 55: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 6.....	76
Figur 56: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 7.....	77
Figur 57: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 8.....	78
Figur 58: Økt effektuttak med elbiler i knutepunkter.....	80
Figur 59: Enlinjeskjema for nettstasjon 3.....	83
Figur 60: Effekt forbrukt i en time på knutepunkter	84
Figur 61: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 1.....	85
Figur 62: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter scenario.....	86
Figur 63: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 1.	87
Figur 64: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 2.....	88
Figur 65: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter.....	89
Figur 66: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 2.	90
Figur 67: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 3.....	91
Figur 68: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter	92
Figur 69: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 3.	93
Figur 70: Enlinjeskjema for nettstasjon 3 med solcelleproduksjon.	95
Figur 71: Oppsummering av fordelingstransformator med lokal produksjon ved scenario 4. ...	96
Figur 72: Spenningsnivåer og effektflyt for knutepunkter og abonnenter.	97
Figur 73: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner med lokal produksjon.....	98
Figur 74: viser enlinjeskjema for nettstasjon 6 med størrelser på HS.....	101
Figur 75: Effektflyt på en time i knutepunkter.	102
Figur 76: Oppsummering av parametere trafo drift ved scenario 1	103
Figur 77: Viser spenningsnivå på knutepunkter.....	104
Figur 78: Viser effektflyten i lavspenning linjeseksjonene	105
Figur 79: Viser spenningsnivået på knutepunkter i scenario 2	106
Figur 80: Viser effektflyt i lav spennings linjeseksjoner.....	107
Figur 81: Viser spenningsnivå på knutepunkter scenario 3.....	108

Figur 82: Viser effektflyten i scenario 3.....	109
Figur 83: Oversikt over driftsparametere i scenario 3.....	110
Figur 84: Effektflyt ved lav belastning på en sommerdag.....	111
Figur 85: Parametere på fordelingstransformator i scenario 1.....	112
Figur 86: Spenningsnivået på knutepunkter scenario 1.....	113
Figur 87: Effektflyt i lavspent linjeseksjoner.....	114
Figur 88: Oversikt over produksjon i forhold sol.....	116
Figur 89: oversikt over driftsparametere i scenario 2.....	117
Figur 90: Spenningsnivået i knutepunkter på scenarioet 2.....	118
Figur 91: Effektflyten ved solcelle produksjon i reversereretning.....	119
Figur 92: Effektflyt i lavspent linjeseksjoner i reversereretning.....	120
Figur 93: Oversikt over trafo data på scenario 2.....	120

Tabelliste

Tabell 1: Velanders konstanter for Østlandsklima, fra SINTEF planbok [18]	23
Tabell 2: Parameter og identifikasjoner på nettstasjoner.....	38
Tabell 3: Største, laveste Samtidigheter og brukstid på NS1-NS4	71
Tabell 4: Størst, laveste samtidigheter og brukstid for NS5-NS8.....	71
Tabell 5: Oversikt over data for overliggende nett.....	82
Tabell 6: Oversikt over data for fordelingstransformator.....	82
Tabell 7: Oversikt over hovedsikringer for nettstasjon 3.	84
Tabell 8: Viser data for overliggende nett	99
Tabell 9: Viser parametere for fordelingstransformatoren	100
Tabell 10: Størrelser på hovedsikringer for nettstasjon 6.....	102

Terminologi

Begreper:

Samtidighetsfaktor	En verdi på hvor mye effekt som vil bli brukt samtidig.
NetBas	Programvare for planlegging av nett og brukes for å utføre lastflytanalyse i strømmnett.
RETScreen	Programvare for planlegging av energi produksjon og brukes for å estimere strøm fra solceller.
Effekttopp	Effekttopp oppstår når forbruket av energi er høyest.
Plusskunde	En kunde som kan være både forbrukere og produsent.
Photovoltaisk celle	Også kjent som solcelle.
Elbil	Elektriske personbiler.

Forkortelser:

AB	Abonment
AC	Alternating Current, vekselstrøm
AMS	Avanserte Måle og Styringssystem
DC	Direct Current, likestrøm
DSB	Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap
EV	Electric Vehicle
HS	Hovedsikring
IKT	Informasjon Kommunikasjon Teknologi
IT	Insulated Terra
KB	Kabelskap
KN	Knutepunkt
NEK	Norsk Elektronisk Komite
NS	Nettstasjon

NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
PV	Photovoltaisk
PWM	Pulse Width Modulation
REN (AS)	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet (AS)
SVV	Statens vegvesen
TN	Terra Neutral

Symboler:

Spenning	U	[V]
Strøm	I	[A]
Resistans	R	[Ω]
Reaktans	X	[Ω]
Kapasitans	C	[F]
Impedans	Z	[Ω]
Aktiv effekt	P	[W]
Reaktiv effekt	Q	[VAr]
Tilsynelatende effekt	S	[VA]
Elektrisk energi	E	[J]
Frekvens	f	[Hz]

1 Innledning

Hensikten med denne oppgaven er å analysere virkelig effektforbruk og reell samtidighet i fordelingsnettet. Populariteten med elbiler har økt dramatisk i det siste årene, og dette utløser problemer hos enkelte kunder med hjemme ladning av elbiler. Det er denne typen forbruk som utfordrer kapasiteten mest. Det vil også være relevant å analysere potensielle driftsutfordringer med økning i antall private solcelleanlegg.

«Historisk sett har det vært forholdsvis lav samtidighet på forbruk, og således mye ledig kapasitet i strømmettet. Endret forbruksmønster og ny type forbruk endrer dette bildet. Forbruker ønsker å ta ut høyere effekt i kortere perioder og dette utfordrer kapasiteten. Hjemmelading av elbil er kanskje den type forbruk som utfordrer kapasiteten mest. I tillegg ønsker vi å analysere potensielle driftsutfordringer med økning i antall solcelleanlegg.»

-Opprinnelig oppgavebeskrivelse

For å finne frem til hvilke endringer som kan eller vil skje med investeringer i fremtidige nett, må det finnes frem til hvilke forskjeller som vil være i fremtidig nett i forhold til dagens eksisterende nett. Den første fasen av prosjektet går ut på å finne frem til den første delen av dette: Status i det eksisterende nettet. Den andre fasen går ut på å estimere størrelsen til de faktorer som endrer fremtidig forbruksmønster, og deretter legge dette sammen med eksisterende system.

Hvilke faktorer som antas å påvirke fremtidige forbruksmønster mest, er på forhånd gitt av oppdragsgiver: Elbiler, og solceller. Differansen mellom det eksisterende nettet, og nett med elbiler og solceller, vil gi svar på oppgavens spørsmål. Videre vurderes tiltak for best utnyttelse av kapasiteten i fordelingsnettet.

1.1 Bakgrunn

Oppdraget er formulert av Stange Energi Nett AS for å kartlegge effektforbruk og reell samtidighet, samt mulige kapasitet og driftsutfordringer. Ut ifra historiske måleverdier har forbruksmønsteret endret seg dramatisk i distribusjonsnett. Dette skaper store utfordringer for energi leverandører å håndtere. Oppdraget tar utgangspunkt i simulering med elbil på strømmettet samt produksjon fra solcelle anlegg. Stange Energi Nett AS ligger på midten av dette kartet som blir omringet av Elvia nett. Området for Stange kommune er uthevet i kartet.



Figur 1: Kartet av Stange kommune

Dagens kraftsystem er i endring. Tradisjonelt har kraft blitt overført fra de høyere spenningsnivåene og deretter gjennom nettet til sluttbrukerne. Her har det vært for det meste enveis overføring av elektriske energi. Kraften har hovedsakelig kommet fra vannkraftverk i Norge. De siste årene har det vært økende fokus på fornybar energi og ny teknologi som kan benytte såkalt "grønn energi".

1.2 Problemstilling

Prosjektets problemstilling blir å besvare hvordan nye typer belastninger påvirker nettkapasiteten og stabiliteten.

Delmål 1

- Hva er de faktiske effekttopper sett i forhold til installerte hovedsikringer.
- Hva slags samtidighetsfaktorer er det i forskjellige områder i Stange.
- Når på døgnet inntreffer disse toppene.

Delmål 2

- Simulere forventet økning i antall elbiler og hjemme-ladning i forskjellige områder i Stange.
- Besvare hvordan økning i antall solcelleanlegg vil påvirke fremtidig lastflyt i nettet

Delmål 3

- Foreslå tiltak for best utnyttelse av kapasitet i fordelings nettet.

1.3 Digitalt prosjekt utførelse

I forbindelse med koronapandemien vår 2020, ble det i løpet av prosjektet vedtatt at all veiledning og prosjektarbeid under NTNU, skal bli utført igjennom digitale verktøy. Dette inkluderer samarbeid med eksterne oppdragsgivere. Disse vedtakene tredde i kraft 12 mars 2020.

Restriksjonene har påvirket utførelse av dette prosjektet. Mer spesifikt har det redusert prosjektgruppens tilgjengelighet for bruk av programmet NetBas.

2 Teori

I denne delen av oppgaven blir det forklart teori som er grunnleggende for prosjektet, for å få en forståelse i de praktiske fremstillingene.

2.1 Kraftnettets oppbygging i Norge

I Norge består kraftnettets av tre nivåer: Transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettets har høyest spenningsnivå med systemspenning på 300 kV til 420 kV, men på enkelte steder også linjer med 132 kV nett. Dette nettet overfører store energimengder over lange avstander. Transmisjonsnettets binder sammen forbrukere og produsenter over hele landet, og har også forbindelser med utlandet. I Norge tilsvarer transmisjonsnettets en lengde på 11 000 km. Det er i hovedsak Statnett som opererer transmisjonsnettets i Norge.

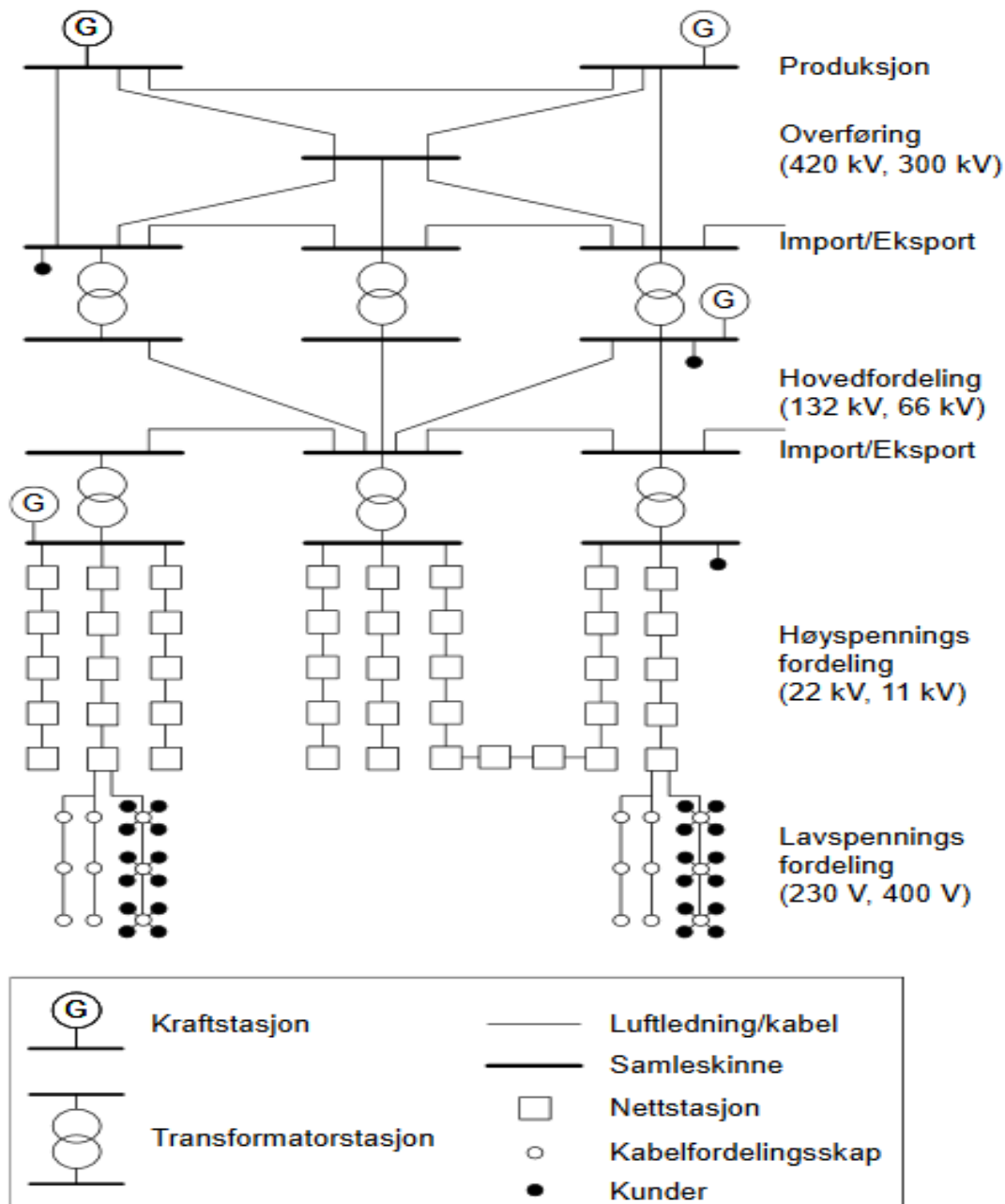
Regionalnettets er nivået mellom transmisjonsnettets og distribusjonsnettets. Spenningsnivået er på 33 kV til 132 kV og har i Norge en lengde på 19 000 km.

Distribusjonsnettets har de laveste spenningsnivåene og er oppdelt på lavspentnett og høyspentnett. Lavspentnett består av spenninger under 1 kV, normalt på 230 V eller 400 V for forbruk til husholdning, fritidsboliger og næringer. Det høyspente distribusjonsnettets har spenninger fra 1 kV opp til 22 kV. Distribusjonsnettets har en lengde på 100 000 km i Norge. Distribusjonsnettets eies og driftes av lokale nettselskaper.

Distribusjonsnettets består av to type nettlinjere; luftlinjer og jordkabler. Kraftnettets er den mest kompliserte delen av energi leveringssystemet frem til sluttbrukere [1]. Som forbruker av elektrisk energi, så er bruk av kraftnettets kostbart. Kostnadene beregnes fra kraftleverandører etter hvor mye energi forbruk kundene har sammen med nettleien.

Store industrikunder med produksjonsanlegg knyttes til transmisjonsnettets eller regionalnettets, beroende på spenningsnivået som trengs. Mindre industrier tilknyttes regional- eller distribusjonsnettets [1].

Figur 2 viser en oversikt for det norske kraftsystemet og hvordan de ulike spenningsnivåene er oppbygd. Fra innmating med generatorer til transmisjonsnett på 132-420 kV mates spenningen inn til regionalnettet med et spenningsnivå på 47-132 kV. Fra regionalnettet fordeles spenningen til høyspent distribusjonsnett på 11-22 kV og avsluttes ved å gå ned til lavspent distribusjonsnett på 230-400 V fram til tilknytningspunkter hos abonnentene [2].



Figur 2: Oversikt over det norske Kraftsystemet [2]

2.1.1 Lavspent fordelingsnett

Det finnes tre hovedtyper av lavspent distribusjonsnett: IT-nett, TN-nett og TT-nett. Det som er mest vanlig i Norge er IT-nett og TN-nett. Lavspenningsnettet er tradisjonelt bygget som IT-nett og er fortsatt det mest vanlige i Norge. I Europa brukes for det meste TN-nett og ved nybygging av lavspenningsnettet i Norge benyttes det for det meste TN-system.

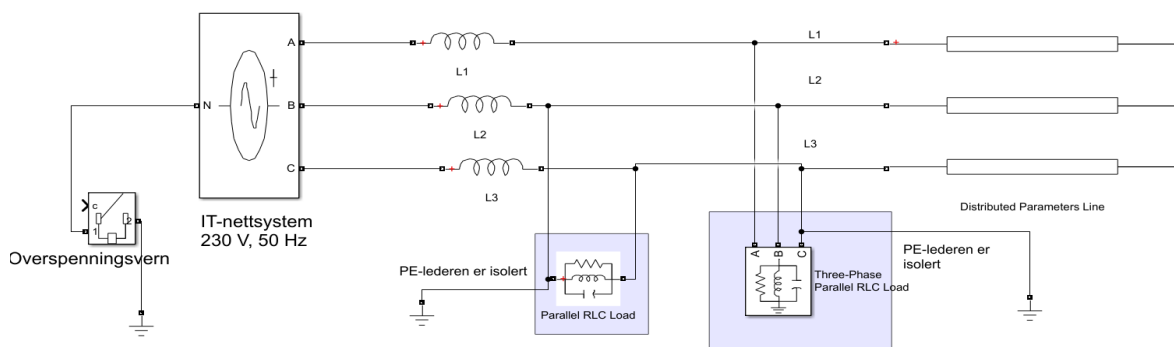
Bokstavene i de ulike distribusjonsnettene er oppbygd fra internasjonale normer. Den første bokstaven beskriver hvordan nettsystemet er koblet til jord og den andre bokstaven viser forholdet mellom utsatte anleggsdeler og jord.

IT-Nett

Linjespenningen i IT-nett er på 230 V. Det som er karakteristisk for et IT-nett er at nøytralpunkt og alle spenningsførende ledere er isolert fra jord. Det er vanlig å allikevel ha et gjennomslagsvern (overspenningsvern) koblet til jord som isolerer transformatorens nøytralpunkt og faselederne fra jord.

Bokstavene IT betyr «Insulated Terra», hvor Terra betyr jord på latinsk.

Hvis det oppstår en overspenning vil gjennomslagsvernet fungere som en bryter som lukker mot jord. Ved en enfase jordfeil hos en abonnent, er det mulig å fortsatt drifte nettet ettersom nøytralpunktet er isolert fra jord. Jordfeilstrømmen blir høy da impedansen hos de fungerende fasene også er høy. I sykehus er det vanlig å ha IT-system, ettersom nettet fortsatt kan driftes med en jordfeil.



Figur 3: Viser et IT-nettsystem

Noen ulemper med IT-nett er at motorer og trefaseutstyr ikke kan tilkobles, ettersom de trenger 400 V. Nett-tapene vil være mye større i IT-nett i sammenligning med TN-nett. Ved samme lednings tverrsnitt og samme last, er tapene ca. 3 ganger høyere i IT-nett enn i et TN-nett. Ettersom strømmen er tilnærmet roten av 3 ganger høyere i IT-nettet enn i TN-nett, blir det betydelig større spenningsfall i IT-nettet.

TN-Nett

TN-nett er et distribusjonsnett med en linjespenning på 400 V, og kan ta ut 400 V mellom hver faseleder. Spenningen mellom en av faselederne og nøytralleder er 230 V. TN-systemet fungerer som ett 230/400 V system som har ulike tilkoblingsmuligheter.

Bokstavene TN betyr «Terra Neutral» og nøytrallederen i transformatoren er koblet til jord.

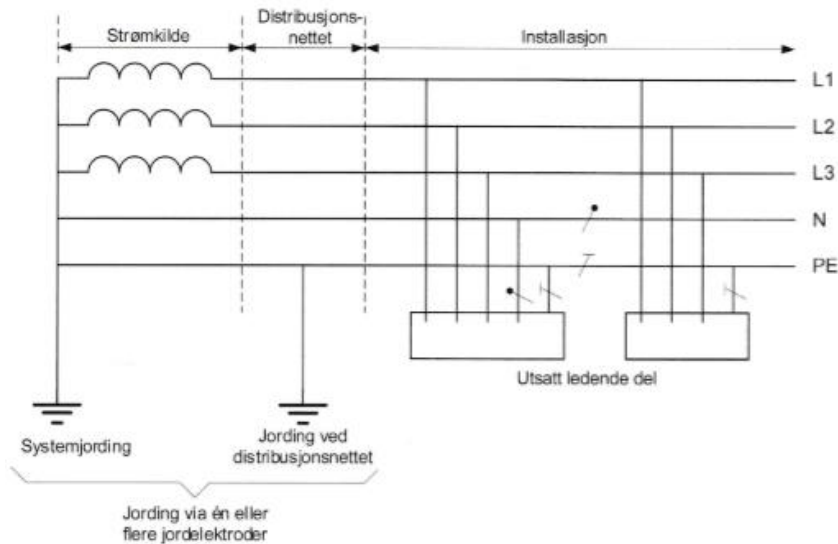
TN-nett med en høyere systemspenning har lavere strøm for samme effekt i sammenligning med IT-nett. Det blir mindre tap i TN-nett og det kan brukes mindre tverrsnitt på kabler. Ved jordfeil kobles anlegget ut, og jord har tilkobling direkte til transformatorens N-punkt.

Noen ulemper med TN-nett er at kortslutningsstrømmer blir større enn i IT-nett, i tillegg til høyere berøringsspenninger.

Ulike varianter av TN-System:

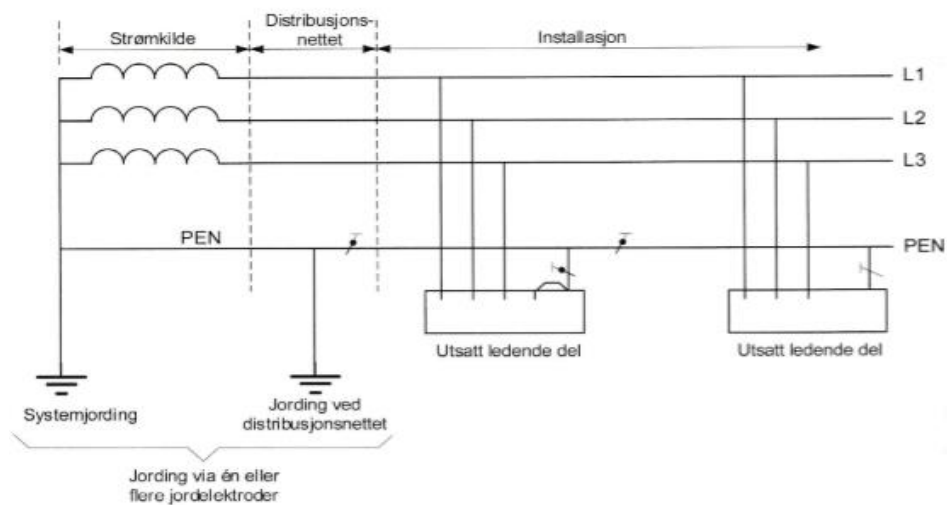
Det er tre typer av TN-system, avhengig hvordan N-leder og PE-leder er arrangert.

- TN-S system: Benytter separat N-leder (nøytralleder) og PE-leder (beskyttelsesleder) fra strømkilden og gjennom hele installasjonen.



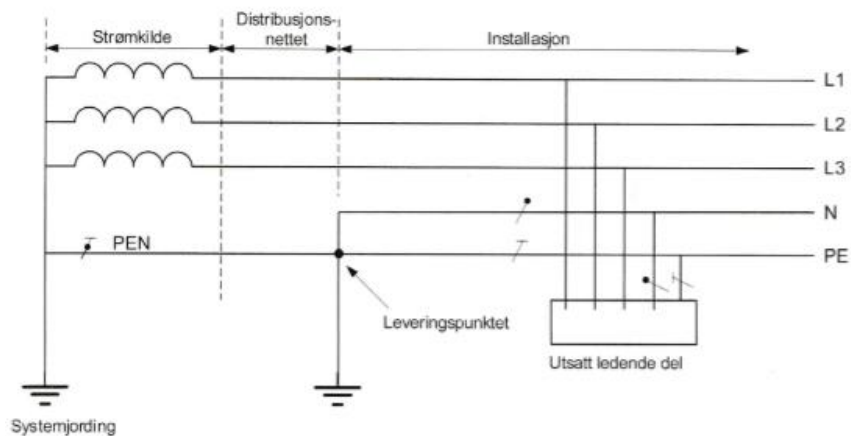
Figur 4: TN-S system med separat N-og PE-leder [3]

- TN-C system: N-leder og PE-leder er kombinert i en felles leder (PEN-leder), i hele forsyningssystemet.



Figur 5: TN-C system med felles PEN-leder [3]

- TN-C-S system: Kombinasjon av TN-S og TN-C system. I en del av forsyningsnettet fra transformator i nettstasjon og fram til installasjonens leveringspunkt, benyttes PEN-leder. I leveringspunktet splittes PEN-leder til PE-leder og N-leder til installasjonens inntakspunkt.



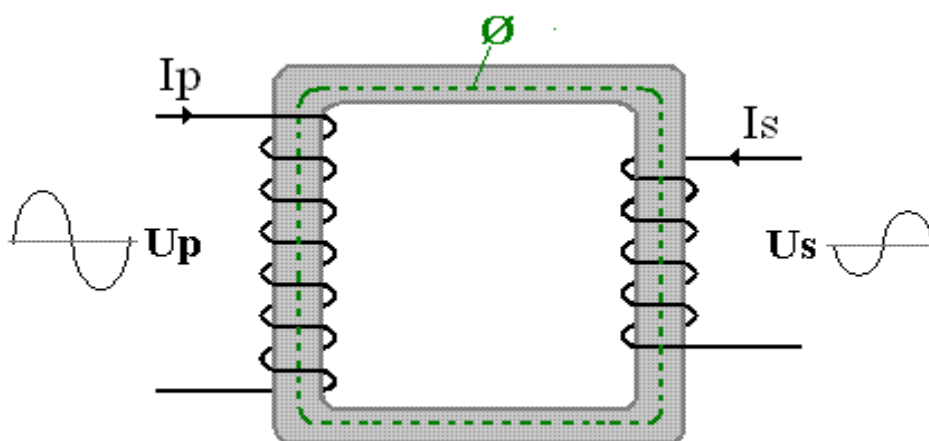
Figur 6: TN-C-S system med PEN-leder splittet i PE-og N-leder i leveringspunkt [3]

2.1.2 Transformator

Transformator er en viktig komponent i elektriske kretser. Transformatorer brukes innen alle områder av vekselstrømteknikken. En trafo omformer en spenning fra et spenningsnivå til et eller flere andre spenningsnivåer ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Trafoen består vanligvis av to viklinger på hver side, og en kjerne som er laget av lamellert jernblikk.

Viklingene kalles for primærvikling og sekundærvikling, som består av mange vindinger [4].

Transformatorens primærside er koblet til en vekselspenning som danner et magnetiske felt i jernkjernen. Dette feltet påvirker sekundærsiden, som deretter induserer spenning i sekundærvindingene. I jernkjernen blir spenning indusert like mye per vinding på begge sider, og spenning blir proporsjonal med vindingstallene. I kraftstasjoner brukes transformatoren til å sette opp spenning med et formål om å transmittere store energimengder. Deretter brukes transformatoren til å redusere spenningsnivået i lavspenningsnett.



Figur 7: Oppbygning av en transformator [5]

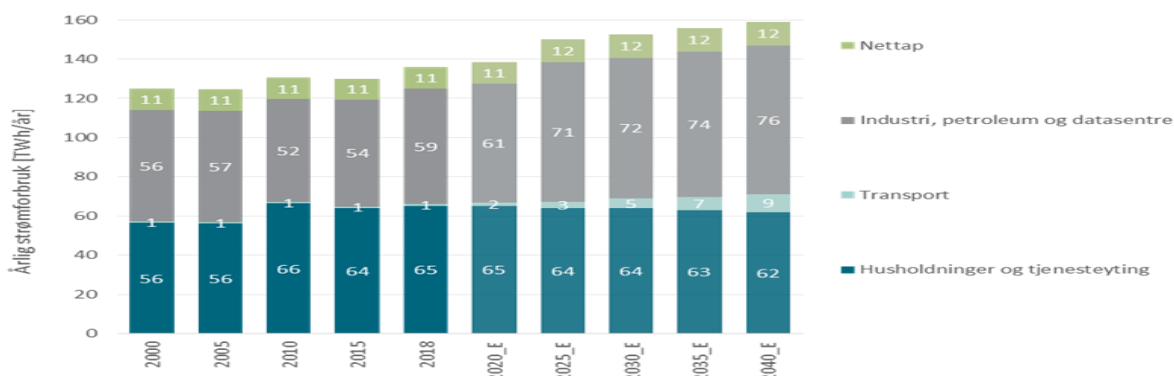
Forholdet mellom spenningen i primær og sekundærsiden er avhengig av forholdet mellom vindingene på spolene. Hvis trafoen har halvparten så mange vindinger på sekundærsiden som på primærsiden, blir spenningen halvert. Ved hjelp av omsetningsforholdet i trafoen, beregnes spenningen på primær eller sekundærsiden. Trafoen kan reguleres under belastning, det vil si at det er mulig å trinn koble den med $\pm 2,5$ ned eller opp hver gang ved hjelp av en hurtigbryter (trinnekoblere). Målet med trinnekobling er å ha en liten grad av spenningsregulering ved behov.

2.1.3 Fremtidig forbruksmønster av lavspennetnett

Forbruksmønsteret i kraftnettet har endret seg i de siste årene. Nye kraftintensive næringer bidrar mest til vekst i strømforbruket i Norden og spesielt i Norge [6]. De nye kraftintensive næringene er elektrifisering av transport, datasentre og industri. Forbruket av strøm og bioenergi øker, mens forbruket av fossile kilder går ned.

Det er elektrifisering av transport, petroleumsnæring, metallindustrien og nye store datasentre som er anslått å gi størst vekst i strømforbruket i Norge fremover, ifølge NVE analyser. Det er i grunn to faktorer som kan øke strømforbruket i Norge. Den viktigste er overgangen fra fossil energi til fornybar energi og det andre er nye kraftintensive næringer som nevnt ovenfor. Kraftintensive næringer innebærer elektriske personbiler, varebiler og busser. I 2016 ble det for første gang tatt i bruk elektriske busser i byen Gjøvik [7].

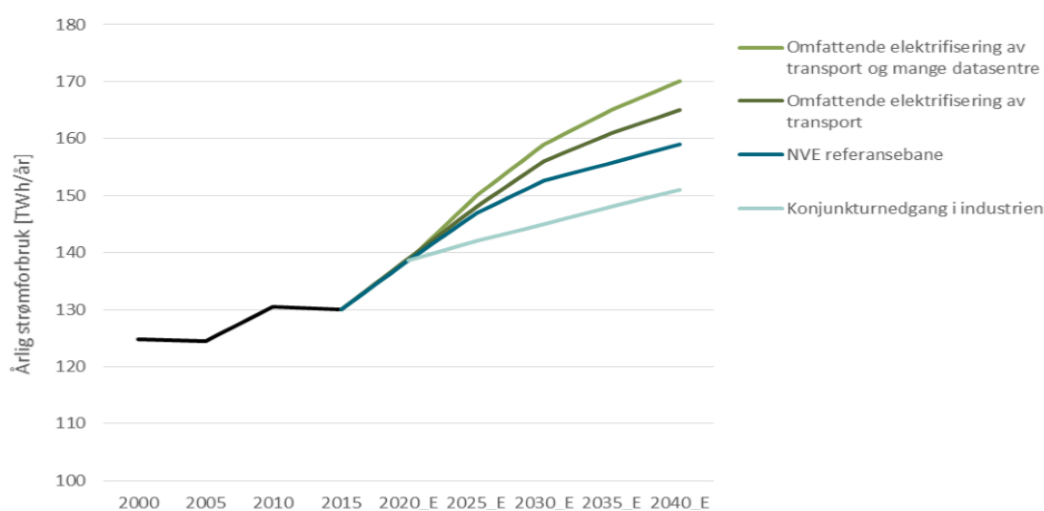
Innenfor transport sektoren er fossilt drivstoff fortsatt dominerende som brensel, ifølge Paris klimaavtalen som ble vedtatt den 15. desember 2015, hvor alle land har fått et mål om å redusere bruken av fossile drivstoffer. Elektriske kjøretøy fremstår som stadig mer aktuelle alternativer enn til fossildrevne kjøretøy. Batteri teknologi fører til bedre kapasitet, lengere rekkevidde og billigere produksjon.



Figur 8: Strømbruk i forskjellige sektorer mot 2040 i Norge [6]

Prosjektets hovedfokus går ut på påvirkninger som elektriske kjøretøy gir til den tradisjonelle nett kapasiteten. I nær fremtid vil elbiler ta over for dieselbiler. Dette kan skje innen 2040 ifølge NVE rapporter. Etter 2025 skal det ikke lenger selges nye diesel biler i Norge. Norge har svært høy andel strøm i samlet energibruk. Over 80 prosent av energibruken i yrkesbygg og boliger dekkes av strøm. I tillegg kommer nesten all strømmen som produseres i Norge fra fornybare kilder. Norge har derfor blant de høyeste fornybarandelene i vannkraft som energi kilde i EU.

Figur 9 viser strømforbruk mot 2040 relatert til Norge. Det viser en relativ utveksling mellom elektrifisering av transport, industri og husholdninger. Forbruket i husholdninger kommer til å synke i tiden fremover, grunnet klima endringer. Figur 9 viser hvor raskt elektrifiseringer skjer i ulike felter. Flere fabrikker har som hovedmål å elektrifisere alt utstyr opp mot år 2040.



Figur 9: Hvor rask øker strømforbruk i forskjellige sektorer ved elektrifisering [6]

2.2 Effekt

Effekt er omsatt energi per tidsenhet, og måles i watt. En watt er lik 1 joule per sekund. Effekt kalles også for ytelse. [8] Elektrisk effekt er den gitte energien i en elektrisk krets. Effekten (P) kan beregnes ut fra spenning (U) og strøm (I).

$$\text{Gitt ved formelen: } P = U * I \quad (2.1)$$

Effekt uttrykkes i (W) som benevning, men det blir ofte sammenblandet med uttrykket for energi; wattimer (W*h), eller kilowattime (kW*h). En kilowattime er energimengden som produseres over en periode på en time, og dette er et mål på gjennomsnittlig effekt per tidsenhet.

Forholdet mellom effekt og energi uttrykkes slik: $1 \text{ kWh/h} = 1 \text{ kW}$

2.2.1 Effektfaktor

Effektfaktoren uttrykkes $\cos\varphi = \frac{P}{S}$ og

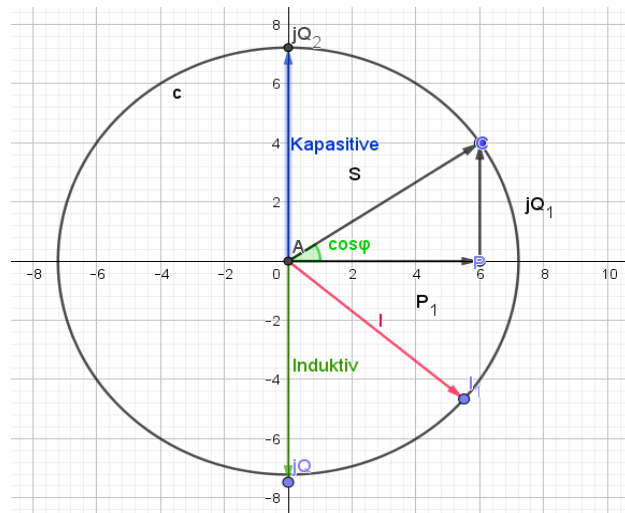
den definerer fasevinkelen mellom strømmen (I) og spenningen (U). Det forekommer ved induktive belastninger (spoler) og kapasitive belastninger (kondensatorer) i en vekselstrøm krets.

[9] I en kondensator er det strømmen som ligger 90 grader i fase, foran spenningen.

I en spole er det motsatt. Spolen forbruker reaktiv effekt og kondensatoren

produserer det i en elektrisk krets ute av fase. Fasevinkelen mellom strømmen og

spenningen kalles for phi (φ), og kan ha en belastningsverdi (0-1).



Figur 10: Effektfaktor i vekselspenning ved induktive og kapasitive belastninger.

Effektfaktoren er forholdet mellom aktiv (P), reaktiv (Q) og tilsynelatende effekt (S). Ved hjelp av trigonometri defineres effektfaktoren som en rettvinklet trekant: Den aktive effekten som er faktisk reell langs x-aksen og den reaktive effekten langs y-aksen. Forholdet mellom disse to faktorene, utgjør til sammen den tilsynelatende effekten.

Faktorene er gitt ved formlene:

$$\text{Aktiv: } P = U * I * \cos\varphi \quad (2.2)$$

$$\text{Reaktiv: } Q = U * I * \sin\varphi \quad (2.3)$$

$$\text{Tilsynlatende: } S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.4)$$

$$\text{Fasevinkel: } \cos\varphi = P/S \quad (2.5)$$

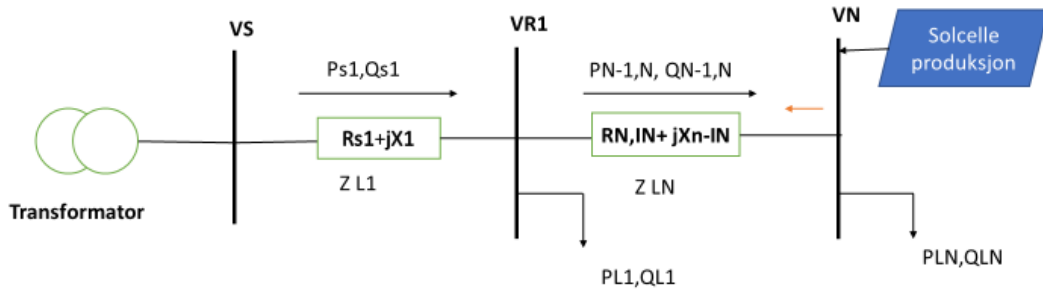
2.2.2 Lastflyt på lavspennetnettet

Lastflytanalyse er mye mer komplisert i distribusjonsnettet i forhold til høyspentnettet. Kompleksiteten oppstår når nettet belastes i forskjellig gradsnivåer. «Last» i elektrisk sammenheng betyr hvor mye effekt en enhet som er tilkoblet strømmettet trekker.

Lastflytanalyser er en viktig del av nettinvesteringer, for å kunne ta viktige beslutninger angående drift, planlegging, oppgradering og vedlikehold av strømmettet [10]. I lavspent system kan simuleringer gi fullstendig informasjon om nettets situasjon under belastning. Det gir en oversikt over ulike elektriske tilstandene i nettet og under ulike forutsetninger f.eks. ulike lastsituasjoner og ulike driftskoblinger. Nettleverandører er interessert å vite lastflyten på nettet ved ulike situasjoner. Dette gjøres ved å beregne viktige elektriske parametere: Spenning, strøm, elektrisk tap, aktiv effektflyt, reaktiv effektflyt og lokalproduksjon som f.eks. solcelleanlegg.

Lasten forenkles vanligvis i systemer ved å bare bli uttrykt med et symbol. Derfor trengs det ikke nøyaktig informasjon om det underliggende kraftnett komponenters karakteristikk.

Figur 11 viser effektflyten på kraftnettet.



Figur 11: Lastflyt i lavspentnettet [11]

I en lastflytanalyse modelleres de stasjonære forholdene i kraftnett. Det vil si at modellene er ikke tidsavhengige og beregninger viser øyeblikksbilder av nettforholdene. Det benyttes to numeriske metoder, som Newton-Raphson og Gauss-Seidel, for å beregne spenningens størrelse, vinkel, aktiv og reaktiv effekt på samleskinner. Metodene baserer seg på iterativ løsning og hvilken av disse metodene som tas i bruk har stor betydning for oppbygning av nettet. Figur 12 viser utgangspunkt for beregning av Gauss- Seidel metoden.

$$\begin{bmatrix} P_1 + jQ_1 \\ P_2 + jQ_2 \\ \vdots \\ P_n + jQ_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 & & & \\ & U_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & U_n \end{bmatrix} \cdot \left(\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ U_n \end{bmatrix} \right)^*$$

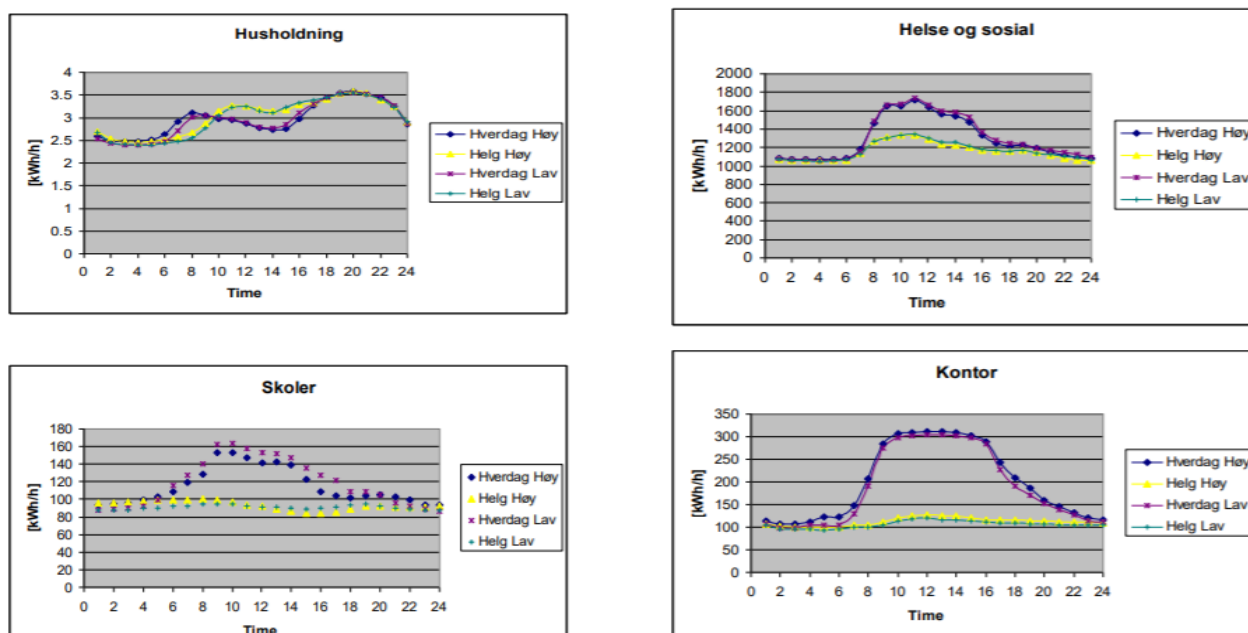
Figur 12: Gauss Seidel matrise beregningsmetode i samleskinner [10]

- Denne modellen omfatter n samleskinner eller knutepunkter.
- P_i og jQ_i er injisert aktiv og reaktiv effekt for samleskinne nr.i
- U_i er spenning over samleskinnen
- Y_{ij} er admittanser som er gitt av impedansen i kraftnettet
- δ er spenning vinkel

2.2.3 Effekttopper

Effekttopper oppstår når forbruk av energi er høyest. Toppene på kraftnettet forekommer som regel i spesifikke tidspunkter i løpet av morgener fra kl.6:00 til 9:00 og fra ettermiddager til kvelder, 15:00 til 23:00. Ved høyt forbruk av effekt i flere endepunkter samtidig, utfordres nettkapasiteten. I sjeldne tilfeller fører dette til strømbrudd [12].

Hele det elektriske nettet gjennomgår raske endringer i effektnivåer, som følge av stadige forandringer på tre fronter: generasjons-, nettverks- og etterspørselsfronten. Disse variasjonene vil føre til stadige øyeblikk med økt effekt i kraftnettet. Ny teknologi fører til nye former av effektforbruket, som f.eks. nytt elektrisk utstyr. Det tradisjonelle nettet ble ikke dimensjonert med tanke på nye forbruks former, men på grunn av teknologisk utvikling så vil det ikke dekke behovene i nærliggende fremtid.



Figur 13: Lasteprofiler og tidspunkter i forskjellige sektorer [12]

Figur 13 viser generelle effekttopper i forskjellige sektorer, som forekommer på ulike tidspunkter i løpet av et døgn. De største toppene på boligfeltet forekommer stort sett om morgenen og kvelden, mens i næringsbedrifter er de største toppene på dagstid. På industri feltet starter forbruket på morgenen og øker i løpet av kvelden til omtrent kl. 19:00, deretter synker forbruket mot natten.

2.2.4 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

I norske lovdata er det beskrevet en del forskrifter som må følges av kraftleverandører og nettkunder. Disse forskriftene omhandler spenningskvalitet og effekttariffer til ethvert punkt i nettet uavhengig av avstander. Det skal leveres en spenning på mer eller mindre enn $\pm 10\%$ av hovedspenningen, gjennomsnittlig over ett minutt. Det vil si at en linje på 230V spenning variasjoner tillates med inntil $\pm 10\%$, og det samme gjelder for 400 V linjer [13].

I forskrifter om kraftsystemet kapittel 1 beskrives det flere punkter i forbindelse med driftsforstyrrelser, dårlig spenningskvalitet, kretsbrudd og spenning sprang etc. I punkt 38 blir det spesifisert at spenningen i et overføringspunkt skal være innenfor disse rammene. Henviser til forskrifter Lov datakapittel (1.§ 1-4) definisjoner i vedlegg.

2.2.5 Energiloven

Energiloven (Olje- og energidepartementet) ble etablert i 1990 med forskrifter som inneholder mange detaljer om energi og olje. I forskrifter blir det ikke spesifisert detaljer om spenningskvalitet, men om leveringskvalitet som også er nevnt i forrige kapittel. Forskrift om leveringskvalitet (For 2004-11-30 nr1557): Energiloven er et element av denne forskriften som spesifiserer et krav til spenningskvalitet i Norge [14].

Forskrift om leveringskvalitet kom i kraft i begynnelsen av året 2006 som inneholder en del begrep og definisjoner av spenningskvalitet og de vanligste parametere som benyttes ift. spenningskvalitet [15]. Forskriften om leveringskvalitet er lovpålagte krav til spenningskvalitet. Den setter også grenseverdier for akseptabel kvalitet for flere typer forstyrrelser eller spenningsavvik.

Spenningskvalitet består av gitte hovedparametere:

- Frekvens
- Effektivverdi
- Kurveform
- Symmetri

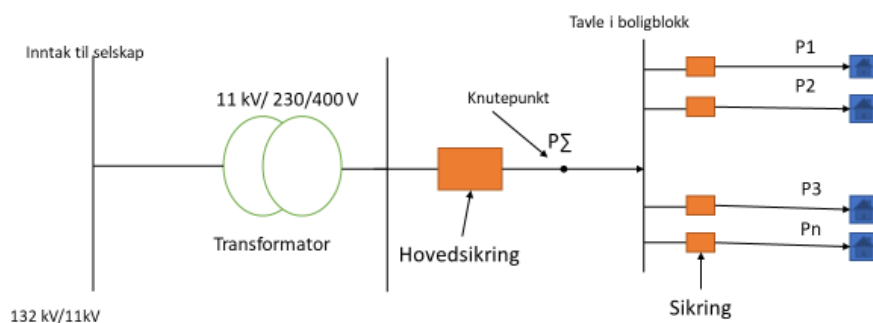
Det er norske myndigheter gjennom NVE sine forskrifter om leveringskvalitet som har foreslått at alle som er tilkoblet på elektrisitetsnettet har et ansvar for spenningskvaliteten

[16]. Dette betyr at både nettselskap, kraftprodusenter og elektrisitetskunder har et ansvar som kan innebære kostnader for alle parter. Det er nettselskapet som har ansvar for å ivareta spenningskvaliteten og overvåke at denne er akseptabelt.

Dersom det viser seg åpenbart at nettet er for dårlig eller svakt, er det nettselskapet som må utbedre dette. Hvis en abonnent har elektriske utstyr som forårsaker urimelige store forstyrrelser i et normalt sterkt nett, kan det derimot innebære kostnader for kunde å utbedre dette. Det kan oppstå uenighet mellom nettselskap og kunde om ansvar for problemene som oppstår i nettet. Hvis det oppstår relativ langsomme lastvariasjoner hos kunden så vil det ofte anses som nettselskapets ansvar at nettet tolererer det, mens når lasten varierer kraftig over kort tid kan ansvaret havne på kunden.

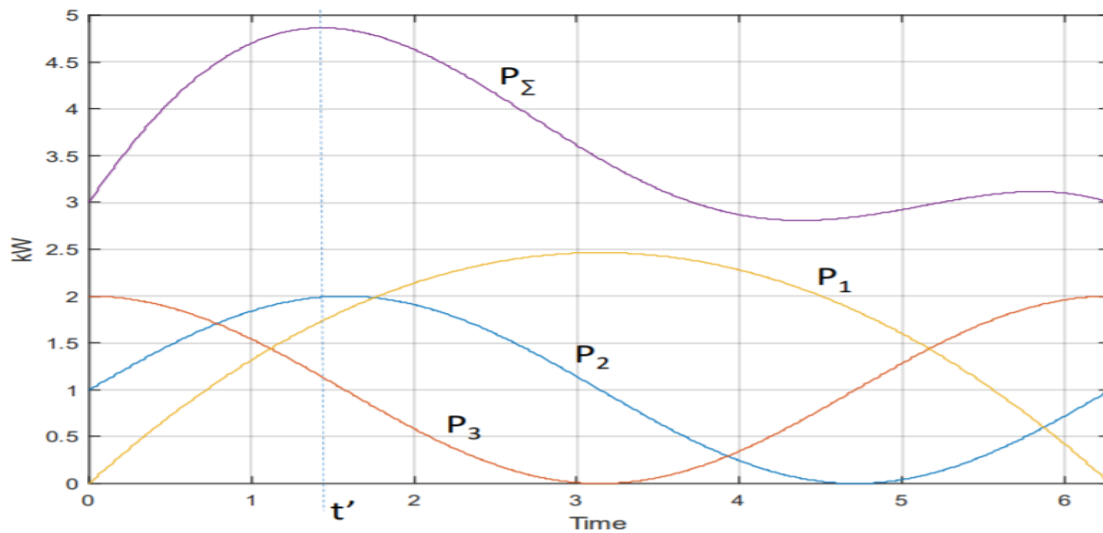
2.3 Samtidighetsfaktor

Samtidighetsfaktor er en verdi på hvor mye effekt som blir brukt samtidig mellom nettkunder. Når et område med boligfelt forsynes fra en nettstasjon, blir samtidighetsfaktoren forholdet mellom de maksimale effektuttak hos hver enkelt kunde. Dette gjøres for å se hvor stor grad hver enkelt kunde bidrar til den maksimale effektbelastning innenfor et boligfelt over et døgn, i ulike tidspunkter [17].



Figur 14: Prinsippet for en nettstasjon for beregning av samtidigheter

Når en lavspenningkrets belastes med mange forskjellige komponenter samtidig, forårsaker det ustabilitet i nettet. Sannsynligheten for at komponentene belastes med maksimal belastning samtidig er lik 1, for en enkeltstående bolig. Men sannsynligheten for at alle komponentene belastes med maksimal belastning i alle boligene samtidig blir mindre enn 1. Det er åpenbart at ulike kunder som er knyttet til nettstasjonen har ulike forbruksmønstre i ulike tidspunkter. Derfor brukes samtidighetsfaktoren for å finne ut de maks toppene som treffer samtidig.



Figur 15: Maksforbruk på kundenivå i ulike tidspunkter [17]

Figur 15 viser energien som strømmer til ulike nettkunder fra belastningsknutepunkt i en periode på seks timer. Det viser seg at nettkunder som har maksimalbelastning på ulike tidspunkt. For å beregne reell samtidighetsfaktor må en kjenne til maksimalt effektuttak på nettstasjonsnivå (\hat{P}_n) og på kundenivå (\hat{P}_t) over en tidsperiode i et år.

Ved et tidspunkt t' inntreffer maksimaleffekten P på mateledningen. Denne maksimaleffekten er sum av bidrag fra alle enkeltlastene:

$$\hat{P}_\Sigma = s_1 * \hat{P} + s_2 * \hat{P} + s_3 * \hat{P} \text{ [kW]} \quad (2.6)$$

Når gruppens maksimaleffekt \hat{P}_Σ forekommer, vil kunde nr.i bidra med et effektuttak lik $S_i * \hat{P}$, dvs. et effektuttak som er en brøkdel 'S' av dens maksimaleffekt \hat{P} . 'Si' er definert som sammenlagingsfaktoren for kunde nr.i. Den er altså forholdet mellom kundens effektuttak idet gruppens maksimaleffekt inntreffer, og kundens maksimaleffekt.

$$\text{Sammenlagringsfaktoren for enkelt kunde: } s = \frac{\hat{P}(t)}{\hat{P}_i} \quad (2.7)$$

Ved $S_i = 1$ inntreffer kundens maksimale effekt samtidig med gruppens maksimaleffekt. Dersom $s_i = 0$ har ikke kunden effektuttak idet gruppens samlede effekt forekommer.

Dette prinsippet gjelder også for beregning av samtidighetsfaktor, hvor det er nærmest tilfeldig om en enkelt kunde har maksimaleffekt samtidig med hele gruppens samlede effektuttak. Her har alle kundene i gruppen tilnærmet lik sammenlagringsfaktor, som da kalles for samtidighetsfaktor.

$$\text{Samtidighetsfaktorer: } s = \frac{\hat{P}_N}{\sum_{i=0}^N \hat{P}_i} \quad (2.8)$$

- S: Samtidighetsfaktor
- N: Antall kunder
- \hat{P}_N : Makseffektuttak på nettstasjon nivå
- \hat{P}_i : Makseffektuttak på kundenivå

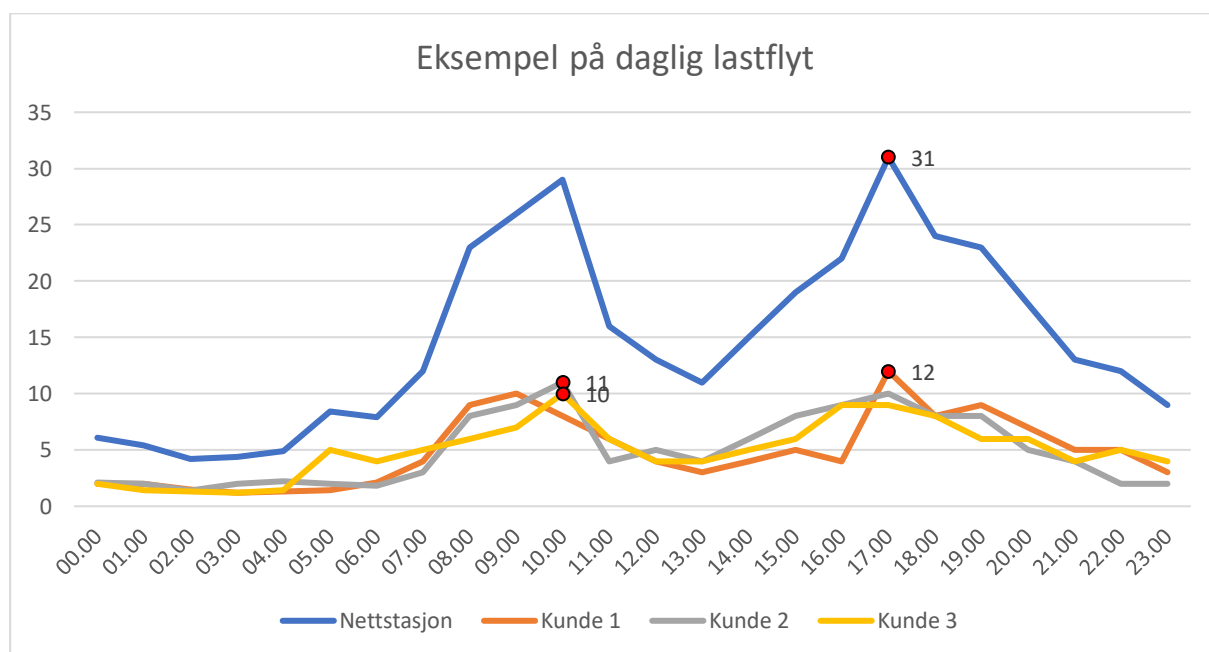
Samtidighetsfaktor på 1,0 betyr at alle kundene tilknyttet knutepunktet har maksimalt effektuttak samtidig. Men når den er mindre enn 1, så har kundene knyttet toppeffekten til knutepunktet i ulike tidspunkter. Maksimaleffekten som leveres inn til en nettstasjon eller et knutepunkt i nettet, vil være mindre enn summen av kundenes maksimaleffekter ut fra knutepunktet, pga. sammenlagringsfaktoren.

2.3.1 Dekonstruering av formel for samtidighetsfaktor

Formålet med samtidighetsfaktor, er å få en verdi av hvor lik eller ulik forbruksmønsteret til forskjellige forbrukere er. Denne faktoren brukes til å estimere en størrelses relasjon for blant annet nettstasjoner. I stedet for å beskrive hele mønsteret i bare et tall, gir dette innsnevrede formålet en enklere formel: (2.8)

Det som er av interesse for nettstasjonens kapasitet, er å kunne levere nok energi ved den høyeste etterspørselen som forekommer. Top effekt forbruk for kundene \hat{P}_i er med på å vise når dette forekommer. Resterende verdier for kundenes effekt er ikke like relevant for dette formålet, og blir derfor ikke inkludert (direkte) i denne formelen.

Ved å dele på nettstasjonens topp \hat{P}_N , vil dette gi en indikasjon på om alle toppene til kundene faktisk forekommer på det samme tidspunktet. Verdier utenfor toppene til kundene vil indirekte bli reflektert i denne verdien.



Figur 16: Sammenheng mellom topper på nettstasjon og kundenivå

Her er et eksempel på forbruksmønster (gul, oransje, grå), og sum av effektene i en nettstasjon (blå). For formelen for samtidighet vil kun verdiene som blir lest ut fra hvor de røde punktene er markert, bli tatt i bruk. Hvor "like" formene av kurvene er utenfor disse punktene, gir ikke noe utslag på formelen.

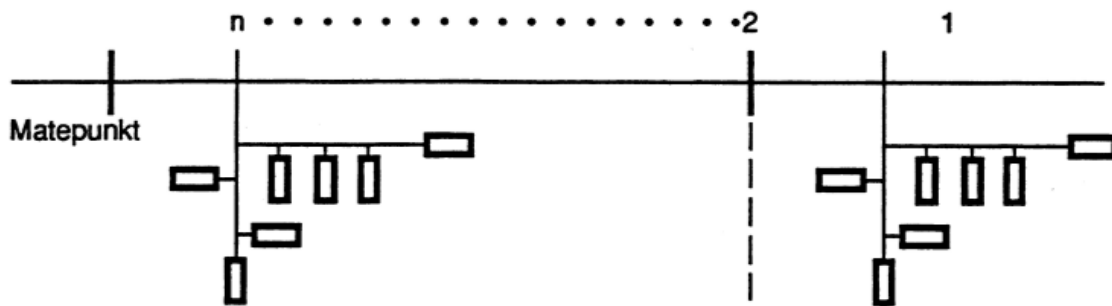
Å fremstille formen av alle kurver med tidsforløp inn i et tall, er ikke mulig, ut ifra noen tilgjengelig informasjon. Men denne forenklingen gir et nøyaktig nok estimat for det gitte formålet.

Gitt det tilfellet at alle toppene hadde forekommet på samme tidspunkt, ville alle toppene på samme tidspunkt blitt summert på undersiden av brøkstreken, og også være tiden med det totalt høyeste effektforbruket på undersiden. Produktet “S” vil da naturlig ende opp som “1”.

Tidsperioden som disse verdiene velges ut ifra $\sum_{i=0}^N$, er ikke nødvendigvis en fastsatt tidsstørrelse/periode. Men som regel så beregnes det i relasjon til et helt år.

2.3.2 Bruk av Velanders formel

Tradisjonelt blir Velanders formelen benyttet for dimensjonering, analysing, drift og beregning av maksimalt effektbehov og samtidighetsfaktorer i lavspennnett [18]. Ved beregning av samtidighetsfaktor ut ifra enkelt kunders maksimalbelastninger, vil brukstiden for effekt toppene være forskjellig, avhengig av hvilket punkt i nettet en betrakter. Den vil vokse innover mot matepunktet. Figur 17 viser et prinsipp for Velanders metoden.



Figur 17: Velanders prinsippet for lastmodellering [18]

Denne metoden kan benyttes til fremtidig nett drift for f.eks. dimensjonering og planlegging. Den gir et estimat av effektbehov for dimensjonering av anlegget, og benytter seg av empiriske koeffisienter for å få et realistisk effektbehov. Formelen ble laget ut fra teoretiske undersøkelser som er basert på sannsynlighetsmatematikk.

$$p_{\max} = k_1 * w + k_2 * \sqrt{w} \quad (2.9)$$

P_{\max} = maksimal effekt i året

w = tilhørende års energi

k_1, k_2 = konstanter som gjelder for bestemte belastningstyper og som må fastsettes ved målinger.

Denne formelen benyttes bare for homogene belastninger (bare like kundetyper, f.eks. bare eneboliger). k_1 og k_2 er konstantene som er spesifisert på grunn av geografisk adskillelse med tanke på klima etc. De beregnede Velanders konstantene er vist i tabell 1.

Tabell 1: Velanders konstanter for Østlandsklima, fra SINTEF planbok [18]

Kundetype	k_1	k_2	Brukstid for enkeltkunder [timer]	Brukstid for sammenlagret last [timer]
Eneboliger	0,000237	0,0119	3200	4200
Rekkehus	0,000235	0,0116	3100	4250
Blokkleiligheter	0,000264	0,0140	2150	3900

Sammenheng mellom k_1 og k_2 og energiforbruk for den aktuelle belastningskategori.

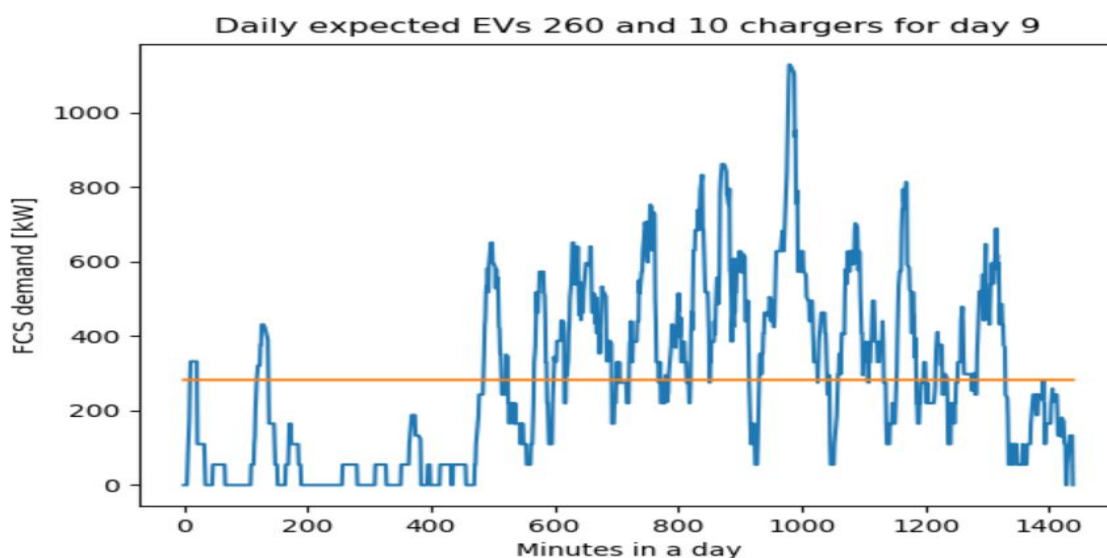
$$\text{Brukstid mellom } k_1 \text{ og } k_2 \text{ finnes slik: } T_B = \frac{w}{P_{\max}} \quad (2.10)$$

2.4 Elektriske personbiler

Transportsektoren er under en pågående revolusjon og innovasjon. Elektrifisering av biler har blitt et dagligdags ord for markedet, og betyr enkelt sagt at energi forsyningen til drift av biler, blir byttet ut fra fossile brenslere til elektrisitet [19].

Innovasjonen gjør at elbilene får stadig høyere ladeeffekt og større batterier, som fører til økt kjørelengde. Det er allikevel fortsatt behov for integrasjonen av elbiler i landet, med en utbredt infrastruktur av ladestasjoner. Den høye ladeeffekten fører til utfordringer i strømmettet, i kombinasjon med uforutsigbarheten om når elbiler ladere er aktive.

Figur 18 viser last-profilen for en hurtigladdestasjon i en tilfeldig dag. Toppene varierer i løpet av dagen og lastkurven viser at lasttoppene er mye større enn gjennomsnittslasten.

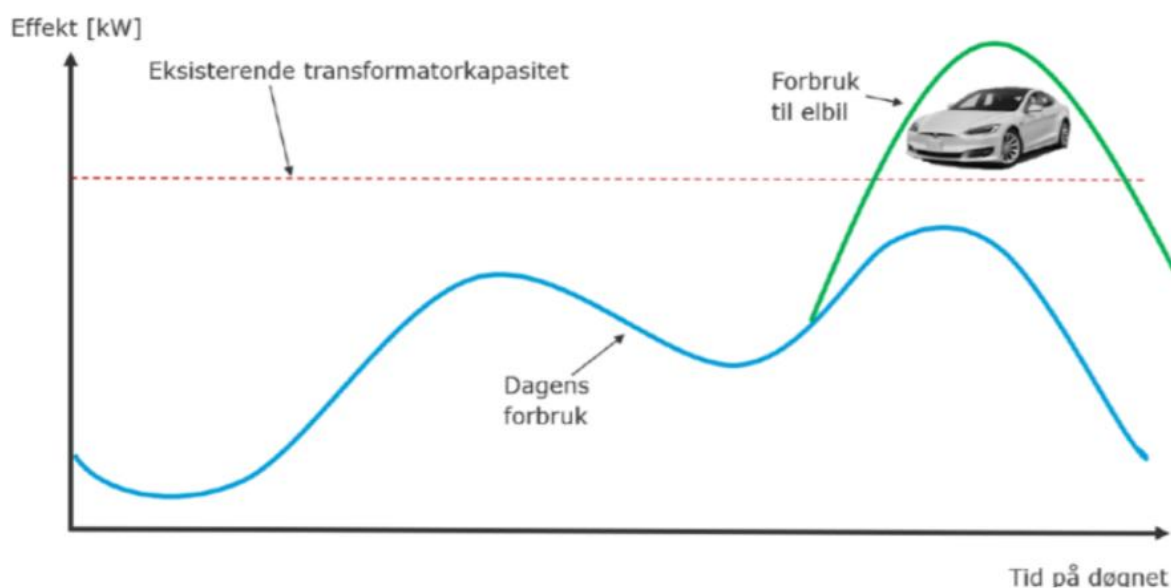


Figur 18: Lastprofilen i en elbil ladestasjon [19]

Kapasiteten i lavspennetnettet er begrenset, og den økte lasten fra elbil ladere vil føre til konsekvenser i dette nettet, slik som overskridelse av kapasitet eller redusert leveringskvalitet.

2.4.1 Effektbehov for elbil

Det er ingenting som tyder på en reduksjon i energiforbruket for elbiler i fremtiden, men derimot vil det sannsynligvis øke. Dette grunnet enorme økninger i elbilsalg, flere elektriske apparater, osv. Denne økningen kan skape problemer for dagens strømnnett med tanke på effekttopper som nettet ikke er dimensjonert til å håndtere. Figur 19 viser effektuttak av elbiler i sammenligning med kapasiteten i strømnettet og fordelingstransformatoren [20].



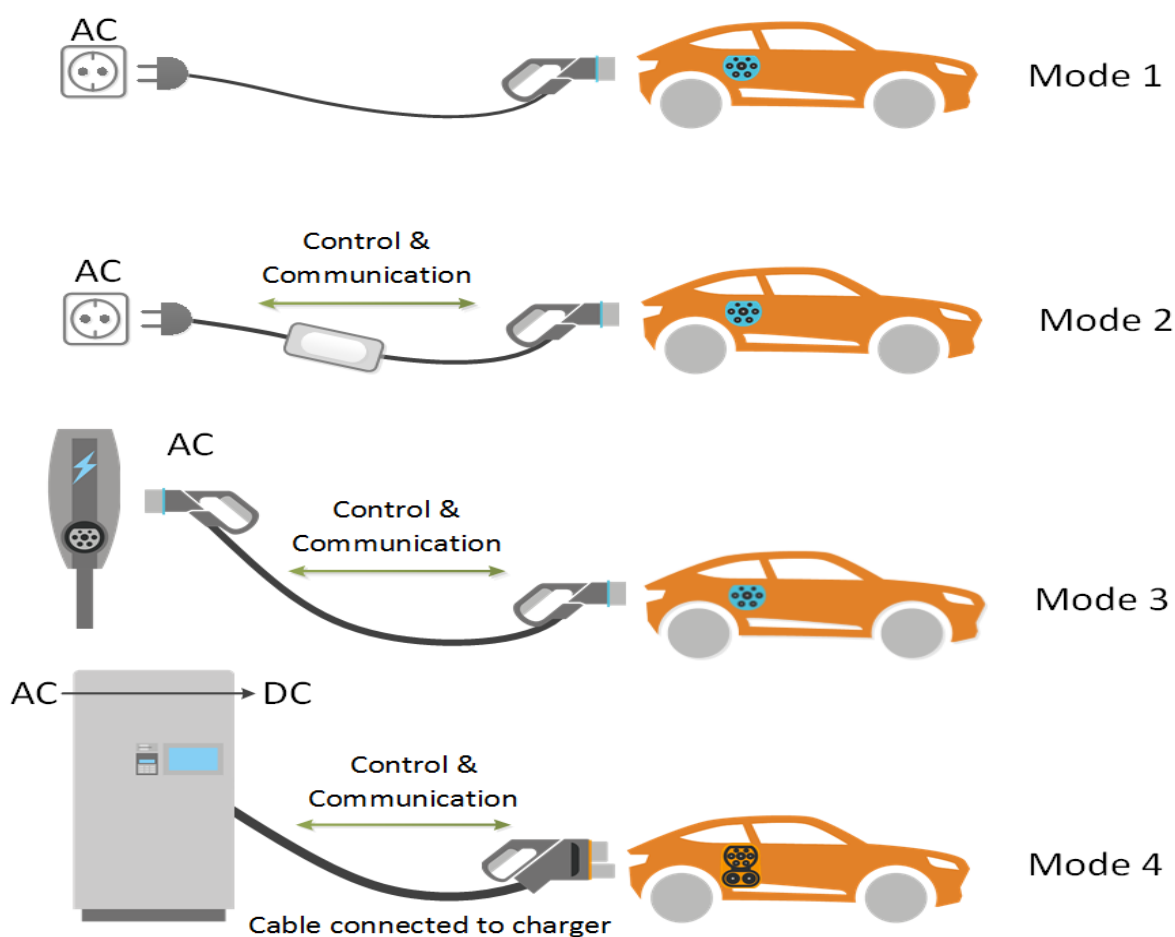
Figur 19: Lasteprofilen med elbillading hjemme [20]

Figuren ovenfor viser at den eksisterende transformatoren ikke klarer å håndtere energiforbruk for elbiler. I et svakt nett vil elektriske apparater med høyt energiforbruk, som elbiler, gi større spenningsfall enn i et sterkt nett. Spenningsfallet forårsakes av at elbiler trekker store mengder elektrisk energi i løpet av kort tid. Dersom nettet ikke er sterkt nok, eller kan kompensere på andre måter, kan en rask økning i effektforbruket føre til at spenningen i nettet synker. Dette kan føre til redusert ytelse for andre apparater i nettet, avbrudd i elbillading eller kan ødelegge andre apparater. I noen tilfeller er konsekvensene av spenningsfall avhengig av hvilket apparat som påvirkes, og gir et utslag i lavspenningsproblemer på elektrisk utstyr som opererer med høy spenning (varmeovner, varmtvannsberedere og kaffetraktere osv.).

2.4.2 Lademoduser

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) har nasjonal elsikkerhets myndighet og forvalter regelverk for sikker installasjons utførelse og bruk av elektrisk utstyr [21]. Statens vegvesen (SVV) i samarbeid med DSB forvalter kjøretøysforskriften som også omfatter krav til ladning av elektriske kjøretøy. Årsaken for dette er at ladesystemet i bilen er tett knyttet til bilens motor og driftssystem. Derfor anbefaler DSB sterkt å følge forskriftene angående ladetyper.

Elbil lademoduser kategoriseres inn i fire forskjellige moduser som blir kalt «Mode». Disse modusene har forskjellige funksjoner og beskriver blant annet graden av fleksibilitet og sikkerhet under ladning. Lademoduser er standardisert av «The International Electrotechnical Commission» under standarden IEC62196.



Figur 20: Egenskaper til elbil lademoduser [22]

Mode 1 er en vanlig stikkontakt (Schuko uttak) som ikke lenger benyttes av moderne elbiler. Dette er den minst sikre ladnings modusen, og krever at brukeren har kunnskap om risikoene som kan forekomme. Mode 1 lader maksimalt 16A som kan benyttes i 1-fase 230V og 3-fase 400V. Her kobles bilen direkte til strømmettet med passiv kabel uten innebygde sikkerhetsfunksjoner. Ladningen går sakte og er svak sikkerhetsmessig, krever ingen installasjon og har ingen kostnad for tilpasning i hjemmet.

Mode 2 er en lademetode som er mye sikrere enn Mode 1, og kan monteres på en husvegg. Den består av en ladekabel som kan lade både sakte og hurtig. Ladekabelen har en innebygd sikkerhetsfunksjon som delvis håndterer de risikoene som kan oppstå ved elbil ladning. Denne funksjonen kalles «Electric Vehicle Supply Equipment». Denne funksjonen kommuniserer med bilen og regulerer effektuttaket. Ved Mode 2 ladning benyttes 230V 1-fase og 400V 3-fase.

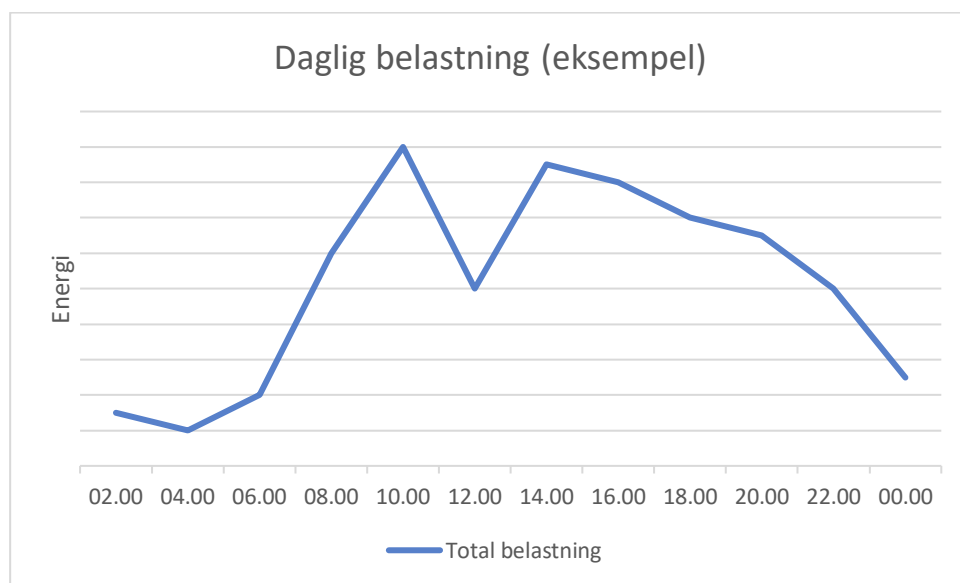
Mode 3 er mer avansert og krever montering av ladeuttak eller ladestasjon. Mode 3 omfatter både sakte og hurtig ladning, og ladningen kan styres ved hjelp av sikkerhetsfunksjonene som er integrert i ladeboksen. Dette skjer igjennom kommunikasjon mellom bil og ladestasjonen, og gjør at bilen ikke trekker unødvendig med strøm. Det er muligheter for å tilknytte smarthus-styring sammen med ladestasjonen. Ved kommunikasjon mellom smarthus-styringen og ladestasjon, kan effektuttaket reguleres slik at, hvis et apparat i huset trekker mye energi, kan elbilens uttak reduseres til å trekke mindre energi. Ved Mode 3 kan ladningen skje på tider av døgnet hvor husets forbruk er lavt.

Mode 4 er en hurtig lader og anbefales ikke for bruk av nettkunder til hjemme-ladning. Dette er en likestrøm (DC) hurtiglading med spesiell ladeteknologi, som CCS ChadeMO-løsning. Mode 4 installeres på offentlige ladestasjoner med likerettere, som gir DC strøm for å mates direkte inn til batteriene. Det foregår kun med kommunikasjon mellom bilen og ladestasjon, for å kontrollere effektuttaket under ladningen [23].

2.4.3 Fremtidig forbruksmønster av elbiler

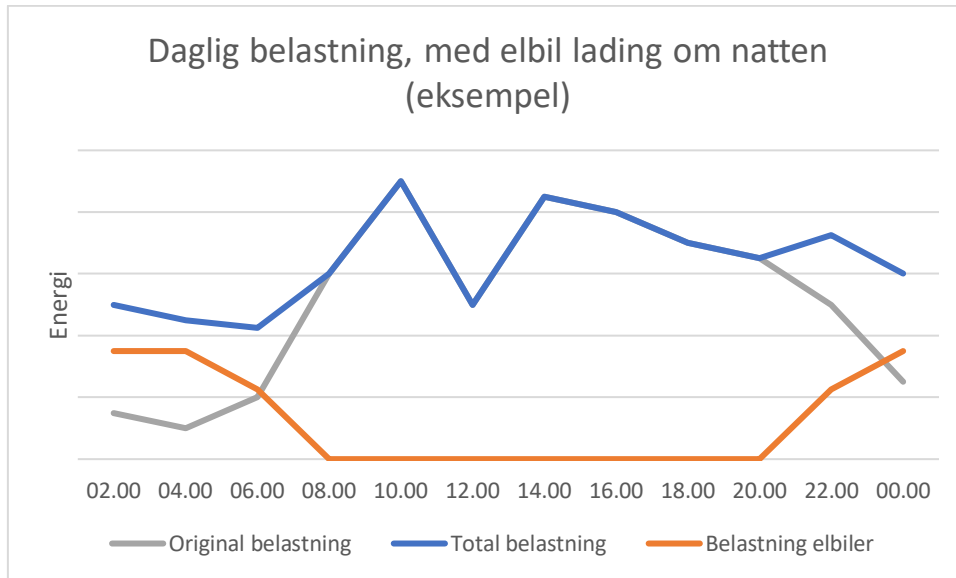
I oppgaven skal det finnes frem til hvilke endringer som vil skje i forbruksmønsteret. En faktor med fokus som vil påvirke det fremover i tiden, er elbiler. Gitt teori om ladning av elbiler, vil det kunne antas noen typer av påvirkninger som kan komme ut ifra den nye belastningen. Dette presenteres i dette kapittelet ved hjelp av illustrative eksempler.

Et typisk daglig belastningsmønster, vil ha lavt energiforbruk om natten, høy om formiddag og ettermiddag med et fall imellom, og avtagende utover kvelden.



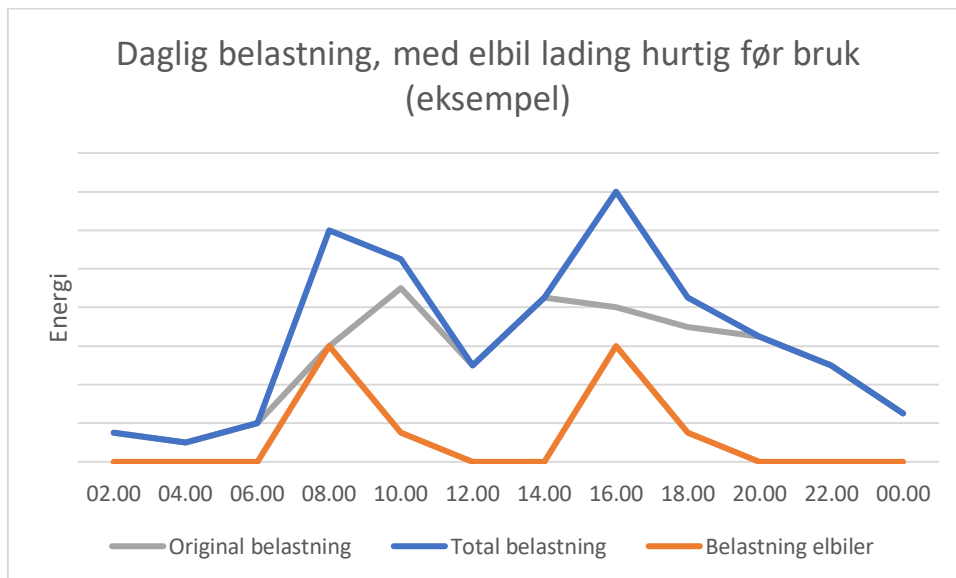
Figur 21: Lasteprofil ved elbillading i fremtiden.

For elbiler, sett at de lades ved hjemmet, vil forbruksmønsteret være varierende, og også avhengig av påvirkninger som strømpris og politikk. Ideelt så er det anbefalt at alle elbiler bli ladet i løpet av natten. Dette tilfellet er gunstig med tanke på lav strømpris, og en gjennomsnittlig redusert mengde av andre effektforbrukere i samme tidsperiode. Det vil også ha en minimal effekt på samtidigheten. Realisering av et slikt scenario ville blant annet måtte kreve smarthus løsninger som ikke tillater forsyning til bilen i løpet av dagen.



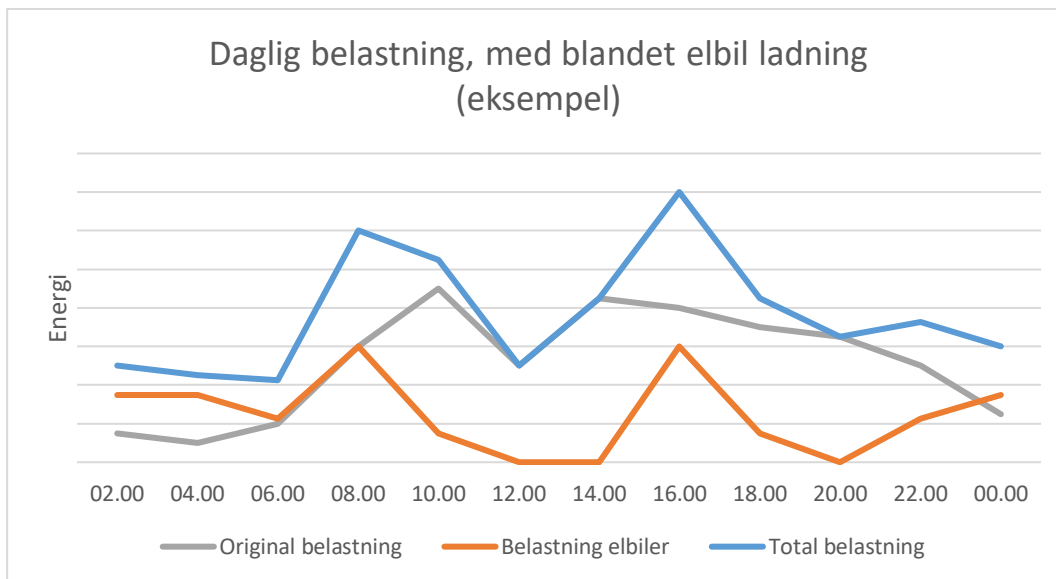
Figur 22: Sammenheng mellom elbillading og bidrag fra solcelle

Derimot vil det også kunne være tilfeller av ladning av elbil på dagen, da en type hurtiglading på morgen og ettermiddag rett før elbilene skal brukes. Hvis dette ville utviklet seg til en trend, vil det føre til veldig store konsekvenser for strømmettet. De fleste effekttopper befinner seg allerede på tilsvarende tidspunkt, og den totale kapasiteten vil dermed bli utfordret.



Figur 23: Lasteprofil med elbillading i bestemte tidspunkt.

Gitt at det ikke er noe foreløpige planer som fastsetter disse brukstidene, vil en variasjon mellom disse mønstrene være sannsynlig.



Figur 24:Eksempel på daglig belastning, med blandet elbil ladning

2.5 NetBas

Ifølge Powel er NetBas et virksomhetskritisksystem som sikrer all dokumentasjon, samlet på en plass. NetBas er laget for å gi oversikt over alle delene av en krets. Dette brukes til å planlegge, analysere, bygge, drifte og vedlikeholde strømmettet. NetBas er databaser som inneholder teknisk data om kraftlinjer, kabler, transformatoren, generatorer og kondensatorbatteri. I tillegg inneholder de data for produksjon og modellering av ulike lasttilfeller. Alle komponenter som blir nevnt i NetBas er digitalisert i forbindelse med geografiske områder [24].

2.6 Lokal produksjon - Solceller

Solceller er en energikilde som er i økende vekst i mange land, og både i privat og offentlig sektor. Etterspørsel og investering øker, og spesielt til privat bruk så har solceller gode fordeler over andre alternativer for produksjon av elektrisitet.

Hovedkriteriet for å kunne ta i bruk solceller, er å befinne seg på overflate nivå av jorden. Dette dekker majoriteten av all menneskelig besettelse. Unntakene ville vært underjordiske plasseringer, eller dypt undervanns plasseringer.

Elektrisiteten som kommer fra solcellene, er å betrakte som fornybar energi, da varigheten til solen tilnærmes å være konstant.

Produksjon fra solceller har ikke behov for noen utvendige midler for å fungere, og gir ikke ut noen spesielle former for biprodukter. Vedlikeholdet av solceller er heller ikke veldig krevende. Miljøkostnader dreier seg i hovedsak om konstruksjonen av selve cellene.

Selve installasjonen av solceller er også veldig simpel; I prinsippet trenger ikke nødvendigvis solcellene noen komponenter i kretsen frem til belastningen. For betydelige installasjoner vil det allikevel være behov for balanserende komponenter, som batterier, likt som med all annen type strømforsyninger. Flere slike komponenter vil være nødvendig hvis anlegget skal gi en balansert effekt ut til strømmettet, både for offentlige og private installasjoner.

Disse faktorene som gjør solceller veldig selvstendige. De bidrar også til relativ lav kostnad for både installasjon og drift av solcellene. Innkjøp av solceller er ikke nødvendigvis like lave, siden materialene som solcellene er laget av, ikke er å regne som lett tilgjengelige eller lett å fremstille.

Funksjonen til solceller er kort forklart. [25][26] En flat overflate av en ramme dekkes med fotovoltaiske celler med forbindelse til hverandre. En krets dannes med tilkobling av ledninger på hver ende av de sammenkoblede cellene. For de fleste tilfeller vil det også være et gjennomsiktig materiale montert til å dekke over de fotovoltaiske cellene, delvis for beskyttelse og delvis for å reflektere tilbake mottatt sollys. Motsatt side av rammen består av et massivt dekke. Det vil være variasjoner av disse delene tilgjengelig fra forskjellige produsenter, og til varierende formål for solcellene.

Hvilken effekt solcellene vil ha med tanke på produsert elektrisitet, avhenger av mange forskjellige faktorer.

2.6.1 Størrelse

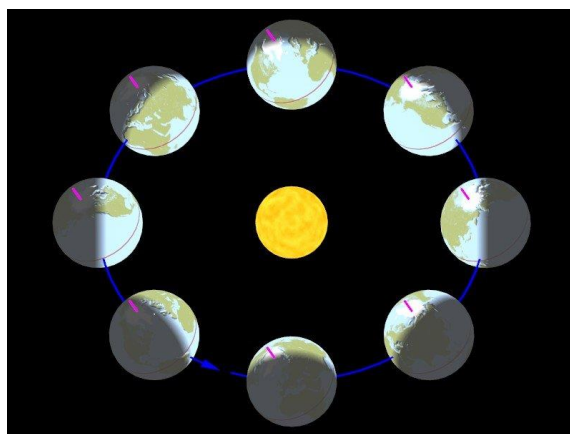
Størrelsen av solcellene har tilnærmet lineær påvirkning av hvor mye elektrisitet som anlegget vil produsere. Flere og større flater med solceller, gir større produksjon.

2.6.2 Temperatur

Produksjonen fra solcelle vil påvirkes av hvilken temperatur de fotovoltaiske cellene har. De har et ideelt operasjonsområde, men med tilført temperatur som naturlig kommer med sollyset, vil det under drift være nyttig med kjøling av solcellene. Effektive og enkle metoder vil kunne bidra til økt utbytte. Temperaturforandringer har allikevel ikke veldig stor betydning for produksjonen, med mindre omgivelsene gir veldig store termiske påvirkninger.

2.6.3 Global plassering

Tilgjengelig sollys for solcellene til å gjøre om til elektrisitet, vil påvirkes av hvor installasjonen befinner seg. Høyde vil ha litt påvirkning, men mer betydelig vil være hvilken høyde grad på jorden plasseringen er. Høyde graden, avhengig av årstiden, påvirker hvor mange timer per dag som solen er oppe, og også hvilken vinkel som solen vil stråle ned på plasseringen med. Flere timer med sol, etterfulgt av sammenhengende timer, vil være høy prioritet for nytten av solcellene. En vinkel fra solen som står direkte mot solcellene vil også være behjelpelig med funksjonaliteten.



Figur 25: Jodens rotasjon rundt sola [27]

2.6.4 Lokal plassering

Gitt tilfellet at solcellene skal installeres på en bygning, er det oftest ideelt at de plasseres på taket til bygningen. I sammenheng med de globale plasseringene, bør vinkelen til solcellene mot solens innstråling være minst mulig, for solens plassering over alle forskjellige tider. Iblant så installeres det funksjonalitet for at solcellenes vinkling dreier seg sammen med solen. Solcellene bør også



Figur 26: Solcelle plassering [28]

naturligvis plasseres der det er minst mulig legemer i veien mellom solcellene og solen. Sollys som treffer solcellene, er også påvirket av plasseringen i forhold til andre omgivelser. Det skilles mellom direkte sollys, indirekte sollys (all lys som blir reflektert fra alle belyste overflater med åpning mot solcellene), og også sollys som er redusert i styrke, som for eksempel gjennom skyer.

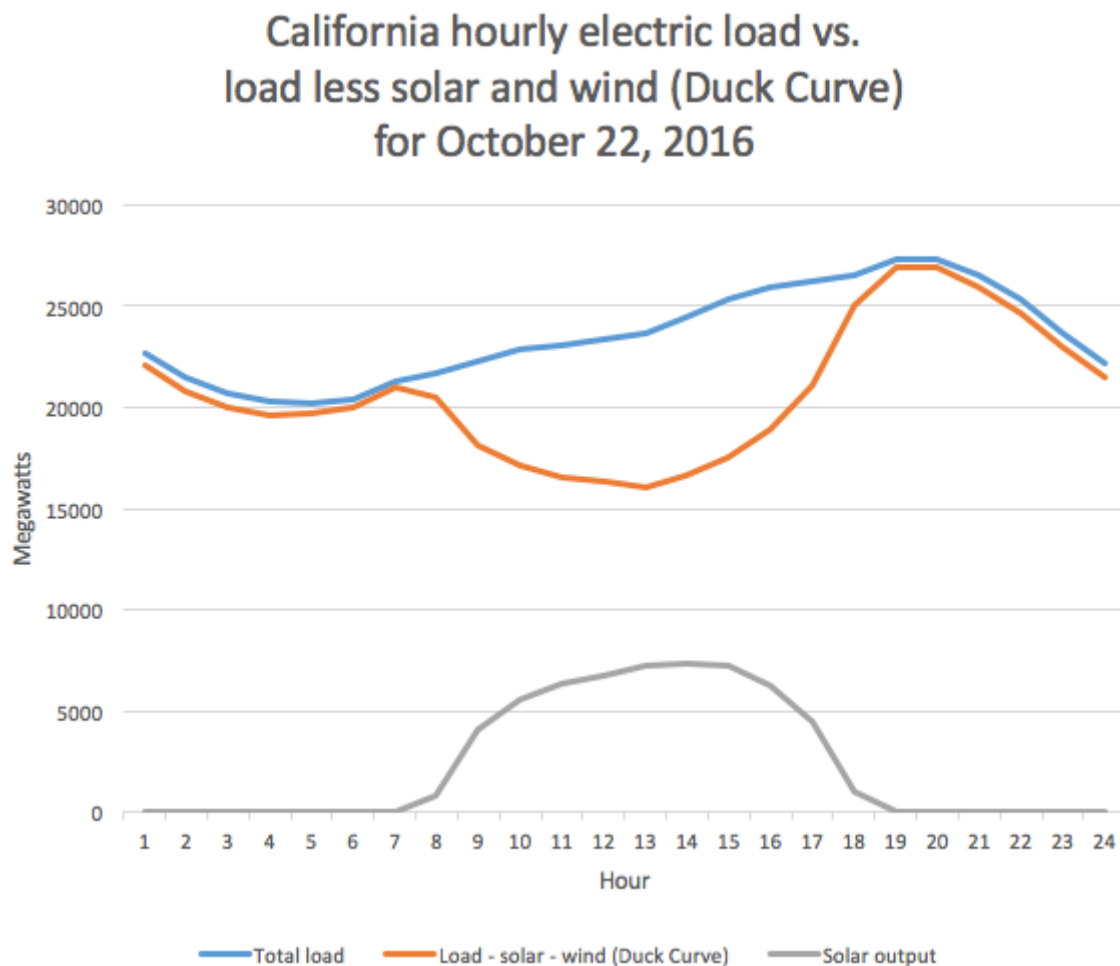
2.6.5 RETScreen

De fleste av disse faktorene for hvor mye solcellene kan produsere, må finnes frem til ved hjelp av målinger og observeringer over lengre tidsperioder. Data med informasjon over dette er allerede innhentet fra mange steder av forskjellige partier. For eksempel er mye data for solcelle potensiale av forskjellige steder i Norge tilgjengelig gjennom programmet RETScreen.

Dette programmet inneholder data fra blant annet målings stasjoner og bedrifter til bruk for vurderingen, og formler for å fremvise presise verdier som resultat av de valgte og egendefinerte dataene lagt til i programmet. I utgangspunktet er RETscreen åpen for forskjellige programvare metoder for behandling, som velges når programmet først starter. En nyttig metode som er brukt i dette tilfellet er å ta programmet i bruk igjennom Microsoft Excel. Hvilke data som blir innhentet er basert på hvilke felt som krever verdier til kalkulering, i RETScreen oppstart-, energi modell, og finansiell analyse sidene.

2.6.6 Fremtidig forbruksmønster av solceller

I oppgaven skal det finnes frem til hvilke endringer som vil skje i forbruksmønsteret, og foruten elbiler er det også stilt spørsmål om solceller. Gitt historiske analyser for solceller, vil det kunne antas hvilken type påvirkninger som kommer ut ifra den nye produksjonen.



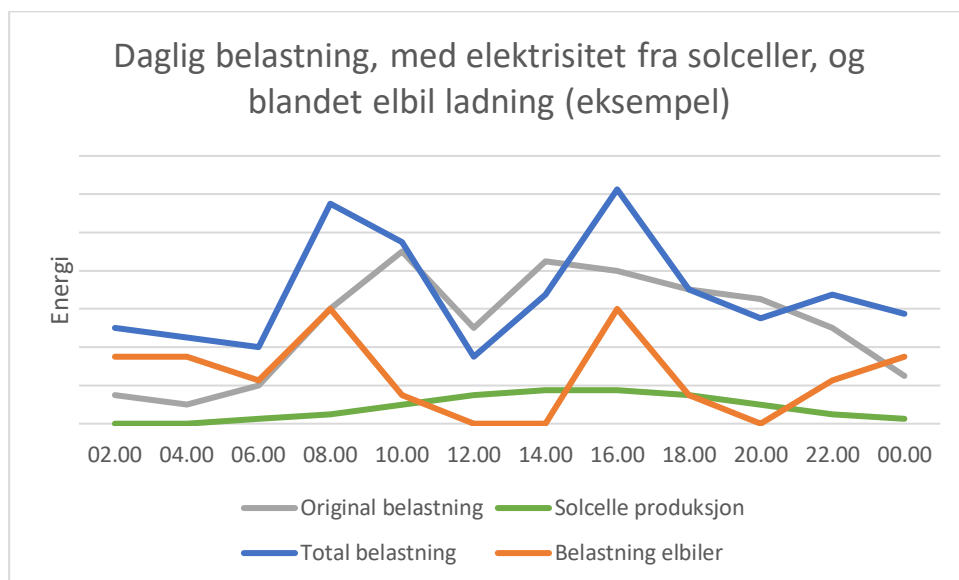
Figur 27:Analyse av elektrisk last, med påvirkning av solceller [29]

Solceller vil ha en mer sikker påvirknings mønster på strømmettet, i forhold til elbiler. Dette fordi de vil være i konstant drift, og har alle en lik effekt relatert til sollyset i løpet av hver dag. Denne produksjonen av elektrisitet for å redusere kapasitetsbehovet, vil gjennomsnittlig redusere de fleste effekttopper. Dette fordi forbruket er høyest rundt de samme tidene som solen er høyt oppe.

2.6.7 Kombinasjon av solceller og elbiler

Sammen med tilkoblede elbil ladere, vil solcellene gi en reduksjon av den økte belastningen.

Merk at dette er et illustrativt eksempel.



Figur 28: En tilpasning av flere lasteprofiler

Den totale belastningen er her litt flatere enn den originale belastningen.

Batterier vil være en faktor som glatter ut den totale belastningen mer.

2.7 Effektregulering

Det er få, eller ingen eksisterende reguleringer for effektforbruk innført i dag. Kunder betaler fast nettleie for tilførsel av elektrisk energi. Pris for nettleie har ikke relasjon i forhold til når de uthenter energien (foruten strømpris), eller hvor mye de tar ut samtidig. Ved å gi insentiv for å ta ut mindre effekt om gangen, slik at de flater ut når på døgnet de uthenter energi, vil dette oppnå redusert effektlast i strømmettet.

En eksisterende løsning, som er tatt i bruk for noen kunder, er smarthus løsninger. Mer spesifikt, et intelligent system i huset som automatisk styrer elektriske apparater. Systemet vil kunne oppdage når effektforbruket er relativt lavt, og skru på enkelte apparater deretter. Sånn som for eksempel, oppladning av elektriske apparater.

Effekt-tariffer er en annen type løsning. Det vil gjøre at kunder får økte avgifter i det tilfellet at de forbruker veldig mye energi samtidig. Lovverket støtter derimot ikke tilførsel av denne typen avgift, men det er flere aktører, som NVE, som jobben sammen om å gjøre en endring angående fremtidige effekttariffer [30].

3 Metodikk

I denne delen av oppgaven presenteres hvilke metodikker som blir benyttet for å besvare problemstillingen. Dette kommer i to faser. Den første fasen omhandler å finne de største effekttoppene, når på dagen toppene forekommer, relasjoner til installert effekt, og samtidighetsfaktorer. Det meste av dette arbeidet ligger i beregninger, som utføres i Microsoft Excel.

Den andre fasen går ut på simuleringer av lastflyt, i tillegg til scenarier med private elbiler og solceller i nettet. Det nyttigste verktøyet for å oppnå dette er NetBas. Til slutt bearbeides det tiltak og vurderinger for forbedring av lastflyt i nettet.

3.1 Model utvikling

Fra og med 1/1-2019, så er alle norske boliger, etter krav fra myndighetene, installert med AMS målere. Hovedformålet med disse er å automatisk sende inn forbruksdata til strøm- og nettleverandører. De fleste boliger har allerede hatt AMS målere installert fra tidligere år. AMS målere danner et grunnlag for ny informasjon om Norges forbruk, ned til individuelt kundenivå.

I sammenheng med oppdraget, er det ikke funnet frem til eksisterende bruksmetoder av denne informasjonen. Vi skal derfor finne frem til en modell som analyserer disse dataene, som parametere til forbruksspørsmål. Spørsmål som er ønsket besvart av dette er blant annet reelt effektforbruk til hver enkelt forbruker, og samtidigheter.

Noen formål med denne modellen, er å kunne estimere påvirkning på strømmettet av elbil lader- og solcelle anlegg. Informasjon skal også kunne utnyttes for planlegging av fremtidige nett-utvidelses løsninger og forbedringer. Mest aktuelt for dette er blant annet oppgradering av sikringer og nettstasjoner.

3.1.1 Tilgjengelige måledata for AMS- målere

Målte verdier fra AMS- målere blir benyttet for å analysere forbruket på kundenivå og de aggregerte dataene på nettstasjoner. For prosjektet er måleverdier fra åtte nettstasjoner gjort tilgjengelige, som forsyner totalt 434 abonnenter i åtte ulike kretser. Disse dataene er tilgjengelige i tidsserie og basert på timeløsning fra de aktuelle AMS-målerne i perioden året 2019. Det er store mengder av data som krever mye teknisk arbeid å sortere etter rekkefølge. Metodikken og forenklinger av denne informasjonen blir presentert videre i de neste del kapiteler.

3.1.2 Nettstasjon identifikasjoner

I tabell 2 blir det presentert nettstasjonene som inngår i oppgaven. De blir spesifisert med kundegruppe, transformator størrelse, spenningsnivå, antall kunder og type nett.

Tabell 2: Parameter og identifikasjoner på nettstasjoner

Nettstasjon	Trafo ytelse (kVA)	Type nett	Linje type	Antall kunder	Årgang	Kundegruppe
1	200	IT	Kabelnett	30	1974++	Eneboliger
2	200	IT	Kabelnett	45	1960-2014	Eneboliger
3	100	IT	Luftnett	16	1965+	Eneboliger/hytter
4	315	TN	Kabelnett	56	2007-2019	Fritidsboliger
5	800	IT	Kabelnett	120	2011-2016	Eneboliger/leiligheter
6	315	TN	Kabelnett	32	2017	Eneboliger/rekkehus/leiligheter
7	200	TN	Kabelnett	34	2014-2016	Eneboliger
8	800	IT	Kabelnett	101	2013	Rekkehus/leiligheter

3.2 Fase 1 - Beregninger

En grafisk framstilling av effekten (øyeblikks produksjonen) til et kraftverk vil ha meget raske variasjoner og vil være vanskelig å lese. Effekten vil bli framstilt grafisk over kWh/h, da vil det bli enklere kunne se at når effektbehovet øker sterkt.

Metoden som blir benyttet for å illustrere effektuttaket på kundenivå og aggregerte data på nettstasjoner, setter søkelys på daglig maksimal over en periode i året 2019. Sortering av data blir utført etter makstime på døgnet for sluttbrukere.

3.2.1 Kilde data

All behandling av data, baserer seg på informasjon innhentet fra AMS-målere, montert på målepunkt som befinner seg hos hver nettkunde. Det er i hovedsak to typer informasjon som er å hente fra disse: Mengde energi transmittert (målt hver time), og høyest effektforbruk oppdaget (målt hver dag, i tillegg til hvilken time).

Etter behandling, er disse målingen fordelt til hvert område som målepunktene tilhører, og hvert område presentert i et tabell-format. Tabellene lagres i filer for Microsoft Excel. Et eksempel av relevant informasjon i tabell-formatet vises under.

ID-Nummer (målepunkt)	Dato	Time 0 (energi)	Time ... (energi)	Time 23 (energi)	Toppeffekt (effekt)	Topp time (time)
xxxxxxxxx	02.01.20xx	≥0	≥0	≥0	≥0	0-23

Når det gjelder verdier for nettstasjoner, så er de aggregert på disse dataene fra målepunktene. Det er ingen direkte målinger fra nettstasjonene. Energi mottatt hos hver kunde hver time summeres, og dette betraktes som nettstasjonens totale energioverføring for prosjektets arbeid. En ulempe med dette er at verdier som for eksempel, tap i kabel, vil ikke bli medberegnet for regnestykker som inkluderer nettstasjonen.

3.2.2 Effekt topper

Det er 4 sett med tids relasjoner som er av interesse å finne frem til: Daglige, ukentlige, månedlige, og årlige.

Daglige effekt topper for kunder er allerede målt og ferdig fremstilt i kilde data. For nettstasjoner, må effekt tilnærmes ut av energiforbruk, som gir noe unøyaktighet i resultatet. Energimengden baserer seg på totalt overført over en time, og fra omregning resulterer det i gjennomsnittlig effekt igjennom timen, og ikke toppene som forekommer i enkelte øyeblikk. Verdiene vil derfor bli noe lavere enn faktisk effekt.

Størst tilnærmet effekt finnes ved å hente ut størst mengde energi i løpet av en time, over hver dag.

Denne type Excel formel brukes for å hente disse verdiene:

=STØRST(Time01:Time24)
=STØRST(Time25:Time48)
=STØRST(TimeNN:TimeNN)

De daglige topeffektene kan behandles videre ved å bli listet opp i kolonner ved siden av hverandre. Dette er blant annet nyttig for grafiske fremstillinger.

Ukentlige, månedlige og årlige effekt topper, for både nettstasjoner og kunder, finnes ved å bruke samme metode som tilnærmet effektopper for nettstasjoner, men hentes fra daglige topper. Dette listes opp i nye tabeller, med bruk av samme formel. Tidsområdene i formelen byttes ut med respektive rammer: Hver 7 dag, hver månedslengde (tilsvarende 28, 30, og 31, i rekkefølgen av månedene i året), og alle 365 dager (uten skuddår).

3.2.3 Samtidighetsfaktor

Samtidighetsfaktor kan beregnes for alle tidsområder med samlede effekttopper. Ved lik tid for måling i hver kolonne, kan gitt Excel formel brukes for å beregne samtidighetsfaktorer:

=NettstasjonDag1"/SUMMER("KundeFørstDag1": "KundeSistDag1")
=NettstasjonDag2"/SUMMER("KundeFørstDag2": "KundeSistDag2")
=NettstasjonDagN"/SUMMER("KundeFørstDagN": "KundeSistDagN")

Samme utregning utføres for hver dag, og også for hver uke, måned, og år, i respektive tabeller.

Tradisjonelt er det samtidigheten for året som brukes, men den største enkelte samtidigheten i løpet av året vil ha en betydning, og er også av interesse. For dette, er det den største verdien i hvert sett med samtidighetsfaktor, som blir funnet med gitt Excel formel:

=STØRST("SamtidighetDag1": "SamtidighetDag365")

Lik beregning gjøres fra uke 1 til uke 52, og fra januar til desember. Den største samtidighetsfaktoren av disse noteres, sett at den er høyere enn den årlige samtidighetsfaktoren.

3.2.4 Tidspunkt for effekttopper

Data for daglig tidspunkt til effekttoppen for hver kunde, er tilgjengelig i kilde data. Dette er den eneste informasjonen nødvendig for beregningene. Faktisk størrelse på effekttoppene er ikke en del av resultatene, men med et unntak:

Målinger i kildedata for effekttoppenes tidspunkter, registreres på den måten at, hvis effektforbruket i løpet av hele dagen for målingen er null, eller konstant, så føres effekttoppens tidspunkt opp til å forekomme klokken 1:00. Arbeidet for å skille ut disse verdiene, fra de faktiske toppene som forekommer på samme tidspunkt, utelates fra dette prosjektet. Realistiske fremstillinger av endelige resultater vil dermed utelate alle oppførte effekttopper fra klokken 1:00.

Tidspunktet til effekttoppene i kildedata føres opp på dette formatet: Timen som effekttoppen forekommer, omgjøres til et enkelt helt tall, rundet ned. Som for eksempel, blir en effekttopp mellom klokken 1:00 og klokken 1:59, ført opp i data som «1». En effekttopp mellom 16:00 og 16:59, blir ført opp som «16».

Med all nødvendig kildedata fremstilt i en kolonne, kan denne Excel-formelen brukes for å finne frekvens for effekttopper i en angitt time:

```
=ANTALL.HVIS("DagFørste":"DagSiste";"Time")
```

Med denne beregningen i kolonner ved siden av hverandre, med hver timesverdi 1-23, vil fullt resultat for et målingsområde fremstilles i en rad.

Flest effekttopper antas å være på formiddag og ettermiddag, med en lavere mengde imellom disse periodene, og en avtagende mengde fra ettermiddag og utover kvelden.

3.2.5 Installert effekt i forhold til HS

For å finne en rask oversikt over forbruket til hver kunde, i forhold til hvor mye de kan forbruke, kan kundens toppeffekt i løpet av året sammenlignes med installert effekt kapasitet hos hver kunde.

Årlig toppeffekt inspiseres ut ifra kilde data. Installert effekt er basert på størrelsen til kundens hovedsikring, og påvirkes både av antall spenningsfaser til kundens nett, og hvilken nettspenning som området operer i.

Formelen under benyttes i Excel for å beregne installert kapasitet:

```
= "Nettspenning" * ROT("Faser") * "Sikringsstørrelse" / 1000
```

Gitt det tilfellet at kildedata oppgir 4 faser for en kunde, gjøres dette i stedet om til 3 faser, siden inkludert nøytral-leder ved 4 faser ikke påvirker kapasiteten.

3.2.6 Teoretisk samtidighet

For å finne en tilsvarende relasjon mellom topp- og installert effekt, men i nettstasjon, beregnes det en teoretisk samtidighetsfaktor.

Hver nettstasjon har en gitt kapasitet, i enhet kVA. Etter at installert effekt kapasitet for hver kunde i nettstasjonens område er beregnet, summeres disse kapasitetene og sammenlignes med nettstasjonens kapasitet.

$$\begin{aligned} & \textit{Teoretisk samtidighet} \\ &= \frac{\textit{Nettstasjon kapasitet}[kVA]}{(\sum \textit{Enfase sikringer}[A] + \sum \textit{Trefase sikringer}[A]) * \textit{Nettspenning}[V]} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Den resulterende verdien vil ha den betydning at, hvis en så stor andel av kunder har belastning, på maksimal installert kapasitet, vil dette oppnå tilnærmet lik nettstasjonens angitt kapasitet.

For at installert nettstasjons kapasitet ikke et større enn praktisk nødvendig, antas denne verdien til å være mindre enn 1. Verdien er i samme format som vanlige samtidighetsfaktorer.

3.2.7 Kapasitet i transformatorer

Denne metoden går ut på å sikre at kapasiteten til transformatorer i nettstasjoner er store nok. Transformatorenes merkeytelse er tilstrekkelig for å dekke topplasten til forbrukspunktene som er tilknyttet på strømmettet. Hvis merkeytelsen er lavere enn summen av etterspørselen på topplasten i tilknytningspunktet, er dimensjoneringen av transformatoren for lav og må eventuelt byttes ut. Transformatorer kan overbelastes med en sikkerhetsmargin på 20 til 30 prosent.

$$\textit{Transformator beholdes} = \textit{Merkeytelse} * \textit{overbelastningsfaktor} > \textit{Topplast} \tag{3.2}$$

$$\textit{Transformator må byttes} = \textit{Merkeytelse} * \textit{overbelastningsfaktor} < \textit{Topplast} \tag{3.3}$$

Hvis det er behov for å bytte til en transformator med større kapasitet, er det i enkelte tilfeller behov for å bytte hele nettstasjonen. Dette inkluderer blant annet sikringer, kabel, bryter og jordingsanlegg. En slik omlegging innebærer en betydelig høyere kostnader enn kun å bytte transformatorstasjonen.

3.3 Fase 2 - Simuleringer

Denne fasen av prosjektet omhandler lastflyt. Bruk av NetBas er ideelt for å analysere lastflyt i et strømmnett.

Den viktigste delen for å ta i bruk dette programmet, er data for alle komponenter som et strømmnett er bygget opp av. Dette lagres i en fil, i en internettdatabase som NetBas programmet tilkobles. All data for målingsområdene til dette prosjektet, er allerede i oppdragsgivers besittelse.

En annen del for å utføre lastflyt simuleringer i NetBas, er belastningsnivåer i nettet. For simuleringer i dette prosjektet, vil det være nødvendig med belastnings mengde i nettstasjonen for et område, og belastnings mengde for hver enkelt kunde. Alle disse belastningene må være fra den samme tidsperioden.

Følgende formel kan brukes i Excel for å sortere energimålinger. Siden energimålingene i kilde data er listet med daglig time i hver kolonne, og hver dag i hver rad, er ikke dataene i et oversiktlig format til sammenligningsforemål. Denne Excel-formelen kan brukes for å overkomme dette problemet.

```
=FORSKYVNING("EnergiKunde1";AVKORT((RAD()-  
RAD("StartCelle"))/KOLONNER("EnergiKunde1");0);REST(RAD()-  
RAD("StartCelle");KOLONNER("EnergiKunde1"));1;1)
```

Formelen må skrives inn i hver celle ned en kolonne, i lengde likt totalt antall målinger (her lik 24*365). Gitt et kvadrat med data for målinger, som timer i vannrett akse og dager i loddrett akse, kalles og brukes området som "EnergiKunde1". "StartCelle" defineres til å være den første cellen med formelen.

Resultatet vil være alle energimengder for kunden over året, kronologisk ned en kolonne.

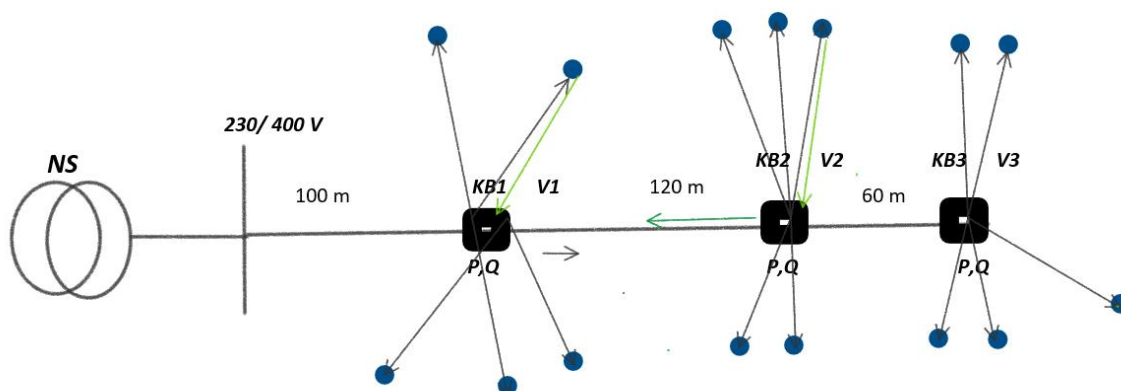
I utgangspunktet for å analysere lastflyt, vil det vært av interesse å undersøke et «worst-case»-scenario. Tidsperioden for et slikt tilfelle vil være sannsynlig å finne når nettstasjonens toppeffekt er på det aller høyeste.

Etter at belastnings verdier er lagt inn i strømnettet, kan NetBas simuleringen begynne. Relevante verdier for en gitt oppgave kan inspiseres eller eksporteres fra programmet etter simuleringen. For dette prosjektet vil de viktigste verdiene være spenningsnivåer, kortslutnings strømmer, nettstasjon-, kurs- og lednings kapasiteter.

Ut ifra informasjonen i det første simulerte tilfellet, kan nye belastningsverdier for kunder økes. Dette vil kunne illustrere aktive elbil ladere hos kunder. Hvor mange kunder som har ladere, og hvor stor belastning disse laderne har, velges og utprøves i et utvalg av scenarier.

3.3.1 Lastflytanalyse

Formålet med lastflytanalyse i dette prosjektet er å få oversikt over effektflyt, spenningsfall, ledningskapasitet og belastningsgraden på fordelingstransformator. For å beskrive metoden som blir benyttet for lastflytanalysen, blir det presentert en krets med en fordelingstransformator som forsyner tre kabelskap (KB1, KB2 og KB3). Hvert kabelskap forsyner 5 abonnenter og den enkelte abonnent har ulik avstand til kabelskapet som det mates fra. Avstanden til hvert kabelskap er gitt i meter og hvert slutt punkt som er koblet til kabelskapet regnes til å være en abonnent.



Figur 29: Prinsippet for lastflytanalyse i lavspenningsnett

Hvert kabelskap i denne kretsen kan tolkes som en avgreining. Ved utføring av lastflytanalyse foretas det ikke målinger i kabelskapet, siden det er tilgjengelig målinger fra de underliggende abonnentene. Metoden tar utgangspunkt både på spenningsfall og effektuttak på kundenivå. Dette innebærer at effektuttak øker hos kunder ved å tilkoble aktive elbilladere på nettet. Det

forventes at spenningen faller lenger ut i kretsen. Dette vil kunne vise abonnenter som er tilkoblet kabelskap eller knutepunkt.

Kabelskapene er dimensjonert for å forsyne mange abonnenter med en kabel som har et større tverrsnitt, og en kabel med mindre tverrsnitt, dimensjonert for å forsyne en abonnent. Langs linjen mellom kabelskapene vil det overføres stor effekt og det forventes at spenningsfallet er relativt stort mellom hvert kabelskap. Siden avstanden mellom kabelskapene varierer til nettstasjonen, kan tapet av reaktiv og aktiv effekt forventes til å være stort.

Kabler med lite tverrsnitt, vil føre til at spenningsfallet blir stort og samtidig kan i verste fall føre til at strømmen kortslutter. Ved stort spenningsfall blir spenningskvaliteten for dårlig og fører til at brukstiden for elbillading blir lengre.

Utbygning, dimensjonering og koblinger i kretsen er en viktig faktor. I en parallell kobling blir tapet mindre enn seire koblede krets. Før var det ikke mulig å ha tilgang på informasjon om effektforbruket på kundenivå, men ved bruk AMS-målere har nettselskap tilgang på effektforbruket og annen data på kundenivå. AMS-målere har mange fordeler for bedriften og nettkunder. Det innebærer at hver enkelt kunde har oversikt på forbruket sitt og samtidig har mulighet til å bli plusskunde.

Ved en økning i effektuttak hos abonnenter, øker også effektuttak på kabelskapet. Dette fører til at transformatoren må levere store mengder av effekt. Hvis trafoen ikke er dimensjonert for å håndtere dette, så forventes det at trafoen blir overbelastet og eventuelt må oppgraderes eller byttes ut.

Når det er snakk om effektflyt mellom energi leverandører og forbrukere, er dette vanskelig å håndtere i noen tilfeller, f.eks. på sommeren er det lavere forbruk enn på vinteren. Når kundene produserer mye energi på sommeren og overfører energien på nettet, siden nettet har mye ledig kapasitet blir en stor del av energien borte i tap. Disse faktorer skaper utfordringer for nettselskaper. Dette kan beregnes og estimeres ved hjelp av lastflytanalysen i ulike belastninger.

3.3.2 Simulering av elbil

Simulering av elbil på NetBas utføres med en sikring på 16 A. Analysen tar utgangspunkt i tre-fase beregninger i NetBas generelt. Det er en fordel med TN-nettsystem for at det kan trekkes en større mengde effekt ved elbillading. Men med et IT-nettsystem er det ikke mulig å trekke like mye effekt som i TN-nett. Derfor er det en fordel for abonnenter som har et TN-nettsystem allerede.

Lastflytanalyse utføres på nettstasjon 3 og nettstasjon 6. og forskjeller mellom disse to nettstasjonene er store. Nettstasjon 3 er et IT-nettsystem og gammelt, mens nettstasjon 6 er et TN-nett og nytt. Differansen for belastninger med elbil, antas til å være stor. Det blir antatt at nettstasjonene belastes ulikt.

I nettstasjon 3 økes lasten med en effekt på 3,6 kW med en aktiv elbillader. I dette tilfellet kan Mode 2 benyttes ved elbillading.

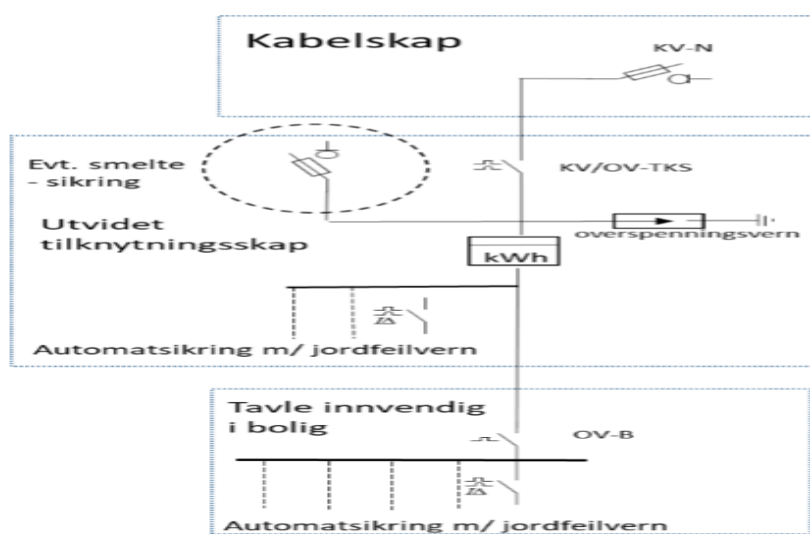
$$P = U * I = 230 V * 16 A = 3,6 kW$$

I Nettstasjon 6 økes lasten med effekt på 11,1 kW. Det anbefales Mode 3 for elbillading for at nettet er sterkt og effektuttak kan reguleres og nettet er tre-fase koblede.

$$P = \sqrt{3} * U * I = \sqrt{3} * 400V * 16A = 11,1 kW$$

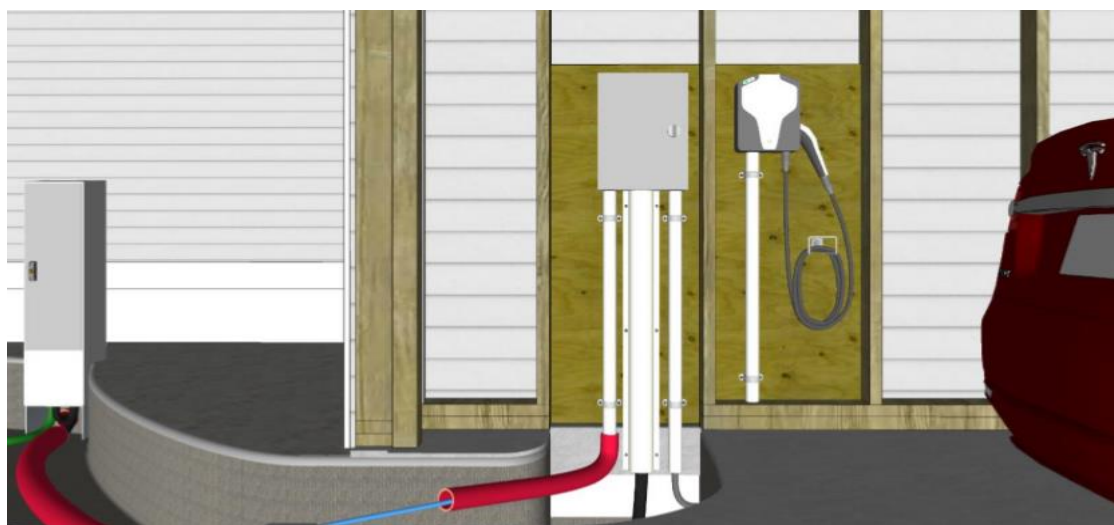
3.3.3 Forsyning av elbil

Elbil er en type belastning som er krevende i form av effektnivå, strømkvalitet og samtidighetsfaktor. Nett kunder som benytter elbil, skal ha forsyning igjennom utvidet tilknytningsskap eller separat. Det er også mulig med en separat stikkledning fra kabelskap til ladepunkt [31]. Figur 30 og figur 31 viser prinsipper for hvordan nettkundene kan installere stikkledning til elbil.



Figur 30: Enlinjeskjema for tilknytningspunkt ved elbillading [33]

Figur ovenfor viser installasjon av inntaks tavle til elbillading. Det er et utvidet punkt fra linje eller kan det trekkes direkte en separat stikkledning til ladepunkt som blir vist i figur 31.



Figur 31: Ladepunktet som gir bedre sikkerhet ved elbillading [33].

Nettkundene som lader bilen hjemme, må skaffe seg en elbil ladestasjon og utstyr som sikrer ladningen i hverdagen. Elbilen trekker mye energi ved opplading, derfor krever den en separat stikkontakt som forsynes direkte fra kabelskap eller med et utvidet tilknytningsskap. Denne løsningen er mye tryggere og forebygger brann. Figur 31 viser at stikkledningen til elbilen er knyttet direkte til kabelskap, som en kan installere hvor som helst i garasje og i parkering plass f.eks.

3.3.4 Solcelle energi produksjon

Som del av fase 2 for prosjektet, skal det tilføres en energiproduksjon i strømmettet, ved hjelp av solceller. Disse vil være installert ved private nettkunder. Til å simulere et scenario i NetBas, vil den nødvendige informasjonen om disse solcellene være hvilken mengde energi de vil produsere over en bestemt time. Mye av denne informasjonen kan uthentes igjennom programmet RetScreen.

Noen valg av informasjon er nødvendig for RetScreen resultatene. En av disse valgene, er maksimal produksjons kapasitet. Dette vil være sum av merkeeffekt for hver installert solcelle. Antall solceller avhenger av størrelsen til solcellene, og hvilken plass som er tilgjengelig for dem. Størrelse på solcellene og deres merkeeffekt, varierer mye mellom produkter og produsenter. Ut ifra produktvalg, fordeles solcellene maksimalt utover den tilgjengelige plassen, og merkeeffekten multipliseres med antallet. Summen legges inn i RetScreen.

For ekstra informasjon til simulerings resultater i RetScreen, kan virkningsgraden til solcellene også legges in.

Relative forhold til hvor solcellene er installert, finnes innen RetScreen ved å velge hvilket område beregningene skal utføres i. Programmet har tilgang til en database med måledata fra NASA, som benyttes for å estimere energi som blir produsert til forskjellige tider. En helning av solcellene vil ha stor betydning for disse verdiene, og må også velges i RetScreen.

For å finne produksjons mengden til et scenario i NetBas programmet, må energiproduksjon fra RetScreen formateres til en bestemt time. Den tidsmessige nøyaktigheten til RetScreen resultatene er begrenset til hvor mye energi som blir produsert per måned. Etter at tidspunkt er valgt, vil denne mengden divideres på antall dager i den relevante måneden, for å finne en gjennomsnittlig daglig produksjon.

Produksjonen innen den bestemte timen i døgnet, krever ytterligere tilnærming. Historisk værdata vil kunne angi tidspunkt for soloppgang og solnedgang på gitt dato. Disse tidspunktene vil gi hvordan produksjonsmønsteret til solcellene vil være den aktuelle dagen, med høyest produksjon midt mellom disse tidene. Dette mønsteret sammenlignes med timen for den aktuelle simuleringen. Produksjons størrelse for solcellene i denne timen, vil være

avhengig av hvor nær toppen av produksjonsmønsteret timen er, og av total tid med sol i løpet av den gitte dagen.

I dette prosjektet, stilles det spørsmål om hvor mye energi som sendes ut til nettet ved høy produksjon, og lav belastning. Tid blir deretter valgt ut ifra kildedata hvor dagen for områdets belastning er ved det laveste, og daglig tidspunkt hvor produksjonen er høy.

3.4 Behandling av endringer i forbruksmønsteret

Alternativer som blir presentert i dette kapittelet, kan bidra til å redusere effekttopper. Ved å iverksette disse alternativene får strømmettet bedre kapasitet og samtidig øker fleksibiliteten hos nettkunder. Det er nettselskapets eiere som må forholde seg til hvilke av disse alternativene er aktuelle for selskapet. Nettselskapet kan være interessert i batteriinstallasjoner i enkelte områder for å forsinke utslag av problemer, eller i verste fall gjøre nye linjeutbygninger. Det er ikke alle nettselskaper som kan drifte batterier, så det er i stedet oftere at private bedrifter drifter batterier.

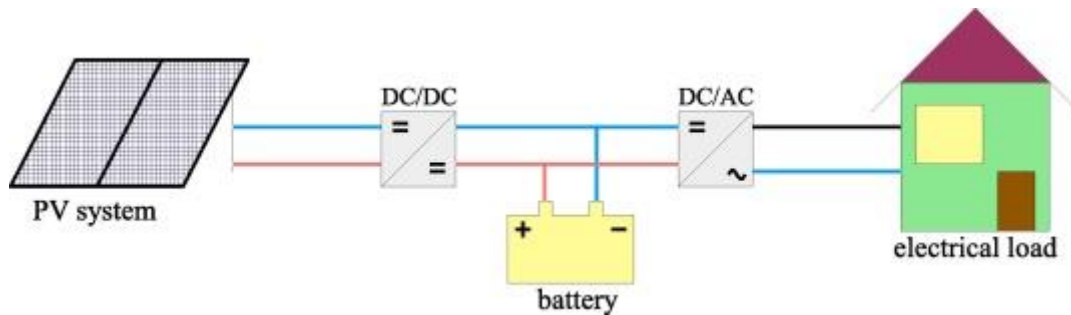
3.4.1 Fleksibel effektregulering

Fremtidens energisystem vil dreie seg mer om å produsere elektrisitet fra fornybare energikilder. Det vil øke fleksibilitet samtidig som fremtiden energisystemet må være sterkt og pålitelig. IKT teknologien vil i større grad benyttes til å overvåke, styre og automatisere strømmettet [32].

Figur 32 viser en kombinasjon av flere energikilder hos en abonnent. Det er et mindre antall plusskunder i dag i Norge, men det vil øke i fremtiden. I energisystemet vil energiflyten gå både til og fra forbrukerne og lokale produsenter. Dette vil skje ved å gjennomføre større grad bruk av informasjon- og kommunikasjonsteknologi (IKT). Det utvikles stadig intelligente nett der forbrukerne kan aktivt regulere selv forbruket sitt i kraftsystemet.

I fremtiden vil nettkunder kunne være aktivt forbruk og produsent ved hjelp av energilager og økt omfang av smartløsning. Å velge smarte løsninger vil gi bedre styring hos kunden, og kontroll over eget forbruk. Teknologien gir store utbredelser av elektriske apparater som er

energieffektive og har kortvarig høyt effektforbruk, og vil fortsette å øke i mengde. Denne revolusjonen krever smartere løsninger.

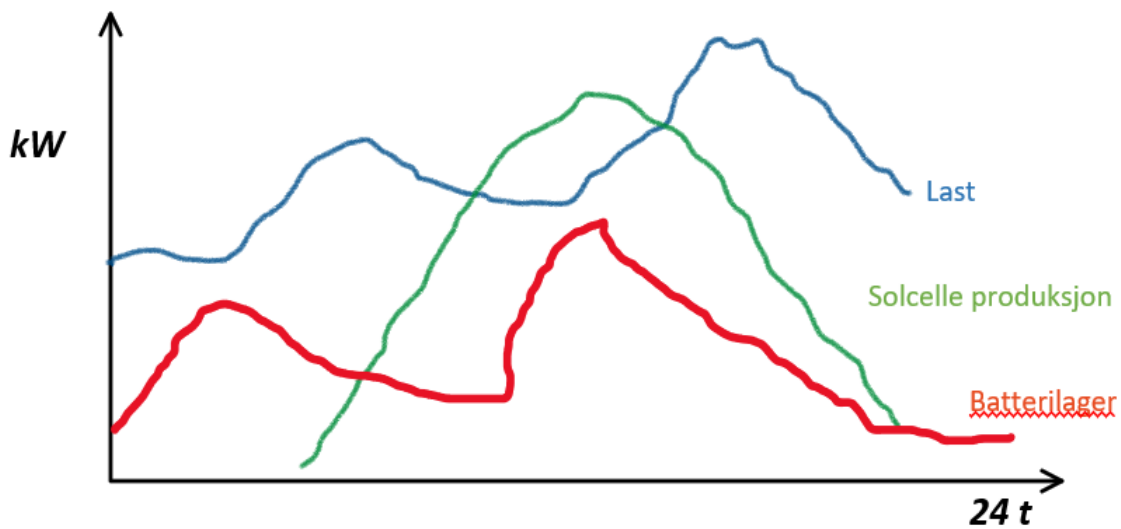


Figur 32:Kombinasjon av flere energikilder [33]

Figur ovenfor viser en kombinasjon av energikilder, hvor det er mulig å få energi fra solceller med en inverter (DC/DC) som tilkoblet nettet. Energien som produseres fra solcelle må behandles og omformes til AC spenning først og deretter kan det brukes direkte eller indirekte. Direkte skjer når den energien som produseres fra solcelle går direkte fra enten til abonnenten eller kan lade opp batteriet hvis abonnenten ikke har behov for energien. Energien som produseres kan lagres på batteriet, og kan benyttes når effektforbruket er høyt.

Figur 33 viser produksjonen av den tidligere kombinasjonen hvor det viser at når forbruket er høyest på strømmettet og når produksjonen fra solcelle er høyst på døgnet. Prinsippet er en modell som kan estimeres slik at energien fra solcelle forekommer på dagtid.

Det rødt kurvet beskriver energien som akkumuleres på batterier i tidspunkter når nettet er mindre belastet. Energien kan brukes når forbruket er høyt på dagen.



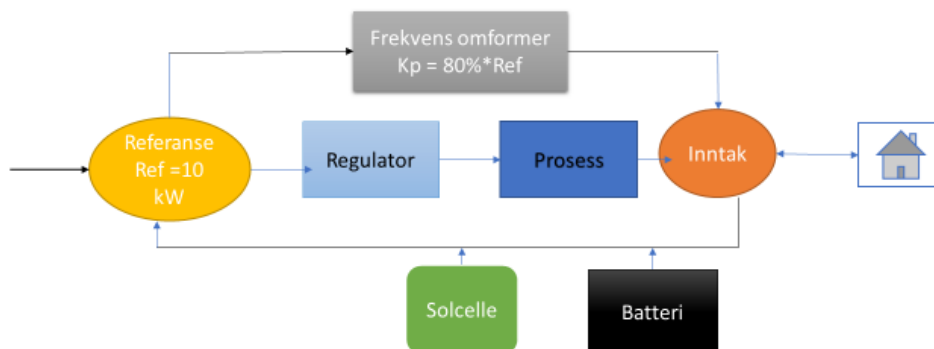
Figur 33: Viser produksjon fra solcelle og batteri ladning

Figur overfor viser når belastning på nettet er høyest, samt solceller og når nettet er lite belastet. Batteri lager kurven er spesifikt for kun energi som går inn til batteriet. I dette tilfellet kan batteriet lades fra solceller, eller når nettet belastes lite. Dette viser bare en modell som kan gi en god løsning i fremtiden i istedenfor å bygge nye nett.

Teknologien for energilagring er blitt mer tilgjengelig, noe som muliggjør bruk av slik metode i distribusjonsnettet for å jevne ut intermitterende produksjon fra solcellepaneler.

Solcellepaneler og batterier kan installeres hos enkeltkunder, i boligblokker og nettstasjoner. Dette bidrar til økt fleksibilitet i distribusjonsnettet. I tillegg vil økt omfang av teknologi for styring og overvåkning, gi nye muligheter for å regulere effektforbruket.

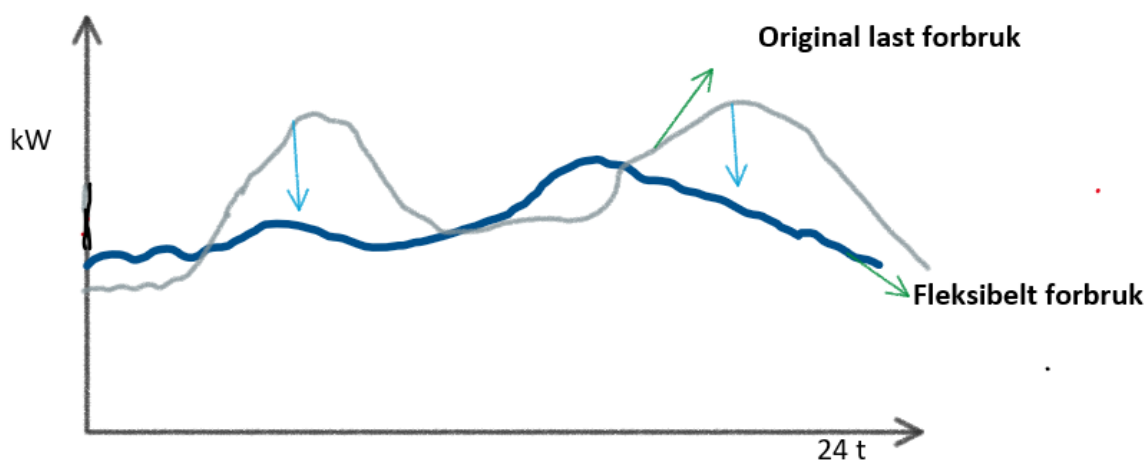
For å styre denne kombinasjonen med flere energikilder, blir det presentert i en digital mikrokontroller modell. Modellen virker automatisk og beregner verdier for bestemte tidspunkter. Referanse punkt settes for eksempel til 10 kW til en enebolig. Når forbruket på eneboligen overstiger 80% av det referanse punktet, begynner batteriet å levere energi til eneboligen automatisk for å kunne å redusere effektuttak fra nettet.



Figur 34: En digital modell for microkontroller

Modellen beskriver en enkel kombinasjon av smartløsning. Solcelle kan levere energi når det er sol mens batteriet kan levere energi når det er behov for. Denne modellen kan være en løsning av effekt reguleringen i fremtiden. Prosess delen omformer spenning fra DC/AC som inngår i elektronikk teknikken.

Denne modellen øker fleksibiliteten i distribusjonsnettet slik at nettet får jevnere belastning over hele døgnet. Figur 35 viser at etter å brukt såkalte Smart grid (Smart nett) gir strømmnettet sikker, pålitelig og økonomiske bærekraftig måte. I Smart grid regnes strømkundene og strømmprodusentene aktive deltagere sammen med netteiere. Det gir muligheten for kommunikasjon via bredbånd mellom kunder og produsenter. Figur 35 beskriver et eksempel på fleksibelt forbruk ved kombinasjon av flere energikilder. Dette bidrar til at nettet blir belastet jevnt og unngå store effekttopper.

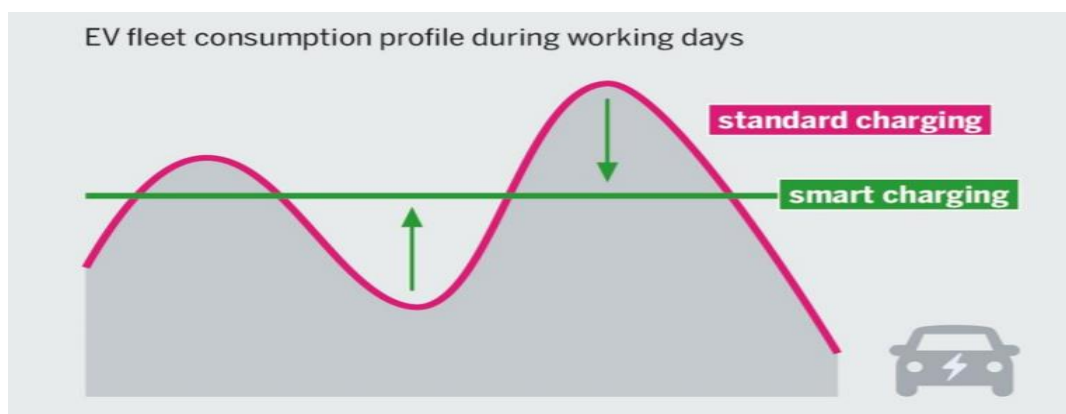


Figur 35: Fleksibel effektregulering som bidrar jevner ut topper

Figur ovenfor viser at plusskunder, solcellepanel og batteriet er viktige ressurser for resten av kraftsystemet, spesielt relatert til hvordan fleskebiten i forbruk og introduksjon av energilager kan bidra til balansering av distribuert produksjon, og for å sikre forsyningssikkerhet og leveringskvalitet i distribusjonsnettet.

3.4.2 Smart lading

Med realistiske data fra Avansert Måle og Styringssystem (AMS), vil man til en viss grad bedre kunne hjelpe til med å jevne ut toppene. En måte er å redusere makseffektuttaket på døgn tid er å øke strømprisen, når det er høyt forbruk i nettet. Dette gjør kanskje at en del abonnenter velger å vente med å lade bilen eller lage middag til strømprisen har gått ned. Dette er ikke en ideell løsning ettersom det ikke alltid blir praktiserte etter rutiner. En del folk har små barn som går på skole og barnehage, og kan ikke sette rutiner et til annet tidspunkt. Men samtidig kan det være motivasjon for andre å vente med tanke på økonomiske gevinster.

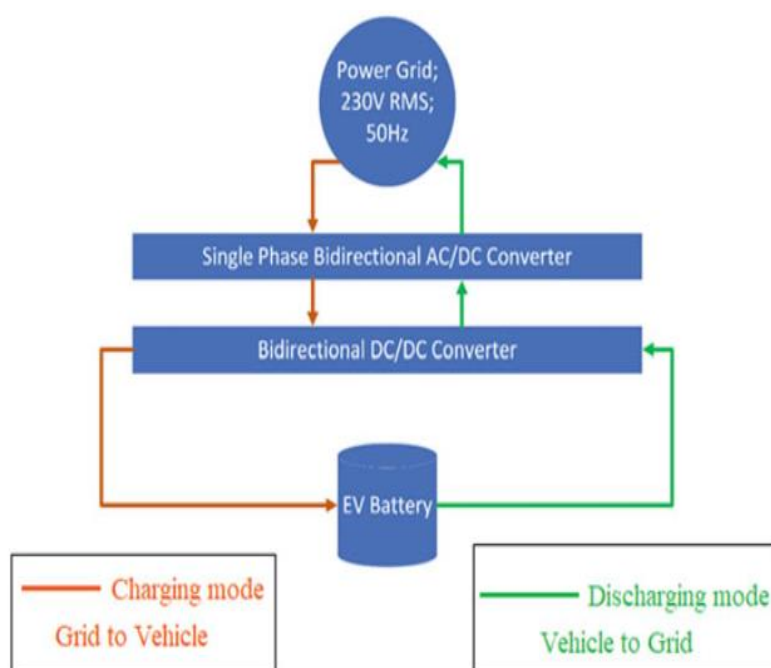


Figur 36: Viser smart lading av elbil [34]

Figur ovenfor viser hvordan lasten fra elbillading kan reguleres i strømmettet med og uten Smart styring. Med lading uten regulering får man effekttopper som fører til kapasitet problemer i kabler og på fordelingstransformatorer i nettet. Det finnes mange mekanismer for å styre elbillading utover døgnet f.eks. effekttariffer. Dette mekanismer føre til at man unngår overbelastninger av nettet [34]. Dette alternativet gir best utnyttelse av strømmettet i dag.

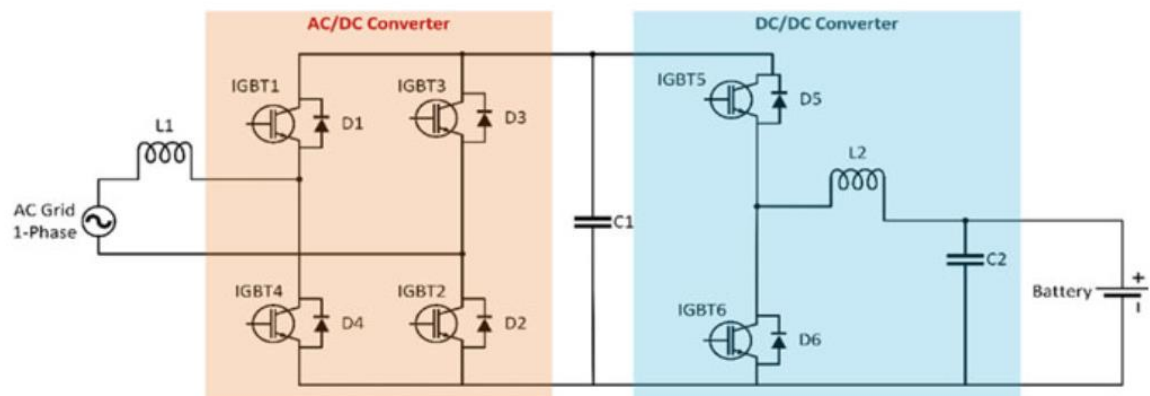
3.4.3 Tilbake ladning til strømmettet

Teknologien i kjøretøysektoren er stadig i utvikling elbiler får bedre batterier med en større kapasitet og dette øker fleksibiliteten. En alternativ løsning for å holde lastflyten på nettet stabilt, er å benytte elbil batteriet som et energilager. Det vil si at når belastningen på nettet er for lav, kan batteriet lades opp. Likeså, når belastning er for høyt kan batteriet forbrukes. I denne situasjonen skjer en toveis energi utveksling mellom nettet og elbil batteriet. Denne løsningen er enkel for noen kunder, og den er ikke komplisert teknisk sett. Hovedformålet ved å bruke batterier som energilageret er å redusere effekttopper [35].



Figur 37: Toveis energi utveksling [35]

For en kontinuerlig energi utveksling, kan dette være en god løsning under ladningen. I stedet for å bruke elektroniske komponenter som er veldig komplisert for å installere i et slik system, så kan det skaffes en lader som allerede har regulering funksjoner. Ladestasjon til elbiler er tilkoblet strømmettet, og strømmettet er 1-fase med 230V RMS ved 50 Hz frekvens. Dette anses til å være energikilden i den situasjon. Et elektronisk apparat (likeretter) som omformer vekselspanning f.eks. i stikk-kontakten til likespenning (AC/DC), når batteriet lades opp. Figur 38 viser prinsippet av hele topologien. Dette alternativet er mest aktuelt i fremtiden for best utnyttelse av nettet.



Figur 38: Kretsskjema for en PWM [35]

Etter AC/DC likeretteren, tilkobles en toveis DC/DC konverter som regulerer spenning for lav frekvens og samtidig reduserer elektromagnetiske innblanding. I DC/DC-likeretteren blir det benyttet en komponent såkalt «IGBT» som består av en spole, kondensator og dioder. For å kunne holde frekvensen konstant i IGBT, blir en styrings firkantpulstog utnyttet, som kalles pulsbreddemodulasjon eller Pulse-Width Modulation (PWM). På den måten blir de aktive pulslengdene endret, mens periodetiden og grunnfrekvensen er konstant. Forholdet mellom den aktive tiden (DT) og periodetiden (T) blir kalt pulstog, eller duty cycle (DT/T) på engelsk. PWM blir brukt spesielt ved utlading av batteriet til strømmettet. I dette tilfellet, virker DC/DC likeretteren i motsatt retning ved hjelp av IGBT og PWM. Det elektroniske delen i dette alternativet kan virke komplisert, men den er allerede ferdig utformet, og kan ofte være en god løsning.

4 Resultater

I dette kapitlet blir det presentert resultater og illustrasjoner som viser sammenheng i det forrige kapitlet.

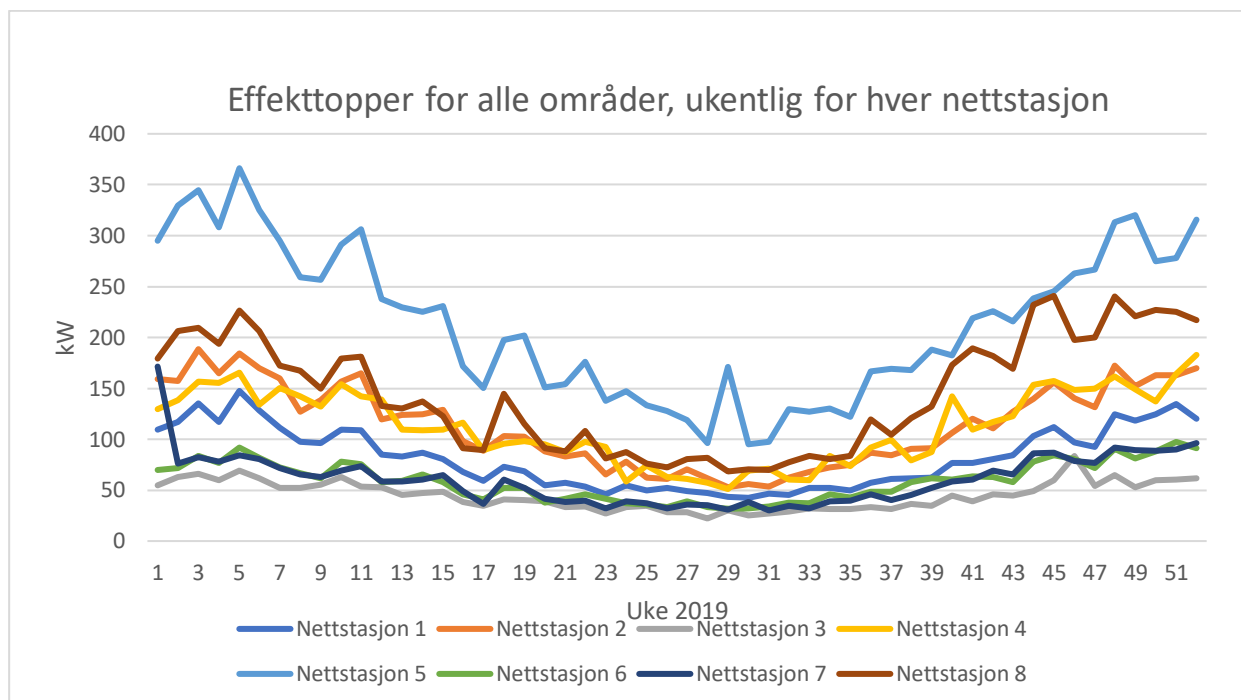
4.1 Fase 1 - Beregning

4.1.1 Effektuttak

Effektforbruket på nettstasjonen(aggregert) og kundenivå blir illustrert i dette kapitlet. Dette prinsippet gjelder for alle nettstasjonene. Måleverdier fra innleverte data på nettstasjon og kundenivå blir analysert og presentert i dette kapitlet. De målte verdiene er tatt med timesintervall over et helt år (1 januar 2019 til 31 desember 2019).

4.1.2 Effektuttaket på nettstasjoner

Makseffektuttaket fra åtte ulike nettstasjoner blir analysert på ukentlig basis. Disse åtte nettstasjonene som inngår i oppgaven, inkludere både luftlinjer og kabelnett. Nettstasjonene tilhører både TN- og IT-nettsystem for forskjellige typer sluttbrukere. Det er fritidsboliger, eneboliger, rekkehus og leiligheter. Figur 39 viser effektuttaket i forbindelse med kundegruppe og antallet abonnenter som forsynes fra hver enkelt nettstasjon.



Figur 39: Effektuttak på nettstasjoner i maks ukentlig

Utlevering av effekt på nettstasjonsnivå varierer mye, avhengig av årstiden. Det viser seg at etterspørselen er høyere på vintertiden enn den er på sommertiden. Nettstasjonene har forskjellige størrelser som er dimensjonert etter antallet abonnenter.

Figuren ovenfor viser at effektuttaket varierer mye fra uke til uke utover hele året. Det er størst effektforbruk i vinterperioden, særlig i Norge hvor det er minus grader ute og folk bruker mye energi til oppvarming av hus og andre behov.

4.1.3 Forbruksmønsteret på kundenivå

Nettkunders øyeblikkelige effektforbruk blir analysert på ukentlig basis i dette kapitlet. Målet med denne analysen er å vise at maksforbruk ukentlig hos hver enkelt abonnent, vil variere etter behov. Analysen vil vise kundenes forbruk i ulike tidspunkter på et døgn i løpet av året 2019.

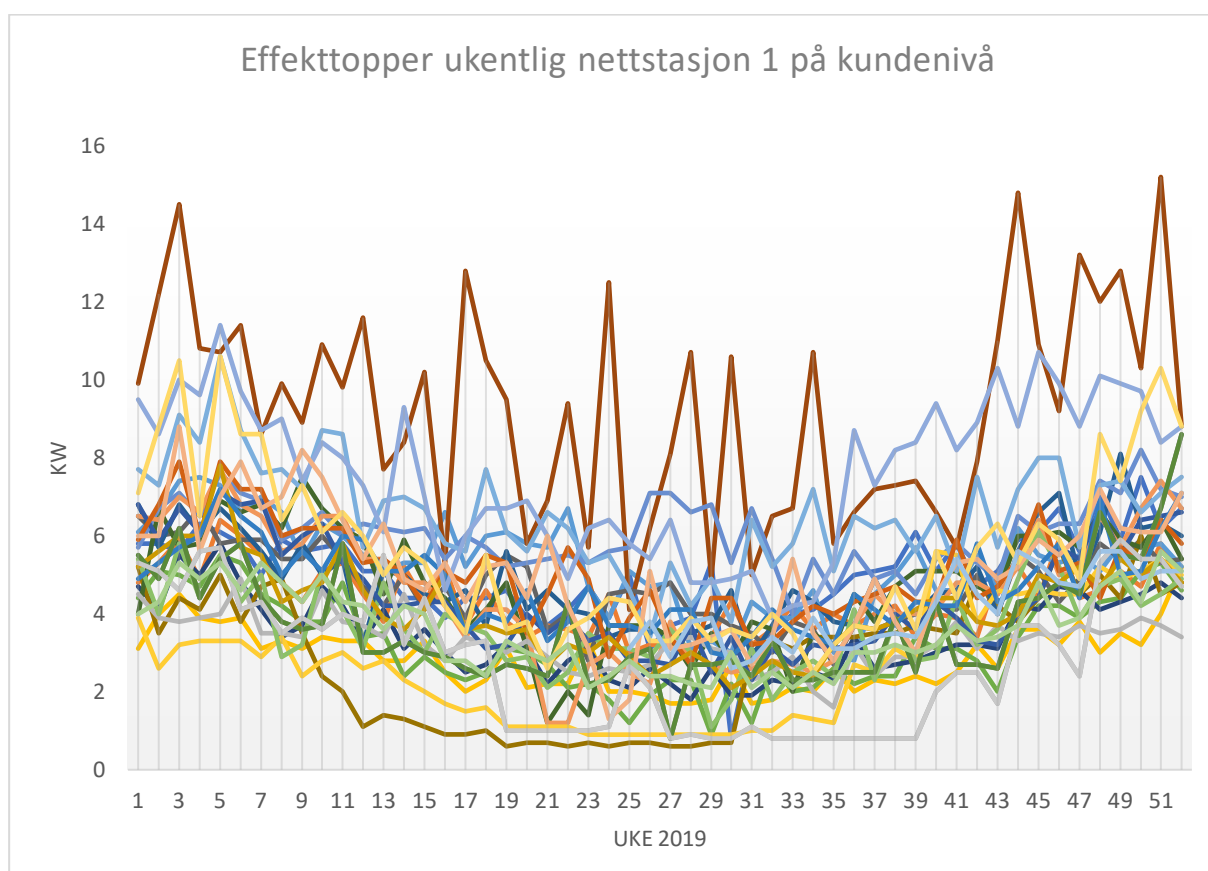
Generell informasjon for hvert målepunkt blir ikke spesifisert i denne rapporten på grunn av informasjon-sikkerhet. Informasjon og identifisering for analysert forbruk i hvert målepunkt er tilgjengelig for nettselskapet. I tillegg vil det ikke bli forklart mer detaljert om hvilket målepunkt som har høyest og lavest forbruk. Det blir analysert effektuttak hos de ulike kundegruppene, med tanke på når forbruket er høyest.

4.1.4 Effekttopper

Nettstasjon 1

Dette området er dimensjonert med en fordelingstransformator som har en ytelse på 200 kVA, forsyner 30 eneboliger. Det underliggende nettet er en blanding av luftlinje og kabelnett, og det er dimensjonert i forhold til IT-nettsystem med et spenningsnivå på 230 V, og ble bygget i 1964.

Figur 40 viser effektforbruket på kundenivå i dette feltet. Effekttuttaket blir illustrert i forhold til størst forbruk i uken. I følgende figur tilhører hver serie en abonnent.



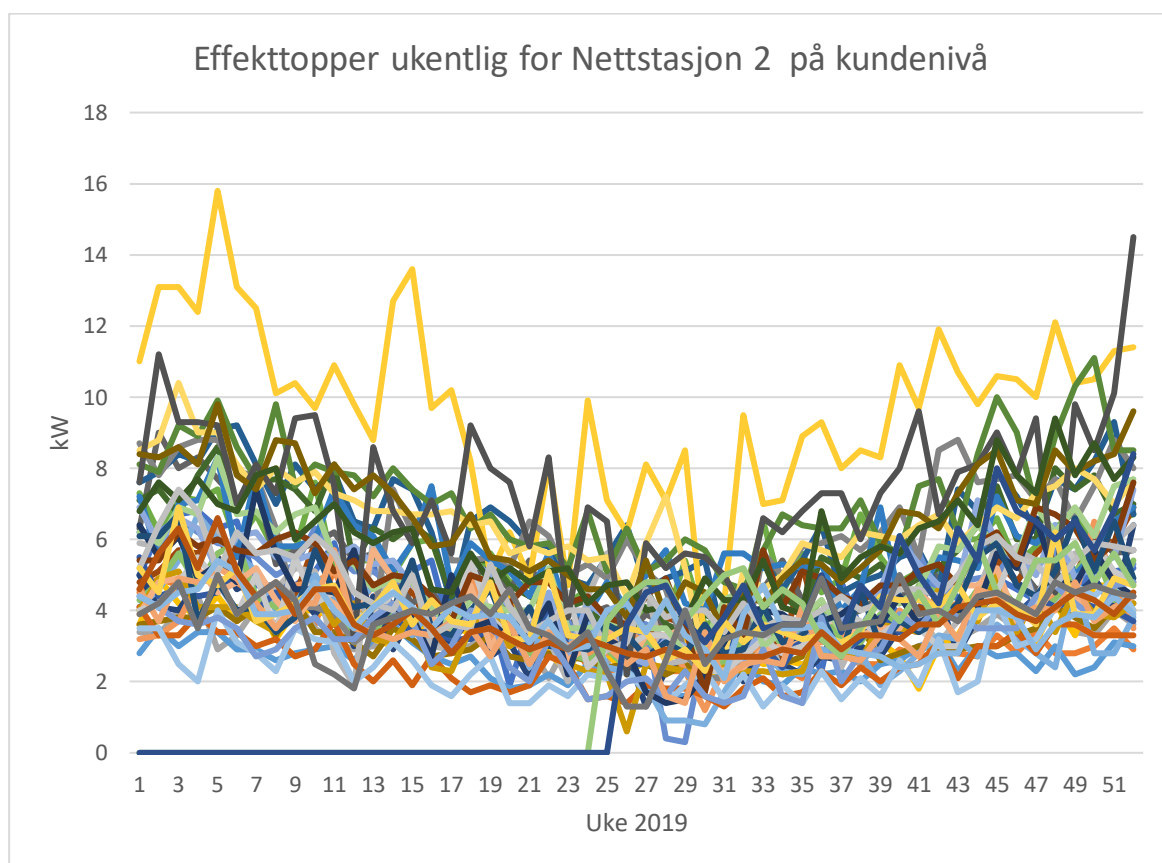
Figur 40: Maks effektforbruk på kundenivå ukentlig for NS 1

Fra figur ovenfor, avleses det generelt høyest forbruk i vinter og lavest forbruk i sommer. Effekttopper er ujevne og varierer mellom hver uke. Det er lite sammenheng mellom når maksforbruket sammenfaller i dette feltet. Under utføring av analysen blir det vist at hvis kundene skal være fleksible på å utnytte energien på en bedre måte, så hadde toppene vært mye lavere. Når flere topper forekommer samtidig, skaper det utfordringer hos

nettleverandører. En utfordring som nettleverandørene har i dag, er begrenset maksimal nettkapasitet. Makstoppe er ujevnt i dette feltet og er ganske store.

Nettstasjon 2

Nettstasjon 2 har en fordelingstransformator med samme ytelse på 200 kVA som i nettstasjon 1. Nettet er et IT-nett system med en spenningsnivå 230 V og kabelnett, byggt i 1960-2014. Dette nettet er gammelt og blir oppgradert ved behov. Denne nettstasjonen forsyner 45 eneboliger.



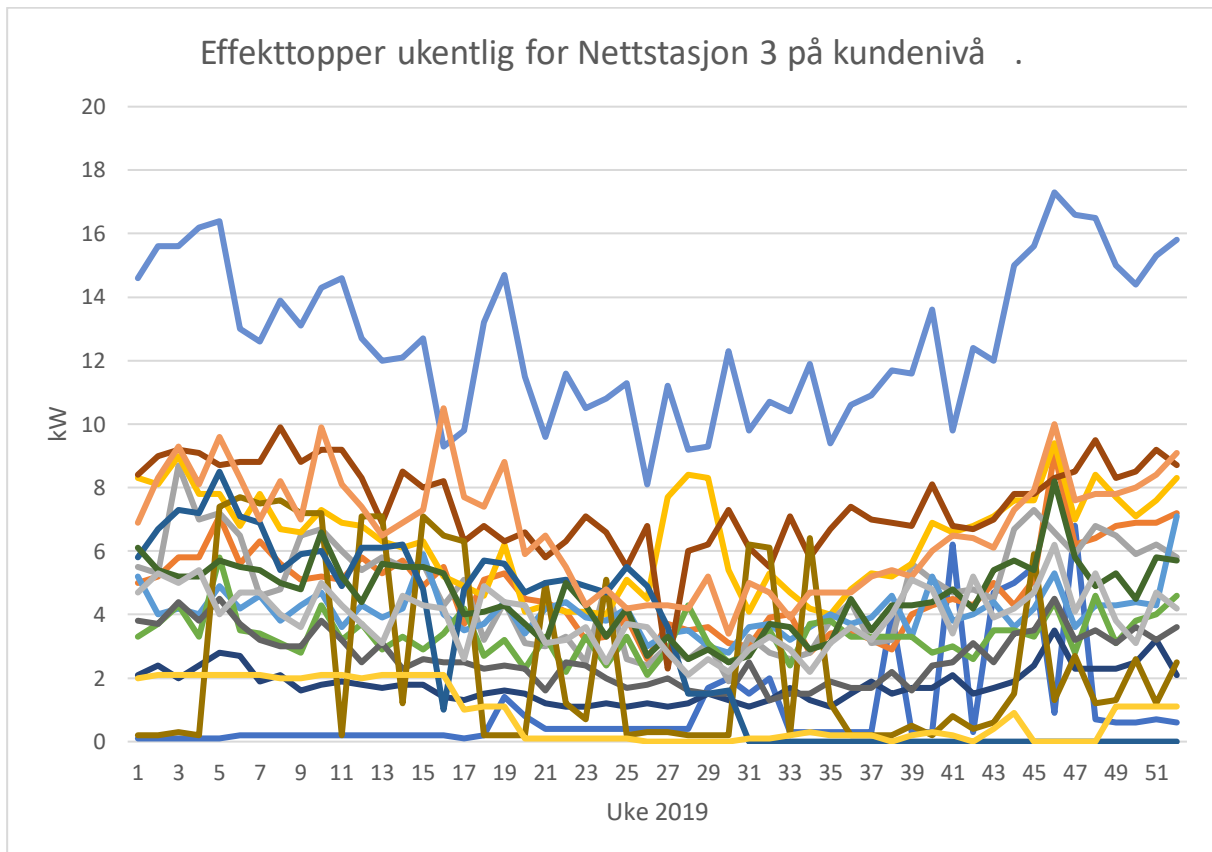
Figur 41: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 2

Figur 41 viser at de fleste nettkundene har like forbruk i forhold til effekttopper, men i ulike tidspunkter. Dette område har en type kundegruppe som er eneboliger. Området får to nye kunder etter halvåret. Det er målepunkt med gult farget som har ganske høyt forbruk gjennom

hele året. Dette punktet har sannsynligvis en helt annen forbruksmønster sammenlignet med de andre målepunkter. Total sett forbruksmønsteret er konstant i dette feltet.

Nettstasjon 3

Denne nettstasjonen forsyner totalt 16 kunder med eneboliger og noen hytter. Trafoen har en størrelse på 100 kVA. Nettet ble anlagt i 1965 og dette er et gammelt IT-nettsystem.



Figur 42: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 3

Forbruksmønsteret er ganske jevnt over hele året unntatt et målepunkt som har mye høyere enn de andre kundene. Dette punktet har mange høye toppen gjennom hele året, og disse toppene utfordrer kapasiteten i nettet stor sett. Denne kunden kan skape problemer for de nærliggende kundene. Når forbruket er så høyt i et punkt, kan det føre til andre punkter i nettet opplever dårlig spenningskvalitet.

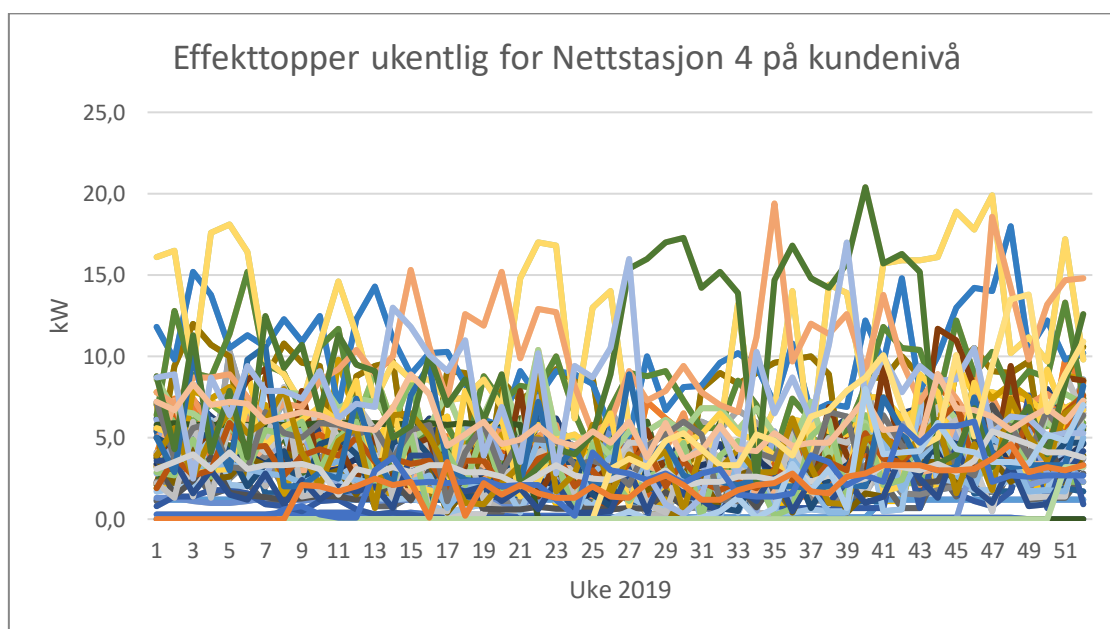
Nettet er en lufflinje som har to type kunde grupper: Eneboliger og hytter. Det er mange hytter som har veldig lite forbruk over det meste av året og noen bare frem til halvåret eller etter halvåret. Forbruksmønsteret på hyttene er både jevne og ujevne i mange tilfeller.

Nettkundene er ikke på hyttene ofte. Hvis det noen tar en hyttetur så er oppholde kortvarig. Derfor forventes det at toppene skal være ujevne gjennom året.

Det som skiller seg ut i dette feltet er at forbruket er høye og like på de fleste kundene har like forbruksmønster. Det viser ikke stor forskjell mellom kalde og varme dager.

Nettstasjon 4

Det som er typisk med dette område er at det er fritidsboliger med en type kundegruppe. I denne nettstasjonen blir det benyttet en trafo på 315 kVA, og det er et TN-nettsystem med 400 V spenningsnivå, og det ble bygget i 2007.



Figur 43: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS4

Figur 43 viser at forbruket i fritidsboliger er jevnt og like stort over hele året. Det vises ikke noe forskjell på vinter eller sommer dager. Dette antagelig ettersom har området vært under opphold hele tiden. Forbruksmønsteret i alle målepunkter har mye til felles i forhold til bruk av energi mengden.

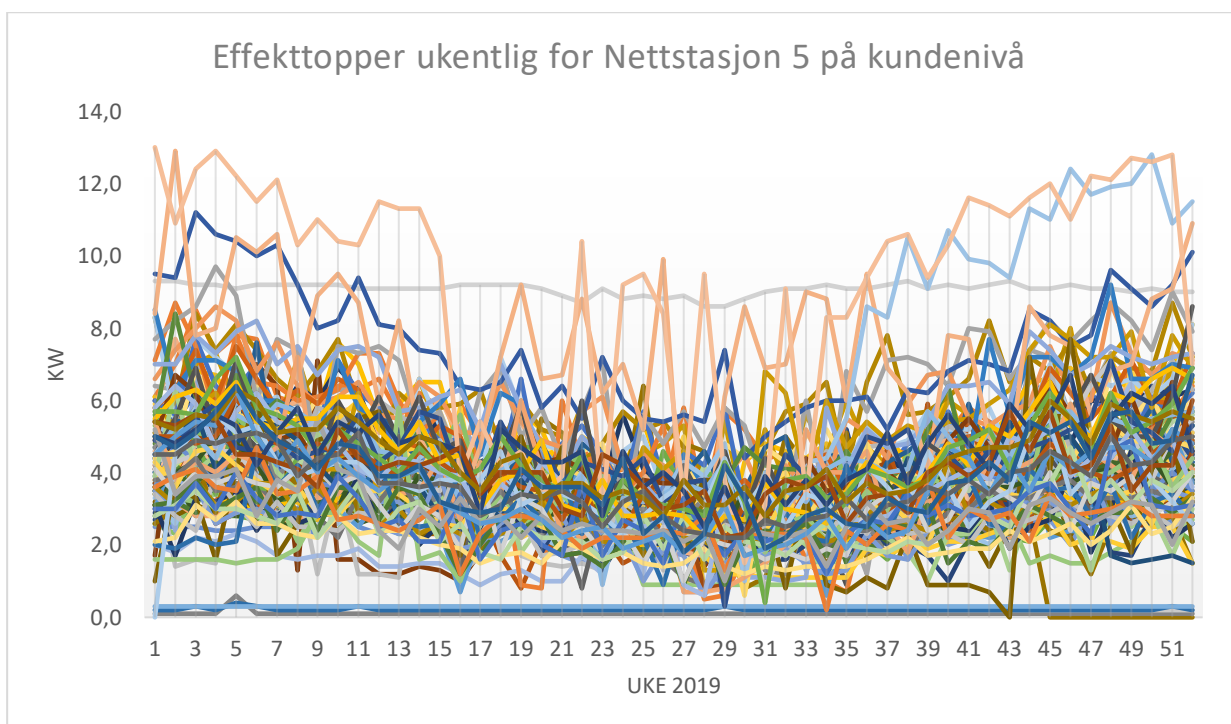
Denne nettstasjon har fleksible sluttbrukere sannsynligvis. Det er også flere punkter som har lite forbruk på starten av året. Illustrasjonen gir et overraskende bilde av effektuttaket på dette området hvor det var forventet at de største toppene skulle komme på vintertid. Forbruket i dette feltet er ikke helt som vanlig i forhold til andre tilsvarende kunde grupper. Figur ovenfor viser at effektuttaket varierer mye fra kunde til kunde og fra dag til dag. Toppene er mye høyere

enn forventet. Som et eksempel har en hytte maks time forbruk på ca. 21 kWh. Dette kan føre til at kapasiteten i nettet overbelastes og sikringer ryker. Disse utfordringene kommer ganske tydelig for leverandøren.

Nettstasjon 5

I dette området benyttes en transformatorfordeling på 800 kVA og det er et kabenett med IT-nettsystem. Denne transformatoren er ganske stor med tanke på kapasiteten og driftsegenskaper.

Denne nettstasjonen forsyner totalt 120 abonnenter som har to type kundegrupper: Eneboliger og leiligheter. En kan se forskjellen på forbruksmønsteret mellom disse gruppene som er eneboliger og leiligheter. Denne forskjellen kommer tydelig frem på figur 44 ved at leiligheter har lavere forbruksmønster enn eneboligene.



Figur 44: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS5

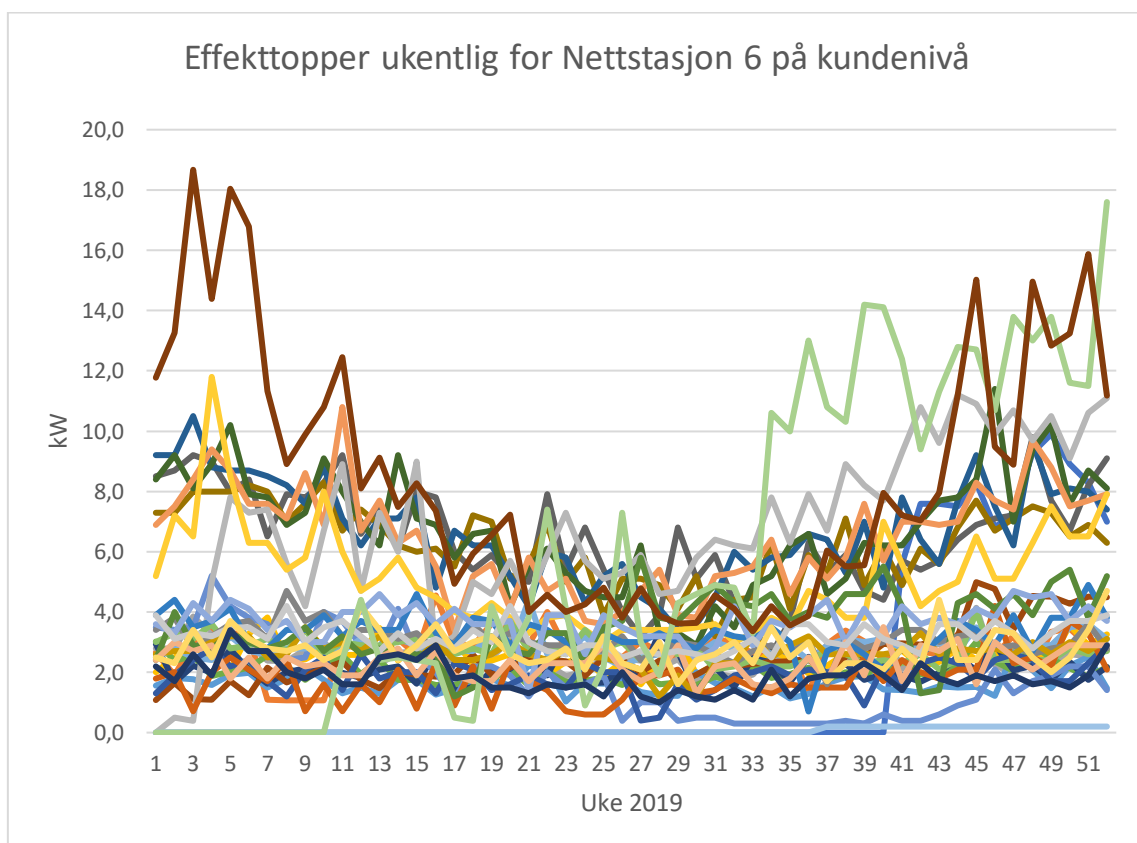
Illustrasjonen viser variasjoner til den enkelte forbruker gjennom året og maks toppene er store. Det gjennomsnittlige forbruket er ganske jevnt utover året. Det viser ikke så stor forskjell på effektuttaket på vinterdager og sommerdager. En ser tydelig at når det er flere

nettkunder i et felt så kommer forskjellen frem i stor grad, for at hver enkelt har ulike forbruk i ulike tidspunkter for deres behov.

Maks effektuttak kommer tydelig høyt i dette feltet, toppene i times forbruk er ganske store. Disse toppene er i time intervallet. Gjennomsnittet i time forbruket strekker seg opp til 15 kWh. Et slik forbruksmønster utfordrer nettkapasiteten blant annet hovedsikringene.

Nettstasjon 6

Nettstasjonen har en transformator på 315 kVA som forsynner 32 abonnenter med tre type kundegrupper: Eneboliger, rekkehus og leiligheter. Det er et TN-nettsystem med kabelnett og ble bygget i 2017. Trafoen på nettstasjon pleier å være stor nok for dette området som har et mindre kundeantall.



Figur 45: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 6

Det som blir illustrert på Figur 45 viser forskjellen på forbruksmønsteret i vinterdager i forhold til sommerdager mer detaljert. Forbruket blir delt i to felt. Det første feltet viser at

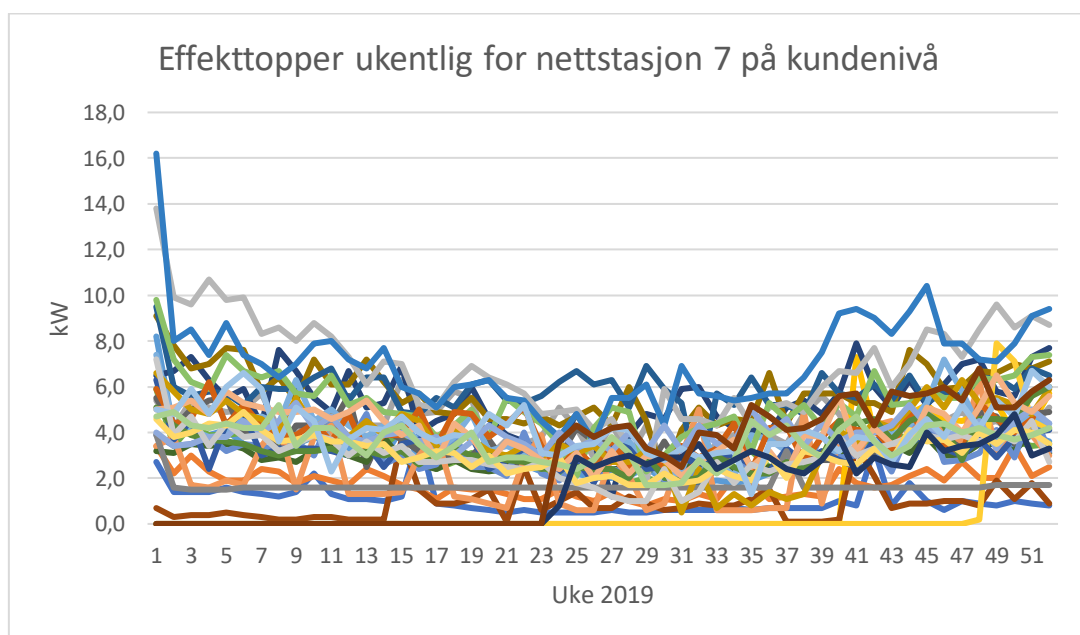
forbruket er helt konstant over hele året, og det andre feltet har et større forbruk og er ujevnt over året. Et målepunkt har ujevnt forbruk og det største toppen kommer opp til 19 kWh. I dette målepunkt er forbruketmønstret høyest i vinter dager. De største effekttoppene kommer i desember og februar, mens på sommeren er de mye lavere. Det viser også at leiligheter har mye jevnere og lavere forbruk.

Fra tidligere undersøkelser viser det seg at eneboliger har et større forbruk enn leiligheter. Det er fordi at eneboliger har større kapasitet og bruker en større energimengde til å varme opp. Figur ovenfor viser en tydelig ulike forbruksmønstre i disse tre boligtypene.

Nettstasjon 7

Det er en type kundegruppe i dette området. Området ble bygget ferdig i 2016. Denne nettstasjon forsyner totalt 34 kunder, og det er TN-nettsystem som et kabelnett.

Effektforbruket i dette området helt annerledes i forhold til de andre nettstasjonene. Det forventede forbruket er mye lavere i varme dager enn det er i kalde dager.



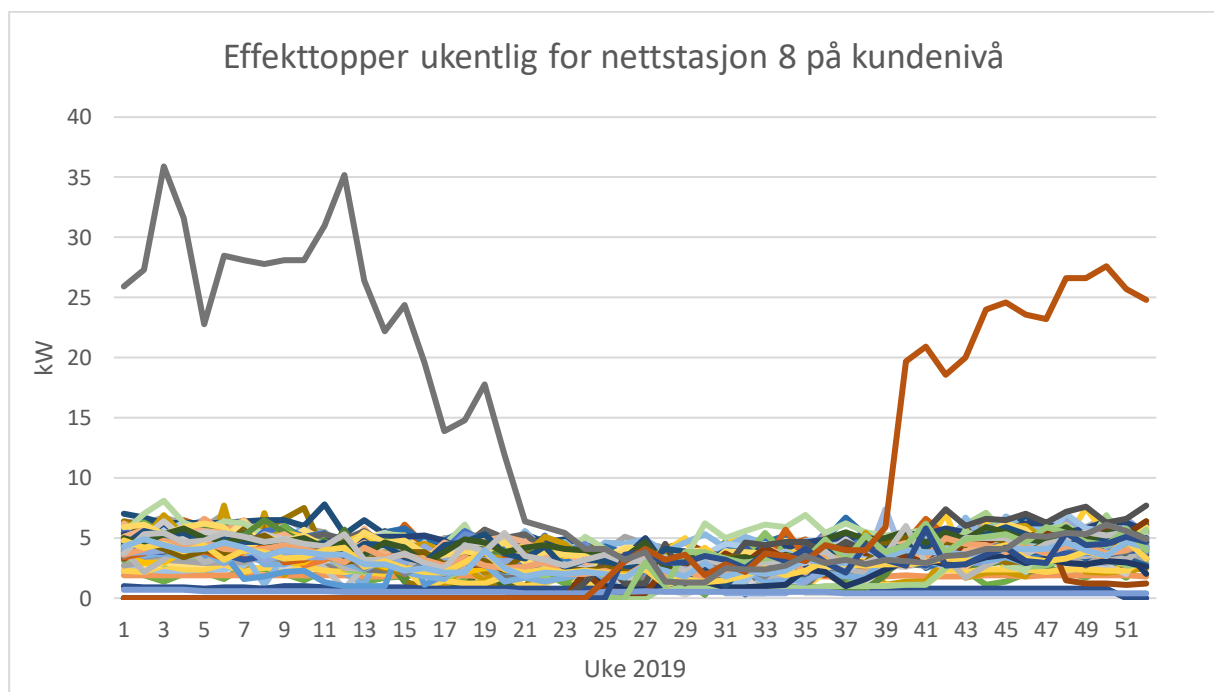
Figur 46: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 7

Det som er interessant med dette området er at på starten av året kommer det største forbruket, så jevner det seg ut. Nettet er helt nytt og med et høyere kvalitet og spenningsnivå som kan tas fra et TN-nettsystem, gjør det mulig at forbruket kan være mer fleksibelt. Forbruket er mye lavere og sikre i forhold til andre områder.

Nettstasjon 8

Dette området har to type kunde grupper som er rekkehus og leiligheter. Nettet er et kabelnett og bygget i 2013 med et IT-nettsystem. Det blir benyttet en stor transformator på 800 kVA nettstasjonen som forsyner hele 101 abonnenter.

Ifølge kretsen ble nettet bygget sentralt geografisk og flere av abonnentene ligger sammen og forsynes fra en felles samleskinne eller kabelskap som antagelig brukes i leiligheter. Nett med slike egenskaper har mange fordeler for energi leverandører. Det reduserer ekstra kostnader for dimensjonering av nytt anlegg. Effektuttaket blir vist i figur 47 på kundenivå for maksdager i ukentlig forbruk.



Figur 47: Maks effektforbruk på kundenivå i ukentlig for NS 8

Effektuttaket på denne nettstasjonen varierer ikke så mye på makstopper i forhold til andre nettstasjonene. Forbruket på rekkehusene og leilighetene har vist seg til å være lik over døgnet utover året. Det er ikke heller noe makstopper som kunne skille seg fra de andre abonnentene bortsett fra to målepunkter som fremstiller høyst forbruk i dette området. Det ene punktet har høyt uttak på starten av året, mens det andre punktet sannsynlig kan være en ny kunde som begynte å utnytte nettet etter halv året. Disse punktene skal være mulige sesong bedrifter eller butikker.

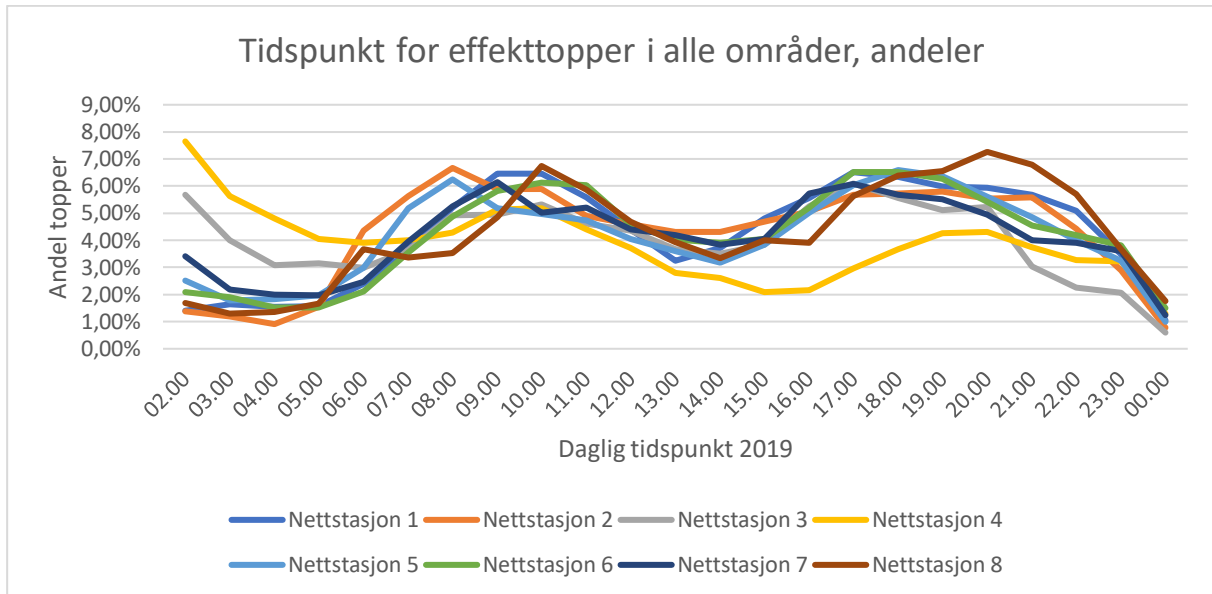
Maks toppene i disse punktene er høyest i dette feltet som indikerer at dette ikke er en vanlig kunde med tanke på times forbruket som er opp til 35 kWh. En vanlig kunde har totalt maksimalt forbruk i hele året fra 16 kWh til 25 kWh. Hvis det hadde vært en vanlig kunde, så hadde sikring rykt. For å kunne trekke så mye stor mengde energi i løpe av kort tid, trengs det en kabel som har et større tverrsnitt enn vanlig.

Figur 47 viser ikke noe forandring ut over året, det pleier å være lavere uttak på sommeren. Det gir en bedre illustrasjon på det at kundegruppene som rekkehus og leiligheter har like forbruk.

4.1.5 Når på døgnet treffer toppene

Effektuttaket på kundenivå varierer mye i forhold til makseffektuttak i tidsperspektiver. Det blir analysert at når strømmettet blir mest belastet i løpe av et døgn i de ulike nettstasjoner som har forskjellige kundegrupper. Forbruksmønsteret hos kundene og maks forbruk på et tidspunkt kommer til å være høyest i spesielle tider på døgnet.

Når på døgnet treffer toppene hos nettkundene blir vist i figur 48. Illustrasjonen viser når nettkunden har makstopper i løpe av et døgn og når de makstopkene forekommer i kretsene.



Figur 48: Lasteprofiler for andel effekttopper i alle nettstasjoner

Siden har nettstasjonene ulike kundegrupper som blir vist i tidligere kapittelet at leiligheter og boligblokk har ganske jevnere forbruk hele dagen. Dermed blir det vist andel topper som treffer samtidig på en periode i løpet av døgnet har ganske mye til felles. Det blir vist og så at toppene treffer på morgen tider, ettermiddager og spesielt på kveldstider. Dette viser effektflyen på strømmettet som foregår i løpet av et døgn i 2019.

Nettstasjon 4 forekommer det største toppene ca. kl.02:00 på natten. Det som er spesielt med dette feltet er at det er fritidsboliger. Og det er ofte folk er på hytte og ferie, men toppene er lavere på dagstiden. Nettstasjon 3 forekommer toppene på samme tidspunkt som nettstasjon 4 men det som er forskjell i dette feltet er at toppene er høyere på dagen og så. Disse to nettstasjonene har like kundegrupper så derfor er det relevant at toppene forekommer på samme tidspunkt.

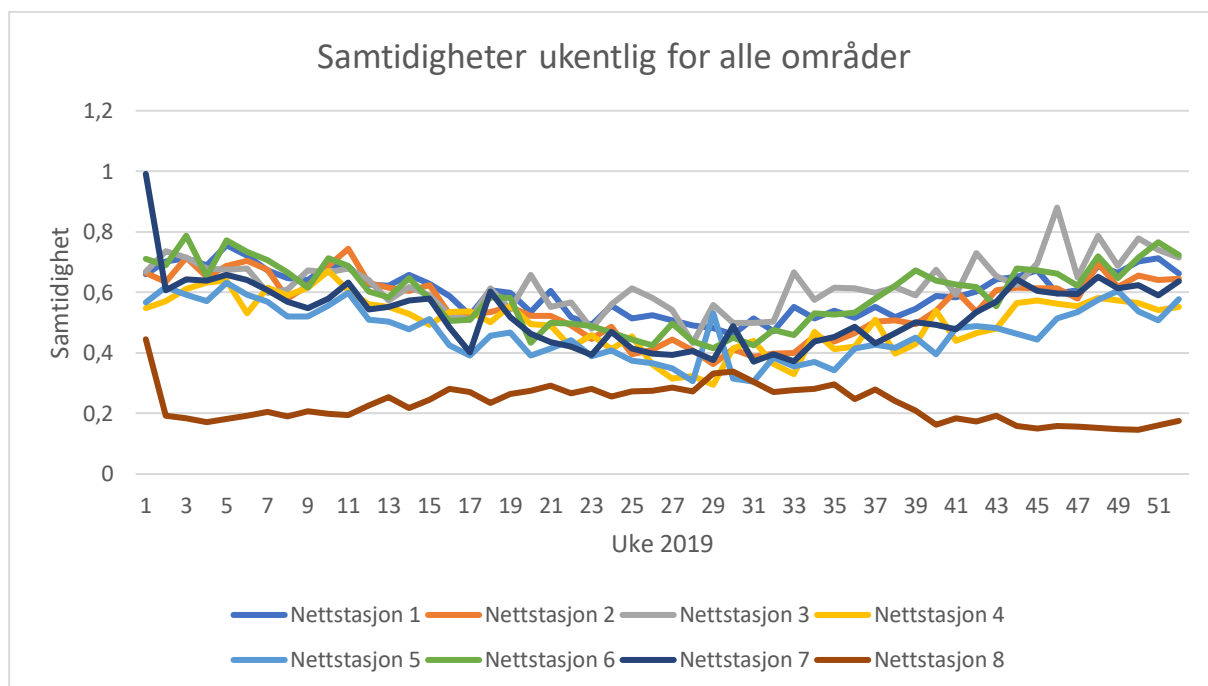
På de seks andre nettstasjonene forekommer toppene på like tidspunkter og nettstasjonene forsyner boligfeltet som innebærer eneboliger og leiligheter. Disse nettstasjonene er en type husholdninger som har høyt forbruk om kvelden og en topp om morgenen. I helgen kommer toppene i last om morgenen og senere enn i uke og forbruket er mer jevnt.

Som forventet toppene forekommer om morgenen og kveldstider stor sett. Nettet får dårligere kapasitet i dette tilfeller og det er enda vanskeligere å håndtere i gamle netter.

4.1.6 Samtidighetsfaktorer

Samtidighetsfaktorer basert på alle kunder i et nettområde, i forhold til nettstasjonen for området, er utregnet i forskjellige tidsperioder.

Her er en grafisk fremstilling for samtidighetene til hvert område, i månedsperspektiver. Dette gir en rask oversikt, uten for mange detaljer.



Figur 49: Samtidigheter for nettstasjoner ukentlig

Som forventet har de fleste kurvene en svak nedgang mot midten av året. Dette hovedsakelig for to grunner: Om vinteren er det kaldt for alle, så energiforbruk til oppvarming øker, på lik basis hos alle. Den andre grunnen er at på sommertid, er flere folk bortreist fra hjemmet sitt, som gjør forbruket ulik i forhold til de som fortsatt er hjemme.

En uvanlig høy samtidighet kan oppdages for nettstasjon 7 i begynnelsen av året. Årsak til dette har mest sannsynlig sammenheng med et strømbrudd. Etter kommunikasjon med oppdragsgiver, gir dette tilfellet samsvar med deres rapporter.

Nettstasjon 4, som i hovedsak består av fritidsboliger, er forventet å være lavere i samtidighet enn de andre områdene. Dette samsvarer med grafene, men ikke i noe betydelig grad.

Nettstasjon 8 har et utradisjonelt mønster. Dette kan komme midlertidige lastkilder tilkoblet nettet. Detaljert forklaring for mønsteret er utenfor prosjektets interesse område.

Her er en tabell med andre samtidigheter av interesse:

Tabell 3: Største, laveste Samtidigheter og brukstid på NS1-NS4

Område	Nettstasjon 1	Nettstasjon 2	Nettstasjon 3	Nettstasjon 4
Årsbasert samtidighet	0,654	0,584	0,667	0,387
Høyest samtidighet	0,861	0,808	0,899	0,853
Teoretisk samtidighet	0,393	0,251	0,330	0,258
Brukstid (t)	3492	3926	3153	3561

Tabell 4: Størst, laveste samtidigheter og brukstid for NS5-NS8

Område	Nettstasjon 5	Nettstasjon 6	Nettstasjon 7	Nettstasjon 8
Årsbasert samtidighet	0,515	0,584	0,786	0,395
Høyest samtidighet	0,902	0,962	0,9994	0,645
Teoretisk samtidighet	0,456	0,469	0,269	0,543
Brukstid (t)	4368	3405	3857	4025

Årsbasert samtidighet er det som blir oftest brukt for estimering av nettstasjoner. Dette delvis fordi det har krevd minst data for å finne frem til, men også fordi det vil se bort fra mindre hendelser i løpet av året.

Det som derimot vil ha mest å si for at nettstasjonen skal kunne håndtere effektbehovet, selv i korte tidsperioder, kan finnes i den største samtidigheten som er å finne, på tvers av tidsperspektiver.

Det viser seg at all de høyeste samtidighetene, er alle blant dagsbaserte samtidigheter.

Den høyeste oppdagede samtidigheten som blir oppdaget i nettstasjon 7, er veldig nære en verdi på 1. Dette henger sammen med det avklarte strømbruddet. Men sett i forhold til de

andre områdene, har nettstasjon 7 allikevel en uvanlig høy samtidighet. Denne årsbaserte samtidigheten vil være mindre påvirket av perioden med strømbrudd.

Teoretisk samtidighet er en separat type beregning. I stedet for å ta utgangspunkt i målte effekter, beregnes den i stedet ut ifra installert effekt-kapasitet til kunder og nettstasjon.

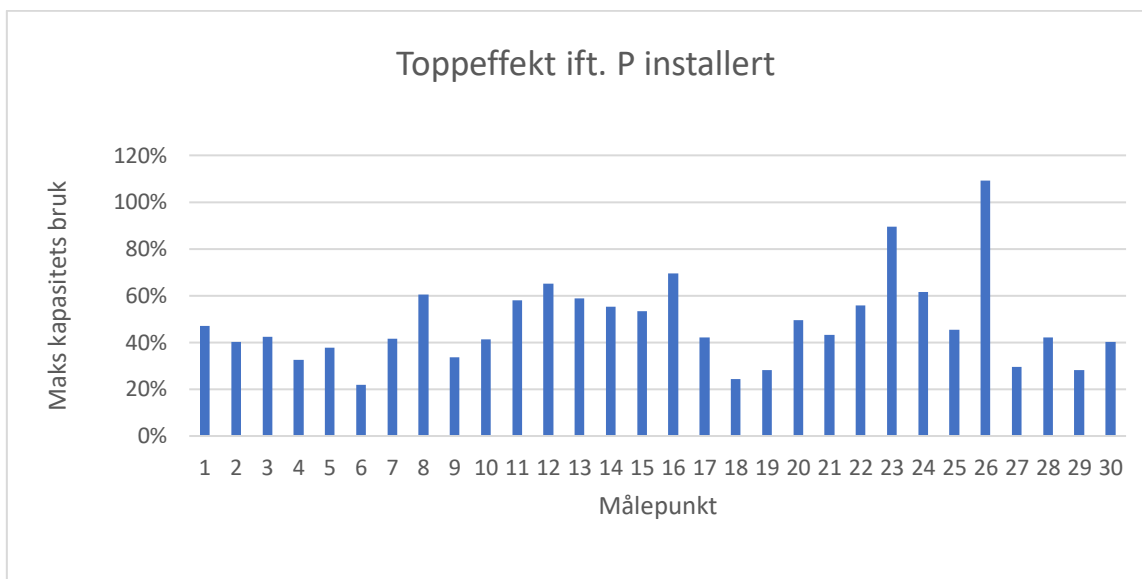
4.1.7 Sikringskapasitet

Belastningen på hovedsikringen i boliger og bygg varierer hver time under hele året. Med tanke på framtidens energibehov er det viktig at hovedsikringen er dimensjonert for å tåle de **strømbelastninger** som kan forekommer samtidig. I dette kapitlet vises maks kapasitets bruk hos de ulike nettstasjonene. Diagrammene for hver nettstasjon baseres på beregninger ut fra topp effekt under året 2019 hos hver kunde. Maks kapasitets bruk på hovedsikringen finnes ved å beregne kvoten mellom P maks og installert effekt, med hensyn til størrelsen på hovedsikringen og hvilken type nett det er.

Nettstasjon 1

Den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken ligger like under 50 %. Det er spesielt høyt i målepunkt 26 som har en overbelastning på hovedsikringen. Dette kan forklares med at abonnenten har en enfase kurs på 35 A. Det samme tilfellet er det for målepunkt 23.

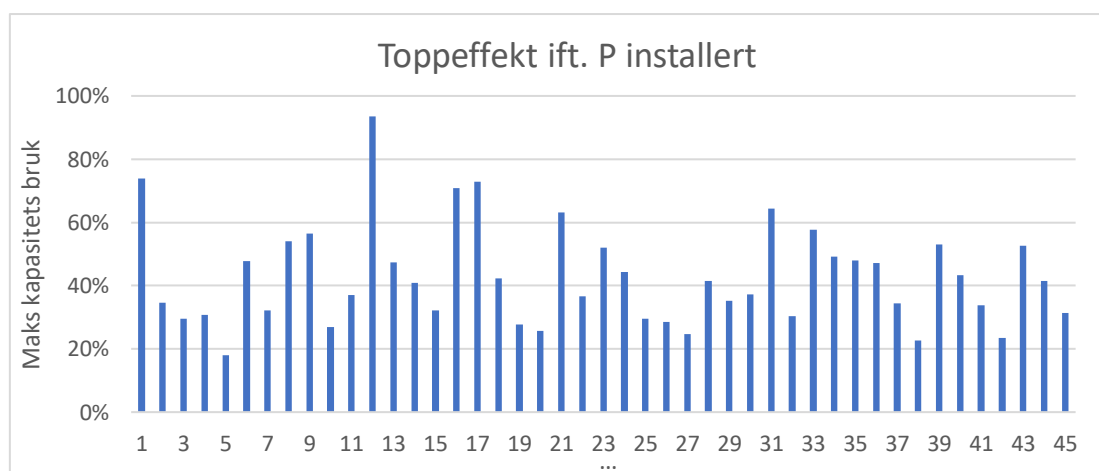
Målepunkt 8 som har den største topp effekten med 15,2 kW, har en 3 fase hovedsikring på 63 A og har en kapasitets bruk på ca. 60%. Figur 50 illustrerer maks kapasitetsbruk, utifra sikringsstørrelse for alle 30 kunder i dette område.



Figur 50: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 1.

Nettstasjon 2

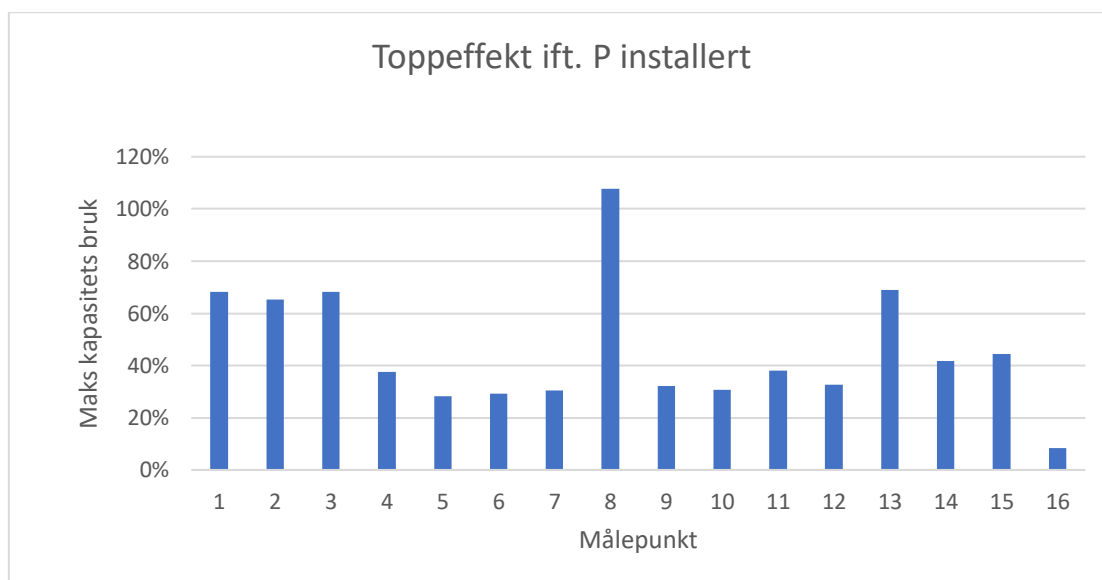
I denne nettstasjonen er det ingen overbelastninger av hovedsikringen. Målepunkt 12 har høyest maks kapasitets bruk på ca. 93% og denne abonnent har en enfase kurs med hovedsikring på 40 A. Abonnementen med den største toppeffekten over året med 15,8 kW i denne nettstasjon, er målepunkt 16 og har en hovedsikring på 56 A og trefase kurs. Den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken ligger på omtrent 42%. Figur 51 viser mer detaljert kapasitetsforbruk for alle 45 abonnenter.



Figur 51: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 2

Nettstasjon 3

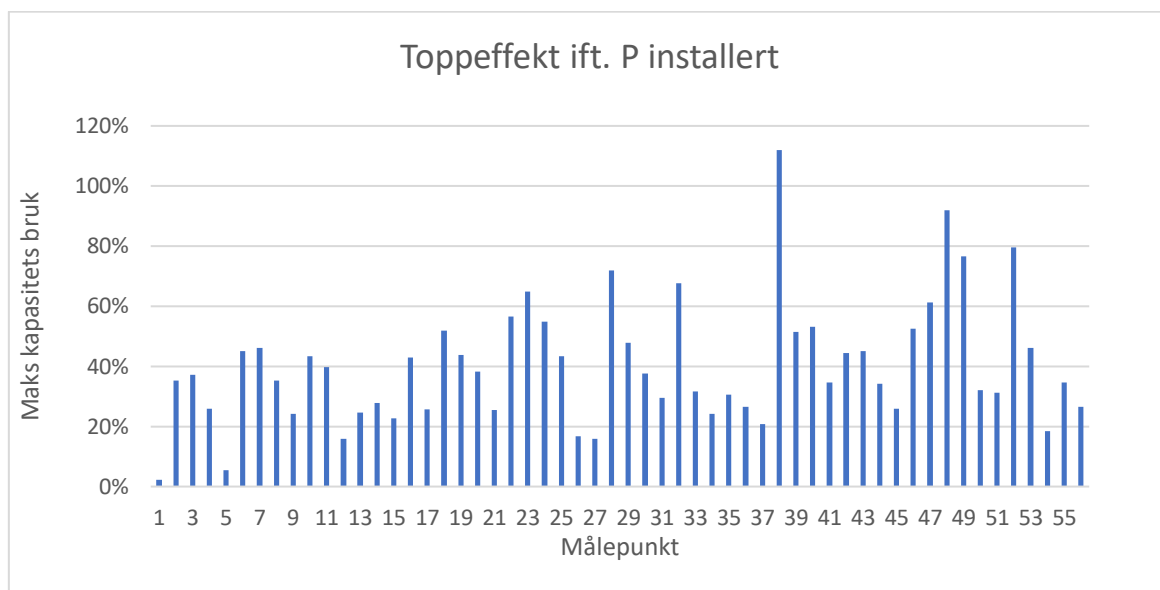
Det målepunktet som skiller seg ut her er målepunkt 8. Ved maks toppeffekt under året, er målepunktets hovedsikring overbelastet. Denne abonnenten har en enfase hovedsikring på 40 A. Den abonnent med den største effekttoppen under året, er målepunkt 13 med en toppeffekt på 17,3 kW, som tar ut nesten 70% av maks kapasitets bruk på hovedsikringen. Denne kunden har en tre-fase-hovedsikring på 63 A. Målepunkt 16 ligger veldig lavt, med 8 % av maksimalt bruk på sikringsstørrelsen. Forklaring til dette er veldig lavt forbruk på 2,1 kW og en bra kapasitet med en tre-fase-hovedsikring på 63A. For denne nettstasjonen er den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken på 45%. Detaljert informasjon vises under i figur 52.



Figur 52: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 3.

Nettstasjon 4

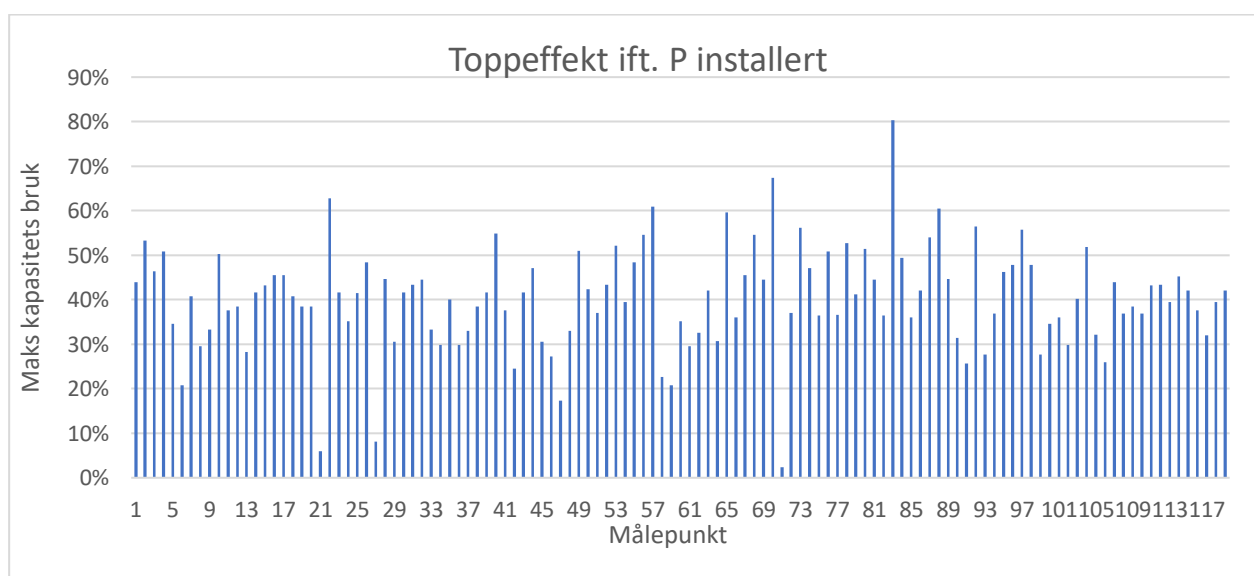
I dette området er den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken på 40%. Den abonnenten som skiller seg ut er i målepunkt 38 og har en maks kapasitetsbruk på 112 %, hvor hovedsikringen er overbelastet. Dette kan forklares med at kunden har en hovedsikring på bare 25 A og en toppeffekt på 19,4 kW. Dette kan sammenlignes med målepunkt 28, som har en høyere toppeffekt med 19,9 kW og en hovedsikring på 40 A, dermed en virkningsgrad på omtrent 70% på hovedsikringen. Figur 53 viser sikringskapasitet for nettstasjon 4.



Figur 53: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 4.

Nettstasjon 5

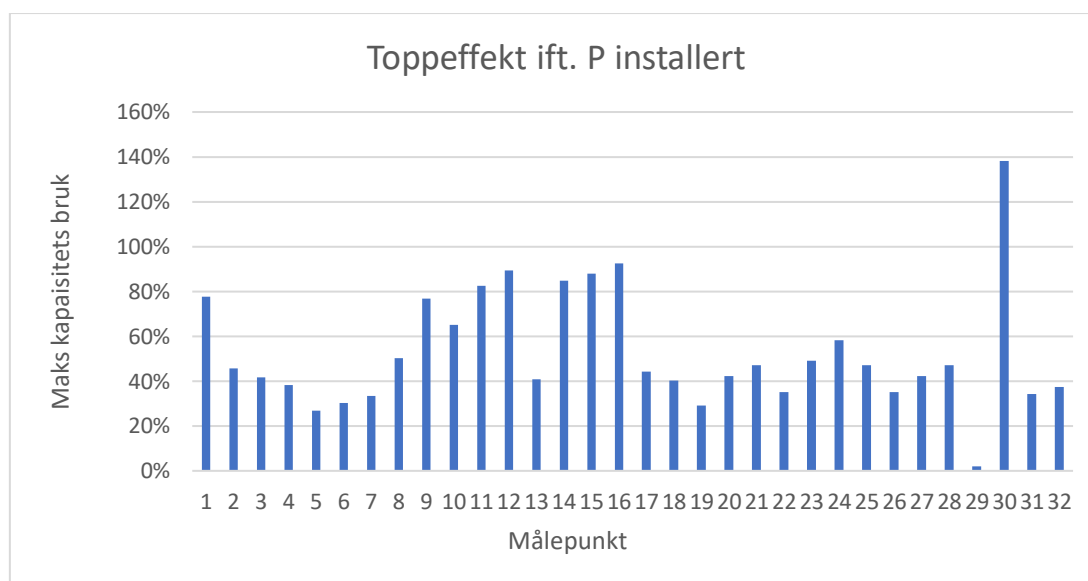
Denne nettstasjon forsyner totalt 119 abonnenter og den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken for dette område ligger på omtrent 40%. Det er ingen kunde som har overbelastet hovedsikringen ut ifra toppeffekt under året. Nettstasjonen har en kraftig fordelingstransformator på 800 kVA. Det er bare målepunkt 83, som har relativt høy maks kapasitets bruk på 80%, 3 fase hovedsikring på 40 A med en årlig effekttopp på 12, 8 kW. Figur 54 viser sikringskapasitet for nettstasjon 5.



Figur 54: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 5.

Nettstasjon 6

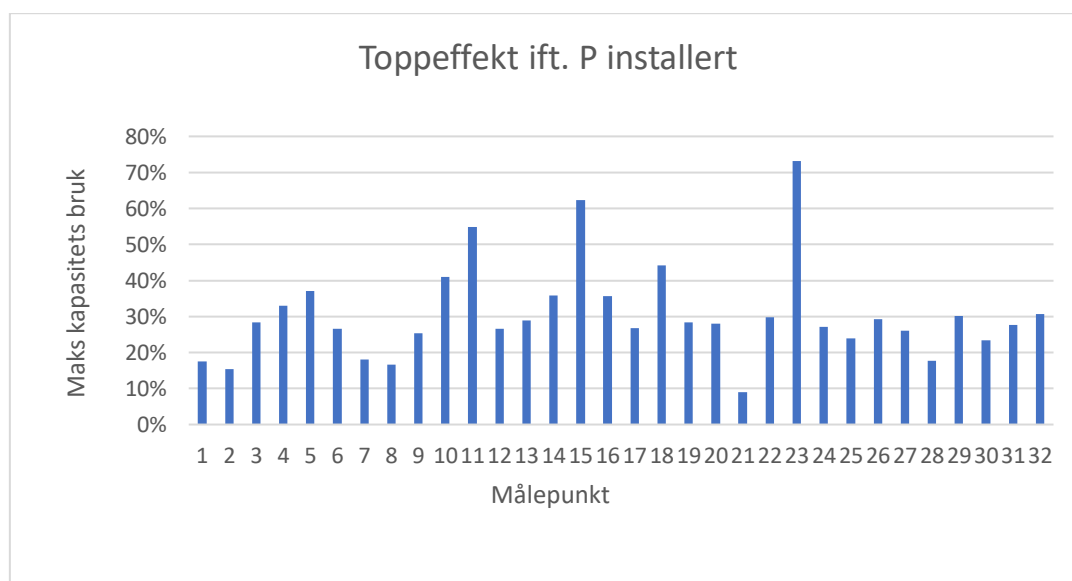
Det er to kunder som skiller seg ut, målepunkt 29 og 30. Abonnement 29 har en veldig lav maks kapasitets bruk på bare 2%, og dette kan forklares med en mye lav toppeffekt på 0,2 kW. Målepunkt 30 har en maks kapasitets bruk på nesten 140% og ved dette tilfellet med en toppeffekt på 17,6 kW under året, er hovedsikringen underdimensjonert. En forklaring kan være en høy toppeffekt i kombinasjon med en sikringsstørrelse på 32 A. I denne nettstasjonen er den gjennomsnittlige maks kapasitets bruken omtrent 52 %. Mer detaljert informasjon finnes i figur 55.



Figur 55: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 6

Nettstasjon 7

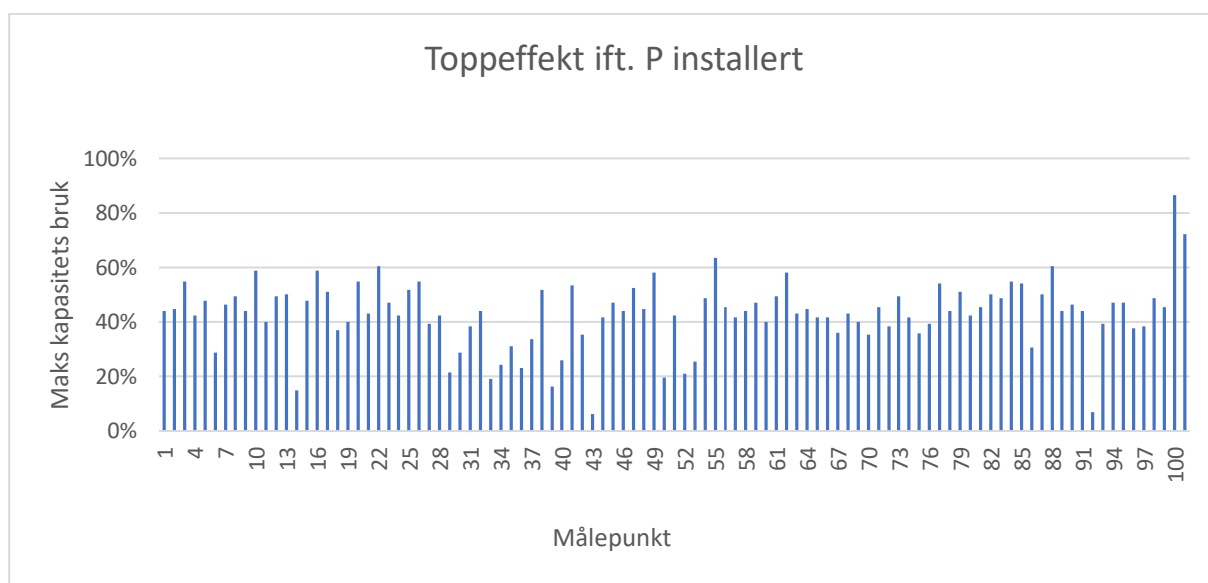
Nettstasjonen for dette område har en lav gjennomsnittlig maks kapasitetsforbruk på bare 30%. En abonnent ved målepunkt 23 skiller seg ut, med en maks kapasitetsbruk på 73% og en toppeffekt på 16,2 kW. Det er mye kapasitet tilgjengelig i nettet for nettstasjon 7 og dette forklares med 3 fase hovedsikringer og relativt lav toppeffekt under året for disse abonnentene. Figur 56 viser sikringskapasitet for dette område.



Figur 56: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 7.

Nettstasjon 8

I denne nettstasjon er det to målepunkter som skiller seg ut i sammenligning med de andre abonnentene. Målepunkt 100, med 86 % bruk av sikringskapasiteten og denne abonnent har en hovedsikring på 80 A og toppeffekt på 27,6 kW. Målepunkt 101 har en hovedsikring på 125 A og bruker 72 % av sikringskapasiteten med en toppeffekt på 35,9 kW. Gjennomsnittlig kapasitets bruk for denne nettstasjon er på omtrent 43%. Se figur 57 under.



Figur 57: Maks forbrukt ift. P-installert for nettstasjon 8

4.2 Fase 2 - Simulering

I denne delen av oppgaven blir det utført lastflytanalyser i NetBas med elbil ladere. Det er bestemt noen gitte tilfeller som er ønsket å simulere og analyseres, som følge av forbruk etter analyse av timesverdier fra 2019 i de utvalgte nettstasjoner. Det er bestemt at analysen skal foregå på den timen som har mest forbruk på transformatorens kretsen i 2019.

Lastflytanalysene inngår i flere scenarioer med økt prosentanslag i el-bil ladere hos de abonnentene, med økning i effektuttak som skal representere el-bil lading i tillegg til original lasten for hver enkelt time. Analysen utføres på abonnenter tilknyttet til to nettstasjoner av de åtte nettstasjonene.

Ifølge SSB undersøkelser så er det en av ti nordmenn har elbiler i dag. Økning i antall elbiler er eksponentielt i tiden fremover. Ifølge myndigheter og regjeringen skal det ikke selges fossilt brennstoff drevende personbiler i Norge etter 2025. Da vil en tro at om kort tid, skaffer halvparten av Norges befolkning seg elbiler. Derfor er det hensiktsmessig å utføre en lastflytanalyse i økt antall el-biler hos de abonnentene som sannsynlig får seg elbiler i tiden fremover.

The worst-case scenarios

The worst-case scenario beskriver de mest kritiske situasjoner i transformator-kretsen. Prinsippet med the worst case scenarioer er å utføre lastflytanalyser i gitte tilfeller: De mest kritiske tidspunkter hvor transformator kretsen er mest belastet. Et eksempel er å ta utgangspunkt på en ettermiddag hvor en abonnent lader elbil samtidig som at effektuttak er høyest i husstanden. Det innebærer at hvis det gitte tilfellet klarer å håndtere belastningen i transformator kretsen, og hos de abonnentene som får økning i effekt uttaket sitt, vil det klare å håndtere dette i mindre kritiske situasjoner også.

The worst case scenarioer vil også ta utgangspunkt i to separate tilfeller. Det ene inngår i en kald vinterdag når det gjelder belastning, mens den andre inngår på en produksjon i strømmettet på en sommerdag. Da vil det i tillegg vil det bli satt på produksjon hos abonnenter med solcelleanlegg. Integrasjon av solcelle på strømmettet kan skape utfordringer hos abonnenter i noen tilfeller.

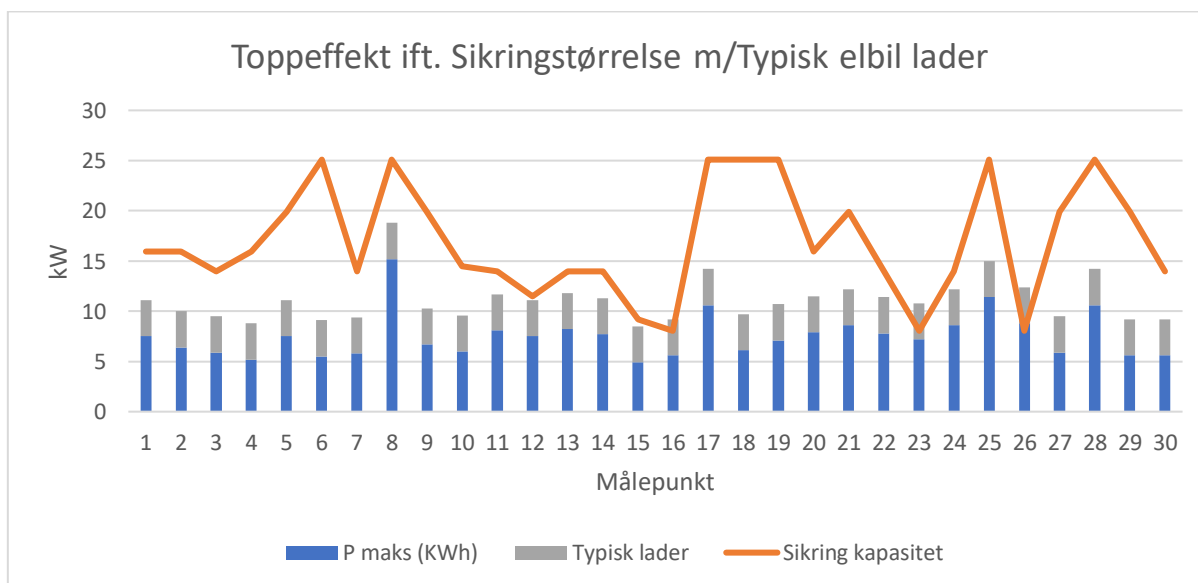
Analysen og simuleringen vil vise spenninger, strøm, effektflyt og belastning på ulike komponenter og seksjoner i nettet ut fra gitte scenarioer. I tillegg vil analysen ta utgangspunkt på fordelingstransformatoren under drift, ut fra de utførte scenarioene. Det blir nærmere sett på kortslutnings strømmer og virkningsgrad samt nettstasjonenes korreksjonsfaktorer.

4.2.1 Nettstasjon 1 – Elbiler teoretisk

For å danne et bilde av elbil last i nettet før simuleringer utføres, kan teoretiske beregninger utføres. Dette vil gi et grunnlag for blant annet størrelse på elbil lastene.

En typisk lader kan antas å operere med en effekt på 3,6kW. [36] Denne effekten kan samsvar med en 16 Ampere en-fase kurs i et 230V nett. Antatt at elbiler er laget eller innstilt til å lades på denne effekten, vil effekt forbruket være like høy i tre-fase kretser, eller andre høyere kurser. Når elbilene operer på denne måten, vil de påføre en like stor last, uavhengig av økning av kapasiteten.

Følgende figur viser effekttopper for all 30 knutepunkter i nettstasjon 1 i tidspunktet 30.1.2019 20:00, med en last tillegg lik 3,6kW. Dette vil demonstrere en elbil lader som er aktiv sammen med abonnementene eksisterende last. I tillegg viser en kurve maks kapasitet for de installerte sikringene på hvert målepunkt.



Figur 58: Økt effektuttak med elbiler i knutepunkter

Figuren viser at det er kapasitet for elbil ladere for de aller fleste målepunkter. Tre målepunkter som overstiger kapasitets kurven, punkt 16, 23 og 26, er samtidig de punktene som har lavest sikrings kapasitet. Dette kan inspiseres ut ifra kapasitets kurven. De tre punktene har kun en fase, og en hovedsikring på 35 A.

Foruten kapasitet for hver nettkunde, vil det også være nødvendig for nettstasjonens kapasitet å tolerere den økte lasten. Aggregert effekt for nettstasjonen 30.1.2019 20:00 var på 147,5 kW. Effekt økningen vil være lik den antatte lasten for en elbil, multiplisert med antall abonnemeter.

På grunn av krav om planlegging av elbil ladere [37] må ladning av elbiler estimeres med en samtidighetsfaktor på 1.

Total nettstasjons last: $Original\ nettstasjons\ last + (Effekt\ per\ elbil * Antall\ elbil\ laster * Samtidighetsfaktor) = 147,5 + (3,6 * 30 * 1,0) = 255,5kW$

Fra kilde data er det gitt at nettstasjonen har en spesifisert kapasitet på 200 kVA. Dette tilsvarer en last 200kW. Den totale nettstasjons lasten overstiger denne kapasiteten.

Kapasitets bruk av nettstasjon: $\frac{Total\ nettstasjons\ last}{Nettstasjon\ kapasitet} = \frac{255,5}{200} = 127,75\%$

Tilsvarende beregninger for nettstasjonens årlige samtidighetsfaktor, inkludert elbil ladere, vil øke samtidighetsfaktoren for området. Original årlig samtidighetsfaktor for området er på 0,654. Etter at lasten er ført inn i beregningene, blir samtidighetsfaktoren 0,766.

4.2.2 Nettstasjon 3

Denne nettstasjonen forsyner totalt 16 abonnenter med eneboliger og noen hytter. Nettet er et IT-system og det overliggende nettet NS1.H har et spenningsnivå på 11 kV. Tabell 5 viser parametere for overliggende nett.

Tabell 5: Oversikt over data for overliggende nett.

Overliggende nett	
Kortslutningsytelse S_k	22.440 MVA
Cos (ϕ)	0.743
Basisspenning høyspent	11,0 kV
Basisspenning lavspent	0,230 kV
Beregnet spenning i innmating	11.219 kV

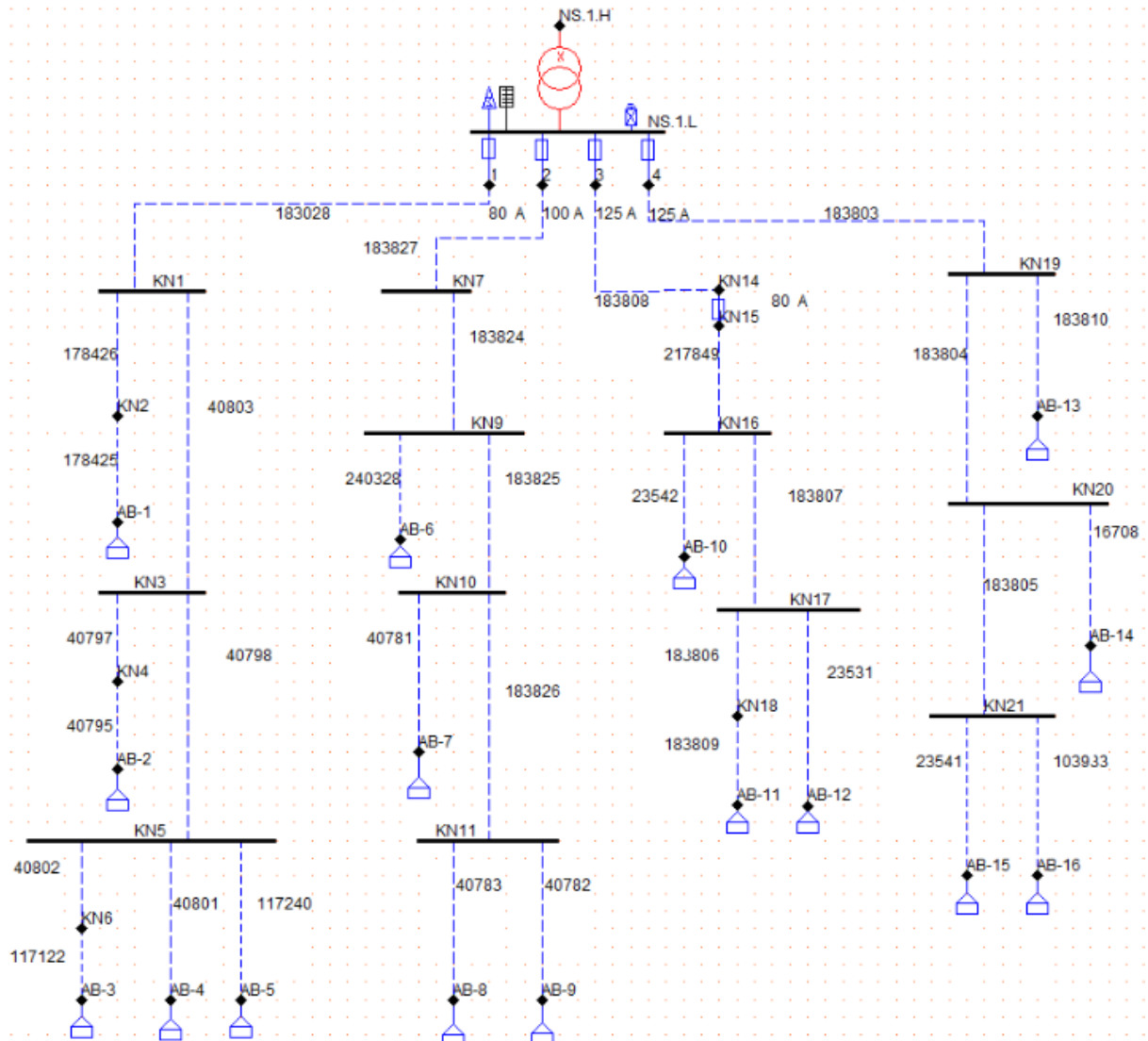
Fordelingstransformatoren har en innmatings spenning på 11,219 kV og en ytelse på 100 kVA. Transformatoren kan reguleres med en trinnkobler, med trinn på +/- 2,5%. Oversikt over data for fordelingstransformatoren presenteres i tabell 6.

Tabell 6: Oversikt over data for fordelingstransformator.

Fordelingstransformator	
Ytelse [kVA]	100
Type kobling	Yyn0
Primær spenning [kV]	11
Sekundær spenning [kV]	0,240
e_r [%]	1,34
e_z [%]	3,9
Tomgangstap [W]	299
Belastningstap [W]	1336
Trinninnstilling [kV]	11.275
Innstilt trinn [%]	+ 2,5
Regulering	+2x2.5 / -2x2.5

Kretsen er bygget opp med en fordelingstransformator tilkoblet samleskinne NS.1.L. Fra samleskinnen går nettet ut til 4 hovedkurser, med sikringsstørrelser ifølge tabell 4. Fra hovedkursene forsyntes abonnenter via knutepunkter. Abonentene AB-11 og AB-12, som

ligger lengst ifra fordelingsrafoen, har en ekstra sikring på 80 A, som skal slå ut før hovedsikringen på 125 A, ved et eventuelt strømavbrudd. Figur 59 viser enlinjeskjema for nettstasjon 3.



Figur 59: Enlinjeskjema for nettstasjon 3

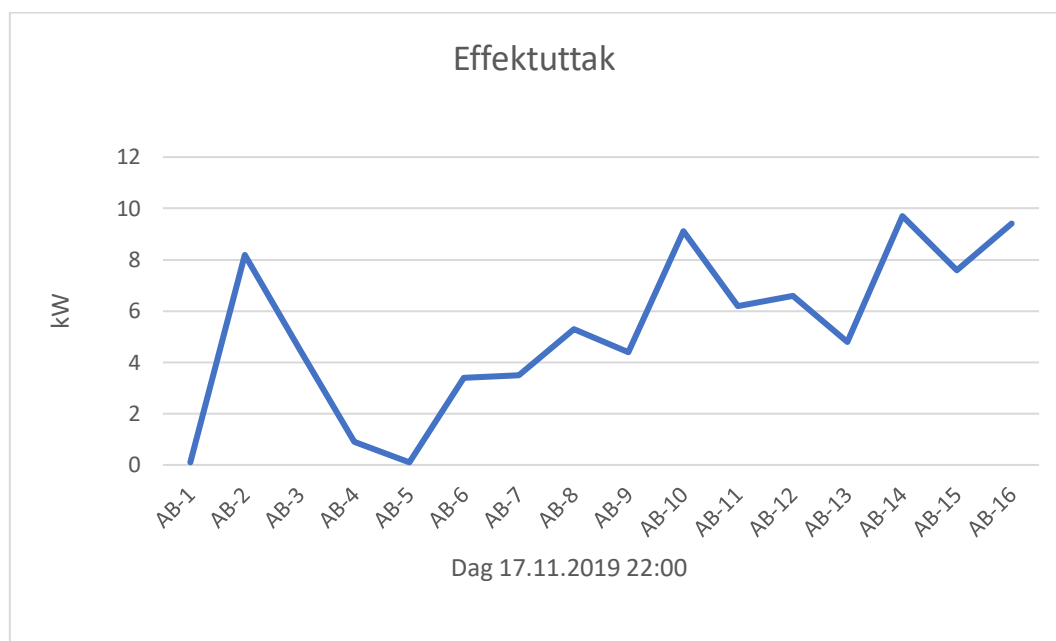
Hovedsikringene kobles parallelt fra samleskinne NS.1.L og dette medfører at tapene i kretsen blir mye lavere enn i seriekobling. Denne kretsen har variasjon på kabel størrelser og høyspenningslinjer.

Tabell 7: Oversikt over hovedsikringer for nettstasjon 3.

Sikringer	Type	Sikringsstørrelse
1	SIBA GL/GG	3X80 A
2	SIBA GL/GG	3X100 A
3	SIBA GL/GG	3X125 A
4	SIBA GL/GG	3x125A
KN14 – KN 15	SIBA GL/GG	3X80 A

Scenario 1

Transformatorkretsen hadde størst effekt uttak 17.11.2019 kl. 22:00. Den aggregerte summen for nettstasjon 3 var på 83,6 kWh. For det samme tidspunkt gjelder det aktuelle forbruket hos abonnentene, uansett om det er det høyest eller lavest forbruk hos abonnentene på akkurat den timen. Figur 60 viser det aktuelle effektuttaket hos de 16 abonnentene kl.22:00.



Figur 60: Effekt forbrukt i en time på knutepunkter

Figur 60 viser at de to abonnentene AB-1 og AB-5 har nesten ingen forbruk i denne timen. De abonnenter som har høyest forbruk er AB-2, AB-10 og AB-14.

I dette scenarioet er det vanlig forbruk hos abonnentene og ingen ekstra last har blitt lagt til for elbillading.

Det er viktig å se på hvordan fordelingstransformatoren i nettstasjonen håndterer de ulike scenariene. Figur 61 viser parameterne for nettstasjonen for dette scenarioet.

```

Datasett : NS-1-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-04-29 13:01:39.
-----

Oppsummering :
      kV      kW      kVAr
NS.1.H      11.219      :      91.672      25.687

Sum      produksjon      :      91.672      25.687
Sum spenningsuavh. last      :      83.800      21.002
Sum spennings-avh. last      :      0.000      0.000

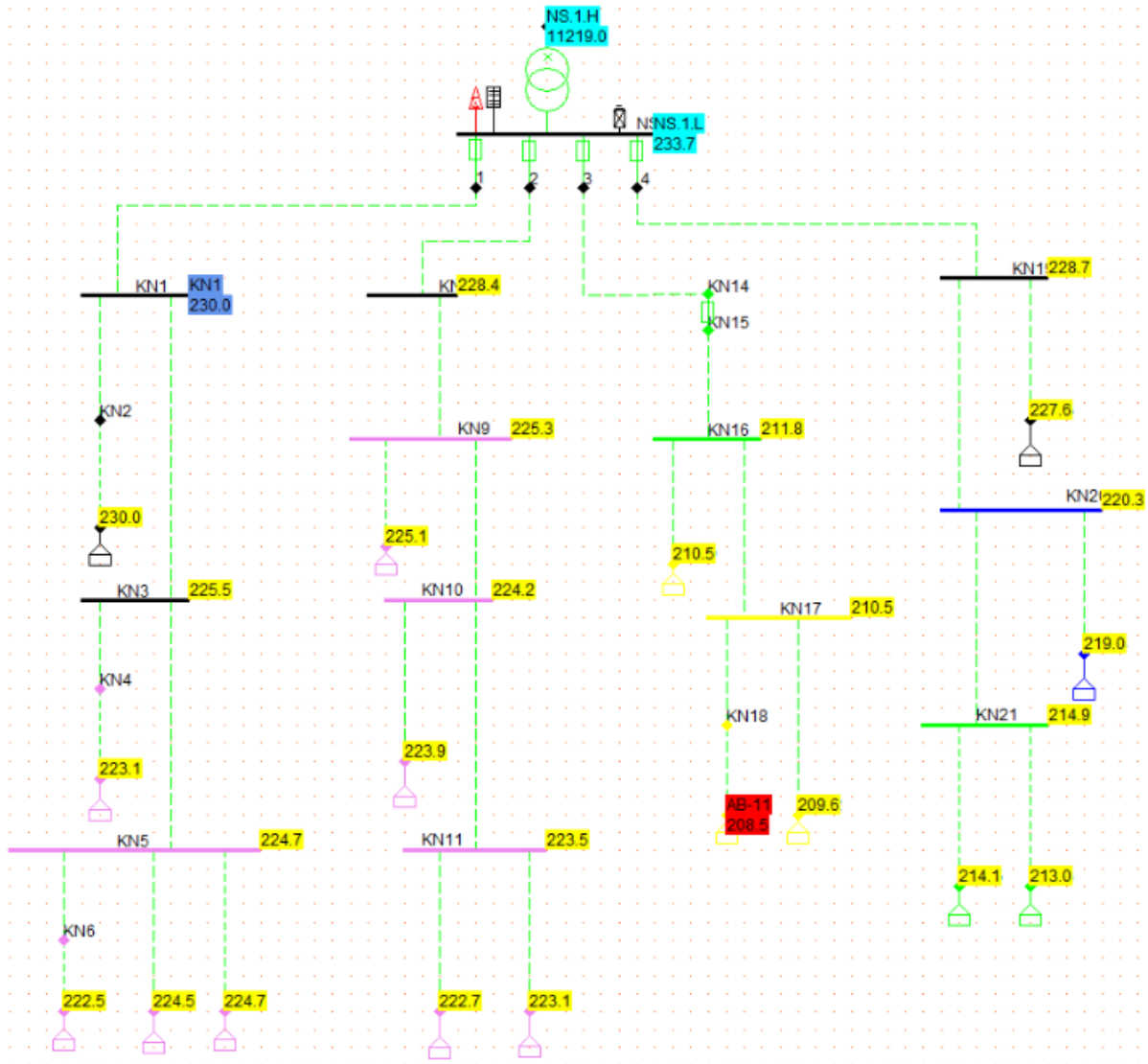
Sum tap i linjeseksj.      :      6.362      1.332
Sum tap i TF      :      1.510      3.353      0.283
Sum elektriske tap      :      7.872      4.685      0.283      (Tomgangstap)

Største spenningsfall
Spenningsfall referert basisspenning      : AB-11      :      9.36 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo      : AB-11      :      10.79 %
Marginale tap
Høyeste marginale tap lastpunkt      : AB-11      :      29.52 %
Største belastning
Sterkest belastet linje      : KN14      - KN15      :      77.72 %
Sterkest belastet TF      : NS.1.H      - NS.1.L      :      95.40 %

```

Figur 61: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 1.

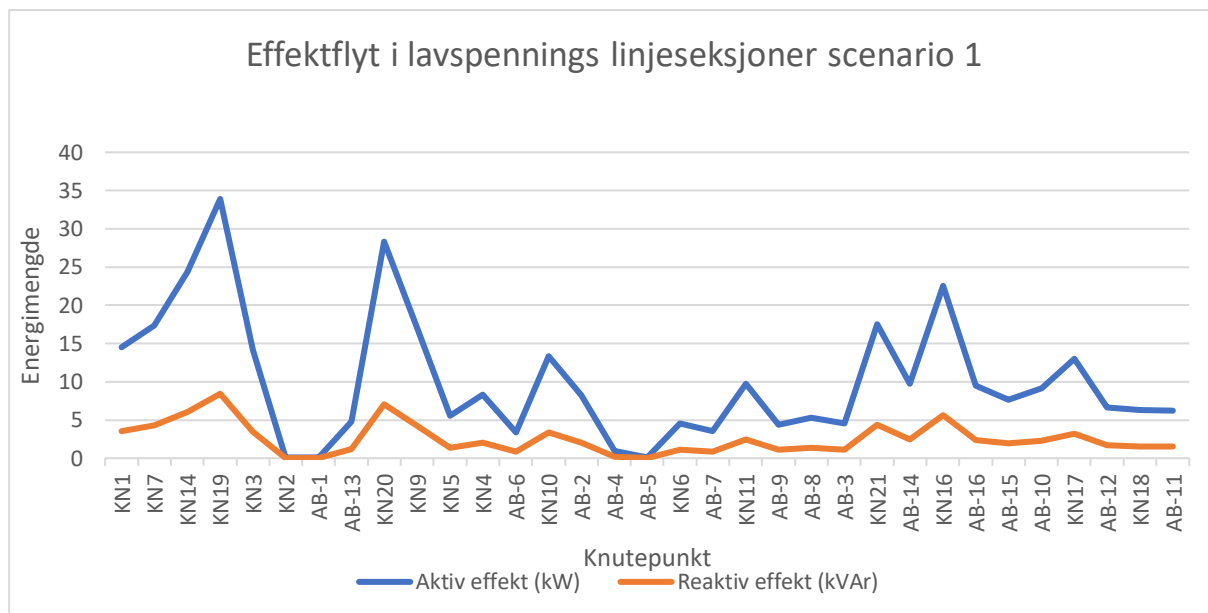
Denne oppsummering i figur 61, viser parameterne hos fordelingstransformatoren ved NS.1H. Summen av produsert effekt fra nettstasjonen viser at den aktive effekten er 91,7 kW og den reaktive effekten på 25,7 kVAr. Den abonnenten som har størst spenningsfall med 9,36 % referert til basisspenning er abonnent AB-11, og i forhold til trafoen 10,79 %. AB-11 har også høyest marginale tap i lastpunkt på 29,52%. Den sterkest belastede linjen er den mellom knutepunkt KN14-KN15. Her sitter også en sikring på 80 A. Denne linjen er på samme kurs som går til abonnent AB-11. Fordelingstransformatoren er belastet til 95,40 % mellom NS1.1.H og NS1.1.L. Spenningsnivåer for knutepunkter og hos de forskjellige abonnentene vises i figur 62.



Figur 62: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter scenario

Spenningsnivået fra fordelingstransformatoren på samleskinne NS.1.L ligger på 233,7 V. Forskrifter om leveringskvalitet på spenningsnivå tilsier at spenningen skal ligge på +/- 10% av hoved spenning. Alle knutepunkter ligger innenfor leveringskvalitet på spenningsnivå. Derimot har de abonnenter som er i forbindelse med hovedsikring 3 relativt lave spenningsnivåer, spesielt abonnent AB-11 med 208,5 V. Også AB-10 med 210,5 V og AB-12 med 209,6 V har lave spenningsnivåer.

Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for hvert knutepunkt i kretsen vises i figur 63. Analysen baseres på både den aktive og reaktive effekt som flyter i kretsen for dette tidspunktet.



Figur 63: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 1.

Denne analysen er utført med vanlig forbruk uten tillegg for elbil ladning. Figur 63 viser effektuttaket i 33 knutepunkter og det er spesifikt 2 knutepunkter som har stort forbruk, KN19 og KN20. Forklaringen til at disse to knutepunkter har høyt effektuttak er at de underliggende abonnentene til disse samleskinnene, er de med størst forbruk i det aktuelle tidspunktet. En observasjon er at kurvene med den aktive og reaktive effekten følger hverandre. Når den aktive effekten øker, så øker også den reaktive effekten. Den aktive effekten er omtrent fire ganger større enn den reaktive effekten.

Scenario 2

I dette scenarioet skal vi øke effektforbruket ved å legge til elbil ladning hos 4 abonnenter. Dette tilsvarer 25 % av alle abonnentene, og 3 av dem AB-2, AB-8 og AB-16 har en sikringsstørrelse på 63 A, og AB-11 har en sikringsstørrelse på 35 A. For elbillading legges det til en effekt på 3,6 kW, med en spenning på 230 V og 16 A ladere blir $230 \times 16 = 3,6 \text{ kW}$. Denne effekt for elbillading økes på det forbruket som abonnentene hadde kl. 22:00 17.11.2019.

Det er interessant å se på parameterne for fordelingstransformatoren i nettstasjonen i dette scenarioet med 4 abonnenter tilknyttet elbillader. Figur 64 viser parameterne for nettstasjonen for dette scenarioet.

```

Datasett : NS-1-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-04-29 14:28:50.
-----
Oppsummering :
      kV      kW      kVAr
NS.1.H      11.219      : 109.574      31.367

Sum      produksjon      : 109.574      31.367
Sum spenningsuavh. last      : 98.200      24.611
Sum spennings-avh. last      : 0.000      0.000

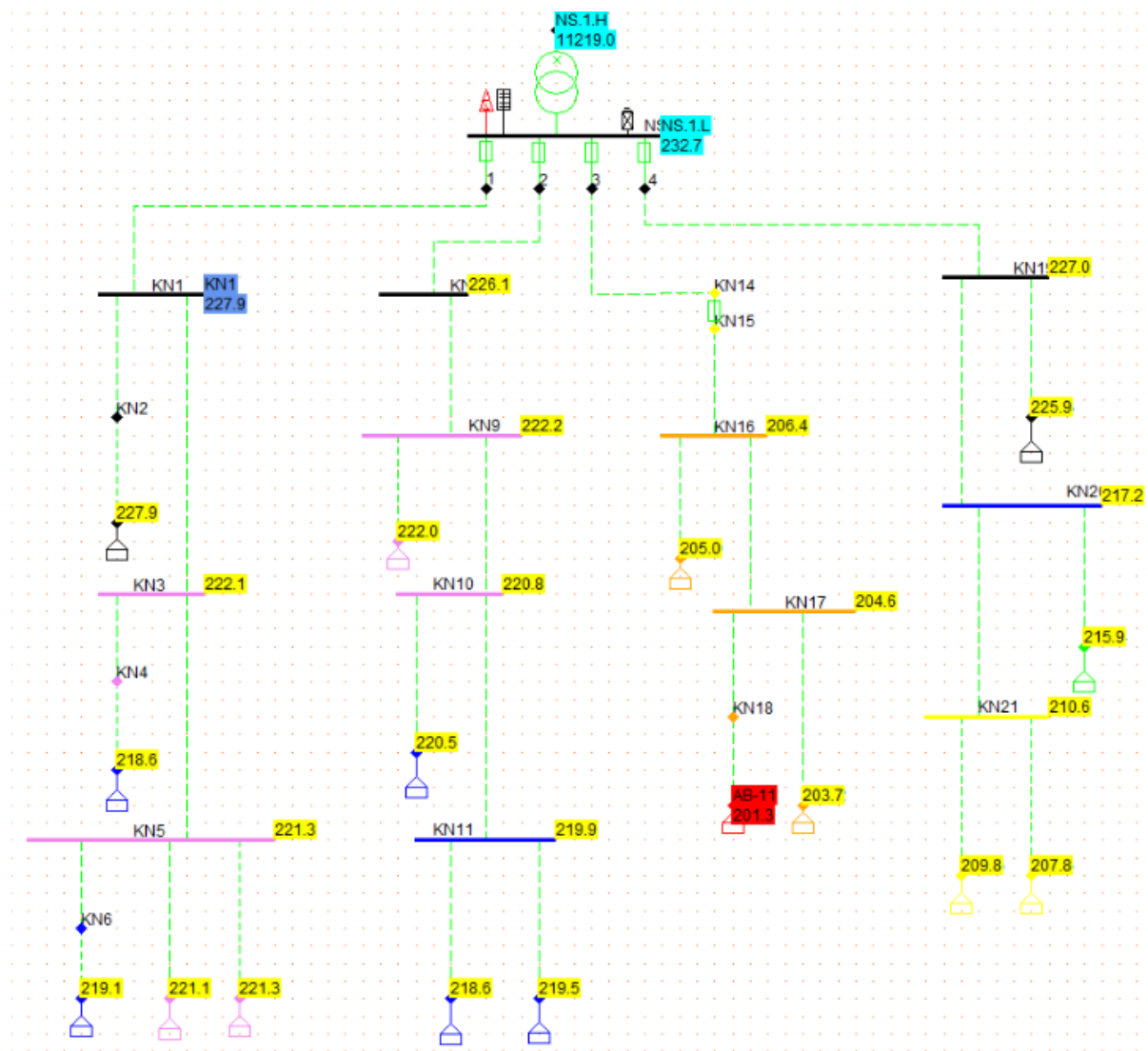
Sum tap i linjeseksj.      : 9.336      1.951
Sum tap i TF      : 2.039      4.805      0.281
Sum elektriske tap      : 11.375      6.756      0.281 (Tomgangstap)

Største spenningsfall
Spenningsfall referert basisspenning      : AB-11      : 12.46 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo      : AB-11      : 13.46 %
Marginale tap
Høyeste marginale tap lastpunkt      : AB-11      : 39.38 %
Største belastning
Sterkest belastet linje      : KN14      - KN15      : 93.34 %
Sterkest belastet TF      : NS.1.H      - NS.1.L      : 114.26 %

```

Figur 64: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 2.

Den sterkest belastede linjen er fortsatt KN-14 til KN15, den har økt fra en belastningsgrad på 77,72 % til 93,34 %. Det er også største spenningsfall på abonnent AB-11 og den har dessuten en elbillader med i lastflytberegningen. Det som utmerker seg hos abonnent AB-11 er at den ligger lengst ifra fordelingstransformator på hovedkurs 3 og har en hovedsikring på bare 35 A. Fordelingstransformatoren har en belastningsgrad på 114,26 % og er dermed overbelastet. Spenningsnivåer for knutepunkter og hos de forskjellige abonnentene vises i figur 65.



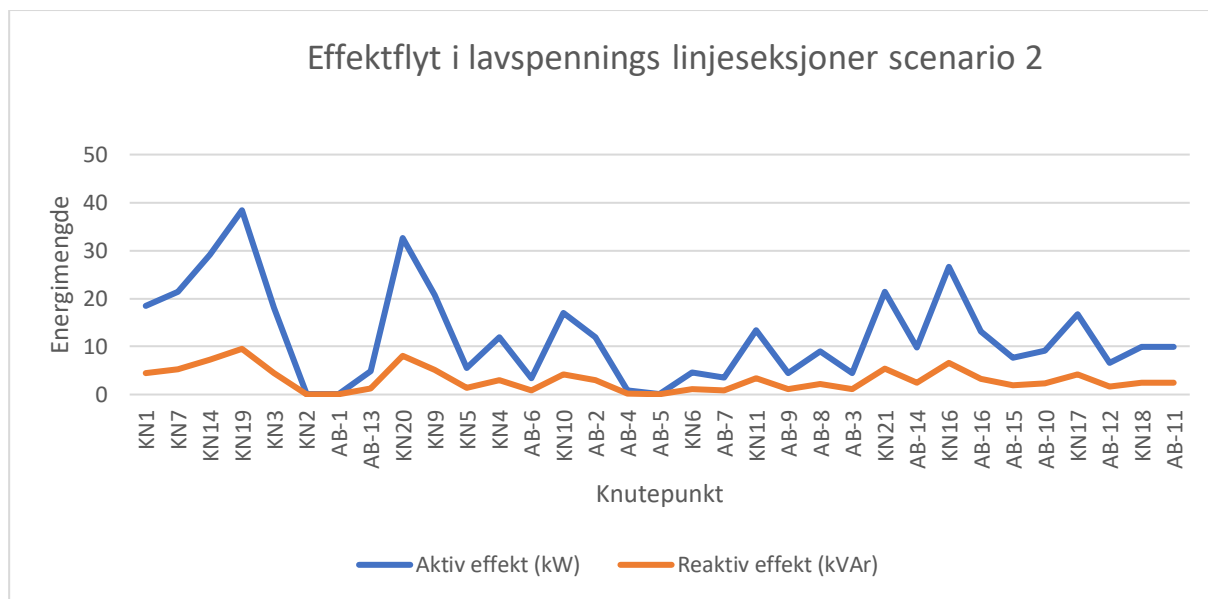
Figur 65: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter.

Spenningen fra fordelingstransformatoren på samleskinne NS.1.L ligger på 232,7 V. Det to knutepunktene KN16 med spenning på 206,4 V og KN17 med 204,6 V oppfyller ikke kravene for spenningskvalitet på +/- 10% av hoved spenning, i dette tilfellet 230 V. De abonnentene som har størst spenningsfall er AB-10 med 205,0 V, AB-12 med 203,7 V og AB-11 med 201,3 V.

For de fire abonnentene hvor det ble lagt på last for elbil ladere, ble det godkjent spenningsnivå for abonnent AB-2 og AB-8 med 218,6 V. AB-16 med 207,8 V ligger litt for lavt. Den abonnent som ikke klarer dette scenario er AB-11 med et spenningsnivå på bare 201,3 V. Derimot om vi ser på effektilyt i lavspennings linjeseksjoner er den største

belastningsgraden på 45%, mellom hovedkurs 4 og KN19. Dette tilsier at kabler er dimensjonert for å klare denne belastning.

Figur 66 viser effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for hvert knutepunkt i kretsen. I denne analysen er det med tillegg for elbil lader til 4 abonnenter.



Figur 66: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 2.

I denne effektflyt analysen er kurvene relativt like i sammenligning med det første scenariet. Forskjellen er at effektnivåene er større for de samme knutepunktene, ettersom forbruk for elbillading tilkommer. Det har blitt en økning av strømmer og belastningsgrader i kabler, men tverrsnitt på kabler er dimensjonert for å klare denne effekt økningen. Tabell for linjer, kabeltverrsnitt og strømmer finnes i mer detaljert data i vedlegg for nettstasjon 3, fase 2.

Scenario 3

I denne lastflytsanalysen er det et scenario der forbruk for elbil ladning legges til for alle abonnenter i denne kretsen, samme tidspunkt og dato som i tidligere scenarier, 17.11.2019 kl. 22:00. Alle kunder får et økt effektforbruk på 3,6 kW for elbil ladning og med totalt inklusive ordinær forbruk blir det en økt lasteffekt med 141,4 kW på nettstasjonen.

I dette scenarioet er det interessant å se på hvordan parameterne for fordelingstransformatoren er. Dette vises i figur 67.

```

Datasett : NS-1-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-04-29 14:38:50.
-----

Oppsummering :
      kV      kW      kVAr
NS.1.H      11.219      : 164.670      50.302

Sum      produksjon      : 164.670      50.302
Sum spenningsuavh. last      : 141.400      35.438
Sum spennings-avh. last      : 0.000      0.000

Sum tap i linjeseksj.      : 18.985      3.897
Sum tap i TF      : 4.286      10.967      0.273
Sum elektriske tap      : 23.270      14.863      0.273      (Tomgangstap)

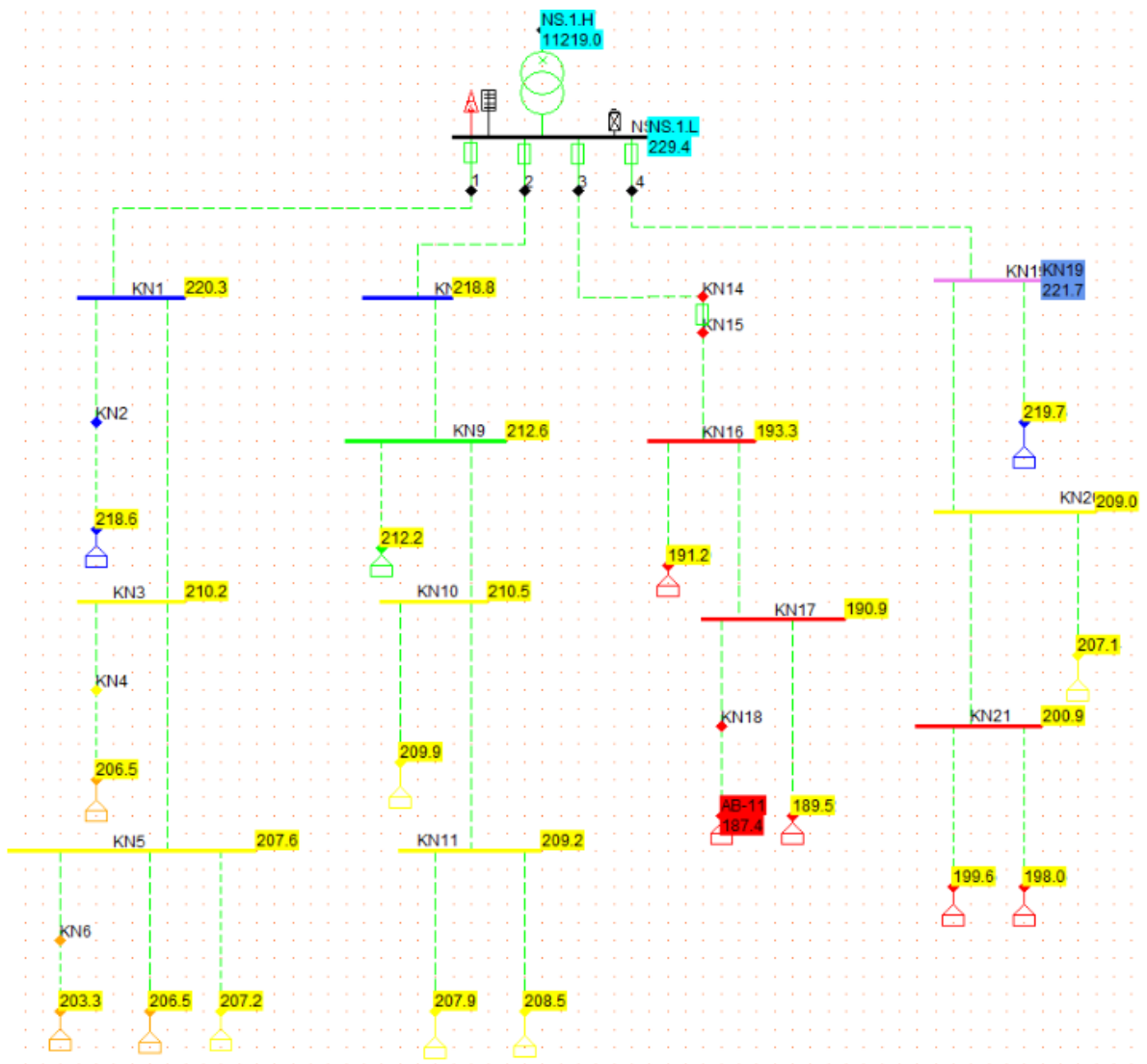
Største spenningsfall
Spenningsfall referert basisspenning      : AB-11      : 18.51 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo      : AB-11      : 18.30 %
Marginale tap
Høyeste marginale tap lastpunkt      : AB-11      : 63.21 %
Største belastning
Sterkest belastet linje      : KN14      - KN15      : 128.36 %
Sterkest belastet TF      : NS.1.H      - NS.1.L      : 172.76 %

```

Figur 67: Oppsummering av fordelingstransformator ved scenario 3.

Summen av produsert effekt fra nettstasjonen viser at den aktive effekten er i dette tilfellet 164,7 kW og den reaktive effekten på 50,3 kVA. I første scenario var det tilsvarende 91,7 kW og 25,7 kVA. Den abonnenten som har størst spenningsfall i forhold til basisspenning er AB-11 og det er på 18,3 % og nesten dobbelt så mye som i første scenario 9,36 %. I dette tilfellet er linjen mellom knutepunkt KN14 og KN 15 overbelastet med en belastningsgrad på 128,36 %. Det er mye interessant i dette scenarioet for å konstatere at fordelingstransformatoren er overbelastet, som reflekteres med en belastningsgrad på 172,7 %.

De aktuelle spenningsnivåene for knutepunkter og abonnenter for dette scenario, vises i figur 68.



Figur 68: Spenningsnivåer for knutepunkter og abonnenter

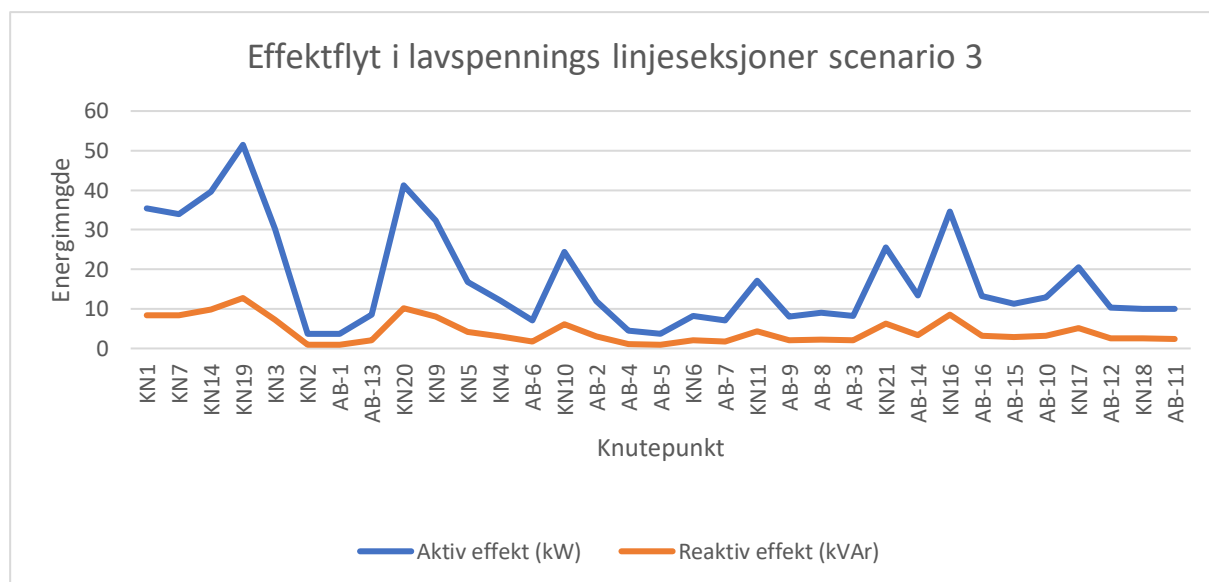
I dette scenarioet illustreres at forskrifter om leveringskvalitet på spenningsnivåer ikke lenger oppfyller kravene med den aktuelle belastning for abonnentene, når alle har elbil ladere. Spenningsnivået fra fordelingstransformatoren på samleskinne NS.1.L ligger på 229,4 V. De knutepunkter som har kritisk lave spenningsnivåer er KN16 på 193,3V, KN 17 på 190,9 V, KN 14 på 200,4 V og KN 15 på 200,3 V. Alle disse knutepunkter ligger sammen på kurs 3 fra fordelingstransformatoren. Et annen knutepunkt som også er for lav er KN21 med 200,9 V. Alle disse knutepunkter er merket med rødt i figur 68 ovenfor. Det er mange abonnenter her som ikke oppfyller spenningsnivået ut ifra leveringskvalitet. Alle abonnenter ut ifra hovedkurs 3 fra NS.1.L har spenningsnivåer under 200 V, og spesielt lave er abonnent AB-11 med 187,4 V og AB-12 med 189,5 V.

Oppsummering på lastflyten viser at summen av last i nettet er, aktiv effekt 141,4 kW og reaktiv effekt 35,4 kVAr. Den totale summen av tap i nettet er 23,3 kW og tilsvarer 16,46 %.

En interessant observasjon er at størst belastningsgrad hos kabler er på 65 % mellom hovedkurs 1 og knutepunkt KN1. Laveste kortslutningsstrøm er 2-polt i knutepunkt AB-11 og er på 286 A. Høyeste kortslutningsstrøm er 3-polt i knutepunkt NS.1.L. Samleskinne ut ifra fordelingstransformatoren og knutepunktet er på 5134 A. Disse kortslutningsstrømmene har samme verdier i alle 3 scenarier.

Konklusjonen i scenario 3 blir at fordelingstransformatoren i nettstasjonen bør byttes ut og oppgraderes til en fordelingstransformator med bedre kapasitet, og må gjøre nye beregninger på størrelse av hovedsikringer ut fra samleskinnene på fordelingstransformatoren. Det bør også beregnes at kabler er dimensjonert for å klare merkeytelsen hos den nye fordelingstransformatoren.

Effektflyt for dette scenarioet viser aktiv og reaktiv effekt, når alle abonnenter i kretsen har elbil lader installert på hovedsikringen til eneboliger eller hytter i dette område. Figur 69 viser effektflyt i knutepunktene for dette tilfellet.



Figur 69: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner for scenario 3.

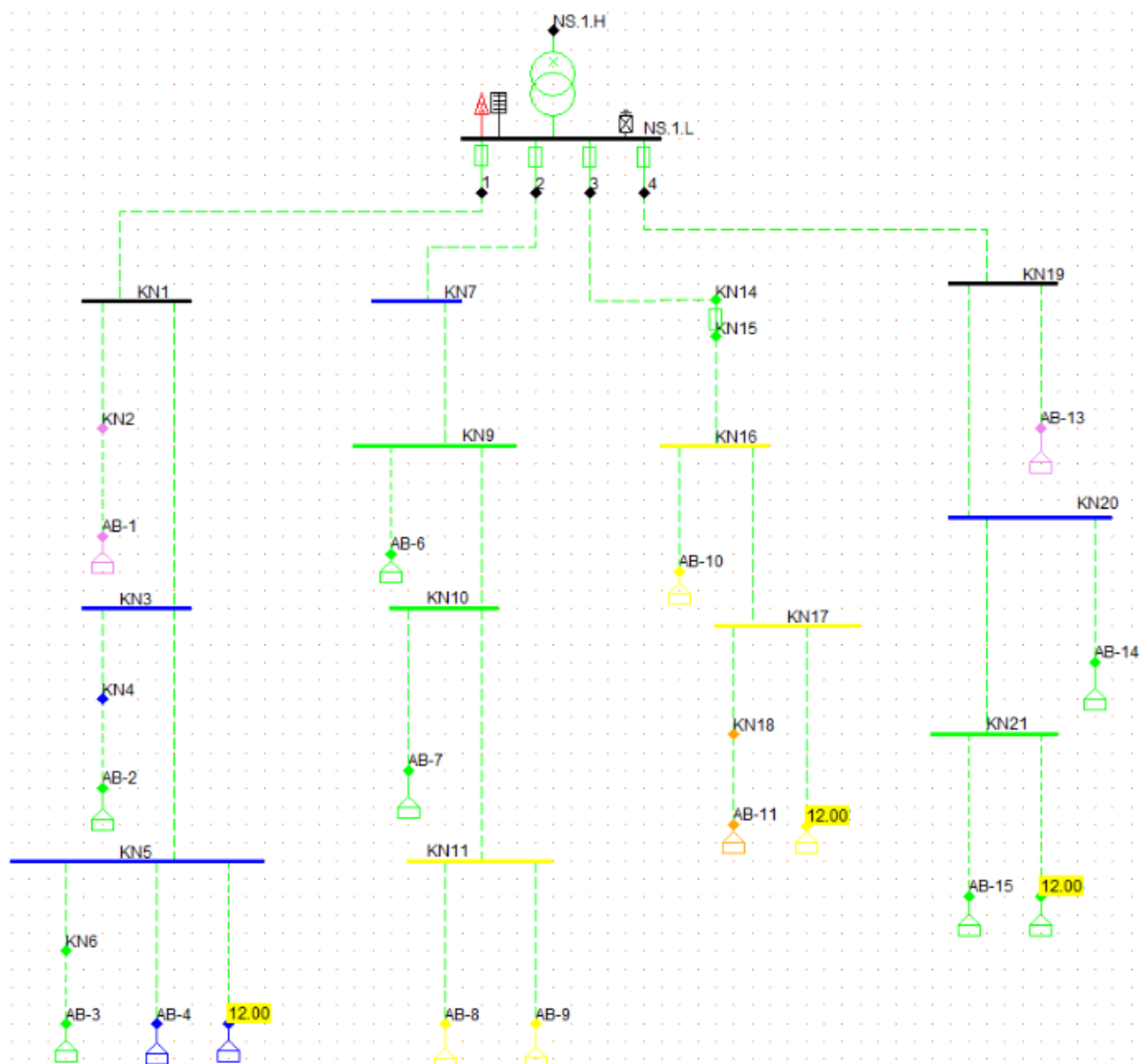
Analysen av effektflyten for dette scenarioet er at det har blitt en betydelig øking av effektuttaket i knutepunktene. I sammenligning med det første scenarioet uten elbil ladning, så har de knutepunkter som også var høyest i scenario 1, KN19 og KN 20 økt effektuttaket med omtrent 50 % både i aktiv og reaktiv effekt. Denne økning medfører også at strømmer og belastningsgrad øker med omtrent 50 % i disse knutepunktene. Det som er interessant med KN19 og underliggende abonnent AB-13 og KN20 med AB-14, er at de har en hengekabel med ett tverrsnitt på 3x25 mm². AB-13 har en enfase hovedsikring på 40 A og relativt lav vanlig forbruk. AB-14 med 3 fase hovedsikring på 63 A, har høyt effektforbruk i denne aktuelle timen.

Scenario 4

Dette scenario har i utgangspunktet samme data og parameter som i det tidligere scenario 3. Resultatet fra den lastflytanalysen viste at spenningsnivåene ikke oppfylte leveringskvalitet med hensyn til forskrifter om spenningsnivå.

I denne lastflytanalys legges det til produksjon med solcelleanlegg hos 3 utvalgte abonnenter, som hadde lavt spenningsnivå i scenario 3. Disse abonnenter er AB-5, AB-12 og AB-16 og det legges til en produksjon på 12 kW for hver av disse 3 abonnentene. Denne produksjonsmengden er en estimert verdi. De kundene som bidrar med egenprodusert overskuddsstrøm inn i nettet kalles plusskunder. Hensikten med dette scenario er å finne ut hvor mye solcelleproduksjon hos disse abonnentene kan bidra med til å øke spenningsnivåene for denne nettstasjon.

Figur 70 viser enlinjeskjema for nettstasjon 3, med solcelleproduksjon på 12 kW for 3 av abonnentene, disse er gulmarkert med 12.00 i enlinjeskjema under.



Figur 70: Enlinjeskjema for nettstasjon 3 med solcelleproduksjon.

Det er interessant å analysere hvordan parametere for fordelingstransformatoren har endres i sammenligning med scenario 3. Dette vises mer detaljert i oppsummering for fordelingstransformatoren i figur 71.

Datasett : NS-1-H. Beregningsår 2020.
 Tidspunkt 2020-05-21 21:56:14.

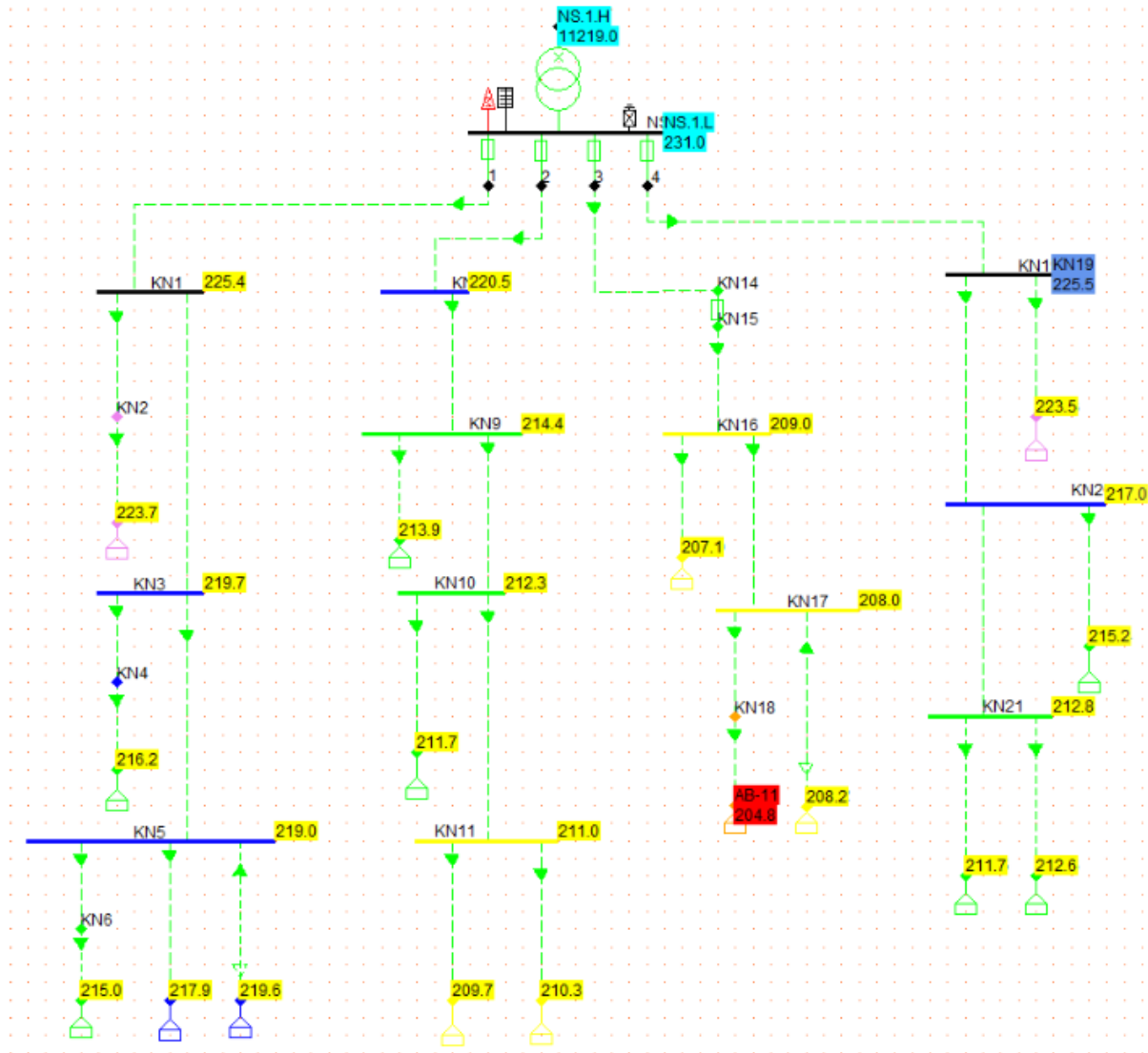
 Lokal produksjon. Sol: 36.0 / 36.0 kW.

Oppsummering :				
	kV		kW	kVAr
NS.1.H	11.219	:	117.626	46.958
Sum produksjon		:	153.626	43.358
Sum spenningsuavh. last		:	141.400	35.438
Sum spennings-avh. last		:	0.000	0.000
Sum tap i linjeseksj.		:	9.778	1.986
Sum tap i TF		:	2.448	5.934
Sum elektriske tap		:	12.226	7.920
				0.277 (Tomgangstap)
Største spenningsfall				
Spenningsfall referert basisspenning		:	AB-11	10.95 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo		:	AB-11	11.35 %
Marginale tap				
Høyeste marginale tap lastpunkt		:	AB-11	31.69 %
Laveste marginale tap generator		:	AB-5	14.85 %
Største belastning				
Sterkest belastet linje	NS.1.L		- 2	87.34 %
Sterkest belastet TF	NS.1.H		- NS.1.L	127.01 %

Figur 71: Oppsummering av fordelingstransformator med lokal produksjon ved scenario 4.

Oppsummeringen av fordelingstransformatoren viser at lokal produksjon med solenergi, motsvarer sammenlagt 36,0 kW. Summen av produsert effekt fra nettstasjonen er den aktive effekten 117,6 kW og lokal produksjon bidrar med 36,0 kW og dette medfører en total produksjon på 153,6 kW. Den reaktive effekten produserer 43,3 kW. I sammenligning med tidligere scenario 3, viser at spenningsfallet referert til basisspenning for abonnent AB-11 har blitt redusert ned til 10,95 % i stedet for 18,51 %. Den sterkest belastet linjen er fra samleskinne NS.1.L til hovedsikring for kurs 2, den har belastningsgrad på 87,34% og er dermed ikke overbelastet. En interessant oppdagelse er at fordelingstransformatoren har redusert belastningsgraden fra scenario 3 med 172,7 % ned til 127 %, men er fortsatt overbelastet.

I dette scenarioet med elbil lading for alle abonnenter og lokal produksjon med solceller for 3 av abonnentene, vises lastflytanalyse med spenningsnivåer i figur 72. Figuren viser også effektflyt med piler som indikerer i hvilken retning effekten flyter, både fra fordelingstransformatoren og lokal produksjon fra solceller.



Figur 72: Spenningsnivåer og effektflyt for knutepunkter og abonnenter.

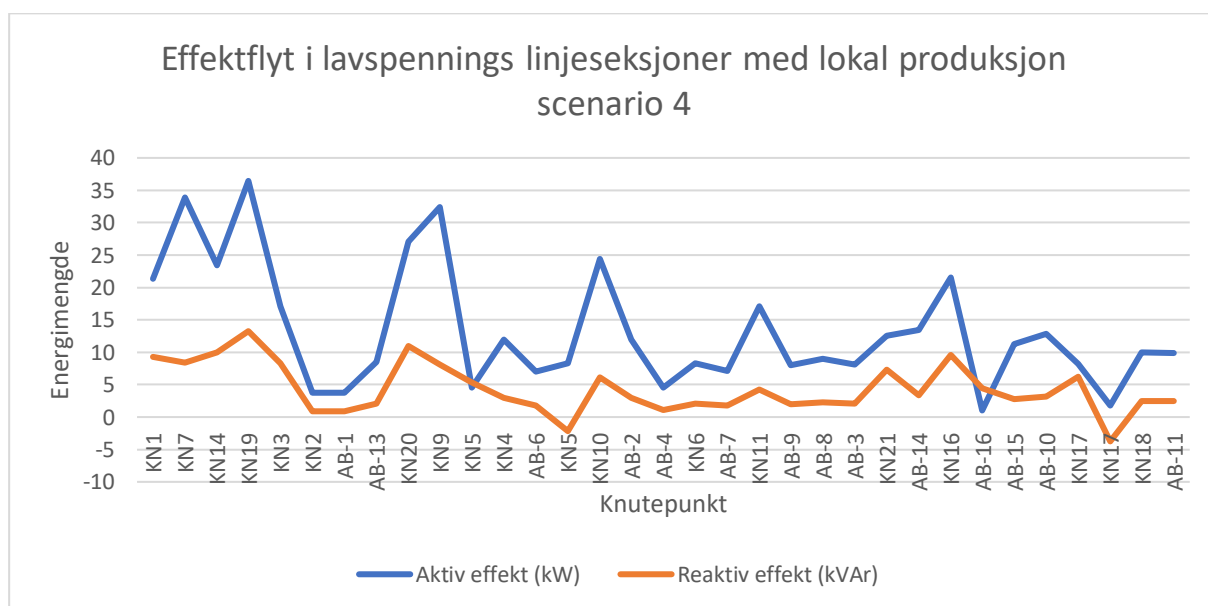
I dette scenario med lokal produksjon hos 3 abonnenter har spenningsnivåene økt betydelig. De abonnenter, plusskunder AB-5 hadde innen i scenario 3 en spenning på 207,2 V og har økt til 219,6 V. Abonnent AB-12 hadde i scenario 3 et spenningsnivå på bare 189,5 V og oppfylte ikke leveringskvalitet på spenningen ifølge forskriften om spenningsnivåer. Nå er spenningsnivået for AB-12 på 208,2 V og er godkjent utefra minste tillate spenningsnivå på 207 V. Den tredje plusskunden AB-16 har økt spenningsnivået fra 198 kV til 212,6 kV. Abonnent AB-11 som hadde et veldig lavt spenningsnivå i tidligere scenario 3, har økt spenningen fra 187,4 V til 204,8 V og er rett under godkjent spenningsnivå på 207 V. En interessant oppdagelse er at spenningsnivåene har økt for alle knutepunkter og samleskinner, særlig de knutepunkter som er på samme hovedkurs som lokal produksjon av solenergi har

tilført. På hovedkurs 2 har det ikke blitt tilført lokal produksjon, og spenningsnivåene har økt med omtrent 1,8 V.

En oppsummering på lastflyt viser at summen av last i nettet har en aktiv effekt på 141,4 kW og reaktiv effekt 35,4 kVAr. Den totale summen av tap i nettet er 12,2 kW og motsvarer 8,65 %. I sammenligning med scenario 3 så er last i nettet det samme, men det som er interessant er at den totale summen av tap i nettet har omtrent blitt halvert.

Belastningsgraden på kabler har også blitt forbedret med lokal produksjon, i sammenligning med tidligere scenario 3. Belastningsgraden på 65 % mellom hovedkurs 1 og knutepunkt KN1, har blitt redusert til 42%. Høyeste belastningsgrad i dette scenario er mellom hovedkurs 4 og knutepunkt KN 19 med 44% og den var på 61 % før.

Effektflyt for dette scenario viser aktiv og reaktiv effekt, når alle abonnenter har elbil lader installert og 3 plusskunder i dette område som har lokal produksjon fra solceller. Figur 73 viser effektflyt for dette tilfellet.



Figur 73: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner med lokal produksjon.

Det som er interessant med denne analyse av effektflyt, er å se på hvordan effektflyt er for de 3 abonnentene med lokal produksjon. Abonntent AB-5 med knutepunkt KN5 viser at den reaktive effektflyten er på -2,1 kVAr og den aktive effekten i samme punkt er 8,3 kW. Det andre knutepunktet med KN5 er tilkoblet samleskinne ovenfor med knutepunkt KN3 og der er

det en positiv reaktiv effekt på 5,3 KVA_r og aktiv effekt med 12 kW. Den andre plusskunden AB-12 er tilkoblet samleskinne med knutepunkt KN17 og har en reaktiv effekt på -3,7 kVA_r og aktiv effekt på 1,8 kW. Den tredje plusskunden AB-16 er tilkoblet samleskinne KN21 og har positiv effektflyt både for reaktiv med 4,4 kVA_r og aktiv effekt på 1 kW.

4.2.3 Nettstasjon 6

Nettstasjonen forsyner totalt 32 abonnenter med eneboliger, rekkehus og leiligheter. Det er et TN-nettsystem og det overliggende nett har et spenningsnivå på 11 kV som mates fra en høyspent linje. Tabell 8 viser parametere for det overliggende nettet.

Tabell 8: Viser data for overliggende nett

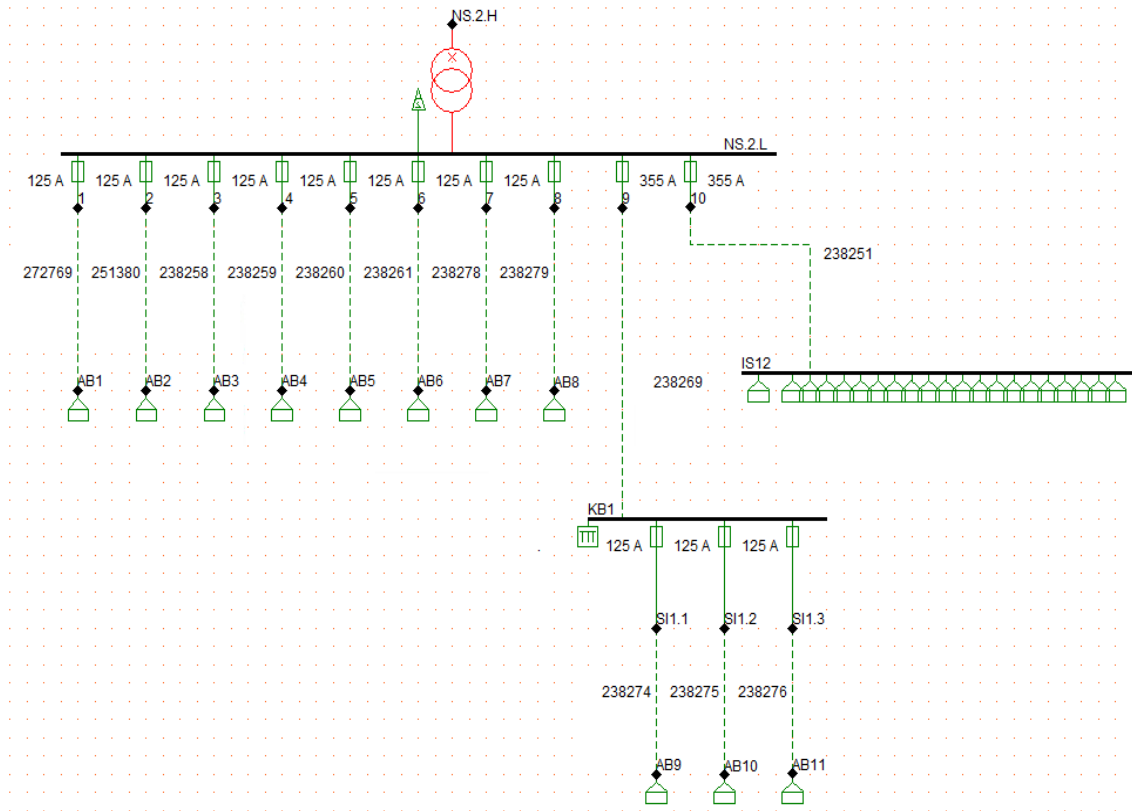
Overliggende nett	
Kortslutningsytelse S_k	115.002 MVA
Cos (ϕ)	0.349
Basisspenning høyspent	11,0 kV
Basisspenning lavspenning	0,400 kV
Beregnet spenning i innmating	11.319 kV

Oversikt over data for fordelingstransformatoren blir presentert i tabell 9. Denne transformatoren har en innmatings spenning på 11,319 kV. Transformatoren kan reguleres med en trinnkobler på $\pm 2,5$ for hvert trinn.

Tabell 9: Viser parametere for fordelingstransformatoren

Fordelingstransformator	
Ytelse [kVA]	315
Type kobling	Dyn11
Primær spenning [kV]	11
Sekundær spenning [kV]	0,415
e_r [%]	1.07
e_z [%]	3.95
R0 [mohm]	5.850
X0 [mohm]	20.776
Tomgangstap [W]	323
Belastningstap [W]	3382
Trinninnstilling [kV]	11.275
Innstilt trinn [%]	+2.5
Regulering	+2x2.5 / -4x2.5

I denne kretsen blir det presentert oppbygning av nettet og kundegrupper. Kretsen blir bygget opp slik at transformatoren blir tilkoblet samleskinne NS.2.L, og fra samleskinnen går stikkledninger direkte til åtte hus. Deretter går det en kurs 9 ut fra samleskinnen til kabelskap KB1 som forsyner tre eneboliger. I tillegg går det en kurs 10 til installasjon 12(IS12) som forsyner en boligblokk med totalt 20 abonnenter, som har et felles inntak fra kurset. Figur 74 viser enlinjeskjema for nettstasjon 6, der kretsen forsynes fra en fordelingstransformator med en ytelse på 315 kVA.



Figur 74: viser enlinjeskjema for nettstasjon 6 med størrelser på HS

Det blir også vist hovedsikringer i ampere til hver enkelt abonnent. Kretsen presenter en parallell kobling som gjør at tapet i kretsen blir mye lavere i forhold til seriekobling. Krets teknikken er ganske enkel og samtidig avansert, og har blitt standardisert med dagens energi behov med

større kapasitet. Det er et TN-nettanlegg som kan levere en større mengde energi i forhold til et IT-nettanlegg. Høyspenningslinjen blir sett stiv i disse scenarioene.

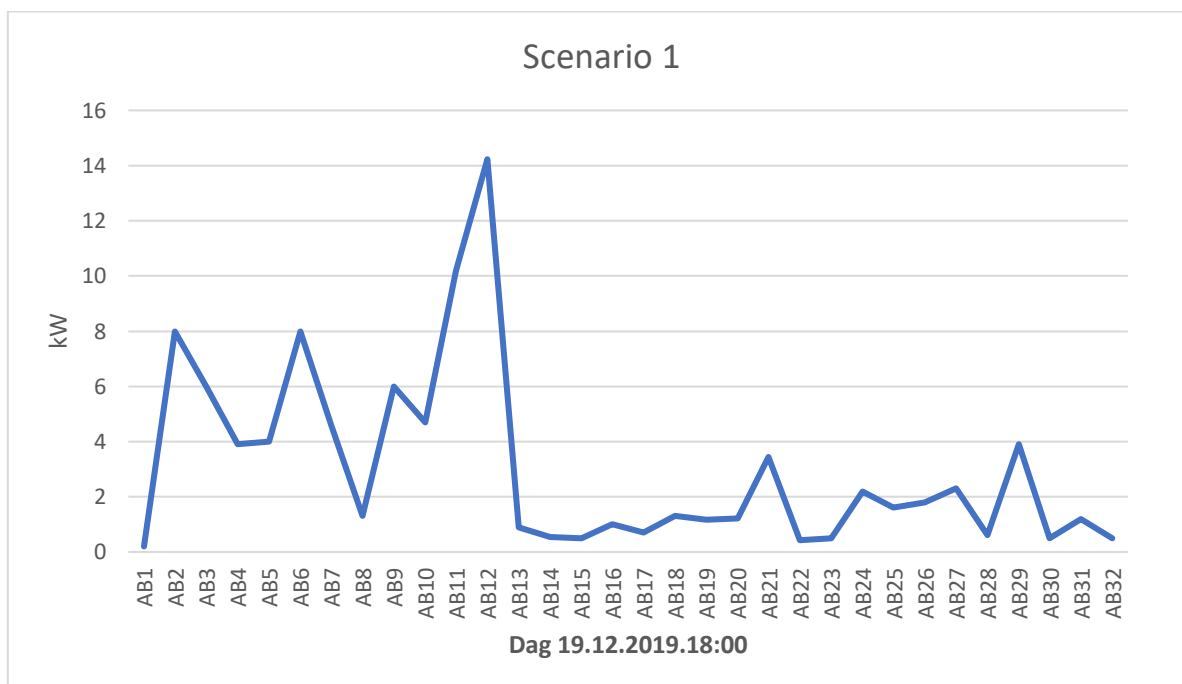
Hovedsikringer og størrelser over knutepunkter blir presentert i tabell 10.

Tabell 10: Størrelser på hovedsikringer for nettstasjon 6

Sikringer	Type	Sikringsstørrelse
1	SIBA GL/GG	3X125 A
2	SIBA GL/GG	3X125 A
3	SIBA GL/GG	3X125 A
4	SIBA GL/GG	3X125 A
5	SIBA GL/GG	3X125 A
6	SIBA GL/GG	3X125 A
7	SIBA GL/GG	3X125 A
8	SIBA GL/GG	3X125 A
9	SIBA GL/GG	3X355 A
10	SIBA GL/GG	3X355 A
SI1.1	SIBA GL/GG	3X125 A
SI1.2	SIBA GL/GG	3X125 A
SI1.3	SIBA GL/GG	3X125 A

Scenario 1

Det første scenarioet vil vise høyest effekt uttak på transformatorkresen den 19.12.2019 18:00. Summen blir aggregert på 97,41 kWh. Det samme tidspunktet gjelder for hver enkelt abonnent uten tanke på om det er høyest eller lavest hos de abonnentene. Figur 75 viser effektuttaket hos de 32 abonnentene.



Figur 75: Effektuttak på en time i knutepunkter.

Figur 75 viser at forbruket er høyest for abonnentene AB11 og AB12. De andre abonnentene har betydelig lavere forbruk enn forventet i dette tidspunktet.

Videre blir det analysert driftsituasjonen i fordelingstransformatoren. Det blir nærmere sett på parametere på nettstasjonen i disse situasjonene. Figur 76 viser nettstasjonens parametere ut fra det gitte tilfellet.

```

Datasett : NS-2-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-05-05 11:41:08.
-----
Oppsummering :

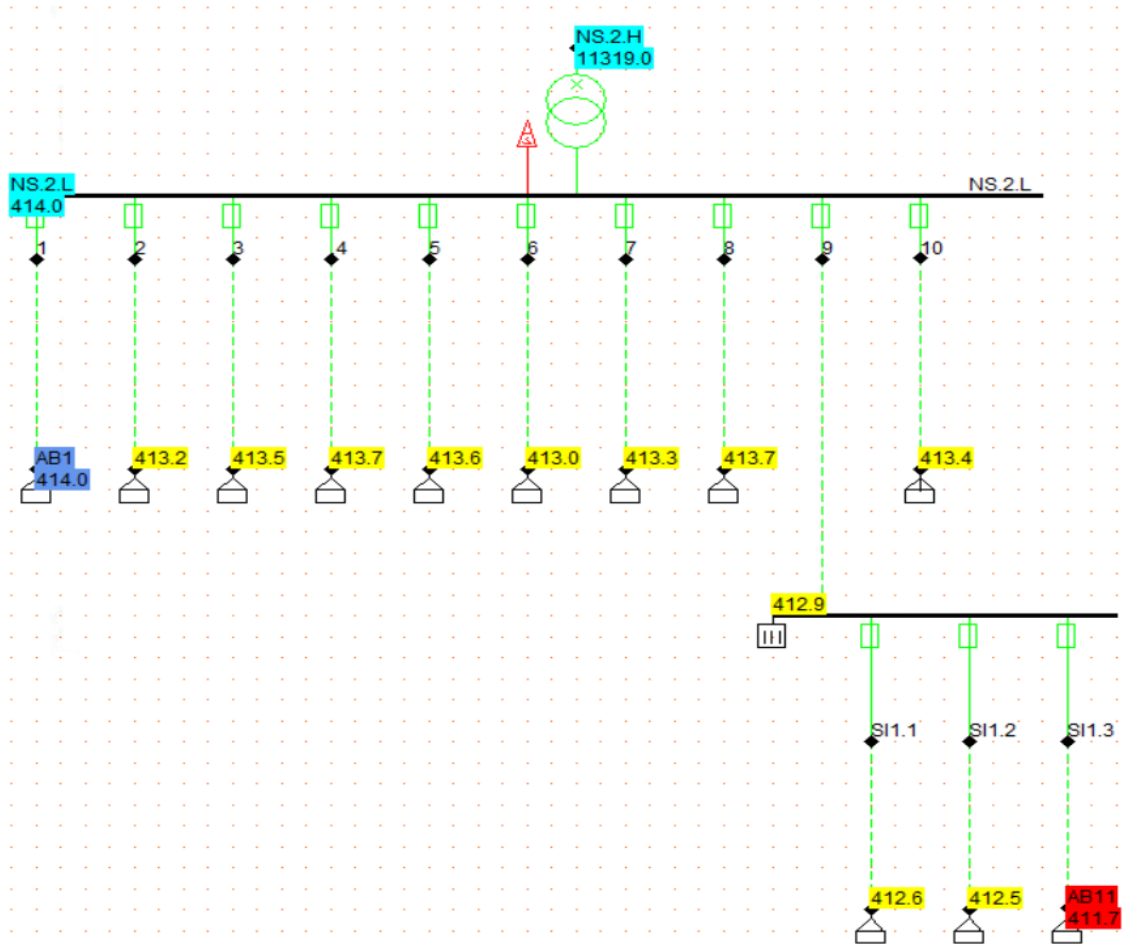
```

	kV	:	kW	:	kVAr	
NS.2.H	11.319	:	98.284	:	25.672	
Sum produksjon		:	98.284	:	25.672	
Sum spenningsuavh. last		:	97.410	:	24.413	
Sum spennings-avh. last		:	0.000	:	0.000	
Sum tap i linjeseksj.		:	0.205	:	0.023	
Sum tap i TF		:	0.669	:	1.236	0.321
Sum elektriske tap		:	0.874	:	1.259	0.321 (Tomgangstap)
Største spenningsfall						
Spenningsfall referert basisspenning		:	NS.2.H	:	-2.90	%
Spenningsfall lavspenning ref. trafo		:	AB11	:	0.54	%
Marginale tap						
Høyeste marginale tap lastpunkt		:	AB11	:	1.69	%
Største belastning						
Sterkest belastet linje		:	NS.2.L	- 10	:	16.43 %
Sterkest belastet TF		:	NS.2.H	- NS.2.L	:	32.02 %

Figur 76: Oppsummering av parametere trafo drift ved scenario 1

Figur 76 viser summen av produksjonene på nettstasjonen med både aktiv effekt på 98,3 kW og reaktiv effekt på 25,7 kVAr. Deretter blir linjen til boligblokken mest belastet, siden linjen forsyner mange kunder.

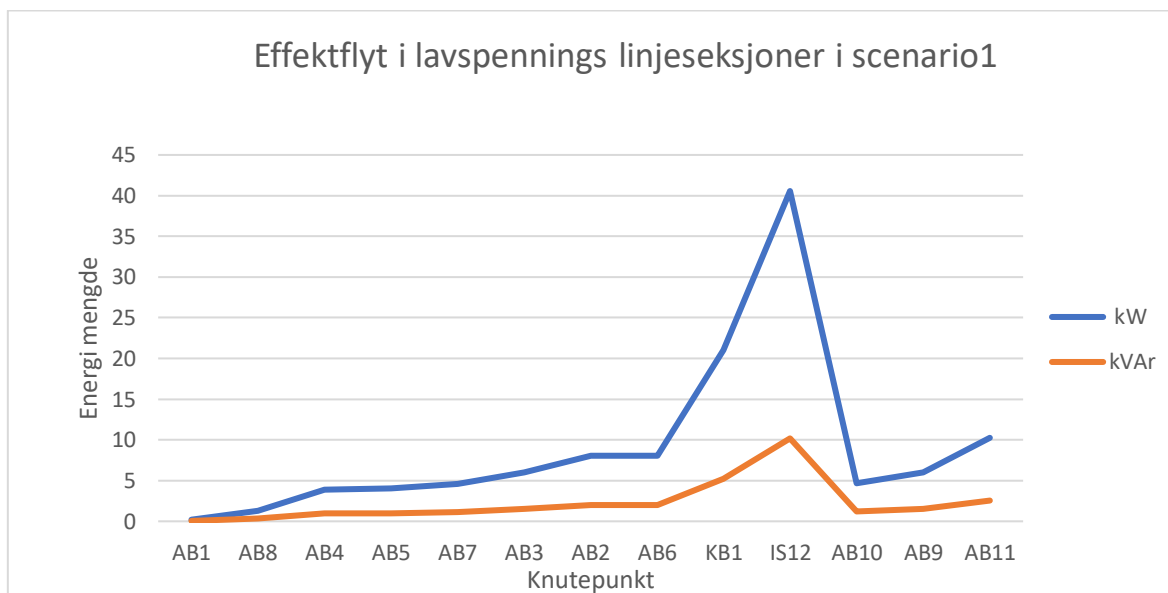
Spenningsnivå blir fremstilt i knutepunkter i figur 77. Kretsen blir forenklet på kurs AB10. Siden har boligblokken et felles inntak, så blir alle lastene summert til installasjon punktet. Spenningsnivået ligger i snitt på 413 V, og knutepunktet AB11 har laveste spenning i hele kretsen på 411 V.



Figur 77: Viser spenningsnivå på knutepunkter

Spenningsnivået ligger godt innenfor leveringskvalitets forskrifter på $\pm 10\%$ av hoved spenning. Ettersom nettet er en 400 V linje og det viser at spenningen ligger over 400 V, er det ikke utenfor levering forskrifter. Spenningsfallet blir større jo lengere unna knutepunktene ligger fra fordelingstransformatoren.

Figur 78 viser effektflyt i lavspennings linjeseksjoner og i knutepunkter. Analysen tar utgangspunkt i både aktive og reaktive effekter som flyter i kretsen over dette tidspunktet.



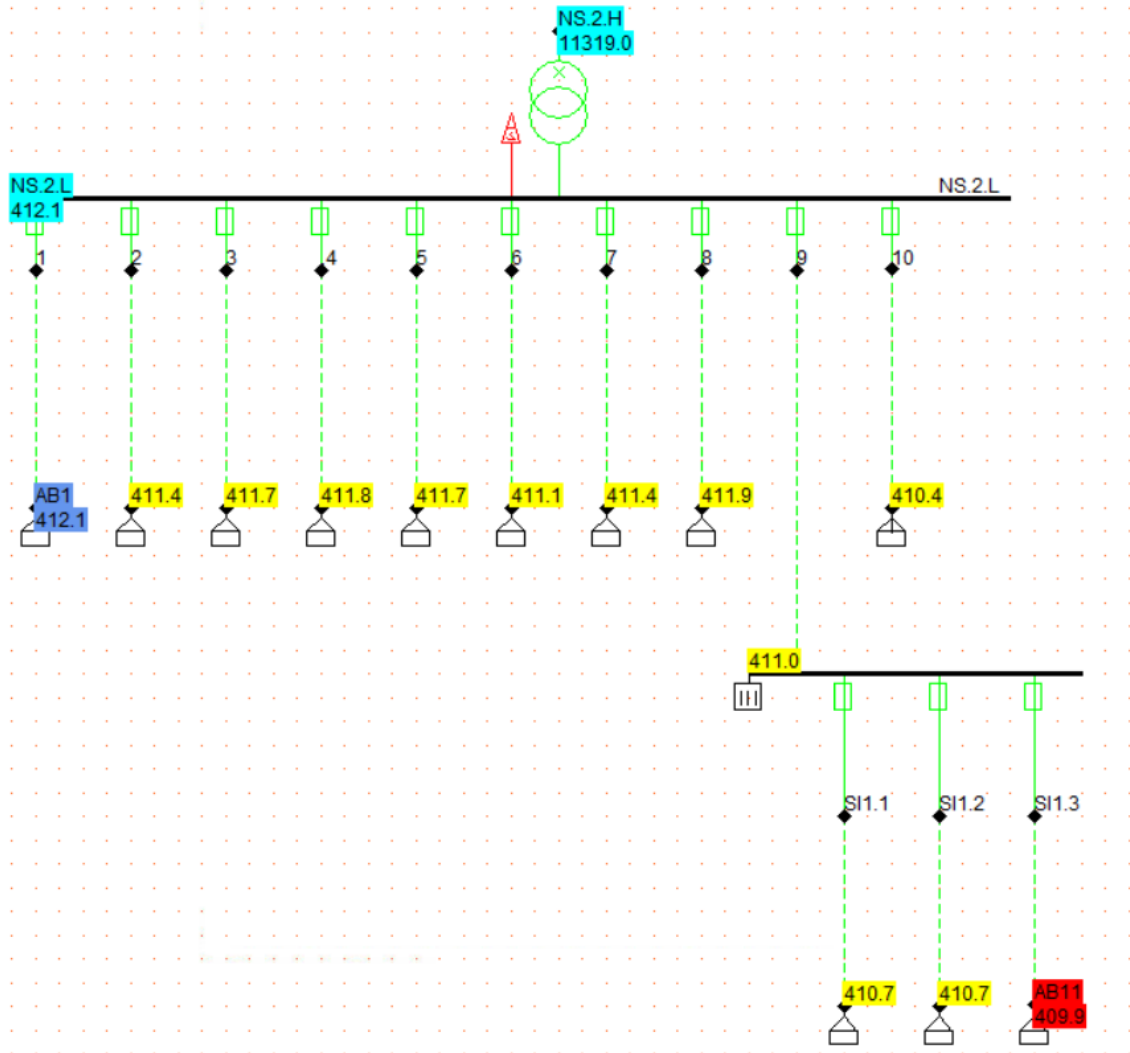
Figur 78: Viser effektflyten i lavspenning linjeseksjonene

Figur ovenfor viser at effektuttaket i disse knutepunktene. Det er størst forbruk i boligblokken som tilhørere 20 abonnenter. Ved økning av den aktive effekten så øker det reaktive effekten. Den første analysen utføres i en vanlig situasjon uten å øke lasten på kretsen.

Scenario 2

Effektforbruket blir analysert i den første scenario. Her skal det bli økt effektforbruk med el-billadning hos seks abonnenter. Dette tilsvarer 20% av alle abonnentene som lader elbilen sine i tidspunktet 19.12.2019.18:00. Det blir økt 11,1kW til hver enkelt abonnent som har en aktiv lader. De seks nettkundene får en samlet last totalt på 66,6 kW som blir belastet på kurs AB10. Denne kursen forsyner boligblokken, hvor lasten overføres til et fellesinntak. Seks av de tjue abonnentene har økt effektuttaket som tilhører boligblokken.

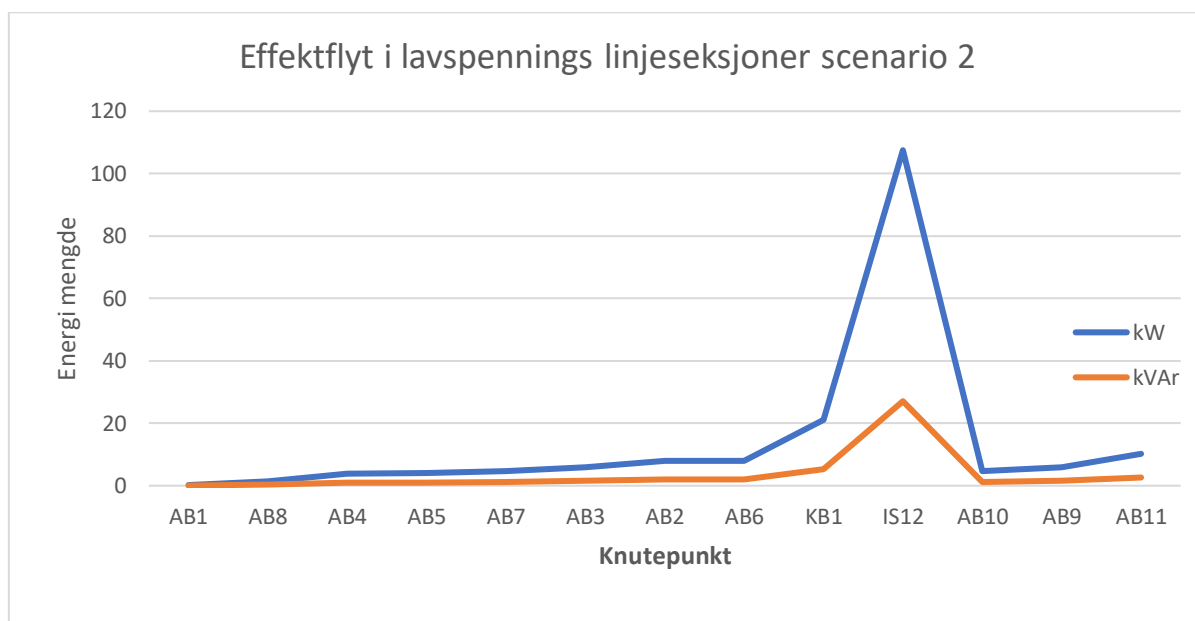
Figur 79 viser spenningsnivå for det dette scenarioet. Det blir nærmere sett på spenningsfallet på knutepunkter som har fått en ekstrabelastning. Det blir vist hvor store påvirkninger denne lasten har på spenningsnivået i kretsen.



Figur 79: Viser spenningsnivået på knutepunkter i scenario 2

Kretsen ovenfor viser spenningsfallet på knutepunktene som blir belastet. Analysen viser at når effekten i kretsen øker, så synker spenningen. Det blir også vist at ved høy belastning på et punkt påvirker spenningsnivået på hele kretsen. Derfor er det avgjørende til en viss grad at, hvis et punkt i kretsen trekker mye effekt, påkjennes det for andre deler i kretsen. Spenningsnivået på kurset AB10 ligger på 410,4 V, og dette viser at ledning i kurset AB10 har god kapasitet. Analysen viser at spenningen har falt over alle knutepunktene.

Videre skal analysen vise effektflyt i lavspennings linjeseksjoner i dette scenarioet. Figur 80 viser scenario 2 i sammenheng med scenario 1.



Figur 80: Viser effektflyt i lav spennings linjeseksjoner

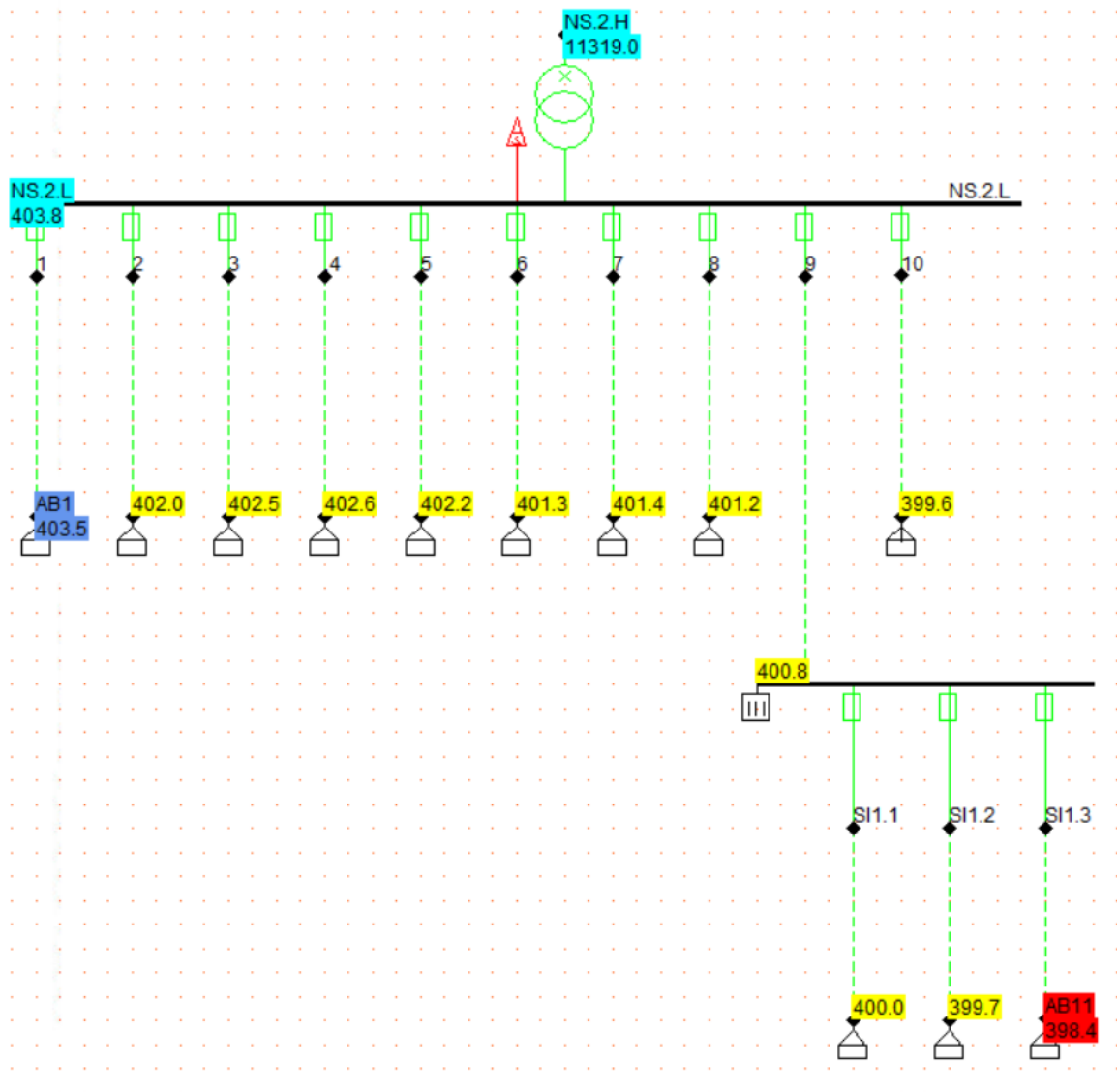
Illustrasjonen ovenfor viser at det er ikke så stor forskjell mellom det første scenarioet i forhold til den andre scenarioet. Årsaken er at kretsen har gode kabel størrelser med større tverrsnitt som bidrar til at kretsen får lite på kjenning av den ekstra lasten. For mer detaljer om kabel tverrsnitt og strømmen som går gjennom ledninger, se vedlegg for nettstasjon 6 fase 2.

Scenario 3

I dette scenarioet av lastflytanalysen blir det estimert slik at alle nettkundene har el-bil ladning 12.19.2019.18:00. Alle kundene får en økt effekt på 11,1 kW i tillegg til forbruket sitt i dette tidspunktet. Totalt får kretsen en økt effekt på 355,5 kW.

I dette tilfellet er det interessant å se nærmere på spenningsnivået i knutepunkter. I denne analysen blir trafoen overbelastet for at fordelingstransformatoren skal nå en ytelse på 315 kVA, og det totale lasten på elbilene og summen av all lasten blir 441,5 kW. En faktor som kan betraktes her er hvor stor andel av nettkundene som lader bilen samtidig. Ved hjelp av samtidighetsfaktor kan en i praktisk tro at denne kretsen kan håndtere lasten.

Kretsen får en belastning som gjør at spenningsfallet blir ganske stort. Figur 81 viser spenningsnivåene i knutepunkter.

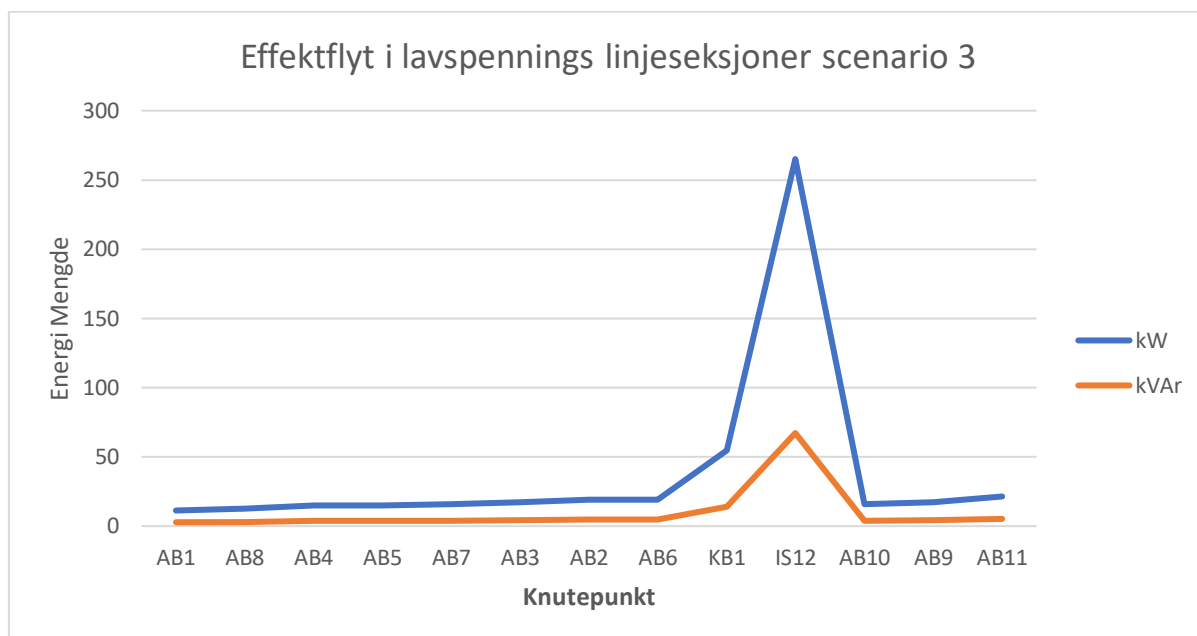


Figur 81: Viser spenningsnivå på knutepunkter scenario 3

Spenningsfallet er i snitt 10 V over alle knutepunktene. Det blir vist at abonnent AB11 har lavest spenningsnivå på 398 V og abonnent AB1 har høyest spenning på 403 V.

Spenningsnivået i knutepunktene er fortsatt innfor leveringskvalitet forskrifter. Analysen viser også at jo lenger punktene ligger fra nettstasjonen, jo høyere blir spenningsfallet.

Effektflyt i dette tilfellet er forskjellig i sammenheng med det forrige scenarioet. Effektuttaket har økt med aktive elbiler på dette scenarioet. Det blir sett på at alle abonnentene har en aktiv elbil som trekker 11,1 kW. Figur 82 viser både aktiv og reaktiv som forbrukes i knutepunktene i dette tilfellet.



Figur 82: Viser effektflyten i scenario 3

Som forventet er effektuttaket størst i felles inntaket som forsyner hele boligblokken. Samtidig har den reaktive effektflyten økt betydelig og gjør at tapet blir stort i nettet. Det viser seg at kresen klarer å håndtere dette. Figur 83 viser parametere på fordelingstransformatoren under drift i dette tilfellet. Det leverer en effekt på 453 kW fra nettstasjonen til kretsen.

Figur under viser parametere på transformatoren i det verste tilfellet.

Datasett : NS-2-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-05-05 12:35:53.

```

Oppsummering :
NS.2.H      11.319      :      453.127      139.338
Sum produksjon :      453.127      139.338
Sum spenningsuavh. last :      441.510      110.653
Sum spennings-avh. last :           0.000           0.000

Sum tap i linjeseksj. :           3.736           1.768
Sum tap i TF :           7.881           26.917      0.306
Sum elektriske tap :           11.617           28.685      0.306 (Tomgangstap)

Største spenningsfall
Spenningsfall referert basisspenning : AB11 :           0.40 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo : AB11 :           1.35 %
Marginale tap
Høyeste marginale tap lastpunkt : AB11 :           5.92 %
Største belastning
Sterkest belastet linje : NS.2.L - 10 :           110.14 %
Sterkest belastet TF : NS.2.H - NS.2.L :           149.82 %

```

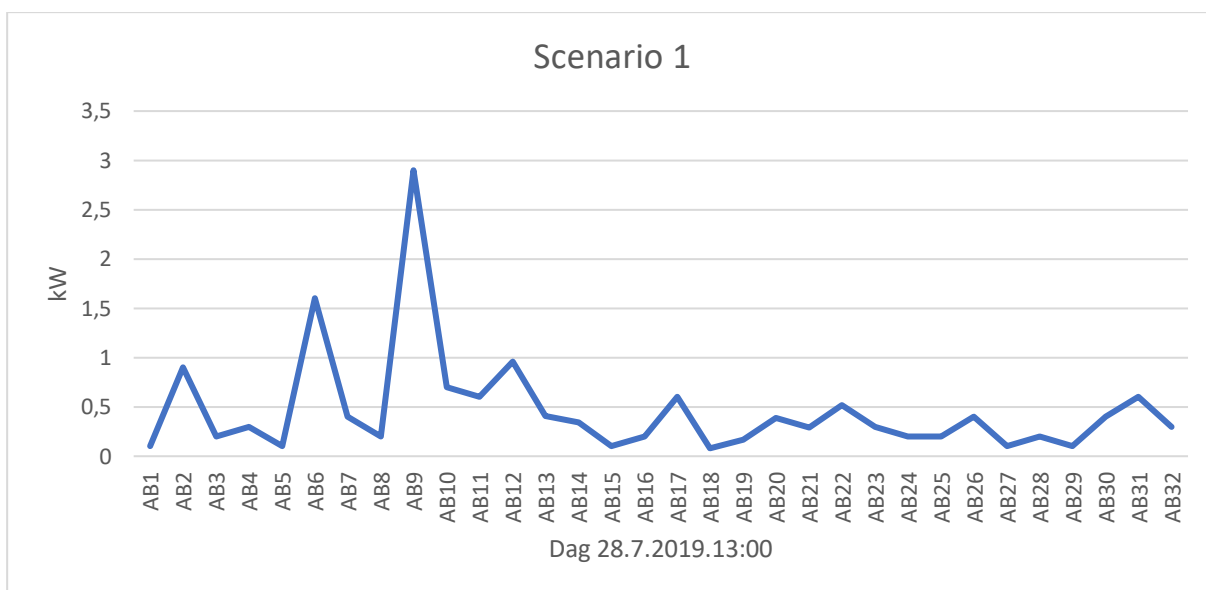
Figur 83: Oversikt over driftsparametere i scenario 3

Ut ifra denne informasjon viser det seg at trafoen blir overbelastet på 150%, hvor det regnes med at alle kundene har aktive elbiler ladere og lader samtidig på et tids punkt. Det er lite sannsynlig at alle kundene lader samtidig på et tidspunkt. Derfor forventes det at trafoen klarer å håndtere det verste tilfellet også. Stikkledninger og sikringer har såpass kapasitet til å håndtere og levere energi på dette nivået. Strømmen som går gjennom knutepunktene, har ikke oversteget sikringer i dette scenarioet. Det viser at stikkledninger har godt kapasitet og blir heller ikke overbelastet.

4.2.4 Nettstasjon 6 – Produksjon

Scenario 1

Det første scenarioet vil vise høyest effekt uttak på transformatorkretsen den 28.7.2019 13:00. Summen blir aggregert på 15,16 kWh. Det samme tidspunktet gjelder for hver enkelt abonnent uten tanke på om det er høyest eller lavest hos de abonnentene. Figur 84 viser effektuttaket hos de 32 abonnentene.



Figur 84: Effektflyt ved lav belastning på en sommerdag

Figur 84 viser at forbruket er høyest for abonnenten AB9. De andre abonnentene har relativt lavt forbruk i dette tidspunktet.

Videre blir det analysert driftsituasjonen i fordelingstransformatoren. Det blir nærmere sett på parametere på nettstasjonen i disse situasjonene. Figur 85 viser nettstasjonens parametere ut fra det gitte tilfellet.

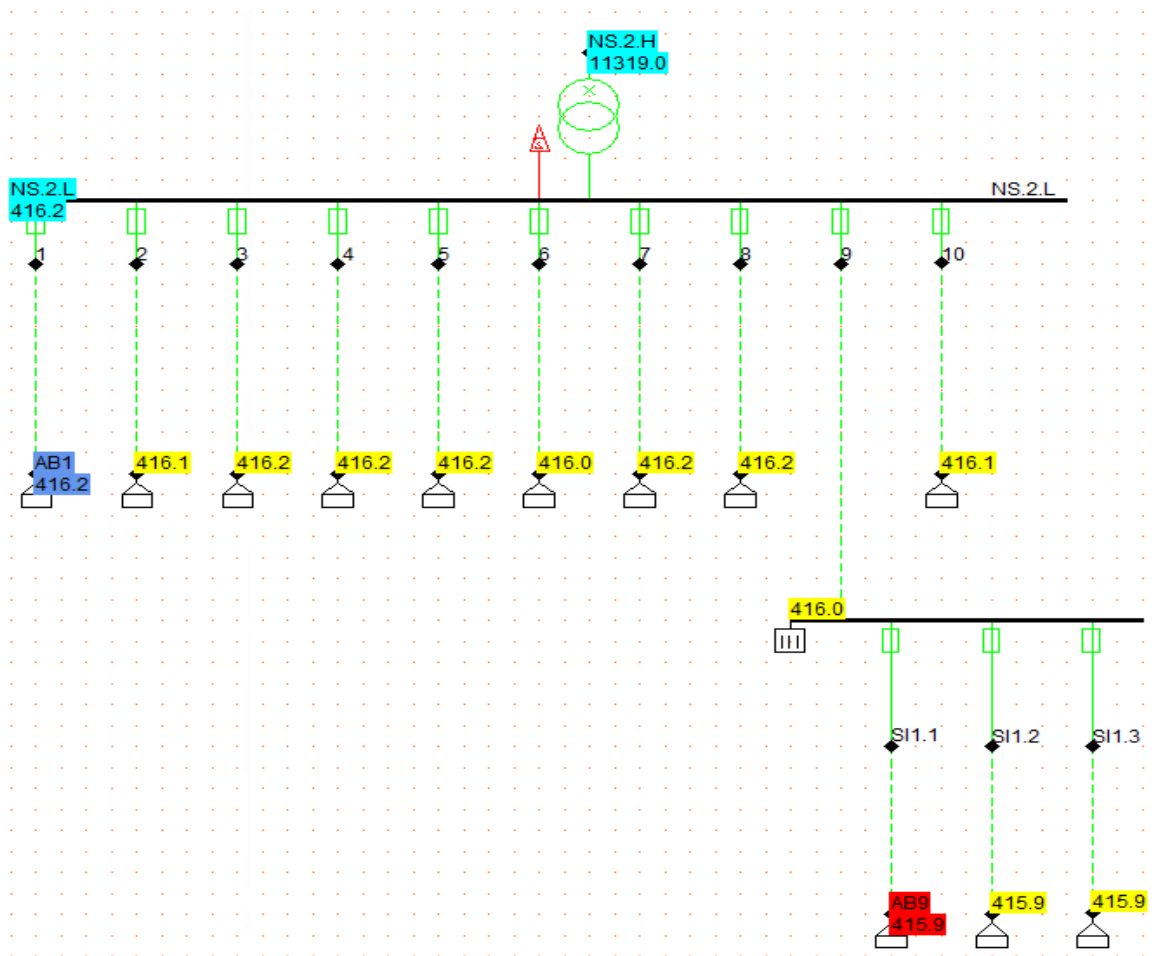
Datasett : NS-2-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-05-13 10:33:45.

Oppsummering :

	kV		kW		kVAr	
NS.2.H	11.319	:	15.199	:	3.703	
Sum produksjon		:	15.199	:	3.703	
Sum spenningsuavh. last		:	14.860	:	3.724	
Sum spennings-avh. last		:	0.000	:	0.000	
Sum tap i linjeseksj.		:	0.006	:	-0.051	
Sum tap i TF		:	0.333	:	0.029	0.325
Sum elektriske tap		:	0.339	:	-0.022	0.325 (Tomgangstap)
Største spenningsfall						
Spenningsfall referert basisspenning		:	NS.2.H	:	-2.90 %	
Spenningsfall lavspenning ref. trafo		:	AB9	:	0.09 %	
Marginale tap						
Høyeste marginale tap lastpunkt		:	AB9	:	0.26 %	
Største belastning						
Sterkest belastet linje		:	KB1	- SI1.1	:	3.32 %
Sterkest belastet TF		:	NS.2.H	- NS.2.L	:	4.85 %

Figur 85: Parametere på fordelingstransformator i scenario 1

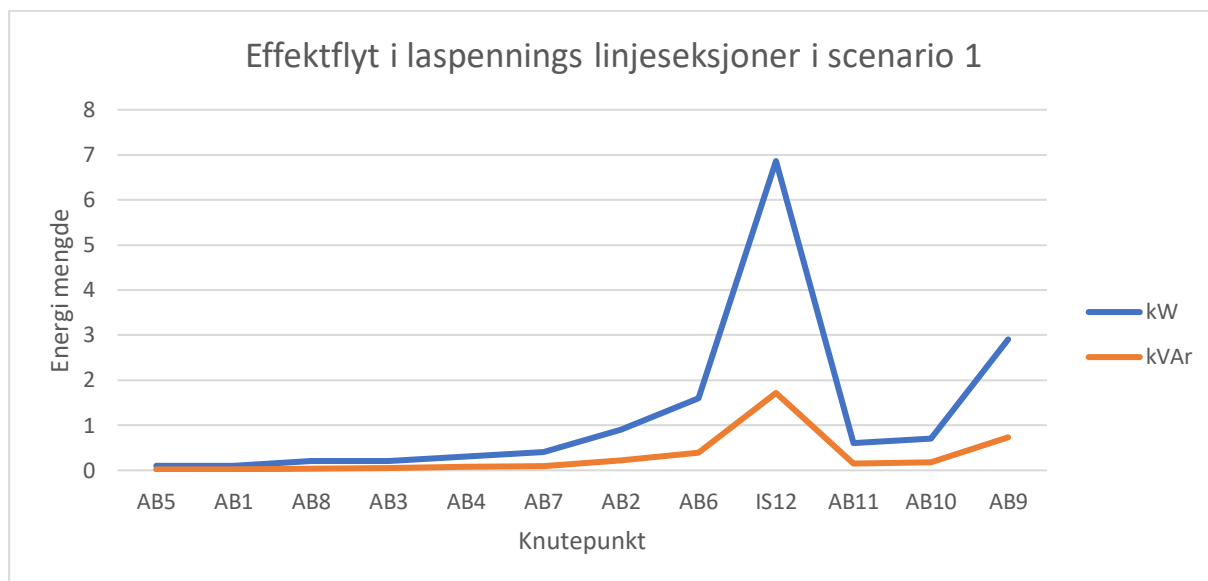
Figur 85 viser summen av produksjonene på nettstasjonen med både aktiv effekt på 15,2 kW og reaktiv effekt på 3,7 kVAr. Deretter blir linjen til AB9 mest belastet, med 3,32%. Spenningsnivå blir fremstilt i knutepunkter i figur 86.



Figur 86: Spenningsnivået på knutepunkter scenario 1

Spenningsnivået ligger i snitt på 416,1 V, og knutepunktet AB9, AB10 og AB11 har lavest spenning i kretsen på 415,9 V. Spenningsnivået ligger godt innenfor leveringskvalitets forskrifter på $\pm 10\%$ av hoved spenning. Ettersom nettet er en 400 V linje og viser at spenningen ligger under 440 V, er det ikke utenfor levering forskrifter. Spenningsfallet blir større jo lengere unna knutepunktene ligger fra fordelingstransformatoren. Alle spenningsnivåene er dessuten veldig like, med en variasjon på totalt 0,3V mellom lavest og høyest spenning.

Figur 87 viser effektflyt i lavspennings linjeseksjoner og i knutepunkter. Analysen tar utgangspunkt i både aktive og reaktive effekter som flyter i kretsen over dette tidspunktet.



Figur 87: Effektflyt i lavspent linjeseksjoner

Figuren ovenfor viser effektuttaket i disse knutepunktene. Det er størst forbruk i knutepunkt IS12, som er boligblokken. Ved økning av den aktive effekten så øker det reaktive effekten. Den første analysen utføres i en vanlig situasjon uten produksjon i kretsen.

Solcelle anlegg

Det som ligger mest til grunn for solcelle anlegget, er selve solcellene. Et produkt som blir valgt, ut ifra stor celle størrelse og Norsk marked, er SCCS Sunpower 350W. [38] Tekniske data gir en merke effekt på 350W, og størrelse beregnes ut ifra lengde og bredde dimensjonene, som er på 1158mm lengde og 1046mm bredde.

Areal per solcelle: $1158 * 1146 \approx 1,63m^2$

Merkeeffekten er en standardisert verdi, og tilsier ikke direkte hvilken effekt som kan uthentes av solcellen på en gitt tid og sted. Hvilken nytte hver solcelle kan ha, krever videre analyse.

Et godt estimat av energi produksjonen, kan finnes ved hjelp av RETScreen. Parametere for solcelle elektrisitets produksjon legges inn i RETScreen programmet, for å simulere produktet ut ifra tid og steds data.

Steds data er begrenset av hvilke målings stasjoner som programmet har tilgjengelig gjennom NASA sitt nettverk. Da det ikke er noe data fra målestasjon på Stange, velges det i stedet å bruke informasjon basert på Flisa. Dette valget tas med bakgrunn av nær plassering, og likhet i topografi.

En helning av solcelle på 25 grader velges for simuleringen, da utprøving gir dette som en fast justering gir godt utbytte ved disse spesifiserte høydegrader.

Dagen for simulering, velges å være samme dag hvor belastning av nettet er lavest i løpet av året. For nettstasjon 6, år 2019 inspiseres dette til å være 28 juli. Dette var en søndag.

Tidspunkt for høyest elektrisitet produksjon fra solcellene for denne dagen, finnes ved at tidspunktet tilsvarer tiden på dagen hvor solen er på det høyeste. Solens tidspunkt for toppen estimeres ved å finne tiden midt mellom soloppgang og solnedgang. Nettsider med vær informasjon har historiske data som inkluderer denne informasjonen. [39] Soloppgang denne dagen tok sted klokken 4:40, og solnedgang tok sted klokken 22:01. Tiden for solens toppunkt på himmelen blir med dette klokken 13:20.

Ved å inspisere mønsteret for når effekttoppene forekommer i dette nettområdet (figur 48), passer dette tidspunktet for solen godt overens med punktet midt på dagen der mindre effekttopper forekommer. Dette betyr at produksjonen vil være høy, på et tidspunkt hvor belastningen samtidig er lav.

Dette gir nok informasjon for hvor mye energi en solcelle vil gi på gitt sted og tid. Manglende faktor for installasjonen er hvor mange solceller den består av.

Antatt at en boligblokk i området har 500 m^2 plass for solceller på tak, kan størst mulig antall av det valgte produktets areal fordeles over taket.

$$\text{Antall solceller: } \frac{\text{Maks størrelse}}{\text{Solcelle størrelse}} = \frac{500}{(1,558 * 1,046)} \approx 306 \text{ stykk solceller, rundet ned.}$$

Makseffekt estimeres ut ifra merkeeffekt, som produktet av antallet solceller.

$$\text{Maks effekt: } \text{Merkeeffekt} * \text{Antall solceller} = 350 * 306 = 107100 \text{ W}$$

Det legges til et generelt tap i produksjonen på 4%.

Etter at disse delene med informasjon er lagt inn i RETScreen, er alt nødvendig med for å utføre det som er nødvendig til simuleringen. Resultatene vises i figur 88, og gir en total energiproduksjon i løpet av juli på 16,523 MWh. Denne totale energien må deles opp for å gi et gjennomsnittlig estimat for hvor mye som produseres i den etterspurte timen.

Month	Daily solar radiation - horizontal kWh/m ² /d	Daily solar radiation - tilted kWh/m ² /d	Electricity export rate \$/MWh	Electricity exported to grid MWh
January	0,32	0,84		2,905
February	1,06	2,03		6,246
March	2,37	3,46		11,492
April	3,76	4,45		13,979
May	5,12	5,47		17,245
June	5,25	5,35		16,110
July	5,17	5,37		16,523
August	4,09	4,60		14,245
September	2,63	3,40		10,480
October	1,21	1,98		6,483
November	0,49	1,27		4,135
December	0,18	0,55		1,903
Annual	2,65	3,24	0,00	121,746

Figur 88: Oversikt over produksjon i forhold sol

Tatt i forbehold lengden av tid som solen er oppe den gitte dagen, og produksjonstoppen til det gitte tidspunktet, tilnærmes det at omtrent 20% av energiproduksjonen denne dagen tar sted i den gitte timen. Lokasjons data kan påvirke dette, men fremstilles ikke i RETScreen.

Gjennomsnittlig produksjon per dag finnes ved å dele opp månedens totale produksjon med månedens antall dager.

Toppeffekt: $\frac{\text{Energi total juli}}{\text{Dager i juli}} * \text{Antatt produksjonsmengde topp}$

$$= \frac{16523}{31} * 20\% \approx 106,5kW$$

Denne mengden samsvarer godt med tanke på årlig tidspunkt for produksjon, og topp effekt kapasitet på 107,1 kW.

Scenario 2

Effektforbruket blir analysert i den første scenario. Her skal det bli lagt til solcelle produksjon for boligblokken 28.7.2019.13:00. Ut ifra anlegget beregnet tidligere i kapittelet blir det lagt til 106,5kW produksjon til boligblokken. Dette tar sted i kurs IS12.

```
Datasett : NS-2-H. Beregningsår 2020.
Tidspunkt 2020-05-21 22:07:03.
-----
Lokal produksjon. Sol: 106.5 / 106.5 kW.

Oppsummering :
      kV          kW          kVAr
NS.2.H      11.319      : -90.701      15.524

Sum      produksjon      :      15.799      4.874
Sum spenningsuavh. last      :      14.860      3.724
Sum spennings-avh. last      :           0.000      0.000

Sum tap i linjeseksj.      :           0.327      0.136
Sum tap i TF      :           0.612      1.014      0.326
Sum elektriske tap      :           0.939      1.150      0.326 (Tomgangstap)

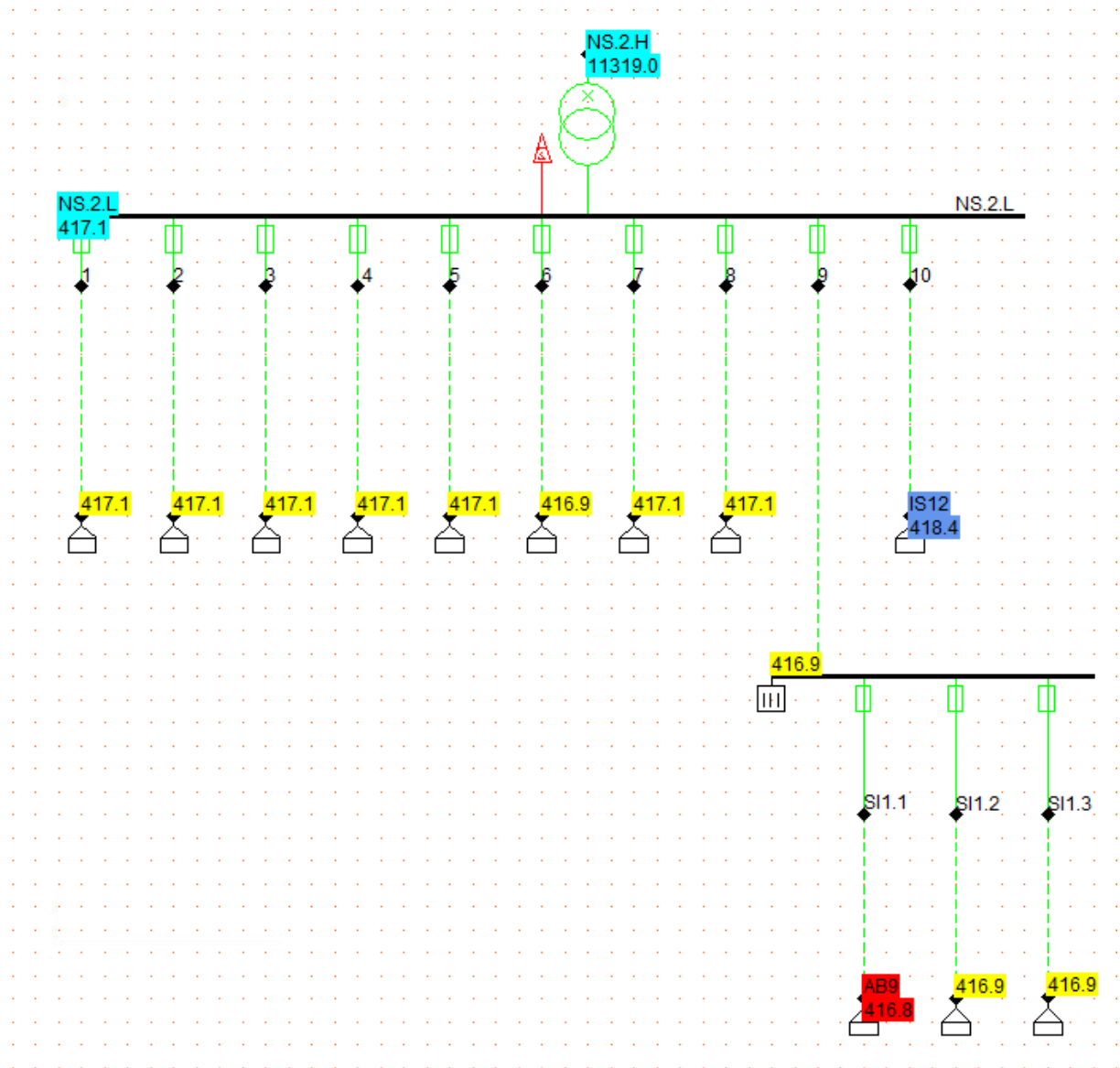
Største spenningsfall
Spenningsfall referert basisspenning      : NS.2.H      : -2.90 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo      : AB9      : 0.09 %
Marginale tap
Høyeste marginale tap lastpunkt      : AB9      : -0.45 %
Laveste marginale tap generator      : IS12      : -1.24 %
Største belastning
Sterkest belastet linje      : NS.2.L      - 10      : 39.03 %
Sterkest belastet TF      : NS.2.H      - NS.2.L      : 29.20 %
```

Figur 89:oversikt over driftsparametere i scenario 2

Figur 89 viser at høyest belastet linje er den som går til boligblokken IS12, med 39,03%. Belastningsfaktor i nettstasjonen er på 29,2%. Disse belastningene er betydelig større enn i scenario 1, hvor høyest belastet linje er 3,32% og nettstasjonen 4,85%. Dette er fordi at, selv om lasten fortsatt er lav, så er det mye effekt som blir overført mellom boligblokken og høyspentnettet. Belastningen går derimot i motsatt retning enn vanlig, da dette dreier seg om produsert energi.

Nettstasjonens effekt verdi er på -90,701 kW. Dette betyr at i stedet for å sende effekt til nettområdet, så overfører den effekt ut til høyspentnettet. Dette er i kontrast til scenario 1, hvor retning for flyt er den andre veien, med en verdi på 15,2 kW.

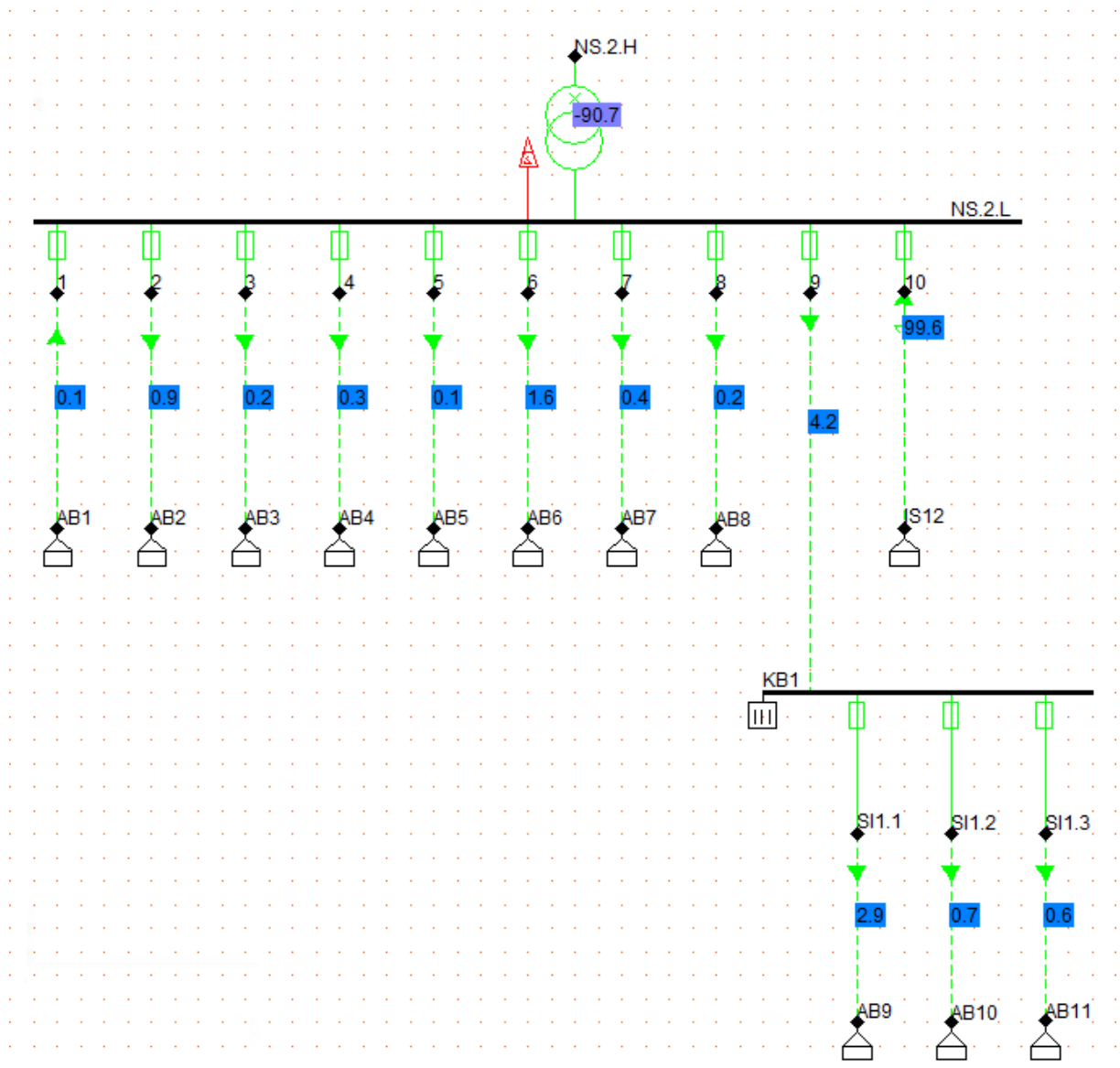
Figur 90 viser spenningsnivåer for denne lastflyt beregningen. Det blir nærmere sett på spenningsnivået på knutepunkter. Det er interessant å se nærmere på hvor store påvirkninger denne produksjonen har på spenningsnivået.



Figur 90: Spenningsnivået i knutepunkter på scenarioet 2

Kretsen ovenfor viser spenningsnivået på knutepunktene som blir belastet. Verdiene er høyere enn i scenario 1, og med en større variasjons rekkevidde på 1,6 V. Høyest spenning er på samme knutepunkt som produksjonen. IS12 med 418,4 V. Dette er innenfor leveringskvalitets forskrifter på $\pm 10\%$ av hoved spenning.

Figur 91 viser effektflyt for denne lastflyt beregningen. Det blir nærmere sett på effektbelastning på knutepunkter etter at produksjonen er lagt til i nettet, samt retning for spenningsflyten.

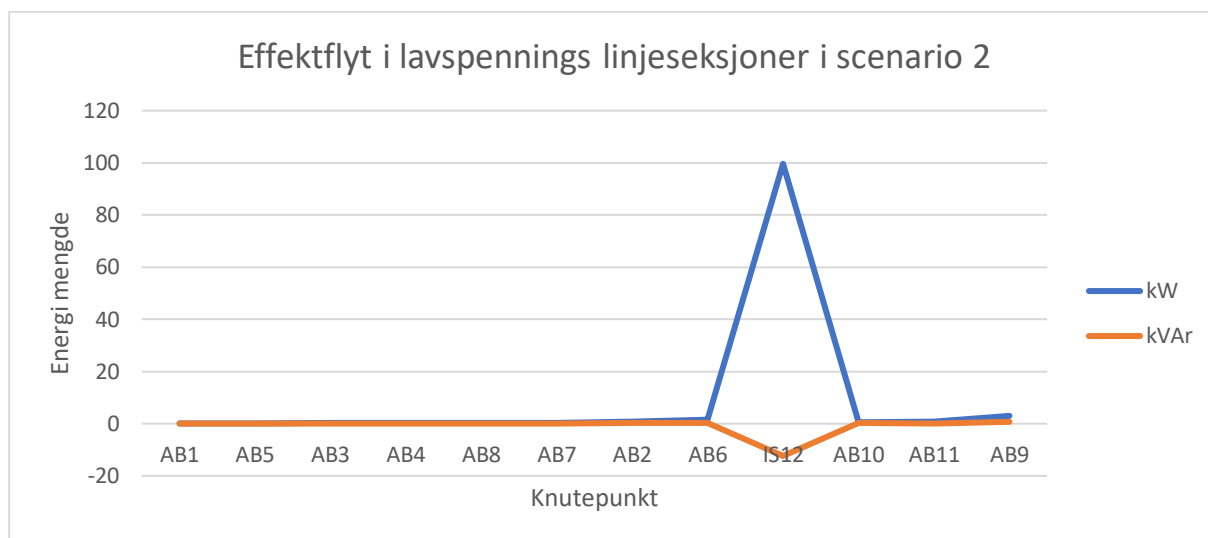


Figur 91:Effektflyten ved solcelle produksjon i reverseretning

Linje 10 har en effektlast på 99,6 kW. Effekten i denne linjen, i motsetning til alle andre linjer, går retning fra nettkunden til nettstasjonen.

Det inspiseres ut ifra scenario 1 at linje 10 der har en effektbelastning på 0,7 kW.

Videre skal analysen vise effektflyt i lavspennings linjeseksjonene i dette scenarioet.



Figur 92: Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner i reversereretning

Fra figur 92 avleses det at den reaktive effekten i IS12 er på -12,369 kVAr.

Flere detaljer for analysen inspiseres, for detaljer til knutepunktet IS12. Dette vises i figur 93.

Effektflyt i lavspennings linjeseksjoner.							
Knutepunkt	Knutepunkt	Effektflyt		Effekttap		Strøm	Bel.
Fra	Til	kW	kVAr	kW	kVAr	A	(%)
IS12	- 10	99.640	-12.369	0.317	0.179	139	32

Figur 93: Oversikt over trafo data på scenario 2

Belastningsfaktoren til IS12 er på 32%. Dette er trygt innenfor kapasitets grensen. Fra oversikt i figur 89 hvor linje 10, som går til IS12, er belastningsfaktoren 39,03%. Dette er også trygt innenfor linjens kapasitet.

Figur 93 viser også at strømmen i IS12 er på 139 A. Fra kildedata avleses det at den aktuelle sikringen for solcellenes tilkobling, har en grense på 125 A. Dette betyr at den produserte strømmen fra denne produksjonen, vil overstige grensen for den installerte sikringen til kunden.

5 Diskusjon

Analysene som ble utført er basert på faktiske data fra AMS-målere som gir et bedre bilde på dagens situasjon av distribusjonsnettet. Med disse dataene kan nettselskapet planlegge bedre drift og sikkerhet i fremtiden. Denne analysen bidrar til videre utvikling av strømmettet med tanke på hvilket nettsystem som gir sikrere drift. I mange tilfeller har ett TN-nettsystem flere fordeler i forhold til leveringskvalitet og driftssikkerhet.

Et TN-nettsystem gir gode økonomiske gevinster når det gjelder elektriske komponenter. Elektrisk utstyr som produseres i utlandet er standardisert i forhold til TN-nettsystem. Når det importeres til Norge, må det omgjøres slik det kan brukes i et IT-nettsystem. Nett kunder som har et TN-nett, slipper å betale kostnader for omgjøring for disse komponenter til f.eks. elbil lader, ifølge NVE.

Ut ifra simulering resultatene, kommet det frem at en del nettstasjoner har ikke mye kapasitet for høyere effekttopper. Derfor er det hensiktsmessig å regulere effekt forbruket for å unngå sammenfallende effekttopper.

Resultatene viser at utfordringer er avhengig av hvor mange nettkunder som anskaffer elbil ladere. Hvis bare noen av kundene i nettstasjonens område anskaffer seg elbil ladere, er nettstasjonenes kapasitet bygget til å være store nok for å håndtere det. Det vil derimot etter en del år fremover være sannsynlig at mange, og etter hvert alle, nettkunder installerer en hjemme lader for elbil.

Det er et problem med tiden en elbil trenger for opplading. Kunder ønsker å lade bilen deres raskere, men de har ikke mulighet til dette når nettet er svakt. I dette tilfellet er det ikke lett å finne en god løsning. Utfordringer oppstår spesielt i et IT-nettsystem for at det er ikke mulig å lade elbilen i 3-fase, med mindre kunden skaffer seg en skilletransformator for å omforme spenning fra en- til tre fasespenning. Dette har ekstra kostnader for nettkunder som har IT-nettsystem. I noen tilfeller oppstår det skjev belastning ved elbillading i IT-nettsystemet når nettet er svakt.

I et sterkt og nytt nett f.eks. nettstasjon 6 kan nettkundene lade bilen hjemme, siden nettet er dimensjonert med tanke på elbiler. På nettstasjon 3 kan bare enkelte nettkunder lade elbil om gangen, da nettet har relativt god kapasitet til denne lasten.

Nettkunder med 1-fase tilkobling har problemer med spennings kvaliteten, som vist i resultat kapitlet. 1-fase tilkobling forårsaker kapasitet problemer og skjevspenning, som i noen tilfeller forårsaker kortslutning og jordfeil. Det anbefales ikke elbillading hjemme med 1-fase tilkobling.

Lokal produksjon på nettet kan være gunstig for både forbruker og nettselskap. Fordelene med lokal produksjon fra solceller i de fleste tilfeller overveier ulempene. Spenning kvaliteten på nettet blir ofte bedre og mer jevn, og det kan også føre til mindre tap i linjene. Det er også muligheter for å installere store batterier som kan fjerne mye av toppene i effektforbruket på strømmettet. Dette vil kunne føre til en jevnere strømpris for nettkunder med batteri installert.

Med Smart grid system kan det foregå en toveis kommunikasjon mellom nettkunder og nettprodusenter. For å sikre nettet må kundene forholde seg til en del forskrifter som pålegges fra nettselskapet. Smart grid er en god løsning med tanke på solceller. Kundene kan være både forbrukere og produsenter, hvor de selger overskudds energi som de produserer til nettselskapet. Dette er gunstig for kunder med tanke på fortjeneste, og for nettselskaper med tanke på blant annet å bidra til spenningsnivået. Det er viktig at nettet er sikret for både spennings økning og senkning.

Utfordringer med private solceller, er at de kan føre til problemer for nettselskapet i forhold til forskrift om leveringskvalitet (FoL). Ofte forekommer det bekymringer fra nettselskapet. Solcelle produksjon gir langsomme spenningsvariasjoner. Dette kan føre til overspenninger på nettet om solcelleanlegget er stort, eller nettet er svakt.

Nettstasjonene har forskjellige egenskaper blant annet i størrelse, kundetyper, årgang og type nett. I en del av nettstasjonene, viser simuleringene at kapasitets problemer på kunde- og nettstasjons nivå, har mye mer sannsynlighet for å oppstå enn problemer på linje nivå. På kundenivå, observeres det at kapasiteten for elbil ladere er tilstrekkelig, for alle tilfeller hvor kunden har 400V nettspenning og trefase tilkobling. Nettkunder uten dette, og ellers har lav tilgjengelig kapasitet i sikringen, vil sannsynligvis ha problemer med å ta i bruk elbil lader.

Spenningsnivåer i nettet vil være mer utsatt for redusert kvalitet ved elbil ladere, enn nettstasjons kapasiteten. Lave antall av installerte elbil ladere, er nok til å sette

spenningsnivåene i faresone. Tiltak som holder spenningen mer stabil vil være viktigere å iverksette enn kapasitets oppgraderinger.

Spenningsprang

Spenningsprang betyr at spenningen varierer med mer enn 3% stasjonær, eller 5% kortvarig, og med endring som er raskere enn 0,5% per sekund. Dette er ikke en normal hendelse i fungerende solcelle anlegg, men kan forkomme ved eventuelt utkoblinger av anlegget, eller ved en spenningsdipp i nettet.

Spending-asymmetri

De fleste solcelle til private bruk er en-faseanlegg. Disse en-fase-belastningene fører til en spending asymmetri om netter er for svakt, eller anlegget er for stort. Spending-asymmetri forårsaker en spenningsforskjell mellom fasene i nettet. Kravet fra forskriften om kvalitetslevering hvis spennings forskjellen overstiger 2% eller synker under 2, gis produksjonen tillatelse til kundene. På grunn av dette tillates ikke kunder med å påkoble solcelleanlegg som større produksjon enn 20 A.

Overharmoniske spenninger

Overharmoniske spenninger ved produksjon av solcelleanlegg, er et annet problem. Dette er spesielt relevant fra en kraftelektronikk komponent. En solcelle vekselretter kan skape problemer i svake nett med store overharmoniske spenninger. Det fører ikke til like store problemer i et sterkt nett. Det er krav til CE-merket utstyr som begrenser hvor mye emisjon som er tillatt, men det kan også være store variasjoner på forskjellige produkter fra samme produsent.

6 Tiltak

Tiltakene som blir anbefalt for nettselskapet i dette kapitlet, er i forbindelse med analysen av effektforbruket og simulering av elbiler på strømmettet. Det er nettselskapet som kan ta beslutning om hvilke av disse tiltakene som gir bedre økonomiske gevinster, er bærekraftig og er sikker for fremtidig drift.

-Punkt 1

- Det anbefales nettselskapet sterkt å omlegge alle nettkunder som forsynes fra en-fase kobling til tre-fasekobling.
- Gamle nett krever prioritet for investeringer og oppgraderinger.
- Nettstasjon 3 har et gammelt og svakt nett. Linjer har god kapasitet, men i dette feltet må hovedsikringer oppgraderes.
- Fordelingstransformatoren må først oppgraderes til større ytelse. Alternativt må kretsen deles opp i to nettstasjoner. Dette gir mulighet for nettselskapet til å bygge en nettstasjon i feltet hvor nettet er svakest. Å ha flere innmatinger i området har mange fordeler. Ved en eventuell feil i nettet kan den ene nettstasjonen kobles ut og nettet forsynes midlertidig fra den andre nettstasjonen. Dette gjelder resterende nettstasjoner med liknende tilstand.
- Nettkunder som spør etter en større sikring enn det nettet klarer å levere, må skaffe seg en skilletransformator. Dette er aktuelt for et IT-nettsystem med elbil ladning.
- Nettselskapet kan utplassere spenning boostere i punkter hvor spenningsnivå er lavt.
- Nettselskapet kan utplassere kondensator batterier for å nulle ut reaktive tap i nettet.
- Nettselskapet kan innføre noen former for effekttariffer for nettkundene angående pris på strømmen, for å redusere effekttopper.
- Nettselskapet kan bidra med en del kostnader for å installere batterier hos nettkundene for å sikre drift i nettet.

- Det er fordel å bygge TN-nettsystemer i fremtiden.

-Punkt 2

Solceller er en pålitelig kilde for elektrisk energiproduksjon. Anlegget har forutsigbart produksjonsmønster, enkel produksjons prosess, lite vedlikehold og få krav til plass og plassering. Alt dette gjør det passende for å installeres hos private kunder, hvor strøm som produseres ekstra kan bli sendt tilbake til nettet.

En mulig konsekvens med dette, som er felles for kunde-basert energiproduksjon, er konflikter fra lastflyt balanse når mye strøm blir produsert ved lav belastning. Produksjonen av solcellene er mye påvirket av årstiden, da det er mye mer energi å hente fra solen om sommeren enn vinteren. Dette er i motsatt balanse i forhold til belastning av nettet.

Simulering utført i prosjektet viser derimot at denne konsekvensen ikke er veldig relevant i dagens nett.

Produksjonsmønsteret til solceller er også påvirket av daglig tidspunkt, hvor mest energi blir produsert midt på dagen. En veldig nyttig komponent for denne egenskapen, er batterier tilkoblet solcelle systemet. Dette gjør at den produserte energien som er til overs fra det faste produksjonsmønsteret, kan utnyttes på andre tider med større belastning. Dette vil også være nyttig selv uten solceller, men fungerer veldig godt kombinert.

Ut ifra gode gevinster og fordeler, vil solceller være et anbefalt tiltak.

7 Konklusjon

Målet i dette prosjektet er å analysere og beregne samtidigheter, og fremstille eksisterende og fremtidig forbruksmønster på kundenivå. Hovedfokuset er å beregne reelle samtidigheter, effektuttak og å utføre simuleringer med økt effektuttak gjennom elbilladere.

Resultater stemmer overens med det teoretiske grunnlaget. Det blir beregnet at ulike kundegrupper, og størrelser på nettområder, har ulike rekkevidder av samtidighetsfaktorer. Videre blir det illustrert at belastningsprofiler på ulike kundegrupper har ulike forbruksmønstre.

Den høyest effekttoppen forekommer generelt om morgenen og ettermiddagen, som forventet. Ut ifra målinger og beregninger kommer det frem at et TN-nettsystem har sikrere driftsforhold enn et IT-nettsystem.

Det blir vist at belastninger fra elbiler har store påvirkninger på nettet. Det fører til at gamle nett må bli oppgradert gradvis i kommende år, for å kunne håndtere kommende last.

Oppgraderinger kan utføres ved behov, relativt til økning i antall elbilladere som tilknyttes nettet.

Lastflytanalysen viser at hvis alle nettkundene har aktive elbil ladere, klarer ikke nettet å håndtere dette. Det blir vist på nettstasjon 3 at fordelingstransformatoren blir overbelastet med en belastningsgrad på 172%. Nettkundenes forbruk overstiger hovedsikrings-kapasiteten. I nettstasjon 3 som et eksempel, kan det konkluderes med at nettområder med gammel årgang, ikke har kapasitet til elbil ladning. Hvis kundene ikke tilpasser forbruket sitt over døgnet, risikerer de å skape strømbrudd og forstyrrelser i nettet.

Videre i arbeidet med dette prosjektet blir det simulert lokal produksjon hos nettkundene. Det viser seg at et større solcelleanlegg ikke er anbefalt på strømmettet. Dette er fordi effektflyten på nettet skaper ustabilitet hos andre abonnenter i nettområdet.

Lokalproduksjon ville være mest effektivt med små anlegg hos hvert enkelt abonnement.

8 Feilkilder

Fremstilling av effektuttak og beregninger av samtidighetsfaktorer er basert på null tap i dette prosjektet. Data fra AMS-målere baserer seg på kundenivå og aggregert data fra nettstasjoner. I praksis skal det være ca. 3% tap i kabler. Dette ville vist avvik fra dette prosjektet, med tap i kablene som ikke er medberegnet.

Beregninger på nettstasjon 8 tilsier ikke faktiske verdier. Avviket forårsaket i dette området er på grunn av midlertidig strømtilførende anlegg. Dette er fordi området var under oppbygning i 2019. Dvs. at effektforbruket er større på kundenivå i forhold til hva som blir levert fra nettstasjonen. Avviket kan være stort med tanke på effekttopper i spesifikke tider.

Beregninger i fase2: Simuleringer med elbiler blir beregnet som et estimat. Det er ikke eksakte forbruk fra elbiler som blir fremstilt, siden det er stor forskjell på hvilken elbil type hver kunde har. Det ble utført en estimering av effekten som en elbil som kan trekke. Det kan ikke bestemmes hvor stort dette avviket vil være.

Velanders formler som er blitt tidligere benyttet for å beregne samtidigheter, gir ikke lenger gode resultater. Metoden baserer seg på den tradisjonelle metoden som ikke tar forbehold for nytt elektrisk utstyr og elbiler. Derfor blir avviket stort hvis en fortsatt bruker den tradisjonelle metoden. Forskjellen mellom målte-verdier fra AMS-måler og Velanders koeffisienter er stor. Med Velanders metoden blir det beregnet gjennomsnittlig forbruk på en type kundegruppe. AMS-målere viser at hver type kundegruppe har ulik forbruk med stor differanse mellom hver enkelt kunde. Data fra AMS- målere viser at eneboliger kan ha et forbruk fra 10kW- 25kW. Derimot vise Velanders formelen gjennomsnittlig forbruk på kun ca.16kW.

For solcellene som plasseres på taket til en boligblokk, vil det i beregningene sannsynligvis ikke stemme med arealet for solceller. Gitt det tilfellet at taket til boligblokken er flatt, vil det ikke være enkelt å gi full sol dekke til alle solcellene hvis de har en helning på 25 grader. Med mindre det blir bygget opp for tilpasning, vil enten solcellene skygge for hverandre, eller de må plasseres med større mellomrom, derav redusere antallet celler.

Referanseliste

- [1] Energifakta Norge Strømnettet; 2019 [Oppdatert 10.04.2019], [Hentet 05.03.2020].
Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- [2] Sintef. Nettutforming og nettdata REN: Sintef; 2003 [Hentet 05.03.2020]. Tilgjengelig fra:
<https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/729f25a7-4872-4300-bc22-a14403970e10?filename=Nettutforming%20og%20nettdata.pdf>
- [3] Elektriske lavspenningsinstallasjoner, NEK 400:2018. Norsk elektronisk komite, 2018.
- [4] Kjell Saugstad. Transformator-Store norske Leksikon, 24. januar 2019.
Tilgjengelig fra: <https://snl.no/transformator>, <https://brukere.snl.no/.minside/conversations>
- [5] Steinar Olsen. Transformator-ndla,17.01.2019-(CC CC-BY-SA-4.0 Opphaver: Stig W. Hanssen)
Tilgjengelig fra: <https://ndla.no/nb/subjects/subject:16/topic:1:50931/resource:1:56569>
- [6] NVE. Strømforbruk i Norge mot 2040. NR.22/2019:
Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf
- [7] Gjøvik kommune. Rapport om klimasats-2017.
Tilgjengelig fra: <https://www.miljokommune.no/Documents/Klima/Klimasats-eraringer%202017/2017%20Gj%C3%B8vik%20rapport.pdf>
- [8]. Knut Hofstad. effekt- Store norske Leksikon 31. oktober. 2019.
Tilgjengelig fra: <https://snl.no/effekt>
- [9] Frode Høyte. Effektfaktor- Store norsk Leksikon 15. oktober 2018.
Tilgjengelig fra: https://snl.no/effektfaktor_for_en_vekselstromskrets
- [10] SINTEF. Planbok- Lastflytanalyser. 17.06.2016.[Hentet 16.05.2020].
Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[11] Arif Ali- Distribution Network management and planning-2018- chapter 5.4.4 (DR for Maximizing Distributed Generation Hosting Capacity of Electric Distribution Networks). page. 126.

Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1007/978-981-10-7001-3>

[12] Elektriske Energisystem- høsten 2019. [Kompendium] [Hentet 03.05.2020].

[13] LOVDATA. Leveringskvalitetsforskriften- 10.12.2004.[Hentet 17.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557?q=Levering%20kvalitet%20i%20kraftsystemer>

[14] SINTEF. Planbok- Spenningskvalitet. 2011.07.07.[del 1.1 Energiloven], [Hentet 17.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[15] SINTEF. Planbok- Spenningskvalitet. 2011.07.07.[del 1.2 Forskrift om leveringskvalitet], [Hentet 17.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[16] SINTEF. Planbok- Spenningskvalitet. 2011.07.07.[del 1.4 Ansvar for spenningskvalitet og elektrisitet som punkt], [Hentet 17.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[17] SINTEF. Planbok- Fastlegging av belastninger ved analyser av lavspenningsnett. 2014-05-02., «Sammenligningsforhold og samtidigheter», [Hentet 18.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[18] SINTEF. Planbok- Fastlegging av belastninger ved analyser av lavspenningsnett. 2014-05-02., «Velandersformel», [Hentet 18.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>

[19] Renblad. SINTEF-blogg oktober 15.2019 skrevet av Erik Ivarsøy og Eirik Haugen. [Hentet 20.03.2020].

Tilgjengelig fra: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/batterier-lastprofil-hurtigladestasjoner-effektivt-lonnsomt/>

[20] NVE- Kostnader i strømmettet-gevinster ved koordinert lading av elbiler. Ekstern Rapport Nr. 51-2019. [Hentet 20.02.2020].

Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_51.pdf

[21] DSB-Forskrift om elbil og sikkerhet. [Hentet 20.02.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/tema/elbil---lading-og-sikkerhet/#etablering-av-ladepunkter>

[22] Deltrix- Chargin Modes. [Hentet 12.04.2020].

Tilgjengelig fra: <https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes/>

[23] Fjordkraft- ladestasjoner. [Hentet.20.02.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.ladestasjoner.no/lading/kode-mode/>

[24] Powel- NetBas. [Hentet 05.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/nettinformasjonssystem/Netbas-copy>

[25] Godfrey Boyle. Teknisk informasjon om solceller. Renewable energy: Power for a sustainable future, third edition, Oxford university press, 2012.

[26] Duffie & Beckmann. Teknisk informasjon om solceller. Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition, Wiley Interscience, 1991

[27] Earth tilt sample [Internett]. Opplastet 22.05.2004 [Hentet 20.05.2020]. Tilgjengelig fra:

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Earth_tilt_sample.jpg

- [28] Solar panel lot free image [Internet]. Opplastet 02.01.2017. [Hentet 20.05.2020].
Tilgjengelig fra: <https://www.peakpx.com/532302/solar-panel-lot>
- [29] Duck Curve CA-ISO 2016-10-22 [Internet]. Opplastet 26.10.2016 [Hentet 20.05.2020].
Tilgjengelig fra: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Duck_Curve_CA-ISO_2016-10-22.agr.png
- [30] NVE- Forslag til endring i kraftsystem. Rapport nr.61-2017.[Hentet 13.05.2020].
Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_61.pdf
- [31] RENBLAD- Nr 4100, VER 4.0- 09 / 2018- Lavspenningsnett kundetilknypning utførelse.
Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no>
- [32] Hanne Sæle- forsker. SINTEF- fleksibelt distribusjonsnett. [Hentet 19.05.2020].
Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/avanserte-male-og-styringssystemer-ams/>
- [33] Jakub Jurasz- Sustainable Energy Technologies and Assessments. April 2020, 100647[Hentet 20.03.2020].
Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100647>
- [34] Elektriske energisystem- Høsten 2019.[Kompendium]. [Hentet 21.05.2020].
- [35] Springer Nature Singapore Pte.Ltd.2020. A. N. R. Reddy et al. (eds.), *Intelligent Manufacturing and Energy Sustainability*, Smart Innovation, Systems and Technologies 169.[Hentet 12.03.2020].
Tilgjengelig fra: https://doi.org/10.1007/978-981-15-1616-0_27
- [36] Neset T. Lade elbil hjemme i egen ladestasjon - Les dette før du installerer ladestasjon hjemme [Internett]. Dinside.no 02.11.2017 [Hentet 22.05.2020].
Tilgjengelig fra: <https://www.dinside.no/bolig/les-dette-for-du-installerer-ladestasjon-hjemme/68828508>
- [37] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap. Elbil – lading og sikkerhet [Internet]. [Hentet 24.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/tema/elbil---lading-og-sikkerhet/#etablering-av-ladepunkter>

[38] Solcellespesialisten.no. SCCS Sunpower 350W Svart. [Hentet 22.05.2020].

Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/nettbutikk/solcellepanel/sccs-sunpower-350w-svart-sunpower-spr-x21-350-blk.html>

[39] Timeanddate.no. [Hentet 22.05.2020]. Tilgjengelig fra:

<https://www.timeanddate.no/astronomi/sol/norge/stange?maaned=6&year=2019>

Vedlegg

Vedlegg er i et separat dokument.

- Kart over strømnnett konsesjonsområder
- Fase 1: Forbruksmønster og samtidigheter
- Fase 2: Simulering i NetBas – Lastflytanalyse
- Gjennomsnittlig effekt ift. sikringskapasitet.
- Forskrifter om leveringskvalitet