



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Utfordringer i distribusjonsnettet ved elektrifisering av veitrafikken

Tomas Løkken

Fornybar energi

Forord

Oppgaven markerer avslutningen av min mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø og biovitenskapelige universitet (NMBU). Masteroppgaven har et omfang på 30 studiepoeng, og er skrevet ved fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA).

Arbeidet med masteroppgaven har vært en lærerik, krevende og svært spennende prosess, hvor det er nyt godt av den brede tverrfagligheten i endt studie.

Jeg vil spesielt takke min veileder Thomas Martinsen for god støtte underveis gjennom tilbakemeldinger, innspill og diskusjoner. Takk til medstudenter for nyttige diskusjoner og et godt og motiverende miljø gjennom fornybar energi studiet på Ås.

Videre vil jeg takke Hallingdal Kraftnett for god datatilgang som er benyttet i studien og mye faglige diskusjoner og innspill. Til slutt vil jeg takke familie og venner for god støtte og motivasjon underveis.

Sammendrag

Samfunnet står nå ovenfor store klimautfordringer som medfører at klimagassutslipp skal kuttes med 55% innen 2030. Veitrafikken er en av sektorene som skal bidra til dette kuttet, som medfører at fossile kilder i stor grad skal erstattes ved elektrifisering.

Elektrifiseringen av veitrafikken er allerede i full gang, hvor det primært er blant kjøretøy under 3500kg utviklingen har eksplodert de siste ti årene. Helelektriske biler dekker nå 14% av den norske bilparken, og blant nybilsalget i 2022 stod elbiler for nesten 80%. Dette medfører relativt stor sikkerhet for at det primært er elektriske biler i 2040. Blant kjøretøy over 3500kg har det vært svært liten utvikling inntil videre, og det er fortsatt knyttet stor usikkerhet til hvor fort og hvor stor andel av tungtrafikken som vil elektrifiseres. Ut fra dette ble det laget tre [Trafikkscenarier](#) for Hallingdal i 2040.

Hovedfokuset i oppgaven er å undersøke hvilket effektbehov elektrifiseringen medfører, og om det skaper kapasitetsutfordringer i distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet som er benyttet i analysen dekker Hallingdal som er et distriktsområde langs RV7 mellom Oslo og Bergen. Området bærer preg av en høy andel hytter og fritidsboliger, samt mye tungtrafikk mellom øst og vest som kjører RV7 gjennom Hallingdal.

Analysen av hvilken innvirkning elektrifiseringen vil ha for distribusjonsnettet gjøres gjennom to adskilte simuleringer, en for høyspent- og en for lavspentnett. For hvert av nettnivåene kjøres simulering av normallading ved hver sluttbruker, med ulike trafikkscenarier og ulike adferdscenarier for [Normallading](#). I tillegg gjøres det simuleringer gjennom [Netbas](#) for Leveringskvaliteten i lavspentnett. For høyspentnettet simuleres effektbehovet, utvidet til å omfatte lading av tungtrafikken i tillegg til både normal- og hurtiglading for personbiler.

Resultatene viser at effekten analysert nett belastes med vil bli over 90MW de høyeste timene selv ved lavt trafikkscenario. Ved å benytte prisregulerte systemer vil makseffekten ha en signifikant reduksjon på 34% ved lavt scenario, mens høyt scenario medfører maks effekt på 116MW og 22% reduksjon for prisregulert adferd. Ettersom lastbalansering mot kundespesifikk kapasitet vil gi utslag for en svært liten andel av sluttbrukere, vil det primært være effektintensive forbrukere som har potensiale til ytterligere reduksjon av effekttoppene ved lastbalansering.

For de spesifikke radialene i høyspentnettet er kombinasjonen av ulike forbrukere svært viktig i tillegg til adferd ved lading. En priskontrollert adferd ved normallading var svært gunstig i møte med det generelle forbruket i bolig og fritidsbolig. Slik adferd har også egnede egenskaper i kombinasjon med hurtiglading av biler, mens lastebillading er svært u hensiktsmessig å kombinere med priskontrollert lading. Lading av tungtrafikken er i større grad hensiktsmessig å kombinere med næringsvirksomheter eller hurtiglading av biler.

Normallading tilkobles i lavspentnettet, primært gjennom boliger og fritidsboliger. Det er i likhet med høyspentnettet svært god nytte av prisstyrt lading for å redusere effekttoppene. Lavspentnettet antas å få over dobling av makseffekten ved samtlige scenarioer, og relativt liten differanse mellom trafikkscenarioene. Minimumsscenarioet med lastbalansert lading resulterer i behov for å øke kapasiteten i 2% av kundespesifikt- og 11% av matenettet innen 2040. flesteparten av anleggene med kapasitetsmangel er tilknyttet 230V nett, mens det trengs svært lite utbedringer i 415V nett. Ved å endre til ukontrollert adferd vil forventningen endres til henholdsvis 21% og 43%.

Leveringskvaliteten i lavspentnettet hadde lite utfordringer, hvor spenningskvalitet var det mest utsatte målet. Det viste seg å være svært lite problemer tilknyttet ren lading av elbiler, men for V2G og andre innmatinger i lavspentnettet er det behov for videre arbeid med kartlegging av potensialet. Ved innmating begrenser overspenning kapasiteten for innmating, hvor resultatet var at 12% av sluttbrukerne kun har kapasitet til 2 – 4KW innmating i lavspentnettet.

Samlet resultat for oppgaven viser at det er en svært stor økning i effektbehovet, som vil medføre utfordringer for distribusjonsnettet de kommende årene. Hvor store utfordringene vil bli er svært avhengige av adferd og grad av elektrifisering for ulike sektorer. Dette medfører at det i tiden fremover er viktig med virkemidler som oppfordrer sluttbrukere til å ta i bruk teknologi som gir god utnyttelse av kraftsystemet.

For en effektiv utnyttelse, drift og utvikling av distribusjonsnettet, vil utvikling av nye digitale verktøy være essensielt. Gjennom slike systemer vil en ikke bare kunne gjøre riktige prioriteringer av prosjekter basert på reell data, men en vil også kunne oppdage utfordringer tidligere, som kan øke leveringssikkerheten.

Abstract

Society is now faced with a major climate challenge, where there are public goal to decrease greenhouse gas emissions 55% by 2030. Road traffic is one of the sectors that must contribute to this cut, which means that fossil fuels must be replaced by sources like electricity.

The electrification of road transportation is in good progress, where it is mainly among cars that the development has increased the past 10 years. Fully electric cars are covering 14% of the Norwegian car fleet, and among new car sale the fully electric cars accounted for almost 80%. With the business as usual perspective there is a relatively high degree of certainty that cars primarily will be electric vehicles by 2040. Among heavy duty vehicles like trucks and busses, there has been very little development so far. This creates a great uncertainty about how quickly and in what degree the electrification will be among heavy duty vehicles. Based on this there are made three scenarios for the traffic through Hallingdal in 2040. Scenarios spread with 85%-100% degree of electrification for cars, and 15%-75% degree of electrification for heavy vehicles.

The main focus of the thesis is to investigate what power demand the electrification entails, and whether it results in capacity challenges for the distribution network. The distribution network used in this study covers Hallingdal which is a district area along the main road RV7 between east and west of Norway. The area is characterized by a high portion of holiday homes, as well as a lot of heavy duty traffic between east and west.

The analysis is investigating what impact electrification of transportation will have for the distribution network. The investigation is done through two separate simulations, one for high voltage- and one for low voltage-grid. For each grid level a simulation of AC charging for each user is accumulated and run for the different traffic and behavior scenarios. In addition there is run simulation through Netbas to check the quality of energy-supply. For the high voltage grid the simulations have been extended to include DC-charging for both cars and heavy duty traffic.

The results show that the power demand in the analyzed grid will exceed 90MW in peak hours, even in a low traffic scenario. By introducing price-regulated AC-charging the power demand will be reduced by 34% in low traffic scenario. By using the high traffic scenario the demand will increase to 116MW for uncontrolled charging and 22% reduction potential with price regulated AC-Charging behavior. As load balancing at customer-specific will result in a very small proportion of consumers and power demand, it is primarily power-intensive consumers who have potential to further reduce power peaks.

For specific parts of the high-voltage grid, the combination of consumer characteristics and behavior are important. A price-controlled AC-charging was very favorable in the face of general consumption in homes and holiday homes. Such behavior has suitable characteristics to put in combination with

rapid chargers for cars, while heavy duty vehicle is inappropriate to combine with AC-charging. Truck charging is to a greater extent appropriate to combine with commercial activity or rapid charging for cars.

AC-charging is connected to the low-voltage grid, primarily through homes and holiday homes. Alike the high voltage grid the price controlled behavior makes a great reduction in power peaks. The power increase exceeds a doubling even for load balancing charging, and there's a relatively low difference between the traffic scenarios. The minimum scenario for increased capacity needs suggests that 2% of customer-specific and 11% of the feeding grid will require reinforcement by 2040. A large share of facilities with capacity shortage have connection to 230V, while minimal improvement are required in the 415V grid. By changing to uncontrolled behavior the expectations shift to 21% and 43% respectively.

The power quality in low-voltage grid presents a few challenges, with voltage quality being the most vulnerable aspect. There were very few problems associated with pure charging, but further work is needed to properly assess the challenges and potential for vehicle-to-grid (V2G) and other feed-ins. When feeding into the grid, overvoltage limits the feeding capacity in begrudgingly areas. This area contains 12% of the end users, and have capacity for maximum feed-in of 2 – 4KW.

The overall results of the study indicate a significant increase in power demand, which will pose challenges for the distribution grid in the coming years. The magnitude of these challenges heavily depends on behavior and the extent of electrification across different sectors. Therefore important to implement measures that encourage end user to adopt technologies that efficiently utilize the power system.

To achieve effective utilization, operation and development of the distribution grid, the development of new digital tools is essential. Through such systems not only can proper project prioritization be based on real data, but challenges can also be identified earlier, thereby enhancing delivery reliability.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	1
2. Bakgrunn	2
2.1. Bakgrunn for elektrifisering av transportsektoren.....	2
2.2. Veitrafikken	3
2.2.1. Kjøretøy < 3500kg.....	4
2.2.2. Kjøretøy > 3500kg.....	5
2.3. Kraftsystemet.....	6
2.3.1. kraftproduksjon og nettbalansering	6
2.4. Kraftnettet.....	8
2.4.1. Oversikt	8
2.4.2. Distribusjonsnettet.....	9
2.4.2.1. Nettets oppbygning og hovedkomponenter	9
2.4.2.2. Leveringskvalitet	11
2.4.2.3. Forsyningssikkerhet.....	12
2.5. Prosjektering av og beregning av nett	13
2.5.1. Netbas.....	14
2.6. Elbillading	14
2.6.1. Normallading.....	15
2.6.2. Hurtiglading.....	16
2.7. Prosumenter	17
3. Case	18
3.1. Oppgavens oppbygning.....	18
3.2. Oppgavens avgrensninger	18
3.3. Områdebeskrivelse	18
3.4. Trafikk i Hallingdal	20
3.4.1. Kjøretøy < 3500 kg.....	20
3.4.2. Kjøretøy > 3500 kg.....	22
3.5. Elbillading	22
3.5.1. Normallading.....	23
3.6. Lading for tungtransport.....	25
3.7. Distribusjonsnettet i Hallingdal	25
3.7.1. Eksportert nettdata data	26
3.7.2. Prosjektering.....	27

3.8.	Prosumenter i lavspennetnettet.....	28
4.	Metode.....	29
4.1.	Trafikkscenarier.....	29
4.2.	Filtrering av datagrunnlag	29
4.3.	Analyse av lavspenn distribusjonsnett	30
4.3.1.	effektanalyse.....	30
4.3.2.	Spenningsanalyse	32
4.3.3.	Prosumenter i lavspennetnettet.....	32
4.4.	Analyse av høyspent distribusjonsnett	33
4.4.1.	Normallading.....	33
4.4.2.	Hurtiglading av biler	34
4.4.3.	Analyse av gjeninnkobling etter strømbrudd.....	35
4.5.	Lading for tungtrafikken.....	36
4.5.1.	bruk av batterianlegg til lastbalansering.....	37
4.6.	Sammenstilling av lading	37
5.	Resultater.....	39
5.1.	Lavspenn distribusjonsnett.....	39
5.1.1.	Kundespesifikt nett.....	39
5.1.2.	Matenettet.....	41
5.1.3.	Spenningsanalyse	42
5.2.	Harmonisk støy ved elbillading.....	43
5.3.	Prosumenter i lavspennetnettet.....	43
5.4.	Gjeninnkobling etter strømbrudd	45
5.5.	Høyspent distribusjonsnett	46
5.5.1.	Normallading.....	46
5.5.2.	Hurtiglading kjøretøy < 3500kg	47
5.5.3.	Hurtiglading kjøretøy > 3500kg	48
5.5.4.	Lastbalansering av Hurtiglading med batteri.....	49
5.5.5.	Sammenstilling.....	51
5.5.5.1.	Lavt scenario	52
5.5.5.2.	Middel scenario	54
5.5.5.3.	Høyt scenario.....	56
6.	Diskusjon.....	58
6.1.	Transportsektoren	58
6.1.1.	Kjøretøy < 3500kg.....	58
6.1.2.	Kjøretøy > 3500kg.....	58

6.2.	Lading.....	59
6.2.1.	Normallading.....	59
6.2.2.	Hurtiglading.....	60
6.2.3.	Batteribalansering av effekttopper.....	61
6.3.	Lavspent distribusjonsnett.....	62
6.3.1.	spenningsanalyse.....	63
6.3.2.	Harmonisk støy.....	64
6.4.	prosumenter i lavspennet nett.....	65
6.5.	Høyspent distribusjonsnett.....	66
6.6.	Innkobling av prisstyrt last og gjeninnkobling etter strømbrudd.....	67
7.	Konklusjon.....	68
7.1.	Videre arbeid.....	70
8.	Referanse.....	71
9.	Vedlegg.....	74

Figur liste

Figur 1 : figuren viser energibruk fordelt på transportsektorer (SSB, 2017)	3
Figur 2. angir fordelingen av drivstoff i den Norske bilparken (SSB, 2021).....	3
Figur 3. grafen til venstre angir markedsandelen elbiler står for ved nybilsalget frem til 2022. Venstre graf viser utviklingen i elbilandelen for den Norske bilparken. (Elbilforeningen, 2022)	4
Figur 4 Det norske kraftsystemet illustrert skjematisk med hoveddelene som bokser. I skillene mellom nettdelene er det transformatorer som endrer systemspenningene og piler som viser normal retning for elektrisiteten (Energinorgefakta, 2019; NVE, 2020c; Regjeringen, 1998).....	6
Figur 5 Flytdiagram som skisserer hovedtrekkene i distribusjonsnettet. Strømmen blir sendt fra regionalnettet inn få høyspent distribusjonsnett hvor produksjon, storforbrukere og fordelingstransformatorer for lavspennetnettet tilkobles. De aller fleste sluttbrukere tilkobles i lavspennet distribusjonsnett.....	9
Figur 6 illustrerer hvordan flyten av energi er i distribusjonsnettet. NS – Nettstasjon, KB – Fordelingsskap i lavspennetnettet, LS – Høyspentkunder (F.eks Ladestasjon), SK – Småkraftverk. Blå objekter illustrerer innmating i nettet, Gule objekter illustrerer forbrukere. Røde linjer angir regionalnett, oransje linjer angir høyspennings distribusjonsnett og blå linjer angir lavspennet distribusjonsnett.....	10
Figur 7 viser en fordeling av antall utfall for årene 2015 – 2018 fordelt på varigheten til driftsforstyrrelsen (Fadum, 2019).	12
Figur 8 Eksempel på hvordan sammenlagingsfaktoren utvikler seg med antall bygg (Karen Byskov Lindberg, 2022)).....	13
Figur 9 hyppigheten av hurtiglading viser seg å være økende ved økende batterikapasitet (Inga Margrete Ydersbond, 2020).....	16
Figur 10 oversiktskart over Hallingdal (Maps, 2023).	19
Figur 11 oversiktskart over de store kraftverkene tilknyttet Hafslund ECO (Helberg, 2023)	19
Figur 12 fordeling av bilparkens batterikapasitet i 2040 (Inga Margrete Ydersbond, 2020).....	21
Figur 13 viser last pr. time i døgnet og fordelingen av ladebehovet fordelt på dager i uken. Lastprofilene angir årsgjennomsnitt for fordelingene (Løkken, 2023).	23
Figur 14 angir perioden for smartlading ved et normalt døgn (energi, 2023)	24
Figur 15 viser installert kapasitet i sluttbrukers anlegg fordelt på nettsystem (Kraftnett, 2023).....	27
Figur 16 illustrerer dataflyt og metode i modellen for lavspennetnettet.....	30
Figur 17 er flytdiagram for modellering av belastning i høyspentnettet.....	33
Figur 18 illustrerer akkumulert ladeprofil fra samtlig lading tilknyttet veitrafikken.	38
Figur 19 belastningsgraden i ulike deler av lavspennetnettet ved ulike adferds scenarioer.	39
Figur 20 viser kapasiteten nettet i griseområder har for innmating av last fra prosumenter. Figuren illustrer hvilken effekt kortslutningsstrømmen IK2min og antall sluttbrukere på en kurs har for kapasiteten i nettet.	44
Figur 21 er et utklipp fra et strømbrudd som illustrerer «payback time» effekten. Grafen viser hvordan effektbehovet økes vesentlig ved gjeninnkobling, hvor det i dette tilfelle var seksjonert i fire deler for å unngå overbelastning i nettet.....	45
Figur 22 viser akkumulert ladeprofilen for normallading tilknyttet bolig og fritidsbolig ved priskontrollert ladeadferd og ukontrollert ladeadferd.	46
Figur 23 viser lastprofil hentet fra nettselskapets AMS måler ved Gulsvik hurtigladerstasjon.	47
Figur 24 elbilers gjennomsnittlige ladeprofil for samtlige hurtigladerstasjoner i Hallingdal 2023, vises med heltrukken blå linje på primæraksen. Sekundæraksen tilhører stiplede linjer som viser prediksjon av effektbehovet for de tre elektrifiserings scenarioene for 2040.....	47

Figur 25 Antall kjøretøy som til enhver tid står parkert med 45 minutter hviletid eller 9 timers døgnhvile i Hallingdal.	48
Figur 26 antall tunge kjøretøy som tilkobles lading pr time i hallingdal, er illustrert med stiplede linjer på primærakse. Lastkurven for effekt til lading av tungtrafikken illustreres med heltrukne linjer mot sekundæraksen.....	49
Figur 27 illustrerer et scenario for hvordan lastkurven endres ved implementering av lastbalansering for tungtrafikklading. Scenarioet er utarbeidet med hensyn til å kombineres med hurtiglading av elbiler som har peak i lastkurven fra 14:00 – 19:00.	50
Figur 28 viser sammenlagret ladeeffekt ved AC- lading, hurtiglading for bil og lading av tungtrafikken ved ukontrollert og kontrollert AC-lading, hvor samtlige teknologier er lagt inn med identisk maks effekt = 1.....	51
Figur 29 viser estimert lastkurve ved lavt scenario for elektrifisering ved ukontrollert og priskontrollert adferd ved lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effekt.....	52
Figur 30 viser estimert lastkurve ved middel scenario for elektrifisering ved ukontrollert og priskontrollert adferd ved lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effektbehov for normallading. «Last DC-bil» er hurtiglading av biler, mens «Last DC lastebil» er lading av tungtrafikken.....	54
Figur 31 viser estimert lastkurve ved høyt scenario for elektrifisering, ved ukontrollert og priskontrollert adferd for lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effektbehov for normallading. «Last DC-bil» er hurtiglading av biler, mens «Last DC lastebil» er lading av tungtrafikken.....	56
Figur 32 gjennomsnittlig utviklingen i kjørelengde pr bil. 2020-2021 antas å ikke være representativt grunnet reiserestriksjoner ved Covid 19.	74
Figur 33 akkumulert forbruksprofil fra samtlige eksisterende hurtigladestasjoner i Hallingdal med målt forbruk.....	83
Figur 34 resultat fra korreksjonsfaktor for å estimere reell effekt fra timesforbruket ved ladestasjoner.	83

Tabell liste

Tabell 1 oversikt over systemspenning i nettnivåene.....	8
Tabell 2 Resultat for overbelastede anlegg ved normallading	39
Tabell 3 angir fordelingen av kapasitet for lading om natt for sluttbrukere.....	40
Tabell 4 tabell angir antall sluttbrukere som er tilknyttet matenett med kapasitetsutfordringer for gitt ladeeffekt pr. sluttbruker.	41
Tabell 5, Spenningsanalyse av 230V IT nett. Angir antall sluttbrukere som havner utenfor FOL, og spenning for sluttbrukeren med lavest spenning i dag og for 2040.	42
Tabell 6 Spenningsanalyse av 415V TN nett. Angir antall sluttbrukere som havner utenfor FOL, og spenning for sluttbrukeren med lavest spenning i dag og for 2040.	42
Tabell 7 er resultattabell for utvalget det ble kjørt simulering av i Netbas	45
Tabell 8 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser gitt for lavt scenario. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.	53
Tabell 9 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser for middel scenarioet. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.	55
Tabell 10 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser for Høyt scenario. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.	57
Tabell 11 Bilparken i norge fordelt på kjøretøy og drivstoff.....	74
Tabell 12 Bilparken i Hallingdal og utvikling av batterikapasitet	74
Tabell 13 timestrafikk pr kvartal i 2022, fordelt på biler, elbiler og tungtrafikk	75
Tabell 14 kalkulasjon av reduksjonen i makslast om natten, som følge av Dag/Natt variasjon i ordinert forbruk.	76
Tabell 15 Resultattabell for kapasitet og belastning i lavspentnettet.....	77
Tabell 16 resultater fra spenningsanalyse ved 230V IT-nett.....	77
Tabell 17 resultater fra spenningsanalyse ved 415V TN-nett	78
Tabell 18 resultattabell for høyspentnettet ved normallading	78
Tabell 19 Resultat for lavt scenario med hurtiglading av elbiler i 2040.....	79
Tabell 20 Resultat for middel scenario med hurtiglading av elbiler i 2040	80
Tabell 21 Resultat fra høyt scenario for elbillading i 2040	81
Tabell 22 Resultat for lading av tungtrafikken i 2040.	82
Tabell 23 grunnlag for lastprofil tilknyttet hurtiglading av elbil	82
Tabell 24 sammenstilling av lading ved lavt trafikkszenario.....	84
Tabell 25 Sammenstilling av lading ved middel scenario	85
Tabell 26 Sammenstilling av lading ved høyt scenario	86

1. Innledning

Veitrafikken krever mye energi og bidrar i dag med store utslipp fra fossile kilder. Veitrafikken stod i fjord for et utslipp på om lag 8,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2021, og har de siste årene hatt et energiforbruk på om lag 40TWh årlig (SSB, 2017; SSB, 2023b). Det vil si at veitransport står for 18% av Norges utslipp, og er kun overgått av «industri og bergverk» og «olje- og gassutvinning» med henholdsvis 24% og 25% av norske utslipp (SSB, 2023b).

Elektrifiseringen av veitrafikken krever utskiftning av dagens energikjede, som går fra oljerigg til drivstofftanken i bilen. For elbilene er energibæreren elektrisk kraft som transporteres fra kraftverkene gjennom kraftnettet frem til batteripakkene i elbilene. Kraftverkene ligger ujevnt fordelt utover i Norge, og er i liten grad plassert geografisk nært forbruket (Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022).

Dermed er kraftnettet en sentral infrastruktur som må støtte opp under elektrifisering av transportsektoren. Dersom nettet ikke leverer tilstrekkelig god tjeneste og utvikles i fremkant av elektrifiseringen, vil det kunne bli en flaskehals som bremser utviklingen. Det er derfor sentralt å kartlegge hvilke effektbehov elektrifiseringen medfører og kapasitetsutfordringer i kraftnettet.

Kraftnettet har fått mer oppmerksomhet i offentligheten siden høsten 2021 når det ble større prisforskjeller mellom landsdelene. Denne oppmerksomheten har i stor grad vært knyttet mot prisforskjeller grunnet flaskehalser i de store overførings-kablene/linjene. Selv om fokuset primært knyttes til pris, gir dette også et bilde av hvor høyt belastet enkelte deler av kraftsystemet er (Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022).

Delene av kraftnettet som overfører kraften lokalt og regionalt skaper ikke prisforskjeller mellom områder, på samme måte som flaskehalser i sentralnettet skaper prisforskjeller. Antagelig er dette årsaken til at vi ikke har sett mer offentlig oppmerksomhet tilknyttet disse nettdelene enda. Ved at «distribusjonsnett» har den største utbredelsen i kraftnettet, og at den har direkte tilknytningen mot elektrifisering av transportsektoren, vil denne delen av nettet være i fokus gjennom studien (Norge, 2019).

Har dagens distribusjonsnett tilstrekkelig kapasitet for elektrifiseringen av transportsektoren ?

2. Bakgrunn

2.1. Bakgrunn for elektrifisering av transportsektoren

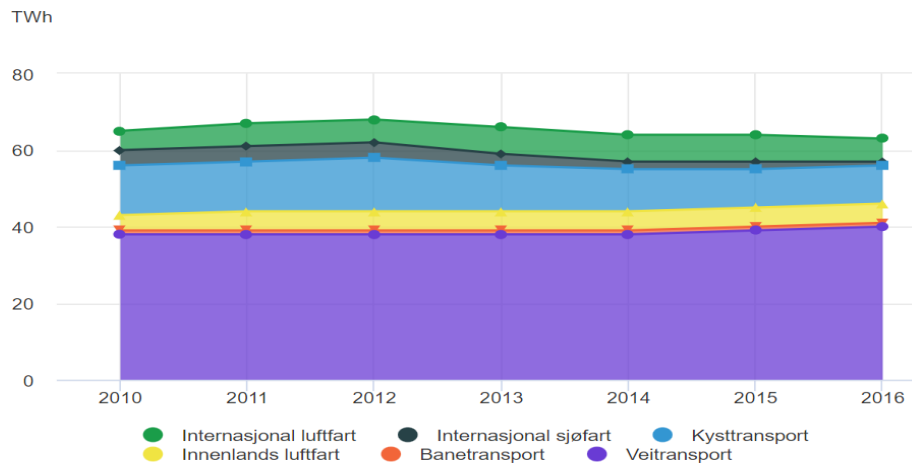
Samfunnet vi lever i er godt på vei inn i en tid med store utfordringer knyttet til klima og miljø. Gjennom mangfoldige studier og rapporter som er kommet de siste årene styrkes kunnskapen om både virkningen av og årsaken til klimaendringene. Resultatene av studiene har variasjon, men det er stor enighet om at klimaendringene er et faktum, og at det er en sammenheng med menneskelig aktivitet (Cicero, 2022).

Blant de største og mest anerkjente rapportene finner vi klimarapportene fra IPCC som i siste publiserte rapporterte om akselererende utvikling. Det varsles at utviklingen nå er den raskeste uten sidestykke de siste 2000 årene, og at flere utviklinger nå sees på som irreversible (Leigland, 2021). Videre kommer det frem at det allerede er registrert temperaturøkning som er halvveis til maksimumsmålet som ble satt i Parisavtalen (SNL, 2021).

En sentral pådriver til utviklingen er det enorme forbruket av fossile energikilder, som bidrar til å øke konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren. I Norge er de største utslippene knyttet mot olje- og gassutvinning, industri, transport og oppvarming av bygg (Miljødirektoratet, 2022). Bruken av fossile kilder må kuttes dersom vi skal redusere de negative konsekvensene ved klimaendring og overholde utslippsmålene i Parisavtalen.

Norge har et mål om å kutte 55% av klimagassutslipp innen 2030, men i henhold til SSB ble det kun redusert utslipp med 4,7% i perioden 1990 – 2021 (Regjeringen, 2022; SSB, 2023b). Reduksjonen lokaliseres hovedsakelig innen industri og oppvarming av bygg, mens transport har hatt økte utslipp av klimagasser (SSB, 2023b).

Dersom vi skal oppnå kuttene i klimagassutslipp i tråd med Parisavtalen er det nødvendig med kutt i samtlige sektorer, og mye av dette er planlagt gjennomført gjennom elektrifisering. Elektrifiseringen vil det følge med et økt energibehov for kraft, som er estimert til om lag 23 TWh årlig (NVE, 2020a). Som det fremkommer av Figur 1 er det veitrafikken som innehar det største potensialet, hvor det er anslått et kraftforbruk på 5,2 TWh ved elektrifisering (NVE, 2020a).



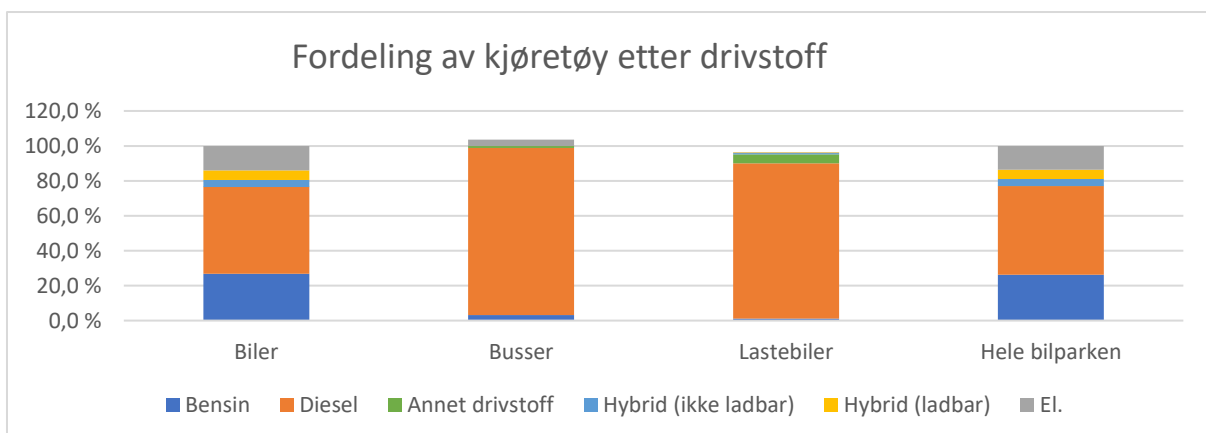
Figur 1 : figuren viser energibruk fordelt på transportsektorer (SSB, 2017)

2.2. Veitrafikken

Det har vært en radikal endring av samfunnet siden introduksjonen av forbrenningsmotoren og motorisert veitrafikk. Dette har åpnet for fleksible og effektive transporttjenester, med en rekke ulike transportmidler som har varierende egenskaper. Transporttjenestene som må utføres er essensielle for dagens samfunn, og elektrifisering er en løsning for å beholde tjenestene samtidig som utslippene reduseres.

Vegtrafikken kan deles i to grupper som dekker det meste av veitrafikken, biler (lette kjøretøy under 3500kg) og tungtransport (kjøretøy over 3500kg). Samlet har disse nesten 3,5millioner registrerte kjøretøy i Norge, hvor bilene utgjør om lag 97,6%, mens busser og lastebiler står for henholdsvis 0,4% og 2% (SSB, 2021).

Kjøretøyene er i stor grad drevet av fossile energikilder, og som vist i Figur 2 (SSB, 2021) er over 80% av kjøretøyene drevet av kun fossile drivstoff. Fordelingen av drivstoff mellom kjøretøygruppene har stor variasjon, og vi ser det blant lette kjøretøy er en større grad av elektrifisering enn for de tyngre.



Figur 2. angir fordelingen av drivstoff i den Norske bilparken (SSB, 2021)

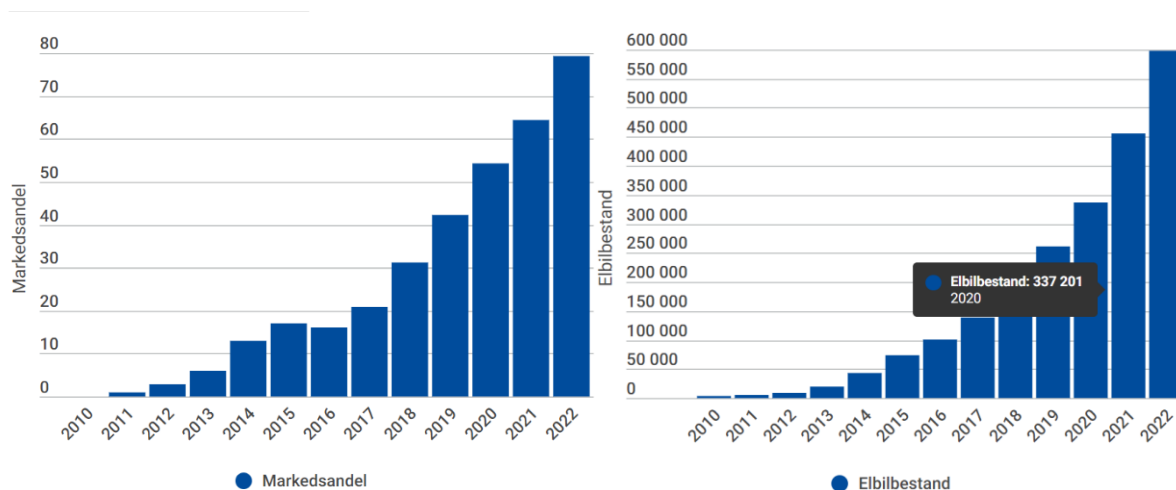
2.2.1. Kjøretøy < 3500kg

Biler under 3500kg står for majoriteten med 97,6% av kjøretøyene i Norge og ansees for å være det viktigste fremkomstmiddelet til svært mange nordmenn (Inga Margrete Ydersbond, 2020; SSB, 2021). Særlig i distriktene utenfor byene er det realistisk å forvente at bilen vil forbli det viktigste transportmiddelet også i årene fremover.

Blant de lette kjøretøyene er 14% helelektriske og 6% ladbare hybridbiler, mens om lag 80% er avhengige av fossil energi (SSB, 2021). Samlet står biler for 75% av det fossile drivstofforbruket i veitrafikken, som tilsvarer om lag 30TWh (NVE, 2020a; SSB, 2021).

For overgangen til el-biler viser Inga Margrete Ydersbond (2020) til at det i 2018 stort sett var husstander med mer enn en bil som hadde helelektrisk bil. Videre ble det konkludert med at det i stor grad var den daglige pendlingen elbilen ble benyttet til, mens det ved lengre reiser var å foretrekke bil med forbrenningsmotor. Hovedårsaken til denne preferansen var en sammenheng mellom kort rekkevidde, lav nyttelast, mangel på firehjulstrekk og tilhengerfeste (Inga Margrete Ydersbond, 2020).

Gjennom politiske virkemidler og den teknologiske utviklingen vi ser på elbilparken i dag, er det å forvente at biler i løpet av få år vil være primært helelektriske. I henhold til regjeringen skal alle nye biler fra 2025 være nullutslippskjøretøy. Videre ser vi på salgsstatistikken i Figur 3 at det er en kraftig økende andel elektriske kjøretøy. I 2022 var hele 79,3% av nybilsalget helelektrisk (Elbilforeningen, 2022).



Figur 3. grafen til venstre angir markedssandelen elbiler står for ved nybilsalget frem til 2022. Venstre graf viser utviklingen i elbilandelen for den Norske bilparken. (Elbilforeningen, 2022)

Ved å se oversikten av bilmodeller på nybilmarkedet i dag, fremkommer det at det nå er et fåtall av nye bilmodeller som ikke har over 55KWh batterikapasitet. Ut fra Inga Margrete Ydersbond (2020) antas en betydelig endring i adferd når batterikapasiteten passerer om lag 55KWh, eller rekkevidden om lag 400km. Kombinert med at majoriteten av dagens elbiler leveres med både hengerfeste og

firehjulstrekk, vil de i større grad dekker et fullstendig behov enn hva de gjorde i 2018 (Elbilforeningen, 2023a; Inga Margrete Ydersbond, 2020).

Samlet peker politikk og utvikling av biler og teknologi i retning av at elbiler vil stå for majoriteten av bilparken i løpet av få år. Bilparkens teknologiske utvikling ser ut til å fortsette i retning av større batterikapasitet, raskere ladehastighet og et bredere spekter av kjøretøy som dekker ulike behov.

2.2.2. Kjøretøy > 3500kg

Tungtransport knyttes mot en svært liten andel av kjøretøyene som er busser og lastebiler over 3500kg. Disse kjøretøyene står for kun 2,4% av de norskregistrerte kjøretøyene, og er i stor grad knyttet mot næring transport. Dette medfører at kjøretøyene brukes i større grad enn biler, og kombinert med et høyere drivstofforbruk er 25% av fossil energi tilknyttet tungtransporten.

Disse kjøretøyene har et vidt spekter av bruksområder og et stort sprik i hvilke krav ulike kjøretøy må tilfredsstille. Enkelte av disse kjøretøyene kjører langkjøring gjennom Norge, noen har «last mile»/rutetrafikk i byområder og enkelte har spesialutrustninger som kran og brøyteutstyr. Dette medfører forskjeller i hvor utfordrende det er å lagre tilstrekkelige energimengder i batterier og bygge ut tilstrekkelige lademuligheter.

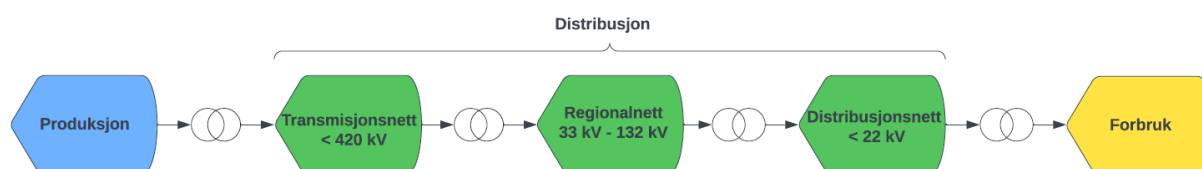
Utfordringene for de mest energiintensive oppdragene gjenspeiles i Figur 2 hvor vi ser det er liten elektrifisering av tunge kjøretøy sammenlignet med lette kjøretøy. Elektrifiseringen av tunge kjøretøy er pr nå primært begrenset til å være innen “Last mile” godstransport og rutetrafikken med busser i tettsteder/byer (Inga Margrete Ydersbond, 2020; SSB, 2021).

Utviklingen for tungtransport og særlig lastebiler har i større grad rettet seg mot kategorien “Annet drivstoff” som vist i Figur 2. Dette er hovedsakelig gass og biodrivstoff som i likhet med fossile drivstoff har høy energitetthet og som benyttes i forbrenningsmotorer.

Samlet for tunge kjøretøy var det i 2021 om lag 0,8% elektrisk drevet kjøretøy med henholdsvis 3,7% og 0,1% for busser og lastebiler. Under andre drivstoff finner vi hovedsakelig fornybar energikilder som biodrivstoff (Inga Margrete Ydersbond, 2020; SSB, 2021).

2.3. Kraftsystemet

Kraftsystemet vi har består av tre hovedgrupper som gir et overordnet bilde av systemet, kraftprodusenter – distribusjon – forbrukere (Energinorgefakta, 2019). Fra kraftprodusentene distribueres kraften via tre nettnivåer, Sentral- → Regional- → Distribusjons-nett ut til forbrukerne (Norge, 2019). Enkel illustrasjon av kraftsystemets oppbygning fra produsent til forbruker vises i figur 4.



Figur 4 Det norske kraftsystemet illustrert skjematisk med hoveddelene som bokser. I skillene mellom nettdelene er det transformatorer som endrer systemspenningene og piler som viser normal retning for elektrisiteten (Energinorgefakta, 2019; NVE, 2020c; Regjeringen, 1998).

2.3.1. kraftproduksjon og nettbalansering

Kraftprodusentene generer den elektriske energien som sendes inn i strømmettet. Dette gjøres ved ulike teknologier som konverterer andre energiformer som kinetisk energi fra vind og vann, strålingsenergi fra solskinn eller fossile kilder til elektrisitet (Energinorgefakta, 2019; Regjeringen, 1998). Mellom kraftverkene er det store forskjeller i egenskapene, og de ulike teknologier har derfor ulike roller i kraftsystemet.

I Norge er det stor andel regulert vannkraft som står for om lag 86% av installert effekt, og over 75% av produksjonskapasiteten (energifaktanorge, 2016). Dette er kraftverk med magasiner som gir muligheten til å lagre vannet gjennom året, og produsere kraften når forbrukere har behov for energien. Utbredelsen og egenskapene til disse kraftverkene har medført god tilgang på effekt for regulering av kraftbalansen og svært lite behov for forbrukerfleksibilitet.

U-regulerbare vann- og vindkraftverk utgjør den nest største andelen med nesten 30% av produksjonskapasiteten i Norge (energifaktanorge, 2016; SSB, 2023a). Kraftproduksjon fra disse kildene er ferskvare og må brukes i samme øyeblikk som ressursen er tilgjengelig. Dette medfører at u-regulerbare kraftverk ikke er egnet for balansering av kraftsystemet, men bidrar til å møte behovet til forbrukerne.

Statnett er systemansvarlig i Norge og har ansvaret for kraftbalansen, som opprettholdes ved lik kraftproduksjon og sum av etterspørsel og tap i systemet (energifaktanorge, 2016; Norge, 2019; NVE, 2015). Ved rikelig tilgangen på fleksibel kraftproduksjon i Norge, har systemet historisk vært et energi-dimensjonert system, som er enkelt å balansere. Ved en økende andel u-regulerbare kilder og et

økende forbruk er systemet på vei til å bli effektdimensjonert. Dette medfører større utfordringer for balansering av systemet, og et behov for å bedre utnyttelse av tilgjengelig effekt (D. Connolly, 2015; Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022).

I henhold til D. Connolly (2015) kan u-regulerbar kraftproduksjon dekke inntil 45% av produksjonen og opprettholde kraftbalansen. Ved hjelp av forbrukerfleksibilitet vil andelen u-regulerbar kraft kunne økes, og ved fleksibilitet fra en helelektrisk bilpark forventes u-regulerbarandelen å kunne økes ytterligere 10% (D. Connolly, 2015).

Magnus Buvik og Åsa Grytli Tveten (2022) varsler i NVE's rapport om store utfordringer for effektbalansen i årene fremover (Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022). Allerede i dag har Norden effekt underskudd på om lag 0,5GW i de strammeste timene (der, 2018; Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022). Videre frem mot 2030 forventes effektbehovet å øke med ytterligere 2 – 6 GW i Norge, samtidig som tilgjengelig effekt kun forventer 0,6 GW økning (Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022). Dermed er vi på vei mot et økende underskudd av effekt både for Norge og Norden, som trolig må løses ved import og forbrukerfleksibilitet mot 2030 (Energifaktanorge, 2019; Magnus Buvik & Åsa Grytli Tveten, 2022).

Forbrukerfleksibilitet med direkte link mot kraftsystemet og tilgjengelig kapasitet anser Aleksandra Roos (2020) for å være utfordrende i møte med små forbrukere. Det ansees som mer gjennomførbart med forbrukerfleksibilitet styrt gjennom prisstyrte systemer. Ved at pris og belastningsgraden har stor korrelasjon og at Norge har stort effektforbruk til fleksible tjenester, ansees potensialet for et prisstyrt system som stort (Aleksandra Roos, 2020; Jon Gustav Kirkerud, 2016).

Ved elektrifiseringen og implementering av mer fornybar energi vil det skape en stor utfordring med balansering av kraftbalansen. Ettersom effekt økningen fra forbruk kommer raskere enn økningen i produksjonskapasitet må det gjøres tiltak for å opprettholde balansen. Det er derfor sannsynlig at nett og forbrukere i årene fremover kommer til å ha en mer dynamisk rolle i kraftsystemet, som kombinert med internasjonale forbindelse blir viktige for kraftbalansen.

2.4. Kraftnettet

2.4.1. Oversikt

Kraftnettet er bindeleddet mellom kraftprodusentene og forbrukere, som har oppgaven å transportere og distribuere kraft ut til alle forbrukere. Kraftnettet er delt inn i 3 nivåer, sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett, hvor de er kategorisert ut fra systemspenning som vist i Tabell 1.

Tabell 1 oversikt over systemspenning i nettnivåene.

Nett-nivå	Systemspenning
Sentralnett	132 – 420 KV
Regionalnett	33 – 132 KV
Distribusjonsnett	0,23 – 22 KV

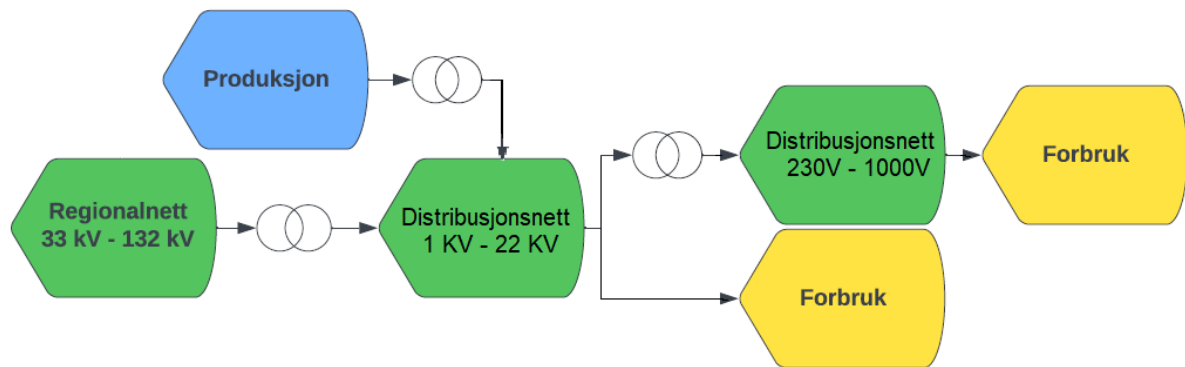
Sentralnettet er nettdelene som knytter landsdeler og land sammen, hvor de store kraftprodusentene er tilkoblet. Nettspenningen i dette nivået ligger normalt på 300KV eller 420KV, med unntak av enkelte 132KV nett (NVE, 2015).

Den høye spenningen som benyttes i sentralnettet reduseres strømmen som må presses gjennom nettets motstand, og medfører dermed økt kapasitet og redusert tap. Tapet som oppstår i kraftnettet er i form av termisk energi, som begrenser nettets kapasitet ved materialers termiske tåleevne.

For regional- og distribusjonsnett er det uhensiktsmessig med for høye spenninger, grunnet risiko og den tekniske utførselen av nett ved slike spenninger. Regional- og distribusjonsnett har derfor lavere spenningsnivåer som transporterer kraften fra strategisk plasserte transformatorstasjoner ut til forbruker.

Regionalnettet er som vist i Figur 4 mellomleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Dette nivået har normalt systemspenningene 66KV eller 132KV, benyttes typisk til distribusjon av kraft innad i fylker. Regionalnettet har i liten grad forbrukere direkte tilknyttet, hovedsakelig kraftverk, transformatorstasjoner og energiintensive kunder som smelteverk og jernbane (Energinorgefakta, 2019; NVE, 2015).

2.4.2. Distribusjonsnettet



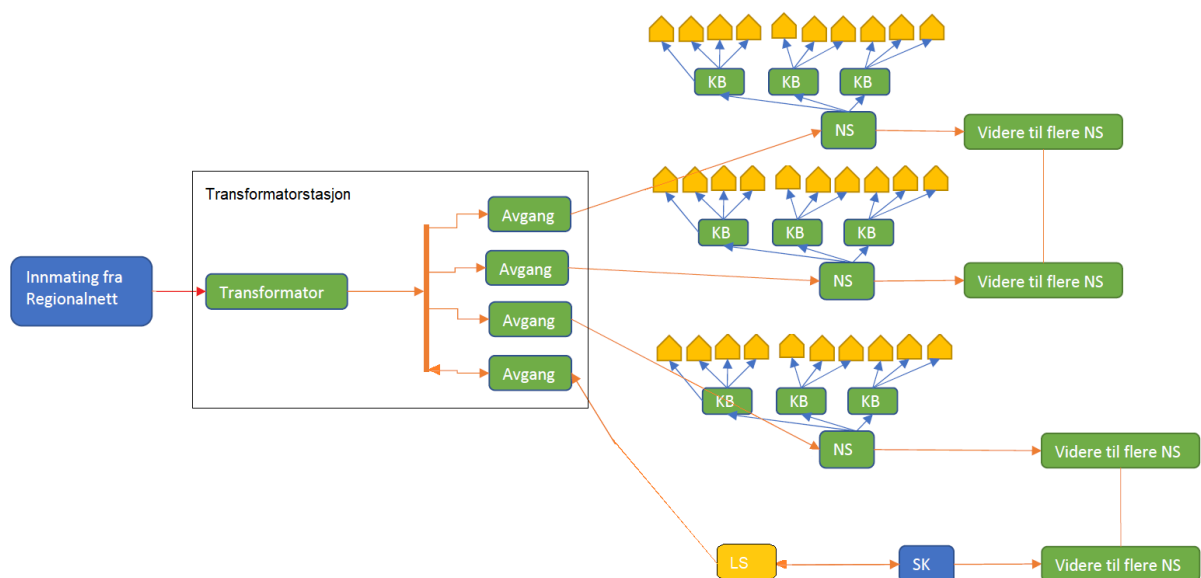
Figur 5 Flytdiagram som skisserer hovedtrekkene i distribusjonsnettet. Strømmen blir sendt fra regionalnettet inn på høyspent distribusjonsnett hvor produksjon, storforbrukere og fordelingstransformatorer for lavspennetnettet tilkobles. De aller fleste sluttbrukere tilkobles i lavspennet distribusjonsnett.

Distribusjonsnettet er det laveste nivået i kraftnettet og har systemspenninger 0,23KV – 22KV, hvor det skilles mellom lavspennetnett 0,23 – 1KV og høyspentnett 1 – 22KV som vist i Figur 5 (Energinorgefakta, 2019; NVE, 2015). Distribusjonsnettet er av vesentlig større omfang enn regional- og sentralnett, hvor det i Norge er det strekker seg om lag 100.000 km høyspentnett og 200.000 km lavspennetnett (Energinorgefakta, 2019; Norheim, 2019). Til sammenligning har Norge om lag 19.000 km regionalnett og 11.000 km sentralnett.

2.4.2.1. Nettets oppbygning og hovedkomponenter

For beskrivelser av oppbygning, tekniske spesifikasjoner og krav for distribusjonsnettet vises det til REN (2023) som arbeider med standardisering og rutiner for nettselskap. Dette er et selskap som siden 1998 har arbeidet tett på og eies av over 60 nettselskaper. Dem leverer i dag REN-blader som er utviklet etter bransjens praksis, og som benyttes ved arbeid med bygging og vedlikehold av nett. Denne normen har som hensikt å sikre kvalitet og at gjeldene forskrifter til enhver tid overholdes. (REN, 2023).

Knutepunktet mellom regional- og distribusjonsnett kalles for transformatorstasjon. Her transformeres spenningen ned til ønsket nivå som normalt er 11KV eller 22KV. Transformatoren sender kraften inn i et stasjonsanlegg som fordeler kraften ut på flere avganger. hver avgang sender kraften videre ut på radialer med linje-/kabelnett som fordeler elektrisiteten ut til nettstasjoner, høyspentkunder og småkraftverk som illustreres i Figur 6.



Figur 6 illustrerer hvordan flyten av energi er i distribusjonsnettet. NS – Netstasjon, KB – Fordelingsskap i lavspennet, LS – Høyspentkunder (F.eks Ladestasjon), SK – Småkraftverk. Blå objekter illustrerer innmating i nettet, Gule objekter illustrerer forbrukere. Røde linjer angir regionalnett, oransje linjer angir høyspennings distribusjonsnett og blå linjer angir lavspenn distribusjonsnett.

I hver avgang og foran transformatoren er det vern som sikrer anlegget mot feil og overbelastning. Dersom et vern oppdager en feil eller overbelastning vil bryteren vernet er tilkoblet legges ut til åpen stilling, som medfører at radialen mister strømmen. Dette er viktige komponenter som sikrer anlegget mot skadelige belastninger, og minimerer faren for skade på liv, helse og andre materielle tap.

Hovedelementene hver radial består av er linjer og kabler som går fra transformatorstasjonen ut til et nett med netstasjoner. Ute i radialer er det ofte en sammenknytning mellom netstasjoner som ved normal drift ligger på ulike radialer eller tilknyttet ulike transformatorstasjoner. Dette medfører at en i feilsituasjoner vil ha styrket beredskap ved å raskere kunne lokalisere feilen, redusere antall sluttbrukere som berøres av reparasjonsarbeidet. I tillegg gir det muligheten til å gjøre vedlikeholdsarbeid uten at – eller med svært begrenset antall sluttbrukere som berøres av strømbrydd.

Nettstasjonene er forenklede små transformatorstasjoner som er knutepunktet mellom høyspent og lavspenn distribusjonsnett, og koblingsanlegg for høyspentnettet. Disse anleggene er normalt enten frittstående små bygg plassert sentralt i boligfelt og lignende eller inne i større næringsbygg.

Nettstasjons oppbygging består normalt av følgende hovedkomponenter:

- høyspent koblingsanlegg: dette tar imot en eller flere høyspent kabler eller linjer, og forgrener videre ut i nettet. Disse anleggene har normalt brytere for hver kabel og når ulike radialer sammenkobles i nettet er det disse bryterne som skiller radialene ved normal drift. Disse anleggene har normalt ikke vern, men transformatorbrytere og enkelte utsatte avganger er utrustet med vern.

- Transformator: senker spenningen til ønsket nivå for lavspennetnettet, som normalt er 230V i eldre områder og 415V i nyere områder. For enkelte industrielle anlegg eller kraftanlegg er det ikke unormalt med 485V eller 690V.
- lavspent fordelingstavle: sekundærsiden av transformatoren tilkobles lavspennstavlen hvor lavspennetnettet tilkobles. Fordelingstavlen har sikringsmoduler hvor lavspent kurser tilkobles, og sikringsmodulene beskytter lavspennetnettet mot overbelastning og kortslutning.

Lavspennetnettet tilknyttet nettstasjonene fordeler elektrisiteten ut til majoriteten av sluttbrukerne i kraftsystemet. Første ledd i lavspennetnettet er matekabler, dette er grove kabler som ligger mellom nettstasjonen og fordelingsskapene på hver kurs (radial i lavspennetnettet). I fordelingsskapet tilkobles matekabelen på en samleskinne hvor det er mindre sikringsmoduler som beskytter stikkledningene ut til sluttbruker.

2.4.2.2. Leveringskvalitet

Hos sluttbrukeren er det viktig at elektrisiteten har tilstrekkelig kvalitet, som reguleres av «forskrift om leveringskvalitet», senere referert til «FOL» (energidepartementet/Lovdata, 2004). Blant dem mest sentrale kvalitetsmålene som kan være relevante for oppgaven er:

- Spenningskvalitet: det er krav om at levert spenning skal være innenfor intervallet nominell spenning $\pm 10\%$. Det vil si at fasespenningen i målepunktet hos normale sluttbruker skal være innenfor 207V – 253V.
- spenningsprang skal ikke være større enn 0,5% pr sekund.
- Spenningsusymmetri, i flerfaset anlegg skal ikke asymmetrien mellom faser overstige mer enn 2%.
- Harmoniske spenninger (THD) har ulike krav til ulike ordner og spenningsnivåer. Harmoniske spenninger er spenninger som ikke er et multiplum av forsyningsspenningens grunnharmoniske frekvens.
- Flimmer og flimmerintensitet.

(energidepartementet/Lovdata, 2004)

Reguleringen av leveringskvaliteten har som hensikt å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet i det Norske kraftsystemet, som sørger for at funksjonalitet og holdbarhet i tilkoblet utstyr ikke svekkes. Utfordringene med leveringskvalitet knyttet til spenning, THD og flimmer oppstår og må håndteres primært i distribusjonsnettet (energi|norge, 2019; NVF 2021, *Nasjonal veileder for funksjonalitet i kraftsystemet*, 2021; REN, 2023).

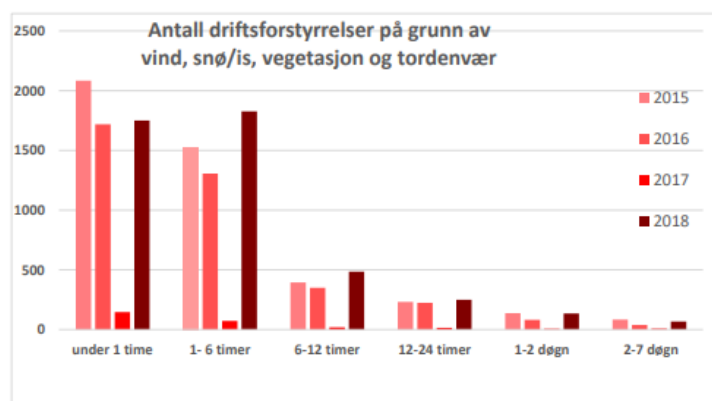
Spenningsvariasjon, -sprang, -usymetri, flimmer og THD kan i stor grad tilknyttes det svakeste nettet som er lavstentnettet. (energidepartementet/Lovdata, 2004; REN, 2023).

- Spenningsvariasjon er dem tregere variasjonene som kommer som følge av varierende belastning gjennom døgnet og året. Ved at automatisk trinnkobling er svært uvanlig ute i distribusjonsnettet og et relativt høyt spenningsstap i lavspenkabler, er det særlig lavspenningsnettet som skaper spenningsvariasjon for sluttbruker.
- Spenningsusymetri kan oppstå ved innkobling av større 1-faset laster i lavspenningsnettet, som følge av skjevhet i fasenes effektverdi. Dette kan potensielt være enfaset elbillading.
- Spenningsprang kan i stor grad knyttes til innkobling av større laster i lavspenningsnettet, og oppstår typisk ved innkobling av spolemotorer eller lignende.
- Flimmer er synlig variasjon i lys og kan i stor grad henge sammen med spenningsprang.
- THD stammer i stor grad fra kraftelektronikk og ikke-linjære laster tilkoblet i nettet, dette er typisk omformere mellom AC og DC som elbillading og invertorer. Dette er støy som transformatorer i stor grad filtrerer bort, og er dermed hovedsakelig problem i lavspenningsnettet.

2.4.2.3. Forsyningssikkerhet

Det er en kontinuerlig økning i samfunnets forventning om uavbrutt kraftforsyning av høy kvalitet. Dette har flere årsaker, men en viktig årsak er elektrifiseringen som medfører at vi i større grad blir avhengig av elektrisitet som den eneste ressursen til å utføre mange tjenester (Fadum, 2019).

Strømtilførselen i Norge er svært pålitelig, i henhold til Fadum (2019) har det vært under en promille avbrudd i strømtilførselen i Norge. En gjennomsnittlig forbruker har 2 avbrudd i kraftforsyningen årlig med samlet varighet på to og en halv time. I realiteten er det varierende lengde på strømbrytningene, men som vist i Figur 7 er det svært stor reduksjon i antall avvik ved økende varighet. I de aller fleste tilfellene er det gjenopprettet strømtilførsel til sluttbruker innen 6 timer (Fadum, 2019).



Figur 7 viser en fordeling av antall utfall for årene 2015 – 2018 fordelt på varigheten til driftsforstyrrelsen (Fadum, 2019).

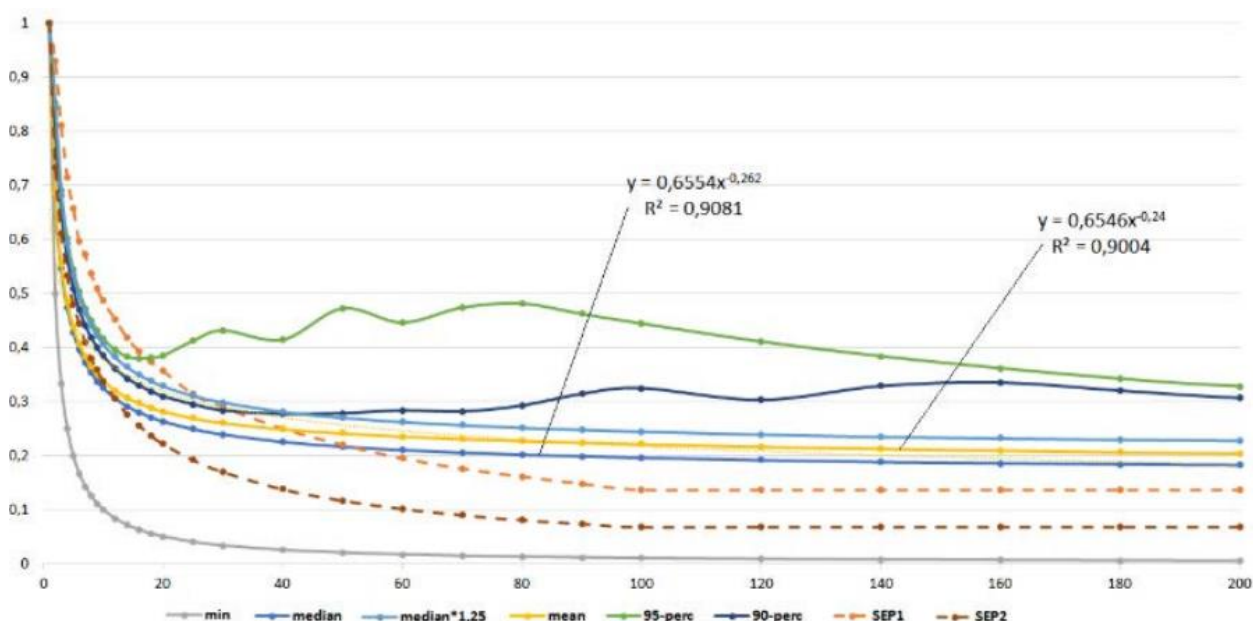
2.5. Prosjektering av og beregning av nett

Distribusjonsnett har mye krav gjennom forskrifter, normer og tekniske datablader som ligger til grunn for hvordan nettet bygges. Forskrifter stiller minstekrav og har hensikten å sikre at alle anlegg er trygge og bygges på en trygg måte. Videre har normene en mer detaljert tilnærming med en rettesnor eller veileder gjennom løsninger som er gode nok for å tilfredsstille forskriftene. For de mest spesifikke føringene benyttes datablader fra leverandører, som går detaljert inn på materiellets spesifikasjoner.

Den største og viktigste veilederen som benyttes til prosjektering og gjennomføring av prosjekt for distribusjonsnett i dag er REN (2023). Denne veilederen har detaljerte beskrivelser av tekniske krav til anlegg, beregninger og utførsel, og ansees for å være en bransjestandard innen distribusjonsnett.

En viktig faktor med hensyn til kapasitet ved prosjektering er sammenlagring av last fra sluttbrukere. Som illustrert i Figur 8 er en typisk sammenlagring av bygg med tradisjonelt forbruk svært lav ved et høyt antall sluttbrukere, som typisk er i høyspentnettet. Ved enkelte lavspenstkurser er det et lavt antall sluttbrukere, som normalt medfører en 3 ganger så høy sammenlagingsfaktor i lavspenettet. Det har derfor vært normalt å benytte en sammenlagingsfaktor på om lag 0,6 i lavspenett.

Sammenlagring av last er avhengig av hvor monotone eller harmoniske forbrukerne som sammenlagres er. Det har derfor stor betydning om det er en variert gruppe med sluttbrukere eller om det er en avgang med f.eks kun næring som skal tilknyttes. Med utviklingen av elbillading og prosumenter i distribusjonsnett kan det forventes stor grad av sammenfall av last/produksjon, som kan gi markante endringer sammenlagring av last i nettet.



Figur 8 Eksempel på hvordan sammenlagingsfaktoren utvikler seg med antall bygg (Karen Byskov Lindberg, 2022))

2.5.1. Netbas

Netbas er et NIS-nettinformasjonssystem utviklet av powel og benyttes av mange nettselskaper/ energiverk i Norge. Programmet benyttes blant annet til:

- GIS kartverktøy med stedfestelse av anlegg og komponenter
- Anleggsarkiv med teknisk informasjon om alle anleggsdeler i nettet
- Støtte til effektiv planlegging, mulighet for å tegne planer inn i kartverk og kjøre beregninger av nytt og eksisterende anlegg
- Gode analysemodeller og støttemodeller for prosjektering og valg av løsning

(Brubæk, 2009; Dursun, 2015)

De mest relevante beregningene i Netbas for denne studien:

- For beregning av forbruket til hver enkelt sluttbruker importeres årsforbruk inn i Netbas. Årsforbruket og en konstant for belastningskategori benyttes til beregning av aktiv effekt tilknyttet hver sluttbruker ved velanders formel.
- Beregnet aktiv effekt ligger som grunnlag for hver enkelt abonnent, som kombinert med anleggsdata benyttes til å beregne leveringskvaliteten for hver sluttbruker.
- Gjennom nettberegninger ut fra anleggsdata kalkuleres viktige mål som impedansen i nettet for hver sluttbruker.

2.6. Elbillading

Utviklingen i den norske bilparken kan sees på som en revolusjonerende utvikling fra forbrenningsmotor til fossilfrie kjøretøy. Denne utviklingen har en eksponensiell vekst og i 2022 var nesten 80% av nybilsalget elektriske kjøretøy. Ved å kombinere regjeringens målsetninger og bilenes levealder er det dermed forventet en høy andel elektriske kjøretøy i 2040.

Ladingen av elektriske kjøretøy medfører et relativt lavt energiforbruk med om lag 15% av forbruket til en moderen bolig (feilber, 2017; Ståle Frydenlund, 2022). Energiforbruket har i utgangspunktet liten innvirkning på strømmettet dersom dette spres jevnt utover året, men grunnet at energien skal overføres i begrensede tidsrom medfører elbillading en betydelig effektandel av forbruket.

For å overføre elektrisiteten fra kraftnettet til elbil batteriet er bilene avhengige av en lader. Laderen bestemmer effekten som benyttes, og gjør oppgaven med å konvertere strømmen fra AC vekselstrøm til DC likestrøm, og regulerer spenningen inn på batteriet. Det er to typer lading av elbiler, DC lading som ofte kalles hurtiglading og AC lading som ofte kalle normallading, langtidslading eller destinasjonslading (Valmot, 2020).

2.6.1. Normallading

Normallading som også kalles destinasjonslading er en saktegående lading fra ladebokser som erstatter vanlige stikkontakter. Denne metoden for lading benyttes normalt til å lade bilen over natten fra en ladeboks montert ved egent hjem eller parkeringsplass. Ladeboksene er utstyrt med en type 2 kontakt (som er standardkontakten for AC – lading i Europa), som passer til samtlige elbiler i det norske markedet. Blant dem mest vanlige laddeboksene for hjemmelading er Easee, zaptec og Defa laderne, som samtlige fås med følgende spesifikasjoner (Defa, 2023; easee, 2023; zaptec, 2023):

- Kapasitet for inntil 32A 3-fas eller 1-fas belastning
- På 230V IT nett er dem aller fleste elbilene kun compatible med 1-fas lading, som gir inntil 7,4KW (32A).
- 415V TN åpner for 3-fas lading på dem fleste elbilene, hvor de oppgitte ladeboksene kan levere en maksimal lading på 22KW. Mange ombordladere har ladehastighet inntil 11,6KW.
- Mulighet for smartlading

Selve laderen som fyller energi inn på batteriet i bilen kalles ombordlader, og gjør oppgaven med å omforme AC- vekselstrøm til DC-likestrøm og regulere ladning inn på batteriet. Ombordladeren er plassert i hver enkelt bil og det kan være store ulikheter fra bilmodell til bilmodell på ombordladerens egenskaper. Det mest vanlige er at ombordladeren har ladehastighet på inntil 11,6KW, mens enkelte modeller har 22KW og en del eldre biler har 6,6KW (elbilforeningen, 2023b).

Smartlading er et tilvalg som kan aktiveres på mange elbiler og ladebokser i dag. Det er flere ulike funksjoner vi finner, og de mest vanlige er lastbalansering og prisstyring av ladingen.

Ved lastbalansering benytter ladeboksen kommunikasjon mot strømmåleren eller en etter montert måleenhet til å føle på effektforbruket. Ved å ha forhåndsinnstilte verdier for hva maks effekten skal være vil da ladeboksen regulere ladeeffekten etter ledig kapasitet i hovedsikringen. Ettersom det vil bli flaskehalser ute i lavspennetnettet, kunne en direkte link mellom kraftnett og elbilladere bidratt til god utnyttelse av kapasiteten i nettet. I henhold til Aleksandra Roos (2020) er en direkte link mellom kraftsystemet og elbilladeren en tung link. Lastbalansering mot eget forbruk og prisstyring er derfor ansett som den mest aktuelle smartladingen av elbil.

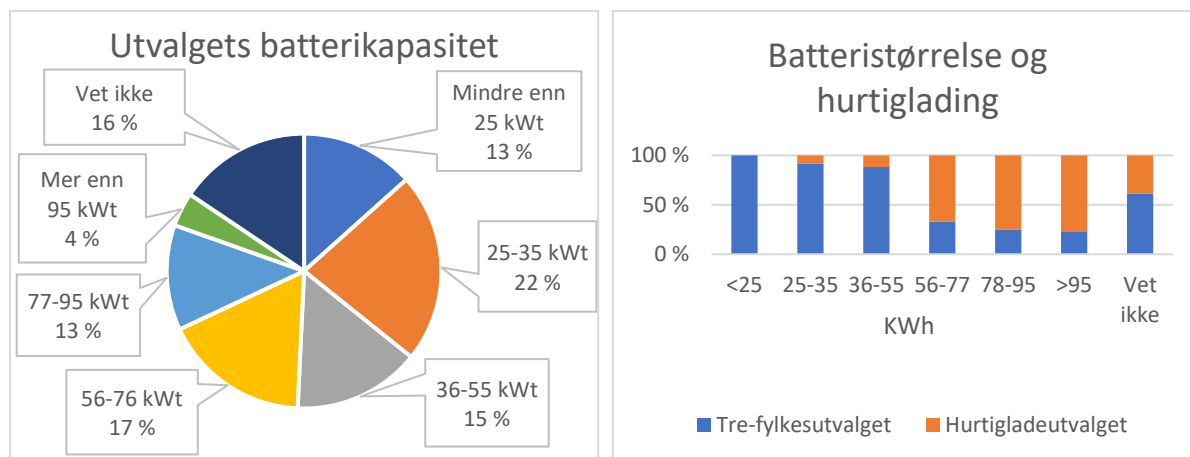
For prisstyring av ladingen benytter ladeboksen kommunikasjon mot et kraftmarked hvor den får tilgang til spotpriser for kommende døgn. Ved å ha prisene pr time det kommende døgnet og avreisetid for bilen, planlegger ladesystemet når og hvor raskt bilen skal lade for å minimere ladekostnaden (Tibber, 2023).

2.6.2. Hurtiglading

DC lading eller hurtiglading er lading som ofte gjøres i forbindelse med lengre reiser (Inga Margrete Ydersbond, 2020). Disse laderne er stasjonære ladestasjoner hvor ombordladerens oppgave gjøres av ladestasjonen. Laderne omformer vekselstrømmen til likestrøm, som sendes gjennom ladekabelen direkte inn på hovedbatteriet i elbilen (Valmot, 2020). Mellom lader og bil er det kommunikasjon, hvor bilen gir laderen signaler om hvordan lading skal foregå (Valmot, 2020), som medfører at hurtigladerne kan benyttes på tvers av biler klargjort for DC-lading.

Ladehastigheten i ladere og biler er svært varierende mellom ulike ladere og bilmodeller. Blant DC ladere er de mest vanlige laderne fra 50KW-350KW, mens enkelte har hastighet opptil 480KW (Recharge, 2023; Valmot, 2020; Xpeng, 2023). Blant de tidlige elbilmodellene var ladehastigheten under 75KW, med unntak av Premium biler som tesla. Blant de nyere elbilmodellene er det kun noen få av de rimeligste bilene som fortsatt er under 100KW, mens de beste tar imot 270KW. Nye bilmodeller har hatt en økende trend for ladehastighet, og ut fra Lucid (2023) er ladehastigheten for kommende modell «air» 350KW (elbilforeningen, 2023b).

Som vist i Figur 9 og konkludert med av Inga Margrete Ydersbond (2020) er det en klar sammenheng med større grad av hurtiglading ved biler med høy batterikapasitet. Dette peker mot at både økende elbilandel og økende batterikapasitet på nye biler vil medføre en økt bruk av hurtiglading. Dermed kan det forventes at det er et behov for fortsettelse av den kraftige utbyggingen av hurtigladestasjoner har hatt dem siste årene (Elbilforeningen, 2022; elbilforeningen, 2023b; Inga Margrete Ydersbond, 2020).



Figur 9 hyppigheten av hurtiglading viser seg å være økende ved økende batterikapasitet (Inga Margrete Ydersbond, 2020).

2.7. Prosumenter

Prosumenter i distribusjonsnettet er såkalte plusskunder som har mulighet til både å bruke fra og levere kraft til kraftnettet. I henhold til gjeldende regelverk fra NVE har abonnentene rett til å bruke og levere samme effekt som anleggets hovedsikring tilsier. Nettselskapet på sin side sitter med ansvar for å levere kraft til hvert enkelt målepunkt som tilfredsstiller gjeldende krav i FOL. Samtidig som dem skal bygge nett med hensyn til økonomiske løsninger for å dekke forbrukernes behov (energidepartementet/Lovdata, 2004).

Siden nettet tradisjonelt er benyttet til transport fra storprodusenter ut til kunde er nettet bygget med hensyn til dette frem til nå. Det vil si at nettet er bygd med hensyn til å håndtere spenningsfallet i en retning, og en lav samtidighetsfaktor sammenlignet med hva som kan oppnås gjennom plusskunder. Dette fremheves av NVE (2020b) med problemstillingen ved å snu retning på overføring av kraft. Hovedutfordringen er Spenningsvariasjoner etterfulgt av termisk belastning knyttet til plusskunder (NVE, 2020b).

NVE (2020b) konkluderte med at det i normalt nett utenfor grisgrendte områder er kapasitet til at hver abonnent kan tilkoble 5-10KWp.

3. Case

Denne casen skal undersøke hva elektrifisering av veitrafikken vil medføre for distribusjonsnettet i Hallingdal.

3.1. Oppgavens oppbygning

Gjennom kapittel 4. gis det en detaljert beskrivelse av de stedlige forutsetningene, datagrunnlag og avgrensningene som er benyttet for studien.

I kapittel 5. gjennomgås metoden og fremgangsmåten som er benyttet til hver del av analysen og sammenstillingen. Videre gjennomgås de ulike scenarioene, spesifikke konstanter og grunnlag som er benyttet gjennom analysen.

Resultater og diskusjon kommer i kapittel 6. og 7. hvor resultatene vil legges frem og diskuteres, etterfulgt av en konklusjon i kapittel 8.

3.2. Oppgavens avgrensninger

Oppgaven avgrenses geografisk til å analysere Hallingdal kraftnetts konsesjonsområde med tilhørende distribusjonsnett. Den avgrenses videre til kun omfatte gitte senarioer for elektrifisering av vegtrafikk med biler, lastebiler og busser, mens landbruks-, anleggs- og andre maskiner/kjøretøy ikke tas inn i denne oppgaven.

Omfanget av oppgaven vil fokusere på hvilket økt effektbehov elektrifiseringen medføre, og hvordan effektbehovet samenes mellom ulike forbrukere og dagens forbruk. For leveringskvaliteten vil det kun gjøres forenklede analyser for det mest sårbare målet for leveringskvalitet, som er spenningskvaliteten i lavspenningsnettet. Dette er valgt med hensyn til resultatene fra NVE (2020b), og andre utfordringer tilknyttet leveringskvalitet som kommer underveis, vil kun drøftes fra litteratur.

3.3. Områdebeskrivelse

Hallingdal er et dalføre som ligger omtrent midt mellom Oslo og Bergen, og dekker et avlangt område på om lag 12mil og 5840km². Terrenget i Hallingdal er svært varierende fra dalbunn som ligger om lag 150moh i Flå til høyfjellsområdene som strekker seg over 1900moh. Langs dalbunnen går hovedfartsårene RV7 og Bergensbanen gjennom Hallingdal, som er viktige forbindelser mellom øst og vest. Dalføret bærer ellers preg av spredt bebyggelse omgitt av jord- og skogbruksområder (Hallingdal, 2019; Thorsnæs, 2023).



Figur 10 oversiktskart over Hallingdal (Maps, 2023).

Når en kommer opp fra dalbunnen mot fjellområdene er områdene preget av mye hytter og fritidsboliger. Med over 17.000 hytter er Hallingdal en av dem største hytterregionene i Norge (Hallingdal, 2019). Til sammenligning er det kun nesten 21.200 fast bosatte (Hallingdal, 2019; Thorsnæs, 2023). Dette medfører at Hallingdal har en svært varierende befolkning mellom arbeidsdager, helgedager og ferier. For påskeferien 2019 ble det gjort en folketelling i Hallingdal hvor det var om lag 115.000 personer i Hallingdal (Medhus, 2019).

Blant dem viktigste næringene utenom hyttevirksomhet i Hallingdal finner vi kraftindustrien som har en betydelig samlet effekt på over 1 GW fordelt over 35 små og store kraftprodusenter (Thorsnæs, 2023). Dem store kraftverkene er tilknyttet sentral- og regionalnett, mens småkraftverkene er tilknyttet distribusjonsnettet (Løkken, 2023; Statnett, 2022).



Figur 11 oversiktskart over de store kraftverkene tilknyttet Hafsland ECO (Helberg, 2023)

Som vist i Figur 11 er dem store kraftverkene i plassert i øvre Hallingdal, mens småkraft har tyngden av produksjonskapasitet i «Nedre Hallingdal» sør-øst for Nesbyen (Helberg, 2023; Kraftnett, 2023).

3.4. Trafikk i Hallingdal

Lokal trafikk

I tillegg bærer veitrafikken i Hallingdal preg av to viktige faktorer

- RV7 som er en av hovedveiene mellom øst og vest i Norge og har svært stor trafikk av tunge kjøretøy.
- Hallingdal er en av de største hytteregionene i Norge (Hallingdal, 2019), dette medfører at Hallingdal har svært mye hyttetraffic i perioder.

Analysen av dagens trafikk og fremtidig utvikling mot 2040 deles i 3 hoved kategorier. Langkjøring til/fra/gjennom Hallingdal med biler, tungtrafikk og lokal bil trafikk innad i Hallingdal. For Trafikken som enten går inn, ut eller gjennom Hallingdal, benyttes hallingporten bomstasjon til å kartlegge trafikkmengde og dagens kjøretøyfordeling. Dette punktet er plassert i ytterkant av Hallingdal i retning Oslo, og ansees som den mest trafikkerte inn/utfartsåren, særlig for tungtransport (Jørgensen, 2023).

Data fra hallingporten bomstasjon inneholder to faner med grunndata:

- Fane 1 inneholder telling av passeringer pr måned for periodene 2019 – 2023 fordelt på kjøretøygruppe (over-/under 3500kg) og drivstoff (fossil/elektrisitet).
- Fane 2 inneholder kvartalsvis data for 2022, som angir en fordeling av trafikken etter tid på døgnet og fordelt på kjøretøygruppene og drivstoff.

Den videre utviklingen av kjøretøyene og drivstoff vurderes ut fra historisk data, salgsstatistikk, samfunnets mål og virkemidler. Vurderingen ender med tre ulike scenarioer for drivstoff og trafikk i Hallingdal 2040.

Ved regjeringens mål for 100% utslippsfritt nybilsalg fra 2025, utviklingen i salgsstatistikken og bilers forventede levealder på 14 år, er det naturlig å anta høy grad av elektriske personbiler i 2040. for tunge kjøretøy er det større usikkerhet rundt drivstoff, som gjenspeiles i den store spredningen i scenarioene. (Autoretur, 2017; Elbilforeningen, 2022; regjeringen, 2021)

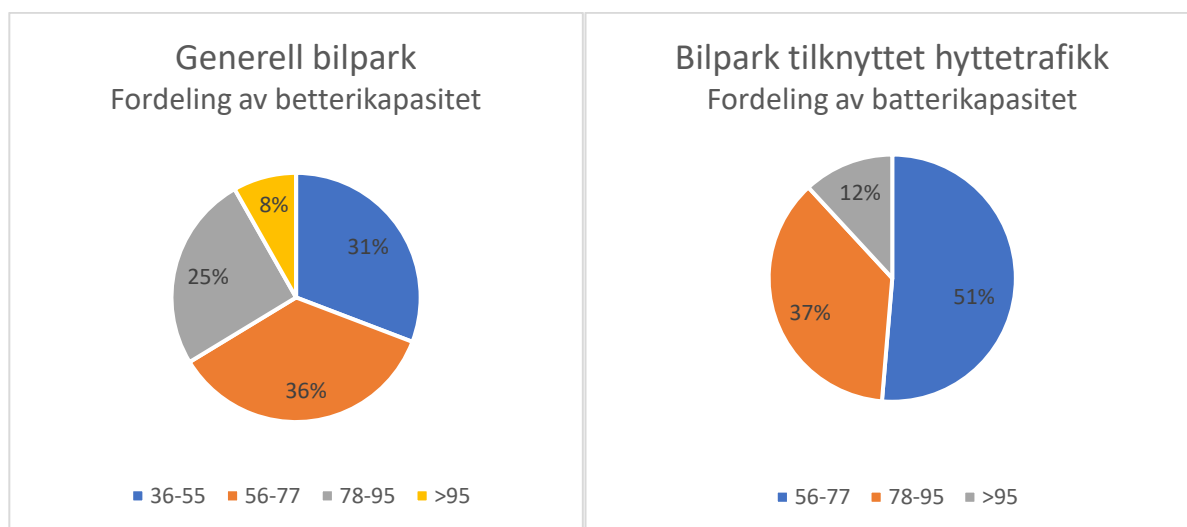
3.4.1. Kjøretøy < 3500 kg

For tilreisende biler til, fra eller gjennom Hallingdal benyttes ikke trafikkdata fra hallingporten bomstasjon utover fordelingen av el- og fossilbiler. Trafikkmengden fra de reisene ansees for å ha svært stor variasjon gjennom året, typisk lite trafikk ukedager, mens fredag-søndag og ferier vinterstid har stor trafikk. Ved innhentet data (Hallingdal, 2019; Jørgensen, 2023; Kraftnett, 2023; Vegvesen, 2023) er det stor korrelasjon mellom effektopper i strømmettet og topper i trafikken, og data for sluttbrukere og lading benyttes for å beregne ladebehovet.

For å identifisere trafikken lokalt i Hallingdal tas det utgangspunkt i Befolknings og kjøretøystatistikk for Buskerud. Hallingdal hadde i 2018 en befolkning i aldersspennet 18-90 på i underkant av 15.000 personer, noe som tilsvarer 6,6% av befolkningen i samme aldersspenn for Buskerud fylke (SSB, 2022a). Innenfor Buskerud er det om lag 170.000 biler, og ved forutsetning om at bilene er jevnt fordelt mellom populasjonen i Buskerud medfører dette at det er om lag 11.000 biler i Hallingdal. Videre tillegges gjennomsnittlig kjørelengde på 12.000 km pr. bil i Norge for å estimere lokal veitrafikk i Hallingdal. (SSB, 1986-2022; SSB, 2022a; SSB, 2022b)

Batterikapasiteten til elbilene er under stor utvikling og fordeling fra ITEM rapporten vurderes ikke som representativ for 2040 uendret. For lokal trafikk er det valgt å benyttes fordelingen fra ITEM rapporten (Inga Margrete Ydersbond, 2020) med fjerning av kategoriene under 36KWh og «vet ikke». Det begrunnes med at dem aller fleste elbilmodellene som selges i dag har batterikapasitet over 36KWh, og generell trend for at batterikapasiteten til nye biler er økende kapasitet (Elbilforeningen, 2023a).

Bilene som normallades i forbindelse med hyttetrafikken i Hallingdal forutsettes det at vil ha en ytterligere økning i batterikapasiteten. Vurderingen er basert på resultatene fra ITEM rapporten (Inga Margrete Ydersbond, 2020), hvor den største årsak til å ikke benytte el-biler er lav rekkevidde, etterfulgt av hengerfeste og firehjulstrekk. For fordelingen av batterikapasitet tilknyttet hyttetrafikken fjernes derfor batteristørrelser inntil 55KWh. Dette resulterer i fordelingene som vises i Figur 12, hvor flertallet av bilene har batterikapasitet i intervallet 56 – 77 KWh.



Figur 12 fordeling av bilparkens batterikapasitet i 2040 (Inga Margrete Ydersbond, 2020).

Gjennomsnittlig batterikapasitet regnes for hver av fordelingene ut fra middelerdi i hvert intervall og andelen for intervallet. For intervallet «>95KWh» benyttes 100KWh til middelerdi. Resultatet blir en gjennomsnittlig batterikapasitet for den lokale bilparken med 68KWh og 78KWh for biler tilknyttet hyttetrafikken.

3.4.2. Kjøretøy > 3500 kg

For tungtransporten er det en relativt stabil trafikk gjennom året, og data for passeringer ved hallingporten bomstasjon ansees dermed som egnet for tungtransport. Data benyttes til å utarbeide en døgnprofil og transportmengde for tungtransporten langs RV7 i Hallingdal.

Fra hallingporten bomstasjon er det 30 minutter – 2 timers kjøring til sentrumsområdene i hallingdalskommunene, hvor en stor del av rasteplassene er lokalisert. Tungtransporten gjennom Hallingdal antas å ofte ta enten «kjøre og hviletidspause» (45 minutter) eller døgnhvile (minst 9 timer), i området mellom Lindelien rasteplass i sør-øst og Haugastøl i nord-vest (Jørgensen, 2023). Det er derfor naturlig at elektrisk tungtransport som kommer gjennom Hallingdal i fremtiden kommer til å benytte de lovpålagte pausene til å lade i Hallingdal.

Lastebiler og busser som stopper i Hallingdal er primært drevet av fossile drivstoff, og det er en begrenset elektrifisering av disse utover kortdistanse rutetrafikk og varelevering (SSB, 2021; Valle, 2022). For de mer energikrevende oppdragene har det i større grad vært utvikling på alternative drivstoff til den tradisjonelle forbrenningsmotoren frem til nå. Hvilken grad av elektrifisering tungtrafikken vil få er svært usikkert, men det begynner nå å komme lastebiler med tilstrekkelig batterikapasitet til de fleste transportbehov (Valle, 2022).

3.5. Elbillading

Elbillading er i dag primært tilknyttet biler, og det deles mellom normal- og hurtiglading.

Hurtigladenettverket i Hallingdal er godt tilrettelagt og raskt voksende for hurtiglading av biler. Ved 01.01.2023 var det 24 kjente ladeanlegg i Hallingdal, samt at det er flere hurtigladeaktører som har bestilt tilkobling av nye anlegg. Ettersom enkelte ladestasjoner ikke er tilkoblet med et eget kundeforhold til nettselskapet, men er tilkoblet eksisterende næring, kan det også være noen ladeanlegg som er uoppdaget i studien.

Hurtigladestasjonene er spredt gjennom Hallingdal, og er hovedsakelig plassert langs RV7. Flesteparten av ladestasjonene er også i nærhet eller tilknytning til sentrumsområder, og Gol sentrum er området med høyest tetthet av lademuligheter.

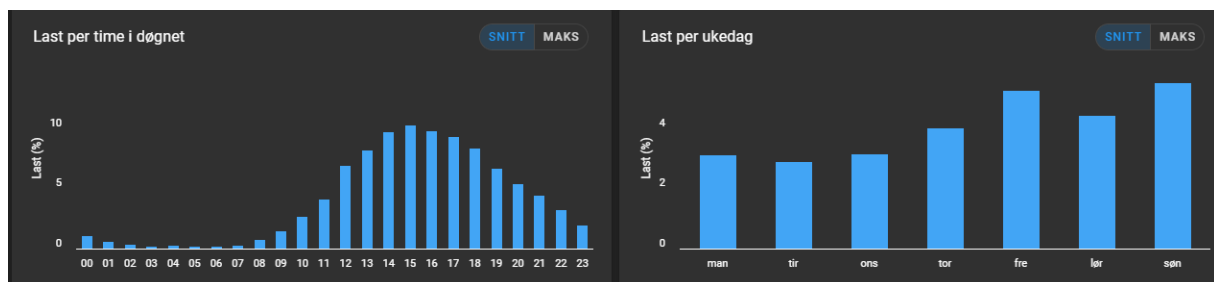
De kjente hurtigladestasjonene i området har ladehastigheter fra 50 – 350KW pr uttak, og har nå en samlet installert effekt på nesten 20MW. De kjente laderne er fordelt på 10 ulike ladeleverandører og har god dekning for både CCS og CHAdeMO standardene.

For DC-lading hentes det inn data for forbruk ved et utvalg hurtigladestasjoner i Hallingdal. Utvalget består av:

- samtlige har minst 50KW ladehastighet
- samtlige leverandører som er funnet i området er representert
- samtlige ladestasjoner har egent kundeforhold til nettselskapet, så måleverdiene hentet fra AMS målere kun omfatter elbillading
- installert effekt er kjent for samtlige stasjoner

proxydata er det anskaffet fra et av ladeanleggene gjennom ladeaktørens interne måling for hver enkelt lader ved hurtigladestasjonen. Ladeanlegget korreksjonsdata er innhentet for dekker et sentralt punkt med 11 ladere som leverer ladehastigheter opp til 250KW. Perioden data dekker er 12 dager i sammenheng med ferie, som medfører hyppig bruk av ladestasjonen.

For ladeanleggene er det svært lav brukstid, men sammenladingen av last mellom ladestasjonene er svært høy. Figur 13 er utklipp fra en av dem veletablerte ladestasjonene i Hallingdal som er representativ for samtlig hurtiglading for bil i Hallingdal. Lastfordeling gjennom døgnet og uken er tilnærmet lik for andre ladere i utvalget.



Figur 13 viser last pr. time i døgnet og fordelingen av ladebehovet fordelt på dager i uken. Lastprofilene angir årsgjennomsnitt for fordelingene (Kraftnett, 2023; Løkken, 2023).

3.5.1. Normallading

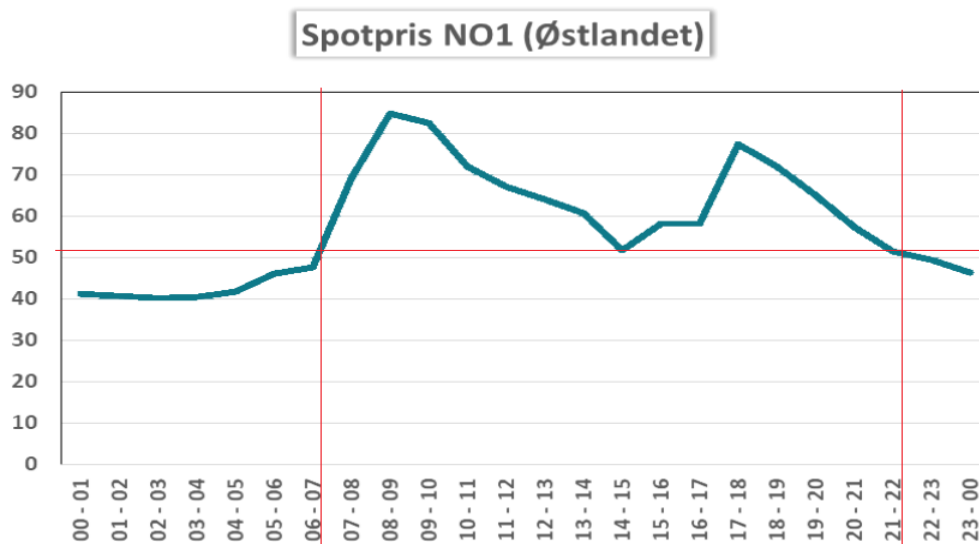
Normallading knyttes direkte mot sluttbrukere og ladehastighetens potensielle maks ladeeffekt bestemmes av nettsystem, tilgjengelig kapasitet, ladeboks og elbilen i tråd med kapittel 2.6.1. For 1-faset elbillading har nettselskapet satt en ytterligere begrensning på 25A for å redusere faseskjevhet, i tråd med Ren-anbefaling. Dette medfører at en ved 230V IT har 5,75KW maks ladehastighet for de fleste elbiler. Ved 3-faset belastning er det ingen begrensning fra nettselskapet.

Normallading er utbredt blant både helelektriske og plug-in hybrid biler, og samlet antas det å være 20% ladbare kjøretøy med fast tilknytning, og 23% ladbare biler blant de tilreisende nå i 2023.

Det tas utgangspunkt i to ulike scenarioer for adferd tilknyttet normallading:

Scenario 1.

Det tas forbehold om at bilene ikke lades i tidsrommet 07.00 – 22.00, og at elbilladingen styres med smartstyring mot pris som ansees som det mest aktuelle styringssystemet pr. nå (Aleksandra Roos, 2020). Tidsrommet for lading er valgt ut fra figuren under som illustrerer en normal dag, i realiteten vil prisvariasjonen og tidsperiode ha noe variasjon fra dag til dag.



Figur 14 angir perioden for smartlading ved et normalt døgn (energi, 2023)

Dette ansees som det mest aktuelle scenarioet og det er en stor andel av elbilladerne på markedet som har mulighet for og benytter dette allerede i dag. Dette scenarioet støttes også opp av Roos sin studie av fleksible energisystemer, hvor prisstyringssystemer anses for å være godt egnet og å ha stort potensiale. Andre systemer som en direkte link mellom Produksjon/flaskehalser/nett ansees pr. i dag som tunge og uegnet form for styring av mange små abonnenter. Systemer med direkte link mot nettkapasitet, nettbalansering, etc. anses i hovedsak som aktuelt for store energiintensive fleksible forbrukere (Aleksandra Roos, 2020). F.eks kan tung industri og store ladeanlegg for langtidsparkeringer være aktuelle for direkte link.

Senario 2.

Ukontrollert lading hvor samtlige elbiler starter lading med det samme dem tilkobles laderen, og lader frem til bilene er fulladet. I dette tilfelle vil elbilladingen komme på toppen av makslasten vi finner om ettermiddagen i trendkurven. Dette begrunnes med at denne toppen sammenfaller med at folk kommer hjem. Normalt ser vi denne trenden er en plass mellom klokken 16. – 19. ukedager, mens den gjerne kommer på senere tidspunkt i helger og ferier.

Vi tar utgangspunkt i at ladeøkte for biler lader i henhold til tidligere beskrivelser, og at biler har starttidspunkt jevnt fordelt i tidsrommet 16. – 20.

3.6. Lading for tungtransport

For tungtransporten er det pr i dag ingen hurtigladedata tilgjengelig i Hallingdal, selv om det er stor trafikk mellom øst og vest langs RV7 (Inga Margrete Ydersbond, 2020; Jørgensen, 2023). Dette henger sammen med at det frem til nå er svært lite elektrifisering av tungtransport utover rutetrafikk og kortdistanse varelevering (Valle, 2022; Volvo, 2023).

Ettersom batteriteknologien har blitt bedre og tungtrafikken nå kan dekke et mer krevende behov ved batteriløsninger, følger ladenettverket på. I løpet av vinteren 2022/2023 er det kommet inn henvendelser på over 5MW samlet ladeeffekt tilknyttet lastebillading i Hallingdal. Henvendelser er primært knyttet til en rasteplass i Gol, med unntak av to mindre henvendelser fra transportselskaper med base i Hallingdal.

3.7. Distribusjonsnett i Hallingdal

Beskrivelser av anlegget som analyseres er ut fra anleggsdata hentet fra Hallingdal kraftnett (Løkken, 2023). Dette er ikke offentlig åpen data, det gis derfor kun et innblikk i nettets oppbygning, kapasitet og kunde sammensetning for forståelse forholdene i nett som analyseres. All data som er hentet fra Hallingdal kraftnett er anonymisert av hensyn til personvern og andre sikkerhetshensyn.

Distribusjonsnett i Hallingdal kraftnett har i sitt konsesjonsområde området lindelien i Flå til Fagerheim på Hardangervidda. Konsesjonsområdet dekker samtlige hallingdalskommuner med unntak av Hemsedal kommune, hvor Hemsil nett har konsesjon. høyspentnettet har flere punkter hvor det møter tilstøtende nett fra nettselskaper rundt, med mulighet med flyt mellom områdene ved behov. Distribusjonsnettet tilhørende Hallingdal kraftnett er bygd og driftes som 22KV høyspentnett, med kunder tilkoblet primært i 230V IT og 415V TN lavspentnett.

Transformatorstasjonene som knytter distribusjonsnettet mot regionalnett er plassert i sentrumsnære områder eller i nær tilknytning til kraftstasjoner. Hver av disse har en eller flere radialer i 22KV nettet som kan sammenkobles med radial fra annen transformatorstasjon. Dette er en viktig beredskapsmessig funksjon som øker leveringssikkerheten til kunder, redusere risiko og avbruddstiden for dem tilkoblede sluttbrukerne.

Nettet som er tilknyttet transformatorstasjonene er av varierende dimensjon, alder og nett type, som medfører ulik kapasitet og egenskaper:

- Sentrums-radialene har i stor grad høyspent og lavspent kabelnett nedgrav i bakken. Høyspentnettet har relativt høy kapasitet som før elbillading ble tema var ansett for å ha rikelig med kapasitet.

- Lavspennetnettet i sentrumsområdene består av mye eldre anlegg, og har en overvekt av 230V IT nett. 415V TN nett finnes hovedsakelig i større næringsvirksomheter og for elbillading i sentrumsområdet.
- I grisgrendte og avsidesliggende områder hvor det tidlig ble bygd ut kraftnett er det en stor andel gamle luftlinjer for både høy- og lavspennetnett, med mer begrenset kapasitet. Disse radialene er for det meste lagt i jordkabel fra transformatorstasjon gjennom sentrumsområdet, og går over til luftnett i ytterkant av sentrum.
- Lavspennetnettet tilknyttet de eldre grisgrendte områdene er primært 230V IT. Dette er typisk områder med gårdsbruk, boligområder utenfor sentrum og enkelte gamle hytteområder med enkel standard.
- Grisgrendte områder (primært fritidsboliger) hvor utbyggingen har kommet i nyere tid (om lag 1990 og nyere), er i stor grad tilkoblet eksisterende høyspentlinjer. Dette er typisk luftnett med begrenset kapasitet, eller linjer som ble forsterket i forbindelse med høy byggeaktivitet i hytteområdet.
- Høyspentnettet som er nyetablert etter 1990 er for det meste gått over til høyspent kabelnett. Det er i stor grad hytteområder med relativt kompakt bebyggelse dette gjelder.
- Lavspennetnettet i de ny utbygde områdene er primært kabelnett med 415V TN system.

3.7.1. Eksportert nettdata data

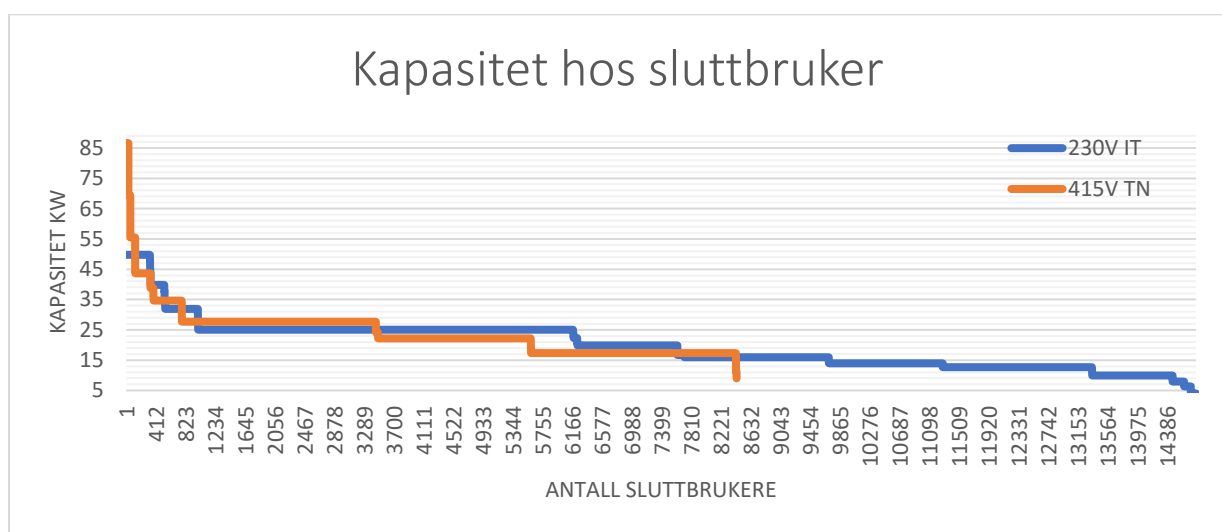
Nettdata som er hentet ut fra nettselskapet er eksportert til er Excel dokument fra NIS-systemet Netbas. Dette dokumentet inneholder anonymisert relevant informasjon tilknyttet hver enkelt sluttbruker. Nettdata gir følgende informasjon som benyttes i analysen:

- Anleggsstatus, angir om anlegget er aktivt eller tatt ut av drift
- Hvilken radial og transformatorstasjon anlegget er tilknyttet ved normal drift
- Sikringsstørrelse, angir størrelsen av overbelastningsvernet som angir sluttbrukers kapasitet
- Maks effekt, for anleggene dette er tilgjengelig oppgis det maks effekten hos sluttbruker
- Beregnet aktiv effekt, angir en aggregert effekt i nettet basert på energiforbruket til sluttbruker
- Spenning, angir hvilken spenning og dermed hvilket nettsystem sluttbrukeren tilkobles
- Kortslutningstrømmer, er en indikator for nettimpedansen til hver enkelt sluttbruker.

3.7.2. Prosjektering

Hallingdal kraftnett følger føringer og rutiner for bygging av nett tilsvarende REN (2023) blad med mindre justeringer. For denne studien er de viktigste variablene for beregningene hvilken kapasitet hver sluttbruker er gitt og samtidighetsfaktoren som er benyttet ved prosjektering

For sluttbrukers kapasitet er det ved nye boliger og fritidsboliger normalt å legge til grunn overbelastningsvern med kapasitet til 28KW. Ved bolig og fritidsboliger har det tidligere vært mer variasjon, og flesteparten av sluttbrukere har 12 – 28 KW kapasitet. Kapasitet er generelt lavest hos sluttbrukere tilknyttet 230V IT nett, med jevn spredning i kapasitet fra 12 – 25KW. For sluttbrukere i 415V TN nett, er det jevn spredning fra 16 – 28 KW og fordelingene vises i Figur 15.



Figur 15 viser installert kapasitet i sluttbrukers anlegg fordelt på nettsystem (Kraftnett, 2023)

I henhold til interne dagens retningslinjer skal nye lavspennet anlegg dimensjoneres med samtidighetsfaktor 1, dette medfører 7 abonnenter pr kurs ved normale boliger eller fritidsboliger. I gjeldende nett kom disse retningslinjene først i 2020 , mens det tidligere har vært benyttet lavere samtidighetsfaktor på 0,6 (Løkken, 2023).

Dette medfører at det i store deler av dagens nett er 10-12 abonnenter pr kurs, og en mindre andel med hovedsakelig hytteområder har om lag 7 abonnenter pr kurs. Ut fra dette lages to senarioer hvor det ene dekker nett med samtidighetsfaktor 1 og et med samtidighetsfaktor 0,75 som dekker mesteparten av eksisterende nett.

3.8. Prosumenter i lavspennetnettet

Data innhentet gjennom Hallingdal kraftnett skal benyttes til å kjøre en analyse av kapasiteten vi har i dette nettet. For å gjøre datamengden for beregninger håndterbar forenkles analysen ved hjelp av å benytte spenningsnivå og kortslutningsstrømmer som variabler.

Spenningsvariasjon er hovedproblemet vi møter ved lokal produksjon ute i distribusjonsnettet. Denne variasjonen er primært bestemt av impedansen i nettet og belastningen. Impedansen i nettet er hovedvariabelen for kortslutningsstrømmen hos sluttbruker. Belastningen i nettet vil være mer variabel fra tilfelle til tilfelle, grunnet ujevn fordeling av plassering av sluttbrukere, antall pr lavspennkurs, og kapasitet/forbruk hos sluttbruker. Kortslutningsstrømmen antas derfor å være en god indikator for helhetlige perspektivet da variasjon mellom alle abonnement antagelig utjevner hverandre i det store perspektivet (NVE, 2020b).

Kortslutningsstrømmer og Spenningsnivå kommer frem i data, mens det dessverre ikke er mulighet for å hente ut oversikt over antall abonnenter pr kurs.

For prosumenter i lavspennetnettet er det gjort en god studie fra NVE (2020b) for hvilken innvirkning dette får for lavspennetnettet. Denne konkluderer med et godt resultat hvor samtlige sluttbrukere kan tilknytte 5-10KW innmating i nettet, med unntak for gravgrenndt nett. Det vil derfor gjøres en analyse for gravgrenndt nett, hvor det velges ut 230V luftnett som legges til grunn for analysen.

4. Metode

4.1. Trafikkscenarier

For trafikkscenariene tas det utgangspunkt i dagens trafikk og utvikling, med en «business as usual» tilnærming. For veitrafikken i 2040 resulterer dette i følgende scenarier:

1. Lavt scenario:
 - 1.1. Tungtransporten har 15% helelektriske kjøretøy
 - 1.2. Bilparken har 85% helelektriske kjøretøy
 - 1.3. Ingen vekst i trafikkmengde
2. Middelsscenario
 - 2.1. Tungtransport har 50% helelektriske kjøretøy
 - 2.2. Bilparken har 100% helelektriske kjøretøy
 - 2.3. ingen vekst i trafikkmengde
3. Høyt senario
 - 3.1. Tungtransport har 75% helelektriske kjøretøy.
 - 3.2. Bilparken har 100% helelektriske kjøretøy
 - 3.3. veitrafikken har en vekst på 1,1% pr. 5-årsperiode (0,24% årlig) tilsvarende utvikling 2016-2021 (SSB, 2022b).

4.2. Filtrering av datagrunnlag

Elbillading er ikke aktuelt for samtlige sluttbrukere, og DC-lading må utelukkes fra sluttbrukerdata for å unngå dobbelttelling. For å sikre dette og unngå andre feilkilder i datasettet gjøres følgende filtreringer:

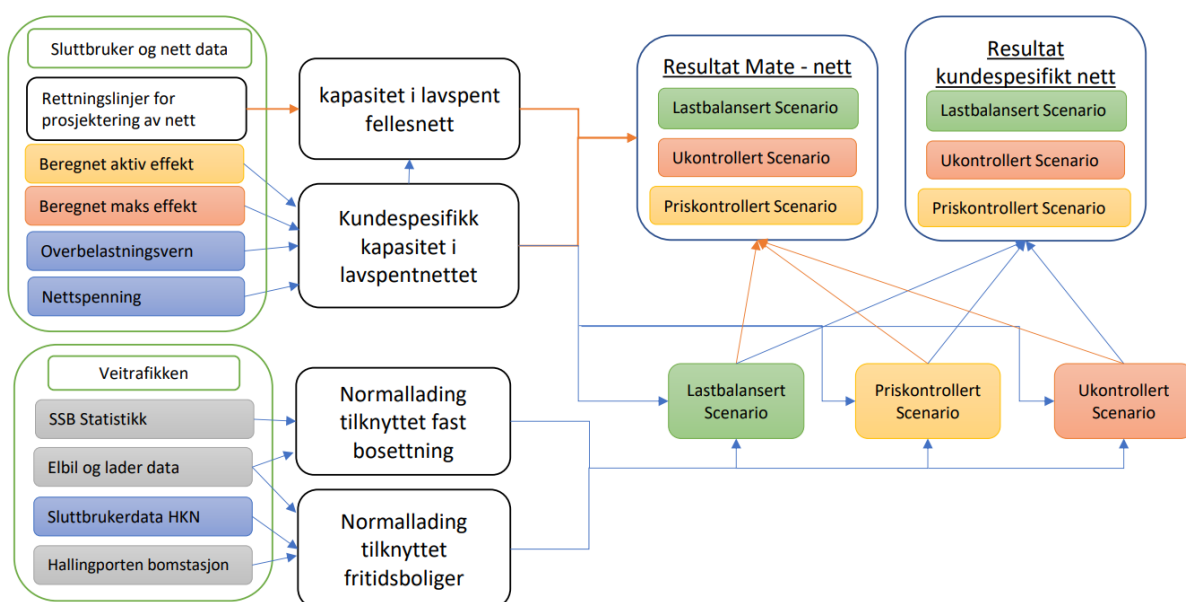
- Anleggsstatus: samtlige anlegg som tas med skal ha status som aktivt anlegg
- Sikringsstørrelse: alle anlegg som inkluderes skal ha overbelastningsvern innenfor intervallet 10A – 125A.
- Beregnet Aktiv effekt: alle anlegg med aktiv effekt under 1KW ekskluderes
- Kortslutningsstrøm: alle anlegg skal ha minimum 0,3KA kortslutningsstrøm for å inkluderes
- Spenning: anlegg som ikke er 0,23KV eller 0,4KV ekskluderes

4.3. Analyse av lavspent distribusjonsnett

Analysen av lavspentnettet dekker kun normallading, mens hurtiglading ikke kommer inn under analysen av lavspentnettet.

4.3.1. effektanalyse

Første analysen undersøker mate-nett og kundespesifikt nett for hvilken kapasitet nettet har for lading, hvor stor andel av nettet som får kapasitetsproblemer og utslag fra ulike scenarioer for lading og ladeadferd i 2040. Figur 16 er prinsippskisse for modellen som benyttes, og følgende forutsetninger og tekniske data ligger til grunn for analysen:



Figur 16 illustrerer dataflyt og metode i modellen for lavspentnettet.

- Sluttbrukere tilknyttet 230V IT er primært bolig, mens sluttbrukere tilknyttet 415V TN er primært fritidsbolig.
- Maks ladehastighet er 5,75KW ved 230V IT og 11,6KW ved 415V TN
- Samtlige ladeøkter har 7 timers sammenhengende varighet
- Ved høylastperioder antas det å inntreffe tidspunkt med samtidighetsfaktor = 1 i enkeltkurser
- I høylastperiodene i dag er 22,3% av bilparken elektriske
- Matenettet i lavspentnettet tas det forbehold om at er prosjektert med samtidighetsfaktor 0,75 i snitt

For analysen av lavspentnettet er det bygd en modell med utgangspunkt i datasettet hentet ut fra «Netbas», som er filtrert i henhold til beskrivelsen i kapittel 4.2.

Ved at det manglet «maks aktiv effekt» for en del sluttbrukere er første trinn å utarbeide en korreksjonsfaktor som er medianen av «maks aktiv effekt»/«beregnet aktiv effekt» fra samtlige sluttbrukere. Videre blir det beregnet maks effekt ut fra «beregnet aktiv effekt» multiplisert med «korreksjonsfaktoren» for samtlige sluttbrukere med «maks aktiv effekt» = 0. For sluttbrukere hvor «maks aktiv effekt» ikke er 0, blir «beregnet maks effekt» = «maks aktiv effekt»

Hver sluttbruker får en kolonne med «ladeeffekt» bestemt av nettspenning, som angir maks ladeeffekt. For «ukontrollert» ladescenario og «pris-kontrollert» ladescenario benyttes denne effekten for hver sluttbruker, mens lastbalanserte scenarioer justerer ladeeffekten etter kapasitet.

For ladeeffekten ved ukontrollert lading legges «ladeeffekt» sammen med «beregnet maks effekt», mens pris-kontrollert lading legger «ladeeffekt» sammen med «Beregnet aktiv effekt». For å kalkulere belastningsgrad (BG) og effekt økning (EØ) ved kundespesifikt nett benyttes følgende formler:

$$BG = \frac{\text{spenning} * \text{sikringsstørrelse} * 1,73}{\text{totalt forbruk}}$$

Formel 1 angir utregning av belastningsgrad

$$EØ = \frac{\text{totalt forbruk}}{\text{beregnet maks effekt}}$$

Formel 2 Utregning av effekt økning

For scenarioene med lastbalansering av kundespesifikt kombineres lastbalansering med priskontrollert scenario, så «totalt forbruk» blir lik:

$$\text{Totalt forbruk} = \text{beregnet aktiv effekt} + \text{ladeeffekt} \leq \text{spenning} * \text{sikringsstørrelse} * 1,73$$

Formel 3 totaleffekt ved lastbalansering av kundespesifikt nett

For lastbalanseringsscenarioene blir BG og EØ kalkulert tilsvarende formel 1 og 2.

BG i matenettet kalkuleres ved lastbalansert og ukontrollert scenario, ved at BG for kundespesifikt nett divideres på samtidighetsfaktoren i nettet. Det forutsettes at lavspentnettet er prosjektert med en gjennomsnittlig samtidighetsfaktor = 0,75.

Resultater fra beregninger kopieres over i ny fane «LS nett effekt», hvor samtlige kolonner sorteres Høy – Lav. De høyeste verdiene vurderes det om er outliers, og verdier fjernes fra datasett dersom det blir en unaturlig eksponentiell utvikling. Ut fra «LS nett effekt» tabellen benyttes Excel sine funksjoner «Antall», «Antall.Hvis», «Antall.Hvis.Sett», «Gjennomsnitt», «Median» og «Standardavvik», til å utarbeide en fordeling for ladekapasitet, belastningsgrad og effekt økning i nettet.

4.3.2. Spanningsanalyse

Spanningsanalysen gjøres i Netbas sin analysemodul for å identifiserer sluttbrukere hvor spenningen blir ligger utenfor kravet i FOL. Netbas tar utgangspunkt i «beregnet aktiv effekt» for dagens belastning hos sluttbruker. For skalering av lasten tilknyttet hver enkelt sluttbruker i 2040 benyttes gjennomsnittlig EØ (effekt økning) ved lastbalansering scenarioet fra 5.5.1.

Det hentes inn et utvalg med 230V IT nett inn og et utvalg 415V TN nett, med hver 10 transformatorkretser. For hver transformatorkrets i begge utvalg kjøres en foranalyse hvor kundeantall, utgangsspenning fra transformator, minstespenning og hovedvekt av sluttbrukergruppe registreres.

Deretter benyttes verktøyet «Skaler last %» som skalerer samtlige sluttbrukere tilknyttet transformatorkretsen 109% tilsvarende EØ. Fra simuleringen registreres laveste spenning og antall sluttbrukere som ligger utenfor kravet til FOL.

Ut fra registrert data beregnes prosentvis spenningsfall for 2023 og for 2040, samt økningen av spenningsfallet :

$$\text{Prosentvis spenningsfall} = 1 - \frac{\text{Spenning hos sluttbruker}}{\text{Utgangsspenning}}, \quad \text{Økt spenningsfall} = \frac{1 - \text{Spenningsfall \% 2040}}{1 - \text{spenningsfall \% 2023}}$$

Formel 4 prosentvis spenningsfall

Formel 5 økt spenningsfall

4.3.3. Prosumenter i lavspenningsnett

Analysen legger til grunn tre scenarioer hvor det er henholdsvis 5, 7 og 11 sluttbrukere med innmating i det spesifikke nettet. For hvert scenario registreres kortslutningsstrømmen «IK2min» for hver måler lokasjon, som senere kobles mot kapasitet.

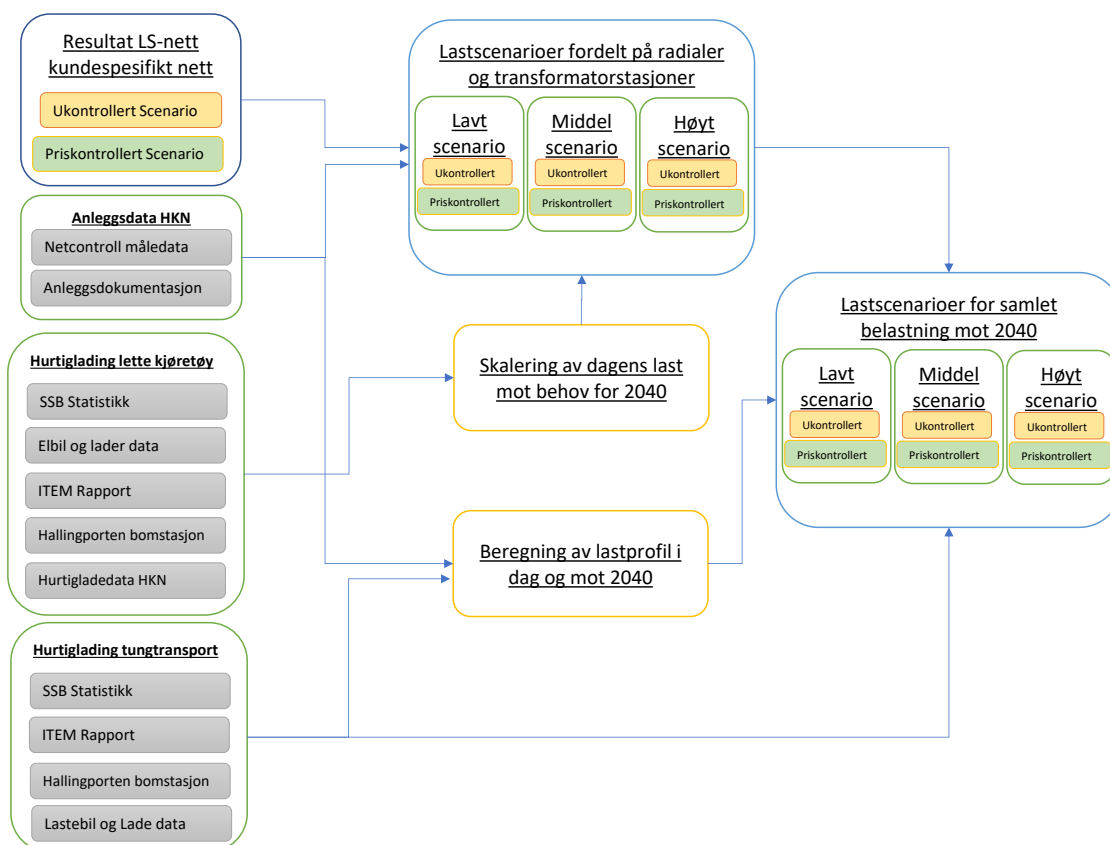
Det kjøres så en simulering gjennom Netbas, med forutsetning om at generell last i nettet er 30%. Innmating fra prosumenter skaleres så gradvis opp hos scenarioets antall sluttbrukere, og maks belastningen før spenning overstiger 247V registreres for hver sluttbruker.

Kapasitet og kortslutningsstrøm tilknyttet hver enkelt sluttbruker settes opp i tabell for hvert scenario, hvor tabellene sorteres etter IK2min lav-høy. Ut fra hver tabell lages det en graf med eksponentiell trendkurve med tilhørende formel.

Formelen benyttes til å kalkulere hvilken kapasitet det er i hver tilknyttet hver enkelt sluttbruker i grågrendt nett. Grågrendt nett defineres med sluttbrukere hvor IK2min er under 1,5KA.

4.4. Analyse av høyspent distribusjonsnett

I høyspentnettet vil det sammenstilles ordinær last med normallading og hurtiglading av biler, som fordeles på avganger og transformatorstasjoner i distribusjonsnettet. For lading tilknyttet tungtrafikken vil ikke dette inngå i eksisterende nett, men det vil legges til totale behovet avslutningsvis. Modellen utarbeides etter en utvidet modell av lavspenettet og illustreres i Figur 17.



Figur 17 er flyttdiagram for modellering av belastning i høyspentnettet.

4.4.1. Normallading

For Normallading i høyspentnettet tas det utgangspunkt i samme datasett som for lavspenettet. Det er utarbeidet en egen fane hvor distribusjonsnettets transformatorstasjoner og dens avganger har hver sin rad med tilhørende informasjon. For hver avgang benyttes «summer.Hvis.Sett» funksjonen til å hente samlet belastning for «beregnet aktiv effekt» og «beregnet maks effekt» tilknyttet hver avgang.

For å vurdere troverdigheten og hvilke beregnede belastning som egnes for bruk til analyse av høyspentnettet, hentes faktiske effektverdier for 2023 ut fra kontrollsystemet NetControll. Dette har detaljert historikk for hver avgang 99 dager tilbake i tid, som analyseres grafisk. For hver avgang kontrolleres maksverdi mot unormale driftshendelser, og maksverdi under normal drift noteres ned i

modellen med belastning og tidspunkt for hendelsen. Flere av radialene har verdiene en del over kalkulert effekt, som følge av kunder som ikke er tatt inn i analysen for normallading.

Det benyttes et nytt utvalg med utleste verdier fra Netcontrol til å beregne en korreksjonsfaktor for dag/natt variasjonen. Denne utarbeides gjennom forholdet mellom maks verdi i tidsrommet 22.00-07.00, og maks døgnverdi for tilhørende døgn. Det er plukket ut tilfeldige dager i mars.2023 for 19 ulike vern som er datagrunnlaget for differansen, og gjennomsnitt av utvalget benyttes. Grunnlaget for ordinær last multipliseres med korreksjonsfaktoren, som resulterer i en estimert belastning natt som benyttes for priskontrollert scenario.

Effektforbruket tilknyttet elbillading blir så hentet ved «Summer.hvis sett» hvor det legges inn kriterier for:

- Normallading ved 415V nettspenning har samtidighetsfaktor 1/2
- Normallading ved 230V nettspenning har samtidighetsfaktor 2/7

For å kompensere for at dagens elbiler allerede benytter normallading multipliseres ladebehovet i 2040 med $1 - 22,3\%$ som er elbilandelen i 2023.

Total belastning for høyt og middel scenarioet for elektrifisering er «lading korrigert for eksisterende» summert med valgt mål for generell belastning ved ukontrollert scenario, og summert med «beregnet effekt natt» ved priskontrollert scenario. Dette gjøres for hver enkelt avgang og belastningsgraden kalkuleres ut fra oppgitt maksbelastning som er hentet fra releplan for hver enkelt avgang.

$$BG \text{ avgang} = \frac{\text{total belastning (KW)}}{\text{relevern (A)} * 22 * 1,73}$$

Formel 6 belastningsgrad for radialer

Lavt elektrifiserings scenario har samme fremgangsmåte med unntak av at ladeeffekten multipliseres med 85% som er elbilandelen i 2040 ved lavt scenario.

4.4.2. Hurtiglading av biler

I første trinn undersøkes differansen mellom den detaljerte målingen med minutt oppløsning og AMS-målerens målinger med timesoppløsning. Ved en signifikant differanse mellom anleggenes belastning og AMS-målerens måling, utarbeides det en korreksjonsfaktor for å simulere reelle effektopper som DC-lading påfører distribusjonsnett. Korreksjons faktoren utarbeides ved:

- Hver minuttverdi får en belastningsgrad ved å dividere minuttverdien på timesverdien, og resultatet settes i egen kolonne. Hver av rutene har «Hvis» forbehold som returnerer 1 for verdier under «1».

- Hver time i døgnet får en gjennomsnittsverdi av belastningsgraden pr minutt for gjeldende time.
- Det legges inn et krav om at belastningsgraden skal ha en varighet på minst 15 minutter pr time. Timer hvor belastningsgraden har en varighet under 15 minutter returneres «1» som verdi.
- I tabellene for korreksjonsfaktorer pr time, hentes det ut statistiske standardmål for resultatene. Standardmålet som gir mest korrekt justering av maksimums timesverdi mot maksimum reell verdi over 15 minutter, vil benyttes for justering av belastningen ved hurtiglading.

Hurtiglading i distribusjonsnettet settes opp med en kolonne pr ladestasjon, med informasjon og resultater over og timesverdier under ladestasjon navnet. Timesverdiene fra utvalget summeres til en samlet ladeeffekt pr time, og timesverdier for hurtiglader utenfor utvalget estimeres ved:

$$\text{Timesverdi for umålte ladestasjoner} = \frac{\text{Installert effekt} \cdot \text{timesverdi}}{\text{Samlet installert effekt hurtigladerutvalget}}$$

Formel 7 benyttes til estimering av ladestasjoner det ikke er tilgjengelig måledata for.

Sum av ladestasjoner og samtlige ladestasjoner får så hentet ut maks effekt ved funksjonen «Maksa» i excel, som multipliseres med korreksjonsfaktoren for reelle effekttopper. Effekttoppene fra hver enkelt ladestasjon summeres mot tilknyttet radial ved «Summer.hvis.sett» funksjonen, og legges i et tilsvarende oppsett som for normallading. For summen av ladeeffekt tas det et utklipp til fanen lastprofil for perioden 21.12.22-01.01.23, hvor snittet av hver enkelt time benyttes til lastprofil gjennom døgnet for elbillading.

For å estimere den fremtidige belastningen hurtiglading påfører radialer og transformatorstasjoner, justeres forbruksprofilene fra dagens 23% mot scenarioene gitt i kapittel 4.1. Videre deles døgnet inn i periodene 07:00-10:00, 10:00-13:00, 13:00-19:00, 19:00-22:00 og 22:00-07:00 og last skaleres til lastprofilens høyeste belastningsgrad innenfor hver perioden.

4.4.3. Analyse av gjeninnkobling etter strømbrudd

For å studere effekten ved gjeninnkobling etter strømbrudd er fått utskrift fra en utkobling i desember ved den høyest belastede radialen i distribusjonsnettet. Utkoblingen har en varighet på om lag halvannen time, og det undersøkes hvor høy effekt økningen er ved innkobling sammenlignet med last er etter å ha stabilisert seg.

4.5. Lading for tungtrafikken

Det er tatt følgende forutsetninger for tungtransporten:

- hvert elektriske tunge kjøretøy som kjører gjennom Hallingdal lader innenfor konsesjonsområdet.
- Tungtrafikk som passerer hallingporten bomstasjon mellom klokken 04:00-16:00 benytter 350KW hurtiglader i 45 minutter.
- tungtrafikk som passerer hallingporten bomstasjon 16:00-04:00, tar døgnhvilen og lader med 100KW i 9 timer (Valle, 2022)
- antall kjøretøy som lader er til enhver tid forskjøvet 1 time etter passering i hallingporten bomstasjon.
- De gjennomsnittlige trafikkdataene for tungtrafikk antas at er for lave enkelte dager av uken og trafikkmengden økes med 29%
- Det forutsettes at effektbehovet ved større rasteplasser ikke kan håndteres med eksisterende nett, så nytt nett må bygges for dette formålet

For å estimere den daglige lastprofilen av tungtransporten tas det utgangspunkt i at lading fordeles jevnt gjennom timen, og at ladeprofilen ligger en time etter trafikken gjennom hallingporten. Trafikken benytter høyeste passeringsdata fra de gjennomsnittlige kvartalsverdiene i 2022, og fordeling regnes ut som følgende:

$$\text{Andel av døgntrafikk pr. time} = \frac{\text{antall passeringer i gjeldende time}}{\text{antall passeringer iløpet av døgnet}}$$

Formel 8 benyttes til å estimere døgnprofil for lading av tungtrafikken

Basert på timefordelingen gjennom hallingporten bomstasjon, blir trafikken time for time estimert ved formel 7 multiplisert med gjennomsnittlig døgntrafikk for den mest trafikkerte måneden i datasettet. Antall kjøretøy parkert i Hallingdal blir så estimert ved at kjøretøy ankommet mellom 04:00 – 16:00 reiser videre i løpet av 1 time, mens trafikken i tidsrommet 16:00 – 04:00 akkumuleres over en 9 timers periode.

Lastprofilen tilknyttet lading fra tungtransporten blir så estimert ved at:

- Andelen elektrifisert tungtrafikken i gjeldende scenario multipliseres med kjøretøyantall pr time, for både døgnhvile og hviletid.
- Antall elektriske kjøretøy parkert med hviletid multipliseres med 0,75 og 350KW ladeeffekt.
- Antall elektriske kjøretøy parkert med døgnhvile multipliseres med 100KW ladeeffekt
- Begge kategorier får summert total ladeeffekt pr. time.

For de samme fem tidsperiodene som hurtiglading av biler legges maks ladeeffekt for hver av perioden inn i tabell.

4.5.1. bruk av batterianlegg til lastbalansering

For å redusere effektbehovet tilknyttet effektintensiv lading er batteriløsninger tilknyttet ladestasjonen en potensiell løsning. For å undersøke hvilken innvirkning dette gir for lastkurven og nødvendig kapasitetsbehov i batteriet kjøres en «problemløsning» modul i Excel. Denne begrenser maks effekt til scenarioene 90% og 80%, og minimerer effektbehovet i ladeperioden mens hurtiglading generelt er lavt.

Problemløsningen benytter en «GRG» modell og det lages en lastkurve fra belastningsgraden for hvert scenario.

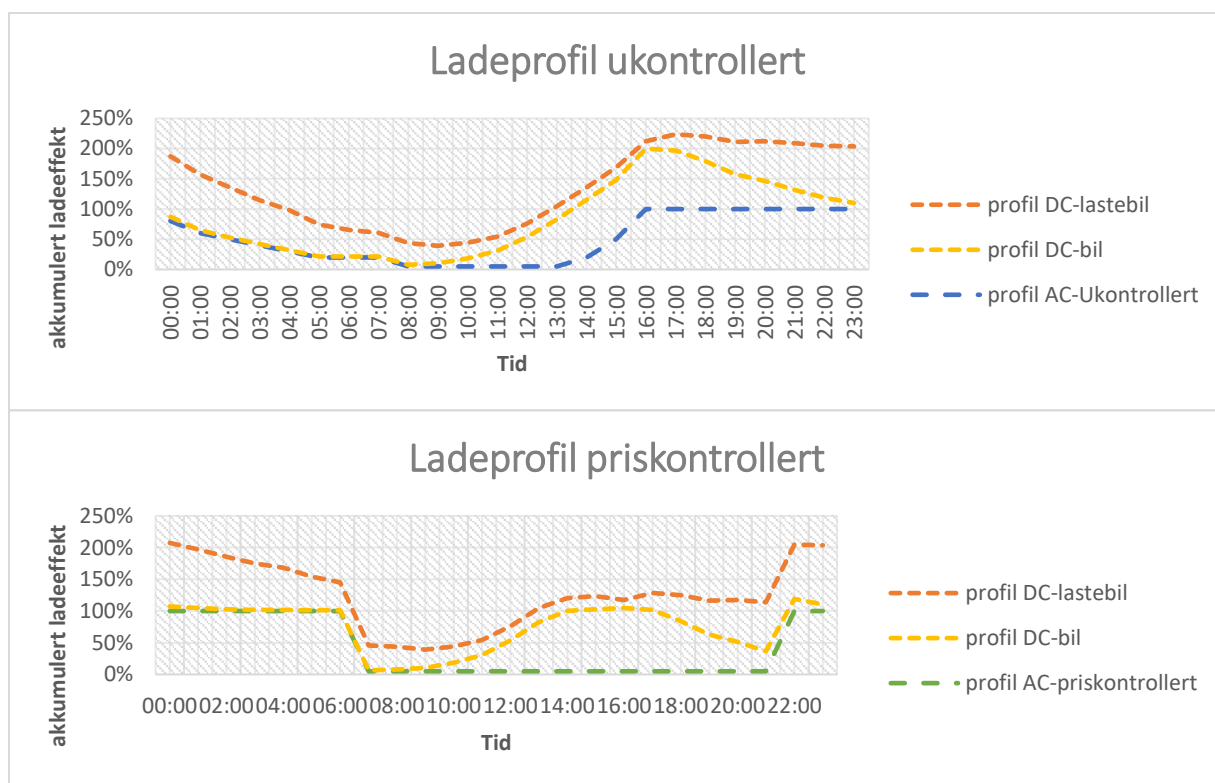
4.6. Sammenstilling av lading

For sammenstilling av normallading, hurtiglading av biler og lading av tungtransporten samles samtlige resultater i ett dokument. Dokumentet hvor resultater fra hvert av trafikksenarioene som tidligere er beskrevet blir fremstilt. Hvert av scenarioene får en todelt fremstilling av resultatene hvor første del angir belastning og belastningsgrad for spesifikke anleggsdeler, mens del 2 gir prediksjon av lastkurven og samlet belastning for området ved ukontrollert og priskontrollert adferds-scenario.

Del 1.

- Sammenstillingen har lignende oppsett som normallading og hurtiglading med last tilknyttet radialer og trafostasjoner.
- Normallading oppgir resultatet for ladeeffekt pr radial.
- Hurtiglading oppgir resultat for de fem tidsperiodene fordelt på radialer.
- For samlet belastning pr. radial ved ukontrollert scenario
 - o Hurtiglading i perioden 13:00 – 19:00 summeres med normallading
 - o Generell belastning i nettet benytter «beregnet aktiv effekt 13:00 – 22:00»
- For samlet belastning pr radial ved priskontrollert scenario
 - o Hurtiglading i perioden 13:00 – 19:00 og «beregnet aktiv effekt 13:00 – 22:00» summeres for ettermiddagslast
 - o Hurtiglading i perioden 22:00 – 07:00, normallading og «beregnet effekt natt» summeres for belastning natt
- Lastebillading legges inn nederst i modellen under DC lading nedenfor eksisterende radialer
- Samlet belastning for hvert forbruk summeres og benyttes som grunnlag for del 2.

Del 2.



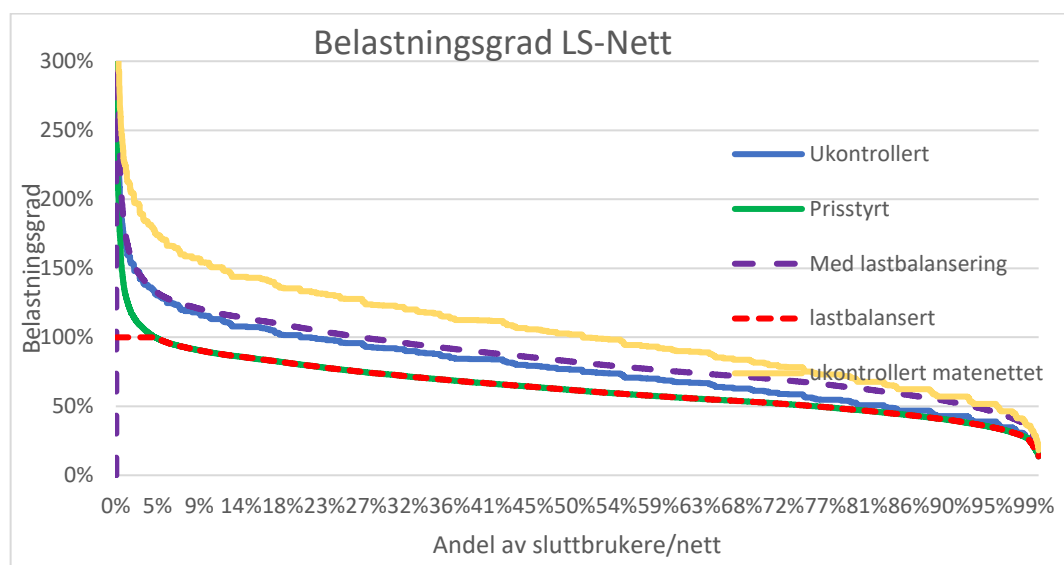
Figur 18 illustrerer akkumulert ladeprofil fra samtlig lading tilknyttet veitrafikken.

- Forbruksprofilen til generelt forbruk tar utgangspunkt i figur 2. fra Halvorsen (2008) for profilen til ukedag forbruk. Denne profilen kombineres med differansen på maksbelastning «beregnet aktiv effekt 16:00-22:00» og minimums belastningen «beregnet effekt» som angir amplituden i profilen.
- Profilen til normallading er vist i Figur 18, hvor ukontrollert lading antas å ha høylastperioden fra klokken 16:00, mens priskontrollert scenario utsetter denne til å starte 22:00. ukontrollert lading antas videre å ha større spredning gjennom døgnet fra dag til dag.
- Profilen for hurtiglading tilsvarer profilen kalkulert for «hurtigladerutvalget» i denne studien.
- Profilen tilknyttet lading av tungransporten, er kalkulert ut fra trafikkprofilen i hallingporten bomstasjon med en times forsinkelse.

5. Resultater

5.1. Lavspent distribusjonsnett

Lavspent distribusjonsnett berøres av normallading som kommer med elektrifisering av transportsektoren. Distribusjonsnettets er kategorisert etter kundespesifikt og matenett, hvor matenettet viser seg å ha størst grad av kapasitetsmangel som vist i Figur 19.



Figur 19 belastningsgraden i ulike deler av lavspentnettet ved ulike adferds scenarioer.

5.1.1. Kundespesifikt nett

Kapasiteten og effekt økning hos sluttbrukere ved elbillading har stor differanse mellom hvilket nettsystem sluttbruker er tilkoblet, og hvilken adferd som legges til grunn for elbillading.

Tabell 2 Resultat for overbelastede anlegg ved normallading

Andel overbelastet ved 5,75KW ukontrollert	Antall kunder	antall overbelastet	Andel
415V	8436	174	2,1 %
415V (11,6KW)	8436	2704	32,1 %
230V	14785	2207	14,9 %
Andel overbelastet ved 5,75KW prisstyrt	Antall kunder	antall overbelastet	Andel
415V	8436	18	0,2 %
415V (11,6KW)	8436	174	2,1 %
230V	14785	812	5,5 %
Totalt Ukontrollert	31657	6328,400758	20,0 %
Totalt Priskontrollert	31657	1299,217131	4 %
Last balansering	31657	0	0 %

Ved ukontrollert lading med utgangspunkt i 5,75KW lading ved 230V nett og 11,6KW lading på 415V nett medfører dette en gjennomsnittlig effekt økning på 139%. Denne økningen medfører at henholdsvis 15% og 32% overbelaster sin hovedsikring, og samlet utgjør dette at om lag 20% av

sluttbrukerne. Dersom ladeeffekten reduseres til 5,75KW også for sluttbrukere tilknyttet 415V nett vil det kun være 2% av disse som fortsatt har kapasitetsutfordringer ved ukontrollert lading.

Ved å legge til smartlading som planlegger ladeøkten etter spotprisen, reduseres effekttoppen til å kun øke med 110% fra dagens belastning. Dette medfører at andelen av sluttbrukere med kapasitetsmangel reduseres til kun 4%, eller henholdsvis 2,1% og 5,5% for 415V nett med 11,6KW og 230V nett med 5,75KW. Ved å redusere ladehastigheten til 5,75KW for sluttbrukere tilknyttet 415V nett vil kun 0,2% sluttbrukerne tilknyttet 415V nett ha kapasitetsutfordringer.

Mange ladere har også funksjoner for lastbalansering mot en innstilt effekt som måles ved strøminntaket til sluttbruker. Dette har potensialet til å utelukke at ladingen trekker mer kapasitet enn overbelastningsvernet er dimensjonert for, og dermed vil 0% av sluttbrukerne overbelaste hovedsikringen. Ulempen med dette er at enkelte sluttbrukere vil ha problemer med å lade tilstrekkelig energimengde i løpet av hver lade økt.

Tabell 3 angir fordelingen av kapasitet for lading om natt for sluttbrukere.

Ladekapasitet hos sluttbruker	antall	andel	rest	antall anlegg uten kapasitet til lading
alle anlegg	23221	100,0 %	0,0 %	0
anlegg med over 2,6KW	23013	99,1 %	0,9 %	208
anlegg med over 3,6KW	22889	98,6 %	1,4 %	332
anlegg med over 4,3KW	22789	98,1 %	1,9 %	432
anlegg med over 5,74KW	22396	96,4 %	3,6 %	825
anlegg med over 6,6KW	8416	36,2 %	63,8 %	14805
anlegg med over 9KW	8403	36,2 %	63,8 %	14818
anlegg med over 11,5KW	8275	35,6 %	64,4 %	14946
415V anlegg over 4,3KW	8420	99,8 %	0,2 %	16
415V anlegg over 6,6KW	8416	99,8 %	0,2 %	20
415V anlegg over 11,5KW	8275	98,1 %	1,9 %	158

For å lade en gjennomsnittlig bil ved boliger fra 20%-80% i løpet av natten med priskontrollert smartlading, må ladehastigheten være minst 4,3 KW. Dermed vil et minimums scenario for andelen kunde spesifikke nettdeler som må utbedres være om lag 2%, eller 432 anlegg i det analyserte nettet. Dette er primært sluttbrukere tilknyttet 230V nett, med unntak av 16 anlegg som er tilknyttet 415V nett

Flesteparten av fritidsboliger og en liten andel boliger benytter 415V TN nett, hvor det kun er 0,2% som har kapasitetsmangel ved inntil 6,6KW. For fritidsboliger er det behov for 6,6KW dersom bilen skal lades opp i løpet av en natt med priskontrollert smartlading. Dette medfører antagelig at minst 0,2% av kundespesifikt nett tilknyttet fritidsboliger vil få behov for utbedring.

Lastbalansering vil kunne være aktuelt ved både bolig og fritidsbolig til å utnytte egen kapasitet best mulig uten å måtte bekoste utbedring av anlegget. Dette vil kunne være tilstrekkelig løsning for sluttbrukere som er i grenseland for å måtte øke kapasiteten.

Ved å ta i bruk smart teknologi med lastbalansering og redusere minimum ladeeffekt til 4,3KW for 230V nett og 6,6KW for 415V nett, blir kapasitetsutfordringen kraftig redusert. Sluttbrukere med utbedringsbehov vil gå fra 4911 til 436 sluttbrukere med behov for økt kapasitet.

5.1.2. Matenettet

Matenettet har i dag en lavere sammenlagring av last fra sluttbrukere enn hva kundespesifikke nettdeler har. Kombinert med at elbillading antas å sammenfalle, resulterer dette i en høyere gjennomsnittlig effekt økning, på 185% ved ukontrollert lading. Kapasitetsutfordringene gjenspeiler dette, ved at 43% av sluttbrukerne er tilknyttet matenett hvor det kan bli utfordringer med kapasitet ved ukontrollert lading.

I likhet med kundespesifikke nett har matenettet mest kapasitet i 415V TN nett, men grunnet høy ladeeffekt på 11,6KW er det her den største andelen kommer. Ved å redusere til 5,75KW ladehastighet reduseres utfordringene ved 415V nett til 25%, mens den samlede andelen er 34%

Tabell 4 tabell angir antall sluttbrukere som er tilknyttet matenett med kapasitetsutfordringer for gitt ladeeffekt pr. sluttbruker.

overbelastet matenett priskontrollert	Antall kunder	overbelastet	andel
230V 4,3KW	14785	1639	11,1 %
230V 5,75KW	14785	3123	21,1 %
415V 5,75KW	8436	61	0,7 %
415V 11,6KW	8436	3053	36,2 %
Total ukontrollert	23221	10075	43 %
Totalt Priskontrollert	23221	6176	27 %
Last balansering (100%)	23221	6176	27 %
Last balansering (75%)	23221	0	0 %

Priskontrollert scenario vil medføre at 27% av sluttbrukere er tilknyttet nett med kapasitetsutfordringer ved opprinnelig ladeeffekt. Dersom ladeeffekt reduseres til henholdsvis 4,3KW og 5,75KW for 230V IT nett og 415V TN nett vil det kun være 7% med effektutfordringer, hvor utfordringene primært er i 230V nett.

Ved lastbalansering av nettet mot sluttbrukers inntak vil ikke lastbalansering mot 100% gi endring i mengden nett som er overbelastet. Denne endringen vil kun begrense hvor høy overbelastningen blir pr anleggsdel, resultatene ser derfor like ut for disse scenarioene i Tabell 1. Får å sikre at en unngår overbelastning uten en direkte link mot nettselskapet, må lastbalanseringen reduseres til sluttbrukers kapasitet multiplisert med samtidighetsfaktoren for nettet.

Lastbalansering mot 75% av sluttbrukers kapasitet vil dermed medføre at en unngår overbelastning av matenettet. For å opprettholde 4,3KW og 5,75KW ladekapasitet i henholdsvis 20% av 230V IT og 1% av 415V TN utbedres.

5.1.3. Spenningsanalyse

Ved utvalget av transformator-kretser er samtlige innenfor kravene til leveringskvalitet i FOL ved dagens forhold. Når last hos sluttbruker skaleres mot 109% (ladesenario for lastbalansering mot 100%), resulterer dette i utfordringer med leveringskvaliteten hos 11% av sluttbrukere tilknyttet 230V IT nett. For sluttbrukere tilknyttet 415V TN nett er det ingen som havnet utenfor spenningskravet til leveringskvalitet.

Tabell 5, Spenningsanalyse av 230V IT nett. Angir antall sluttbrukere som havner utenfor FOL, og spenning for sluttbrukeren med lavest spenning i dag og for 2040.

NS	utgangsspenning	Antall sluttbrukere	antall utenfor FOL	min sp. 2023	min sp. 2040	sluttbruker	Spenningsfall 2040
	16644	242	36	16	223	194 fritidsbolig	20 %
	27140	237	13	0	228	216 bolig	9 %
	29900	237	22	0	226	209 bolig	12 %
	30053	235	24	0	229	219 bolig	7 %
	30112	236	44	1	224	206 bolig	13 %
	40065	242	61	0	232	218 fritidsbolig	10 %
	40118	243	59	0	231	212 Bolig	13 %
	40160	237	27	0	233	226 bolig	5 %
	50070	232	15	3	220	205 Bolig	12 %
	50480	240	35	17	212	166 Bolig	31 %

Resultatene viste at det er stor differanse mellom områder store avstander eller mange sluttbrukere tilknyttet samme matenett sammenlignet med konsentrerte områder eller moderate antall sluttbrukere pr kurs.

Ved NS 16644 og 50480 (vist i figur Tabell 5) er det relativt gamle luftnett, hvor det er lange avstander og henholdsvis 17 og 18 sluttbrukere tilknyttet en enkelt kurs. Dette resulterer i et svært høyt antall sluttbrukere som kommer utenfor kravene til leveringskvaliteten.

Som det fremkommer av spenningsanalysen er spenningen gradvis synkende utover i nettet, og det er under 3V endring i utgangsspenningene fra transformatoren ved den økte lasten. Gjennom lavspentnettet medfører den økte belastningen et økt spenningsfall på 43V.

Tabell 6 Spenningsanalyse av 415V TN nett. Angir antall sluttbrukere som havner utenfor FOL, og spenning for sluttbrukeren med lavest spenning i dag og for 2040.

NS	utgangsspenning	Antall sluttbrukere	antall utenfor FOL	min sp. 2023	min sp. 2040	sluttbruker	Spenningsfall 2040
10903	402	22	0	396	382 Fritidsbolig	5 %	
12608	415	51	0	410	402 Fritidsbolig	3 %	
28800	408	26	0	402	389 Fritidsbolig	5 %	
30158	410	65	0	402	389 Bolig	5 %	
30299	392	40	0	383	367 Fritidsbolig	6 %	
40191	406	48	0	401	386 Fritidsbolig	5 %	
40223	410	33	0	407	399 Bolig	3 %	
40243	403	72	0	402	392 Fritidsbolig	3 %	
50603	400	42	0	396	387 Fritidsbolig	3 %	
50745	403	27	0	398	389 Fritidsbolig	3 %	

Ved 415V TN nett er det ingen utfordringer knyttet mot spenningsfall i utvalget, som kan gjenspeiles i

- Redusert strømføring som følge av økt spenning
- Generelt er 415V TN nettene av nyere dato med mer konsentrert bebyggelse og høyrere krav til samtidighetsfaktor ved prosjektering.

5.2. Harmonisk støy ved elbillading

En aktuell problemstilling det både har vært praktiske tilfeller av i Hallingdal kraftnett og som fremheves i Norgesenergi (2017) er harmonisk støy. Samtlige ombordladere og andre ikke-linjære laster skaper støy av ulik orden som følge av urenheter i sinuskurven. Ettersom slike urenheter i stor grad filtreres bort av transformatorer og har mindre innvirkning i stive nett, vil problemene primært tilknyttes normallading (Norgesenergi, 2017).

Det er tydelig differanse på problemene som oppstår som følge av orden og størrelse for forvrengningene. Blant tilfellene som har oppstått hittil er det finelektronikk og led lyskilder som har fått problemer med flimmerstøy. Gjennom undersøkelser med måling av leveringskvaliteten var det utslag av harmonisk støy, og det ble ansett som liten tvil om sammenhengen mot kjøretøyet.

Det er gitt innblikk i to tilfeller i 415V TN nett hvor kunder har hatt problemer med flimmer ved lading av kjøretøy. Felles for tilfellene er at sluttbruker:

- Var relativt langt fra nettstasjon, men fortsatt med IK min over 1KA
- Problemene oppstod ved lading av Audi, og flere biler av modellen Etron gav samme problem
- Andre modeller fra BMW, Mercedes Benz og Tesla ble testet, uten at det oppstod flimmerproblemer
- Målinger ble tatt over en 10 dagers periode, hvor ladetidspunkt for Audi sammenfalt med Harmonisk støy
- Begge elbilene ble ladet ved eiers primærbolig, uten at harmonisk støy medførte flimmer i lys ved primærbolig.

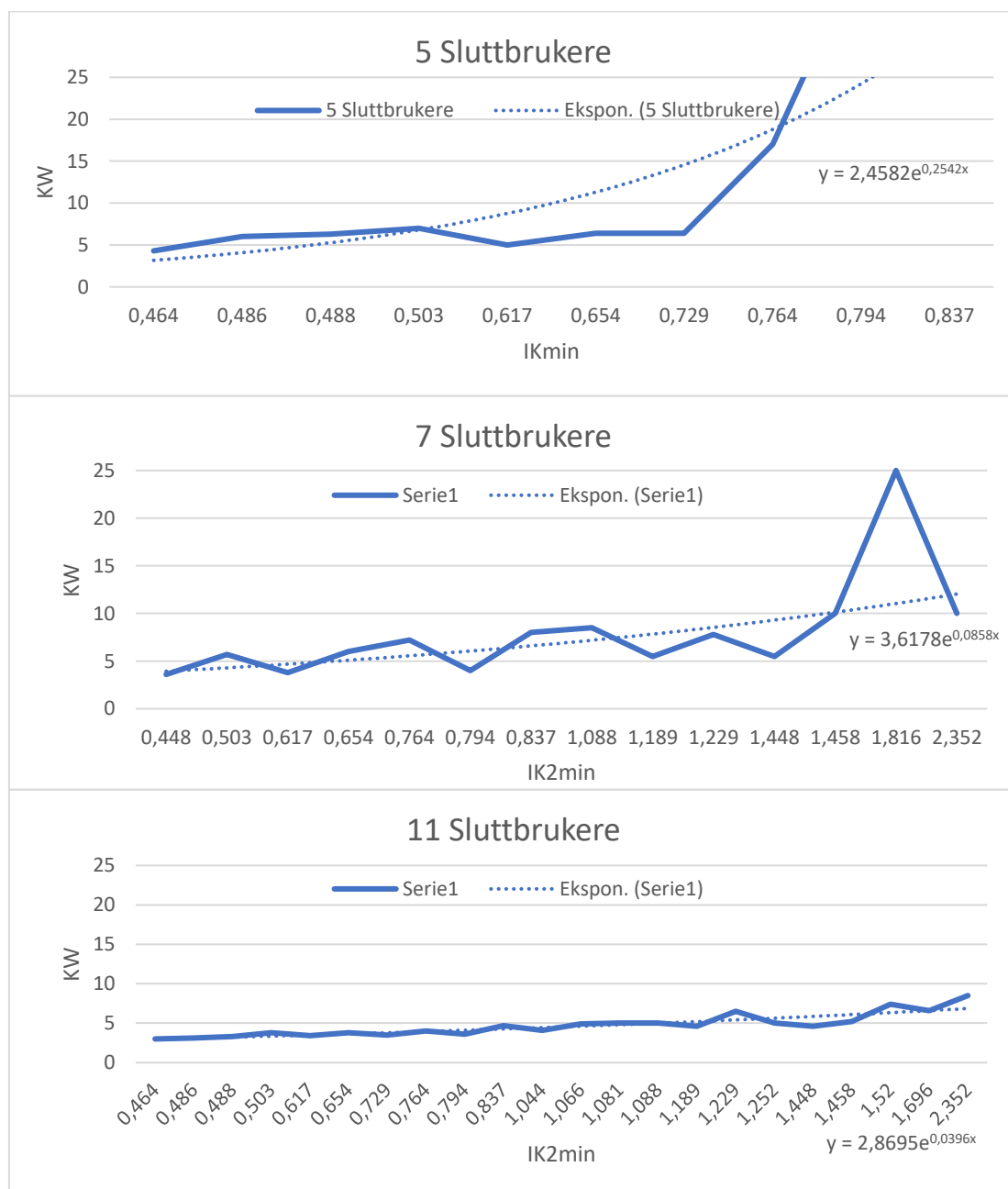
Resultatet for tilfellene var at det ble installert støyfilter i hytte installasjonene for å fjerne flimmer i lyskilder og elektronikk. (Løkken, 2023)

5.3. Prosumenter i lavspentnettet

Analysen av kapasitet til å levere kraft inn på nettet fra V2G, solcelleanlegg m.m dekker kun 12% av kundene som ble kategorisert som grisgrendte områder. Blant disse sluttbrukerne ble et begrenset antall anlegg simulert, med samlet 22 sluttbrukere i 230V luftnett.

Gjennom simuleringene kom det frem at det ved anleggene med laves IK_{2min} var en relativt lik kapasitet pr. sluttbruker uavhengig av kundeantall på lavspentkursen. Blant utvalget varierte det fra 4,3KW ved 5 sluttbrukere til 3KW ved 11 sluttbrukere. Videre ble kapasiteten til samtlige kunder beregnet ut fra trendkurven, og ved de svakeste nettdelene varierte kapasiteten fra 2,7KW – 3,7KW mellom ulike sluttbrukerantall.

Den største differansen var som vist i Figur 20 hvor stor vekst den eksponentielle trenden hadde ved synkende kundeantall. Dette medførte at det ved lavt kundeantall oppstod tilfeller hvor termisk belastning tok over som begrensende faktor ved økende IK2min.



Figur 20 viser kapasiteten nettet i grisgrendte områder har for innføring av last fra prosumenter. Figuren illustrer hvilken effekt kortslutningsstrømmen IK_{2min} og antall sluttbrukere på en kurs har for kapasiteten i nettet.

Videre ble det i simuleringen oppdaget at det er relativt stort avvik i forholdet mellom IK_{2min} og kapasitet som fremkommer i Tabell 7. Gjennom å studere lokasjonen til avvikene ble det oppdaget at anleggene som skilte seg ut med høy KW/ IK_{2min} hadde en større andel av impedansen i kundespesifikt nett enn i matenettet enn resten.

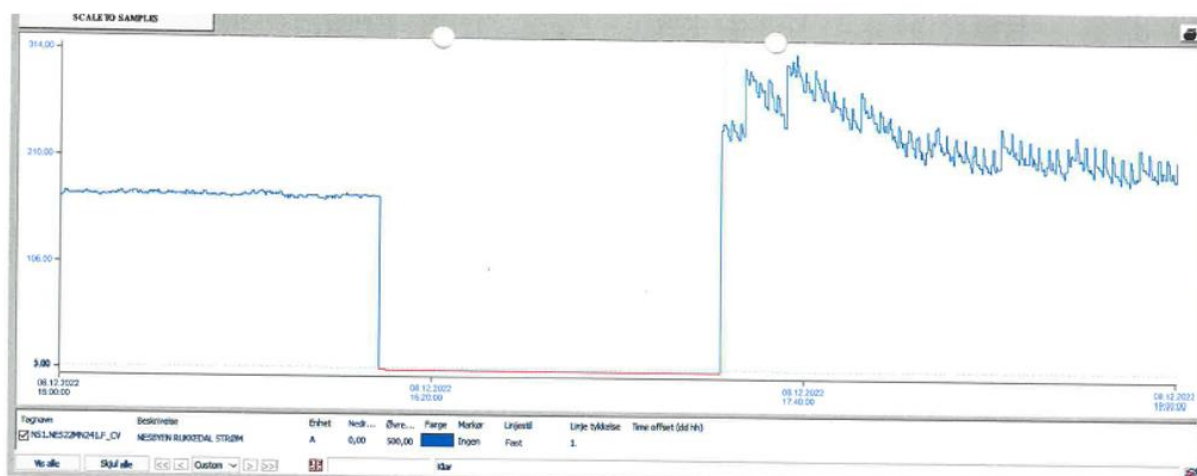
Tabell 7 er resultattabell for utvalget det ble kjørt simulering av i Netbas

Ikmin	KW
0,488	4,3
0,503	6,0
0,654	6,3
0,764	7,0
0,794	5
1,189	6,4
1,448	6,4
1,458	17,0
1,816	40,0
2,352	60,0

Ikmin	KW
0,448	3,6
0,503	5,7
0,617	3,8
0,654	6,0
0,764	7,2
0,794	4
0,837	8,0
1,088	8,5
1,189	5,5
1,229	7,8
1,448	5,5
1,458	10,0
1,816	25,0
2,352	10

Ikmin	KW
0,464	3
0,486	3,1
0,488	3,3
0,503	3,8
0,617	3,4
0,654	3,8
0,729	3,5
0,764	4
0,794	3,6
0,837	4,7
1,044	4,1
1,066	4,9
1,081	5
1,088	5
1,189	4,6
1,229	6,5
1,252	5
1,448	4,6
1,458	5,2
1,52	7,4
1,696	6,6
2,352	8,5

5.4. Gjenninnkobling etter strømbrudd



Figur 21 er et utklipp fra et strømbrudd som illustrerer «payback time» effekten. Grafen viser hvordan effektbehovet økes vesentlig ved gjenninnkobling, hvor det i dette tilfelle var seksjonert i fire deler for å unngå overbelastning i nettet.

Ved utkobling av nettet klokken 16:15 var det en stabil belastning på 173 A. Utkoblingen hadde en varighet på om lag halvannen time før det ble innkoblet seksjonsvis for å unngå overbelastning av nettet. Samlet tok det et kvarter fra første til siste seksjon ble innkoblet, og total belastning fra samtlige seksjoner ville gitt 385A belastning dersom det ikke ble tidsforskyvet. Mot slutten av grafen hvor den var tilnærmet stabilisert var belastningen 215A. Forløpet er illustrert i Figur 21.

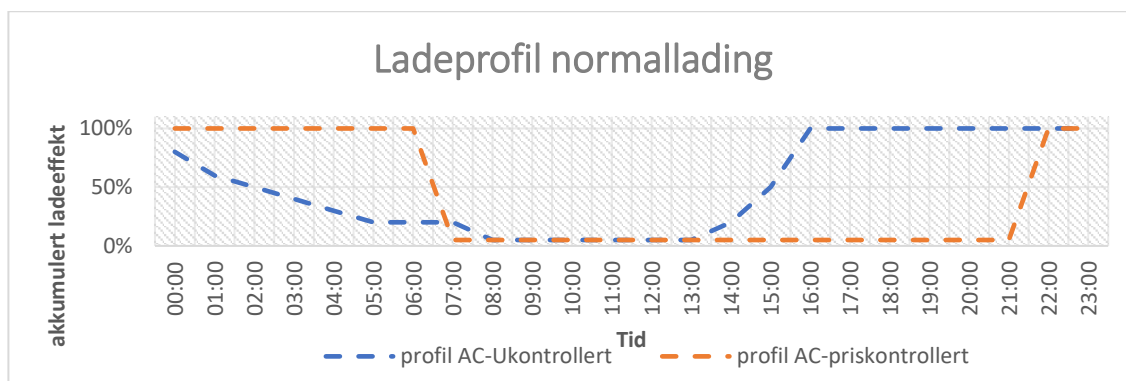
Dermed resulterte gjenninnkoblingen i en midlertidig effekt økning på 79%, som i løpet av en halvannen time var relativt stabil. Dette medfører at radialer bør seksjoneres gradvis ved innkobling av når belastningsgraden nærmer seg 55%, for å unngå unødig utkobling som følge av overbelastning.

5.5. Høyspent distribusjonsnett

Elbillading er allerede utbredt med en gjennomsnittlig andel på om lag 22% i høylastperiodene gjennom året. Ut fra målte verdier fra Netcontroll, quant insight og hallingporten bomstasjon viser det seg å være korrelasjon mellom belastning i strømmettet, trafikk og ferier, helger og høytider. Dermed sees det som sannsynlig at normallading og hurtiglading av kjøretøy under 3500kg vil sammenfalle med dager, helger og uker hvor belastningen allerede er svært høy i Hallingdal.

5.5.1. Normallading

Normallading i dag er estimert til å stå for i underkant av 14MW, som tilsvarer ca 14% av effektbehovet til bolig/fritidsbolig eller 11% av samlet effektbehov. For utviklingen mot 2040 er det vurdert tre ulike scenarioer for videre elektrifisering av bilparken, og to lastprofiler for ladeadferd som vises i Figur 22.



Figur 22 viser akkumulert ladeprofilen for normallading tilknyttet bolig og fritidsbolig ved priskontrollert ladeadferd og ukontrollert ladeadferd.

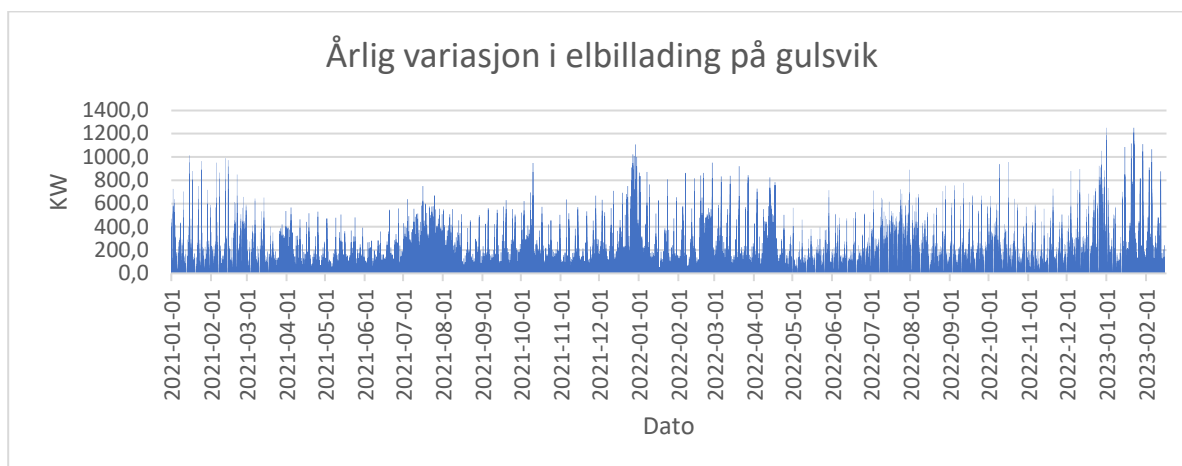
Høyt/middelsscenarioet medfører fullstendig elektrifisering av bilparken og et effektbehov på ytterligere 48MW, som gir 62MW effektbehov for normallading. Økningen dette medfører i maksimaleffekten avhenger av hvilken kundesammensetning hver radial har, og hvilken adferd som benyttes ved elbillading. Ved avganger med primært boliger og fritidsboliger vil scenarioet medføre en effekt økning på om lag 32% ved ukontrollert adferd, mens priskontrollert adferd vil redusere effekt økningen til 25%.

For de fleste radialene er begge disse økningene godt innenfor hva nettet har kapasitet til. Ulempen er at mange radialer da får en uhensiktsmessig høy belastningsgrad, som medfører at det er liten fleksibilitet til unormale driftssituasjoner og utfordrende med gjeninnkobling etter strømbrudd. Dette gjelder i overkant av 20% av radialene ved ukontrollert adferd og 10% ved kontrollert adferd.

Ved en reduksjon i elektrifiseringen til lavt scenario vil effekt økningen være henholdsvis 21% og 29% for priskontrollert og ukontrollert adferd. Dette medfører at antall uhensiktsmessig høyt belastede radialer blir om lag halvert fra belastningsgraden ved en fullelektrisk bilpark.

5.5.2. Hurtiglading kjøretøy < 3500kg

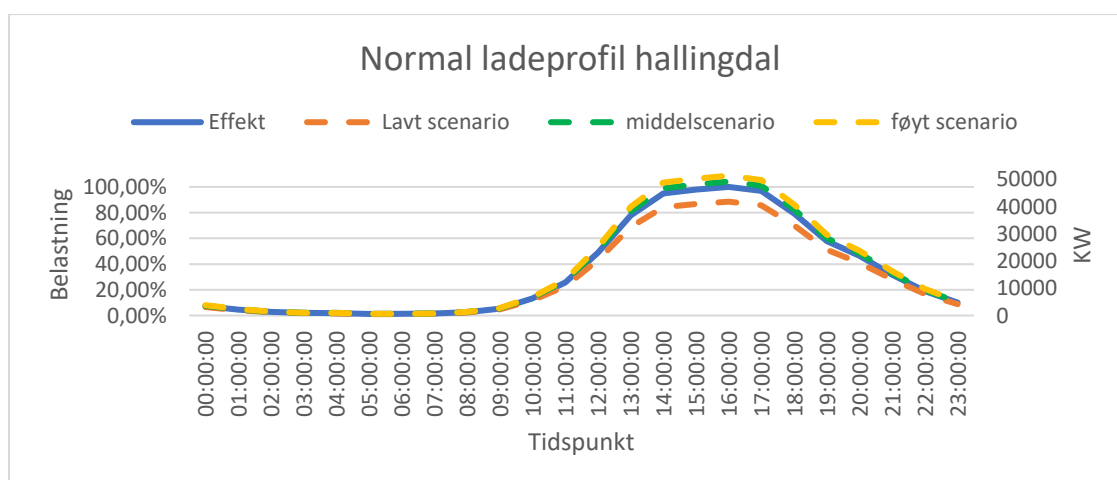
Dagens hurtiglading i Hallingdal er fordelt over 11 radialer som dekker områder i tettbebyggelser og parallelt med hovedveier gjennom Hallingdal. Samlet har hurtigladeutvalget en installert effekt på over 19MW, mens oppnådd makseffekt er om lag 8MW. Hovedårsaken til differansen er at mange av ladestasjonene lite utnyttet, mens samtidighetsfaktoren er anslått til å stå for 8% av differansen.



Figur 23 viser lastprofil hentet fra nettselskapets AMS måler ved Gulsvik hurtigladestasjon.

Bruken av hurtigladere har stor variasjon gjennom året som i stor grad sammenfaller med ferier, helger og høytider. Som det fremkommer i Figur 23 er det høyest belastning fra hurtiglading i kortere perioder om vinteren, mens fellesferien har en noe lavere peak med lengre og mer stabil varighet.

Variasjonen gjennom uken har som vist i Figur 13 tydelig trend med peak fredag og søndag. Denne ladingen medfører en relativt lav belastning over 14 timer av døgnet, mens det forekommer en høy peak om ettermiddagen. Tidspunktet for maksbelastningen har en liten variasjon mellom kommunene, og samtlige har en svært høy belastning fra klokken 14. til 17. om ettermiddagen, som vist i Figur 24.



Figur 24 elbilers gjennomsnittlige ladeprofil for samtlige hurtigladestasjoner i Hallingdal 2023, vises med heltrukken blå linje på primæraksen. Sekundæraksen tilhører stiplede linjer som viser prediksjon av effektbehovet for de tre elektrifiserings scenarioene for 2040.

Fremtidig hurtiglading for biler vil medføre et betydelig effektbehov som følge av elektrifiseringen. Ved lavt scenario for elektrifisering medfører en økning i effektbehovet fra hurtiglading på over 30MW. I de høyest belastede periodene medfører dette at hurtiglading medfører en samlet effekt på om lag 40MW.

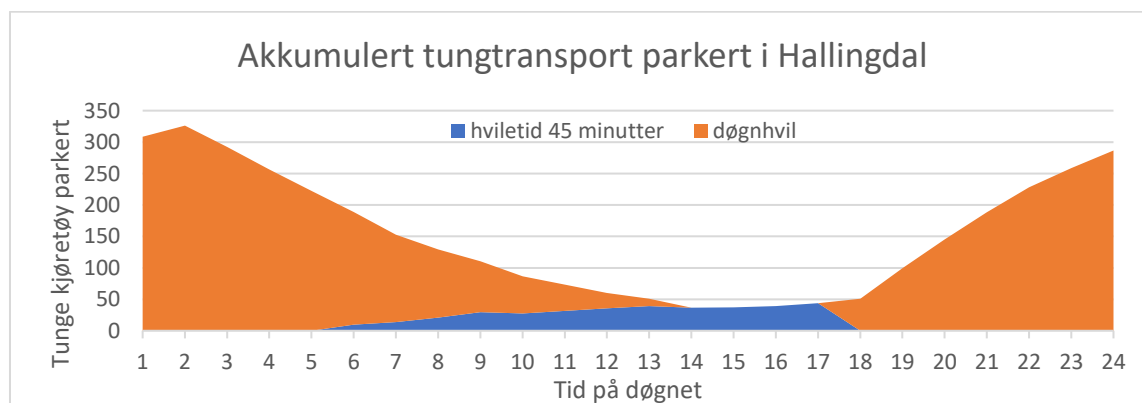
Middel og høyt scenario medfører en ytterligere økning på henholdsvis 18% og 22% utover lavt scenario. Dermed blir samlet belastning fra hurtiglading rett i underkant av 50MW ved middel scenario, mens høyt scenario blir i overkant av 50MW.

Fordelingen av last er relativt fint fordelt mellom de aktuelle avgangene med unntak av to områder. Dette er en sentrums radial i Gol og en radial i grisgrendt område lags RV7 i Flå.

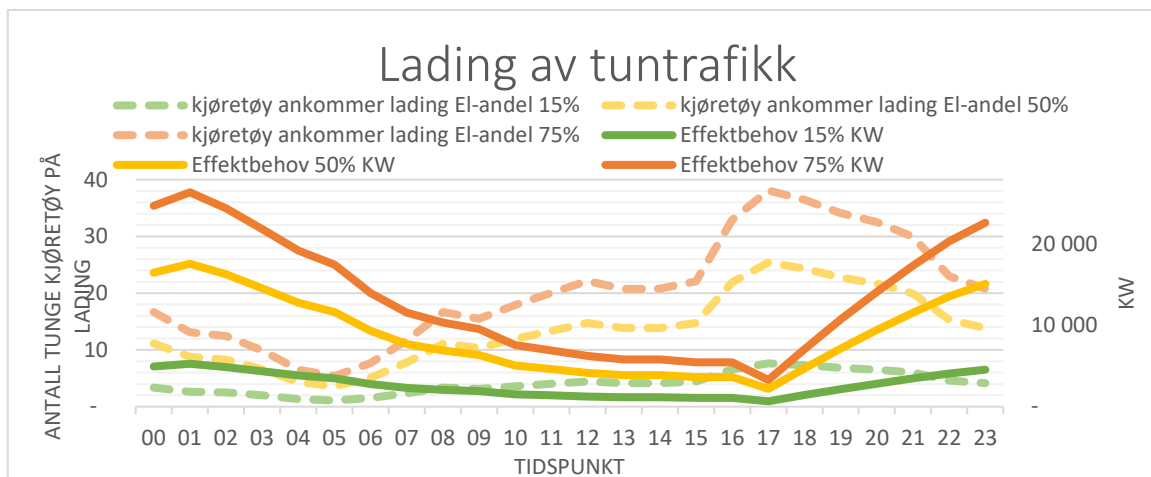
- Sentrum radialen i Gol er en av flere som dekker behovet i Gol sentrum og dekker primært næringsområdene langs RV7. Ved samtlige scenarioer vil både denne radialen og transformatorstasjonen ha kapasitetsmangel, og ved middel/høyt scenario vil hurtiglading alene skape overbelastning.
- Gulsvik radialen i Flå dekker et område med primært hus og hytter, i tillegg til mye elbillading som er kommet de siste årene. Denne radialen vil bli belastet henholdsvis 62%, 72% og 76% ved lavt, middel og høyt trafikksenario, fra kun elbillading. Ved å legge til dagens forbruk vil det kun være lavt scenario det er kapasitet til i eksisterende nett.

5.5.3. Hurtiglading kjøretøy > 3500kg

Lading tilknyttet tungtrafikken vil medfører konsentrert områder med stort effektbehov. Resultatene viser at om lag 50% av tungtrafikken kommer til Hallingdal ettermiddag/kveld og forventes å benytte døgnhvilen til lading i Hallingdal. Ettersom lastebiler med døgnhvil lader over natten akkumuleres antall biler utover kvelden, som gjenspeiler differansen i trafikkens profil og lastkurven for ladeeffekt i Figur 25 og Figur 26.



Figur 25 Antall kjøretøy som til enhver tid står parkert med 45 minutter hviletid eller 9 timers døgnhvil i Hallingdal.



Figur 26 antall tunge kjøretøy som tilkobles lading pr time i Hallingdal, er illustrert med stiplede linjer på primærakse. Lastkurven for effekt til lading av tungtrafikken illustreres med heltrukne linjer mot sekundæraksen.

Effekttoppen fra lading av tungransporten inntreffer mellom 00:00 – 01:00 og synker gradvis utover dagen, frem til klokken 17. Utover morgenen tar trafikken seg opp med hurtiglading, hvor størsteparten av effekten er tilknyttet hurtiglading fra klokken 08. til klokken 17. Ved overgangene til døgnhvil klokken 17. inntreffer minimumseffekten, og effektbehovet øker utover mot effekttopp klokken 01:00.

Effektbehovet for lading tilknyttet tungransporten er svært varierende med dem ulike scenarioene for utvikling av veitrafikken. Ved lavt scenario er det 15% elektrifisering, som medfører et effektbehov på 5,2MW. Ved middels og høyt scenario øker makseffekten til henholdsvis 17MW og 25MW.

Ladeeffekten fra hurtiglading tilknyttet tungransporten vil antagelig fordeles mellom samtlige kommuner. Ut fra rasteplassenes størrelse og innmeldte forespørsler til nettselskapet tyde det på at en stor andel av effekten vil tilknyttes Gol, langs RV7 ved statens vegvesen.

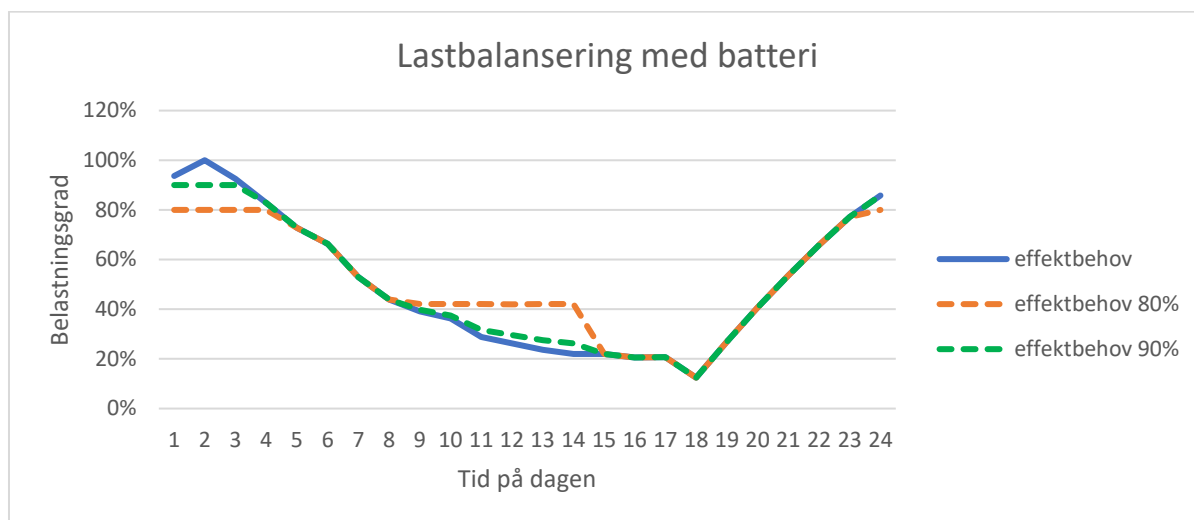
5.5.4. Lastbalansering av Hurtiglading med batteri

Lastbalansering med bruk av batterianlegg er svært aktuelt for de mest effektintensive forbrukerne, som ladeanlegg ved rasteplasser. Hvordan et slikt batterianlegg skal lades og utlades vil avhenge av nettet ladeanlegget er tilkoblet. Dersom dette kombineres med hurtigladestasjoner for tungtrafikk, vil det medføre et scenario hvor batterianlegget utlader fra 23:00-04:00 og lader fra 11:00-16:00 som vist i Figur 27.

Batterikapasiteten er avhengig av hurtigheten av variasjon i lasten som skal balanseres, som medfører et lavere behov for få kraftige lastebilladere enn mange hurtigladere for biler som følge av sammenlagring. Videre vil en økende grad av reduksjon i effekttopper, få en eksponentiell vekst i

effektbehovet. Ved en økning i lastbalansering fra å dekke 10%-20% av effekttoppene, vil batterikapasiteten måtte økes med 269%. Dette medfører :

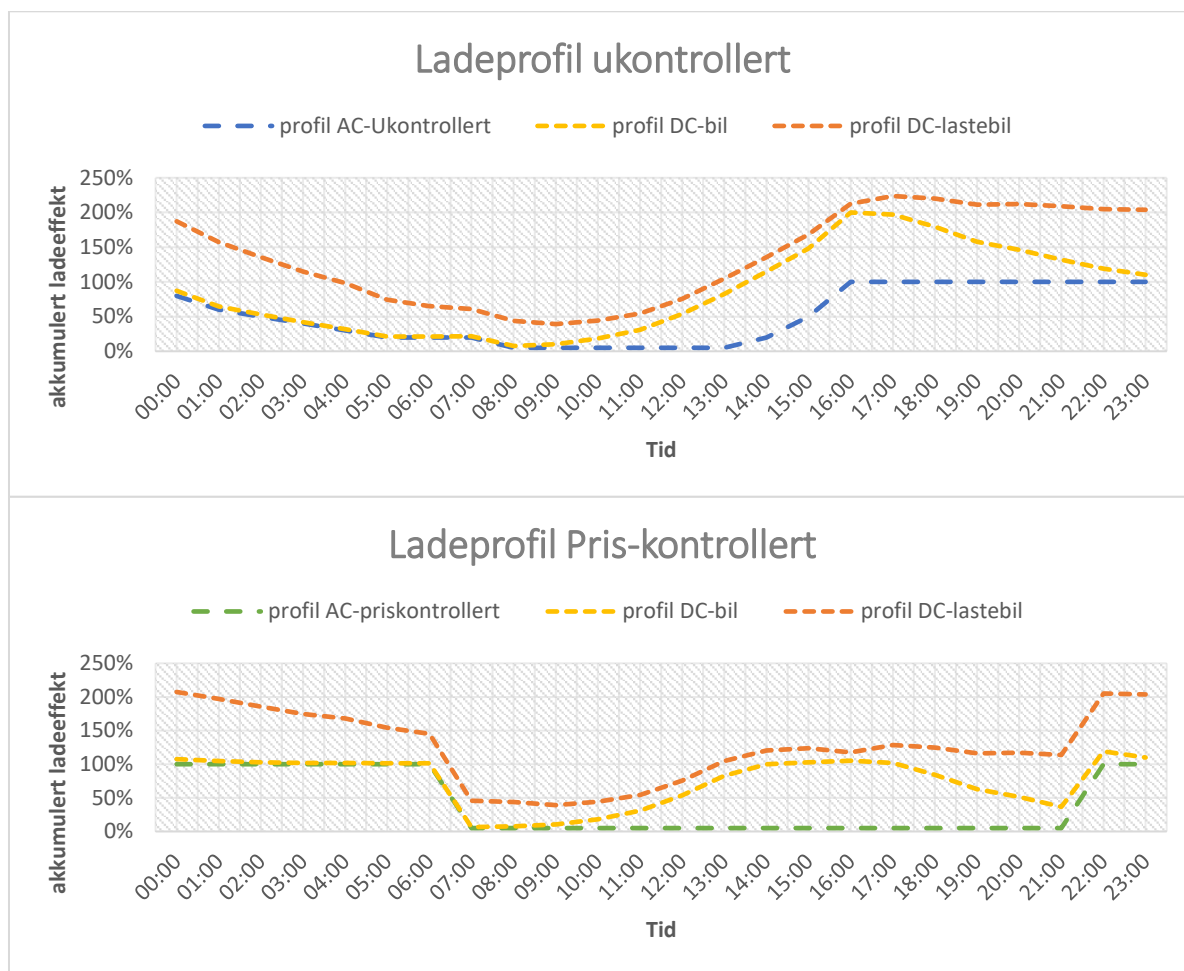
- Lavt scenario vil ha behov for 928KWh ved lastbalansering ned til 90% av effekttopper, mens ved å øke reduksjonen 80% av effekttopper 3.422KWh.
- Ved middel scenario økes batterikapasitetens energibehov til henholdsvis 3.094 og 11.407KWh.
- Ved høyt scenario økes batterikapasitetens energibehov til henholdsvis 4.641 og 17.111KWh.



Figur 27 illustrerer et scenario for hvordan lastkurven endres ved implementering av lastbalansering for tungtrafikklading. Scenarioet er utarbeidet med hensyn til å kombineres med hurtiglading av elbiler som har peak i lastkurven fra 14:00 – 19:00.

5.5.5. Sammenstilling

Ved sammenstilling av ladescenarioene er det svært stor differanse på effektbehovet ettersom hvilken ladegruppe og adferd som samles på samme anleggsdel. Dette illustreres i Figur 28.



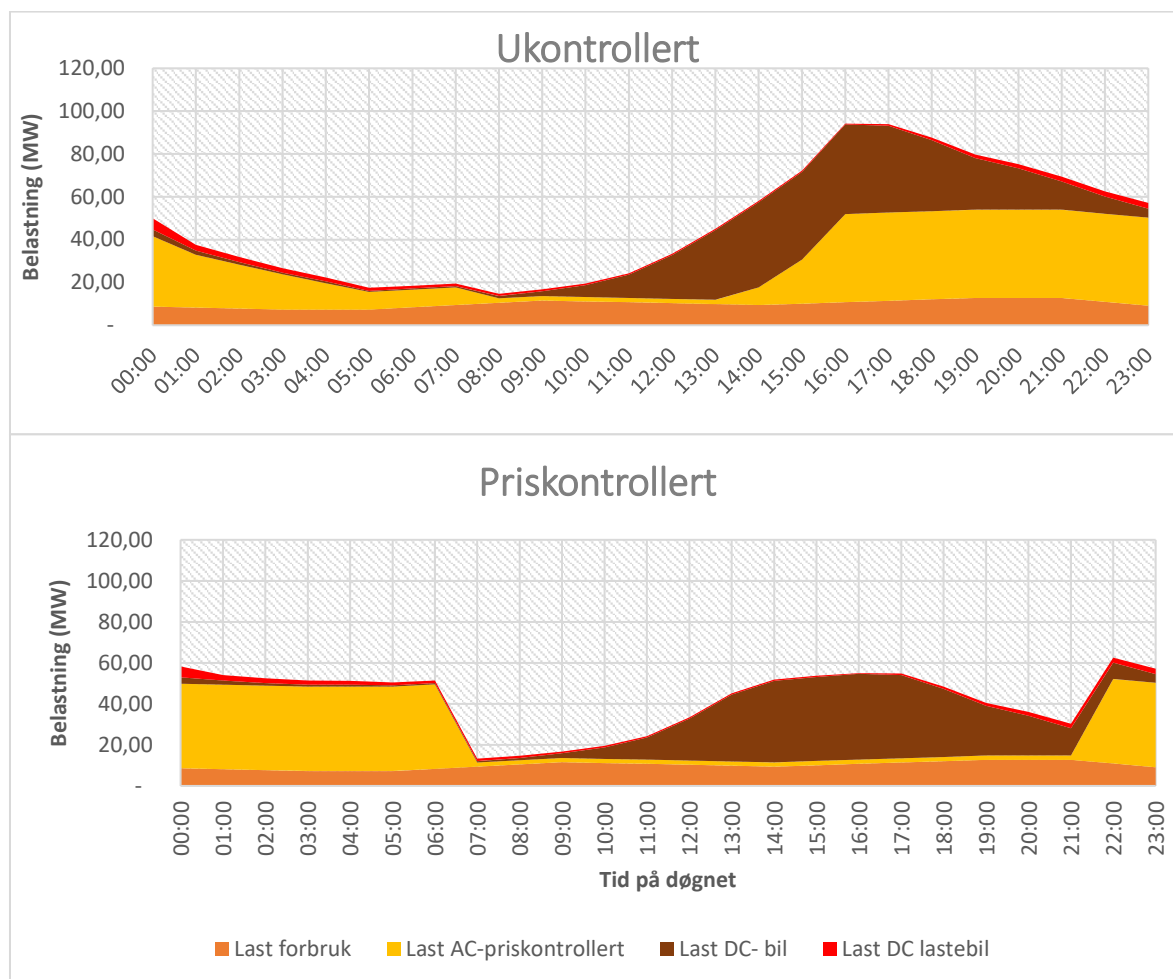
Figur 28 viser sammenlagret ladeeffekt ved AC- lading, hurtiglading for bil og lading av tungtrafikken ved ukontrollert og kontrollert AC-lading, hvor samtlige teknologier er lagt inn med identisk maks effekt = 1.

Ved lik installert effekt i normallading, hurtiglading og lading av tungtransport har priskontrollert adferd under 10% reduksjon i samlet ladeeffekt, sammenlignet med ukontrollert adferd. Effekten av priskontrollert adferd er mer positiv ved å utelukke lading fra tungtrafikk, som medfører 40% reduksjon i samlet effekt fra ukontrollert til priskontrollert lading for bilparken. Dette medfører at sammenhengen mellom installert effekt og nødvendig kapasitet øker ved økende elektrifisering av tungtransporten, som gjenspeiles i de ulike scenarioene.

Ved anleggsdeler hvor normallading utelukkes og hurtiglading kombineres med lastebillading vil det ved 1:1 effektforhold bli en samenlagring på 0,62, som tilsvare 38% reduksjon. Dermed redusere belastningen som påføres nettet ved at den installerte DC-ladeeffekten på radialer benyttes til ulike transportmidler.

5.5.5.1. Lavt scenario

Lavt scenario medfører et samlet maksimal forbruk for konsesjonsområdet på henholdsvis 63MW eller 94MW ved priskontrollert eller ukontrollert lade adferd. Som illustrert i Figur 29 er det svært stor differanse på lastkurven for samlet belastning ved scenarioene, men energibehovet som ligger til grunn er uendret ved ulik adferd.



Figur 29 viser estimert lastkurve ved lavt scenario for elektrifisering ved ukontrollert og priskontrollert adferd ved lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effek

Ved ukontrollert adferd er det en kombinasjon av normallading og hurtiglading for elbilparken under 3500kg som gir de største utslagene. Disse har en lastkurve med peak som i stor grad sammenfaller med en periode hvor det er generelt er høy belastning i nettet. Lastebillading har en motstridende trend hvor som positivt bidrar til reduksjon av samenlagring, men har relativt lavt effektforbruk i lavt scenario. Dette medfører at det blir en høy grad av sammenlagring, med 93% sammenfall av laster ved ukontrollert adferd.

Normallading med priskontrollert adferd, bidrar til å flytte en større andel av effektbehovet ut av de høyest belastede periodene. Ettersom hurtig- og normallading er relativt like effektkrevende bidrar slik

ladeadferd til at sammenlagringen reduseres til 62%, som medfører en reduksjon i samlet maksimaleffekt på 34% eller 31MW.

For mer spesifikke anleggsdeler i nettet vil kundesammensetningen kunne medføre en økt i sammenlagring av lastene. For eksempel radialene «rukkedalen», «Leveld» og «Haøgastøl» har svært ensformig forbruk, med primært normallading utover det generelle bolig/fritidsbolig forbruket. Dette medfører en sammenlagring mot eksisterende forbruk på henholdsvis 96,5% og 100% for ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.

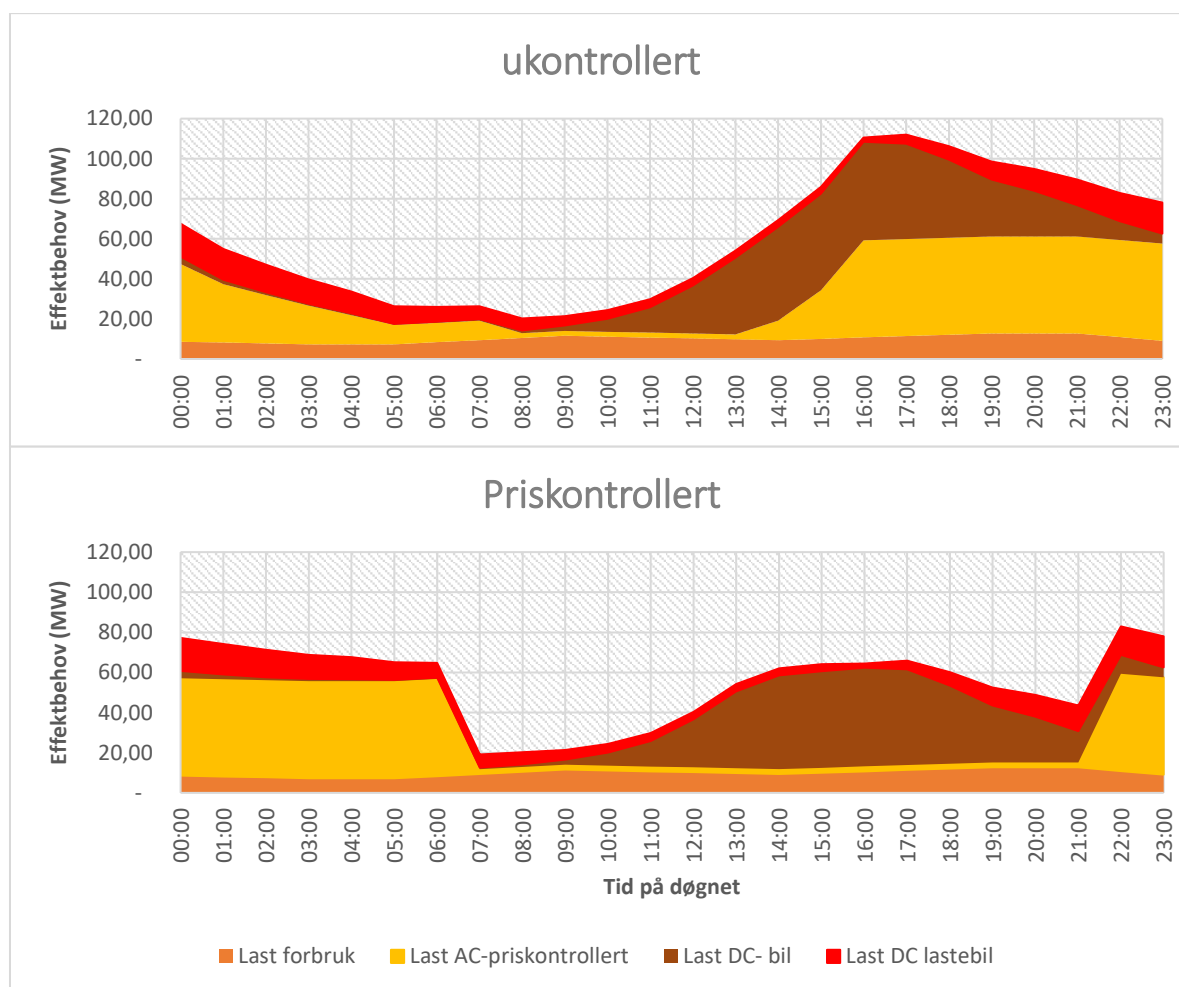
Resultatet for den anleggsspesifikke analysen vise i Tabell 8, hvor det fremkommer at 8 og 5 radialer er overbelastet i 2040, ved henholdsvis ukontrollert og priskontrollert ladeadferd. Ved å øke kravet til ledig kapasitet for fleksibel nett-drift vil antallet radialer med kapasitetsutfordringer øke med henholdsvis 37,5% og 169% for 10% og 40% ledig nettkapasitet.

Tabell 8 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser gitt for lavt scenario. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.

Belastningsgrad	Radialer ukontrollert		Radialer priskontrollert	
belastning > 100%	16 %	8	10 %	5
belastning > 90%	22 %	11	14 %	7
belastning > 60%	43 %	21	35 %	17

5.5.5.2. Middel scenario

Middel scenario medfører et samlet maksimal forbruk for konsesjonsområdet på henholdsvis 83MW eller 112MW ved priskontrollert og ukontrollert lade adferd. Som illustrert i Figur 30 er det fortsatt stor differanse på lastkurven for samlet belastning ved ulike adferd-scenarier. Differansen er relativt sett mindre enn ved lavt scenario, som følge av at den variable effekten ved smart normallading er mindre økt enn effektbruken knyttet til fast forbruk.



Figur 30 viser estimert lastkurve ved middel scenario for elektrifisering ved ukontrollert og priskontrollert adferd ved lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effektbehov for normallading. «Last DC-bil» er hurtiglading av biler, mens «Last DC lastebil» er lading av tungtrafikken.

Innholdet i lastkurvene er tilsvarende lavt scenario med lignende trend for hvert element. Allikevel resulterer dette i ulike resultater for sammenlagring som følge av den usynkrone økningen mellom gruppene. Den største økningen finner vi i lading tilknyttet tungtrafikken, mens hurtiglading og normallading for bil har identisk økning. For det generelle forbruket er det ingen endring fra lavt trafikksenario.

Resultatet er at middel scenarioet får et effektbehov på henholdsvis 48MW, 49MW og 16MW fra normallading, hurtiglading og lading av tungtrafikk. For sammenlagring av lastene medfører dette at priskontrollert ladeadferd har 65% sammenlagring, mens ukontrollert adferd har 88%. Dermed reduseres den potensielle reduksjonen for samlet effektbehov mellom ulik ladeadferd til 26% for middel scenarioet.

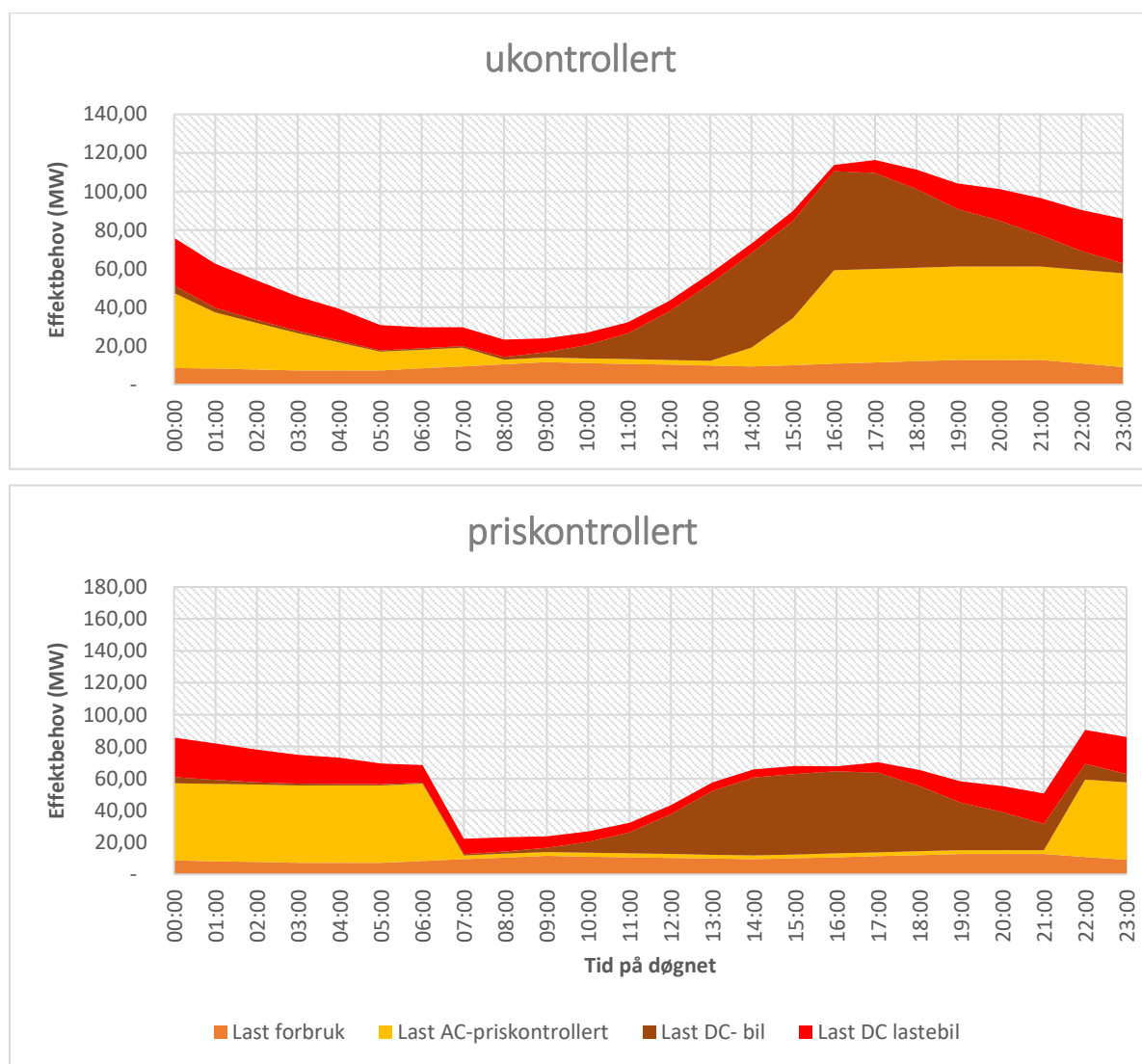
Ettersom effektbehovet tilknyttet veitrafikken blir mer dominerende, medfører dette en økning i sammenlagringen også for de monotone områdene. Sammenlagringen med elbil og generelt forbruk ender her på 97,3%. Kombinert med økt last medfører dette noe økning i antall og grad av overbelastede radialer, som vist i Tabell 9. Ved middelsenarioet vil henholdsvis 6 og 9 radialer bli overbelastet ved priskontrollert og ukontrollert adferd for lading.

Tabell 9 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser for middel scenarioet. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.

Belastningsgrad	Radialer ukontrollert		Radialer priskontrollert	
belastning > 100%	18 %	9	12 %	6
belastning > 90%	24 %	12	14 %	7
belastning > 60%	43 %	21	35 %	17

5.5.5.3. Høyt scenario

Middel scenario medfører et samlet maksimal forbruk for konsesjonsområdet på henholdsvis 90MW eller 116MW ved priskontrollert og ukontrollert lade adferd. Som illustrert i Figur 31 er det fortsatt stor differanse på lastkurven for samlet belastning ved ulike adferd-scenarioer. Differansen er relativt sett mindre enn ved lavere scenarioer, som følge av at den variable effekt ved priskontrollert normallading er mindre økt enn effektbruken knyttet til fast forbruk som hurtiglading.



Figur 31 viser estimert lastkurve ved høyt scenario for elektrifisering, ved ukontrollert og priskontrollert adferd for lading. «Last forbruk» er belastningen tilknyttet ordinært forbruk fra boliger og fritidsboliger i Hallingdal, mens «Last AC» er kommende effektbehov for normallading. «Last DC-bil» er hurtiglading av biler, mens «Last DC lastebil» er lading av tungtrafikken.

Innholdet i lastkurvene er tilsvarende de to forrige scenarioene med lignende trend for hvert element. Dette scenarioet får mindre ulikheter i resultater for sammenlagring som følge av den usynkrone økningen mellom gruppene. Den største økningen finner vi i lading tilknyttet tungtrafikken, mens det i hurtiglading for biler er en lav økning. Normallading og det generelle forbruket forblir tilsvarende middel scenarioet.

Resultatet er at middel scenarioet får et effektbehov på henholdsvis 48MW, 51MW og 25MW fra normallading, hurtiglading og lading av tungtrafikk. For sammenlagring av lastene medfører dette at priskontrollert ladeadferd har 66% sammenlagring, mens ukontrollert adferd har 85%. Dermed reduseres den potensielle reduksjonen for samlet effektbehov mellom ulike ladeadferd til 22% for høyt scenario.

For spesifikke radialer og anleggsdeler medfører høyt scenario til et mer dominerende effektbehov fra veitrafikken. Dette bidrar til videre økning i sammenlagringen for priskontrollert ladeadferd, hvor Sammenlagringsfaktoren blir 97,4% og nærmer seg ukontrollert scenario gradvis. Dette medfører ingen økning i antall radialer overbelastet sammenlignet med middel scenarioet, men økt belastning i radialer med tilknyttet hurtiglading. Tabell 10 viser resultatet fra høyt scenario, hvor det er henholdsvis 9 og 6 radialer overbelastet ved ukontrollert og priskontrollert scenario.

Tabell 10 angir andel og antall radialer som er over belastningsgrenser for Høyt scenario. Resultatene fordeles på ukontrollert og priskontrollert ladeadferd ved normallading.

Belastningsgrad	Radialer ukontrollert		Radialer priskontrollert	
belastning > 100%	18 %	9	12 %	6
belastning > 90%	24 %	12	14 %	7
belastning > 60%	43 %	21	35 %	17

6. Diskusjon

6.1. Transportsektoren

Denne studien er fokusert på å identifisere de øvre ekstremalpunktene for effektbehovet tilknyttet veitrafikken i 2040. For å identifisere hvordan veitrafikken kommer til å utvikle seg i årene fremover er utvikling for transport tjenester, politikk og teknologi sentralt.

6.1.1. Kjøretøy < 3500kg

Ettersom Hallingdal er et distriktsområde med lav befolkningstetthet og har en stor andel med fritidsboliger, er fleksibilitet i transporttjenesten viktig. Ved disse forutsetningene er det lite sannsynlig å se en stor økning i bruken av kollektivtransport lokalt. Det kan dermed ansees som relativt sikkert at det ved reiser til og fra boliger og fritidsboliger primært er og forblir personbiler som benyttes.

For reisen til og fra eller gjennom Hallingdal er det naturlig at bilen fortsatt blir preferert, med hensyn til Inga Margrete Ydersbond (2020) sitt resultat hvor god bagasjeplass var viktig. Samtidig kan det tenkes politiske grep eller teknologisk utvikling, kan medføre at en større andel av persontransporten til/fra/gjennom Hallingdal vil benytte jernbanen. Dette vil kunne bidra til reduksjon særlig knyttet til hurtiglading langs vegen og normallading ved fritidsboliger, mens det i liten grad vil endre lokalbefolkningens ladebehov.

Ved “business as usual” tilnærming er middel scenarioet vurdert til å være mest realistisk for veitrafikken i 2040.

6.1.2. Kjøretøy > 3500kg

Tungtrafikken gjennom Hallingdal bidrar med en større usikkerhet i effektbudsjettet primært av to hovedårsaker:

- Tungtrafikk er svært energikrevende som medfører at det er utfordrende med rene batteriløsninger for lagring av energi. Det er derfor en stor usikkerhet rundt hvilken form for energi som vil benyttes i tungtransporten i 2040. Pr. i dag er både bioenergi, hydrogen og batterielektriske kjøretøy >3500kg på et relativt tidlig stadie, hvor samtlige antagelig kommer til å bli del av tungtrafikken fremover.
- Jernbanen går parallelt med strekningen som store deler av tungtrafikken kjører i dag, og er godt egnet til å ta over mye av tjenestene. Dette vil kunne medføre at en større grad av gods og persontransport potensielt kan tas av jernbanen ved riktige insentiver og løsninger.

Omstillingen for tungtrafikken har også mindre politisk press, som vil kunne medføre at tiden før tungtransporten er omstilt vil kunne bli vesentlig lengre enn for bilparken. I motsatt retning trekker de

svært lave driftskostnadene elektriske kjøretøy har. Ettersom tungtrafikken har et mer profesjonelt forhold til innkjøp vil dette kunne medføre en svært rask omstilling dersom kjøretøyene kan dekke behovet og blir konkurransedyktige på innkjøpspris. Et «business as usual» perspektiv for tungtrafikken vurderes til å være under middel scenarioet i 2040.

6.2. Lading

6.2.1. Normallading

Hvilken utvikling normallading får vil primært være et produkt av utviklingen i veitrafikken kombinert med adferd ved lading. Av hensyn til teknologisk utvikling, dem anbefalte ladeboksene fra Breve (2022) og studien til Aleksandra Roos (2020), pekes det i retning av at smartstyringer som kontrollerer ladingen får stor utbredelse.

Effektbehovet tilknyttet normallading av lette kjøretøy er regnet som en svært fleksibel forbruker, med et stort fleksibilitets potensiale (Aleksandra Roos, 2020; Jon Gustav Kirkerud, 2016). I henhold til Aleksandra Roos (2020) er en direkte link mot kraftsystemet utfordrende, som medfører at det antagelig kun er store aktører som parkeringsanlegg og hurtiglading dette blir aktuelt for. Normallading i vanlige hjem kan antas å i større grad baseres på priskontrollert styring etter spotpris, og forhåpentligvis med implementering av effekttariff og lastbalansering mot eget forbruk.

En prisstyring er et svært godt bidrag for regulering av forbruk opp mot tilgjengelig kapasitet hos produsenter (Aleksandra Roos, 2020). Dette gir i tillegg en redusert kraftkostnad for sluttbruker, som stimulerer til implementering av denne typen systemer hos forbruker. Ved analyserte scenarioer gir også priskontrollert lading en god reduksjon i belastning av nett, ettersom ladekurven ikke sammenfaller med makslast fra andre forbrukere. Resultatet er avhengig av hvilke forbrukere som er samlet i kraftnettet, og kan avvike i enkelte nettdeler.

Utfordringen for distribusjonsnettet ved priskontrollert system er at det ved stor penetrasjon av priskontrollerte forbrukere og monotone forbruksgrupper, vil kunne bli svært stor sammenlagring av last. På enkelte anleggsdeler vil slike systemer dermed kunne medføre at effektforbruket fra samtlige forbrukere harmonerer og resulterer i økt effektbehov.

En annen problemstilling tilknyttet prisstyrte systemer er hvordan variasjonen i spotprisen vil utvikle seg med økt elektrifisering og smartstyring. Ettersom elbiler i stor grad er i bruk på dagtid er det antagelig litengrad av normallading fra 08:00-16:00. Dermed kan det tenkes at en nasjonal elektrifisering og en økt penetrasjon av smartstyring kan medføre en endret trend i den daglige

spotprisvariasjonen. Dette medfører en usikkerhet rundt tidspunktet og dermed hvilken grunnlast normallading kommer på toppen av.

Nettleietariffer med høye effektledd implementert i ladealgoritmen eller lastbalansering er potensielle måter å redusere effekttoppen ved høyt sammenfall av forbruk. Dette kan dermed bøte på utfordringene ved et priskontrollert system, og vil sørge for et mer stabilt forbruk som fordeler seg utover en lengre periode. Ved at NVE definerer nettleiens formål til å gi en effektiv ressursbruk, kan det tolkes til at det i stor grad vil bli betydelige effektledd i nettleien, som stimulerer til bruk av lastbalansering. Ved spotprisvariasjoner som skaper uhensiktsmessig variasjon i smartlading bør også løsninger for tidsavhengige effekttariffer vurderes for å vri forbruk mot gunstige tider.

Samlet vurderes middelsscenarioet for normallading med priskontrollert ladeadferd som det mest aktuelle, hvor en kombinasjon med lastbalansering også antas å bli godt utbredt.

6.2.2. Hurtiglading

Hurtiglading medfører et effektbehov som er svært lite fleksibelt, hvor biler og lastebiler skal lade i samme øyeblikk som de parkerer. Dermed er det realistisk at ladeprofilen fra hurtiglading av biler, i liten grad får endret fordelingen av last gjennom døgnet til 2040.

Biler har en større usikkerhet knyttet til virkningen av økt rekkevidde for bilene. I henhold til Inga Margrete Ydersbond (2020) er det korrelasjon mellom økt batterikapasitet og økt hyppighet av hurtiglading. Ettersom studien ble gjort tilbake i 2018, kan det ha sammenheng med at en stor andel av bilene var typisk bybiler som ikke ble benyttet til langturer i særlig grad. Ettersom batterikapasitet/rekkevidden øker og elbilen i større grad kan dekke det fulle behovet kan det tenkes at rekkevidden kommer over et vippepunkt. Ettersom en stor del av trafikken langs RV7 går til fritidsboliger i Hallingdal, kan det tenkes at det med tilstrekkelig rekkevidde blir benyttet destinasjonslading istedenfor hurtiglading.

For tungtrafikken kreves det enorme batterier for å øke rekkevidde utover hva bilene i ITEM rapporten har (Inga Margrete Ydersbond, 2020). ladeprofilen tilknyttet tungtrafikken vil antagelig ikke endre utforming, så usikkerheten i stor grad knyttes til størrelsen av den elektriske lastebilparken igjennom Hallingdal.

Samlet vurderes det til at hurtiglading beholder en relativt lik ladeprofil som scenarioene angir, men det knyttes en større usikkerhet til omfanget av hurtiglading i Hallingdal.

6.2.3. Batteribalansering av effekttopper

Samtlig DC lading har en fordel ved at dem er enkeltpunkt med svært høye effektbehov og vesentlig variasjon gjennom døgnet. Disse egenskapene gir et stort potensiale for både lastbalansering med batterier og direkte link mot distribusjonsnettet.

Hvilken løsning som bør benyttes vil være varierende mellom tilfeller, avhengig av forbruk. Ved hurtiglading kan det antas at kunder i liten grad er interessert i å bli stående ekstra lenge grunnet redusert kapasitet. Dermed vil batterisystemer være ideelt, ved at dem ikke går på bekostning av tjenesten anlegget leverer.

Ulempen med batterisystemer systemer alene, er at dem ikke kjenner ledig kapasitet i nettet til enhver tid. Dette medfører at kapasiteten som kan gis for lading blir begrenset av hvilken effekt det er tilgjengelig på de strammeste døgnene i året. Dersom en videre kan kombinere batterisystemet med en direkte link mot nettet, vil kunne øke ladeeffekten ytterligere ved:

- Batterianlegget håndterer utjevning av effekttopper gjennom døgnet.
- Lastbalanseringen håndterer variasjoner mellom dagene gjennom året. Ved å redusere ladehastigheten i enkelttimer på de høyeste belastede dagene i året, kan resterende dager benytte økt kapasitet uten nettutbygging.

Lading tilknyttet langvarige ladeøkter som døgnhvil vil i større grad kunne forflytte belastning uten at ladeøkten blir forlenget, ved en direkte link mot nettet. Denne vil utjevne effekttopper ved redusert ladehastighet i enkelttimer, mens energibehovet tas igjen ved økt ladehastighet i perioder med ledig kapasitet. Dette medfører at tjenesten kan leveres uforringet, uten energitapet og kostnaden tilknyttet batterianlegg.

Utbredelsen av disse anleggene vil være svært avhengig av grad av elektrifisering og kostnad for teknologien. Med hensyn til dagens utvikling kan disse teknologiene være særlig aktuelt for ladeinfrastrukturen i Gol, som er tilknyttet radialer hvor det forventes svært høyt effektbehov og kapasiteten er begrenset.

6.3. Lavspent distribusjonsnett

For lavspent distribusjonsnett er det kun kjørt analyse av et trafikkscenario, som er 100% elektrifisering av bilparken. Med hensyn til et lavt antall biler pr kurs, er det vurdert som hensiktsmessig, ettersom selv ved 85% trafikkscenarioet vil det være mange tilfeller hvor samtlige sluttbrukere på en kurs har tilkoblet en ladbar bil. Dermed vil det i realiteten kunne være færre kurser som overbelastes ved et lavt elektrifiseringsscenario, men belastningsgraden vil være korrekt for de høyt belastede kursene.

For middel/høyt scenario pekte Analysen av lavspennettet på at det var klart størst kapasitetsbegrensninger i 230V IT nett. På den kundespesifikke delen at nettet er det relativt god nøyaktighet ettersom datasettet inneholder forbruks- og kapasitets informasjon for de fleste sluttbrukere. Ettersom forbrukere i datasettet har stor likhet i bruksmønsteret, er det vurdert til å være små avvik mellom beregnede og reelle verdier for kundespesifikke nett.

Grunnet varierende antall sluttbrukere som er tilkoblet matenett og hvilken samtidighetsfaktor som ble benyttet på byggetidspunktet, vil det være avvik fra analysens til faktisk belastningsgrad i matenettet. Det vil derfor være en høyere presisjon i resultater for kundespesifikt nett enn hva vi finner i matenettet.

Selv om det er avvik for kapasiteten og belastning, antas resultatene å være gode med nettets helhet som perspektiv. Ved at sammenlagringen som er lagt til grunn for modellen er en middelvei, vil avvikene i enkeltanlegg fordeles over og under faktisk belastning. Dette vil gjennom det store datagrunnlaget utjevne avvikene og medføre at det helhetlige perspektivet får en god fordeling av belastningsgraden i matenettet.

Forutsetningen om sammenlagringsfaktoren er svært sentral, og dersom det er korrelasjon mellom effektbehov hos sluttbruker og sammenlagringsfaktor i nettet vil fordelingen bli feil. Dersom nyere bygg hvor høyere sammenlagringsfaktor er benyttet ved prosjektering også har høyere effektbehov, vil nettet helhetlig ha en lavere belastningsgrad enn simulerte resultater. Ettersom boliger og fritidsboliger har hatt en økende standard kan dette medføre en økning i effektbehovet, men ettersom oppvarming er et dominerende forbruk vil den økte isolasjonsevnen i bygg antagelig kompensere for dette.

For skjevheter fra denne analysen og lastutviklingen fremover er det matenettet som medfører de største utfordringene. Ettersom last økninger utover kundespesifikk kapasitet ikke vil forekomme uten at kunden søker om å øke kapasiteten, vil ikke uforutsette last økninger skape problemer i kundespesifikt nett. Dette vil heller ikke slå videre på matenettet, ettersom det gjøres beregning av matenettet ved enhver økning av kundekapasitet, og økningen kan ikke godkjennes før bakenforliggende nett er utbedret.

Den store utfordringen er knyttet til økningen av effektforbruk innenfor sluttbrukers kapasitet, og økningen av sammenlagring fra kunder. Disse last økningene vil slå rett inn på matenettet uten at det er noen forhåndsmelding for effekt økningen. Dette gjør det svært viktig å ha oversikt over utviklingen som kommer med elektrifiseringen. For å ha en pålitelig oversikt over utviklingen i nettet, må det i praksis benyttes faktiske målinger for å ha høyde for alle usikkerheter.

Belastning i lavspennetnettet kan allerede i dag hentes inn gjennom timesavlesningene fra AMS målere tilhørende nettselskapet. Utfordringen er at målepunkt er kun tilknyttet nettstasjoner, som medfører at det er en manuell jobb å finne belastningen over lavspent kabelnettet. Dette medfører liten grad av oversikt, og en vil i praksis ikke ha ressurser til å gjøre detaljerte analyser som gir riktig prioritering av prosjektene.

Dersom en skal kunne drive nettutviklingen på en effektiv måte, må det utvikles systemer som samler målerinnsamlingene på mer detaljert nettnivå. Dette systemet må samle samtlige målepunkt som belaster matekabler og kurser, til en digital kopi av nettet. En vil da enklere kunne ha oversikt over last utvikling for spesifikke anleggsdeler, og sortere ut de utsatte delene som behøver nøyere analyse og evt tiltak.

6.3.1. spenningsanalyse

Spenningsanalysen ble utført på et begrenset utvalg med relativt få transformator-kretser. For 415V TN nett hvor det ikke var avvik er det en relativt god indikasjon for god kapasiteten i nettet, som støttes opp av kapasitetsresultatene. For 230V IT nett er det svært stor spredning mellom trafokretsene, hvor det er liten grad av jevn overgang for antall tilfeller utenfor FOL.

Dette resultatet kan skyldes en endring i rutiner for prosjektering av nett, som medfører at analysen burde vært utvidet til å ha alderskategorier. Dersom det er aldersskiller som medfører denne fordelingen vil det kunne være både små utvalg pr kategori, og skjevfordeling mellom størrelsesforhold på aldersgrupper i utvalg og i nettets helhet.

Videre vil antagelig samme områder som er kommet utenfor kravene til spenning overlappe med de nettdelene som er estimert til å bli overbelastet ved elektrifisering. Ettersom kapasitetsproblemene er større enn problemene for spenning, kan det antas at det vil være svært sjeldent at det oppstår avvik i spenning ettersom ledningsnett må forsterkes før full effekt økning kan belastes nettet.

6.3.2. Harmonisk støy

Blant sluttbrukere som benytter seg av normallading er det en svært liten andel som har problemer med harmonisk støy. Blant tilfellene hvor det er gitt innblikk er det noen tydelige sammenhenger som fremkommer.

Ettersom dem ulike bilmodellene som ble testet ikke gav sammen problemer hos sluttbruker er det forskjell på støyen fra ulike ombordladere. Samtlige ombordladere vil skape støy, men enkelte modeller kan uheldig ordner eller størrelser av forvrengning skaper problematisk støy.

Denne støyen er ikke alltid problematisk, avhengig av nettets stivhet vil innvirkningen fra ombordladeren på sinuskurven variere som beskrevet i Norgesenergi (2017). Dette medfører at problemene er mindre ved økende grad av stivhet i nettet. Ettersom det ikke er kjent hvilket forhold kunde har ved sin primærbolig hvor det ikke var flimmerproblemer, kan vi ikke fastslå om dette er primærårsaken til forskjellen i problemer mellom hytte og primærbolig.

Det er antagelig ulikt materiell i installasjonene på disse plassene, som kan ha ulike egenskaper i møte med støy. Ettersom begge tilfellene er langt ut, men med fortsatt god impedans i nettet kan det tenkes at dette er en medvirkende faktor. Ettersom problematikken er svært sjelden og mange antagelig har både samme elbilmodell og dårligere impedans i nettet kan det argumenteres for at det også kan være materiell i disse installasjonene som er følsomt mot denne typen støy.

Det trengs mer undersøkelser på dette feltet, og særlig hvordan sammenlagring av slik støy blir, er svært viktig for å forutse og forebygge problemer med leveringskvaliteten ved økt elbilandel.

6.4. prosumenter i lavspennetnettet

Analysen av prosumenterers innvirkning på lavspennetnettet gav svært varierende resultater for kundespesifikk kapasitet ved innmating i gravgrendte strøk. Dette antas å oppstå som følge av stor variasjon i fordelingen med hyppige avgreninger, som medfører ulikt forhold mellom nettimpedans i kundespesifikt og matenett. Dermed vil enkelte sluttbrukere utsettes for en større andel av spenningsstigning i matenette som belastes av flere prosumenter, sammenlignet med andelen i kundespesifikt nett

Ettersom det i gravgrendte nett og særlig luftnett er mye forgreninger, blir nettes struktur for varierende til at kortslutningsstrømmer alene gir gode resultater (Kraftnett, 2023). Dermed er det svært varierende resultater fra mellom ulike sluttbrukere og kurser, som medfører at fordelingen som er funnet her har stor usikkerhet.

Den generelle belastningen i nettet og sammenlagringen av innmating vil antagelig avhenge mye av hvilken kilde dette stammer fra. Det kan tenkes at last fra V2G antagelig vil ha en helt annerledes profil som sammenfaller i større grad med forbruk og spotpris enn f.eks solkraft som følger solgangen. Med hensyn til at dette er ute i distriktet benyttes ofte bilen til og fra jobb, dermed vil potensialet for innmating fra dette være størst utenfor arbeidstid. Solkraft på sin side har størst innmating i normal arbeidstid, men kan ha en fordel ved at det er mye ulike takvinkler og retninger som vil kunne redusere sammenlagringen av disse.

Valget om å benytte 247V som grense er vesentlig lavere enn FOL kravet på 253V, men ut fra REN (2023) anbefaling er dette benyttet for å gi marginer for to faktorer.

- Første årsak er at kunden skal ha margin til å ha et spenningsfall i det private anlegget. Ettersom målepunktet ofte er plassert et annet sted enn garasjen eller parkeringen hvor V2G kan benyttes må det være tilstrekkelig marginer for at ikke sikkerhetsfunksjoner i inverter skal koble ut.
- I nettet er det både spenningsvariasjoner som følge av belastningsvariasjoner i distribusjonsnettet, og variasjon i overordnet nett.

Dermed er det behov for å ha denne marginen for å sikre at variasjonene samlet ikke medfører problemer ved drift av disse produksjonsanleggene.

6.5. Høyspent distribusjonsnett

Høyspentnettet antas å få høy effekt økning sammenlignet med lavspentnettet, som følge av elektrifiseringen. Hovedårsakene til dette er at både AC- og DC-lading blir belastet høyspentnettet, og at sammenlagringen innenfor disse forbrukene kan bli høy sammenlignet med det tradisjonelle forbruket. Dette medfører at selv om det i dag er svært god kapasitet i flesteparten av radialene, vil en stor del av nettet få behov for oppdradering dersom dages fleksibilitet skal opprettholdes.

For å holde kontroll med utviklingen har høyspentnettet en stor fordel fremfor lavspentnettet, gjennom større grad belastningsoversikt fra vern i nettet. Disse historiske sanntidsmålingene tilsvarende Figur 21, kan benyttes til å se utviklingen av effektøkning og sammenlagring i nettet. Dermed vil en kunne oppdage utviklingen for ulike nettområder, oppfatte kommende kapasitetsproblemer på forhånd og gjøre mer riktige prioriteringer for nettutvikling.

Selv etter at veitrafikken har stabilisert seg på utslippsfire kilder vil det være stor nytte fra disse systemene. Særlig adferden kan ansees som en dynamisk faktor som kan endres over tid. Dette medfører at selv med et stabilt energibehov vil det kunne oppstå store endringer for effektforbruket ettersom effekten tilknyttet elektrisk veitrafikk er en dominerende variabel. Dermed vil antagelig kontrollsystemer, digitale tvillinger og modeller bli svært viktig i årene fremover for å ligge foran utviklingen i forbruket med nettforsterkninger.

Ettersom utbygging og forsterkning av nett både er svært kostbart og tidkrevende, vil det være utfordrende å holde tritt med elektrifiseringen. Utbygging og forsterkning kan deles i to ulike kategorier:

- Prosjekter for å dekke det økende behovet fra elektrifisering hos eksisterende sluttbrukere som kun utnytter en større andel av kapasiteten i eget anlegg, må finansieres av nettselskapet selv. Dette medfører at samtlige prosjekter må vurderes opp mot hverandre og en får kun utført de prosjektene som hvert års budsjett har plass til. Dermed vil mange prosjekter antagelig måtte utsettes til en høyere belastningsgrad enn hva som er ønskelig med hensyn til fleksibilitet ved nettdriften.

Denne typen saker er også utfordrende med hensyn til at det økte forbruket ikke varsles. Dette medfører at utviklingen i forbruket begynner uten at nettselskapet er kjent med utviklingen på forhånd, og at hvor stor økningen blir ikke er fastsatt. Dermed kan det komme uforventede tilfeller av kapasitetsutfordringer, som først undersøke når utviklingen er godt i gang og med usikkerhet rundt hvor langt utviklingen vil gå.

- Utbyggerfinansierte prosjekter som nye hurtiglådestasjoner eller boligfelt har lite økonomiske utfordringer, ettersom dette primært finansieres gjennom anleggsbidrag. I tillegg kan nettselskapet nekte tilkobling av det nye forbruket frem til nødvendige tiltak er utført i

distribusjonsnettet ved kapasitetsmangel. Dermed vil ikke forbruket til nye sluttbrukere skape utfordringer på samme måte, ettersom forarbeider sikrer at nettet har kapasitet, og utbygger tar bistår med å dekke kostnadene tilknyttet nødvendige utbedringer.

Et alternativ til nettførsterkninger er batterianlegg og/eller lastbalansering med direktelink mot kraftnettet for demping av effekttopper. Begge disse løsningene er relativt lite utviklede løsninger sammenlignet med tradisjonelle nettførsterkninger. I tillegg til at styringssystemer med direkte kobling mot kraftnettet er utfordrende, er også batterianleggene svær kostbare. Dette medfører at det primært er effektintensive forbrukere med hyppig lastvariasjon disse systemene egnes for. Fordelen med systemene er at en får god utnyttelse av nettets kapasitet, svært små naturinngrep og unngår kostnader med bygging av nett. I tillegg har de potensiale til å utvide systemet for å bidra til effektbalansen i kraftsystemet, dager hvor det er ledig kapasitet i det lokale nettet.

6.6. Innkobling av prisstyrt last og gjeninnkobling etter strømbrudd

En stor usikkerhet kan knyttes til aggregeringen av last som vil forekomme ved prisstyrt lading, eller ved gjeninnkobling etter strømbrudd i perioder hvor mange kjøretøy er tilkoblet. Som vist i analysen for gjeninnkobling og diskutert av Skaras (2021) er det en såkalt «payback time» ved gjeninnkobling etter både strømbrudd og avbruddstid fra smartstyring.

Hvor vidt denne «payback» effekten vil innvirke på lading av kjøretøy er mere usikker og i større grad avhengig av ladekurven til bilen. Ettersom lasten fra elbilene er kontinuerlig gjennom natten er ikke disse samme lave sammenladrings-effekt som typiske boligforbruk som oppvarming. Dermed kan det medføre en vesentlig reduksjon i «Payback» effekten ved gjeninnkoblingen av lading sammenlignet med annet forbruk.

En eventuell utfordring med «payback» effekt kan være startstrøm effekt eller økt ladeeffekt i starten av ladeøkter. Gjennom veilederen fra Norgesenergi (2017) for utfordrende elektriske apparater er det lite som indikerer er problematisk startstrøm tilknyttet ombordladere. Variasjon i ladekurver er i stor grad varierende gjennom tester av DC-lading, hvor to tydelige faktorer er batterinivå og batteritemperatur.

Ettersom et strømbrudd kan antas å medføre at bilisten kjører videre ved DC lading vil dette antagelig kunne medføre en negativ «Payback» effekt fremfor last økning ved gjeninnkobling. For normallading vil det i større grad være en aktuell problemstilling, men ettersom det er lav ladehastighet er det antagelig liten variasjon i ladehastigheten som følge av ut og innkobling av lader.

7. Konklusjon

Denne oppgaven hadde som mål å se på ulike scenarioer for elektrifisering av veitrafikken og dens innvirkning på distribusjonsnettet. Det simuleres hvilken innvirkning dette vil ha på distribusjonsnettet i Hallingdal med hovedfokus på effektbehov. Som følge av de store ulikhetene mellom lavspent og høyspent distribusjonsnett, ble disse delt i to ulike simuleringer.

Det er tatt utgangspunkt i tre ulike trafikksenarioer for analysene, hvor scenarioene er et resultat av salgsstatistikk, trafikkstatistikk og politiske målsetninger. Dette medførte liten variasjon mellom scenarioer for biler med høy andel elektriske kjøretøy, mens det var stor differanse i scenarioene for elektrifisering av tungtrafikken.

Analysen av lavspentnettet benyttet tre ulike scenarioer for ladeadferd, ukontrollert lading, smartlading kontrollert av pris og smartlading med lastbalansering mot sluttbrukers kapasitet. Det viste seg å være en stor reduksjon i effektbehovet ved smartlading sammenlignet med ukontrollert. Videre gav det lite økt reduksjon i behovet ved å legge til lastbalansering for matenettets kapasitetsproblemer, frem til reduksjonen tilsvarte matenettets samtidighetsfaktor. Lastbalansering gav primært en god effekt for kundespesifikke nett.

Resultatet for lavspentnettet viste at problemer i svært stor grad knyttes mot nett med 230V system, og særlig matenettet. Det er forventet at minimum 2% av kundespesifikt nett og 11% av matenett må utbedres ved lastbalansert normallading. Som et maksimum vil ukontrollert adferd medføre et behov for utbedring av henholdsvis 21% og 43% av nettet. Av hensyn til effekttariffene i nettleien, dagens elbilladere og sammenlagring i nettet er lavt scenario for effekt økning mest realistisk.

For lavspentnettet er det i tillegg til en effektsimulering utført analyse for spenning, som var det mest sårbare målet for leveringskvalitet. Leveringskvaliteten i lavspentnettet har lite utfordringer knyttet til forbruksøkningen. Tilfellene av avvik fra leveringskvalitet er sjeldnere enn kapasitetsproblemer, derav vil de fleste problemene fjernes ved nettførsterkning før belastningen er høy nok til at spenningsproblemene oppstår. Unntaket er overharmonisk støy fra elbilladere, hvor utfordringene i mindre grad henger sammen belastnings økningen, men disse utfordringen oppstår svært sjeldent.

Høyspentnettet blir i likhet med lavspentnettet belastet av normallading, men med en lavere total effekt som følge av sammenlagring av last. Som følge av sammenlagring og ladeeffekt er effektbehovet tilknyttet fritidsbolig vesentlig mer økende enn for bolig ved elektrifisering. Ettersom en stor andel av bebyggelsen i Hallingdal er fritidsboliger, medfører dette en enorm variasjon i effektbehovet og relativt kort varighet av høy last.

Når normallading kombineres med hurtiglading i høyspentnettet er det svært god effekt av at det benyttes smartlading styrt av pris for å redusere effektbehovet i høyspentnettet. Dette vil bidra til at lasten fordeles jevnere gjennom døgnet, og gir nesten en halvering av effektbehovet som kommer med en elektrisk bilpark.

Lastbalansering ved små kunder som hus og hytter ved kundespesifikke anlegg vil ha liten ekstra effekt for lastreduksjon i høyspentnettet, ettersom dette gjelder en liten andel av kundene. For høyspentnettet er det behov for en direkte link mot nettet dersom det skal gi betydelig reduksjon for effektbehovet. For denne typen lastbalansering er det langtidslading av lastebil som ansees som den mest relevante for lastbalanseringen av høyspentnettet. For hurtiglading er det bedre forutsetninger for bruk av stasjonære batteriløsninger for lastbalansering av forbruk. Normallading ved hytter og hus ansees som tunge systemer, som pr nå er lite egnet til å benytte lastbalansering med kommunikasjon mot høyspentnettet.

Høyspentnettet har generelt god kapasitet i dag, som medfører at det er en relativt liten andel av høyspentnettet som må utbedres ved samtlige trafikkscenarier og smartlading kontrollert av pris. Dette tar imidlertid ikke høyde for lading av Tungtrafikken, hvor den tyngst belastede områdene vil få behov for nytt høyspentnett.

Felles for alle nivåer av distribusjonsnettet er at kundesammensetning og adferd er faktorene som gir det største utslaget for effekt og utnyttelse av nett. Hurtiglading av biler har best egenskaper for å kombineres med priskontroll og normallading, og særlig i boligområder, mens ukontrollert lading får et uheldig utfall. Dermed er det viktig å gi gode insentiver til å ta i bruk smartlading kontrollert av pris, med hensyn til både lavspentnett og høyspentnett.

Lading av lastebiler har på sin side en relativt fin utnyttelse av nettet kombinert med hurtiglading av biler og næringsforbruk. Ved plassering av disse i kombinasjon med bolig områder med normallading oppstår høye effekttopper og lav utnyttelse som særlig ved priskontrollert adferd slår uheldig ut.

For å holde kontroll med utviklingen og sikre en rasjonell og effektiv nettutvikling er behov for nær oppfølging av nettet. I praksis medfører kompleksiteten i nettet til at digitale verktøy må videreutvikles for å effektivt overvåke faktiske belastninger i nettet. Det er til en viss grad tilgjengelig verktøy for overvåkning av nettets utvikling, men det er behov for mer detaljerte modeller med automatiserte funksjoner.

Behovet for videreutvikling av systemene gjelder særlig for lavspent matenett, hvor faktiske verdier kan hentes inn fra AMS målere. Dette vil bidra til å automatisk kunne oppdage kommende kapasitetsutfordringer før de oppstår. Slike systemer som dekker samtlige nivåer i distribusjonsnettet vil derfor øke effektiviteten gjennom riktig prioritering av prosjekt, og øker leveringssikkerheten ved å oppdage kapasitetsutfordringer på et tidligere tidspunkt.

7.1. Videre arbeid

For veitrafikken er det stor usikkerhet rundt lading av tungtrafikken, som medfører at det må gjøres en nøyere trafikkstudie. Studien bør snevre inn scenarioer for tungtrafikken, til å angi et estimat med mindre variasjon og angi mer nøyaktige lokasjoner for effektbehovet. Dette bør gjøres i samarbeid med offentlige organer, som kan tilrettelegge for hensiktsmessig plassering av fremtidige rasteplasser med hensyn til nettkapasitet. Dette er viktig for å allerede nå kunne begynne arbeidet med å tilrettelegge for tilstrekkelig kapasitet i både distribusjonsnett, transformatorstasjoner og regionalnett.

Analysen har benyttet en forenklet modell som kan medføre betydelige avvik for enkelte anleggsdeler, og særlig i lavspentnett som har lavt kundeantall. Det må derfor arbeides videre med utvikling av et analyseverktøy, som tar hensyn til spesifikke forhold i nett. Denne bør inneholde samtlige komponenter og belastning av komponenter aggregeres gjennom forbruksprofiler fra hver sluttbruker med tilknytning til komponenten.

For de lett drøftede temaene i studien med prosumenter og lastbalansering med batterianlegg må det gjøres videre undersøkelser. Det er gjennom oppgavens periode tilknyttet et titalls prosumenter i form av solcelleanlegg. Med måleresultater for leveringskvalitet og belastning som i løpet av sommeren kan innhentes gjennom AMS målere kommer et godt referansegrunnlag for utarbeidelse av en bedre metode for simulering av kapasitet.

Tilknyttet bruk av stasjonære batterianlegg har det i vår pågått møter med ønske om å teste ut større batterianlegg, hovedsakelig med tanke på lastbalansering av anlegg som hurtigladeestasjoner. I forbindelse med dette skulle det vært valgt spesifikke anlegg, hvor forbruk og lastbalansering med batteri får utført en grundig simulering. Det har også kommet forespørsler for nye DC-ladeanlegg denne våren hvor dette kan være svært aktuelt for å unngå kostbar nettutbygging.

8. Referanse

- Aleksandra Roos, T. E., Jon Gustav Kirkeruda, Torjus F. Bolkesjøa. (2020). Analysis of residential demand response potential in Norway using energy system modelling. 1 - 21.
- Autoretur. (2017). *2,4 MILLIONER KJØRETØY ER GJENVUNNET I NORGE SIDEN 1996*. Tilgjengelig fra: <https://autoretur.no/24-millioner-kjoretoy-gjenvunnet-norge-1996/> (lest 18.02.2023).
- Breve, A. (2022, 18.11). to ladere får stryk i vår test av hjemmeladere. NAF. Tilgjengelig fra: <https://nye.naf.no/elbil/lading/test-av-ladeboks> (lest 07.05.2023).
- Brubæk, M. R. (2009). *Kraftsystemdata*. NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemdata/> (lest 02.04).
- cicero. (2022). *15 myter om klimaendringer*. 12.05.2022 utg. cicero.oslo.no: cicero. Tilgjengelig fra: <https://cicero.oslo.no/no/artikler/15-myter-om-klimaendringer> (lest 11.02.23).
- D. Connolly, H. L., B.V.Mathiesen. (2015). Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. 1634-1653.
- Defa. (2023). Tilgjengelig fra: <https://www.defa.com/no/produkt/defa-power-ladestasjon-22kw-m-6-meter-kabel-og-display/> (lest 01.03.2023).
- der, S. P. S. L. v. (2018). *Electrical Power System Essentials*. 2. utg.: Wiley Professional, Reference & Trade.
- Dursun, K. (2015). *introduksjon til netbas*.
- easee. (2023). *Easee hjemmelading*. Tilgjengelig fra: <https://easee.com/no/hjemmelading/> (lest 01.03).
- Elbilforeningen. (2022). *Statistikk Elbil*. elbil.no: Elbilforeningen. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/> (lest 17.02.2023).
- Elbilforeningen. (2023a). *Elbiler*. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/elbiler/> (lest 05.03.2023).
- elbilforeningen. (2023b). *elbiler 2022*. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/car-status/2022/> (lest 04.04.2023).
- energi, G. (2023). *Når er strømmen billigst*. Glitreenergi.no. Tilgjengelig fra: <https://www.glitreenergi.no/strom/artikler/nar-er-strommen-billigst/> (lest 20.02.2023).
- energi|norge. (2019). *nettstruktur og organisering*. 2019 utg. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/?fbclid=IwAR17L2SupgDkSBn3MX8QXtDIuLhRR9OPXvXwyOpQ3zVR84ft9wJKjUA77o>.
- energidepartementet/Lovdata, o. o. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Lovdata: Lovdata.
- energifaktanorge. (2016). *kraftproduksjon*. 03.01.2016 utg. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>.
- Energifaktanorge. (2019). *Konsesjonsbehandling*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/konsesjonsbehandling/> (lest 28.03.2023).
- Energinorgefakta. (2019). *strømnettet*. 10.04.2019 utg. Tilgjengelig fra: https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/?fbclid=IwAR1KH9jT0DYCdbEaojuOcTlaWmH8TNTa5OgsXSrw3r0xlbldy5Rov1_gIU.
- Fadum, H. S. (2019). *tilstandsvurdering av forsyningssikkerhet og beredskap i kraftforsyningen*, 10/2019. NVE: NVE.
- feilber, n. (2017). *ny kunnskap om fordeling av strømforbruket*. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>.
- Hallingdal. (2019). *Kort om Hallingdal*. Tilgjengelig fra: https://om.hallingdal.no/no/om_hallingdal/ (lest 13.03.2023).

Halvorsen, T. E. o. B. (2008). *variasjon i timeforbruket av elektrisitet*. 2008 utg. Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf.

Helberg, S. O. (2023). *Hallingdal og Valdres: Hafslund ECO*. Tilgjengelig fra: <https://hafslund.no/kraftproduksjon/kraftverksomrader/hallingdal-og-valdres> (lest 01.04.2023).

Inga Margrete Ydersbond, A. H. A. (2020). *Hurtiglading og langkjøring med elbil i innlandsnorge*: TØI.

Jon Gustav Kirkerud, T. F. B., Erik Trømborg. (2016). Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy. 776-784.

Jørgensen, T. R. (2023). *Hallingporten Bomstasjon*.

Karen Byskov Lindberg, S. K. L., Arnkell Jonas Petersen. (2022). *Samtidighet og sammenlagring*, 2022:00908. Sintef: Sintef.

Kraftnett, H. (2023). *Anleggsdata*.

Leigland, L. E. (2021). *FN's klimarapport: en alarm for menneskeheten*. FN Sambandet: FN. Tilgjengelig fra: <https://www.fn.no/nyheter/fns-klimarapport-en-alarm-for-menneskeheten> (lest 11.02.2023).

Lucid. (2023). *Lucid air*. Tilgjengelig fra: <https://lucidmotors.com/nb-no/charging> (lest 01.05.2023).

Løkken, T. (2023). *Hallingdal kraftnett sitt nett*.

Magnus Buvik, J. C., Dag Spilde, Ellen Skaansar, Aleksandra Roos, & Åsa Grytli Tveten, G. D. S. o. I. D. S. (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*, 20/2022. NVE: NVE.

Maps, G. (2023). *Hallingdal*.

Medhus, K. (2019). kor mange er i Hallingdal no. *radiohallingdal*. Tilgjengelig fra: <http://www.radiohallingdal.no/nyheter/655/kor-mange-er-i-hallingdal-no/> (lest 01.04.2023).

Miljødirektoratet. (2022). *Norske utslipp og opptak av klimagasser*. 03.11.2022 utg. miljøstatus.miljødirektoratet.no. Tilgjengelig fra: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/> (lest 11.02.2023).

Norge, E. (2019). *strømnettet. energifakta Norge*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> (lest 27.03).

Norgesenergi. (2017). *Veileder for utfordrende elektriske apparater* 418-2017. Norgesenergi: Norgesenergi.

Norheim, I. B. L. B. (2019). *Kraftsystemet i et fullelektrisk norge*, 2019.0218.rev3. Fornybarnorge: DNVGL.

NVE. (2015). *Nett*: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/> (lest 29.03).

NVE. (2020a). *Elektrifiseringstiltak i Norge*, 36/2020. NVE

NVE. (2020b). *Prosumenters innvirkning på lavspente distribusjonsnett*, 9/2020. NVE: NVE.

NVE. (2020c). *Strømnettet må alltid være i balanse*. NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/forbrukerfleksibilitet/stromnettet-ma-alltid-vaere-i-balanse/> (lest 27.03.2023).

NVF 2021, *Nasjonal veileder for funksjonalitet i kraftsystemet*. (2021). Statnett: Statnett.

Recharge. (2023). *hva er forskjell på hurtiglader og lynlader*. Tilgjengelig fra: <https://rechargeinfra.com/no/forskjellen-paa-lynlader-og-hurtiglader/> (lest 04.04).

Regjeringen. (1998). *Energisystemet 4*.

regjeringen. (2021). *Nasjonal transportplan 2018–2029*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/> (lest 18.02.2023).

Regjeringen. (2022). *Nytt Norsk klimamål på minst 55%*.

REN. (2023). *Om oss*. Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>.

Skaras, E. B. (2021). *Analyse av en lastaggregators forretningsmodell*. Brage: NMBU.

SNL. (2021). *Parisavtalen*. SNL: SNL. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/Parisavtalen> (lest 17.02.2023).

- SSB. (1986-2022). *Bilparkens regionale fordeling* SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/artikler-og-publikasjoner/bilparkens-regionale-fordeling> (lest 20.02.2023).
- SSB. (2017). energi til transportformål i norge.
- SSB. (2021). Bilparken. I: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken> (lest 05.03.2023).
- SSB. (2022a). *Befolkning, etter kjønn, alder, statistikkvariabel, årg og kjønn*. tabell 07459. SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/07459/tableViewLayout1/> (lest 20.02.2023).
- SSB. (2022b). *Kjørelengder*: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/kjorelengder> (lest 18.02.2023).
- SSB. (2023a). Elektrisitet tabell 5. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet> (lest 27.03.2023).
- SSB. (2023b). *Utslipp til luft*. ssb.no: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft> (lest 11.02.2023).
- Statnett. (2022). *Områdeplan Hallingdal og Ringerike*: Statnett.
- Ståle Frydenlund, E. L. (2022). *Så lite strøm bruker elbilene*. Elbil.no: Norsk Elbilforening Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/sa-lite-strom-bruker-elbilene-2/> (lest 20.02.2023).
- Thorsnæs, G. (2023). *Hallingdal*. SNL. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/Hallingdal> (lest 01.04).
- Tibber. (2023). *Smartlading*. Tilgjengelig fra: <https://tibber.com/no/smartlading> (lest 01.03.2023).
- Valle, M. (2022). Har kjøpt Europas første elektriske lastebil med over 50 mil rekkevidde. *TU*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/har-kjopt-europas-forste-elektriske-tungbil-med-over-50-mil-rekkevidde/517606> (lest 14.04.23).
- Valmot, O. R. (2020). *Slik fungerer lading til elbil*. Teknisk ukeblad: TU. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/slik-fungerer-lading-til-elbil/502596> (lest 04.04.2023).
- Vegvesen, S. (2023). Trafikkdata. I: *statens vegvesen* Tilgjengelig fra: <https://www.vegvesen.no/trafikkdata/start/kart?lat=60.330239471980505&lon=9.699560482766538&trafficType=vehicle&zoom=9> (lest 20.03.2023).
- Volvo. (2023). *Volvo FM electric*. Tilgjengelig fra: <https://www.volvotrucks.no/no-no/trucks/trucks/volvo-fm/volvo-fm-electric.html> (lest 01.05).
- Xpeng. (2023). *lightning fast charging*. Tilgjengelig fra: <https://www.heyxpeng.com/charging> (lest 04.04.2023).
- zaptec. (2023). *Zaptec Go*. Tilgjengelig fra: https://zendesk.zaptec.com/hc/article_attachments/13547396865041?_gl=1*u12f3s*_gcl_a_w*R0NMLjE2ODI5NDUxNTkuQ2p3S0NBand4cjJpQmhCSkVpd0FkWEVDdzJiWWdSRW5UQkk5MEExya09VWE1aU1hjVW1ISHFPM3B5YmJkUTFFM1BEREVCckYtMXM0eFpCb0NEMHdRQXZEX0J3RQ..*_up*MQ..&gclid=CjwKCAjwxr2iBhBJEiwAdXECw2bYgREnTBI90LrkOUXMZSXCumeHqO3pybbdQ1E3PDDEBrF-1s4xZBoCD0wQAvD_BwE&_ga=2.177065317.1362910136.1682944629-1880239287.1682944629&_gac=1.247604981.1682945160.CjwKCAjwxr2iBhBJEiwAdXECw2bYgREnTBI90LrkOUXMZSXCumeHqO3pybbdQ1E3PDDEBrF-1s4xZBoCD0wQAvD_BwE (lest 17.02.2023).

Tabell 13 timestrafikk pr kvartal i 2022, fordelt på biler, elbiler og tungtrafikk

andel EI-bil													
Rækkemærkater	Trafikk Periode	Andel lette biler %	passeringer av totaltrafikk %	Ei-andel lette kjøretøy	Andel tunge biler	antall lastebiler	Antall lette biler	antall EI biler	døgnfordeling lette kjøretøy	Relativ trafikk lette kjøretøy	døgnfordeling tuntrafikk	Relativ trafikk tungtransport	
Q1													
00	1 710	62	9	14 %	38	652	1 058	149	0,4 %	3,4 %	1,9 %	27,8 %	
01	1 328	46	6	12 %	54	717	611	74	0,2 %	2,0 %	2,1 %	30,6 %	
02	1 069	36	3	9 %	64	681	388	35	0,1 %	1,3 %	2,0 %	29,0 %	
03	895	43	4	9 %	57	514	381	34	0,1 %	1,2 %	1,5 %	21,9 %	
04	1 054	57	2	4 %	43	458	596	23	0,2 %	1,9 %	1,4 %	19,5 %	
05	1 683	65	4	6 %	35	592	1 091	68	0,4 %	3,5 %	1,8 %	25,2 %	
06	3 546	74	8	11 %	26	930	2 616	275	0,9 %	8,4 %	2,7 %	39,6 %	
07	5 272	76	13	17 %	24	1 281	3 991	672	1,3 %	12,9 %	3,8 %	54,6 %	
08	7 926	83	12	15 %	17	1 369	6 557	987	2,2 %	21,1 %	4,0 %	58,3 %	
09	11 171	87	15	17 %	13	1 421	9 750	1 644	3,2 %	31,4 %	4,2 %	60,5 %	
10	15 319	91	14	16 %	9	1 447	13 872	2 206	4,6 %	44,7 %	4,3 %	61,6 %	
11	20 195	91	16	17 %	9	1 735	18 460	3 227	6,1 %	59,5 %	5,1 %	73,9 %	
12	23 746	92	18	19 %	8	1 809	21 937	4 245	7,3 %	70,7 %	5,3 %	77,1 %	
13	27 696	93	21	22 %	7	1 950	25 746	5 785	8,5 %	82,9 %	5,8 %	83,1 %	
14	31 288	94	21	22 %	6	1 932	29 356	6 548	9,7 %	94,5 %	5,7 %	82,3 %	
15	33 087	94	22	24 %	6	2 038	31 049	7 319	10,3 %	100,0 %	6,0 %	86,8 %	
16	32 536	93	23	25 %	7	2 348	30 188	7 462	10,0 %	97,2 %	6,9 %	100,0 %	
17	30 338	93	24	26 %	7	2 041	28 297	7 379	9,4 %	91,1 %	6,0 %	87,0 %	
18	27 781	93	25	27 %	7	2 062	25 719	6 966	8,5 %	82,8 %	6,1 %	87,9 %	
19	23 579	91	25	27 %	9	2 092	21 487	5 838	7,1 %	69,2 %	6,2 %	89,1 %	
20	16 906	89	24	27 %	11	1 913	14 993	4 000	5,0 %	48,3 %	5,7 %	81,5 %	
21	9 426	83	21	25 %	17	1 587	7 839	1 974	2,6 %	25,2 %	4,7 %	67,6 %	
22	4 897	74	16	22 %	26	1 255	3 642	807	1,2 %	11,7 %	3,7 %	53,4 %	
23	2 856	65	12	18 %	35	1 006	1 850	329	0,6 %	6,0 %	3,0 %	42,8 %	
Sum	335 304	1 863	357	18 %	537	33 830	301 474	68 047	100,0 %		100,0 %		
Q2						-			0,0 %			0,0 %	
00	2 547	69	12	17 %	31	782	1 765	306	0,6 %	6,2 %	2,3 %	28,2 %	
01	1 825	59	8	13 %	41	742	1 083	145	0,4 %	3,8 %	2,2 %	26,8 %	
02	1 503	58	6	11 %	42	639	864	91	0,3 %	3,1 %	1,9 %	23,0 %	
03	1 098	63	6	10 %	37	411	687	67	0,2 %	2,4 %	1,2 %	14,8 %	
04	1 316	68	5	7 %	32	426	890	64	0,3 %	3,1 %	1,3 %	15,4 %	
05	2 117	67	6	9 %	33	705	1 412	133	0,5 %	5,0 %	2,1 %	25,4 %	
06	3 861	71	10	14 %	29	1 137	2 724	373	0,9 %	9,6 %	3,4 %	41,0 %	
07	6 212	77	13	17 %	23	1 459	4 753	801	1,6 %	16,8 %	4,3 %	52,6 %	
08	8 969	84	15	18 %	16	1 450	7 519	1 352	2,5 %	26,5 %	4,3 %	52,3 %	
09	13 668	88	16	18 %	12	1 658	12 010	2 204	4,0 %	42,4 %	4,9 %	59,8 %	
10	19 078	91	17	19 %	9	1 790	17 288	3 334	5,7 %	61,0 %	5,3 %	64,6 %	
11	24 769	92	18	19 %	8	2 024	22 745	4 414	7,5 %	80,3 %	6,0 %	73,0 %	
12	28 016	93	19	21 %	7	1 888	26 128	5 385	8,7 %	92,2 %	5,6 %	68,1 %	
13	28 957	93	21	22 %	7	1 931	27 026	6 006	9,0 %	95,4 %	5,7 %	69,7 %	
14	29 739	93	21	22 %	7	2 143	27 596	6 100	9,2 %	97,4 %	6,3 %	77,3 %	
15	30 715	92	21	23 %	8	2 389	28 326	6 394	9,4 %	100,0 %	7,1 %	86,2 %	
16	30 718	91	21	23 %	9	2 772	27 946	6 480	9,3 %	98,7 %	8,2 %	100,0 %	
17	28 278	91	21	24 %	9	2 533	25 745	6 056	8,5 %	90,9 %	7,5 %	91,4 %	
18	25 434	91	21	24 %	9	2 394	23 040	5 446	7,6 %	81,3 %	7,1 %	86,4 %	
19	22 380	90	21	24 %	10	2 337	20 043	4 805	6,6 %	70,8 %	6,9 %	84,3 %	
20	17 475	88	22	25 %	12	2 094	15 381	3 827	5,1 %	54,3 %	6,2 %	75,5 %	
21	10 857	86	20	24 %	14	1 503	9 354	2 210	3,1 %	33,0 %	4,4 %	54,2 %	
22	7 349	82	19	23 %	18	1 291	6 058	1 367	2,0 %	21,4 %	3,8 %	46,6 %	
23	4 082	74	15	20 %	26	1 054	3 028	619	1,0 %	10,7 %	3,1 %	38,0 %	
Q3						-			0,0 %			0,0 %	
00	3 377	72	14	19 %	28	956	2 421	471	0,8 %	6,3 %	2,8 %	34,7 %	
01	2 428	63	9	15 %	37	904	1 524	223	0,5 %	4,0 %	2,7 %	32,9 %	
02	1 889	63	9	14 %	37	703	1 186	167	0,4 %	3,1 %	2,1 %	25,5 %	
03	1 624	62	7	11 %	38	621	1 003	111	0,3 %	2,6 %	1,8 %	22,6 %	
04	1 578	69	7	10 %	31	491	1 087	107	0,4 %	2,8 %	1,5 %	17,8 %	
05	2 470	70	8	12 %	30	746	1 724	203	0,6 %	4,5 %	2,2 %	27,1 %	
06	4 039	75	11	14 %	25	994	3 045	440	1,0 %	7,9 %	2,9 %	36,1 %	
07	6 717	76	13	18 %	24	1 615	5 102	906	1,7 %	13,3 %	4,8 %	58,7 %	
08	9 749	85	15	18 %	15	1 489	8 260	1 487	2,7 %	21,5 %	4,4 %	54,1 %	
09	15 873	89	16	18 %	11	1 736	14 137	2 551	4,7 %	36,9 %	5,1 %	63,1 %	
10	24 126	92	17	19 %	8	1 945	22 181	4 222	7,4 %	57,9 %	5,7 %	70,7 %	
11	32 838	93	17	19 %	7	2 147	30 691	5 685	10,2 %	80,1 %	6,3 %	78,0 %	
12	38 468	95	19	20 %	5	2 014	36 454	7 225	12,1 %	95,1 %	6,0 %	73,2 %	
13	39 658	95	20	21 %	5	1 975	37 683	8 039	12,5 %	98,3 %	5,8 %	71,8 %	
14	40 364	95	21	22 %	5	2 113	38 251	8 311	12,7 %	99,8 %	6,2 %	76,8 %	
15	40 732	94	21	22 %	6	2 394	38 338	8 622	12,7 %	100,0 %	7,1 %	87,0 %	
16	40 014	93	22	23 %	7	2 752	37 262	8 735	12,4 %	97,2 %	8,1 %	100,0 %	
17	38 278	93	22	24 %	7	2 655	35 623	8 422	11,8 %	92,9 %	7,8 %	96,5 %	
18	33 818	93	23	25 %	7	2 483	31 335	7 727	10,4 %	81,7 %	7,3 %	90,2 %	
19	28 540	92	23	25 %	8	2 365	26 175	6 425	8,7 %	68,3 %	7,0 %	86,0 %	
20	22 024	90	23	26 %	10	2 176	19 848	5 103	6,6 %	51,8 %	6,4 %	79,1 %	
21	13 683	88	21	24 %	12	1 640	12 043	2 878	4,0 %	31,4 %	4,8 %	59,6 %	
22	8 553	82	18	22 %	18	1 511	7 042	1 552	2,3 %	18,4 %	4,5 %	54,9 %	
23	5 205	77	15	20 %	23	1 214	3 991	803	1,3 %	10,4 %	3,6 %	44,1 %	
Q4						-			0,0 %			0,0 %	
00	2 209	60	12	19 %	40	890	1 319	257	0,4 %	4,7 %	2,6 %	32,9 %	
01	1 617	47	7	14 %	53	852	765	108	0,3 %	2,7 %	2,5 %	31,5 %	
02	1 430	50	7	15 %	50	719	711	104	0,2 %	2,5 %	2,1 %	26,5 %	
03	1 177	47	5	11 %	53	630	547	62	0,2 %	2,0 %	1,9 %	23,3 %	
04	1 233	58	4	7 %	42	523	710	50	0,2 %	2,5 %	1,5 %	19,3 %	
05	1 819	63	6	9 %	37	669	1 150	103	0,4 %	4,1 %	2,0 %	24,7 %	
06	3 750	74	12	16 %	26	976	2 774	457	0,9 %	9,9 %	2,9 %	36,0 %	
07	6 081	76	12	16 %	24	1 459	4 622	738	1,5 %	16,5 %	4,3 %	53,9 %	
08	8 122	81	16	19 %	19	1 505	6 617	1 275	2,2 %	23,6 %	4,4 %	55,6 %	
09	11 201	86	18	20 %	14	1 541	9 660	1 979	3,2 %	34,5 %	4,6 %	56,9 %	
10	15 057	89	19	21 %	11	1 728	13 329	2 864	4,4 %	47,6 %	5,1 %	63,8 %	
11	20 185	90	21	23 %	10	2 007	18 178	4 142	6,0 %	64,9 %	5,9 %	74,1 %	
12	24 345	92	23	25 %	8	1 960	22 385	5 597	7,4 %	80,0 %	5,8 %	72,4 %	
13	28 122	93	24	26 %	7	2 018							

9.2. Lavspennnett

Tabell 14 kalkulasjon av reduksjonen i makslast om natten, som følge av Dag/Natt variasjon i ordinert forbruk.

redusert forbruk natt ▼	maks 24t periode ▼	maks kl. 22-06 ▼	natt ▼	beskrivelse ▼
Flå vest	50,88	38,63	76 %	stor andel bolig og næring
Flå øst	61,8	50,34	81 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Gulsvik	48	33,62	70 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Gulsvikfjellet	54,83	54,32	99 %	fritidseiendom
Sek.st	371,03	328,53	89 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Rukkedalen	74	70	95 %	primært fritidseiendom, noe bolig
Industrien/Defa	69	55	80 %	Næring
Nes tr.st	106,51	100,65	94 %	kombinert bolig og fritidseiendom
Nes(Nes tr.st.)	28,52	24,86	87 %	bolig
Hagaskogen tr.st.	223,04	196,88	88 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Sentrum Kabel	72,32	57,68	80 %	Bolig og Næring
Gol tr.st.	304,8	271,68	89 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Ål(Gol tr.st.)	38,33	33	86 %	Bolig
Ål tr.st.	200,56	158,64	79 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Leveld	147,6	140,72	95 %	Fritidseiendom og bolig
Kleivi tr.st	201,27	178,22	89 %	Næring og fritidseiendom
Hallingplast	64,63	44,1	68 %	Næring
Geilo tr.st.	370,32	330,77	89 %	kombinert bolig, næring og fritidseiendom
Skurdalen	128,44	121,05	94 %	kombinert bolig og fritidseiendom
gjennomsnitt total			86 %	
gjennomsnitt bolig			86 %	
gjennomsnitt fritidseiendom			89 %	
Gjennomsnitt næring			82 %	

Tabell 15 Resultattabell for kapasitet og belastning i lavspennetnettet

Ladekapasitet hos sluttbruker	antall	andel	rest	antall anlegg uten kapasitet til lading
alle anlegg	23221	100,0 %	0,0 %	0
anlegg med over 2,6KW	23013	99,1 %	0,9 %	208
anlegg med over 3,6KW	22889	98,6 %	1,4 %	332
anlegg med over 4,3KW	22789	98,1 %	1,9 %	432
anlegg med over 5,74KW	22396	96,4 %	3,6 %	825
anlegg med over 6,6KW	8416	36,2 %	63,8 %	14805
anlegg med over 9KW	8403	36,2 %	63,8 %	14818
anlegg med over 11,5KW	8275	35,6 %	64,4 %	14946
415V anlegg over 4,3KW	8420	99,8 %	0,2 %	16
415V anlegg over 6,6KW	8416	99,8 %	0,2 %	20
415V anlegg over 11,5KW	8275	98,1 %	1,9 %	158
Belastningsgrad sluttbruker	Gjennomsnitt	Median	Standardavvik	
ved ukontrollert lading	79 %	76 %	0,30	
ved prisstyrt lading	64 %	61 %	0,22	
ved prisstyrt+lastbalansering	63 %	61 %	0,18	
Ved 75% lastbalansering	60 %	61 %	0,14	
Effektøkning ved normallading	Gjennomsnitt	Median	Standardavvik	
ved ukontrollert lading	139 %	115 %	1,16	
ved prisstyrt lading	110 %	82 %	1,36	
ved prisstyrt+lastbalansering	109 %	81 %	1,35	
I matenettet ved ukontrollert lading	185 %			
i matenettet ved lastbalansering (75%)	101 %	74 %	1,32	
Andel overbelastet ved 5,75KW ukontrollert	Antall kunder	antall overbelastet	Andel	8 %
415V	8436	174	2,1 %	
415V (11,6KW)	8436	2704	32,1 %	
230V	14785	2207	14,9 %	
Andel overbelastet ved 5,75KW prisstyrt	Antall kunder	antall overbelastet	Andel	3 %
415V	8436	18	0,2 %	
415V (11,6KW)	8436	174	2,1 %	
230V	14785	812	5,5 %	
Totalt Ukontrollert	23221	4911	21,1 %	
Totalt Priskontrollert	23221	953	4 %	
Last balansering	23221	0	0 %	
overbelastet matenett priskontrollert	Antall kunder	overbelastet	andel	
230V 4,3KW	14785	1639	11,1 %	
230V 5,75KW	14785	3123	21,1 %	
415V 5,75KW	8436	61	0,7 %	
415V 11,6KW	8436	3053	36,2 %	
Total ukontrollert	23221	10075	43 %	
Totalt Priskontrollert	23221	6176	27 %	
Last balansering (100%)	23221	6176	27 %	
Last balansering (75%)	23221	0	0 %	
Ukontrollert 230V / 415V har 5,75KW		7954	34 %	
ukontrollert 415V 5,75KW		2071	25 %	

Tabell 16 resultater fra spenningsanalyse ved 230V IT-nett

NS	utgangsspenning	Antall sluttbrukere	antall utenfor FOL	min sp. 2023	min sp. 2040	sluttbruker	Spenningsfall 2040	økt sp.fall 2023-2040	Andel kunder med spenningsproblemer i 2040
16644	242	36	16	223	194 fritidsbolig	20 %	253 %		
27140	237	13	0	228	216 bolig	9 %	233 %		
29900	237	22	0	226	209 bolig	12 %	255 %		11,0 %
30053	235	24	0	229	219 bolig	7 %	267 %		
30112	236	44	1	224	206 bolig	13 %	250 %		
40065	242	61	0	232	218 fritidsbolig	10 %	240 %		40 %
40118	243	59	0	231	212 Bolig	13 %	258 %		
40160	237	27	0	233	226 bolig	5 %	275 %		SD avvik
50070	232	15	3	220	205 Bolig	12 %	225 %		7 %
50480	240	35	17	212	166 Bolig	31 %	264 %		

Tabell 17 resultater fra spenningsanalyse ved 415V TN-nett

NS	utgangsspenning	Antall sluttbrukere	antall utenfor FOL	min sp. 2023	min sp. 2040	sluttbruker	Spenningsfall 2040	økt sp.fall 2023-2040	Andel kunder med spenningsproblemer i 2040
10903	402	22	0	396	382	Fritidsbolig	5 %	333 %	0,0 %
12608	415	51	0	410	402	Fritidsbolig	3 %	260 %	
28800	408	26	0	402	389	Fritidsbolig	5 %	317 %	0 %
30158	410	65	0	402	389	Bolig	5 %	263 %	
30299	392	40	0	383	367	Fritidsbolig	6 %	278 %	0 %
40191	406	48	0	401	386	Fritidsbolig	5 %	400 %	
40223	410	33	0	407	399	Bolig	3 %	367 %	1100 %
40243	403	72	0	402	392	Fritidsbolig	3 %	1100 %	
50603	400	42	0	396	387	Fritidsbolig	3 %	325 %	280 %
50745	403	27	0	398	389	Fritidsbolig	3 %	280 %	

9.3. Høyspentnett

Tabell 18 resultattabell for høyspentnettet ved normalllading

nye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata																					
Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata																					
primært hus og hytter																					
Eksisterende nett																					
Transformatorstasjon	Radial/Avgang	Beregnet effekt kW	Beregnet effekt nett	Beregnet maks aktiv effekt kW	beregnet belastning (A)	maks belastning korrigert (A)	Øløst maks verdi 2023 (A)	Øløst maks verdi 2040 (A)	Idtpunkt	Relevans	AC normal last (kW)	Fremtidig lading korrigert for eksisterende (kW)	Belastning ukontrollert	Belastnings grad	Belastning gristryt	Belastnings grad	Belastnings eksisterende	Belastning eksisterende	Belastning gristryt	Belastnings grad	
UTSTVEDA	22FE-FRISE	31	27	82	1	2	-	-	-	97	69,6	54,09373735	85	2 %	81	2 %	45,97967679	77	2 %	73	2 %
	22FE-USTADSET	1392	1393	2688	37	71	-	-	-	298	836,971429	494,6155798	1887	19 %	1688	17 %	420,5924218	1812	18 %	1614	16 %
	Sum	1423	1420	2770	37	73	-	-	-	395	706,371429	548,6931195	1972	15 %	1709	13 %	466,5793183	1890	14 %	1687	12 %
	HAUGSTØL	187	143	298	4	8	-	-	-	458	78,85714286	61,28847089	229	1 %	205	1 %	52,0920026	219	1 %	195	1 %
ØSTER TRAFOSTASJON	ENTERTOPPEN	144	124	219	4	8	-	-	-	46	66,0420231830	52,35056889	197	2 %	176	2 %	44,49798353	189	2 %	168	2 %
	Sum	332	267	517	8	14	-	-	-	54	66,0420231830	52,35056889	402	3 %	381	3 %	96,50118181	408	3 %	384	3 %
	ØST	97	83	100	3	3	-	-	-	31,31428571	24,28001973	121	10 %	107	10 %	20,62101677	118	10 %	104	10 %	
	HAGARFOSSE	4040	4464	5441	106	143	101	101	03.04.2023 08:15	240	1882,871429	1463,384175	5504	60 %	4928	54 %	1243,876719	5284	58 %	4708	51 %
RUD-HOLL	AULRAND-NORD NOVET	3810	3267	4809	100	179	91	91	06.04.2023 11:15	240	2334,142857	1823,714665	5636	62 %	5002	56 %	1551,500466	5362	59 %	4818	53 %
	Sum	7947	6814	12350	209	324	195	195	03.04.2023 08:15	480	4263,228571	3313,419001	11261	62 %	10277	55 %	2816,460201	10764	59 %	9730	53 %
	HAUGSTØL	1810	1552	2449	47	70	157	157	06.04.2023 11:02	380	908,6142857	706,1830823	2516	17 %	2258	16 %	600,2556109	2410	17 %	2152	15 %
	HAUGARFOSSE	4130	3704	4372	113	167	119	119	06.04.2023 10:12	400	2334,142857	1932,713403	5513	36 %	4897	33 %	1013,80846	5334	35 %	4718	31 %
GEILO TRAFOSTASJON	HAUGSTØL	6260	5367	10665	164	280	179	179	06.04.2023 10:40	220	2634,414286	2047,490151	8307	99 %	7415	88 %	1740,366238	8000	95 %	7108	85 %
	SKURDALEN	6599	5658	12148	173	310	180	180	06.04.2023 10:16	380	3099,771429	2875,495171	9474	65 %	8533	59 %	2444,170896	9043	62 %	8102	56 %
	HAUGSTØL	2987	2570	4403	78	105	118	118	06.04.2023 10:20	380	1178,11	915,6297589	3313	27 %	3485	24 %	778,2853543	3773	26 %	3449	23 %
	ØST	2978	2554	4396	78	103	133	133	06.04.2023 11:38	380	2534,142857	1960,658497	4948	34 %	4524	31 %	1674,739374	4653	32 %	4228	29 %
KLEVI TRAFOSTASJON	VESTLIA	2087	1773	2734	54	72	51	51	03.04.2023 07:53	400	958,8	745,1878645	2813	18 %	2518	17 %	633,409849	2701	18 %	2406	16 %
	HOLLUNA MOT AL	2752	2177	4440	709	1169	607	607	06.04.2023 11:04	880	1348,842857	1041,55999	3744	52 %	3167	47 %	884,475966	3519	50 %	3161	45 %
	HOLLUNA ØST	18	9	8	0	0	47	47	10.03.2023 09:50	200	478,0714286	371,5613548	2249	29 %	1981	26 %	315,9271514	2194	28 %	1926	25 %
	ØST	10	8	10	0	0	1	1	06.02.2023 10:10	253	4,828571429	3,83029431	13	0 %	12	0 %	3,55950016	12	0 %	11	0 %
ÅL TRAFOSTASJON	ØST	5	4	5	0	0	1	1	06.02.2023 10:25	63	535,5	416,0399581	1562	65 %	1389	58 %	253,6392131	1499	62 %	1336	56 %
	ØST	17	15	27	0	1	460	460	15.10.2023 07:20	200	10,015627892	8,0	0 %	24	0 %	7,663729458	25	0 %	22	0 %	
	ØST	8	7	29	0	1	116	116	06.02.2023 10:10	253	11,6	9,015627892	17	0 %	16	0 %	7,663729458	16	0 %	15	0 %
	ØST	1146	982	1963	30	52	30	30	06.04.2023 10:25	63	535,5	416,0399581	1562	65 %	1389	58 %	253,6392131	1499	62 %	1336	56 %
ÅL TRAFOSTASJON	ØST	1063	918	1668	80	107	208	208	10.03.2023 07:25	600	433,142857	301,788812	3874	17 %	3437	13 %	688,1888951	3752	16 %	3315	15 %
	ØST	6142	5266	7217	161	189	135	135	10.03.2023 09:00	460	1471,814286	1021,891197	8064	46 %	7188	41 %	1633,609217	7776	44 %	6900	39 %
	ØST	7095	6083	11714	186	307	187	187	02.04.2023 08:43	307	5628,2	4374,289862	11469	98 %	10458	89 %	3718,143918	10813	92 %	9801	84 %
	ØST	1261	1081	1757	33	35	133	133	10.03.2023 08:43	480	428,5142857	333,550873	1584	9 %	1414	8 %	283,3528247	1544	8 %	1364	7 %
GOL TRAFOSTASJON	ØST	4657	3993	6580	122	173	140	140	08.03.2023 07:22	335	3403,514286	2383,114672	7600	55 %	6356	50 %	2008,647471	6666	53 %	6002	47 %
	ØST	39	34	35	1	1	1	1	02.04.2023 08:43	307	5628,2	4374,289862	11469	98 %	10458	89 %	3718,143918	10813	92 %	9801	84 %
	ØST	19415	16446	27161	510	713	505	505	06.04.2023 10:14	1045	1626,3	9036,063485	28451	71 %	25682	64 %	7680,65982	27095	68 %	24327	61 %
	ØST	896	768	963	24	25	84	84	28.03.2023 08:20	335	515,8428571	400,9176441	1297	10 %	1169	9 %	340,7799973	1236	10 %	1109	9 %
GOL TRAFOSTASJON	ØST	1299	1114	1965	34	36	42	42	03.01.2023 19:38	265	228,514286	255,3088287	1554	15 %	1369	14 %	217,0613344	1516	15 %	1331	13 %
	ØST	66	56	65	2	3	10	10	21.05.2023 04:06	100	21,35714286	16,50898287	82	22 %	73	19 %	24,10911674	80	21 %	70	18 %
	ØST	3000	2589	4605	79	121	90	90	10.03.2023 07:22	265	228,514286	255,3088287	1554	15 %	1369	14 %	217,0613344	1516	15 %	1331	13 %
	ØST	1405	1204	1916	37	42	121	121	03.01.2023 12:43	310	456,7142857	354,9623939	1760	15 %	1509	13 %	301,7103348	1706	14 %	1506	13 %
HAGASKOGEN TRAFOSTASJON	ØST	2162	1854	2957	57	62	118	118	23.01.2023 08:38	310	787,587143	612,118603	2774	23 %	2466	21 %	505,8081126	2682	23 %	2374	20 %
	ØST	1872	1605	2067	49	54	51	51	03.01.2023	240	1079,385714	838,981513	2711	30 %	2444	27 %	713,0719286	2585	28 %	2318	25 %
	ØST	10719	9190	13037	281	342	473	473	03.01.2023 18:13	1050	5640,42857	4321,470068	15040	38 %	13512	34 %	3673,249538	14392	36 %	12864	32 %
	ØST	4462	3971	6205	122	142	178	178	06.04.2023 18:57	310	4156,614286	3170,790551	7863	67 %	7202	61 %	2766,172056	7279	62 %	6717	57 %
HAGASKOGEN TRAFOSTASJON	ØST	522	448	672	14	15	132	132	22.01.2023 16:39	310	142,1571429	110,4857924	633	5 %	558	5 %	93,91292351	616	5 %	542	5 %
	ØST	614	527	870	16	18	16	16	02.01.2023 17:08	310	202,0714286	157,0512067	771	7 %	684	6 %	133,4939057	748	6 %	660	6 %
	ØST	1249	1071	1503	33	34	40	40	07.04.2023 18:42	310	78,731429	59,3460564	1543	13 %	1365	12 %	249,8787064	1499	13 %	1321	11 %
	ØST	7017	6016	11750	184	208	300	300	06.04.2023 14:12	395	4870,4	3780,31296	10809	72 %	9809	65 %	3223,466014	10241	68 %	9240	61 %
NES TRAFOSTASJON	NES	1015	870	1133	27	30	36	36	22.01.2023 16:55	250	609,7714286	395,8102713	1411	15 %	1266	13 %	336,4387308	1352	14 %	1207	13 %
	ØST	2338	2152	3520	77	145	140	140	06.04.2023 19:04	480	2361,771429	1788,957171	4719	31 %	4301	28 %	1520,613595	4450	29 %	4031	26 %
	ØST	443	380	554	12	13	17	1	22.01.2023 10:19	310	34,7428571	25,3013787	447	6 %	484	8 %	88,99196711	512	6 %	469	5 %
	ØST	716	576	718	11	11	240	240	12.01.2023 09:11	270	294,571429	219,646858	6077	6 %	6077	6 %	119,1910612	6077	6 %	5989	5 %
LES LANGØ	ØST	729	196	246	6	6	12	12	22.01.2023 19:00	375	51,7428571	51,09377254	280	2 %	247	2 %	41,34266668	271	2 %	240	2 %
	ØST	1951	1675	2429	51	56	104	104	23.01.2023 08:41	375	578,287143	448,47985	2400	17 %	2122	15 %	802,0244680	2331	16 %	2055	14 %
	ØST	12405	10405	14405	316	330	330	330	06.04.2023 12:45	375	578,287143	448,47985	2400	17 %	2122	15 %	802,0244680	2331	16 %	2055	14 %
	ØST	2422	2077	4419	64	116	89	89	21.02.2023 18:19	375	571,557143	411,2185585	2438	12 %	4192	29 %	1797,935059	4220	30 %	3875	27 %
NYSSEN SKERSTEDSTASJON	ØST	1826	1566	1943	48	51	92	92	03.01.2023 08:21	375	522,8428571	406,01197	2232	16 %	1927	14 %	845,1307017	2171	15 %	1911	13 %
	ØST	131	112	161	3	3	1	1	01.01.2023 17:45	275	125,7942857	89,2966680	120	9 %	110	7 %	83,09186180	214	7 %	191	2 %
	ØST	22547	19781	25570	330	350	195	195	44.12.2023 16:49	1380	1727,014286	8979,821194	20955	47 %	17818	41 %	117,0788443	2178	47 %	1978	41 %
	ØST	6353	559	775	17	19	62	62	22.02.2023 14:16	240	247,287143	192,4810431	845	9 %	752	8 %	363,5241911	816	9 %	723	8 %
ÅL TRAFOSTASJON	ØST	2233	1929	3768	61	69	70	70	06.04.2023 08:18	240	2071,429257	157,260966	3894	41 %	3369	38 %	1153,572852	3588	39 %	3127	35 %
	ØST	1000	804	1000	24	25	26	26	21.02.2023 14:59	240	247,287143	192,481044	845	9 %	752	8 %</					

Tabell 19 Resultat for lavt scenario med hurtiglading av elbiler i 2040

	mye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata					Elbilandel	85 %			
	Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata					elbilandel i d	23 %			
	primært hus og hytter									
	Maks effekt ---->	5 %	49 %	100 %	58 %	19 %				
Transformatorstasjon	Radial/Avgang	forbruk DC-lading (KW) 07:00-10:00	Forbruk DC-lading (KW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (KW) 13:00-19:00	Forbruk DC-lading (KW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (KW) 22:00-07:00	Utlest maks verdi 2023 (A)	tidspunkt	Maks kapasitet (A)	Belastning fra hurtiglading
USTEKVEIKJA	22FE-FINSE	-	-	-	-	-	-		97	0 %
	22HE-USTAOSET	-	-	-	-	-	-		258	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	-		355	0 %
ØRTEREN TRAFOSTASJON	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	-		458	0 %
	ØRTERTOPPEN	-	-	-	-	-	46	06.04.2023 18:30	290	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	54	06.04.2023 18:30	395	0 %
RUD-HOL1	HOL1	-	-	-	-	-	-		-	#DIV/0!
	HAGAFOSS1	-	-	-	-	-	101	03.04.2023 08:15	240	0 %
	AURLAND-NORD HOVET	-	-	-	-	-	91	06.04.2023 11:15	240	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	195	03.04.2023 08:15	480	0 %
GEILO TRAFOSTASJON	GEILO SENTRUM	172	1 573	3 223	1 863	615	157	06.04.2023 11:02	380	22 %
	HAGAFOSS	-	-	-	-	-	119	06.04.2023 10:12	400	0 %
	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	170	06.04.2023 10:40	220	0 %
	SKURDALEN	27	242	496	287	95	180	06.04.2023 10:16	380	3 %
	TIMREHAUGEN	70	637	1 305	754	249	118	06.04.2023 19:20	380	9 %
	UTHUS	-	-	-	-	-	133	06.04.2023 11:38	380	0 %
	VESTLIA	-	-	-	-	-	51	03.04.2023 07:53	400	0 %
	Sum	268	2 452	5 023	2 904	958	807	06.04.2023 11:04	1 880	7 %
KLEIVI TRAFOSTASJON	HOLSLINJA MOT ÅL	-	-	-	-	-	47	10.03.2023 07:50	202	0 %
	INDUSTRI ØST	-	-	-	-	-	-		253	0 %
	KLEIVI STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %
	KLEIVI SØR	-	-	-	-	-	-		465	0 %
	RENOVASJON	-	-	-	-	-	116	06.02.2023 10:10	253	0 %
	SANGEFJELL	-	-	-	-	-	30	06.04.2023 10:25	63	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	208	10.03.2023 07:35	600	0 %
ÅL TRAFOSTASJON	HOLLINJA	191	1 745	3 575	2 066	682	155	10.03.2023 09:00	465	20 %
	LEVELD	-	-	-	-	-	187	02.04.2023 08:43	307	0 %
	RUNDEMO	-	-	-	-	-	11	04.01.2023 10:50	240	0 %
	SUNDRERLINJA	-	-	-	-	-	133	10.03.2023 08:43	484	0 %
	TORPOLINJA	-	-	-	-	-	140	08.03.2023 07:22	335	0 %
	ÅL STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %
	Sum	191	1 745	3 575	2 066	682	505	06.04.2023 10:14	-	#DIV/0!
	GOL TRAFOSTASJON	SENTRUM LUFTNETT	174	1 593	3 264	1 887	623	84	28.03.2023 08:20	335
ÅLINGSLINJEN		-	-	-	-	-	42	03.01.2023 19:38	265	0 %
GOL STASJONSTRAFO		-	-	-	-	-	1		10	0 %
HEMSEDALSINJA		-	-	-	-	-	90	10.03.2023 07:23	265	0 %
22K1E - KABEL 1		22	205	420	243	80	121	03.01.2023 12:43	310	4 %
22K2E - KABEL 2		-	-	-	-	-	118	23.01.2023 08:38	310	0 %
22K3E - KABEL 3		-	-	-	-	-	51	03.01.2023	240	0 %
Sum		197	1 798	3 684	2 129	703	473	03.01.2023 13:13	1 050	9 %
HAGASKOGEN TRAFOSTASJON	GOLSFJELLET	-	-	-	-	-	178	06.04.2023 18:57	310	0 %
	SENTRUM KABEL	617	5 630	11 535	6 668	2 200	132	22.01.2023 16:39	310	98 %
	SENTRUM LUFTNETT	174	1 593	3 264	1 887	623	16	22.01.2023 17:08	310	28 %
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	40	07.04.2023 18:42	310	0 %
	Sum	791	7 223	14 800	8 554	2 823	300	06.04.2023 14:12	395	98 %
NES TRAFOSTASJON	NES	-	-	-	-	-	36	22.01.2023 16:55	250	0 %
	OLV VENTILKAMMER	-	-	-	-	-	102	06.04.2023 19:04	400	0 %
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	17	22.01.2023 10:19	250	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	139	21.01.2023 09:18	790	0 %
NESBYEN SEKUNDÆRSTASJON	L11 SJONG	-	-	-	-	-	7	22.01.2023 19:00	375	0 %
	L12 STEINMOGUTU	195	1 779	3 645	2 107	695	104	23.01.2023 08:41	375	26 %
	L13 RUKKEDALEN	-	-	-	-	-	190	28.12.2022 16:56	375	0 %
	L15 NES-FLÅ	157	1 435	2 941	1 700	561	89	21.02.2023 18:19	375	21 %
	L16 MARKEDSPLASSEN-DEFA	-	-	-	-	-	92	23.01.2023 08:11	375	0 %
	L17 SAGTOMTEN	-	-	-	-	-	4	03.01.2023 17:45	275	0 %
	Sum	352	3 214	6 586	3 807	1 256	440	28.12.2022 16:49	1 160	15 %
FLÅ TRAFOSTASJON	FLÅ VEST L1	127	1 158	2 373	1 372	453	62	22.02.2023 14:16	248	25 %
	FLÅ ØST-L2	-	-	-	-	-	70	10.03.2023 08:18	248	0 %
	GULSVIK-L4	310	2 835	5 808	3 357	1 108	74	26.02.2023 14:58	248	62 %
	GULSVIKFJELL L5	-	-	-	-	-	72	06.04.2023 19:49	248	0 %
	Sum	437	3 993	8 181	4 729	1 561	228	24.02.2023 17:45	800	27 %
Total KW personbil DC-lading		2 237	20 424	41 849	24 190	7 983	1 873			#DIV/0!

Tabell 20 Resultat for middel scenario med hurtiglading av elbiler i 2040

		mye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata				100 %					
		Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata				23 %					
		primært hus og hytter									
		Maks effekt ---->		5 %	49 %	100 %	58 %	19 %			
Transformatorstasjon	Radial/Avgang	forbruk DC-lading (KW) 07:00-10:00	Forbruk DC-lading (KW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (KW) 13:00-19:00	Forbruk DC-lading (KW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (KW) 22:00-07:00	Utlest maks verdi 2023 (A)	tidspunkt	Maks kapasitet (A)	Belastning fra hurtiglading	
USTEKVEIKJA	22FE-FINSE	-	-	-	-	-	-		97	0 %	
	22HE-USTAOSET	-	-	-	-	-	-		258	0 %	
	Sum	-	-	-	-	-	-		355	0 %	
ØRTEREN TRAFOSTASJON	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	-		458	0 %	
	ØRTERTOPPEN	-	-	-	-	-	46	06.04.2023 18:30	290	0 %	
	Sum	-	-	-	-	-	54	06.04.2023 18:30	395	0 %	
RUD-HOL1	HOL1	-	-	-	-	-	-		-	#DIV/0!	
	HAGAFØSS1	-	-	-	-	-	101	03.04.2023 08:15	240	0 %	
	AURLAND-NORD HOVET	-	-	-	-	-	91	06.04.2023 11:15	240	0 %	
	Sum	-	-	-	-	-	195	03.04.2023 08:15	480	0 %	
GEILO TRAFOSTASJON	GEILO SENTRUM	203	1 850	3 792	2 192	723	157	06.04.2023 11:02	380	26 %	
	HAGAFØSS	-	-	-	-	-	119	06.04.2023 10:12	400	0 %	
	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	170	06.04.2023 10:40	220	0 %	
	SKURDALEN	31	285	584	337	111	180	06.04.2023 10:16	380	4 %	
	TIMREHAUGEN	82	749	1 535	887	293	118	06.04.2023 19:20	380	11 %	
	UTHUS	-	-	-	-	-	133	06.04.2023 11:38	380	0 %	
	VESTLIA	-	-	-	-	-	51	03.04.2023 07:53	400	0 %	
	Sum	316	2 884	5 910	3 416	1 127	807	06.04.2023 11:04	1 880	8 %	
KLEIVI TRAFOSTASJON	HOLSLINJA MOT ÅL	-	-	-	-	-	47	10.03.2023 07:50	202	0 %	
	INDUSTRI ØST	-	-	-	-	-	-		253	0 %	
	KLEIVI STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %	
	KLEIVI SØR	-	-	-	-	-	-		465	0 %	
	RENOVASJON	-	-	-	-	-	116	06.02.2023 10:10	253	0 %	
	SANGEFJELL	-	-	-	-	-	30	06.04.2023 10:25	63	0 %	
	Sum	-	-	-	-	-	208	10.03.2023 07:35	600	0 %	
ÅL TRAFOSTASJON	HOLLINJA	225	2 053	4 206	2 431	802	155	10.03.2023 09:00	465	24 %	
	LEVELD	-	-	-	-	-	187	02.04.2023 08:43	307	0 %	
	RUNDEMO	-	-	-	-	-	11	04.01.2023 10:50	240	0 %	
	SUNDRELINJA	-	-	-	-	-	133	10.03.2023 08:43	484	0 %	
	TORPOLINJA	-	-	-	-	-	140	08.03.2023 07:22	335	0 %	
	ÅL STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %	
	Sum	225	2 053	4 206	2 431	802	505	06.04.2023 10:14	-	#DIV/0!	
GOL TRAFOSTASJON	SENTRUM LUFTNETT	205	1 874	3 840	2 220	732	84	28.03.2023 08:20	335	30 %	
	ÅLINGSLINJEN	-	-	-	-	-	42	03.01.2023 19:38	265	0 %	
	GOL STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %	
	HEMSEDALESLINJA	-	-	-	-	-	90	10.03.2023 07:23	265	0 %	
	22K1E - KABEL 1	26	241	494	285	94	121	03.01.2023 12:43	310	4 %	
	22K2E - KABEL 2	-	-	-	-	-	118	23.01.2023 08:38	310	0 %	
	22K3E - KABEL 3	-	-	-	-	-	51	03.01.2023	240	0 %	
Sum	232	2 115	4 334	2 505	827	473	03.01.2023 13:13	1 050	11 %		
HAGASKOGEN TRAFOSTASJON	GOLSFJELLET	-	-	-	-	-	178	06.04.2023 18:57	310	0 %	
	SENTRUM KABEL	725	6 623	13 571	7 844	2 589	132	22.01.2023 16:39	310	115 %	
	SENTRUM LUFTNETT	205	1 874	3 840	2 220	732	16	22.01.2023 17:08	310	33 %	
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	40	07.04.2023 18:42	310	0 %	
	Sum	931	8 497	17 411	10 064	3 321	300	06.04.2023 14:12	395	116 %	
NES TRAFOSTASJON	NES	-	-	-	-	-	36	22.01.2023 16:55	250	0 %	
	OLV VENTILKAMMER	-	-	-	-	-	102	06.04.2023 19:04	400	0 %	
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	17	22.01.2023 10:19	250	0 %	
	Sum	-	-	-	-	-	139	21.01.2023 09:18	790	0 %	
NESBYEN SEKUNDÆRSTASJON	U1 SJONG	-	-	-	-	-	7	22.01.2023 19:00	375	0 %	
	U2 STEINMOGUTU	229	2 093	4 289	2 479	818	104	23.01.2023 08:41	375	30 %	
	U3 RUKKEDALEN	-	-	-	-	-	190	28.12.2022 16:56	375	0 %	
	U5 NES-FLÅ	185	1 689	3 460	2 000	660	89	21.02.2023 18:19	375	24 %	
	U6 MARKEDSPLASSEN-DEFA	-	-	-	-	-	92	23.01.2023 08:11	375	0 %	
	U7 SAGTOMTEN	-	-	-	-	-	4	03.01.2023 17:45	275	0 %	
	Sum	414	3 782	7 748	4 479	1 478	440	28.12.2022 16:49	1 160	18 %	
FLÅ TRAFOSTASJON	FLÅ VEST L1	149	1 362	2 792	1 614	533	62	22.02.2023 14:16	248	30 %	
	FLÅ ØST-L2	-	-	-	-	-	70	10.03.2023 08:18	248	0 %	
	GULSVIK-L4	365	3 335	6 833	3 950	1 303	74	26.02.2023 14:58	248	72 %	
	GULSVIKFJELL L5	-	-	-	-	-	72	06.04.2023 19:49	248	0 %	
	Sum	514	4 697	9 625	5 563	1 836	228	24.02.2023 17:45	800	32 %	
Total KW personbil DC-lading		2 631	24 028	49 235	28 458	9 391	1 873			#DIV/0!	

Tabell 21 Resultat fra høyt scenario for elbillading i 2040

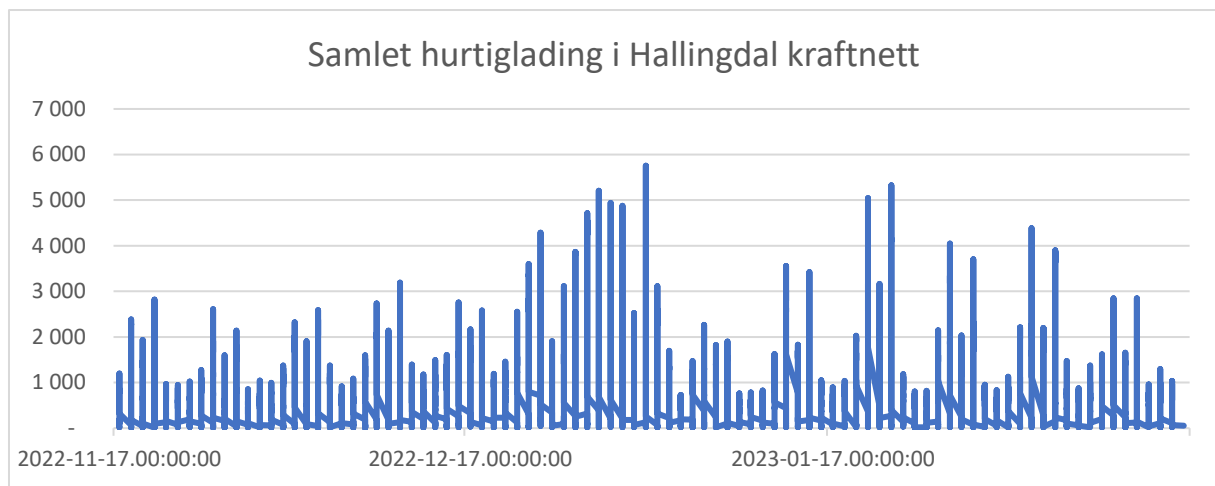
	mye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata					100 %				
	Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata					23 %				
	primært hus og hytter					1,04				
	Maks effekt ---->					5 %	49 %	100 %	58 %	19 %
Transformatorstasjon	Radial/Avgang	forbruk DC-lading (KW) 07:00-10:00	Forbruk DC-lading (KW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (KW) 13:00-19:00	Forbruk DC-lading (KW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (KW) 22:00-07:00	Utlest maks verdi 2023 (A)	tidspunkt	Maks kapasitet (A)	Belastning fra hurtiglading
USTEKVEIKJA	22FE-FINSE	-	-	-	-	-	-		97	0 %
	22HE-USTAOSET	-	-	-	-	-	-		258	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	-		355	0 %
ØRTEREN TRAFOSTASJON	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	-		458	0 %
	ØRTERTOPPEN	-	-	-	-	-	46	06.04.2023 18:30	290	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	54	06.04.2023 18:30	395	0 %
RUD-HOL1	HOL1	-	-	-	-	-	-		-	#DIV/0!
	HAGAFOSS1	-	-	-	-	-	101	03.04.2023 08:15	240	0 %
	AURLAND-NORD HOVET	-	-	-	-	-	91	06.04.2023 11:15	240	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	195	03.04.2023 08:15	480	0 %
GEILO TRAFOSTASJON	GEILO SENTRUM	212	1 932	3 959	2 288	755	157	06.04.2023 11:02	380	27 %
	HAGAFOSS	-	-	-	-	-	119	06.04.2023 10:12	400	0 %
	HAUGASTØL	-	-	-	-	-	170	06.04.2023 10:40	220	0 %
	SKURDALEN	33	297	609	352	116	180	06.04.2023 10:16	380	4 %
	TIMREHAUGEN	86	782	1 602	926	306	118	06.04.2023 19:20	380	11 %
	UTHUS	-	-	-	-	-	133	06.04.2023 11:38	380	0 %
	VESTLIA	-	-	-	-	-	51	03.04.2023 07:53	400	0 %
	Sum	330	3 011	6 171	3 567	1 177	807	06.04.2023 11:04	1 880	9 %
KLEIVI TRAFOSTASJON	HOLSLINJA MOT ÅL	-	-	-	-	-	47	10.03.2023 07:50	202	0 %
	INDUSTRI ØST	-	-	-	-	-	-		253	0 %
	KLEIVI STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %
	KLEIVI SØR	-	-	-	-	-	-		465	0 %
	RENOVASJON	-	-	-	-	-	116	06.02.2023 10:10	253	0 %
	SANGEFJELL	-	-	-	-	-	30	06.04.2023 10:25	63	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	208	10.03.2023 07:35	600	0 %
ÅL TRAFOSTASJON	HOLLINJA	235	2 143	4 392	2 538	838	155	10.03.2023 09:00	465	25 %
	LEVELD	-	-	-	-	-	187	02.04.2023 08:43	307	0 %
	RUNDEMO	-	-	-	-	-	11	04.01.2023 10:50	240	0 %
	SUNDRELINJA	-	-	-	-	-	133	10.03.2023 08:43	484	0 %
	TORPOLINJA	-	-	-	-	-	140	08.03.2023 07:22	335	0 %
	ÅL STASJONSTRAFO	-	-	-	-	-	1		10	0 %
	Sum	235	2 143	4 392	2 538	838	505	06.04.2023 10:14	-	#DIV/0!
	GOL TRAFOSTASJON	SENTRUM LUFTNETT	214	1 957	4 009	2 317	765	84	28.03.2023 08:20	335
ÅLINGSLINJEN		-	-	-	-	-	42	03.01.2023 19:38	265	0 %
GOL STASJONSTRAFO		-	-	-	-	-	1		10	0 %
HEMSEDALESLINJA		-	-	-	-	-	90	10.03.2023 07:23	265	0 %
22K1E - KABEL 1		28	252	516	298	98	121	03.01.2023 12:43	310	4 %
22K2E - KABEL 2		-	-	-	-	-	118	23.01.2023 08:38	310	0 %
22K3E - KABEL 3		-	-	-	-	-	51	03.01.2023	240	0 %
Sum		242	2 208	4 525	2 616	863	473	03.01.2023 13:13	1 050	11 %
HAGASKOGEN TRAFOSTASJON	GOLSFJELLET	-	-	-	-	-	178	06.04.2023 18:57	310	0 %
	SENTRUM KABEL	757	6 915	14 170	8 190	2 703	132	22.01.2023 16:39	310	120 %
	SENTRUM LUFTNETT	214	1 957	4 009	2 317	765	16	22.01.2023 17:08	310	34 %
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	40	07.04.2023 18:42	310	0 %
	Sum	972	8 872	18 179	10 508	3 468	300	06.04.2023 14:12	395	121 %
NES TRAFOSTASJON	NES	-	-	-	-	-	36	22.01.2023 16:55	250	0 %
	OLV VENTILKAMMER	-	-	-	-	-	102	06.04.2023 19:04	400	0 %
	SVENKERUD	-	-	-	-	-	17	22.01.2023 10:19	250	0 %
	Sum	-	-	-	-	-	139	21.01.2023 09:18	790	0 %
NESBYEN SEKUNDÆRSTASJON	U1 SJONG	-	-	-	-	-	7	22.01.2023 19:00	375	0 %
	U2 STEINMOGUTU	239	2 185	4 478	2 588	854	104	23.01.2023 08:41	375	31 %
	U3 RUKKEDALEN	-	-	-	-	-	190	28.12.2022 16:56	375	0 %
	U5 NES-FLÅ	193	1 763	3 612	2 088	689	89	21.02.2023 18:19	375	25 %
	U6 MARKEDSPLASSEN-DEFA	-	-	-	-	-	92	23.01.2023 08:11	375	0 %
	U7 SAGTOMTEN	-	-	-	-	-	4	03.01.2023 17:45	275	0 %
	Sum	432	3 948	8 090	4 676	1 543	440	28.12.2022 16:49	1 160	18 %
FLÅ TRAFOSTASJON	FLÅ VEST L1	156	1 423	2 915	1 685	556	62	22.02.2023 14:16	248	31 %
	FLÅ ØST-L2	-	-	-	-	-	70	10.03.2023 08:18	248	0 %
	GULSVIK-L4	381	3 482	7 135	4 124	1 361	74	26.02.2023 14:58	248	76 %
	GULSVIKFJELL L5	-	-	-	-	-	72	06.04.2023 19:49	248	0 %
	Sum	537	4 904	10 049	5 809	1 917	228	24.02.2023 17:45	800	33 %
	Total KW personbil DC-lading	2 747	25 088	51 405	29 713	9 806	1 873			#DIV/0!

Tabell 22 Resultat for lading av tungtrafikken i 2040.

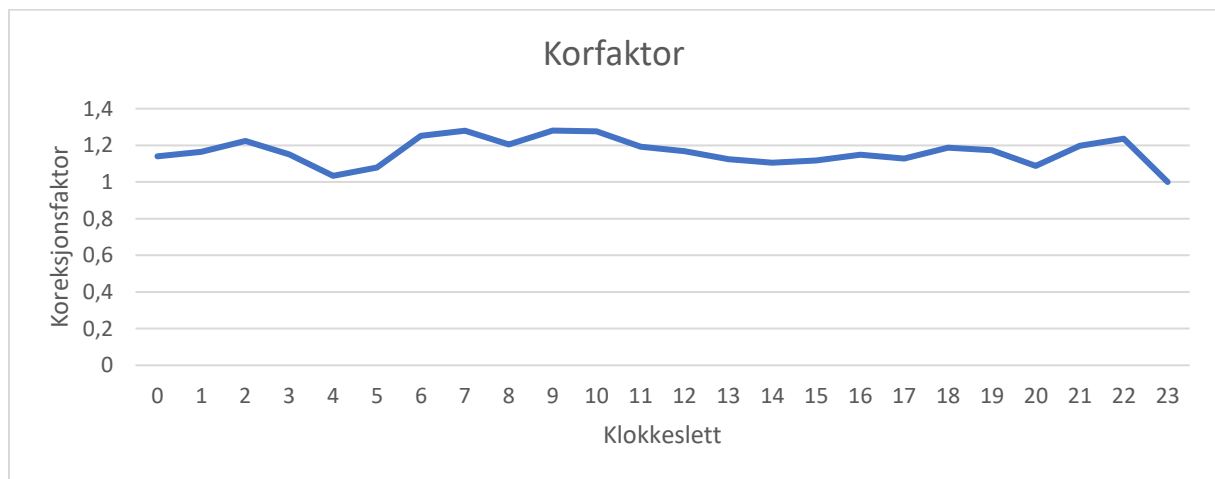
	effekt KW	andel av timen								
Ladeeffekt dag	350	0,75								
Ladeeffekt natt	100	1								
faktor døgnavari	1,285714286									

Tabell 23 grunnlag for lastprofil tilknyttet hurtiglading av elbil

READING_TII	23.des	24.des	25.des	26.des	27.des	28.des	29.des	30.des	31.des	01.jan	gjennomsnit energi	Andel	Effekt	Lavt scenario	middelscena	føyt scenario
00:00:00	852,00	410,72	105,03	319,44	381,81	467,51	249,93	249,23	216,15	156,06	340,79	0,9 %	7,4 %	3091,40486	3636,9469	3797,30957
01:00:00	370,81	181,06	313,21	105,70	324,12	233,89	330,23	129,71	103,42	80,35	217,25	0,6 %	4,7 %	1970,7595	2318,54059	2420,77122
02:00:00	163,12	111,82	150,42	126,50	98,37	165,46	177,97	100,70	161,15	52,06	130,76	0,3 %	2,8 %	1186,1458	1395,46565	1456,99544
03:00:00	54,66	110,56	39,08	83,95	128,04	79,25	157,58	63,37	122,26	76,72	91,55	0,2 %	2,0 %	830,465212	977,017896	1020,09722
04:00:00	197,42	104,53	95,09	67,77	71,70	81,32	96,70	22,93	61,72	79,88	87,91	0,2 %	1,9 %	797,444272	938,169732	979,536134
05:00:00	198,01	33,20	188,25	18,11	21,93	18,80	30,56	22,06	20,91	21,79	57,36	0,1 %	1,2 %	520,33902	612,163553	639,155474
06:00:00	260,99	19,29	74,06	83,07	19,13	17,47	63,34	22,88	30,16	21,44	61,18	0,2 %	1,3 %	555,018264	652,962663	681,753526
07:00:00	216,17	45,53	19,96	57,46	30,01	45,00	82,27	59,17	70,99	63,91	69,05	0,2 %	1,5 %	626,353762	736,886779	769,378079
08:00:00	283,01	179,62	18,76	83,32	192,42	122,90	111,47	113,05	61,99	55,90	122,25	0,3 %	2,6 %	1108,92766	1304,62078	1362,14498
09:00:00	352,08	227,27	64,38	237,71	310,45	187,82	277,86	426,15	214,61	167,25	246,56	0,6 %	5,3 %	2236,61852	2631,3159	2747,33762
10:00:00	610,15	368,54	319,78	570,85	652,30	755,06	717,42	1 105,49	659,55	347,03	610,62	1,6 %	13,2 %	5539,12074	6516,61264	6803,94744
11:00:00	1 341,61	712,93	603,93	758,87	1 522,05	1 267,10	1 351,96	2 356,10	1 227,68	763,03	1 190,53	3,1 %	25,8 %	10799,6711	12705,4954	13265,7145
12:00:00	2 406,00	1 873,51	906,31	2 041,78	2 866,16	2 452,76	2 566,38	3 126,78	1 704,48	2 570,80	2 251,50	5,9 %	48,8 %	20424,0995	24028,3523	25087,8264
13:00:00	4 080,00	2 239,89	1 467,18	3 346,95	4 181,77	3 920,07	4 041,61	5 267,19	3 023,77	4 302,51	3 587,09	9,4 %	77,8 %	32539,7744	38282,0875	39970,0467
14:00:00	4 323,21	2 283,60	2 661,56	4 186,92	5 301,53	5 516,89	4 950,84	5 695,53	2 984,47	5 926,54	4 383,11	11,4 %	95,0 %	39760,6941	46777,2872	48839,8223
15:00:00	4 947,10	1 340,08	2 992,28	4 616,12	5 443,13	5 632,57	5 434,75	5 746,35	2 829,44	6 172,21	4 515,40	11,8 %	97,9 %	40960,7834	48189,1569	50313,9451
16:00:00	5 128,31	1 204,77	3 727,35	4 545,21	5 085,70	6 227,25	5 909,03	5 830,82	2 048,02	6 427,07	4 613,35	12,0 %	100,0 %	41849,328	49234,5036	51405,3839
17:00:00	4 977,35	1 009,00	3 226,95	4 620,86	5 643,21	5 418,22	5 642,02	5 784,99	1 468,94	6 884,69	4 467,62	11,7 %	96,8 %	40527,3624	47679,2499	49781,5549
18:00:00	3 760,57	216,60	3 078,68	3 472,77	4 751,65	4 994,43	5 123,38	4 415,12	619,15	6 127,55	3 655,99	9,5 %	79,2 %	33164,7434	39017,3451	40737,7238
19:00:00	3 743,55	188,55	1 681,17	2 228,87	3 898,43	3 691,69	3 321,10	3 364,30	162,99	4 385,23	2 666,59	7,0 %	57,8 %	24189,5503	28458,2944	29713,0964
20:00:00	2 775,07	75,04	1 937,10	2 148,39	3 149,74	2 801,93	2 689,54	2 182,84	355,02	3 271,85	2 138,65	5,6 %	46,4 %	19400,4556	22824,0654	23830,4392
21:00:00	1 720,18	108,25	1 684,78	1 223,06	2 041,73	2 165,20	2 003,62	1 392,51	200,30	2 114,60	1 465,42	3,8 %	31,8 %	13293,3588	15639,2457	16328,8217
22:00:00	1 092,22	188,47	1 218,99	985,20	990,12	1 261,54	1 278,26	1 088,54	105,28	591,31	879,99	2,3 %	19,1 %	7982,71985	9391,43512	9805,5285
23:00:00	629,96	62,00	659,50	296,64	827,00	817,47	743,18	217,12	83,54	312,18	464,86	1,2 %	10,1 %	4216,89438	4961,05221	5179,79821
											38 315,37	100,0 %				



Figur 33 akkumulert forbruksprofil fra samtlige eksisterende hurtigladestasjoner i Hallingdal med målt forbruk.



Figur 34 resultat fra korreksjonsfaktor for å estimere reell effekt fra timesforbruket ved ladestasjoner.

Sammenstilling

Tabell 24 sammenstilling av lading ved lavt trafikkscenario

	nye næringskommisjoner tilkoblet, som ikke tilkommer i forbruksdata										Sammenlagring ukontrollert										100 %	
	Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata										Sammenlagring priskontrollert										19 %	
	primært hus		eksisterende nett		normalisering		DC lading						Maks last ukontrollert lading		pristyrert lading							
	beregnet effekt (MW)	beregnet effekt (MW) 22:00-07:00	beregnet aktiv effekt (MW) 13:00-22:00	Nettkapasitet MW	Relevans (A)	effektforbruk normalisering (MW)	forbruk DC-lading (MW) 07:00-10:00	Forbruk DC-lading (MW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (MW) 13:00-19:00	forbruk DC-lading (MW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (MW) 22:00-07:00	Maks last (MW) 13:00-19:00	Belastnings-grad %	Last 19:00 (13:00-19:00)	Belastnings-grad %	Maks last MW (22:00-07:00)	Belastnings-grad %					
Transformatorstasjon	Radial/Avgang																					
	22KE-FINSE	0,03	0,03	0,08	4	97	0,05	-	-	-	-	0,13	3 %	0,09	2 %	0,07	2 %					
	22HE-USTAD	1,39	1,19	2,69	10	258	0,42	-	-	-	-	3,11	32 %	2,77	28 %	1,61	16 %					
	Sum	1,42	1,22	2,77	14	355	0,47	-	-	-	-	3,24	24 %	2,86	21 %	1,69	12 %					
ØSTEREN TRAFOSTASJON	HUAUGSTØL	0,17	0,14	0,30	17	458	0,05	-	-	-	-	0,35	2 %	0,31	2 %	0,20	1 %					
	ØRTERTOPPE	0,14	0,12	0,22	11	290	0,04	-	-	-	-	0,26	2 %	0,23	2 %	0,17	2 %					
	Sum	0,31	0,27	0,52	15	395	0,10	-	-	-	-	0,61	4 %	0,54	4 %	0,36	2 %					
	Sum	0,10	0,08	0,10	-	-	-	-	-	-	-	0,12	-	0,10	-	0,10	-					
RUD-HØI	HAGAFOSS1	4,04	3,46	5,44	9	240	1,24	-	-	-	-	6,68	73 %	5,68	63 %	4,71	53 %					
	AURLAND 1	3,81	3,27	6,81	9	240	1,55	-	-	-	-	8,36	91 %	7,11	78 %	4,82	53 %					
	Sum	7,95	6,81	12,35	18	480	2,82	-	-	-	-	15,17	83 %	12,89	70 %	9,63	53 %					
	Sum	1,81	1,55	2,65	14	380	0,60	0,17	1,57	3,22	1,86	0,61	6,47	45 %	5,99	41 %	2,77	19 %				
GEILO TRAFOSTASJON	HAGAFOSS	4,32	3,70	6,37	15	400	1,01	-	-	-	-	7,39	48 %	6,57	43 %	4,72	31 %					
	HUAUGSTØL	6,26	5,37	10,66	10	265	1,74	-	-	-	-	12,41	123 %	11,00	109 %	7,11	70 %					
	SØRDALLEN	6,60	5,66	12,15	14	380	2,44	0,03	0,24	0,50	0,29	15,09	108 %	13,11	91 %	8,20	57 %					
	BARBERENDE	3,00	2,57	4,10	14	380	0,78	0,07	0,64	1,30	0,75	6,09	42 %	5,49	39 %	3,60	25 %					
KLEIVI TRAFOSTASJON	ØTHUS	2,98	2,55	5,84	14	380	1,67	0,00	-	-	-	7,51	52 %	6,16	43 %	4,23	29 %					
	VESTLIA	2,07	1,77	2,73	15	400	0,63	-	-	-	-	3,37	22 %	2,86	19 %	2,41	16 %					
	Sum	27,03	23,18	44,41	72	1 880	8,88	0,27	2,45	5,02	2,90	0,96	58,32	81 %	51,13	71 %	33,02	46 %				
	Sum	1,88	1,61	2,03	8	202	0,32	-	-	-	-	2,35	30 %	2,09	27 %	1,93	25 %					
HOLSLINJA M	INDUSTRI ØS	0,01	0,01	0,01	10	253	0,00	-	-	-	-	0,01	0 %	0,01	0 %	0,01	0 %					
	INDUSTRI ØS	0,01	0,00	0,01	10	253	0,00	-	-	-	-	0,01	0 %	0,00	0 %	0,01	0 %					
	KLEIVI SØR	0,02	0,01	0,03	18	465	0,01	-	-	-	-	0,03	0 %	0,03	0 %	0,02	0 %					
	GENOVAØST	0,01	0,01	0,03	10	253	0,01	-	-	-	-	0,04	0 %	0,03	0 %	0,01	0 %					
ÅL TRAFOSTASJON	SANGEFJELL	1,15	0,98	1,96	2	63	0,35	-	-	-	-	2,32	96 %	2,03	85 %	1,34	56 %					
	Sum	3,06	2,63	4,07	23	600	0,69	-	-	-	-	4,76	21 %	4,20	18 %	3,32	15 %					
	HOLLINJA	6,14	5,27	7,22	18	465	1,63	0,19	1,74	3,58	2,07	0,68	12,43	70 %	11,10	63 %	7,58	43 %				
	LEVEL	7,10	6,08	11,71	12	307	3,72	-	-	-	-	15,43	132 %	12,42	106 %	9,80	84 %					
ØL TRAFOSTASJON	ØLUNDEN	0,22	0,19	0,28	9	240	0,33	-	-	-	-	0,31	12 %	0,26	12 %	0,23	12 %					
	SØNDALLEN	1,26	1,08	1,34	18	484	0,28	-	-	-	-	1,62	9 %	1,39	8 %	1,36	7 %					
	TORPOLINJA	4,66	3,99	6,58	13	335	2,01	-	-	-	-	8,59	67 %	6,96	55 %	6,00	47 %					
	ÅL STASJON	0,04	0,03	0,04	0	10	0,01	-	-	-	-	0,04	11 %	0,04	10 %	0,04	11 %					
GOL TRAFOSTASJON	Sum	19,41	16,65	27,16	40	1 049	7,68	0,19	1,74	3,58	2,07	0,68	38,42	96 %	32,20	81 %	25,01	63 %				
	ØSTUNDTUN	0,90	0,77	0,96	13	335	0,34	0,17	1,59	3,26	1,89	0,62	4,57	36 %	4,29	34 %	1,73	14 %				
	ALINGSBU	1,30	1,11	1,37	10	265	0,22	-	-	-	-	1,58	16 %	1,41	14 %	1,03	13 %					
	HEMSEDALEN	0,07	0,06	0,07	0	10	0,01	-	-	-	-	0,08	21 %	0,07	18 %	0,07	18 %					
AGASØKEN TRAFOSTASJON	Sum	3,02	2,59	4,61	10	265	0,57	-	-	-	-	6,17	61 %	4,90	49 %	4,16	41 %					
	22KE - KABE	1,40	1,20	1,62	12	310	0,30	0,02	0,20	0,42	0,24	0,08	2,34	20 %	2,09	18 %	1,59	13 %				
	22KE - KABE	2,16	1,85	2,36	12	310	0,52	-	-	-	-	2,88	24 %	2,46	21 %	2,37	20 %					
	22KE - KABE	1,87	1,61	2,07	9	240	0,71	-	-	-	-	2,78	30 %	2,20	24 %	2,32	25 %					
NES TRAFOSTASJON	Sum	10,72	9,19	13,04	40	1 050	3,67	0,20	1,80	3,68	2,13	0,70	20,39	51 %	17,42	44 %	13,57	34 %				
	ØLSØFJELL	3,30	3,07	4,20	10	310	2,75	-	-	-	-	11,95	101 %	9,71	87 %	6,72	57 %					
	MØRUM M	0,52	0,45	0,57	12	310	0,09	0,62	5,63	11,54	6,67	2,20	12,20	101 %	12,11	101 %	2,74	23 %				
	SENTRUM LU	0,61	0,53	0,67	12	310	0,13	0,17	1,59	3,26	1,89	0,62	4,07	34 %	3,56	34 %	1,28	11 %				
ESBYEN SEKUNDÆRSTASJON	Sum	1,25	1,07	1,30	12	310	0,25	-	-	-	-	1,55	13 %	1,35	11 %	1,32	11 %					
	Sum	7,02	6,02	11,75	15	395	3,22	0,79	7,22	14,80	8,55	2,82	29,77	196 %	27,16	185 %	12,06	80 %				
	NES	1,02	0,87	1,13	10	250	0,34	-	-	-	-	1,47	15 %	1,20	13 %	1,21	13 %					
	ØLV VENTILK	2,93	2,51	5,53	15	400	1,52	-	-	-	-	7,05	46 %	5,82	38 %	4,03	26 %					
FLÅ TRAFOSTASJON	ØVREKERUD	0,44	0,38	0,51	30	750	0,09	-	-	-	-	0,60	6 %	0,57	5 %	0,47	4 %					
	Sum	4,39	3,76	7,18	30	790	1,95	-	-	-	-	9,12	30 %	7,55	25 %	5,71	19 %					
	LU3 SIONG	0,23	0,20	0,25	14	375	0,04	-	-	-	-	0,29	2 %	0,25	2 %	0,24	2 %					
	LU3 STEINK	1,95	1,67	2,13	14	375	0,38	0,19	1,78	3,65	2,11	0,70	6,16	43 %	5,85	41 %	2,75	19 %				
NES TRAFOSTASJON	LU3 RUKEDA	6,02	5,16	13,65	14	375	4,47	-	-	-	-	18,12	127 %	14,50	101 %	9,63	67 %					
	NES-FLÅ	2,42	2,08	4,42	14	375	1,80	0,16	1,44	2,94	1,70	0,56	9,16	64 %	7,70	54 %	4,44	31 %				
	ØVREKERUD	1,83	1,57	1,94	14	375	0,15	-	-	-	-	2,29	16 %	2,01	14 %	1,91	13 %					
	LU3 KAGION	0,13	0,11	0,16	16	375	0,08	-	-	-	-	0,24	2 %	0,18	2 %	0,20	2 %					
FLÅ TRAFOSTASJON	Sum	12,57	10,78	22,55	44	1 160	7,12	0,35	3,21	6,59	3,81	1,26	36,25	82 %	30,49	69 %	19,16	43 %				
	FLÅ VEST-L2	0,65	0,56	0,72	9	248	0,16	0,13	1,16	2,37	1,37	0,45	3,25	34 %	3,12	33 %	1,18	12 %				
	FLÅ ØST-L2	2,32	1,99	3,77	9	248	1,34	-	-	-	-	5,10	54 %	4,02	43 %	3,33	35 %					
	GULSVIK-L4	1,87	1,60	3,08	9	248	1,20	0,31	2,83	5,81	3,36	1,11	10,09	107 %	9,12	96 %	3,91	41 %				
Lastebilblanding	GULSVIKFJEL	2,45	2,10	5,18	9	248	1,90	-	-	-	-	7,08	75 %	5,54	59 %	4,40	42 %					
	Sum	7,29	6,25	12,74	30	800	4,60	0,44	3,89	8,18	4,73	1,56	25,52	84 %	21,80	72 %	12,42	41 %				
	Total	101	87	159	341	8 954	41	2,07	1,39	2,83	2,83	5,29	2,83	72 %	211	62 %	3,81	41 %				

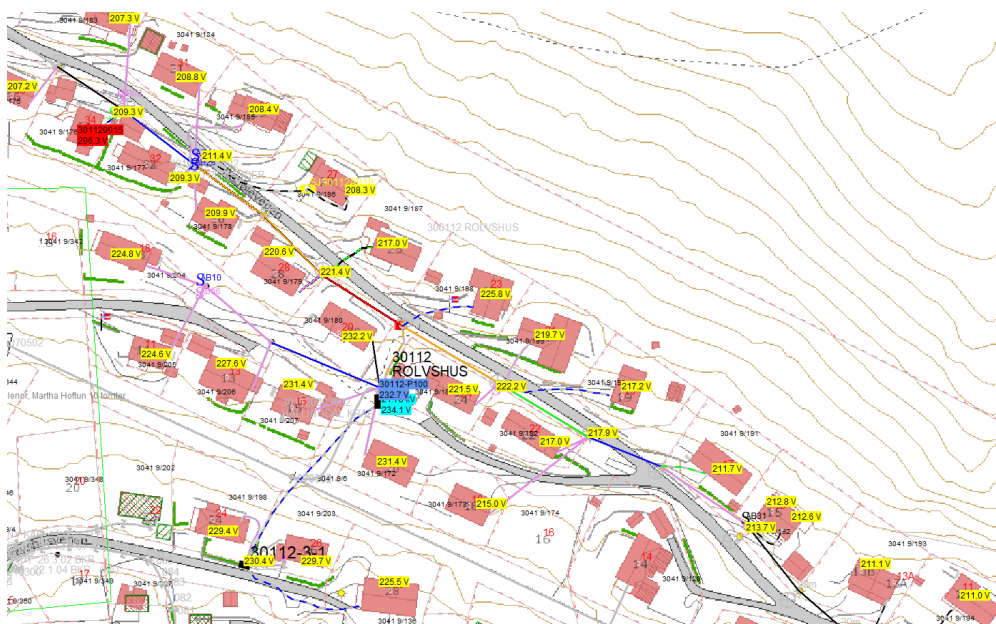
Tabell 25 Sammenstilling av lading ved middel scenario

		nye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata				ammenlagring ukontrollert				100 %											
		Sentrumsområdet med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata				menlagring priskontrollert				19 %											
		Eksisterende nett				Normalisering				DC lading				Maks last ukontrollert lading				pristyst lading			
		Radial/Aggregat	Beregnet effekt (MW) 22:00-07:00	Beregnet aktiv effekt (MW) 16:00-22:00	Nettkapasitet MW	Relevans (A)	effektforbruk normaliseringen (MW)	forbruk DC-lading (MW) 07:00-10:00	forbruk DC-lading (MW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (MW) 13:00-19:00	forbruk DC-lading (MW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (MW) 22:00-07:00	Maks last (MW) (13:00-19:00)	Belastningsgrad %	Last MW (13:00-19:00)	Belastningsgrad %	Maks last MW (22:00-07:00)	Belastningsgrad %			
Transformatorstasjon	22FE-FINSE	0,03	0,03	0,08	4	97	0,05	-	-	-	-	-	0,14	4 %	0,09	2 %	0,08	2 %			
	22HE-USTAD	1,39	1,19	2,69	10	258	0,49	-	-	-	-	-	3,18	32 %	2,78	28 %	1,69	17 %			
	Sum	1,42	1,22	2,77	14	355	0,55	-	-	-	-	-	3,32	25 %	2,87	21 %	1,77	13 %			
	HAUGASTØL	0,17	0,14	0,30	17	458	0,06	-	-	-	-	-	0,36	2 %	0,31	2 %	0,20	1 %			
ØSTEREN TRAFOSTASJON	ØRTERTOPPE	0,14	0,12	0,22	11	290	0,05	-	-	-	-	-	0,27	2 %	0,23	2 %	0,18	2 %			
	Sum	0,31	0,27	0,52	15	395	0,11	-	-	-	-	-	0,63	4 %	0,54	4 %	0,38	3 %			
	RESE	0,10	0,08	0,10	-	-	0,02	-	-	-	-	-	0,12	-	0,10	-	0,11	#DIV/0!			
	HAGAFOSS	4,04	3,46	5,44	9	240	1,46	-	-	-	-	-	6,90	75 %	5,72	63 %	4,93	54 %			
RUD-HOLI	AURLAND-NV	3,81	3,27	6,81	9	240	1,83	-	-	-	-	-	8,64	94 %	7,16	78 %	5,09	56 %			
	Sum	7,95	6,81	12,35	18	480	3,31	-	-	-	-	-	15,66	86 %	12,98	71 %	10,13	55 %			
	GEILO SENTRUM	1,81	1,55	2,65	14	380	0,71	0,20	1,85	3,79	2,19	0,72	7,15	49 %	6,58	45 %	2,98	21 %			
	HAGAFOSS	4,32	3,70	6,37	15	400	1,19	-	-	-	-	-	7,56	50 %	6,60	43 %	4,90	32 %			
GEILO TRAFOSTASJON	HAUGASTØL	6,26	5,37	10,66	10	265	2,05	-	-	-	-	-	12,71	126 %	11,06	109 %	7,41	73 %			
	SKURDALEN	6,60	5,66	12,15	14	380	2,88	0,03	0,28	0,58	0,34	0,11	15,61	108 %	13,28	92 %	8,64	60 %			
	TIMREHAUG	3,00	2,57	4,00	14	380	0,92	0,08	0,75	1,53	0,89	0,29	6,45	45 %	5,71	39 %	3,78	26 %			
	ØTHUS	2,98	2,55	5,84	14	380	1,97	-	-	-	-	-	7,81	54 %	6,21	43 %	4,52	31 %			
	VESTIA	2,07	1,77	2,73	15	400	0,75	-	-	-	-	-	3,48	23 %	2,88	19 %	2,52	17 %			
	Sum	27,03	23,18	44,41	72	1880	10,45	0,32	2,88	5,91	3,42	1,13	60,77	85 %	52,31	73 %	34,76	49 %			
	HOLSLINJA M	1,88	1,61	2,03	8	202	0,37	-	-	-	-	-	2,40	31 %	2,10	27 %	1,98	26 %			
	INDUSTRI ØS	0,01	0,01	0,01	10	253	0,00	-	-	-	-	-	0,01	0 %	0,01	0 %	0,01	0 %			
KLEIVI TRAFOSTASJON	KLEIVI STASJ	0,01	0,00	0,01	0	10	0,00	-	-	-	-	-	0,01	2 %	0,01	2 %	0,01	2 %			
	KLEIVI SPR	0,02	0,01	0,03	18	465	0,01	-	-	-	-	-	0,04	0 %	0,03	0 %	0,02	0 %			
	RENOVASJØN	0,01	0,01	0,03	10	253	0,01	-	-	-	-	-	0,04	0 %	0,03	0 %	0,02	0 %			
	SANGEFJELL	1,15	0,98	1,96	2	63	0,42	-	-	-	-	-	2,38	99 %	2,04	85 %	1,40	58 %			
	Sum	3,06	2,63	4,07	23	600	0,81	-	-	-	-	-	4,88	21 %	4,22	18 %	3,44	15 %			
	HOLSLINJA	6,14	5,27	7,22	18	465	1,92	0,22	2,05	4,21	2,43	0,80	13,35	75 %	11,79	67 %	7,99	45 %			
ÅL TRAFOSTASJON	LEVELD	7,10	6,08	11,71	12	307	4,37	-	-	-	-	-	16,09	138 %	12,55	107 %	10,46	89 %			
	RUNDEMO	0,22	0,19	0,28	9	240	0,03	-	-	-	-	-	0,31	3 %	0,28	3 %	0,22	2 %			
	SUNDELINJA	1,26	1,08	1,34	18	484	0,33	-	-	-	-	-	1,67	9 %	1,40	8 %	1,41	8 %			
	TORPOLINJA	4,66	3,99	6,58	13	335	2,36	-	-	-	-	-	8,94	70 %	7,03	55 %	6,36	50 %			
	ÅL STASJON	0,04	0,03	0,04	0	10	0,01	-	-	-	-	-	0,05	12 %	0,04	10 %	0,04	12 %			
	Sum	19,41	16,65	27,16	40	1049	9,04	0,22	2,05	4,21	2,43	0,80	40,40	101 %	33,09	83 %	26,48	66 %			
	SENTRUM LL	0,90	0,77	0,96	13	335	0,40	0,21	1,87	3,84	2,22	0,73	5,20	41 %	4,48	38 %	1,90	15 %			
	ÅLINGSLINJE	1,30	1,11	1,37	10	265	0,26	-	-	-	-	-	1,62	16 %	1,41	14 %	1,37	14 %			
GOL TRAFOSTASJON	ØSTRE SPR	0,07	0,06	0,07	0	10	0,02	-	-	-	-	-	0,08	21 %	0,07	18 %	0,07	19 %			
	HEMSEDALS	3,02	2,59	4,61	10	265	1,84	-	-	-	-	-	6,45	64 %	4,96	49 %	4,43	44 %			
	22KE - KABE	1,40	1,20	1,62	12	310	0,35	0,03	0,24	0,49	0,29	0,09	2,47	21 %	2,18	18 %	1,65	14 %			
	22KE - KABE	2,16	1,85	2,36	12	310	0,61	-	-	-	-	-	2,97	25 %	2,47	21 %	2,47	21 %			
JAGASKOGEN TRAFOSTASJON	22KE - KABE	1,87	1,61	2,07	9	240	0,84	-	-	-	-	-	2,91	32 %	2,23	24 %	2,44	27 %			
	Sum	10,72	9,19	13,04	40	1050	4,32	0,23	2,12	4,33	2,51	0,83	21,69	54 %	18,19	45 %	14,34	36 %			
	GOLSFJELLET	4,63	3,97	9,20	12	310	3,23	-	-	-	-	-	12,44	105 %	9,82	83 %	7,20	61 %			
	SENTRUM LL	0,52	0,45	0,57	12	310	0,11	0,73	6,62	13,57	7,84	2,59	14,25	121 %	14,16	120 %	3,15	27 %			
	SENTRUM LL	0,61	0,53	0,67	12	310	0,16	0,21	1,87	3,84	2,22	0,73	4,67	40 %	4,54	38 %	1,42	12 %			
	SVENKERUD	1,25	1,07	1,30	12	310	0,29	-	-	-	-	-	1,60	14 %	1,36	12 %	1,37	12 %			
	Sum	7,02	6,02	11,75	15	395	3,79	0,93	8,50	17,41	10,06	3,32	32,95	213 %	29,88	193 %	13,13	87 %			
	NES	1,02	0,87	1,13	10	250	0,40	-	-	-	-	-	1,53	16 %	1,21	13 %	1,27	13 %			
NES TRAFOSTASJON	ØLV VENTILK	2,93	2,51	5,53	15	400	1,79	-	-	-	-	-	7,32	48 %	5,87	39 %	4,30	28 %			
	SVENKERUD	0,44	0,38	0,51	10	250	0,10	-	-	-	-	-	0,62	6 %	0,53	6 %	0,48	5 %			
	Sum	4,39	3,76	7,18	30	790	2,29	-	-	-	-	-	9,47	31 %	7,61	25 %	6,05	20 %			
	L11 SJONG	0,23	0,20	0,25	14	375	0,05	-	-	-	-	-	0,30	2 %	0,26	2 %	0,25	2 %			
JESBYEN SEKUNDRÆSTASJON	ØSTREINMO	1,95	1,67	2,13	14	375	0,45	0,23	2,09	4,29	2,48	0,82	6,87	48 %	6,50	46 %	2,94	21 %			
	L13 RUKEDA	6,02	5,16	13,65	14	375	5,26	-	-	-	-	-	18,91	192 %	14,65	103 %	10,42	73 %			
	ØSTREINMO	2,42	2,08	4,42	14	375	2,12	0,18	1,69	3,46	2,00	0,66	9,99	70 %	8,28	58 %	4,85	34 %			
	ØSTREINMO	1,83	1,57	1,94	14	375	0,41	-	-	-	-	-	2,35	16 %	2,02	14 %	1,97	14 %			
FLÅ TRAFOSTASJON	L17 SAGTOM	0,13	0,11	0,16	10	275	0,10	-	-	-	-	-	0,26	2 %	0,18	2 %	0,21	2 %			
	Sum	12,57	10,78	22,55	44	1160	8,38	0,41	3,78	7,75	4,48	1,48	38,68	87 %	31,89	72 %	20,64	47 %			
	FLÅ VEST-L1	0,65	0,56	0,72	9	248	0,19	0,15	1,36	2,79	1,61	0,53	3,70	39 %	3,54	37 %	1,28	14 %			
	FLÅ ØST-L2	2,32	1,99	3,77	9	248	1,57	-	-	-	-	-	5,34	56 %	4,07	43 %	3,56	38 %			
FLÅ TRAFOSTASJON	ØSTREINMO	1,87	1,60	3,08	9	248	1,41	0,37	3,33	6,83	3,95	1,30	11,32	120 %	10,18	108 %	4,32	46 %			
	GULSVIKFJELL	2,45	2,10	5,18	9	248	2,24	-	-	-	-	-	7,42	78 %	5,61	59 %	4,34	46 %			
	Sum	7,29	6,25	12,74	30	800	5,41	0,51	4,70	9,62	5,56	1,84	27,78	91 %	23,40	77 %	13,50	44 %			
	Lastebillegg						7,73	5,08	7,16	17,16	16,52		6,71		6,71		16,52				
Total		101	87	159	341	8 954	48	10	29	58	36	26	271	79 %	231	68 %	178	52 %			

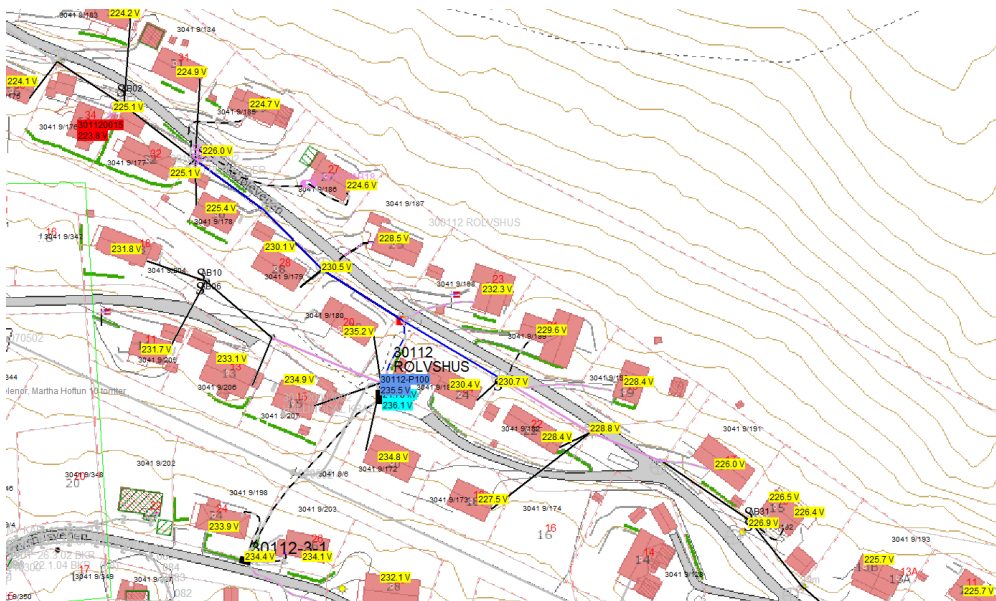
Tabell 26 Sammenstilling av lading ved høyt scenario

		nye næringsvirksomheter tilkoblet, som ikke kommer med i forbruksdata					Sammenlagring ukontrollert		100 %											
		Sentrumsområde med noe næring som ikke tilkommer i forbruksdata					ammenlagring priskontrolle		19 %											
		Eksisterende nett					Normalisering		DC lading		Maks last ukontrollert lading		prisstyrt lading							
		Radial/Avgang	beregnet effekt (MW)	Beregnet effekt natt (MW) 22:00-07:00	beregnet aktiv effekt (MW) 16:00-22:00	Nettkapasitet MW	Relevans (A)	effektforbruk normalisering (MW)	forbruk DC-lading (MW) 07:00-10:00	forbruk DC-lading (MW) 10:00-13:00	forbruk DC-lading (MW) 13:00-19:00	forbruk DC-lading (MW) 19:00-22:00	forbruk DC-lading (MW) 22:00-07:00	Maks last (MW) (13:00-19:00)	Belastningsgrad %	Last MW (13:00-19:00)	Belastningsgrad %	Maks last (MW) (22:00-07:00)	Belastningsgrad %	
Transformatorstasjon	ØSTERVEIKJA	22FE-FINSE	0,03	0,03	0,08	4	97	0,05	-	-	-	-	-	0,14	4 %	0,09	2 %	0,08	2 %	
		22HE-USTAD	1,39	1,19	2,69	10	258	0,49	-	-	-	-	-	3,18	32 %	2,78	28 %	1,69	17 %	
		Sum	1,42	1,22	2,77	14	355	0,55	-	-	-	-	-	3,32	25 %	2,87	21 %	1,77	13 %	
ØRTEREN TRAFOSTASJON		HAUGASTØL	0,17	0,14	0,30	17	458	0,06	-	-	-	-	-	0,36	2 %	0,31	2 %	0,20	1 %	
		ØRTERTOPPE	0,14	0,12	0,22	11	290	0,05	-	-	-	-	-	0,27	2 %	0,23	2 %	0,18	2 %	
		Sum	0,31	0,27	0,52	15	395	0,11	-	-	-	-	-	0,63	4 %	0,54	4 %	0,38	3 %	
RUD-HOLI		HOLI	0,10	0,08	0,10	-	-	0,02	-	-	-	-	-	0,12	-	0,10	-	0,11	#DIV/0!	
		HAGAFOSS1	4,04	3,46	5,44	9	240	1,46	-	-	-	-	-	6,90	75 %	5,72	63 %	4,93	54 %	
		AURLAND-N	3,81	3,27	6,81	9	240	1,83	-	-	-	-	-	8,64	94 %	7,16	78 %	5,09	56 %	
GEILO TRAFOSTASJON		Sum	7,95	6,81	12,35	18	480	3,31	-	-	-	-	-	15,66	86 %	12,98	71 %	10,13	55 %	
		GEILO SENTRUM	1,81	1,55	2,65	14	380	0,71	0,21	1,93	3,96	2,29	0,76	7,31	51 %	6,74	47 %	3,01	21 %	
		HAGAFOSS	4,32	3,70	6,37	15	400	1,19	-	-	-	-	-	7,56	50 %	6,60	43 %	4,90	32 %	
KLEIVI TRAFOSTASJON		HAUGASTØL	6,26	5,37	10,66	10	265	2,05	-	-	-	-	-	12,71	126 %	11,06	109 %	7,41	73 %	
		SKURDALEN	6,60	5,66	12,15	14	380	2,88	0,03	0,30	0,61	0,35	0,12	15,63	108 %	13,31	92 %	8,65	60 %	
		TIMREHAUG	3,00	2,57	4,00	14	380	0,92	0,09	0,78	1,60	0,93	0,31	6,52	45 %	5,78	40 %	3,79	26 %	
ÅL TRAFOSTASJON		ØTHUS	2,98	2,55	5,84	14	380	1,97	-	-	-	-	-	7,81	54 %	6,21	43 %	4,52	31 %	
		VESTLIA	2,07	1,77	2,73	15	400	0,75	-	-	-	-	-	3,48	23 %	2,88	19 %	2,52	17 %	
		Sum	27,03	23,18	44,41	72	1 880	10,45	0,33	3,01	6,17	3,57	1,18	61,03	85 %	52,57	73 %	34,81	49 %	
HOLJUNIA		HOLJUNIA M	1,88	1,61	2,03	8	202	0,37	-	-	-	-	-	2,40	31 %	2,10	27 %	1,98	26 %	
		INDUSTRI	0,01	0,01	0,01	10	253	0,00	-	-	-	-	-	0,01	0 %	0,01	0 %	0,01	0 %	
		KLEIVI STASJON	0,01	0,00	0,01	0	10	0,00	-	-	-	-	-	0,01	2 %	0,01	2 %	0,01	2 %	
KLEIVI TRAFOSTASJON		KLEIVI SDR	0,02	0,01	0,03	18	465	0,01	-	-	-	-	-	0,04	0 %	0,03	0 %	0,02	0 %	
		RENOVASJON	0,01	0,01	0,03	10	253	0,01	-	-	-	-	-	0,04	0 %	0,03	0 %	0,02	0 %	
		SANGEFJELL	1,15	0,98	1,96	2	63	0,42	-	-	-	-	-	2,38	99 %	2,04	85 %	1,40	58 %	
ÅL TRAFOSTASJON		Sum	3,06	2,63	4,07	23	600	0,81	-	-	-	-	-	4,88	21 %	4,22	18 %	3,44	15 %	
		HOLJUNIA	6,14	5,27	7,22	18	465	1,92	0,23	2,14	4,39	2,54	0,84	13,53	76 %	11,98	68 %	8,03	45 %	
		LEVOLD	7,10	6,08	11,71	12	307	4,37	-	-	-	-	-	16,09	138 %	12,55	107 %	10,46	89 %	
GOL TRAFOSTASJON		RUMDEMO	0,22	0,19	0,28	9	240	0,03	-	-	-	-	-	0,31	3 %	0,28	3 %	0,22	2 %	
		SUNDREIN	1,26	1,08	1,34	18	484	0,33	-	-	-	-	-	1,67	9 %	1,40	8 %	1,41	8 %	
		TORPOLINIA	4,66	3,99	6,58	13	335	2,36	-	-	-	-	-	8,94	70 %	7,03	55 %	6,36	50 %	
GOL TRAFOSTASJON		ÅL STASJON	0,04	0,03	0,04	0	10	0,01	-	-	-	-	-	0,05	12 %	0,04	10 %	0,04	12 %	
		Sum	19,41	16,65	27,16	40	1 049	9,04	0,23	2,14	4,39	2,54	0,84	40,59	102 %	33,28	83 %	26,52	66 %	
		SENTRUM II	0,90	0,77	0,96	13	335	0,40	0,21	1,96	4,01	2,32	0,76	5,37	42 %	5,05	40 %	1,93	15 %	
GOL TRAFOSTASJON		ÅLINGSUNIE	1,30	1,11	1,37	10	265	0,26	-	-	-	-	-	1,62	16 %	1,41	14 %	1,37	14 %	
		GOL STASJON	0,07	0,06	0,07	0	10	0,02	-	-	-	-	-	0,08	21 %	0,07	18 %	0,07	19 %	
		HEMSEDALE	3,02	2,59	4,61	10	265	1,84	-	-	-	-	-	6,45	64 %	4,96	49 %	4,43	44 %	
AGASKOGEN TRAFOSTASJON		22JSE - KABE	1,40	1,20	1,62	12	310	0,35	0,03	0,25	0,52	0,30	0,10	2,49	21 %	2,20	19 %	1,66	14 %	
		22KSE - KABE	2,16	1,85	2,36	12	310	0,61	-	-	-	-	-	2,97	25 %	2,47	21 %	2,47	21 %	
		22KSE - KABE	1,87	1,61	2,07	9	240	0,84	-	-	-	-	-	2,91	32 %	2,23	24 %	2,44	27 %	
AGASKOGEN TRAFOSTASJON		Sum	10,72	9,19	13,04	40	1 050	4,32	0,24	2,21	4,53	2,62	0,86	21,88	55 %	18,39	46 %	14,37	36 %	
		GOLSFJELLET	4,63	3,97	9,20	12	310	3,23	-	-	-	-	-	12,44	105 %	9,82	83 %	7,20	61 %	
		SENTRUM K	0,52	0,45	0,57	12	310	0,11	0,76	6,92	14,17	8,19	2,70	14,85	126 %	14,76	125 %	3,26	28 %	
NES TRAFOSTASJON		SENTRUM LL	0,61	0,53	0,67	12	310	0,16	0,21	1,96	4,01	2,32	0,76	4,84	41 %	4,71	40 %	1,45	12 %	
		SVENKERUD	1,25	1,07	1,30	12	310	0,29	-	-	-	-	-	1,60	14 %	1,36	12 %	1,37	12 %	
		Sum	7,02	6,02	11,75	15	395	3,79	0,97	8,87	18,18	10,51	3,47	33,72	224 %	30,65	204 %	13,28	88 %	
ESBYEN SEKUNDERSTASJON		NES	1,02	0,87	1,13	10	250	0,40	-	-	-	-	-	1,53	16 %	1,21	13 %	1,27	13 %	
		OLV VENTILK	2,93	2,51	5,53	15	400	1,79	-	-	-	-	-	7,32	48 %	5,87	39 %	4,30	28 %	
		SVENKERUD	0,44	0,38	0,51	10	250	0,10	-	-	-	-	-	0,62	6 %	0,53	6 %	0,48	5 %	
FLÅ TRAFOSTASJON		Sum	4,39	3,76	7,18	30	790	2,29	-	-	-	-	-	9,47	31 %	7,61	25 %	6,05	20 %	
		LI1 SJONG	0,23	0,20	0,25	14	375	0,05	-	-	-	-	-	0,30	2 %	0,26	2 %	0,25	2 %	
		LI3 RUKKEDÅ	1,95	1,67	2,13	14	375	0,45	0,24	2,19	4,48	2,59	0,85	7,06	49 %	6,69	47 %	2,98	21 %	
FLÅ TRAFOSTASJON		LI5 RUKKEDÅ	6,02	5,16	13,65	14	375	5,26	-	-	-	-	-	18,91	132 %	14,65	103 %	10,42	73 %	
		LI5 NES-FLÅ	2,42	2,08	4,42	14	375	2,12	0,19	1,76	3,61	2,09	0,69	10,15	71 %	8,43	59 %	4,88	34 %	
		LI6 MARKED	1,83	1,57	1,94	14	375	0,41	-	-	-	-	-	2,35	16 %	2,02	14 %	1,97	14 %	
FLÅ TRAFOSTASJON		LI7 SAGTOM	0,13	0,11	0,16	10	275	0,10	-	-	-	-	-	0,26	2 %	0,18	2 %	0,21	2 %	
		Sum	12,57	10,78	22,55	44	1 160	8,38	0,43	3,95	8,09	4,68	1,54	39,02	88 %	32,24	73 %	20,70	47 %	
		FLÅ VEST-L1	0,65	0,56	0,72	9	248	0,19	0,16	1,42	2,91	1,68	0,56	3,82	40 %	3,67	39 %	1,31	14 %	
FLÅ TRAFOSTASJON		FLÅ ØST-L2	2,32	1,99	3,77	9	248	1,57	-	-	-	-	-	5,34	56 %	4,07	43 %	3,56	38 %	
		GULSVIK-L4	1,87	1,60	3,08	9	248	1,41	0,38	3,48	7,13	4,12	1,36	11,63	123 %	10,48	111 %	4,38	46 %	
		GULSVIKFJEL	2,45	2,10	5,18	9	248	2,24	-	-	-	-	-	7,42	78 %	5,61	59 %	4,34	46 %	
Lastebillading		Sum	7,29	6,25	12,74	30	800	5,41	0,54	4,90	10,05	5,81	1,92	28,20	93 %	23,82	78 %	13,58	45 %	
		Total	101	87	159	341	8 954	48	14	33	41	35	269	79 %	230	67 %	170	50 %		

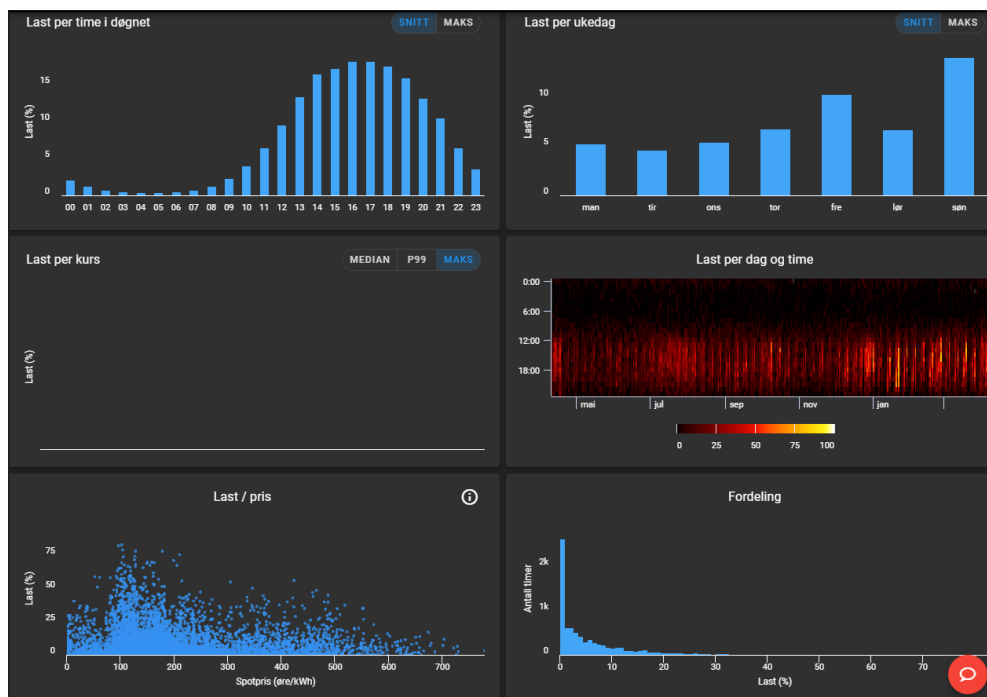
9.5. Annet



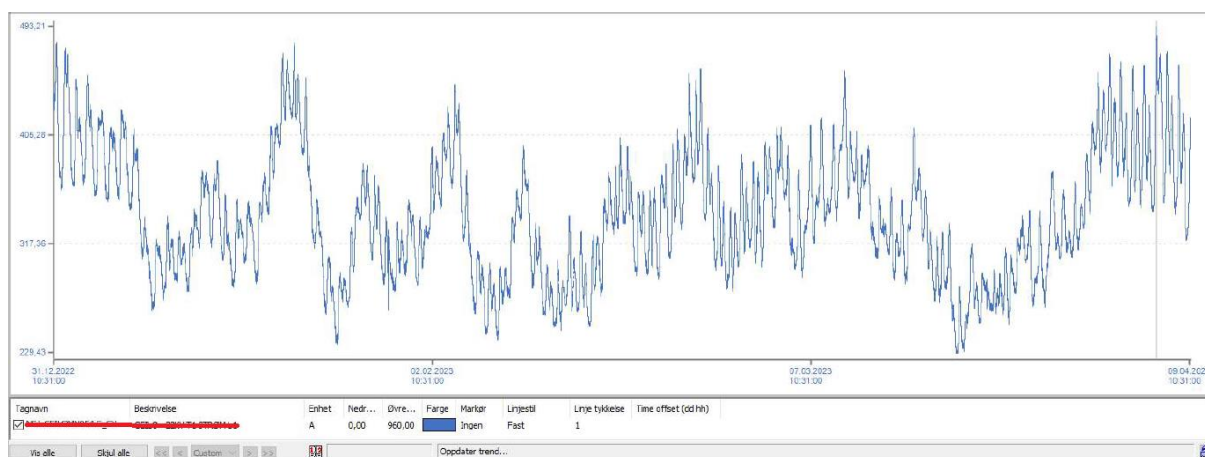
Figur 35 skjermplipp fra spenningsanalyse ved 30112 etter oppskalering av last til 2040 scenario.



Figur 36 skjermplipp fra spenningsanalyse ved 30112 med dagens belastning.



Figur 37 utklipp med forbruksdata tilknyttet en hurtigladestasjon i Flå



Figur 38 Utklipp fra Netcontrol som er benyttet til å hente ut reelle verdier for dagens belastning i nettet, samt til analyse av variasjon i last.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway