

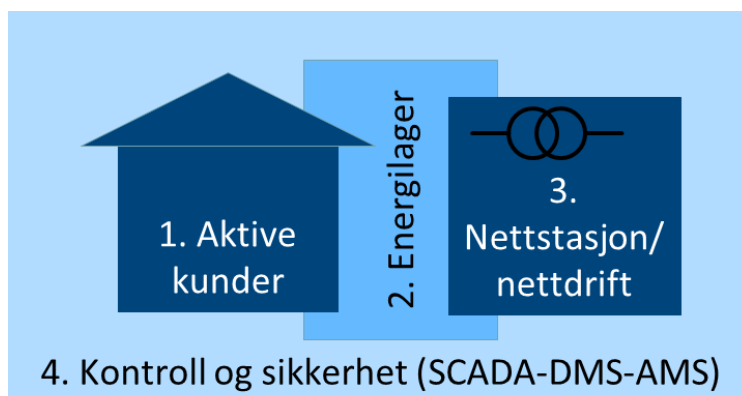
Resultatrapport FlexNett-prosjektet (2015-2018)

Bakgrunn og målsettingene for prosjektet

Prosjektet har som overordnet målsetting å bidra til økt fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett gjennom å demonstrere og verifisere tekniske og markedsmessige løsninger for fleksibilitet på ulike nivå i nettet og til nytte for ulike aktører.

Prosjektet vil fremme økt fleksibilitet på følgende områder:

- Internt hos *aktive kunder*, i spillet mellom forbruk, produksjon og energilagring, for å bidra til mer effektivt energiforbruk, reduserte kostnader og nye tjenester.
- I *distribusjonsnett* ved at energilager plasseres i nettstasjon for å jevne ut effekttopper, gi bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet, redusert sammenlagret effekt og utsatte nettinvesteringer.
- I *smartere drift av distribusjonsnettet* gjennom f.eks. energilager, fjernstyrte omkoblinger og spenningsregulering, noe som vil gi reduserte nettap, bedret leveringssikkerhet og forbedret spenningskvalitet.

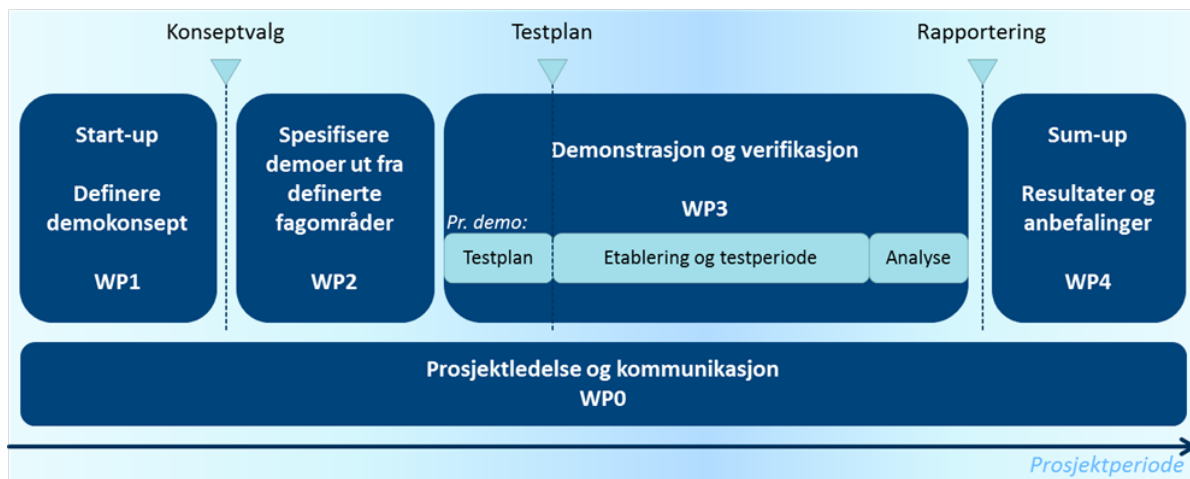


Figur 1 Realisering av fleksibilitet

Oppnådde prosjekterresultater

BKK Nett har hatt prosjektansvaret for FlexNett-prosjektet, og samarbeidet med SINTEF Energi om prosjektledelsen. Det faglige arbeidet i prosjektet er utført av SINTEF Energi, SINTEF Digital og Smart Innovation Norway. Det har vært et kontinuerlig samarbeid mellom demoeiere og FoU-aktørene, bl.a. gjennom månedlige møter med de ansvarlige for ulike case i prosjektet.

Totalt består prosjektet av fem arbeidspakker (WPer) (Figur 2). I den første arbeidspakken (WP1) ble det arrangert workshops for å definere demokonsept for prosjektet, med fokus på fremtidens distribusjonsnett og forbrukerfleksibilitet. Den andre arbeidspakken (WP2) fortsatte dette arbeidet, og definerte forskningsaktiviteter for de tre demo-lokaliseringene. Den mest omfattende arbeidspakken har vært WP3, hvor demonstrasjons- og verifikasjonsaktiviteter ble gjennomført. Den siste arbeidspakken (WP4) oppsummerer resultatene fra prosjektet, og utarbeider anbefalinger basert på dette. I hele prosjektperioden har det vært en egen arbeidspakke (WP0) for prosjektledelse og kommunikasjon.

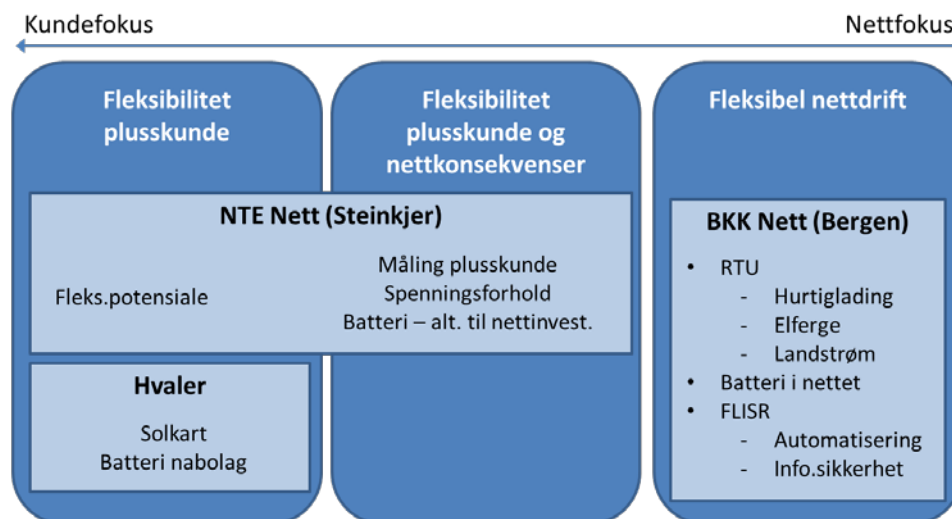


Figur 2 Prosjektstruktur FlexNett-prosjektet

Vitenskapelige resultater

De viktigste FoU-oppgavene til FlexNett-prosjektet er knyttet til målsettingen om å undersøke potensialet for fleksibilitet gjennom en rekke demonstrasjonsaktiviteter. Dette har blitt gjennomført i tett samarbeid med demoene i Bergen, på Steinkjer og Hvaler. Hver enkelt demo-case i prosjektet er beskrevet i et eget notat, og gjort tilgjengelig for prosjektpartnerne.

Det har vært tre hovedtemaer for demonstrasjonsaktivitetene i FlexNett-prosjektet. Arbeidet har hatt et bredt fokus som spenner fra kun kundefokus, til kundefokus og nettrelaterte temaer, og aktiviteter med kun fokus på tiltak i distribusjonsnettet. Temaene for de ulike demonstrasjonsaktivitetene, sortert langs akse kundefokus til nettfokus (venstre til høyre), er presentert i figur 3.



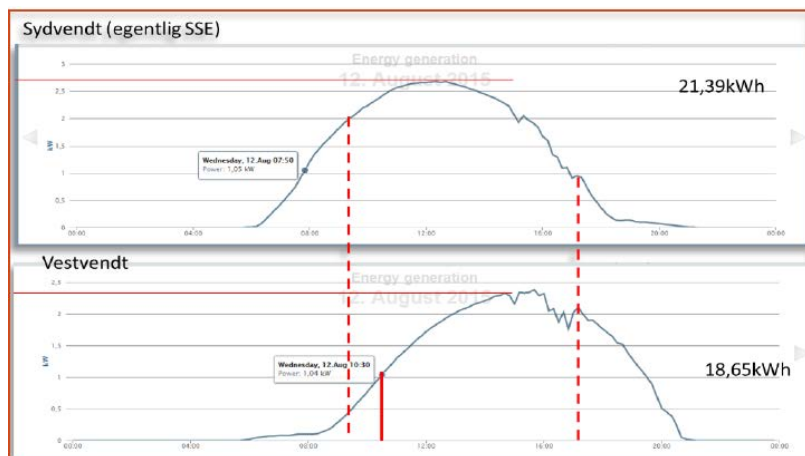
Figur 3 Hovedtemaer for demonstrasjonsaktiviteter og lokasjoner innen FlexNett-prosjektet

Fleksibilitet plusskunde

Hovedaktiviteten innen temaet *Fleksibilitet plusskunde* har blitt gjennomført som demoer på Steinkjer (NTE Nett) og Hvaler, og fokus har vært på plusskunder med solcelle (PV)-panel på taket.

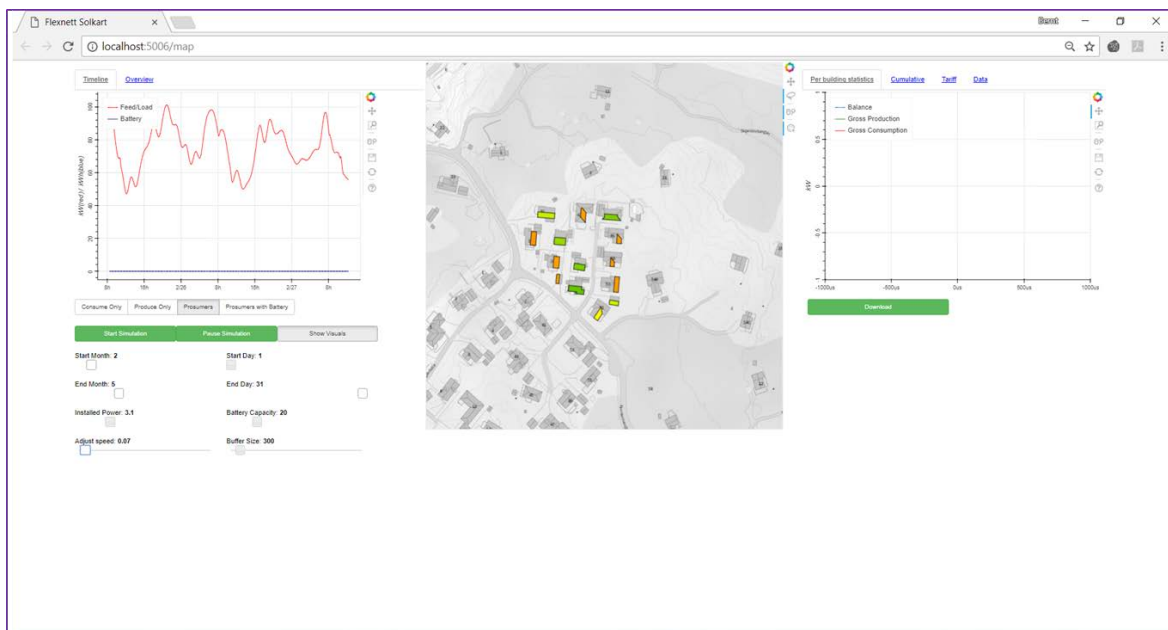
Case #1: Undersøkelse av det aggregerte last- og fleksibilitetsbidraget fra plusskunder på Hvaler

I dette caset ble det undersøkt hvordan plusskunder med PV-panel kan bidra til å avlaste nettet i topplastperioder. Forbruk og produksjon er målt for et boligområde hvor flere hus har solcelleanlegg på taket. Målingene viser hvordan orienteringen av solcellepanel påvirker produksjonen fra anlegget. Maksimal energiproduksjon kan oppnås ved å orientere anlegget direkte mot sør, mens maksimal produksjon inntreffer tidligere på dagen med et anlegg orientert mer mot øst, og senere på dagen med et anlegg orientert mer mot vest. Dette kan brukes til å optimalisere installasjon av solcelleanlegg for hver kunde, slik at en husholdningskunde skal kunne bruke mest mulig av egenprodusert strøm. Produksjonsprofil for to ulike anlegg (orientert mot sør og vest), er vist i figur 4.



Figur 4 Sammenligning av produksjonsprofilen til to solcellepaneler (3,06 kWp) med ulik orientering (sør og vest), målt 12. august 2015. Øverste kurve er for et panel orientert mot sør (ca. 163 grader) og laveste kurve er for et panel orientert mot vest (ca. 200 grader)

I dette caset ble det også utviklet en prototype av et solkart som kan brukes til å analysere potensialet for hele nabolag med eget produksjonsutstyr og hvilke konsekvenser dette kan få på lokale transformatorer og linjer. Solkartet muliggjør at både ren produksjon, konsum og netto overskudd per time kan estimeres for ethvert hus i området (Se eksempel på skjermbilde i figur 5).



Figur 5 Eksempel på skjermbilde fra solkartet

Case #2: Undersøkelse betydningen av batterilagring i nabolag

Case 2 har fokusert på bruk av batterier i nabolag med både "vanlige" husholdningskunder og plusskunder¹. Alle kundene i demoområdet har hatt timemåling av strømforbruket sitt og en effekttariff med et effektledd på 60 kr/kWh/h.

Nettselskapet investerte i et batterisystem (installert i desember 2016), med en kapasitet på 18 kWh. Batterisystemet ble programmert til å lokalt kunne optimalisere lading og utlading ut fra forbruk og produksjon i demoområdet, men det var også mulige å fjerne styre dette.

I en teknisk-økonomisk analyse for batteriløsninger i nabolaget, ble det brukt en estimert batteripris på 3000 NOK/kWh fram mot 2020, og en forventet batterilevetid på 5 år. Gitt dagens effekttariff, viser denne analysen at det i dag kun er gunstig med et lite batteri som håndterer belastningstopper under 200 W, men allerede i løpet av 1-2 år vil det være lønnsomt å ta i bruk batterier som reduserer maksimalbelastningen med opptil 1000 W. For at det skal bli lønnsomt med større reduksjoner i maksimalbelastningen, må batterikostnadene bli lavere enn det som er forutsatt i denne analysen.

Case #3: Last- og fleksibilitetspotensialet for en plusskunde

Case 3 har undersøkt hvordan fleksibelt forbruk kan redusere plusskundens innmating og uttak av effekt til/fra distribusjonsnettet, ved å maksimere egenproduksjon og -forbruk. Utgangspunktet har vært sammenhengen gitt av formelen:

$$\text{Forbruk} = \text{Uttak fra nettet} + \text{Egenproduksjon} - \text{Levert til nett}$$

For å undersøke hvordan egenproduksjonen kan øke, ble det fokusert på sammenhengen mellom PV-panelets plassering og produksjon. Ved f.eks. å endre PV-panelets høydevinkel fra 15° til 70° kan man teoretisk øke produksjonen med 67%, i tillegg til å gi mest produksjon rundt høst-(vår-)jevndøgn. Basert på målt innstråling i perioden 5. juli til 15 nov. ville en endring av PV-panelets høydevinkel fra 15° til 70° gitt en produksjonsøkning på 41%.

Potensialet for lagring av energi ble vurdert, for å undersøke mulighetene til å minimere energi levert til nettet. Fordi dagsproduksjonen omtrent alltid er mindre enn dagsforbruket, kan fleksibiliteten ivaretas med et moderat termisk lager, som når lageret er fullt, sparer uttak fra nettet på et senere tidspunkt. Denne plusskunden har et termisk lager allerede, en varmekolbe på 11,2 kW, slik at smartere styring av dette lageret kan redusere utveksling med nettet. For andre kunder kan et batterilager eller en varmtvannsbereder være et alternativt for å redusere utveksling med nettet.

Fleksibilitet plusskunde og nettkonsekvenser

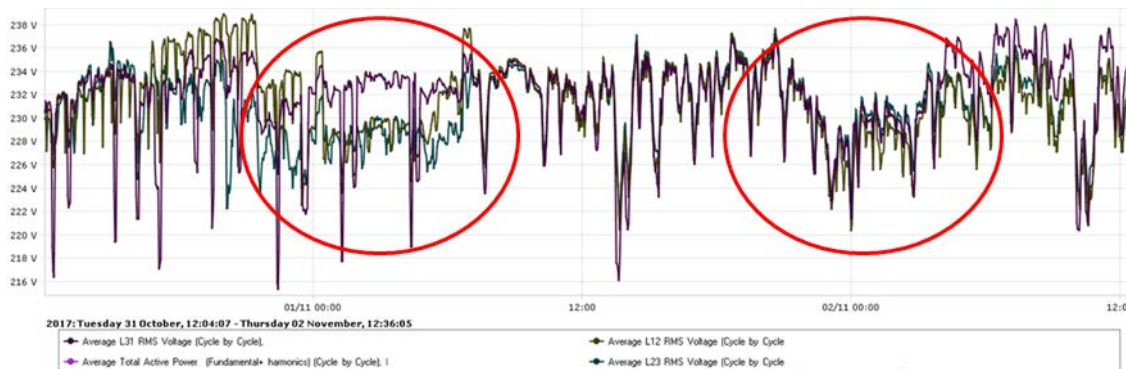
Hovedaktiviteten innen temaet *Fleksibilitet plusskunde og nettkonsekvenser* har blitt gjennomført i forbindelse med demoaktiviteter på Steinkjer (NTE Nett), og fokus har vært på fleksibilitet hos plusskunde og eventuelle konsekvenser for et svakt distribusjonsnett.

Case #4: Plusskunder lokalisert i et svakt distribusjonsnett

I dette caset ble det undersøkt konsekvensen for nettet av en plusskunde lokalisert i et svakt distribusjonsnett. Det ble installert et batteri m/omformer tilknyttet plusskunden, for å undersøke i

¹ FlexNett har i dette caset samarbeidet med H2020-prosjektet EMPOWER om lokale energi- og fleksibilitetsmarkeder. <http://empowerh2020.eu/>

hvilken grad selve omformerer kunne brukes til utjevning av usymmetri i spenning mellom de tre fasene. Eksempler på målinger er presentert i figur 5.



Figur 6 Målinger av fasespenning hos plusskunde - før og etter aktivering av omformer til bruk for spenningsstøtte. Måleperiode: to dager

Figuren viser at den usymmetrien mellom fasespenning som er før aktivering av omformer (til venstre i figuren), fjernes så snart omformer er aktivert (til høyre i figuren), noe som viser at et batteri m/omformer kunne avhjelpe situasjonen i dette tilfellet. I noen tilfeller kan det være et alternativ for nettselskap å kjøpe batterier og plassere det nært plusskunder - som en løsning på spenningsproblemer, enten som en permanent løsning eller i påvente av reinvestering i nettet.

Case #5: Betydning av energilager – nettlager eller kundelager

Analyse av måledata (timeverdier) fra 100 husholdningskunder over en periode på 9 år, viser at effektforbruket øker mer enn energiforbruket, hhv. 2,89% og 1,85% hvert år. Dette bidrar til redusert brukstid for distribusjonsnettet. Analysen viser også at høylasttimer normalt inntreffer på arbeidsdager, og hovedsakelig på ettermiddagen (i perioden fra time 16 til time 20).

Ved bruk av matlab ble det gjennomført en simulering av et nettområde med 60 husholdningskunder under samme nettstasjon (22/0.23 kV 315 kVA), hvorav alle ble modellert som plusskunder med et solcellepanel på 3,06 kWp. Gitt den estimerte økningen i effektforbruk, vil det i dette simulerte caset 2025 inntreffe en overlast på 120%. Selv om alle kundene under en nettstasjon er plusskunder, er det fremdeles maksimalbelastningen om vinteren som er dimensjonerende for kapasiteten i transformatoren, og ikke maksimal produksjon om sommeren.

For å vurdere i hvor stor grad et energilager kan være et alternativ til nettinvesteringer, ble det gjort simuleringer på tre alternative lokaliseringen av batteri – hos kunde, i et nabolag og i nettstasjonen. Simuleringene ble gjort med fokus på effektutjevning om vinteren og maksimalt forbruk av egenprodusert strøm om sommeren. Simuleringene viste bl.a. at et batteri på 6,4 kWh/3,3 kW lokalisert hos alle kunder i dette caset kunne bidra til å utsette nettinvesteringer pga overlast med 2-3 år, noe som viser mulighetene med et batteri, men dette må beregnes mer detaljert fra case til case.

Fleksibel nettdrift

Hovedaktiviteten innen temaet *Fleksibel nettdrift* har blitt gjennomført i forbindelse med demoaktiviteter i Bergen (BKK Nett) og på Steinkjer (NTE Nett), og fokus har vært på drift og forvaltning av et distribusjonsnett med nye typer laster, mer distribuert produksjon, økt overvåkning og styring og nye aktører som aggregatorer. Realisering av fleksibel nettdrift handler om å implementere overvåkning, kommunikasjon, styring og logikk i nettet, og tilpasse og videreutvikle nettselskapenes

drifts- og planleggingsverktøy. Innen denne aktiviteten ble det også vurdert mulighetene for å kunne koble ut strategiske laster i bygg ved å benytte SD²-anlegget til inn- og utkobling.

Case #6: Evaluering av ny funksjonalitet og hvordan bruke dette for en mer fleksibel nettdrift

I forbindelse med case 6 har funksjonalitet som fjernstyrte brytere, FLISR³ og batteri blitt installert og vurdert. Disse løsningene øker instrumenteringsgraden til distribusjonsnettet og gir muligheter for fjernstyring. Både batteri og FLISR kan bidra til å utsette reinvestering i nytt luftnett.

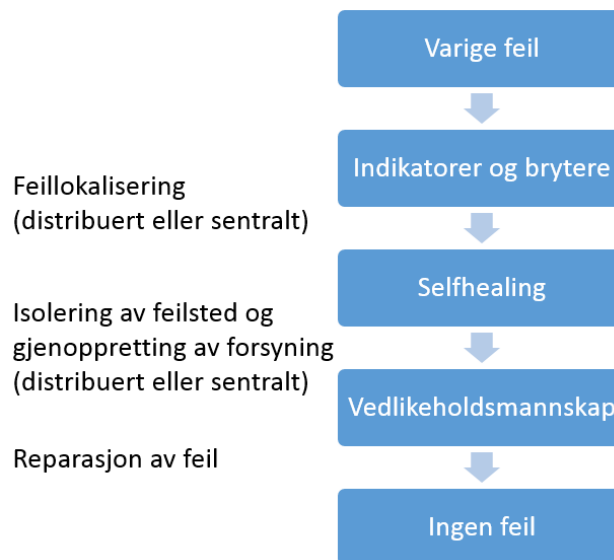
I en demo ble **fjernstyrte brytere** testet ut i en øykommune med til tider dårlig tilgjengelighet pga. vær som gjør at fergen blir innstilt. Dette kan gi lang responstid ved feil lokalt på øya. Nettet består av luftnett og av kabelnett, og spesielt luftnettet på øya er utsatt for klimatiske påkjenninger. Det er viktig å begrense omfang av utfall på grunn av enkeltfeil og begrense KILE⁴ ved at man får hurtig utkobling av nett med feil. Dagens situasjon med manglende seksjoneringsmuligheter gjør at hele nettet faller ut ved feil. To av radialene på øya består i hovedsakelig av luftnett. Da det er disse som oftest forårsaker feil, er det viktig at de kobles raskt ut lokalt. Automatisert nettdrift kan bidra til å utsette investering/ omlegging av nettet lokalt fra luft til kabel, og til at en kan veksle mellom de to sjøkablene ut til øya på en enklere og raskere måte. Tidligere var man avhengig av å ha mannskap lokalt ved kobling, noe som ofte var vanskelig på grunn av vind/ vær/ innstilte ferger, men etter installasjon av lastbryterne kan forsyningen på øya deles opp via fjernstyring. Ved en feil kan omfanget (antall berørte slutt kunder) av feilen reduseres, feilsøking skje raskere, og KILE reduseres. Varigheten av feilen for de berørte, kan også reduseres. Dette vil gi bedre kundeopplevelse og er ressursbesparende for BKK Nett. 23. desember 2015 oppstod en feil i luftnettet pga. sterk vind, ferja ble innstilt og BKK kunne ikke dra ut til øya. Ved bruk av de fjernstyrte bryterne ble det gjort seksjonering og forsyning ble gjenopprettet innen kort tid, ca. 12 minutter. Uten fjernstyrte brytere kunne nettet ha blitt liggende ute i inntil 20 timer, så KILE ble kraftig redusert med ny løsning. Investering som er gjort, tilsvarer KILE-kostnad for ca. 14 timer med denne feilen uten fjernstyrte brytere.

Den andre demoen er uttesting av løsninger for **automatisk feillokalisering, isolering og gjenopprettelse av forsyning**. Dette kalles ofte FLISR-løsning, fra engelsk; fault location, isolation and service restoration. Self-healing (*selvhelende* på norsk) er evnen distribusjonsnettet har til å automatisk gjenopprette forsyningen etter en varig feil. Self-healing kan oppnås gjennom en FLISR-løsning. Figur 7 viser hendelsesforløpet fra en varig feil oppstår til feilen er reparert: Når feilen har oppstått starter lokaliseringen av feilstedet. Feillokalisering kan gjøres lokalt eller sentralt, avhengig av om indikatorer/brytere kan kommunisere med hverandre eller ikke. Fjernstyrte brytere er installert. Isolering av feilsted og gjenopprettelse av forsyning kan utføres av et self-healingsystem. Dette innebærer at kobling av brytere automatisk settes i gang, slik at feilen isoleres og områdene uberørt av feilen får tilbake forsyningen raskest mulig. Vedlikeholdspersonell må reparere feilen før alle får forsyningen tilbake.

² SD = Sentral driftskontrollsystem

³ FLISR = Fault Location, Isolation and System Restoration. (Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenopprettelse av forsyning.)

⁴ KILE = Kompensasjon for ikke levert energi



Figur 7 Hendelsesforløp ved en feil med FLISR installert

Fordeler med FLISR-løsninger, sammenlignet med tradisjonelle manuelle metoder for feilhåndtering:

- Reduksjon av varigheten på feil, SAIDI (System Average Interruption Duration Index), og evt. tilhørende KILE. Kan bidra til å utsette reinvesteringer i nettet og evt. kabling av luftledninger, og gi mer fornøyde kunder.
 - Redusert antall kunder berørt av feilen (rask feillokalisering og gjenopprettelse av forsyning)
 - Redusert varigheten på avbruddet for de som er direkte berørt av avbruddet (rask lokalisering)
- Forbedret sikkerhet for personell (ikke behov for manuell betjening av brytere, raskere lokalisering av feilsted, mindre tid tilbringes utendørs i dårlig vær (reduisert sannsynlighet for personskader ute i felt), redusert kjøretid (reduisert fare for trafikkuhell)). Tap av samband kan være en utfordring ved avbrudd som gjør at batterireserve til mobilsendere faller ut.
- Forbedret omdømme og sikkerhet for tredjepart, da feil er reparert raskere. F.eks. vil luftledninger som har falt ned, være mindre tilgjengelige.
- Reduserte kostnader pga. redusert arbeidstimer og reiseutgifter til manuelle bryteroperasjoner og feillokalisering.

De overnevnte fordelene må veies opp mot potensielle ulemper/utfordringer med FLISR-løsninger.

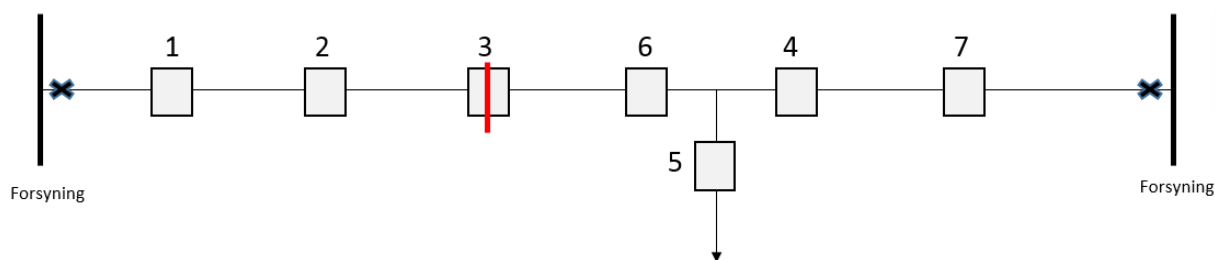
- Sikkerhet ved arbeid i nettet.
 - Det vil være behov for nye rutiner knyttet til arbeid i nettet for å sikre at all lokal automatikk er koblet ut (Kortvarig ulempe).
 - Effektbryterne (reclosere) har en kondensator som må lades ut før arbeid kan utføres på bryteren. (I dag håndteres dette ved merking på bryteren; "sett bryteren i "1" for å lade ut kondensator").

- Kostnader knyttet til:
 - Innkjøp og installasjon av utstyr (nye elkraftkomponenter og IKT-utrustning)
 - Opplæring
 - Vedlikehold (eventuelt utskiftning) av nye typer komponenter knyttet til kommunikasjon
- Pålitelig kommunikasjon - både lokalt og med sentrale systemer.

Med de nye bryterne deles avgangen opp i 8 seksjoner (se Figur 8). Hvis det antas lik feilsannsynlighet for alle seksjoner, vil KILE-kostnaden synke med 7/8 siden det kun er seksjonen hvor feilen faktisk er, som blir liggende strømløs. (Bryterne blir strategisk plassert i forhold til hvor det er mest trefall, så det kan hende at KILE blir enda lavere i realiteten).

Det er vanskelig å anslå kjøretid, men montørene trenger ikke lenger å kjøre til de manuelle skillebryterne. I tillegg slipper de å kjøre sakte langs linjen for å lete etter feil, siden de vet hvilken seksjon som er rammet. Et estimat kan være en 1/3 reduksjon av kjøretid. Siden feilsøking og feilretting vil ta kortere tid, vil dette også føre til at KILE reduseres, siden feilens varighet blir kortere. Ny KILE kan estimeres til å bli 10% av gammel KILE.

Dessverre ble installasjonen av FLISR-løsningen forsinket og lite erfaring er derfor innhentet.



Figur 8 Enlinjeskjema av området med forsyning og normaldele avmerket.

Den tredje demoen innenfor case 6 omhandlet **installasjon av batteri i en nettstasjon**, og omfatter uttesting av batteripakke for å forbedre leveringskvaliteten⁵ - både spenningskvalitet og leveringspålitelighet (varighet av avbrudd), og slik utsette en kostbar reinvestering i ny luftlinje. Det er kun én kunde tilknyttet nettstasjonen og batteriet skal erstatte forsyning fra nettet ved avbrudd, f.eks. forårsaket av trefall på luftlinjen som forsyner kunden. Batteripakken vil også være spenningsstøtte og erstatte spenningsbooster som i dag er installert ved kunden. Batteriet er dimensjonert ut ifra behovene til den ene kunden og eies av BKK Nett.

Det er ingen markedsaktører involvert i denne demoen, men for batterier plassert i nettet kan det være aktuelt å samarbeide med markedsaktører, gitt at reguleringen tillater dette. Da kunne et større batteri installeres og eies av en markedsaktør. Et nettselskap kan da leie eller eie kapasitet til å dekke sine nettrelaterte behov, f.eks. back-up ved strømbrudd, mens resten av batteriet disponeres av markedsaktøren for deltagelse i ulike markeder.

⁵ Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter leveringspålitelighet, spenningskvalitet og ulike ikke-tekniske elementer, slik som kundeservice og informasjon, ref. FASIT
<http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Definisjoner/definisjoner.pdf>

Den fjerde demoen omhandler mulighetene for *utkobling av laster i bygg* ved å benytte SD⁶-anlegget til inn- og utkobling, slik at effekttopper under en nettstasjon kan reduseres ved behov. I fremtiden kan man se for seg at informasjon om utkoblbar last hos kunder kan være tilgjengelig i f.eks. DMS⁷ til nettselskap. Utkobling av forbruk kan da være et alternativ som vurderes for å redusere effekttopper, gjort tilgjengelig gjennom avtale om fleksibel tariff eller i et fleksibilitetsmarked for effekt.

I demoen har ulike næringsbygg blitt analysert for å avdekke om det er mulig å koble ut fleksible laster. Det er også opprettet kontakt med myndigheter, El installatører, samt eiere av bygg, for å innhente informasjon til analysen. Det ble avdekket utfordringer knyttet til langsiktige rammebetingelser fra regulator (Statnett), teknisk (f.eks. ulike tekniske løsninger for SD-anlegg og internettdekning), organisatoriske (f.eks. uklare ansvarsforhold mellom ulike partner som eier, drifter og leietakere i bygg) og økonomisk (f.eks. hvem som skal betale for kartlegging og tilrettelegging for fleksible laster og hvordan skal gevinsten fordeles). Med utgangspunkt i ovennevnte utfordringer og usikkerhetslementer, i tillegg til mangel på gode nok økonomisk intensiver for byggeier, er tilbake meldingen at dette pt. ikke er modent nok til å gå videre med, men trengs å undersøkes ytterligere.

Case #7: Evaluering av hvordan data fra fremtidens nettstasjoner skal bidra til mer fleksibel nettdrift.

Det har blitt installert RTU (måleterminaler) i nettstasjoner som måler ulike parametre – både kontinuerlige data og hendelser. Nettstasjonene som har blitt valgt ut, har litt spesielt forbruk som bl.a. hurtigladestasjon for elbiler, elferge og landstrøm. RTU-målingene kan benyttes til blant annet å sjekke spenningskvaliteten i området, og det kan også settes opp alarmer for hendelser som jordfeil. Ved installasjon av RTUer er det viktig å avgjøre hvem som skal ha målinger og alarmer. Gevinsten ved installasjonen blir ikke utnyttet om målinger og alarmer bli liggende i software som følger med RTUer og ikke blir tatt inn i driftssentralen, DMS eller andre systemer som nettselskapene har. I slike tilfeller blir RTUer kun brukt ved mistanke om feil og ikke som en integrert del av nettdriften.

Hurtigladestasjon for elbiler: I 2015 åpnet BKK verdens største park med multistandard hurtiglader for alle typer elbiler, der 14 biler kan hurtiglade samtidig. Basert på målinger gjort i nettstasjonen, er det blitt undersøkt hvordan 14 samtidige hurtiglading av elbiler påvirker distribusjonsnettet i området. Målingene viser at nettet er sterkt og derfor er det liten påvirkning på spenningskvaliteten i området under denne nettstasjonen.

Elferge: For å jevne ut effekttopper, benytter fergene batteripakker på begge sider av fergesambandet. Ladetiden er så kort at batteriene i fergen mister noe kapasitet per tur selv om det lades per tur. Batterifergen må derfor fullade batteriene om natten. Det har blitt gjennomført målinger både på nettstasjonen som forsynte fergeleiet og nærmeste nettstasjon til fergeleiet (med allmenn forsyning) for å kartlegge spenningskvalitetspåvirkningen av lading av elferge. I følge målingene ser det ut som om fergen har liten innvirkning på spenningskvaliteten i området.

Landstrøm: Målinger gjort i nettstasjon tilkoblet landstrømsanlegg for cruiseskip viser at anlegget har liten påvirkning på spenningskvaliteten, da akkurat dette anlegget er lokalisert i et sterkt nett.

Case #8: Undersøkelse av informasjonssikkerhet

Automatisk feildeteksjon, isolasjon og gjenoppretting (FLISR) gjør det mulig å gjenopprette strømforsyning til kunder som ikke er direkte berørt av en feil i distribusjonsnettet. Avhengig av hvor

⁶ SD = Sentralt driftskontrollsystem

⁷ DMS = Distribution Management System. Driftskontrollsystem for distribusjonsnettet.

automatikk er plassert, vil det kunne ha sikkerhetsmessige konsekvenser å implementere FLISR i distribusjonsnettet.

Lokal (distribuert intelligens) og sentralisert (intelligens lokalisert i driftskontrollsystemet) FLISR adresserer samme type problemer, men avviker i kapasitet, fleksibilitet og ytelse. Det finnes argumenter for både lokal og sentraliserte FLISR-løsninger, avhengig av kontekst. For samfunns-kritiske situasjoner hvor hastighet er avgjørende, og hvor cybersikkerhetshendelser kan få vidtrekkende konsekvenser, er det fortsatt å anbefale å holde seg til en lokal, autonom FLISR-løsning. I mer vidt distribuerte systemer kan den økte fleksibiliteten av en sentralisert FLISR-løsning veie opp for eventuelle sikkerhetsbekymringer. Uansett hvilken løsning som velges, må den tekniske infrastrukturen suppleres og styrkes av organisasjonsmessige prosedyrer og god praksis for å være i stand til å håndtere cybersikkerhetshendelser når de inntreffer.

Sluttkommentar

Etter at prosjektet er avsluttet, vil rapporter gjøres tilgjengelig på prosjektets webside:

<https://www.sintef.no/projectweb/flexnett/>