FASAD: AUTOMATISK FEILLOKALISERING OG SEKSJONERING

Energi Norge FASIT-dagene 2019

Yabai Li

Skagerak Energi

AGENDA

1 Kort om FASaD

2 Self-healing pilot Sande

3 Veien videre

Skagerak Energi

FASaD prosjektet

- FoU-prosjekt med støtte fra Forskningsrådet og innenfor NVEs FoU-ramme (IPN)
- Totalt budsjett 18 millioner over 4 år (2015-2018)
- Samarbeid mellom Hafslund (prosjektansvarlig og pilot), Sintef (prosjektleder), Eidsiva, Lyse, Istad og Skagerak Nett (pilot)
- Avsluttet i 2018
  - Pilot prosjektene videreført i CINELDI

Prosjektmål FASaD

- Teste funksjonalitet av feilindikatorer og (semi-) automatiserte koblingsprogram (self-healing)
  - verifisere potensialer for reduksjon av antall og varighet av avbrudd
- Demonstrere informasjon fra indikatorer/sensor kan brukes til å estimere avstand til feilsted
- Utvikle analysemetodikk for å analysere virkningen av ny teknologi for leveringspåliteligheten og KILE

Test og demo

- Uttesting i distribusjonsnett i drift

Teoretisk del

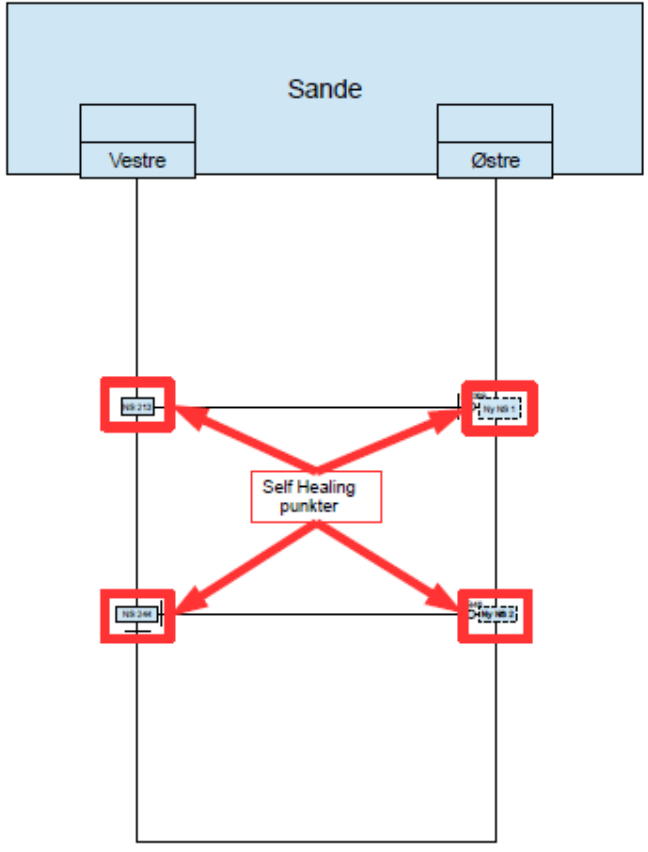
- Pålitelighetsanalyser
- Samfunnsøkonomiske analyser

Skagerak Netts pilot prosjekt

- 22 kV DN nettet under Sande transformator stasjon
- Luftnett med historisk mye avbrudd
- Utfordrende topologi med flere omkoblings muligheter
- Område i vekst med oppgraderings behov
  - Inkl. endring av topologi

Self-Healing Sande

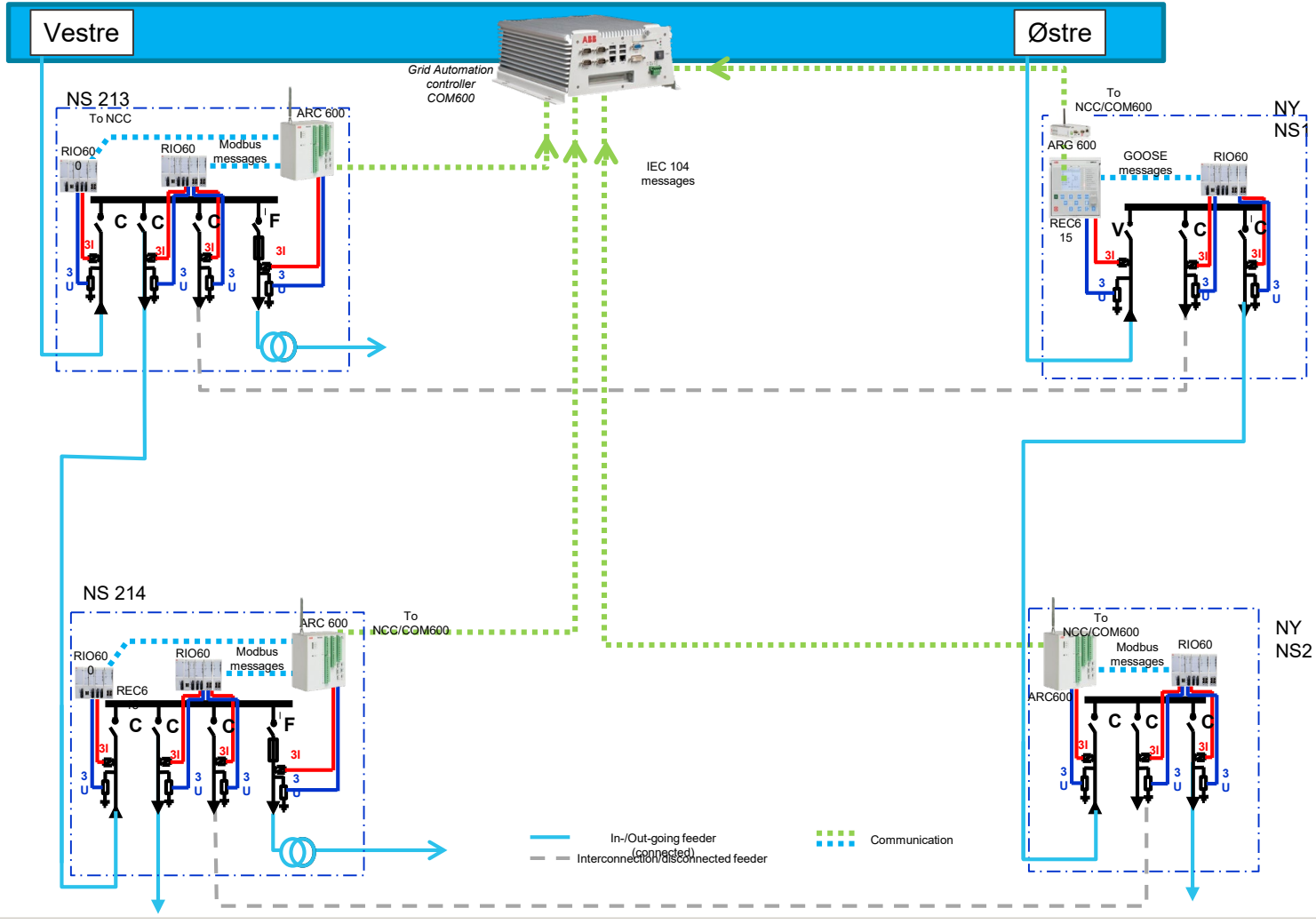
- Initieres av permanent tripp (CB) i trafostasjon
  - Kortslutningsfeil
- 4 nettstasjoner med lastbrytere
- 7 soner (+1) hvor feil lokaliseres
- Isolering av feilsted
- Gjenoppretting av forsyning via andre soner
- Kommunikasjon via mobilt nett (kryptert)
- Utnytter eksisterende utstyr >>>



Skagerak Energi

Utstyr for Self-healing Sande

Funksjon	Utstyr (ABB)
PLS	COM 600
Strøm- og spennings-sensor	Kombi-sensor KEVCY 24
I/O modul (LBS)	RIO 600
Trådløs kommunikasjon	ARC 600 (LBS) / ARG 600 (CB)
Vern (CB)	REC 615



Skagerak Energi

Driftsmoduser

- Avslått: Kun sensor informasjon til driftsoperatør
- Stegvis: Et og et koblingsforslag som må bekreftes av driftsoperatør
- Sekvensiell: Hvert hendelsessekvens (feillokalisering, isolering, gjenoppretning) må bekreftes av driftsoperatør
- Automatisk: Gjør alle operasjonene forløpende og viser resultat til driftsoperatøren

Utfordringene

- Anleggene klare fra ABB fra Q4 2018
- HW komponentene for deteksjon og kommunikasjon ok
- Systemet ble underkjent av Skagerak Nett p.g.a. utilfredstillende logikk
- Løsningen fra ABB var basert på manuelt kodet koblingssekvenser for gitte senarioer
  - Krever manuell reprogrammering for endringer i topologi (inkl. endring av normaldele)
    - Må opprettes til vanlig normaldele før neste kjøring
  - Gjeninnkobling med dårlig kontroll for lastflyt og belastningsgrenser
  - Krever spesialt trent personell for vedlikehold og endring i kode og utstyr

Løsning

- Skagerak Nett utviklet en egen logikk som vi ønsker implementert med HW løsningen til ABB
- Løsningen er basert på dynamisk og iterativ informasjons utveksling mellom automatiserte nettstasjoner
  - Ingen forhåndsprogrammerte senarioer
  - Fleksibel topologi
    - Normaldele kan flyttes uten omprogrammering
    - Nye nettstasjoner kan settes inn med kun endring i nettverksforbindelser > ingen endring av logikk kode
  - Last flyt optimalisering for gjeninnkobling: Kobler inn linje med største ledige kapasitet gitt at den er mer enn lasten

Svakheter

- Funker kun på ring koblet og radielt forsynt nett
  - Skal helst kun ha et dele (en sone bør ikke være utkoblet i begge ender)
- Usikker gjeninnkoblingstid grunnet iterativ logikk og bruk av lastbrytere (est. ≈ 1 min)
- Krever et «moderne» programmeringsspråk (?)
- Takler ikke inkonsistent feilmelding (forutsetter at feildeteksjon er riktig rapportert)

Veien videre

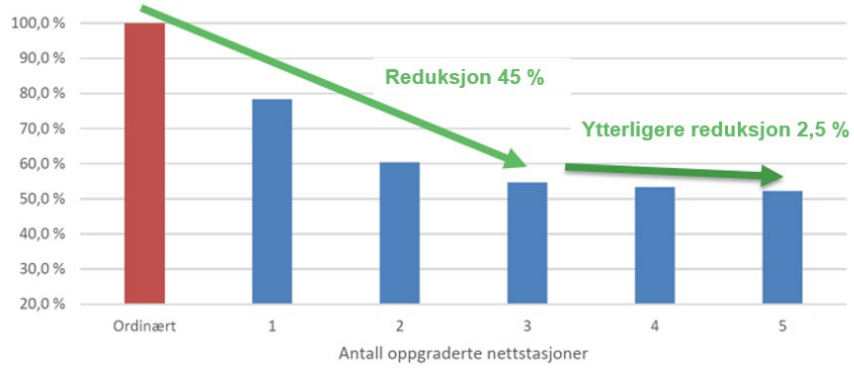
- Implementering og testing av Skagerak Netts logikk i ABBs COM600
- Installasjon og utrulling av utstyr i Sande
- SAT med spesiell fokus på kommunikasjon og integrasjon mot driftssentral
- Etablere KPIer for oppfølgning av effekt på utkoblingstider og KILE

Skagerak Energi

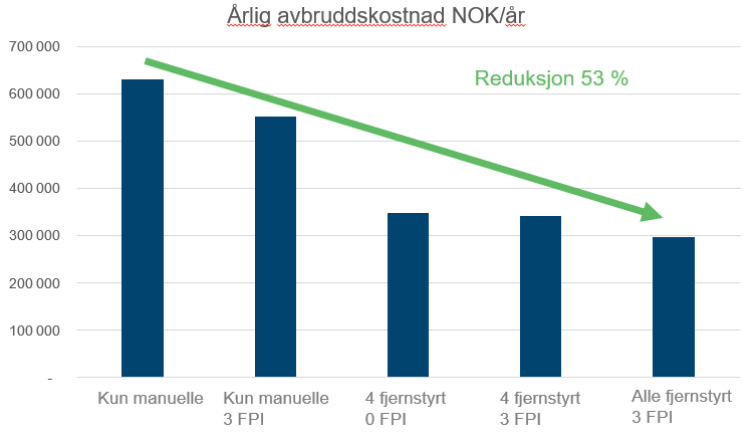
Fremtidsutsikter

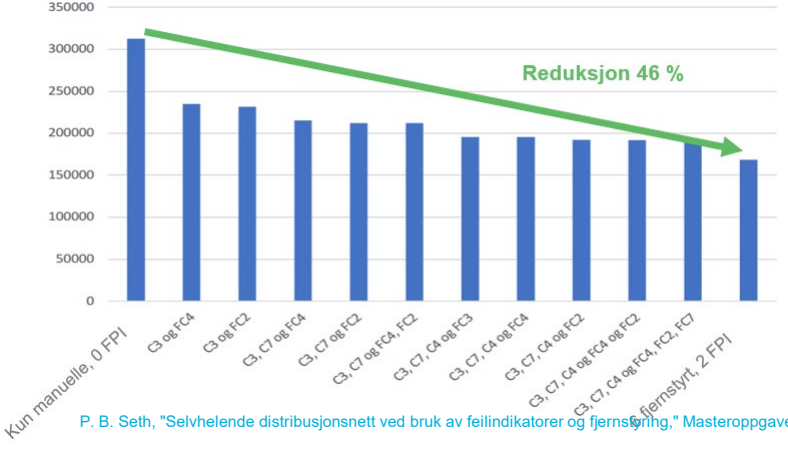
- Tradisjonelle RTU og kommunikasjonsenheter står for en betydelig del av kostnaden når det kommer til montasje av FPI
  - Også håndtering/drift/vedlikehold av et stort antall RTUer/modem er krevende
  - Som regel kortere levetid enn tradisjonelle mekanisk stasjonsutstyr
  - Trenger oppbemanning og nye prosesser i nettselskapet for sikre nødvendig kompetanse til å utføre installasjon og vedlikehold
- Bruk av AMS-hardware og kommunikasjonsinfrastruktur for å hente inn signalene fra FPIer kan redusere kostnadene
- Støtte for *Selvhelingsfunksjon* begynner å bli en integrert del i flere av de nyere DMS på markedet

Reduksjon av avbruddskostnader



H. Almquist, M. Grådal, K. Hagevold, N. H. Monsen and S. Tjeldflåt, "SmartNett-teknologi og moderne jordfeildeteksjon for bedret leveringspålitelighet og avbruddshåndtering i distribusjonsnettet," Bacheloroppgave, Høgskolen i Sørøst-Norge, Porsgrunn, 2018.



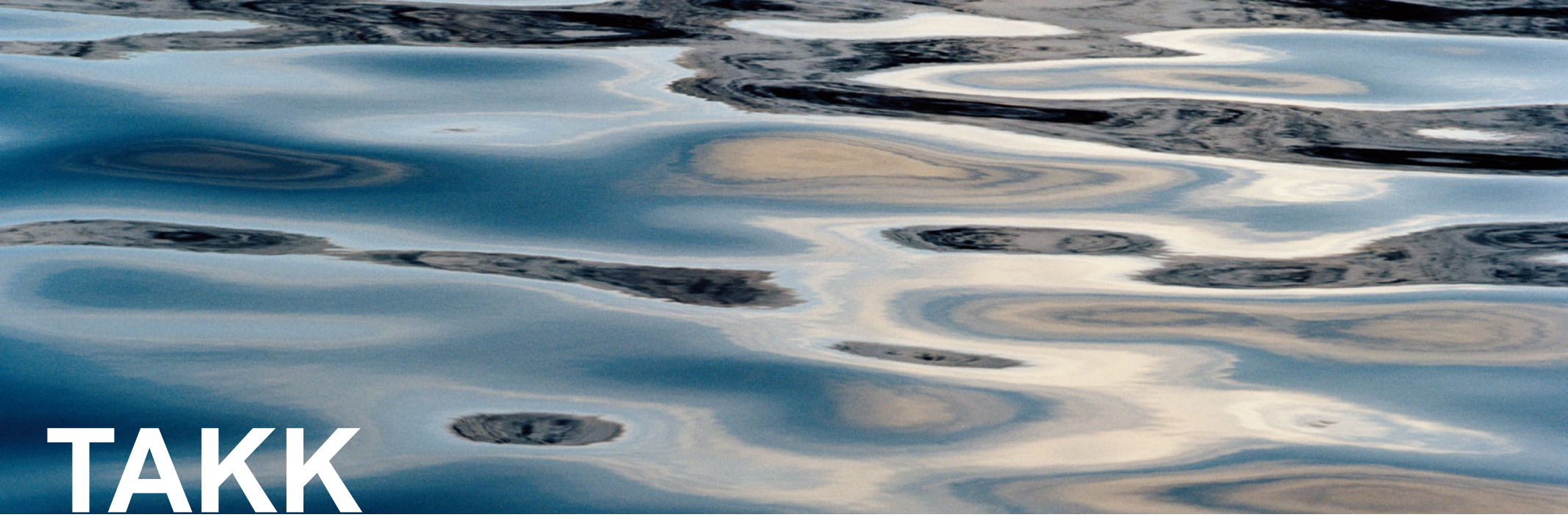


P. B. Seth, "Selvhelende distribusjonsnett ved bruk av feilindikatorer og fjernstyring," Masteroppgave, NTNU, Trondheim, 2018.

Skagerak Energi

Oppsummering

- FASaD prosjektet har avdekket potensialer for hurtigere feillokalisering, med reduksjon av både avbruddsvarighet og antallet delavbrudd
  - Bruk av feilindikatorer og fjernstyrte brytere kan redusere avbruddskostnadene med **30 - 50 %**
  - I Norge totalt er potensialet for reduserte KILE i DN (1-22kV) på ca **125 MNOK pr år**
- Test- og demoaktiviteter gir viktig praktisk kunnskap og avdekker hullene i teknologiene og organisasjonene
- Prosjekttid på 4 år er for kort når det skal gjøres komplekse piloter og gjøres datainnsamling over et lenger tidsrom



TAKK

Skagerak Energi

www.skagerakenergi.no