

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Smart Grid Gotland Etapp-2a	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Smart Grid Gotland Part-2a	
Universitet/högskola/företag Gotlands Energi AB GEAB	Avdelning/institution
Adress Västra Törnekvior 4B, 621 43 Visby	
Namn på projektledare Håkan Gustavsson	
Namn på ev övriga projektdeltagare Erik Segergren, Niklas Sigfridsson, Arne Berlin	
Nyckelord: 5-7 st Smart elnät, elkvalitetsförbättring, vindkraftintegration	

Förord

Smart Grid Gotland Etapp-2a är en av två etapper i det övergripande projektet Smart Grid Gotland och drivs som ett samarbete mellan Vattenfall och ABB. Projektetappen finansieras med hjälp av Energimyndigheten via anslag stöd av förordningen (2003:564) om bidrag till åtgärder för en effektiv och miljöanpassad energiförsörjning

Innehållsförteckning

Sammanfattning	1
Summary	2
Inledning/Bakgrund	3
Smart Grid Gotland.....	3
Smart Grid Gotland Etapp-2a	4
Det självläkande/smarta elnätet	5
Genomförande	6
Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands Testområde	7
Jordfelsprovet.....	8
Elkvalitetsmätning i nät med distribuerad generering	8
Resultat och diskussion.....	9
Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands Testområde	9
Jordfelsprovet.....	9
Elkvalitetsmätning i nät med distribuerad generering	9
Publikationslista.....	10
Bilagor	10

Sammanfattning

Smart Grid Gotland Etapp-2a syftar till att genomföra de resultat som visas teoretiskt i Etapp-1.

Den övergripande målsättningen är att främja förnyelsebar elproduktion genom:

1. Minskat antal avbrott och förkortad avbrottstid vid driftstörningar.
2. Försäkra att störningar som förknippas med intermittent elproduktion aldrig utgör ett hinder för optimal drift.
3. Förbereda för ytterligare elproduktion i de lägre spänningsnivåerna.

För att nå projektmålen installerades ett zonkoncept som koordineras centralt med hjälp av dynamisk data från utlokaliserade enheter i linjerna, i ett testområde som avgränsas av fördelningsstationen Källunge, i öster, och Bäcks, i väster. Tillsammans med installationer från Part-1, utgör detta det som populärt kommit att kallas ”det självläkande nätet”.

I Smart Grid Gotland Etapp-2a genomfördes tre större utvärderingar av installationerna i testområdet - en teoretisk beräkning av sänkningen av avbrottstiden, ett jordfelsprov och en utvärdering av om utrustningen kan bidra till elkvalitetsövervakning i nätet. Den kortfattade slutsatsen är att installationen innebär förbättrad avbrottsstatistik och att installationer av den här typen kan innebära ett kostnadseffektivt alternativ till konventionell nätförstärkning. Utrustningen var dock inte optimal för elkvalitetsövervakning varför rekommendationen är att gå vidare med utveckling av smarta mätare för detta ändamål. Jordfelsprovet visade att nätautomation sänker tiden för återuppbyggnad efter fel. Men för ett så pass litet nät, med så pass erfarna operatörer, är skillnaden inte avgörande. Den stora vinsten med nätautomation uppkommer när få operatörer ansvarar för nät med så stor geografisk utsträckning att de inte kan ha detaljkännedom.

Summary

Smart Grid Gotland Etapp-2a aims to implement the theoretical results from Part-1.

The general objectives with the project is to promote renewable energy production by:

1. Fewer and shorter interruptions
2. Ensure that interference due to intermittent power production never prevent optimal operation
3. Prepare lower voltage levels for additional electricity production

In order to reach the objectives, a zone concept, coordinated by use of dynamic data from equipment installed in the field and in the substations, was installed in a test area defined by the substation in Källunge, to the east, and Bäcks, to the west. Together with installations from Smart Grid Gotland Part-1, this constitutes what popularly has been called the self-healing network.

Three evaluations was carried out within Smart Grid Gotland Part-2a – a theoretical calculation of the interruption duration in the area, an earth fault test and an evaluation however the field installed equipment can be used as power

quality sensors. The brief summary is that the installation lowers the interruption duration in the area and that reclosers can be used as a cost efficient alternative to conventional grid reinforcements. The equipment was, however, not optimal for power quality surveillance purposes. The recommendation is to continue the development of smart meters as quality sensors. The earth fault test showed that grid automation lowers the time it takes to restore the grid after a fault. In a small grid with experienced staff the difference is small and the great advantage with grid automation can be expected in grids so large that the staff is unable to maintain detail-level knowledge.

Inledning/Bakgrund

Smart Grid Gotland

Smart Grid Gotland är ett forsknings-, utvecklings-, demonstrations- och pilotprojekt som drivs av ett konsortium som består av parterna Gotlands Energi AB, Vattenfall AB, ABB AB, Svenska Kraftnät och Schneider Electric.

Smart Grid Gotland är uppdelat i nio delprojekt varav de tre aktivitetsprojekten (betecknat FoU-aktiviteter i organisationsschemat) har ett övergripande vetenskapligt ansvar för projektets tre huvudmålsättningar:

- Kostnadseffektiv ökning av den maximala installerade vindkraftseffekten på Gotland (från 195 till 200MW)
- Förbättring av elkvaliteten (sänkning av SAIDI med 20 % utgående medelvärde ifrån perioden 2008-2010 då medelavbrottstiden var 358 minuter per kund och år i testområdet.)
- Att göra det möjligt för kunder att vara aktiva på elmarknaden (2000 kunder)

De övriga sex delprojekten ansvar för specifikation, utveckling, upphandling och idrifttagning av den mångfald av tekniska installationer (smart grid-applikationer) som krävs för att utföra forskningsaktiviteterna.

I projektet genomförs ett marknadstest, utveckling och hårdvaruinstallationer nödvändiga för testets genomförande, teknisk utveckling som föregår ytterligare installationer samt teoretiska beräkningar över nyttan av ytterligare installationer.

Det ursprungliga projektet delades upp i två delprojekt där de mer forskningsbetonade, och teoretiska, delarna förlades till det som sedermera kom att kallas Smart Grid Gotland Etapp-1 och de delar som syftar till en verklig implementering av forskningsresultaten förlades till Smart Grid Gotland Etapp-2. Smart Grid Gotland Etapp-1 finansierades med forskningsmedel från Förordning (2008:761) om statligt stöd till forskning och utveckling samt innovation inom energiområdet (Dnr: 2015-09-29, Projektnr: 34716-1) medan Smart Grid Gotland Etapp-2 ursprungligen sökte stöd inom NER300-utlysningen men Istället beviljades anslag med stöd av förordning (2003:564) om bidrag till åtgärder för en effektiv och miljöanpassad energiförsörjning, i december 2013. Vid tiden för

beviljandet kallades projektet Smart Grid Gotland Etapp-2a eftersom energilagret förlagts till ett helt parallellt projekt kallat Smart Grid Gotland Etapp-2b. Trots den tidsmässiga förskjutningen som uppkom på grund av ansökningsförfarandet har uppdelningen i projektetapper huvudsakligen varit formell. I själva verket har projektet hela tiden drivits som en enhet med gemensam projektledning, projektresurser och projektmål. Under projekttiden har försök att harmonisera etapperna genomförts, genom förlängningsansökningar, men när nu Smart Grid Gotland Etapp-2a nått sitt slutdatum föreligger återigen en tidsskillnad. I enlighet med Energimyndighetens beslut separatredovisas därför Smart Grid Gotland Etapp-2a. Smart Grid Gotland, i vilken Etapp-2a ingår som en delmängd, avrapporteras i sin helhet i samband med projektavslut för Etapp-1 (vilket, i skrivande stund, ser ut att inträffa i halvårsskiftet 2017).

Smart Grid Gotland Etapp-2a

I synnerhet den första av Smart Grid Gotlands övergripande målsättningar (kostnadseffektiv ökning av den maximala installerade vindkraftseffekten) utformades ursprungligen för att adressera de utmaningar som distributionsnäten står inför i och med att det blir allt vanligare att vindkraftparker ansluts direkt till distributionsnätet och att produktion, från t.ex. solceller, matas in i lågspänningsnätet. Distributionsnätet tar, med andra ord, därmed över stora delar av den roll som transmissions- och regionnätet historiskt sett haft, trots att distributionsnätet i allmänhet saknar teknisk utrustning för övervakning, skydd och styrning som återfinns i högre systemnivåer.

Smart Grid Gotland Etapp-2a tillämpar samma projektstruktur som Smart Grid Gotland Etapp-1 vilket innebär att delprojekt Elkvalitet med Distribuerad Generering ansvarar för utformning, utförande, utvärdering och avrapportering av de aktiviteter som syftar till att nå projektmålen och delprojekt Smarta Fördelningsstationer och Landsbygdsnät ansvarar för specificering, inköp, installation och driftsättning av de fysiska installationerna. Smart Grid Gotland Etapp-2a, i sin helhet, svarar således uteslutande mot det övergripande projektets andra delmål (sänkning av SAIDI med 20 %) genom förverkliga, det som kallats det självläkande nätet.

Med det självläkande nätet menas ett elnät där uppkomna fel lokaliserar samt isoleras och där även återuppbyggnaden av driften, upp till felstället, sker helt automatiskt och utan behov av manövrering av operatör. Då det i dagsläget av olika anledningar inte är möjligt för en distributionsnätägare att helt utesluta operatörsmanövrar, ersattes namnet därför gradvis under projekttiden med ”det smarta elnätet” (och ibland med olika varianter av förkortningen FLISR– Fault Location, Isolation and Service/Supply Restoration/Recovery). I den här rapporten syftar namnen på identiskt samma sak. Var god observera att nätautomation bara kan återställa nätet upp till själva felet. En del av nätet kommer förbli strömlöst till dess att servicepersonal avlägsnat själva felet, som kan vara ett nedfallande träd, utrustning som gått sönder eller liknande.

Det självläkande/smarta elnätet

Den modernisering och utbyggnad av landsbygdsnätet som genomfördes i testområdet som avgränsas av fördelningsstationen Källunge, i öster, och Bäcks, i väster, utgörs av ett zonkoncept som koordineras centralt med hjälp av dynamisk data från utlokaliserade enheter i linjerna och i stationerna (brytare, frånskiljare, reläskydd och andra enheter som har möjlighet till trådlös kommunikation mot driftcentral via mobilt bredband). I åtagandet ingick även att använda moderna lågeffektsensorer, för mätning av ström- och spänning, och återvinningsbara material för att åstadkomma en så kostnadseffektiv, funktionell, och miljöanpassad effektivisering av 70/10kV-fördelningsstationen i Källunge som möjligt. Integrerat med system från Smart Grid Gotland Etapp-1 såväl som befintlig utrustning i nätet utgör detta det som kom att kallas det smarta elnätet.

Som exempel på särskilt betydelsefulla delar från Etapp-1 som ingår i lösningen kan Smart Grid Control Center, i vilket systemet för styrning och övervakning av låg- och mellanspänningsnätet (SCADA/DMS) ingår, och där mätvärdesinsamlingen utförs av de Smarta Mätarna, nämnas. På Gotland fanns dessutom ett äldre system, kallat RADIUS, med radiobaserat kommunikationssystem där fjärrstyrda manöverdon kan göra helautomatisk från- och tillkoppling med hjälp av lokal spänningsmätning. Även detta system krävde justering för att integreras med de nya systemen. Då investeringen i Smart Grid Control Center och de smarta mätarna i sin helhet ligger i Etapp-1 sker avrapporteringen för dessa delar i den sammanfattande rapporten.

Det som skiljer det smarta elnätet från ett konventionellt elnät handlar i stor utsträckning om information som samlas in, ofta i realtid, och används för nätautomation eller av operatör. Den automation som avses i Smart Grid Gotland Etapp-2a är:

- Bakmatning. Det vill säga att möjligheten att driftsätta hela eller delar av nätet ända upp till ett felställe, genom reservmatning från annan del av nätet. För att säkerställa att elkvaliteten bibehålls för omläggning krävs lastflödesanalys.
- Sektionering av nätet (zonkoncept) med avsikt att minimera antalet drabbade kunder genom att isolera uppkomna fel till enskilda zoner. Detta medför en avbrottsminimering för kunder i angränsande zoner.
- Lokalisering av fel med hjälp av skydd med riktad mätning. I projektet ingår beräkning av avståndet till fasfel. Lokalisering av jordfel, som är speciellt besvärliga att identifiera och lokalisera då jordfelsströmmen är begränsad av personsäkerhetsskäl (spoljordning), ingår däremot i det angränsande projektet DISCERN.
- Loggning av driftstörningar i sökbar databas.

I projektet ingår även upprätthållande av optimal drift i ett nät där variationer i konsumtion och produktion kan ge upphov till riktningförändringar av effektlödet. Detta omfattar även extremfallet ö-drift, det vill säga möjligheten att

vid omfattande avbrott upprätthålla driften i ett mindre område med hjälp av lokal produktion.

Förutsättningar för att genomföra skarpa test av ö-drift saknas i testområdet. För dessa ändamål finns det därför ett icke-operativt drift- och övervakningssystem (kallat R&D-SCADA/DMS) som har tillgång till exakt samma data som det operativa drift- och övervakningssystemet (SCADA/DMS) men utan möjlighet att göra några operationer mot nätet. Detta innebär att omkopplingar kan genomföras utan att påverka den verkliga driften av nätet. I flera av försöken som gjordes i projektet användes dessa system parallellt.

Genomförande

Nätet i testområdet, som begränsas av fördelningsstationerna i Källunge (i öster) och Bäcks (i väster), delades upp i 9 zoner, med hjälp av reläskydden i stationerna samt sju stycken så kallade zonbrytare utlokaliserade i nätet. Zonbrytarnas utplacering i nätet gjordes med hänsyn till kundtätthet, linjetopologi (så kallade påstick, vilket betyder förgreningar), typ av terräng, ledningsgatans utseende, särskilt drabbade linjesträckningar och så vidare, med avsikt att få en så kostnadseffektiv höjning av elkvaliteten i testområdet som möjligt. Även parametrar som kan påverka kommunikationstillförlitligheten, som till exempel avstånd till nätstationer, togs med i beräkningarna.

Zonbrytare är utrustade med reläskydd som öppnar för fel som uppkommer nedströms i förhållande till brytaren och lämnar kunder uppströms helt opåverkade. I ett radiellt matat nät får detta resultatet att uppkomna fel isoleras till enskilda zoner medan övriga nätet är i normal drift. Därefter kan ihopkopplingspunkter som inte används vid normal driftläggning användas för att driftsätta även den feldrabbade (bortkopplade) zonen i större eller mindre omfattning (så kallad bakmatning). Det optimala sättet att, på detta sätt, återställa driften för så många kunder som möjligt, (eller, om så önskas, i enlighet med andra prioriteringsordningar där t.ex. sjukhus, lantbruk eller industrier har företräde framför t.ex. hushåll), beräknas i Smart Grid Control Center, i driftcentralen, baserat på störningsinformation från zonbrytaren och fördelningsstationerna.

Återställningen av nätet kan ske helt automatiskt eller manuellt, av operatör, baserat på beslutsstöd från Smart Grid Control Center. I båda fallen skickas information om felet (feltyp och felström) från reläskydden via zonbrytarnas modem, och/eller stationen, via stationens fjärrterminal (RTU), till Smart Grid Control Center som ger geografiska anvisningar till möjliga felställen. När felstället är känt identifierar systemet samtliga laster i det drabbade området med hjälp av information från utmatande linjer i fördelningsstationerna och de lokala reläskydden, med avsikt att hitta den optimala driftomläggningen. I många fall finns det flera alternativa tillåtna driftläggningar. I situationer där tillåtna driftläggningar saknas presenterar systemet eventuella konsekvenser av olika otillåtna driftläggningar (som t.ex. kan vara att spänningen sänks till en viss nivå, vid inkoppling av ytterligare last). Resultatet presenteras som en kopplingsplan

som visar vilket objekt som skall öppnas eller slutas för att ytterligare isolera, bakmata och/eller återuppbygga nätet efter ett fel. Vid manuell återställning är det alltså operatören som genomför kopplingsplanen och en del andra manövrar i den beskrivna processen. Vid automatisk återkoppling genomförs kopplingsplanen av systemet självt, baserat på förinställda gränsvärden och säkerhetsmarginaler.

Helt automatisk återställning testades aldrig i skarp drift. Däremot genomfördes ett sådant test i det icke-operativa drift- och övervakningssystemet.

Med avsikt att verifiera funktioner och längden på felavhjälpningsprocessen i testområdet genomfördes två mer omfattande undersökningar – dels en teoretisk analys av leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands testområde och dels ett jordfelsprov. Dessutom genomfördes en utredning av i vilken utsträckning utplacerade enheter i nätet kan bidra till att förbereda de lägre spänningsnivåerna i distributionsnäten för ytterligare installationer av distribuerad generering. Det är resultat från dessa undersökningar som diskuteras i den här rapporten.

Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands Testområde

Distributionsledningssystemet i Smart Grid Control Center mäter automatiskt kvaliteten på eldistributionen, bl.a. genom registrering av kvalitetsindexen SAIFI (ungefär felfrekvens), SAIDI (ungefär avbrottstid) och MAIFI (ungefär felfrekvens för avbrott som varar kortare än 3 minuter). Det tar dock flera år att erhålla en statistiskt relevant datamängd. För att i ett tidigt stadium kunna avgöra investeringarnas kostnadseffektivitet genomfördes en teoretisk beräkning av investeringens inverkan på kvalitetsindikatorerna i testområdet.

Beräkningen utgick från historisk elkvalitetsdata från området, felfallsstatistik från de komponenter som är installerade i nätet samt en uppskattning av tiden det tar att genomföra manuella manövrar. Vid bedömningen av det inkomstbortfall ett avbrott ger upphov till användes nätföretagets normvärde per kundtyp, som fastställs av Energimarknadsinspektionens i förväg årsvis för tillsyningsperioden.

Nätet i testområdet var, redan innan projektstart, utrustat med ett effektivt system för automatisk isolering av kontrollzon med felkälla, kallat RADIUS, vilket inte är särskilt representativt för ett svenskt landsbygdsnät. Därför jämfördes det nya systemet både med det befintliga nätet och hur situationen skulle sett ut om nätet inte varit utrustat med detta system. I det senare fallet användes ett definierat svenskt standardnät med liknande fysiska förhållanden som det som finns i testområdet. Studien innefattade även förslag, och effekten av, förbättringar, som t.ex. förflyttning av en befintlig zombrytare till en annan position i nätet där den gör mer nytta.

Investeringens kostnadseffektivitet bedömdes i förhållande till konventionell nätförstärkning, vilket på Gotland innebär att isolera luftledningarna eller lägga kabel.

En mer detaljerad beskrivning av beräkningarna finns i Bilaga 1: Henry Lågland, 'Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands Testområde',

Vattenfall Smart Grids Portfolio, Smart Grid Gotland, Power Quality with Distributed Generation, Report Number U 14:32

Jordfelsprovet

Jordfelsprovet hade två syften - att verifiera mätmetoder och jordfelsskydd och att verifiera funktioner för fellokalisering, isolering och återuppbyggnad. Det var därför nödvändigt att dela upp testet i två delar, där det första gick ut på att skapa ett fel som registrerades av både stationsskyddet i Källunge fördelningsstation och av skyddet i en av zombrytarna och det andra gick ut på att skapa ett avbrott för att verifiera de funktioner i distributionsledningssystemet som lokaliserar fel, genomför lastflödesanalys och ger förslag på alternativa driftläggningar. Utöver att det skulle finnas plats för provvagnen valdes därför felställen med hänsyn till utrustningen i nätet (jordfel- och admittansskydd respektive zombrytare).

I det första testet anslöts först en felresistor om 13kOhm till 10kV-ledning 711 i Källunge under två minuter och senare anslöts felresistor 3kOhm under 500ms. Inget av dessa fel skall vara tillräckligt för att lösa ut skydden i nätet. Den åstadkomna störningen registrerades både av störningsskrivaren i stationen och av distributionsledningssystemet. Det andra testet genomfördes med hjälp av en simulerad felindikator i distributionsledningssystemet eftersom utrustning för lokalisering av jordfel utvärderades i ett angränsande projekt (DISCERN) och därför inte ingår i Smart Grid Gotlands projektomfång. Systemet verifierades genom den kopplingsplan som genererades av distributionsledningssystemet. Samtliga manövrer genomfördes manuellt av operatören. Därefter simulerades en helt automatisk återställning, baserad på samma kopplingsplan, i den icke-operativa forskningsmiljön.

Elkvalitetsmätning i nät med distribuerad generering

Syftet med studien var att avgöra om befintliga system för elkvalitetsmätning i fördelningsstationernas och zombrytarnas reläskydd skulle kunna ersätta eller komplettera elkvalitetsövervakning.

Behovet av elkvalitetsmätning har ökat med ökade installationen av enskilda vindkraftverk och solcellsanläggningar som ägs och förvaltas av elkonsumenterna själva. Även den begränsade driftövervakningen vid ö-drift med reservverk för att minimera avbrottstiden för både planerade och oplanerade avbrott har bidragit till att aktualisera behovet, både ur elsäkerhet- och spänningsbalanseringssynpunkt. Det grundläggande problemet är att ett distributionsnät är designat för elkonsument, inte för produktionsinmatning. Produktionsinmatningens spänningspåverkan är tydlig men nästan helt utom nätägarens kontroll, som helt inskränks till anvisningar och föreskrifter vid själva installationen av den inmatande enheten (därefter kan brister enbart upptäckas genom klagomål från andra kunder).

Behovet att mäta spänningen på olika sätt för att säkerställa elkvalitet blir således självklar. Frågan är om de distribuerade reläskydden i distributionsnätet är ett kostnadseffektivt och rationellt sätt att göra det med.

Resultat och diskussion

Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i Smart Grid Gotlands Testområde

Resultatet av den teoretiska analysen av leveranssäkerheten i Smart Grid Gotlands testområde antyder att installationerna som genomfördes i Smart Grid Gotland förbättrar medelavbrottstiden (SAIDI) i testområdet med 25% jämfört med RADIUS-systemet. Genom byta plats på av en av zonbrytarna skulle siffran kunna öka till 27 %. Motsvarande förändring för felfrekvensen (SAIFI) och felfrekvensen för korta avbrott (MAIFI) är 61 % respektive -100%. Beräkningen förutspår alltså att installationerna kommer fördubbla antalet korta fel i området.

Baserat på dessa siffror går det att göra slutsatsen att zonbrytare är ett kostnadseffektivt alternativ till att ersätta ledningar med kabel i testområdet vilket innebär att alternativet absolut måste övervägas vid moderniseringar av landsbygdsnät som helt saknar system för lokalisering och isolering av fel. Den absolut bästa lösningen är sannolikt en väl vald kombination av automation och kablifiering.

Orsaken till att den teoretiska studien förslår en förflyttning av en av brytarna beror sannolikt på en ombyggnad av nätet i området där den brytaren sitter.

Jordfelsprovet

Vid jordfelprovet presenterade det operativa distributionsledningssystemet en kopplingsplan för optimal nätkonfigurering för återställning med bakmatning som kunde genomföras utan överlast och med tillåten lastflödesanalys.

Den totala tiden det tog för operatören att genomföra kopplingsplanen, från det att fel uppstod till det att felet isolerats och bakmatning upp till felställt etablerats, uppskattas till något under 3 minuter. Tiden det skulle ta att genomföra motsvarande återställning med full automatik uppskattas till cirka 25 sekunder. I båda fallen skulle felet uppfattas som korta och därmed inte påverka den intäktsgrundande avbrottsstatistiken.

I jämförelse med de erfarna driftoperatörerna i ett välkänt distributionsnät kan alltså optimeringsfunktionen inte anses skapa något egentligt mervärde. Systemet har potential först vid stora nät med många alternativa kopplingspunkter och där operatören inte är lika bekant med området. Till detta tillkommer att den fullständiga potentialen med ett automatiskt system uppkommer först när upplevs som tillförlitligt (en operatör som inte litar på systemet kommer ändå välja att koppla manuellt).

Elkvalitetsmätning i nät med distribuerad generering

Utredningen visar att fördelningsstationernas och zonbrytarnas reläskydd mäter ett flertal parametrar (t.ex. kort-, långvariga och långsamma spänningsändringar, spänningsavbrott och obalans, såväl som överström och frekvens) som kan vara värdefulla ur elkvalitetsperspektiv. Men mätvärdena sparas inte i något standardformat för elkvalitet och erbjuder i första hand en digital (true/false)

utsignal i förhållande till ett inställt tröskelvärde och kan därför eventuellt fungera som ett komplement, snarare än ersättning, till andra elkvalitetsinstrument. Fördelen med reläskyddens elkvalitetsmätning är att den relativt lätt kan integreras i mätningen för ett befintligt drift- och övervakningssystem (SCADA/DMS) genom en larmstruktur med visualisering av elkvalitetsparametrar och att informationsinsamlingen sker närmare de drabbade kunderna. Slutsatsen måste ändå bli att det är mycket bättre att fokusera på det parallella utvecklingsspåret – Lågspänningsövervakning med hjälp av Smarta Mätare.

Publikationslista

Niklas Sigfridsson, Elisabeth Man, 'Benefits of Using DMS-System for Distribution Network to Optimize DER', CIRED Paper 0391, Lyon, 15-18 June 2015

Niklas Sigfridsson, Elisabeth Man, Florin Stelea, 'Combining existing and modern equipment towards a new generation of Self-healing Network', CIRED Paper 0398, Lyon, 15-18 June 2015

Niklas Sigfridsson, Arne Berlin, 'Smart Power Quality Measurement with MV Reclosers', CIRED Paper 0314, Helsinki, 14-15 June 2016

Bilagor

Henry Lågland, 'Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i SGG:s Testområde', Vattenfall Smart Grids Portfolio, Smart Grid Gotland, Power Quality with Distributed Generation, Report Number U 14:32