

WHITEPAPER

Proaktiv driftsstyrning och
förbättrad avbrottshantering
i framtidens smarta nät



SVERIGES ELNÄTSBOLAG står inför decenniets största utmaning, en utmaning som samtidigt erbjuder stora möjligheter. Under de närmsta tio åren ska totalt 5,4 miljoner elmätare bytas ut. Nya smarta mätsystem, där nästa generations mätare tar formen av intelligenta sensorer, lägger grunden för nya smarta elnät.

Användningen av dagens elmätare är i hög grad fokuserad kring behovet att säkra relevant mätdata för en korrekt månadsdebitering. Det är därför lätt att tro att även bytet till nästa generations smarta mätare är en fråga bara för elnätsbolagens mätansvariga. Men tittar vi närmare på vad framtidens intelligenta mätsystem kan erbjuda ser vi stora möjligheter bortom ren mätdatainsamling och mäthantering.

Förbättrad och mer granulär mätdata, mer frekvent och kvalitativ datainsamling och bättre förutsättningar att analysera och använda informationen skapar nya möjligheter inte bara för elbolagens mätansvariga utan även för andra nyckelfunktioner som nätplanering, kundtjänst och inte minst nätbolagets driftcentral. Här lägger de nya smartare mätarna grunden för förbättrad avbrottshantering och mer proaktiv driftstyrning, med ökad leverans kvalitet och en förbättrad kundupplevelse som resultat.





Bättre leverans kvalitet i framtidens smarta elnät

NÄTBOLAGETS FÖRMÅGA att möta slutanvändarens förväntningar på en tillförlitlig elleverans beskriver vi som leveranskvalitet. En god kundupplevelse handlar både om att användaren ska kunna förlita sig på elleveransens ständiga tillgänglighet och en försäkran om att spänningen hålls på rätt nivåer. Varje avvikelse i vågform, nivå eller frekvens riskerar att påverka den upplevda leveranskvaliteten negativt. För konsumenten betyder det att teknik riskeras slås ut och bli obrukbar. I värsta fall kan utrustningen börja brinna och ge större skador på egendom och personer. I mildare fall kan underspänning ge sämre prestanda och bristande elkvalitet förkorta en apparats livslängd.

Elnätsägaren har huvudansvaret för elkvaliteten i sitt elnät, från inmatningspunkt till slutanvändarens anslutningspunkt. I praktiken landar detta på den som är driftansvarig som också får det löpande ansvaret för att proaktivt mäta och utvärdera kvaliteten på elen som levereras. Dilemmat är

att dagens driftchefer oftast inte har de praktiska förutsättningarna för att kunna mäta leveranskvaliteten så som den upplevs av konsumenten.

Är det verkligen användarens ansvar att felsöka?

För att styra elnätsleveransen har dagens driftcentraler hjälp av realtidsinformation från centrets övervakningssystem. Utmaningen är att medan SCADA-systemen ger en bra bild av allt som händer i högspänningsdelen av nätet hamnar lågspänningsnätet, där slutkonsumenten befinner sig, under driftchefens radar. För elkvalitetsmätningar tvingas man förlita sig på data som samlats in i efterhand, i anslutningspunkter högre upp i nätet.

Med trubbiga verktyg för att monitorera den verkliga kundupplevelsen blir det upp till konsumenten att larma om störningar och kvalitetsproblem. Rapporter som tvingar nätbolaget till manuella kontrollmätningar för att verifiera eller avfärda

problemen. Den manuella hanteringen innebär en merkostnad för den ansvariga driftenheten. Ett större problem ligger i att kontrollmätningen görs i efterhand och inte när elen verkligen levererades och problemet uppstod. När kvalitetsproblemen ofta är momentana blir resultatet en kvalitetsuppföljning baserad på historisk mätdata av dålig kvalitet.

Nya smarta nät förbättrar upplevelsen

Lösningen till driftchefens accelererande utmaningar finns hos morgondagens nya smarta mätsystem. I det smarta nätet samlas avgörande driftinformation om onormala spänningsnivåer, fäsfel, strömbrott, misstänkta nolledarbrott osv in från varje enskild mätare. Information som löpande återförs till nätbolaget och gör det möjligt att övervaka elkvaliteten i realtid. Genom automatisering kan problem i nätet åtgärdas i god tid innan slutkunden behöver slå larm eller ström- och spänningsvariationerna fått påverkan på utrustning och individer.

Med nya mätare som inte bara samlar in utan också lagrar data kommer även möjligheten att i efterhand gå tillbaka och hämta upp information, för att styrka eller revidera upplevelsen av en dålig elleverans. Utan otillförlitliga och dyra ”efterhandskonstruktioner” i form av kontrollmätningar. Förbättrad information om vad som verkligen hänt i nätet ger dessutom en fingervisning om kommande underhållsbehov, laststyrning och behov av förstärkningar i nätet. Allt för att löpande minimera avbrott och förbättra leveranskvaliteten.

För den driftcentral som tidigare behövt förlita sig på andrahandsinformation från användare och data från hög- och mellanspänningsnätet innebär de nya smarta mätarna och intelligenta näten en revolution. Reaktiv felsökning och analys baserad på historisk data kan ersättas av proaktiv realtidsövervakning. Fokus i driftssäkringen flyttas från att i efterhand försöka åtgärda problem i nätet till att aktivt ta kontrollen över elkvaliteten och därigenom kundupplevelsen.

**I DET SMARTA NÄTET SAMLAS AVGÖRANDE
DRIFTINFORMATION IN FRÅN VARJE ENSKILD
MÄTARE OCH GÖR DET MÖJLIGT ATT
ÖVERVAKA ELKVALITETEN I REALTID.**





ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN OM FRAMTIDENS ELNÄTSDRIFT

I maj 2016 överlämnade Energimarknadsinspektionen (Ei) sin rapport "Funktionskrav på framtidens elmätare" till regeringen. I utredningen föreslås ett antal konkreta funktionskrav på framtidens elmätare. Målet är att öka möjligheterna att effektivisera elnätsdriften, främja lokal elproduktion och skapa större medvetenhet hos elanvändarna. Funktionskraven bör enligt Ei gälla för nya mätsystem som installeras efter 1/1 2017. Alla mätsystem bör uppfylla funktionskraven senast den 1/1 2025. Beslut om funktionskraven för framtidens elmätare väntas fattas våren 2017.

Av de funktionskrav på nya elmätare som Energimarknadsinspektionen föreslår berör framförallt två driftavdelningens arbete.

Funktionskrav 5 – Vid avbrott ska mätsystemet registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott längre än 3 minuter i en eller flera faser.

Kravet är tänkt att bidra till en mer korrekt och enklare avbrottsrapportering. Med dagens mätare och nät finns inte möjlighet att löpande samla in data om hur de enskilda driftleveranserna ut till kund fungerar. Det är istället upp till konsumenten att rapportera in upplevda störningar och kvalitetsproblem. När detta sker har nätbolaget idag ofta brist-

fällig information och kan tvingas göra en manuell kontrollmätning vid konsumentens anslutningspunkt. Denna manuella hantering innebär en direkt merkostnad för den ansvariga driftenheten.

En funktion i framtidens smarta mätare som automatiskt registrerar och aktivt rapporterar avbrott på längre än tre minuter, i en eller flera faser, gör det möjligt för elnätsbolagen att registrera störningar hos konsumenten på ett helt annat sätt än tidigare. Med rätt verksamhetsstöd och rätt information vid rätt tillfälle ökar chanserna att snabbare upptäcka och åtgärda driftsstörningar. På så sätt kan elnätsbolagen bli mer proaktiva i arbetet med att avhjälpa fel..

Sweco menar i sin nyttoanalys av Eis förslag att detta krav kommer att skapa förutsättningar för elnätsbolagen att effektivisera arbetet med att ta fram underlag för avbrottsersättning och avbrottsrapportering genom att mätarna registrerar korta och långa avbrott i uttagspunkterna. I Sverige skedde 2013 cirka 12,5 miljoner korta- och långa avbrott på kundnivå. Om arbetet med att avhjälpa dessa elavbrott kunde i framtiden baseras på information direkt från mätarna istället för att analysera avbrottsändelser högre upp i nätet, menar Sweco att arbetstiden som elnätsbolagen lägger på elavbrott borde kunna kapas.

SVERIGE 2013 – 12 MILJONER ELAVBROT PÅ KUNDNIVÅ

Funktionskrav 6 – Mätssystemet ska kunna skicka larm vid nollfel i kundens elanläggning för att undvika farliga spänningsnivåer, personskador och brand

Här är syftet att förhindra person- och egendomsskador, vilket har lyfts fram och uppmärksamats i såväl Finland som Norge och även borde vara ett prioriterat behov i Sverige.

Spänningsvariationer i elnätet kan orsaka allvarliga fel som slår ut tekniska produkter i hemmet och i värsta fall leda till brand eller personskada. Med nya smarta elmätare som larmar vid till exempel nollfel kan elnätsbolagen agera mer effektivt på akuta händelser och risken för allvarliga konsekvenser kan minskas.

Med insamling av realtidsdata, som till exempel information om onormala spänningsnivåer, fasfel, strömavbrott och misstänkta nolledarbrott i enskilda mätare, kommer driftsavdelningen kunna övervaka elkvaliteten i realtid. En automatlarmsfunktion som slår till så fort spänningen i slutnoden faller under gränsvärdet skulle innebära att felet kan upptäckas och justeras innan slutkunden slår larm.

Det finns ett värde i att larmet når elnätsbolaget snabbt, men enligt Sweco är det dock tveksamt om leveransen av larmet inom 2 minuter, som Ei föreslagit, medför något extra värde jämfört med om larmet skulle inkomma efter en något längre tid. Nyttorna är enligt Sweco ökad säkerhet för fälttekniker och slutkund, men eftersom antalet larm för nollfel bedöms vara relativt få uppskattar Sweco att nyttan är relativt liten. Det bör dock betonas att även om man uppskattar att antalet nollfell är relativt begränsat, får de ofta mycket allvarliga konsekvenser. I remissrundan har synpunkter framkommit från Vattenfall om att eventuella krav på skyddsåtgärder och larm istället borde riktas direkt mot kundens anläggning och dess utformning och inte mot själva elmätaren och därmed kravställas av Elsäkerhetsverket. Hur de slutliga kraven kommer att utformas återstår att se.



Så förbättras avbrottshanteringen i det smarta elnätet

DRIFTCENTRALENS HUVUDSAKLIGA uppgift är att övervaka och styra elnätet. Från stöd- och övervakningssystem håller operatörer koll på att elnätet fungerar och elen levereras som den ska. När en störning i de högre spänningsnivåerna gör elnätet strömlöst är det driftcentralen som säkerställer att rätt fältresurser, kompetenser, verktyg och reservdelar, når fram för att avhjälpa felet. Helst innan det ställt till alltför stor skada.

Utmaningen är att samtidigt som dagens driftcentraler förväntas vara superhjältar som snabbt och effektivt lokalisera och avhjälper de problem som uppstår i nätet saknar man ofta det systemstöd som krävs. Medan ett avbrott alltså kan ske var som helst i kedjan, i transmissionen från kraftverket, regionalt eller i det lokala nätet, är förutsättningarna för dagens driftcentraler att hantera problemet helt olika beroende på var det skett. Så länge problem uppstår i högspänningsdelen av elnätet är möjligheterna till ett automatiskt larm och att snabbt detektera både ursprunget och orsaken till problemet goda. Avbrott i lågspänningsnätet, det vill säga i den del av nätet där slutkonsumenten befinner sig, innebär betydligt större utmaningar. I praktiken får man ofta inte information om ett avbrott förrän en slutanvändare ringer in och rapporterar att elen inte längre levereras som den ska.

Saknar underlag för rätt prioriteringar

När ett större eller flera parallella problem i elnätet påverkar många abonnenter uppstår nästa utmaning. Det gäller för driftavdelningen att på bästa sätt prioritera sina resurser och avgöra var man först ska sätta in insatsen för felavhjälpning. Det enkla svaret blir att säga att resurserna ska sättas in i de punkter där de ger störst nytta och avhjälper flest fel. Den stora utmaningen är att ha tillgång till rätt beslutsunderlag för att kunna avgöra var detta är.

De flesta driftansvariga har inte tillgång till den information som man skulle behöva för att göra rätt prioriteringar. Man har heller inte de underlag som krävs för att man ska kunna skicka rätt personal, i rätt tid, till rätt plats, med rätt utrustning för att kunna åtgärda felet på effektivaste sätt. Avsaknaden på bra övervakningsverktyg resulterar dagligen i felaktiga prioriteringar och onödigt långa elavbrott med höga driftskostnader och minskad kundnöjdhet som följd.

Nyckeln till förbättrad avbrottshantering

Lösningen till den driftsansvariges utmaningar finns i morgondagens smartare elnät. De nya smarta mätarna har utvecklats från att enbart hantera mätdata till att bli intelligenta sensorer som kommunicerar i båda riktningar, i princip i

realtid. Genom att integrera det centrala insamlingsystemet med befintliga övervakningssystem som till exempel Micro-, SCADA- och DMS-system får driftansvarig nya möjligheter att övervaka och styra hela elnätet.

När realtidsinformationen från alla enskilda mätpunkter samlas i en totalbild av nätet blir det lättare att bedöma vilka avbrott som påverkar vilka och hur många abonnenter. Det gör det möjligt att prioritera och styra resurserna till en nod som påverkar 100 eller kanske 1 000 abonnenter i stället för en enskild abonnent.

Bättre realtidsinformation lägger också grunden för mer effektiv felavhjälpning på plats. Ett fel i ett fack i en transformator eller ett fel på en luftledningsgata som beror på att ett träd blåst ner över ledningen kräver både olika kompetenser och olika reservdelar för att hanteras. Bättre informationsunderlag förbättrar möjligheten att se till att rätt person snabbt finns på plats, med rätt information och rätt verktyg.

Radio avbrottssäkrar kommunikationen

De nya mätsystemen erbjuder faktiskt lösningen på ännu en av driftcentralens grundläggande utmaningar. När merparten av de dagens elmätare kommunicerar med insamlingsystemet via själva elnätet, PLC, betyder ett fullständigt nätavbrott att även kommunikationen bryts. Med det försvinner möjligheten för den påverkade elmätaren att själv kunna larma om vad som hänt.

En förutsättning för att elnätsbolaget ska kunna dra full fördel av de nya intelligenta sensorerna i avbrotts hanteringen är en autonom kommunikationskanal, oberoende av själva nätet. Med trådlös kommunikationen, RF radio, kan de nya mätarna, sensorerna, skicka larm även vid ett fullständigt strömbrott. Genom att kombinera informationen om vilka mätare som påverkats av avbrottet och vilka mätare som inte larmar går det att förstå den verkliga orsaken till avbrottet, var det skett och hur det ska avhjälpas på bästa sätt.

FÖR ATT DRA FULL FÖRDEL AV **DE NYA INTELLIGENTA SENSORERNA** I AVBROTTS HANTERINGEN KRÄVS EN AUTONOM KOMMUNIKATIONSKANAL.



FÖRBÄTTRAD DRIFTINFORMATION MED RADIOKOMMUNIKATION

För elnätsbolag har valet av kommunikationslösning blivit en kärnfråga. En titt i backspejeln och på våra närmaste grannländer kan ge en indikation på vilka krav som kommer ställas på morgondagens kommunikationsteknik.

2009 – Första generationens smarta mätare

Efter mätarreformen 2009 ledde valet av kommunikationsteknik till att ungefär 75 procent av Sveriges 5,4 miljoner mätpunkter kopplades upp via PLC. Krav på fjärravläsning en gång per månad gjorde att en uppkoppling via det egna distributionsnätet sågs som ett tillförlitligt och attraktivt sätt att möta kommunikationsbehoven. PLC blev också många gånger det billigaste alternativet, inte minst viktigt då utrollningen av den första generationens smarta mätare blev en kostsam investering för många elnätsbolag.

Efterhand har PLC-kommunikationen visat sig känslig för störningar. Och i takt med att nya förbrukare, från LED-lampor till induktionshällar och värmepumpar, anslutits till elnätet har störningarna förvärrats, med försämrad kommunikation som följd. Störningarna upplevs dessutom ofta vandra runt i nätet vilket gör dem svåra att analysera samtidigt som kontakten med ett stort antal mätare går förlorad. Många elnätsbolag saknar upp mot 20–30 procent av mätvärden när avräkningsarbetet inför månadsdebiteringen påbörjas. Resultatet blir att informationen måste hämtas in genom en manuell förfrågan till systemet eller i värsta fall genom att en mättekniker skickas ut för att samla in mätvärden.

PLC har också begränsningar i form av envägskommunikation med långa svarstider. Mätarna kan därför vare sig fjärrupdateras eller ta emot kommandon. Stöd för händelsestyrd trafik såsom larm, styrning eller insamling av elkvalitet saknas helt.

NORGE 2015 – RADIOKOMMUNIKATION VALET I NÄRMARE 100 % AV IMPLEMENTATIONERNA

Radiokommunikation vinner mark i Norge och Finland

När de norska elnätbolagens upphandlingar av totalt 2,7 miljoner nya smarta mätare gick i mål i slutet av 2015 föll valet i närmare 100 procent av alla fall på radiokommunikation. Skälen var flera. Ett var de ökade kraven på att samla in mer detaljerad debiteringsdata, i timvärden med möjlighet till kvartsvärden. En annan, ofta viktigare drivkraft, ett ökat fokus på "nätnytta". När nästa generations smarta mätare tar formen av intelligenta sensorer med stöd för händelsestyrd informationsinhämtning uppstår nya möjligheter till förbättrad larmhantering och uppföljning av bland annat elkvalitet. Med målet att minska antalet elrelaterade person- och egendomsolyckor och effektivisera styrningen av framtida investeringar i distributionsnätet ställdes allt högre krav på en störningsfri tvåvägskommunikation i nära realtid.

Fler argument för en robust tvåvägskommunikation finns att hämta i Finland där den första mätarreformen genomförde 2013. Majoriteten av finska elnätsbolag drar idag fördel av smarta mätare med så kallad "last gasp" och "first breath" funktionalitet. När mätarna integrerats i elnätsbolagen DMS-lösningar presenteras avbrott och störningar i realtid i en kartbild över distributionsnätet. Tillsammans med information från överliggande nät och algoritmstyrd analys kan störningarna klassificeras, felen utpekas och avbrotts hanteringen effektiviseras.

Morgondagens kommunikationsteknik

Fördelarna med en autonom, störningsfri kommunikation, frikopplad från själva elnätet är många.

- **Minskad risk för störningar** – Ny teknik och nya förbrukningsmönster gör att mängden störningar i nätet fortsätter att öka. Tack vare att den trådlösa kommunikationen är oberoende av elnätet och fristående från eldistributionen elimineras risken för belastningsproblem och störningar. Det förbättrar tillförlitligheten både i mätdatainsamlingen och för händelsebaserad trafik för larm och styrning.
- **Mer effektiv avbrottsshantering** – En fristående kommunikationskanal innebär också att de nya mätarna kan kommunicera även vid ett fullständigt strömavbrott genom så kallad "last gasp" och "first breath". Mer effektiv felanalys och felsökning i avbrottshanteringen lägger i sin tur grunden för minskade viten och en förbättrad slutkundupplevelse.
- **Förbättrad insamling av mätdata, event och larm** – I dagens radiolösningar är samtliga enheter fullt fungerade informationshubbar som autonomt initierar och pushar information vid behov. Det innebär att informationsinhämtningen inte längre behöver initieras och koordineras från insamlingssystemet. Genom att kombinera "Push" från mätarna med "Pull" från insamlingssystemet säkerställs att all data kommit in vilket förbättrar både mätvärdesinsamlingen och gör den händelsebaserade kommunikationen mer tillförlitlig.
- **Självläkande system** – Varje mätpunkt kan också aktivt gå in och länka information från angränsade enheter vilket ger ett stort antal alternativa kommunikationsvägar. Vid störningar kan respektive enhet, baserat på egen algoritmintelligens, fatta aktiva beslut om trafikvägar, sändeffekt och kanalval för att bemöta störningen. Resultatet blir självläkande system med alltmer tillförlitlig kommunikation.
- **Ökad flexibilitet** – Den trådlösa anslutningen ger också mer flexibla lösningar. Lösningar som är enkla att utöka med fler enheter vid behov. Med krav på att nätinfrastrukturen ska uppdateras var tionde år gör den ökade flexibiliteten det enklare att hantera inte bara det närmast förestående men också kommande generationsskiften i nätet.





Foto: Savon Voima Verkke Oy

Proaktiv driftstyrning i morgondagens smarta nät

EN FOKUSERAD, väl fungerande driftcentral som snabbt och effektivt identifierar, isolerar och avhjälper fel när det händer, där det händer, är en framgångsfaktor för alla elnätbolag. En minst lika viktig uppgift är att proaktivt verka för att felen i nätet minimeras och leveranskvaliteten hålls inom norm.

Trubbiga verktyg för proaktiv styrning

Att löpande samla in information om hur elnätet mår, hur lastsituationen ser ut i olika delar av nätet, att förutsäga kommande underhållsbehov, föreslå var nätet behöver förstärkas och hur lasten bäst balanseras är alla ansvar på driftschefens bord. Utmaningen är att förväntningarna på att proaktivt kunna säkra drift och underhåll, precis som i avbrotthanteringen, många gånger inte möts upp av tillgången till rätt information och stödsystem. Driftansvarig som saknar relevanta verktyg famlar alltför ofta i blindo och hänvisas i slutändan tillbaka till att reaktivt avhjälpa de fel som uppstått.

Att förutsättningarna för att systematiskt monitorera och följa upp vad som händer i lågspänningsnätet oftast saknas står också i direkt konflikt med att merparten av elnätbolagets framtida utmaningar sannolikt kommer uppstå i just i den här delen av nätet.

Morgondagens smarta mätare – driftchefens nya ögon

När nästa generations smarta elmätare kommunicerar med det centrala mätsystemet, i näst intill realtid, blir som vi sett information om vad som händer i hela nätet tillgänglig. Genom att även inkludera distributionsnätets transformatorer i lösningen och integrera den med nätbolagets informationssystem, förbättras både överblicken och detaljinformation.

När mätarna tar steget från att samla in och vidarebefordra ren förbrukningsdata till att mäta och kommunicera kring andra tillgängliga storheter såsom varierande spänningsnivåer, effekt och ström får elnätbolaget en guldgruva av information och insikter att gräva ur. Genom att dra nytta av information både direkt från kundernas elmätare och från nätstationer, förbättras möjligheterna att identifiera problem och förluster i nätet på ett tidigt stadie, som grund för att proaktivt förbättra spänningsregleringen, styra lastbalanseringen, optimera driftläggningen och effektivisera anläggningsunderhållet.

I det smartare nätet får driftsansvariga full tillgång till den information som behövs för att underhållsarbetet ska kunna fokuseras om till förebyggande insatser som optimeras för att undvika potentiella fel och avbrott. Rätt information blir ett kraftfullt verktyg för att ta full kontroll över hela leveransen, elkvaliteten och i slutändan kundupplevelsen.

FÖRBÄTTRAD DRIFT MED UTÖKAD MÄTNING OCH FELANALYS – EXEMPEL

Bättre möjlighet att förutse och bemöta nya konsumtionsmönster

Förändrade konsumtionsmönster, som till exempel ett ökat användande av elbilar, riskerar att öka antalet effekttoppar. Genom att mäta den momentana effekten från samtliga mätpunkter förbättras möjligheten att förutse och bemöta förändrade uttagsmönster och lokala variationer i lågspänningsnätet. (Läs mer i Framtida krav på elnäten, Elforsk 2014).

Elkvalitet även med vindkraft och solex

Med en fortsatt utbyggnad av alternativa kraftkällor kommer en ökad risk för lokala spänningsvariationer. Genom att mäta spänningsnivåerna i hela lågspänningsnätet förbättras förutsättningarna för att analysera driftssituationen och styra leveransen inom norm. (Mer i Teknik för smarta elnät, North European Power Perspective 2014).

Proaktivt förhindrande av elavbrott

Genom att mäta spänningsvariationer i lågspänningsnätet och jämföra med tidigare, liknande situationer, förbättras möjligheterna att analysera och förstå felorsaken. När insamlad mätdata kombineras med NIS information ges också förutsättningar för att korrekt identifiera var felet uppstått. (Teknik för smarta elnät, North European Power Perspective 2014).

Mer effektiv felavhjälpning

När samtliga mätpunkter i lågspänningsnätet kan larma vid avvikelser eller avbrott i nära realtid förbättras driftcentralens information om felens omfattning, geografiska spridning och vad som orsakat felet. Utifrån detta kan felavhjälpningen prioriteras och rätt personal med rätt utrustning skickas till rätt plats.



ENERGIFORSK: SÅ SER FRAMTIDENS DRIFTCENTRAL UT

Hösten 2014 släppte Elforsk, idag Energiforsk, rapporten *Framtidens driftcentral* med en framtidsspaning om elnätsdriftcentralens verksamhet och stödsystem. Man konstaterar att elnätsföretagen sedan mätarreformen 2009 har tillgång till mer detaljerad mätdata från sina kunder än tidigare. Med nästa generations smarta nät kommer möjligheterna fortsätta öka. Enligt Energiforsk kommer de flesta nätbolag att inom 10–15 år använda information från abonnentens elmätare, inte bara för att skapa debiteringsunderlag, utan också dra nytta av den i driftcentralen.

Susanne Olausson, områdesansvarig för Elnät, Vindkraft och Solel på Energiforsk; Vari ligger de största möjligheterna och drivkrafterna för driftsavdelningarna att ta del av informationen från lågspänningsnätet?

– Idag agerar driftsenheterna på avbrott och längre störningar, ibland först då man fått en avbrottsrapportering. För att ta reda på mer om vad som inträffat går det att i efterhand söka på ett visst område eller en grupp abonnenter. Problemet är att informationen här kan vara uppemot tio minuter gammal. Målet är att kunna spåra fel i nätet innan de blir allvarliga och leder till driftsstörningar. Det kan handla om att identifiera avvikande leverans kvalitet eller spänningsgodhet, att skapa belastningsbilder i lågspänningsnätet eller att hitta fel på enskilda komponenter.

– Vi kommer också se mer av proaktiva risk- och tillförlitlighetsanalyser hos nätbolagen framöver. Internationellt görs detta redan i många länder. Sverige har historiskt investerat en hel del i infrastrukturen för det svenska elnätet. Med ett väldigt stabilt nät har det inte funnits anledning att lägga stora resurser på risk- och tillförlitlighetsmetoder. När produktionsbilden förändras, från att vi idag förlitar oss på ett elnät med få och stora energikällor till fler men mindre alternativa energikällor, ökar behovet för att kunna säkra leverans kvaliteten och energitillgången.



**Susanne Olausson,
områdesansvarig
för Elnät, Vindkraft
och Solel på Energiforsk.**

Vad kommer krävas för att elbolagen ska börja arbeta mer aktivt med den mätdata som finns och kommer finnas tillgänglig direkt från mätarna?

– Framförallt måste det finnas ekonomiska drivkrafter. Att kunna arbeta mer proaktivt med att förhindra avbrott och förbättra kvaliteten är en viktig del. Det kan också handla om nya tjänster som slutabonneten är beredd att betala för. Bättre möjligheter att själv påverka elförbrukningen genom att styra hur man värmer upp huset, när elbilen ska laddas och så vidare. Utmaningen är att hitta ekonomi i de nya tjänsterna. Samtidigt som den här typen av tjänster kräver en investering för elbolaget, är konsumentens elpris och därmed intresse för att spara energi relativt lågt. I takt med omställningen till förnyelsebara källor kan det bli viktigare.

– Förbättrad mätbarhet kan också vara en positiv faktor vid investeringsbeslut. Idag uppdateras svenska elnät baserat på den ekonomiska livslängden snarare än utifrån hur nätet mår. Vi ser framför oss hur enskilda komponenter kommer kunna identifiera sig för systemet och driftoperatören. "Jag är av märket XYZ och jag är fem år gammal." På så sätt behöver den som ansvarar för drift och nätplanering inte förlita sig på gammal dokumentation. Med bättre statistik om olika typer av komponenter och hur de åldras blir det lättare att ta proaktiva beslut om vad som behöver ersättas, innan fel uppstår, och utan att förlita sig på den ekonomiska avskrivningen.

INOM 10–15 ÅR KOMMER DE FLESTA NÄTBOLAG ANVÄNDA INFORMATION FRÅN ABONNENTENS ELMÄTARE I DRIFTCENTRALEN.

Mellan raderna i rapporten kan man läsa in en viss oro för all denna data som nu blir tillgänglig. Finns det en risk att "Big Data" blir ett hot, snarare än en möjlighet, för morgondagens driftcentraler?

– Lösningen kommer vara att mätarna och insamlingssystemet blir intelligenta nog för att själva avgöra vilken information som är kritisk och behöver skickas vidare. Så länge mätvärdena ligger inom rimliga intervall skickas inget larm och ingen kontinuerlig data. Att skicka all information skulle ge en onödig belastning både på kommunikationsmediet och de personer som ska tolka den. Driftoperatören kommer, som idag, att se direkta larmvärden med förbättrad möjlighet att gå in och studera både speciella fall och trender.

Ett annat aktuellt ämne är möjligheten till automation och att på så sätt styra driftläget i nätet. När kommer vi se de första stegen mot automatisering?

– Redan idag finns det automatiska omkopplare och fränkopplare. Utmaningen är att för automatiseringsgraden ska kunna öka så måste först mätbarheten förbättras. Det måste gå att isolera ett problem och skilja ut vilka kunder som drabbas från de som inte är det. Utvecklingen kommer sannolikt gå via förbättrad mätbarhet och förbättrade möjligheter till fjärrstyrning till ökad andel automation.

Smart Grid i praktiken – så realiseras framtidens smarta nät

VAD KRÄVS DÅ FÖR att elnätbolag ska kunna dra full nytta av de nya möjligheterna med det smarta nätet i sin strävan att förbättra avbrottshanteringen och arbeta proaktivt med driftsstyrning i nätet? En lösning som möjliggör monitorering av lågspänningsnätet lägger grunden för att realisera det smarta nätet, Smart Grid.

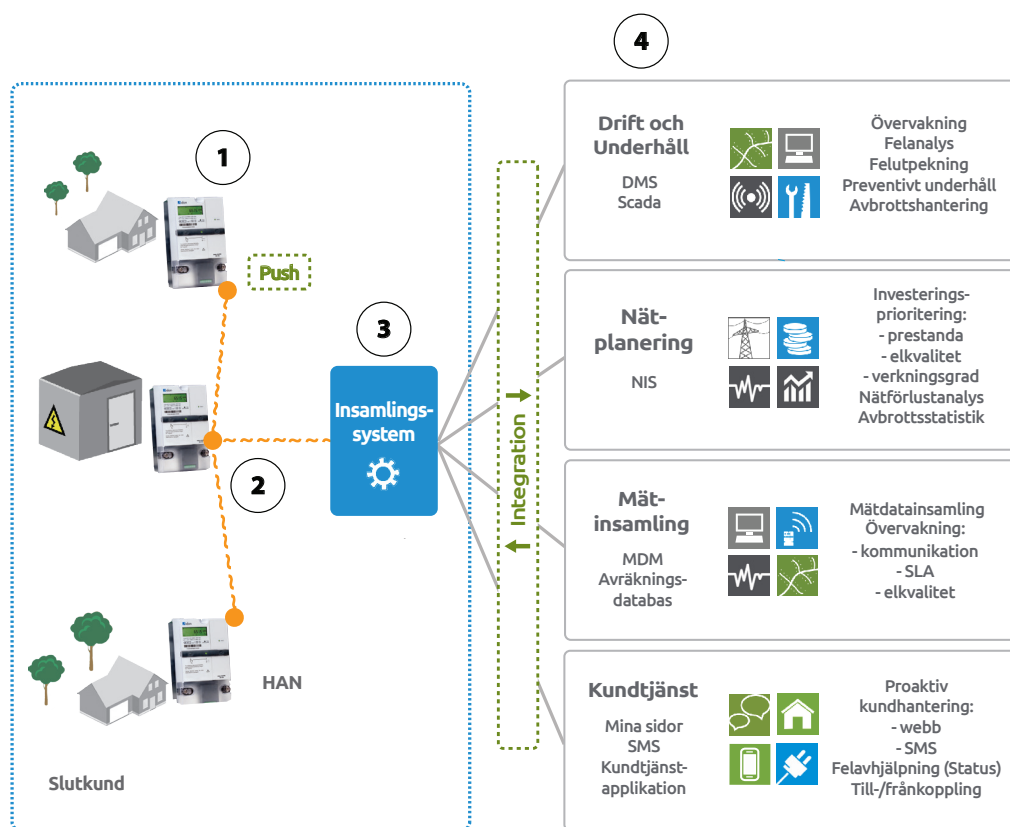
Den nya generationens smarta mätare (1) tar formen av sensorer som samlar in och lagrar relevant data. Det handlar både om traditionell mätdata för en korrekt, löpande debitering, och information kopplat till övervakningen av till exempel och spännings- ström- och effektvariationer.

När mätarna blir allt smartare och får en mer betydande roll för nätdriften blir också en **robust och tillförlitlig kommunikationslösning (2)** allt viktigare. En förutsättning för fungerande övervakning av lågspänningsnätet är tväriktad kommunikation i nära realtid, där mätarna på egen hand kan ”pusha” alarm och eventinformation i alla lägen. De smarta mätarna kan även fatta egna beslut om optimala trafikvägar,

sändeffekt och aktivt göra kanalval när störningar inträffar i nätet.

Resultatet blir autonom kommunikation som i alla lägen, även när problem uppstår i nätet och oavsett deras orsak och omfattning, har kapaciteten att nå fram till det **centrala insamlingssystemet (3)** med relevant och tidskritisk information.

Genom att integrera det **centrala insamlingssystemet med nätbolagets övervakningsapplikationer (4)** såsom SCADA och DMS blir det möjligt att skapa en holistisk vy av hela nätet, inklusive lågspänningsdelen. Information direkt från mätarna om störningar och avvikelser från det normala gör att reaktiv felsökning och efterhandsanalys kan ersättas av proaktiv realtidsövervakning och felavhjälpning. Här läggs också grunden för att i efterhand göra djupanalyser och på så sätt successivt flytta fokus till förebyggande insatser för en mer proaktiv driftsstyrning.



Från rådata till strategisk informationsresurs

Det nya smarta nätet har som vi sett betydligt mer information att erbjuda än tidigare och den stora mängden tillgänglig data kan vid första anblicken upplevas som en utmaning. Rätt hanterad erbjuder den dock nya konkreta möjligheter för en mer proaktiv driftstyrning och avbrotts hantering av hela elnätet.

Behovet av information varierar inte bara mellan elnätsbolagets olika verksamheter utan också mellan olika processer och utifrån olika individers ansvar inom en organisation. Detta gäller både vilken data som är relevant och i vilken omfattning den behöver vara tillgänglig. Nyckeln till framgångsrik övervakning och styrning av nätet ligger därför i att på ett systematiskt och strukturerat sätt kunna avgöra och per automatik filtrera och styra vilken information som ska göras tillgänglig för vem, när och hur.

Rätt information till rätt person vid rätt tillfälle

Genom att på förhand identifiera och mappa informationsbehoven hos olika individer och för olika processer är det

möjligt att fördefiniera paketeringar av den information som är relevant utifrån dessa behov. Det kan till exempel handla om att samla och presentera den data som behövs för att aktivt monitorera att elleveransen sker enligt norm, den information som behövs för att säkerställa en mer proaktiv avbrotts hantering eller den fakta som krävs för att skapa en fördjupad förståelse för bakomliggande faktorer vid larm.

Exempel på paketering av informationen kan vara:

- Spänningsnivåer, övertoner och frekvenser vid en viss tidpunkt och med en viss tidsupplösning.
- Strömstyrka vid en viss tidpunkt.
- Elkvalitetstatus i förhållande till norm (EN 50160).
- Dips and swells.
- Larm såsom avbrott på mellanspänningsnätet eller fasfel.
- Förhöjda strömnivåer i kategori I-mätare (>63A).
- Strömavbrott eller fasavbrott.

När rådatan paketeras på ett relevant sätt, utifrån varje organisations och individs specifika behov, förvandlas den till initierad information som lägger grunden för att leverera god elkvalitet i hela nätet.

PAKETERAD RÅDATA FÖRVANDLAS TILL INITIERAD INFORMATION – GRUNDEN FÖR EN GOD ELKVALITET I HELA NÄTET





AIDON ÄR PIONJÄRER inom energimätning. Vi hjälper elnätsbolag säkerställa felfria elleveranser till sina slutanvändare genom att erbjuda lösningar för övervakning av hela lågspänningsnätet, från mätpunkter till distributionsstationer. I nära samarbete med ledande nordiska nätbolag utvecklar vi innovativa lösningar för framtidens smarta nät.

Aidons öppna och flexibla Advanced Metering Management-lösning kombinerar smarta mätare i form av intelligenta sensorer med kvalificerade system för insamling, bearbetning och analys av nätdata. Helhetslösningen är utvecklad för att möta behoven av effektiv övervakning, styrning och förvaltning av distributionsnätet hos både små och stora elnätbolag. Våra olika paket för elkvalitet erbjuder färdiga konfigurationer som säkerställer att rätt information finns tillgängliga för rätt individer i rätt process vid rätt tillfälle. Våra lösningar svarar upp mot regelkraven och fungerar under de mest krävande förutsättningarna i nordisk miljö.

Aidons smarta mätsystem servar idag över 1,5 miljoner mätpunkter. I Norge kommer vår lösning installeras hos ytterligare 1,5 miljoner energianvändare fram till slutet av 2018. Det gör oss till nordisk marknadsledare på smarta mätsystem.

Vill du veta mer om hur Aidon kan hjälpa ditt elnätsbolag förbättra avbrottshanteringen och driftstyrningen i det smarta elnätet är du varmt välkommen att höra av dig!



Aidon Sverige

Enhagsslingan 19, 187 40 Täby | 08-768 17 70 | info@aidon.com | www.aidon.com/se