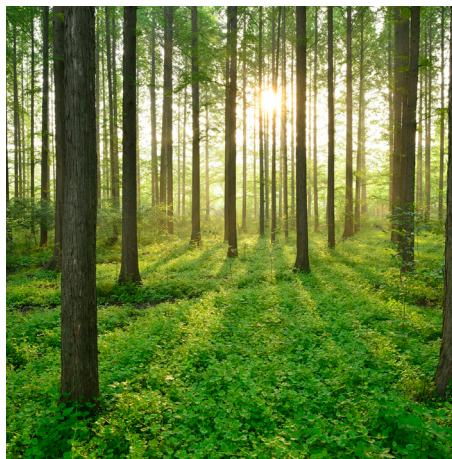
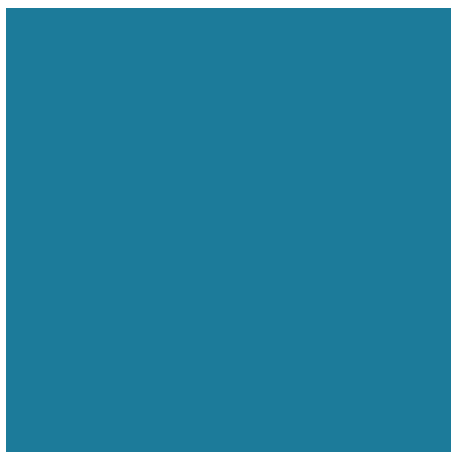


OAVSIKTIG Ö-DRIFT MED DISTRIBUTERAD GENERERING

RAPPORT 2025:1128



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING & DIGITALISERING



Oavsiktlig ö-drift med distribuerad generering, Fas B

**HENRIK HEMARK, DANIEL KARLSSON, LARS MESSING
FLORIN STELEA, JOHAN STELIN, ALEXANDER SVENSSON, LUCAS FINATI THOMÉE**

ISBN 978-91-89918-29-0 | © Energiforsk [månad] 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Oavsiktlig ödrift med distribuerad generering* ingår i programmet Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering. Projektet har belyst problematik och utmaningar samt studerat olika lösningar för att detektera och koppla bort distribuerad generering vid oönskad ödrift. Relevanta tekniska lösningar har utvärderats i en fallstudie i samarbete med elnätsbolag.

Henrik Hemark har varit PL för projektet. Tack till referensgruppen bestående av Berlin Arne, Vattenfall Eldistribution, Joel Clementson, E.ON, Magnus Brodin och Robin Sjöstedt, Skellefteåkraft, Stefan Aronsson, Jönköping Energi, Amanda Gidenhember, Öresundskraft, Linus Hansson, Ellevio, Florin Stelea, Lars Messing, Alexander Svensson, Johan Stelin och Lucas Thomée från DNV.

Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd:

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft (ordf)
- Josefin Grundius, Ellevio
- Stefan Ivarsson, RISE
- Magnus Lindström, Grid Diagnoze
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / Elinorr
- Kalle Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft Elnät
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

Ellevio	Karlstads El- och Stadsnät	Dala Energi Elnät
Vattenfall Eldistribution	Borås Elnät	Elektra Nät
Svenska kraftnät	Falu Energi & Vatten	Gävle Energi
Göteborg Energi	Borlänge Energi	Hamra Besparingsskog
Statkraft Sverige	Nacka Energi	Hofors Elverk
Fortum	C4 Energi	Härjeåns Nät
Mälarenergi Elnät	PiteEnergi	Härnösand Elnät
Öresundskraft Elnät	Trollhättan Energi Elnät	Ljusdal Elnät
Tekniska Verken i	Skövde Energi	Malungs Elnät
Linköping	Hitachi Energy Sweden	Sandviken Energi Nät
Skellefteå Kraft Elnät	Energiföretagen Sverige	Sundsvall Elnät
Umeå Energi Elnät	Sveriges Ingenjörer, MF	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	GridDiagnoze	Åsele Elnät
Jönköping Energi Nät	Elinorr ekonomisk förening;	Årsunda Kraft & Belysningsf
Eskilstuna Strängnäs	Bergs Tingslags Elektriska	och
Energi & Miljö	Blåsjön Nät	Övik Energi Nät

Stockholm, september 2025

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Det finns alltid en risk/möjlighet att en del av ett elnät kan frångöras från överliggande nät. Det bildade ö-nätet kan innehålla lokal generering av olika typer såsom konventionella kraftverk med synkrogeneratorer, vindkraft av typ DFIG, vindkraft ansluten via omriktare, solkraft (PV) ansluten via växelriktare och batterilager (BESS). Om det bildade ö-nätet har ansluten generering kan fortsatt drift möjliggöras. Fortsatt drift kan vara önskvärd eller oavsiktlig. Oftast är icke planerad ö-drift oönskad av olika anledningar såsom risk för personskada, risk för utebliven felbortkoppling, negativ påverkan på spänningskvalitet, mm. Oavsiktlig ö-drift skall därför detekteras och distribuerad generering i ö-nätet skall frångöras.

I denna rapport behandlas följande:

- Begrepp med bäring på ö-nät.
- Metoder för detektering av oavsiktlig ö-drift som omfattar passiva och aktiva metoder. Krav på ö-drift presenteras.
- Beskrivning av föreskrifter och standarder som skall uppfyllas beträffande detektering och åtgärder vid ö-drift.
- Egenskaper hos kraftelektronik och dess styrsystem som ansluter olika typer av distribuerad generering.
- Felbortkoppling i nät som oavsiktligt frångöras från överliggande nät.
- Analys och bedömning av metoder för detektering av ö-drift.

I de flesta fall med övergång till ö-drift kommer ö-nätet inte att ha aktiv och/eller reaktiv effektbalans. Detta leder normalt till avvikande frekvens och/eller spänning som enkelt kan detekteras av passiva metoder, som över- och underfrekvens, över- och underspänning, frekvensderivata (ROCOF), spänningsderivata (ROCOU), eller faslägesskifte.

I de fall det bildade ö-nätet har både aktiv och reaktiv effektbalans, d v s effektutbytet med överliggande nät innan den oavsiktliga frångöringen är liten, är de passiva metoderna inte tillräckliga. Vi får ett område för spänning och frekvens som benämns Non-Detected-Zone. För att detektera denna driftsituation används aktiva metoder, exempelvis:

- Koppling av primärkomponenter i nätet, t ex shuntreaktor för att detektera förändringar i spänning och/eller frekvens.
- Injicering av "störning" från omriktare som ansluter generering.

Mycket forskning har gjorts beträffande de aktiva metoderna. Dessa metoder är relativt avancerade och kräver oftast omfattande analys av ö-nätet med avseende på storlek, på ansluten generering, nätets storlek och effektnivå.

Föreskrifter och standarder kräver att en kraftproduktionsmodul (PGM) skall kunna detektera uppkommen ö-drift. Det anges att metod för detektering skall överenskommas mellan ägaren av produktionsanläggningen och berörd nätägare. Tillverkare av omriktaranslutna genereringsenheter skall även kunna redovisa

vilka metoder som används och redovisa gjorda verifieringsprov. I IEC standard och IEEE standard beskrivs hur verifierande tester skall genomföras för att säkerställa pålitlig och säker ö-nätsdetektering. Dessa tester förutsätter troligen en enkel modell av det ö-nät som kan bildas. I realiteten kan många olika driftförutsättningar göra att testerna blir ofullständiga, speciell beträffande aktiva metoder för ö-nätsdetektering.

Nyckelord

Felbortkoppling, mikronät, distribuerad generering, oavsiktlig ö-drift, felströmsinmatning.

Summary

There is always a risk/opportunity that a part of a power grid can be disconnected from the main grid. The formed island grid can contain local generation of various types such as conventional power plants with synchronous generators, wind power of the DFIG type, wind power connected via converters, solar power (PV) connected via inverters, and battery storage (BESS). If the formed island grid has connected generation, continued operation can be enabled. Continued operation can be desirable or unintended. Unplanned island operation is often undesirable for various reasons such as the risk of personal injury, the risk of missed fault disconnection, negative impact on voltage quality, etc. Therefore, unintended island operation must be detected and distributed generation in the island grid must be disconnected.

This report addresses the following:

- Concepts related to island grids.
- Methods for detecting unintended island operation, including passive and active methods. Requirements for island operation are presented.
- Description of regulations and standards that must be met regarding detection and measures during island operation.
- Characteristics of power electronics and their control systems that connect various types of distributed generation.
- Fault disconnection in grids that are unintentionally disconnected from the main grid.
- Analysis and assessment of methods for detecting island operation.

In most cases of transition to island operation, the island grid will not have active and/or reactive power balance. This normally leads to abnormal frequency and/or voltage that can be easily detected by passive methods, such as over- and under-frequency, over- and under-voltage, frequency derivative (ROCOF), voltage derivative (ROCOU), and phase angle shift.

In cases where the formed island grid has active and reactive power balance, i.e., the power exchange with the main grid before the unintended disconnection is small, passive methods are not sufficient. We get an area for voltage and frequency called the Non-Detected Zone (NDZ). To detect this operating situation, active methods are used. Examples:

- Switching of primary components in the grid, e.g., shunt reactor, and detecting changes in voltage and/or frequency.
- Injection of "disturbance" from converters that connect generation.

Extensive research has been conducted on active methods. These methods are relatively advanced and often require extensive analysis of the island grid in terms of the size of connected generation, the extent of the grid, and power levels.

Regulations and standards require that the power generation module (PGM) must be able to detect island operation. It is stated that the method for detection must be agreed upon between the owner of the generation facility and the relevant grid owner. Manufacturers of converter-connected generation units must also be able to report the methods used and present verification tests conducted. IEC standards and IEEE standards describe how verification tests shall be conducted to ensure reliable and safe island detection. These tests likely assume a simple model of the island grid that can be formed. Many different operating conditions can make the tests incomplete, especially regarding active methods for island detection

Innehåll

Sammanfattning	6
Summary	8
Innehåll	10
Förkortningar	13
1 Inledning	15
1.1 Tidigare arbeten	15
1.2 Omfattning och avgränsningar	15
1.3 Metod och Genomförande	16
1.3.1 Delmoment 1: Skyddsfunktioner och erfarenheter	16
1.3.2 Delmoment 2: Styrning av kraftelektronik	17
1.3.3 Delmoment 3: Analys av tänkbara lösningar	17
1.3.4 Delmoment 4: Fallstudie	17
1.3.5 Delmoment 5: Sammanställning och avslut	18
1.4 Vad är problemet	18
2 Uppkomst och detektering av ö-drift	20
2.1 Uppkomst av oönskat Ö-nät	20
2.2 Systemtröghet - Inertia	22
2.3 Metoder för detektering av ö-drift	23
2.3.1 Passiva metoder	24
2.3.2 Aktiva metoder	26
2.3.3 Hybridmetoder	30
2.3.4 Metoder baserade på kommunikation	32
2.4 Krav i nätkoden på metoder för ö-nätsdetektering	33
3 Föreskrifter och standarder	35
3.1 RfG	35
3.2 EN 50549	35
3.3 Introduktion till Standarder för Detektering av Ö-drift	36
3.3.1 Tillverkare av kraftparksmoduler och synkrona generatorer	36
3.3.2 Projektörer och anläggningsbyggare	36
3.3.3 Installatörer	36
3.3.4 Kraftparksägare	36
3.3.5 Nätägare (Nätoperatörer)	36
3.4 Internationella Standarder för detektering av Ö-drift	37
3.4.1 IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters	37
3.4.2 IEEE 1547: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces	37

3.4.3	UL 1741 SA: Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources	38
3.4.4	Likheter och skillnader	38
3.4.5	Testprocedur enligt IEC 62116	39
4	Styrning av kraftelektronik	41
4.1	Hur styrs kraftelektronik	41
4.1.1	Komponenter och system	41
4.2	Egenskaper och strategier	43
4.3	Påverkan vid felfall	43
5	Begrepp, teknik och komponenter	44
5.1	Grid Following	44
5.2	Grid Forming	44
5.3	Voltage Source	44
5.4	Inbyggd teknik och metod	44
5.5	BESS (Battery Energy Storage System)	44
5.6	V2G (Vehicle-to-Grid)	45
5.6.1	Fordonets roll	46
5.6.2	Laddboxens roll	46
5.6.3	Regelverk och roller för V2G-lösningar	46
5.7	Jordfel	47
5.8	Icke detekteringszon (NDZ)	48
5.8.1	Problem med NDZ	49
6	Skyddsfunktioner och erfarenheter	50
6.1	Bakgrund	50
6.2	Typer av distribuerad/ansluten generering	52
6.3	Kortslutningsskydd	52
6.3.1	Fasöverstömsskydd	53
6.3.2	Underspänningsskydd	53
6.3.3	Impedansmätande skydd	54
6.3.4	Längsdifferentialsskydd	54
6.3.5	Transformatordifferentialsskydd	54
6.3.6	Nätstationer och lågspänningsnät	54
6.4	Jordfelsskydd	54
6.5	Erfarenheter	56
7	Fallstudier	57
7.1	Ö-nät 2022-09-26	57
7.2	Exempel på nättopologi med möjlig effektbalans	59
7.3	Fallstudiekommentar	60
8	Slutsatser	61
9	Referenslista	64

Förkortningar

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter)

AFD – Active Frequency Drift (aktiv frekvensdrift)

AFDPCF – Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor (aktiv frekvensdrift med pulserande ”klippfaktor”)

APRS – Adaptive Power Restoration System (adaptivt kraftåterställningssystem)

BESS – Battery Energy Storage System (batterienergilagringssystem)

CENELEC – Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (Europeiska kommittén för elektroteknisk standardisering)

CIGRE– Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Internationella rådet för stora elektriska system)

DER – Distributed Energy Resources (distribuerade energiresurser)

DFIG – Doubly Fed Induction Generator (dubbelt matad induktionsgenerator)

DG – Distributed Generation (distribuerad generering)

DSP – Digital Signal Processor/Processing (digital signalprocessor alternativt digital signalbearbetning beroende på sammanhanget)

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europeiska nätverket av systemansvariga för överföringssystemen för el)

EUT – Equipment under Test (testobjekt)

FFR – Fast Frequency Reserve (snabb frekvensreserv)

GPS – Global Positioning System (globalt positioneringssystem)

IAFD – Improved AFD (förbättrad AFD)

IEC – International Electrotechnical Commission (Internationella Elektrotekniska Kommissionen)

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineer (Institutet för Elektriska och Elektroniska Ingenjörer)

JEM – Japanese Electric Manufacturers (Japanska elektriska tillverkare)

NDZ – Non Detection Zone (icke-detekteringszon, frekvens- och spänningintervall där passiv detektering av ö-nät ej är effektiva)

PCC – Point of Common Coupling (gemensam kopplingspunkt)

PGM – Power Generation Module (kraftproduktionsmodul)

PLL – Phase Locked Loop (faslåst slinga)

PV – Photovoltaic (Fotovoltaisk)

PWM – Pulse Width Modulation (pulsbreddsmodulering)

RfG – Requirements for Generators (KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer)

ROC – Rate Of Change (derivata, förändringshastighet)

ROCOF – Rate of Change of Frequency (frekvensderivata)

ROCOFOP – Rate of Change of Frequency over Power (kombinerar frekvensderivata med effektdervata)

ROCOP – Rate of Change of Power (effektdervata)

ROCOP – Rate of Change of Reactive Power (reaktiv effektdervata)

ROCOU – Rate of Change of Voltage (spänningsderivata)

ROCOVOP – Rate of Change of Voltage over Power (kombinerar spänningsderivata med effektdervata)

RPV – Reactive Power Perturbation (Reaktiv Effektstörning)

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (övervakningskontroll och datainsamling)

SFS – Sandia Frequency Shift (Sandia frekvensskift)

SMS – Slip Mode Shift (metod för att detektera ö-drift genom att införa en liten störning i fasen uppskattad av PLL (Phase-Locked Loop) genom en frekvenspositiv återkoppling)

SVS – Sandia Voltage Shift (Sandia spänningsskift)

THDi – Total Harmonic Distortion (current) (total harmonisk distorsion (ström))

UL – Underwriters Laboratories

V2G – Vehicle-to-Grid (fordon till nät, både laddning och återmatning till nät)

1 Inledning

Mängden distribuerad generering som ansluts till distributionsnät har ökat de senaste åren och antas fortsätta att öka i framtiden. Även batterier förväntas anslutas i högre grad till elnätet för att möjliggöra energilagring samt olika typer av stödtjänster. Det finns en risk att distribuerad generering eller batterier hamnar i en oavsiktlig ö-drift, spontant eller i samband med bortkoppling av fel. Jordfel i ett höghögt jordat system bedöms vara särskilt utmanande där det finns risk att effekt- och spänningsbalans uppstår i en ö efter bortkoppling av matande nät. Om den distribuerade genereringen fortsätter att spänningssätta jordfelet i ett sådant läge finns det risk för brand eller personskador. Vidare finns risk att krav på bortkoppling av jordfel med viss känslighet och inom en viss tid inte uppfyllas. Även utan förekomst av jordfel är det väsentligt att oavsiktlig ö-drift kan detekteras.

Det finns således ett behov av att studera tekniska lösningar för att säkerställa att distribuerad generering kan kopplas bort vid oavsiktlig ö-drift.

Utvecklingen av kraftelektronik går fort och lösningar finns framtagna där kraftelektroniken inte längre följer nätet (engelska "grid following") utan genererar "egen" spänning (engelska "grid forming"). Sammantaget ger detta ändrade förutsättningar för felbortkopplingssystemet där distribuerad generering riskerar att oavsiktligt hamna i ö-drift. Utöver tekniska lösningar beskrivs i föreliggande rapport även hur olika strategier för styrning av kraftelektronik kan påverka förloppet vid fel i nätet.

1.1 TIDIGARE ARBETEN

Arbetsgrupp C6.22 inom CIGRE har tagit fram följande definition av ett mikronät: *"Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded"*¹.

Under projektet "Felbortkoppling i Mikronät" har det vid diskussioner med referensgruppen framkommit att flera nätbolag ser utmaningar vid anslutning av distribuerad generering, inklusive batterilager. Ett specifikt problem som flera deltagare i referensgruppen har lyft är risken för oavsiktlig ö-drift av distribuerad generering efter bortkoppling av matande nät. Vid kortslutning i distributionsnät har felströmmen historiskt sett kommit från överliggande nät. Vid jordfel i ett impedansjordat distributionsnät kommer en viss kapacitiv felströmskomponent från övriga friledningar och kablar samt en aktiv felströmskomponent från eventuellt nollpunktmotstånd. Nollpunktmotståndet är typiskt installerat i matande transformators nollpunkt.

1.2 OMFATTNING OCH AVGRÄNSNINGAR

Syftet med föreliggande projekt är att belysa problematik och utmaningar, bidra till ökad kunskapsspridning samt studera tänkbara lösningar för att detektera och

koppla bort distribuerad generering vid oönskad ö-drift. De relevanta tekniska lösningar som identifieras inom projektet kommer att utvärderas i en fallstudie i samarbete med nätbolag.

Projektet ska:

- Ge ett brett perspektiv på problem och utmaningar som kan uppstå i en situation med oavsiktlig ö-drift
- Redogöra för vilka typer av konkreta problem som kan uppstå vid oavsiktlig ö-drift såsom,
 - person- och egendomssäkerhet; risk för brand och personskador och påverkan på andra skyddssystem
 - extrema frekvens- eller spänningsvariationer, otillräcklig spänningskvalité eller felaktig återsynkronisering med risk för skador på elektrisk utrustning eller störning av driften i andra delar av nätet
- Beskriva och specificera relevanta krav i regelverk och praxis i samband med oavsiktlig ö-drift, tex befintliga och nya nätkoders påverkan
- Beskriva olika metoder och tekniska lösningar för att detektera ö-drift, samt rekommendationer om tillämpning och erfarenheter från andra installationer. Vidare ska farhågor och betänkligheter associerade med respektive lösningar belysas.
Se speciellt: [ebr-meddelande-nr11-2023.pdf](#)
- Beskriva V2G:s roll, uppdelat på bilen och laddboxen

1.3 METOD OCH GENOMFÖRANDE

Projektet delas upp i ett antal delmoment som bygger på varandra. Projektledning och administration löper parallellt med de olika delmomenten under hela projektiden.

1.3.1 Delmoment 1: Skyddsfunktioner och erfarenheter

Initialt genomförs ett uppstartsmöte med referensgruppen innan arbetet i delmoment 1 påbörjas. Därefter genomförs litteraturstudie och faktainsamling som främst fokuserar på följande frågeställningar:

- Vilka problem kan uppstå vid oavsiktlig ö-drift?
 - Exempelvis säkerhet, risk för brand och personskador eller påverkan på andra skyddssystem.
 - Vid fränkoppling från yttre nät, spontant eller i samband med avsiktliga kopplingsåtgärder, kan det vara svårt att säkerställa att ö-nätet är spänningslöst.

- Otillåtna frekvens- eller spänningsnivåer, otillräcklig spänningskvalité eller felaktig återsynkronisering med risk för skador på elektrisk utrustning.
- Vilka skyddsfunktioner mot oönskad ö-drift finns typiskt tillgängliga och används idag och som kan vara tillämpliga i samband med distribuerad generering?
 - Vilka lösningar tillämpas och accepteras av olika nätbolag?
- Finns det andra tänkbara lösningar än de som används idag?
 - Både aktiva och passiva lösningar.
- Vad säger regelverk och standarder när det gäller ö-nätsdetektering?
- Vilka relevanta erfarenheter av oavsiktlig ö-drift finns?

En djupare analys av de skyddsfunktioner och lösningar som identifierats görs i delmoment 3. Utöver det som har listats ovan beskrivs även krav och beteende med avseende på felström i rapporten för att läsaren skall kunna få en helhet.

1.3.2 Delmoment 2: Styrning av kraftelektronik

Syftet med delmoment 2 är att samla teknisk information om hur olika strategier för styrning av kraftelektronik skulle kunna påverka driften av ett oönskat ö-nät, dels för ett felfritt ö-nät, dels i samband med ett fel i nätet. Förekommande begrepp som "grid following", "grid forming", "voltage source" med mera, reds ut och beskrivs i rapporten.

Inbyggd teknik och metoder i systemet beskrivs, liksom V2G:s roll, d.v.s. bilens respektive laddboxens roll.

1.3.3 Delmoment 3: Analys av tänkbara lösningar

I delmoment 3 analyseras tänkbara skyddsstrategier för att minska risken att distribuerad generering (eller batterier) upprätthåller driften i ett oavsiktligt ö-nät och i värsta fall fortsätter spänningssätta ett jordfel. Vidare beskrivs inställningsprinciper för relevanta skyddsfunktioner, såsom frekvensderivataskydd, över- och underfrekvensskydd, över- och underspänningsskydd samt utökad användning av nollpunktsspänningsskydd.

Det bedöms vara lämpligt att genomföra en avstämning med referensgruppen i samband med genomgången av relevanta skyddsfunktioner innan projektet går vidare med fallstudien i delmoment 4.

Vidare beskrivs tekniker och metoder samt rekommendationer, farhågor och risker för olika lösningar.

1.3.4 Delmoment 4: Fallstudie

I delmoment 4 utförs en fallstudie där de mest relevanta skyddsstrategierna appliceras på ett begränsat antal fall. I fallstudien studeras några typiska distributionsnät på mellanspänningsnivå med olika topologi och mängd distribuerad generering. Relevanta fall är exempelvis en del av en slinga som vid

bortkoppling blir en ö eller en fördelningsstation med flera anslutningar där en oavsiktlig ö-drift uppstår i samband med jordfel. E.ON delgivit projektet några representativa fall som ingår i fallstudien. Fallstudien genomförs på en övergripande nivå baserat på statistiska beräkningar.

1.3.5 Delmoment 5: Sammanställning och avslut

Även om en preliminär rapportstruktur etableras tidigt i projektet och dokumentation görs kontinuerligt går en del tid och resurser åt att harmonisera rapporten på slutet, förbereda slutpresentation, uppdatera rapporten efter eventuellt inkomna granskningskommentarer med mera. Som en del av delmomentet genomförs ett avslutande möte med referensgruppen där de viktigaste delarna av rapporten presenteras. Delmomentet är resursmässigt litet, men kalendermässigt beroende av referensgruppens tillgänglighet.

1.4 VAD ÄR PROBLEMET

Det finns som nämnts inledningsvis ett antal problem och risker med oplanerad ö-drift. Problemen kan sammanfattas i nedanstående punktlista.

- Om frekvensen går utanför acceptabla gränser (t ex <47 Hz eller >52 Hz)²⁷, eller om spänningen går utanför intervallet 90–110% av nominell spänning²⁸, så blir det ett elkvalitetsproblem, som kan skada utrustning eller störa driften i anslutna anläggningar. Bortkoppling av produktionsenheter i ö-nätet ska då ske, efter lämplig tidsfördröjning.
- Om frekvens och spänning ligger inom acceptabla intervall i ett i övrigt felfritt ö-nät, finns det risk att ett jordfel i en höghmigt jordad del av ö-nätet inte har tillfredsställande felbortkoppling. Detta kan bero på att ö-nätet saknar nollpunktsutrustning, som ofta är placerad i matande station. Bortkoppling av produktionsenheter ska då ske utan onödigt dröjsmål.
- Som ovan men ö-nätet har uppstått i samband med jordfel i ö-nätet och bortkoppling av felströmsbidraget från matande station. Bortkoppling av produktionsenheter ska då ske utan onödigt dröjsmål. I samband med avbrott för arbete på anläggningsdelar som normalt är spänningssatta, måste det, efter bortkoppling från matande station, kunna säkerställas att ingen produktionsenhet kan spänningssätta anläggningsdelar där arbete pågår. Med säkerhetsrutiner beträffande spänningskontroll och arbetsjordning bör risken vara liten.

Efter bortkoppling av matande station, oavsett anledningen, återupptas driften genom att slå till brytaren i matande station och spänningssätta systemet. Om det fränkopplade delsystemet lever i ett ö-nät, måste synkronisering ske med det övriga systemet. Det blir därför viktigt att kunna säkerställa att delsystemet är spänningslöst vid återinkoppling. Det är inte rimligt, åtminstone på kort sikt, att ha spänningskontroll i alla punkter där ö-drift kan uppstå.

Oplanerad ö-drift är i sig inget problem, utan skulle snarare kunna vara en tillgång som minskar avbrottstiden för berörda kunder, så länge:

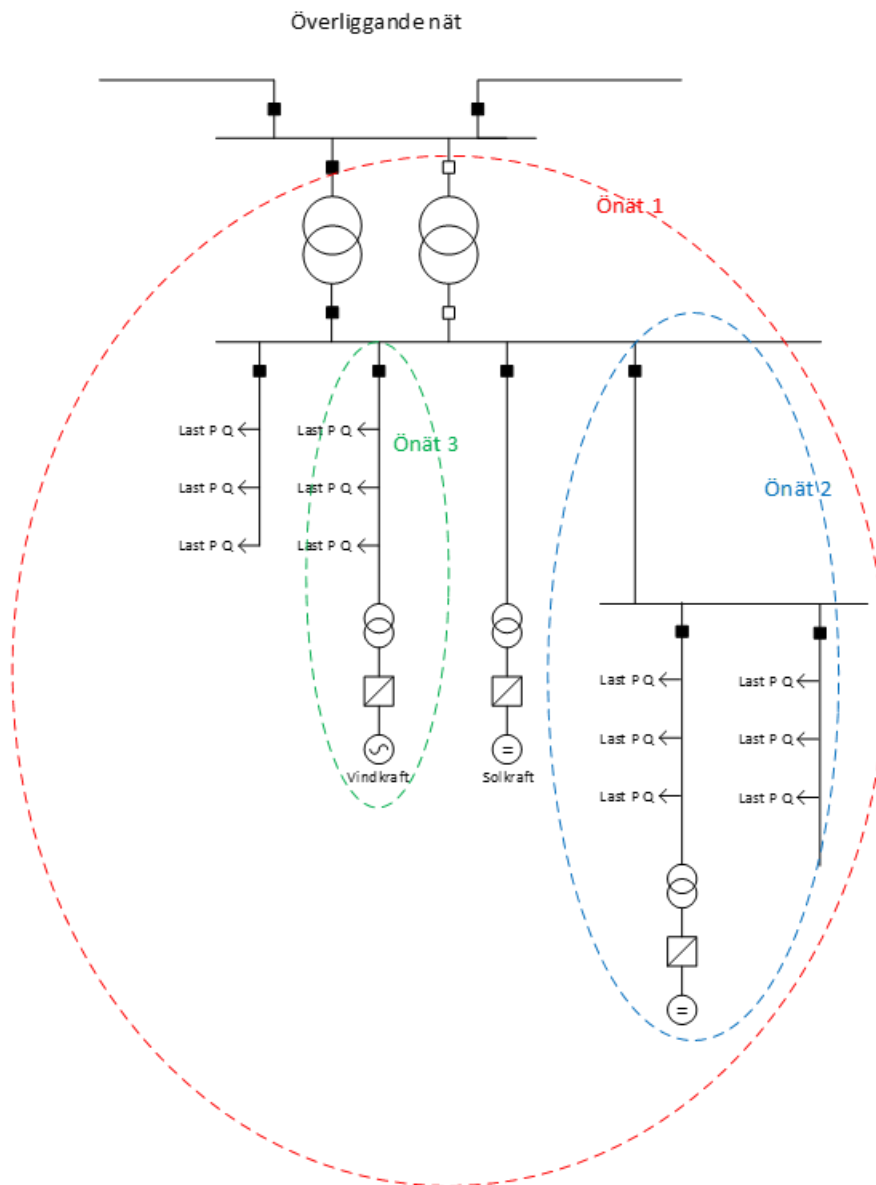
- Frekvens och spänning håller sig inom givna gränser.
- Felbortkoppling i ö-nätet är tillfredsställande.
- Inget arbete ska utföras på spänningsförande delar i ö-nätet.
- Sammankoppling med ordinarie system kan göras på ett kontrollerat sätt, dvs antingen genom att göra ö-nätet spänningslöst strax före sammankopplingen, eller genom att sammankoppla via synchrocheck utrustning.
- Berörd driftcentral har, åtminstone något eller några, mätvärden från ö-nätet.

2 Uppkomst och detektering av ö-drift

Detta kapitel behandlar skyddsfunktioner och erfarenheter relaterade till oavsiktlig ö-drift. Fokus ligger på att undersöka de problem som kan uppstå vid oavsiktlig ö-drift, såsom säkerhetsrisker, brandrisker, personsador och påverkan på andra skyddssystem. Vidare analyseras de skyddsfunktioner som finns tillgängliga och används idag, samt deras tillämpning inom distribuerad generering. Kapitlet utforskar även alternativa lösningar, både aktiva och passiva, samt regelverk och standarder för ö-nätsdetektering. Slutligen sammanställs relevanta erfarenheter av oavsiktlig ö-drift för att ge en helhetsbild av ämnet.

2.1 UPPKOMST AV OÖNSKAT Ö-NÄT

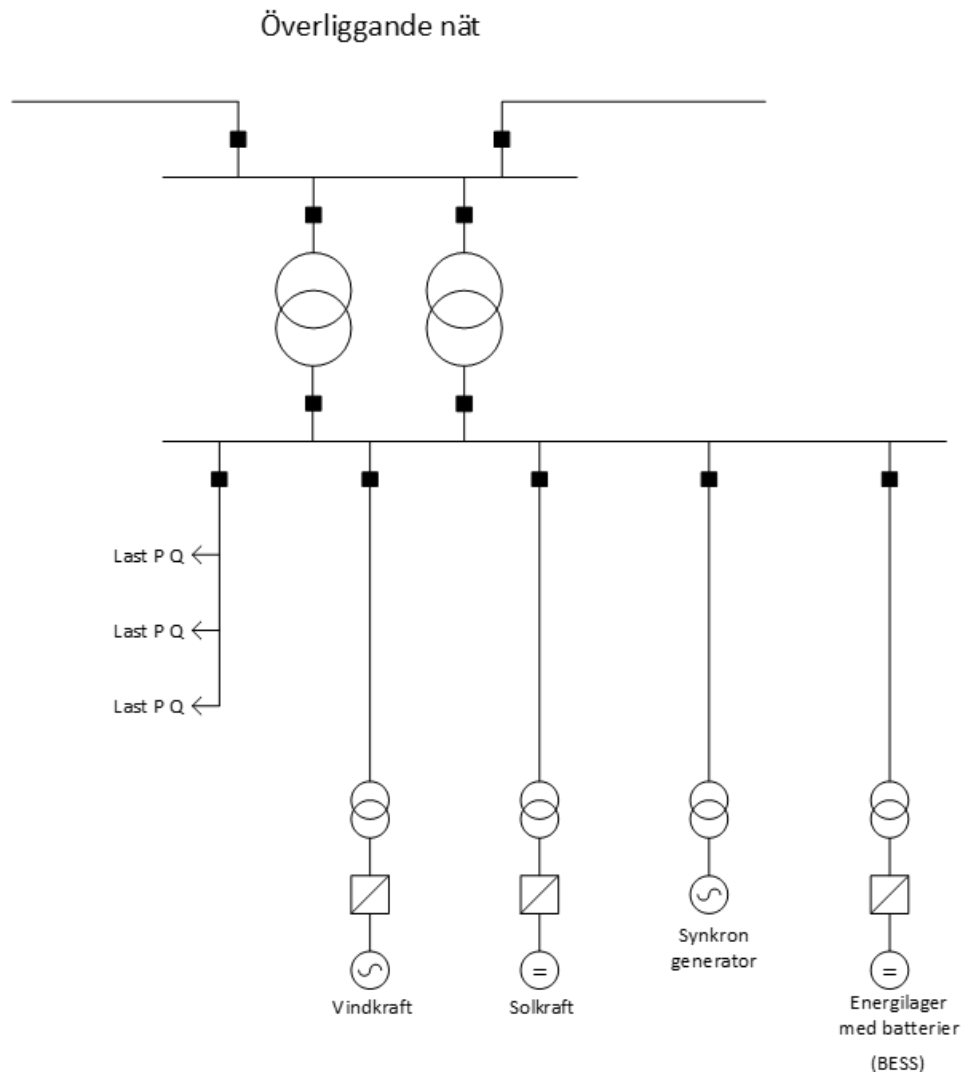
Inledningsvis bör man identifiera vilka ö-nät som kan bildas i ett givet nät, normalt ett radialmatat distributionsnät med distribuerad generering. Ö-nätet antas uppstå genom frånslag av en brytare, antingen genom en avsiktlig manöver, oavsiktligt brytarfrånslag, eller i samband med felbortkoppling. Exempel på sådana ö-nätsbildningar visas i Figur 1.



Figur 1. Tänkbara olika ö-nät i ett generellt nät

Vi kan konstatera att ett distributionsnät kan övergå till ett antal alternativa ö-nät beroende på vilken brytare som slås från. Detta kan bero på handhavandefel, obehörig skyddsfunktion eller jordfel i nätet följt av bortkoppling av felströmsbidraget från överliggande nät.

För att ett nät skall kunna övergå till ö-drift krävs aktiv och reaktiv effektbalans vid övergången till ö-drift, d.v.s. reglerbara enheter för aktiv och reaktiv effekt måste finnas för att ö-nätet ska kunna överleva över tid med frekvens och spänning inom acceptabla gränser. För att kunna analysera olika metoder för detektering av oönskad ö-drift, dvs fränkoppling av ett delsystem från överliggande kraftsystem, är det viktigt att modellera det aktuella systemet. Ett generellt system visas i Figur 2.



Figur 2. Generell bild av ett delsystem med distribuerad generering

För vindkraft och solkraft varierar den aktiva effektutmatningen, beroende på vind respektive solinstrålning. Med energilager kan sådana effektvariationer kompenseras med lämpliga reglerstrategier för energilagren.

2.2 SYSTEMTRÖGHET - INERTIA

Tröghet mot plötsliga förändringar är nödvändigt i alla reglerade system, för att ge reglerfunktionerna tillräckligt med tid för att detektera och reglera ut en plötsligt uppkommen störning. I kraftsystemsammanhang handlar systemtrögheten främst om den upplagrade rotationsenergin i kraftsystemets roterande delar, som domineras av synkrogeneratorernas rotor och turbiner. Denna upplagrade rotationsenergi minskar frekvensderivatans belopp i samband med en plötslig obalans i inmatad och uttagen elektrisk effekt från kraftsystemet, och ger vattenkraftens frekvensreglersystem och pådrag tid att ändra produktionen.

Synkronmaskinen är den enda typen av genereringsenhet som har naturlig mekanisk tröghet (engelska: inertia), ofta given av storheten H [s].

$$H = \frac{W(\text{upplagrad roterande energi vid märkvarvtal})}{S_N} \left[\frac{MWs}{MVA} \right]$$

För omriktaransluten generering finns ingen "naturlig mekanisk tröghet". Däremot kan så kallad "synthetic inertia" eller på svenska "syntetisk tröghet" realiseras i styrsystemet²⁵ för omriktaransluten generering. Frekvensen används normalt som instorhet för balansering mellan genererad och konsumerad aktiv effekt. Frågan är om ett ö-nät med mestadels syntetisk tröghet kan upprätthålla effektbalans. I sådana fall krävs alternativa storheter för att detektera oönskad ö-drift. Syntetisk tröghet använder frekvensderivata (ROCOF) och eller spänningsderivata (ROCOU) som en faktor i den syntetiska trögheten. Detta innebär att det är lämpligt att det finns en naturlig tröghet i ö-nätet. Detta är inte fallet för ett ö-nät med enbart omriktaransluten generering.

2.3 METODER FÖR DETEKTERING AV Ö-DRIFT

Metoder för detektering av ö-drift delas in i aktiva och passiva metoder. Vid övergång till oönskad ö-drift fås förändringar av spänning och/eller frekvens om utbytet av aktiv och/eller reaktiv effekt är större än gränsvärdet (non-detection zone) i gränspunkten för ö-nätets uppkomst. I dessa fall kan passiva metoder användas för detektering av ö-drift. För driftfall med små effektöverföringar från/till anslutet nät, inom non-detection zone, krävs aktiva metoder.

Det finns ett antal utmaningar för detektering som sammanfattas²⁶ väl i "A critical assessment of islanding detection methods of solar photovoltaic systems".

- NDZ (Icke-detekteringszon):
 - Passiva metoder har ofta en betydande NDZ där de misslyckas med att upptäcka ö-drift, särskilt när generering och belastning är nära matchade.
 - Aktiva metoder har utvecklats för att åtgärda de passiva metodernas betydande NDZ. De aktiva metoderna inför störningar i omriktarens drift. Trots att dessa lösningar kan försämra elkvaliteten, är de nödvändiga för att minska NDZ-problemen.
- Långsam respons:
 - Passiva metoder kan vara långsamma att reagera, vilket kan fördröja upptäckten av ö-drift.
- Påverkan på elkvalitet:
 - Aktiva och hybrida metoder kan försämra elkvaliteten genom att injicera störningar. Strategier som skapar fasförskjutning eller ökar THDi kan påverka omriktarens prestanda och leda till att den inte uppfyller industristandarder. Därför måste valet av detekteringsmetod balansera mellan effektivitet och THDi.

- Falsk ö-driftsdetektering:
 - Falsk detektering av ö-drift förekommer i olika grad för olika lösningar, särskilt i system med flera distribuerade generatorer, vilket leder till onödiga fränkopplingar.
- Inställning av tröskelvärden:
 - Att ställa in rätt tröskelvärden för spänning, frekvens och andra parametrar kan vara utmanande och de kanske inte är optimala under alla förhållanden.
- Begränsad tillämplighet:
 - Dessa metoder kanske inte är lämpliga för system där DG måste leverera elektricitet med en enhetlig effektfaktor.

2.3.1 Passiva metoder

Passiva metoder använder mätdata främst från spänningstransformatorer och beskrivs kortfattat nedan.

Spänningens amplitud (över-/underspänningsskydd)

Vid övergång till ö-drift fås troligen obalans mellan genererad och konsumerad reaktiv effekt i ö-nätet. Detta ger en avvikande spänning ($U >$ eller $U <$) och därmed en indikation på att fränkoppling skett från yttre nät.

Frekvensens nivå (över-/underfrekvensskydd)

Vid övergång till ö-drift fås troligen obalans mellan genererad och konsumerad aktiv effekt i ö-nätet. Detta ger en avvikande frekvens ($f >$ eller $f <$) och därmed en indikation på att fränkoppling skett från yttre nät.

Frekvensändring (ROCOF: Rate of change of frequency)

Frekvensändringshastighet, frekvensderivata, kan användas som indikation på att bortkoppling skett från yttre nät, och därmed ge en tidigare indikation, än ett rent frekvensskydd, på att fränkoppling skett från yttre nät.

Fasvinkelförändring (phase angle shift, eller vector shift)

En plötslig förändring av spänningens fasvinkel används som indikation på att bortkoppling skett från yttre nät.

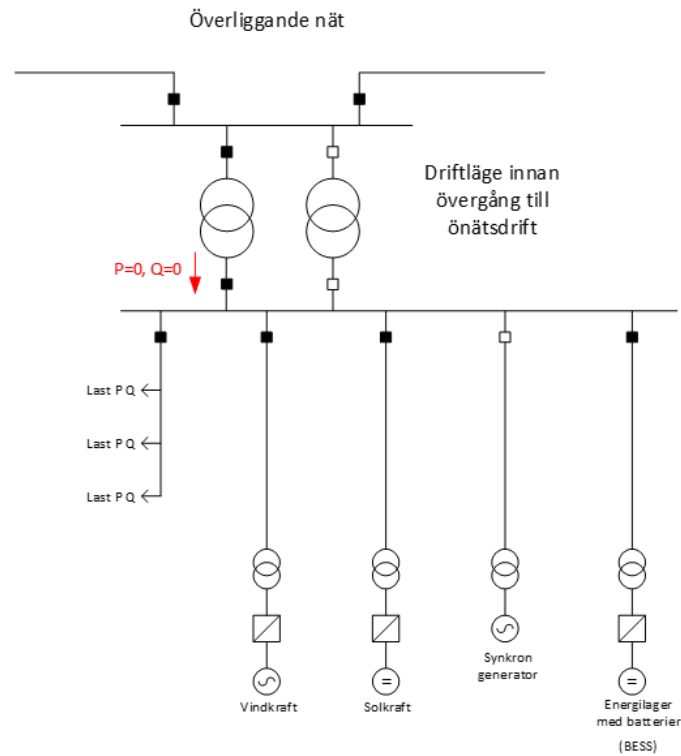
Övervakning av spänningsövertoner

Metoden går ut på att övervaka några karakteristiska spänningsövertoner. Betydande förändringar i dessa övertoner kan då tyda på en ö-driftssituation.

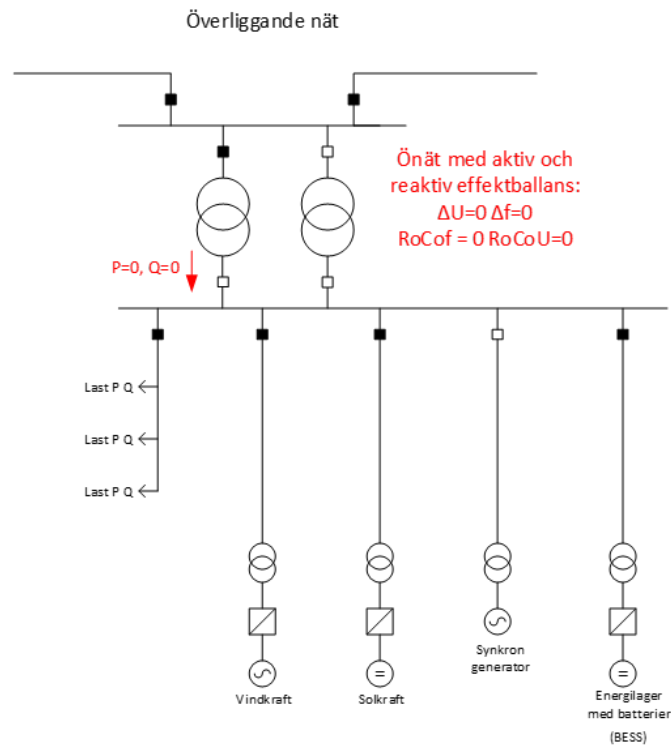
Faslägesövervakning

Modern GPS-synkroniserad spänningsmätning kan direkt mäta fasläget mellan olika spänningsvektorer inom ett godtyckligt system. Med en uppmätt spänningsvektor i det potentiella ö-nätet och en spänningsvektor, direkt uppmätt eller härledd på annat sätt, i det sammankopplade systemet, kan faslägesskillnaden övervakas. Det är möjligt att både aktiv och reaktiv effektbalans råder i det bildade ö-nätet, men knappast möjligt att spänningsvektorns fasläge relativt det sammankopplade nätet skulle förbli oförändrat.

I Figur 3 och Figur 4 visas ett exempel där varken metoder baserade på frekvens- eller spänningsnivå eller metoder baserade på frekvens- eller spänningsändring är tillförlitliga för ö-nätsdetektering.



Figur 3. Driftläge innan övergång till ö-nät



Figur 4. Aktiv och reaktiv effektbalans i ö-nätet

2.3.2 Aktiva metoder

För att snabbt och säkert kunna detektera oönskad ö-drift för ett delnät med litet utbyte av aktiv och reaktiv effekt med överliggande nät (inom non-detection zone) krävs aktiva metoder. Aktiva metoder kan vara

- intermittenta, dvs kortvarig systemförändring, injicering eller koppling, och tolkning av systemsvaret, t ex kortvarig inkoppling av en shuntreaktor och tolkning av storleken på den associerade spänningssänkningen, eller
- kontinuerliga, dvs kontinuerlig injicering av en karakteristisk signal, t ex en specifik överton eller mellanton och kontinuerlig tolkning av systemsvaret.

Aktiva metoder använder injicerade karakteristiska signaler, där det lokala "svaret" på signalen ger indikation på huruvida ett ö-nät har uppstått. Injiceringen kan ske genom kontrollerad kortvarig inkoppling av ett primärt shuntelement eller genom tillfällig ändring av någon parameter i omriktaren för distribuerad generering. Genom att responsen för dessa åtgärder är olika vid ansluten drift och ö-drift kan detektering av ö-drift ske. Det skall observeras att de aktiva metoderna kan ge viss påverkan på spänningskvaliteten i nätet under normaldrift.

Nedan sammanfattas några aktiva metoder för ö-nätsdetektering.

Spänningsändring

En störning appliceras regelbundet i det potentiella ö-nätet, t ex snabb till och frånkoppling av ett shuntobjekt, t.ex. en tyristorkopplad reaktor. Vid ö-drift fås en

större spänningsändring vid inkoppling av reaktorn, än vid normaldrift, eftersom kortslutningseffekten i ö-nätet är mindre.

Effektjustering

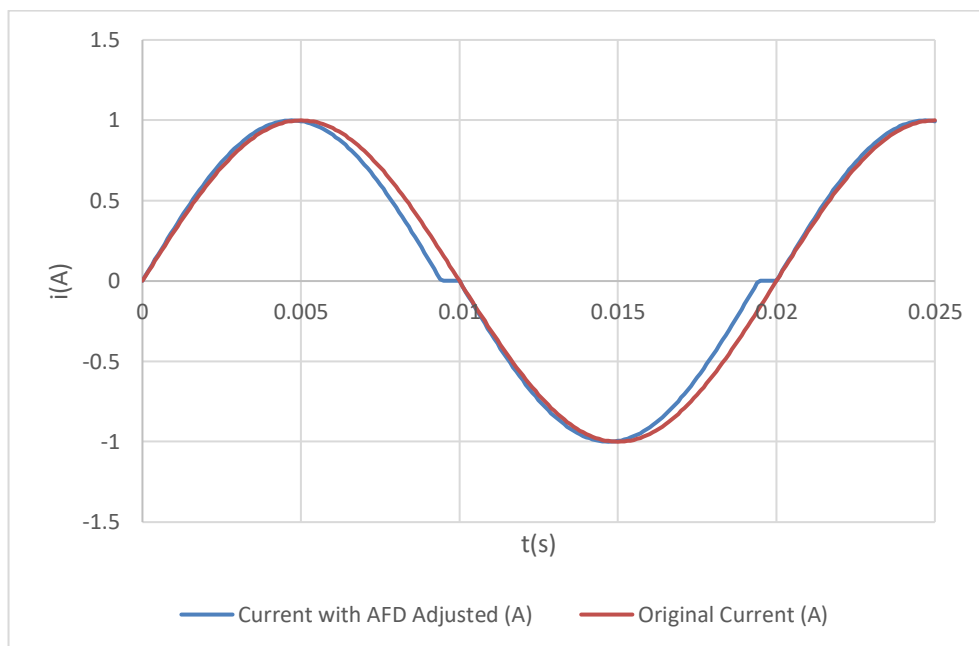
Justering av uteffektens börvärde för någon produktionsenhet för att skapa en obalans som kan upptäckas med passiva metoder.

Frekvensskift

Frekvensskift för att upptäcka ö-drift. Grunden är att vid ö-drift kommer frekvensen att ändras om frekvensbörvärdet ändras medan det antas vara oförändrad frekvens vid koppling till överliggande nät. Metoden kan nog vara svårt att använda speciellt om ett eventuellt ö-nät har flera produktionsenheter.

Aktiv frekvensdrift (AFD)

Med metoden skapas en avsiktlig frekvensdrift eller störning för att identifiera ö-drift. Denna metod innebär att en störningssignal (chopping factor – ”klippfaktor”) injiceras som förändrar frekvensen på växelriktarens utgångsström, se Figur 5. Signalen gör att frekvensen på växelriktarens utgångsström blir något högre än nätfrekvensen. Vid ö-drift försöker spänningen följa växelriktarens utgångsström, vilket resulterar i ett fasfel och frekvensdrift som upptäcks med passiva metoder. Denna metod är effektiv men kan öka den totala harmoniska distorsionen (THD) och minska systemets effektivitet.



Figur 5. Förenklad graf av AFD implementering.

Chopping factor (”klippfaktor”) är en parameter som används i AFD-metoden för att skapa en fasförskjutning mellan växelriktarens utgångsström och nätspänningen. Detta görs genom att införa en dödtid i slutet av varje halvcykel av strömmen. ”Klippfaktorn” definieras som förhållandet mellan två gånger dödtiden (t_z) och den nominella perioden (T) enligt följande formel:

$$c_f = \frac{2t_z}{T}$$

Automatisk fasförskjutning

Metoden innebär justering av spänningens fasläge för att upptäcka ö-drift, torde vara ekvivalent med ändrad aktiv effekt.

Ändring av reaktiv effektinmatning

Respons på spänning används för detektering. Vid normal ansluten drift är påverkan på uppmätt spänning liten medan den är betydligt större vid ö-drift.

I rapporten "Anti-Islanding Techniques for Integration of Inverter-Based Distributed Energy Resources to the Electric Power System"³² som publicerades i början av 2024 finns en översikt av de aktiva metoder forskarna har identifierat. Nedan följer en kortfattat summering:

1) Aktiv Frekvensdrift (AFD)

- Klassisk AFD: Inför en dödtid i slutet av varje halvcykel för att skapa en fasförskjutning mellan PCC-spänningen och växelriktarens ström.
 - ◊ Fördelar: Enkel att implementera.
 - ◊ Nackdelar: Ineffektiv i multi-DG system, hög total harmonisk distorsion (THDi), och problem med icke-detekteringszoner (NDZ).
- Förbättrad AFD (IAFD): Ersätter dödtiden med ett steg i strömmens magnitud under udda kvartscykler för att minska THDi. Faktorn K som ingår som en faktor i funktionen spelar en avgörande roll för att bestämma intrusionsnivån som algoritmen kommer att utföra. Ju större värde på K, desto större blir algoritmens förmåga att detektera ö-drift. Ett större K-värde leder också till en ökning av det harmoniska innehållet i utgångsströmmen. K-värdet påverkar också bestämningen av NDZ (Non-Detection Zone). Ett högre K-värde skapar en större fasförskjutning mellan PCC-spänningen och växelriktarens utgångsström, vilket kan påverka detekteringen av ö-drift.
 - ◊ Fördelar: Minskar THDi och förbättrar detekteringsförmågan.
 - ◊ Nackdelar: Parametern K påverkar intrångsnivån och kan öka det harmoniska innehållet.
- AFD med pulserande signal (AFDPCF – Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor): Använder en pulserande signal för att ändra klippfaktorn, vilket minskar THDi och förbättrar detekteringen oberoende av frekvensavvikelsens riktning. Klippfaktorn, eller chopping factor (cf), är en parameter som används i algoritmer för att detektera ö-drift. I den klassiska AFD-metoden (Active Frequency Drift) är klippfaktorn ett fast värde som inte kan följa frekvensdriften som orsakas av lokala laster. För att förbättra detta, föreslås AFDPCF-metoden (Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor), där klippfaktorn ändras till en pulserande signal som alternerar mellan positiva, noll och negativa värden.
 - ◊ Fördelar: Minskar THDi och eliminerar NDZ för flera värden.
 - ◊ Nackdelar: Längre detekteringstid jämfört med andra metoder.

2) Sandia Frekvensskift (SFS)

- Använder en variabel klippfaktor kopplad till den uppmätta frekvensavvikelsen för att minska THDi och detekteringstiden.
 - ◇ Fördelar: Minskar THDi och detekteringstiden, effektiv även i multi-DG system.
 - ◇ Nackdelar: Kan påverkas av antalet växelriktare anslutna till samma PCC, vilket kan försämra detekteringsförmågan.

3) Slip Mode Shift (SMS)

- Inför en liten störning i fasen uppskattad av PLL genom en frekvenspositiv återkoppling.
 - ◇ Fördelar: Följer frekvensavvikelsen, enkel digital implementering, eliminerar NDZ för en given Qf-faktor.
 - ◇ Nackdelar: Multi-DG drift kan öka NDZ.

4) Sandia Spänningssprång (SVS)

- Inför en störning i växelriktarens strömreferens för att skapa ett spänningssprång vid PCC efter nätavbrott.
 - ◇ Fördelar: Kan detektera ö-drift även vid balanserad effekt mellan last och generator
 - ◇ Nackdelar: Försämrar ström kvaliteten och påverkar växelriktarens stabilitet. Mätning vid PCC, som kan vara långt bort från växelriktaren.

5) Reaktiv Effektstörning (RPV)

- Stör den reaktiva effektreferensen för att skapa en obalans mellan växelriktaren och den lokala lasten.
 - ◇ Fördelar: Förbättrar detekteringsförmågan, särskilt i kombination med andra metoder.
 - ◇ Nackdelar: Kan vara mindre effektiv i multi-DG system och vid icke-enhetsfaktor¹ växelriktare.

6) Harmonisk Injicering

- Stör växelriktarens strömreferens med en specifik harmonisk ordning.
 - ◇ Fördelar: Oberoende av effektbalans mellan genererad och konsumerad effekt.

¹ En icke-enhetskraftfaktorväxelriktare är en växelriktare som arbetar med en kraftfaktor som inte är enhetlig (1.0). Detta innebär att växelriktaren kan leverera eller absorbera reaktiv effekt (VARs) utöver verklig effekt (watt).

- ◇ Nackdelar: Kan leda till falska bortkopplingar på grund av bakgrundsdistorsion och instrumentations/mätbrus.

7) Injicering av minusföljdsström

- Injicerar en minusföljdsström ut från växelriktarens utgång för att skapa en spänningsobalans mellan systemets faser efter en ö-driftssituation.
 - ◇ Fördelar: Effektiv för att skapa spänningsobalans och detektera ö-drift.
 - ◇ Nackdelar: Problem i multi-DG system och system med obalanserade laster.

8) Moderna Positiva Återkopplings-strategier

- Kombinerar olika störningar med frekvenspositiv återkoppling för att förbättra detekteringsförmågan och minska NDZ.
 - ◇ Fördelar: Förbättrar detekteringsförmågan och minskar NDZ.
 - ◇ Nackdelar: Kan kräva högre beräkningskapacitet och komplexitet.

9) JEM Algoritmer

- Specifika anti-ö-driftsskyddstekniker som används i japanska växelriktare, inklusive frekvensåterkopplingsmetoder med stegvis injicering av reaktiv effekt.
 - ◇ Fördelar: Snabb detekteringstid, effektiv i både enskilda och multi-DG miljöer.
 - ◇ Nackdelar: Begränsad utvärdering i litteraturen för vissa standarder.

Aktiva metoder bedöms i rapporten vara pålitligare än passiva metoder och kan minska icke-detekteringszonerna. Det finns dock risk att ett "stort" ö-nät har så pass mycket lokal generering att injicering av störning (frekvensändring, reativ effektändring, mm) kommer att "drunkna" och ge svårighet att detektera övergång till ö-drift.

2.3.3 Hybridmetoder

Hybridtekniker kombinerar fördelarna och nackdelarna med både passiva och aktiva metoder för att upptäcka oavsiktlig ö-drift. Dessa tekniker har två steg: ett passivt steg som övervakar elektriska variabler och ett aktivt steg som inför störningar för att bekräfta ö-drift.

I rapporten "Anti-Islanding Techniques for Integration of Inverter-Based Distributed Energy Resources to the Electric Power System"³² som publicerades i början av 2024 finns en översikt av de hybridmetoder forskarna har identifierat. Nedan följer en kortfattat summering.

Fördelar:

1. Minskad påverkan på elkvalitet: Hybridtekniker minskar den negativa påverkan på elkvaliteten jämfört med aktiva metoder eftersom de endast inför störningar när det finns misstanke om ö-drift.
2. Minskad icke-detekteringszon (NDZ): Genom att kombinera passiva och aktiva metoder kan hybridtekniker minska storleken på NDZ, vilket ökar tillförlitligheten i ö-driftsdetektionen.
3. Flexibilitet: Hybridmetoder kan anpassas för att fungera effektivt i olika miljöer och med olika typer av last.

Nackdelar:

- Komplexitet: Hybridtekniker är mer komplexa att implementera och kräver noggrann parametrering för att säkerställa korrekt funktion.
- Lång detektionstid: Eftersom hybridmetoder först använder passiva kriterier innan de aktiverar den aktiva fasen, kan det ta längre tid att upptäcka ö-drift jämfört med rena aktiva metoder.
- Kostnad: Den ökade komplexiteten kan leda till högre kostnader för implementering och underhåll.

Rapporten ger följande exempel på hybridtekniker:

- 1) SFS-baserade hybridmetoder: Dessa metoder använder Sandia Frekvensskift (SFS) för att införa störningar när ROCOF (Rate of Change of Frequency) övervakar frekvensförändringar.
- 2) SMS-baserade hybridmetoder: Slip Mode Shift (SMS) används för att införa fasförskjutningar när frekvensen övervakas med hjälp av en droop-kontroll.
- 3) Spänningsobalansmetoder: Övervakning av spänningsobalans används för att aktivera störningar i omriktarens reaktiva effekt.
- 4) ROCOF-baserade hybridmetoder: ROCOF används för att övervaka frekvensförändringar och aktivera störningar i inverterarens reaktiva effekt.
- 5) Andra ROC-baserade metoder – ROC-baserade metoder använder förändringshastigheten (derivatan) för olika elektriska variabler för att detektera ö-drift. Dessa metoder är särskilt användbara för att identifiera snabba förändringar som kan indikera en övergång till ö-drift.

Här är några exempel på andra ROC-baserade metoder:

- ROCOP (Rate of Change of Power): Denna metod övervakar förändringshastigheten för aktiv effekt. Vid en ö-drift kan den aktiva effekten förändras snabbt, vilket kan användas som en indikator för att detektera ö-drift.
- ROCORP (Rate of Change of Reactive Power): Denna metod övervakar förändringshastigheten för reaktiv effekt. Vid en ö-drift kan den reaktiva effekten förändras snabbt, vilket kan användas som en indikator för att detektera ö-drift.
- ROCOFOP (Rate of Change of Frequency over Power): Denna metod kombinerar frekvensförändring med effektförändring för att förbättra

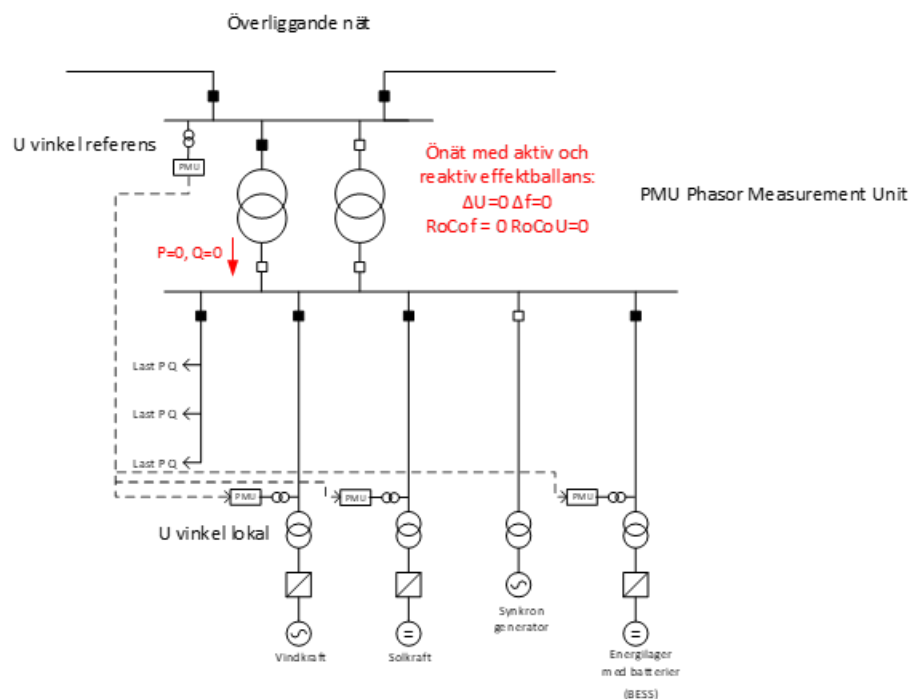
detekteringen av ö-drift. Genom att övervaka både frekvens och effekt kan metoden ge en mer pålitlig indikation på ö-drift.

- ROCOVOP (Rate of Change of Voltage over Power): Denna metod kombinerar spänningsförändring med effektförändring för att förbättra detekteringen av ö-drift. Genom att övervaka både spänning och effekt kan metoden ge en mer pålitlig indikation på ö-drift.

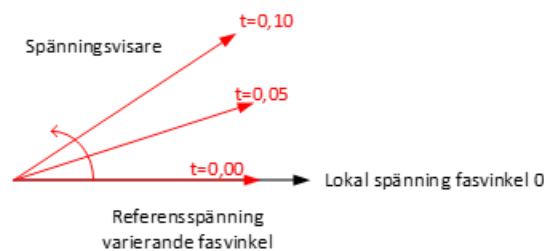
Hybridmetoder för att detektera oavsiktlig ö-drift kombinerar fördelarna med både passiva och aktiva metoder, vilket resulterar i minskad påverkan på elkvalitet och minskad icke-detekteringszon (NDZ). Trots att de är mer komplexa att implementera och kan ha längre detektionstid, erbjuder de en balanserad lösning som förbättrar noggrannheten och tillförlitligheten i distribuerade energisystem

2.3.4 Metoder baserade på kommunikation

Fasvinkelmätning görs både för överliggande nät och för distribuerad generering. Värden för fasviklar överförs via kommunikationsmedium.



Figur 6. Mätning av fasvinkelskillnader



Figur 7 Detektering av ö-nät baserad på fasvinkelmätning och kommunikation

Skillnaderna mellan referensspänningens fasvinkel och spänningarnas fasvinklar i ett önskat ö-nät kommer förr eller senare att driva utanför de gränser som gäller vid normaldrift, och därmed kan vinkelskillnaden användas för att detektera ö-drift.

En alternativ metod för detektering av oönskad ö-drift är att identifiera brytare som vid frånslag ger ö-drift. När detta sker skickas fjärrutlösning via kommunikationslänk till produktionsanläggningar i det bildade ö-nätet. Dock anges i RfG artikel 15 punkt 5.b.iii att:

”Ägaren av kraftproduktionsanläggningen och den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska komma överens om metoden för att påvisa en ändring från sammanlänkad systemdrift till ö-drift. Den överenskomna metoden för att påvisa detta får inte grundas enbart på lägessignaler från den systemansvariges ställverk.”

Identifieringen måste vara anpassad till aktuell nätkoppling.

2.4 KRAV I NÄTKODEN PÅ METODER FÖR Ö-NÄTSDETEKTERING

För att säkerställa att metoderna som baseras på frekvens- och spänningsmätning inte ger funktion i andra sammanhang än i ö-driftsituationer, måste parameterinställningen av detekteringsfunktionen anpassas. I RfG (Requirements for Generators) anges krav på att genereringsanläggningar inte får kopplas bort inom följande frekvens- respektive och spänningintervall:

$$47,5 \text{ Hz} < f < 52 \text{ Hz}$$

$$0,9 U_n < U < 1,1 U_n$$

Dessa gränser anger ett nödvändigt dödband, även kallat icke-detekteringszon eller ”non-detection zone (NDZ)”, för detekteringsfunktionen för frekvens respektive spänning.

Ö-nätsdetektering skall vidare uppfylla följande krav:

- Detekteringen får ej komma i konflikt med krav på feltålighet ”Fault Ride Through” i samband med kort- eller jordslutningar i överliggande nät.
- Detektering skall kunna ske vid driftfall med nollutbyte av aktiv och reaktiv effekt mellan det delsystem som bildar ö-nätet och överliggande nät vid tidpunkten för övergången till önskad ö-drift.
- Frånkoppling av produktionskällor vid önskad ö-drift skall ske så snabbt som möjligt för att undvika negativa konsekvenser, såsom personfara, risk för brand, skador på anslutna objekt, mm. Dock måste viss tidsfördröjning användas för att undvika obefogad frånkoppling av distribuerad generering vid andra typer av driftstörningar, t.ex kortslutningar och jordfel.

Frekvensens tidsderivata (ROCOF, df/dt) kan ge en snabbare detektering av ö-drift jämfört med frekvensnivån. Dock måste det säkerställas att funktionen inte aktiveras vid driftstörningar av annat slag än oönskat uppkommen ö-drift, t ex i samband med bortkoppling av stora produktionsenheter eller utbyteslänkar. Med ökad andel omriktaransluten generering i kraftsystemet minskar den "naturliga" trögheten och därmed fås ökad frekvensderivata vid driftstörningar med stor resulterande effektobalans, om den "naturliga" trögheten inte kompenseras med motsvarande syntetisk tröghet. Frekvensderivatan påverkas även av hur mycket FFR (Fast Frequency Reserve) som aktiveras i samband med störningen.

3 Föreskrifter och standarder

Detta kapitel ger en övergripande sammanfattning av föreskrifter och standarder för detektering och åtgärder vid ö-drift. Det beskriver de krav som finns i olika regelverk, såsom EU 2016/631 Requirements for Generators (RfG) och EN 50549, samt internationella standarder som IEC 62116, IEEE 1547 och UL 1741 SA.

3.1 RFG

Kravet på detektering av ö-drift i KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter²⁴ med krav för nätanslutning av generatorer (RfG) finns specificerat i Artikel 13 och Artikel 14 för kraftproduktionsmodul (PGM) av typ C och typ D.

- Artikel 13: Denna artikel beskriver de allmänna krav som gäller för typ C genereringsmoduler, inklusive krav på skyddsfunktioner och detektering av ö-drift. I artikel 13(2)(b) "När det gäller förmåga att delta i ö-drift" består av fyra underrubriker, i underrubrik iii) står följande:
 - "Ägaren av kraftproduktionsanläggningen och den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska komma överens om metoden för att påvisa en ändring från sammanlänkad systemdrift till ö-drift. Den överenskomna metoden för att påvisa detta får inte grundas enbart på lägessignaler från den systemansvariges ställverk."
- Artikel 14: Denna artikel täcker krav för typ D genereringsmoduler och inkluderar också specifikationer för detektering av ö-drift. Artikel 14(2)(d) beskriver att typ D genereringsmoduler måste kunna identifiera och hantera ö-driftssituationer.

För typ A och typ B genereringsmoduler är kraven i RfG på detektering av ö-drift inte lika detaljerade som för typ C och typ D. De grundläggande skyddsfunktionerna och kraven på frekvens- och spänningsstabilitet bidrar dock till att förhindra ö-driftssituationer. Även om det inte finns specifika detaljer om ö-driftsdetektering för typ A och typ B i RfG, är de grundläggande skyddsfunktionerna och kraven på stabilitet viktiga för att säkerställa säker drift och förhindra ö-drift.

3.2 EN 50549

EN 50549 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks är en europeisk standard²¹ som specificerar krav för PGM av typ A och typ B för anslutning av genereringsanläggningar till distributionsnät (lågspänning respektive mellanspänning). Den behandlar också detektering av ö-drift för att säkerställa säker och stabil drift av elnätet.

EN 50549 specificerar att genereringsanläggningar måste ha skyddsfunktioner för att detektera och reagera på ö-drift. Detta är avgörande för att förhindra att en

isolerad del av nätet fortsätter att vara spänningssatt, vilket kan leda till farliga situationer.

3.3 INTRODUKTION TILL STANDARDER FÖR DETEKTERING AV Ö-DRIFT

Standarder för detektering av ö-drift spelar en avgörande roll för att säkerställa säker och effektiv integration av distribuerade energiresurser (DER) i elnätet. Dessa standarder påverkar en rad olika aktörer inom energisektorn, från tillverkare till nätoperatörer.

Genom att följa dessa standarder kan alla aktörer inom energisektorn bidra till ett säkrare och mer stabilt elnät, vilket är avgörande för att möta framtidens energibehov.

3.3.1 Tillverkare av kraftparksmoduler och synkrona generatorer

För tillverkare är dessa standarder kritiska för att utveckla produkter som uppfyller säkerhets- och prestandakrav. Genom att följa standarderna kan tillverkare säkerställa att deras utrustning kan detektera och reagera på ö-drift, vilket är avgörande för att förhindra potentiella skador på utrustningen och bidra till fortsatt stabil drift.

3.3.2 Projektörer och anläggningsbyggare

Projektörer och anläggningsbyggare använder dessa standarder för att designa och konstruera system som är kompatibla med befintliga nätkrav. Standarderna ger riktlinjer för hur system ska utformas för att hantera ö-drift, vilket hjälper till att minimera risken för nätinstabilitet och säkerställa att systemen fungerar korrekt under olika driftsförhållanden.

3.3.3 Installatörer

För installatörer är det viktigt att känna till och följa dessa standarder för att säkerställa att installationerna är säkra och uppfyller alla regulatoriska krav. Genom att följa standarderna kan installatörer säkerställa att systemet kommer att fungera korrekt, vilket minskar risken för fel och förbättrar systemets tillförlitlighet.

3.3.4 Kraftparksägare

Kraftparksägare drar nytta av dessa standarder genom att de säkerställer att deras anläggningar kan integreras säkert och effektivt med elnätet. Standarderna hjälper till att minimera risken för driftstörningar och säkerställer att anläggningarna kan fortsätta att leverera el även under varierande nätförhållanden.

3.3.5 Nätägare (Nätoperatörer)

För nätägare är dessa standarder avgörande för att upprätthålla nätets stabilitet och säkerhet. Genom att säkerställa att alla anslutna system följer standarderna kan nätägare minimera risken för oavsiktlig ö-drift och säkerställa att nätet kan hantera olika driftscenarier utan att äventyra stabiliteten.

3.4 INTERNATIONELLA STANDARDER FÖR DETEKTERING AV Ö-DRIFT

Det finns tre väsentliga standarder vars syfte är att säkerställa säker och effektiv integration av distribuerade energiresurser i elnätet. De inkluderar metoder och krav för detektering av ö-drift för att förhindra skador och säkerställa nätstabilitet. Standarderna fokuserar på att upprätthålla hög säkerhet och prestanda för anslutna system.

Genom att förstå dessa standarders ursprung, bakgrund, likheter och skillnader kan olika aktörer på marknaden bättre navigera och tillämpa dem för att säkerställa en säker och effektiv integration av förnybara energikällor i elnätet.

3.4.1 IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters

International Electrotechnical Commission²⁰ (IEC) utvecklade IEC 62116 för att tillhandahålla testmetoder för att utvärdera prestandan hos system för detektering av ö-drift. Denna standard kom till för att säkerställa att solcellsanläggningar och andra distribuerade energiresurser kan identifiera och reagera på ö-drift, vilket är avgörande för att undvika skador och säkerställa stabilitet.

International Electrotechnical Commission (IEC) har utvecklat denna standard som beskriver testmetoder för att utvärdera prestandan hos system för detektering av ö-drift. Den används för att säkerställa att solcellsanläggningar och andra distribuerade generatorer kan identifiera och reagera på ö-drift.

I IEC 62116-standardens inledningsvis påpekas att den inte är begränsad till endast nätanslutna PV-system utan kan även tillämpas på andra typer av nätanslutna system, såsom omriktarbaserade mikroturbiner, batterier och bränsleceller, samt asynkron- och synkronmaskiner. För dessa andra system kan det dock krävas en teknisk granskning för att säkerställa att de uppfyller standardens krav och prestanda.

3.4.2 IEEE 1547: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

IEEE 1547 utvecklades av Institute of Electrical and Electronics Engineers²² (IEEE) för att skapa en enhetlig standard för anslutning av distribuerade energiresurser (DER) till elnätet. Behovet av en standard uppstod med den ökande integrationen av förnyelsebara energikällor som sol- och vindkraft, vilket krävde tydliga riktlinjer för säker och effektiv anslutning och drift.

Denna standard från IEEE specificerar krav för anslutning av distribuerade energiresurser (DER) till elnätet. Den inkluderar metoder för detektering av ö-drift för att säkerställa att DER-enheter kopplas bort från nätet vid behov.

3.4.3 UL 1741 SA: Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources

Underwriters Laboratories²³ (UL) har en standard som inkluderar krav på detektering av ö-drift för omriktare, invertrar och andra kraftomvandlare. Denna standard används ofta i Nordamerika och säkerställer att dessa enheter kan hantera ö-drift på ett säkert sätt.

Underwriters Laboratories (UL) skapade UL 1741 SA som en del av sina säkerhetsstandarder för omriktare och andra kraftomvandlare. Denna standard utvecklades för att möta de specifika behoven i Nordamerika, där det fanns ett starkt fokus på att säkerställa att omriktare kunde hantera ö-drift på ett säkert sätt.

3.4.4 Likheter och skillnader

Standarderna är inte direkt överförbara mellan regioner. Det är viktigt att specificera vilken standard som ska uppfyllas beroende på den geografiska regionen och de specifika krav som gäller där. För att säkerställa kompatibilitet och säkerhet måste utrustning testas och certifieras enligt de relevanta standarderna för den region där den ska användas.

Standarderna har både vissa likheter och skillnader som är viktiga att känna till för att förstå dem bättre.

- Likheter
 - Alla tre standarder syftar till att säkerställa säker och effektiv integration av distribuerade energiresurser i elnätet.
 - De inkluderar metoder och krav för detektering av ö-drift för att förhindra skador och säkerställa fortsatt nätstabilitet.
 - Standarderna fokuserar på att upprätthålla hög säkerhet och prestanda för anslutna system.
- Skillnader
 - IEEE 1547 används främst i USA, medan IEC 62116 har en mer global tillämpning och används i många länder, inklusive Sverige. UL 1741 SA är specifikt inriktad på Nordamerika.
 - Varje standard har unika tekniska krav och testmetoder anpassade till de specifika behoven och förhållandena i deras respektive regioner.
 - IEEE 1547 täcker ett brett spektrum av anslutningskrav för DER, medan IEC 62116 fokuserar mer på testmetoder för solcellsanläggningar.
 - UL 1741 SA har ett starkt fokus på säkerhet och prestanda för omriktare och är utformad för att uppfylla eller överträffa kraven i IEEE 1547. Detta innebär att en omriktare som är certifierad enligt UL 1741 SA också uppfyller kraven i IEEE 1547.

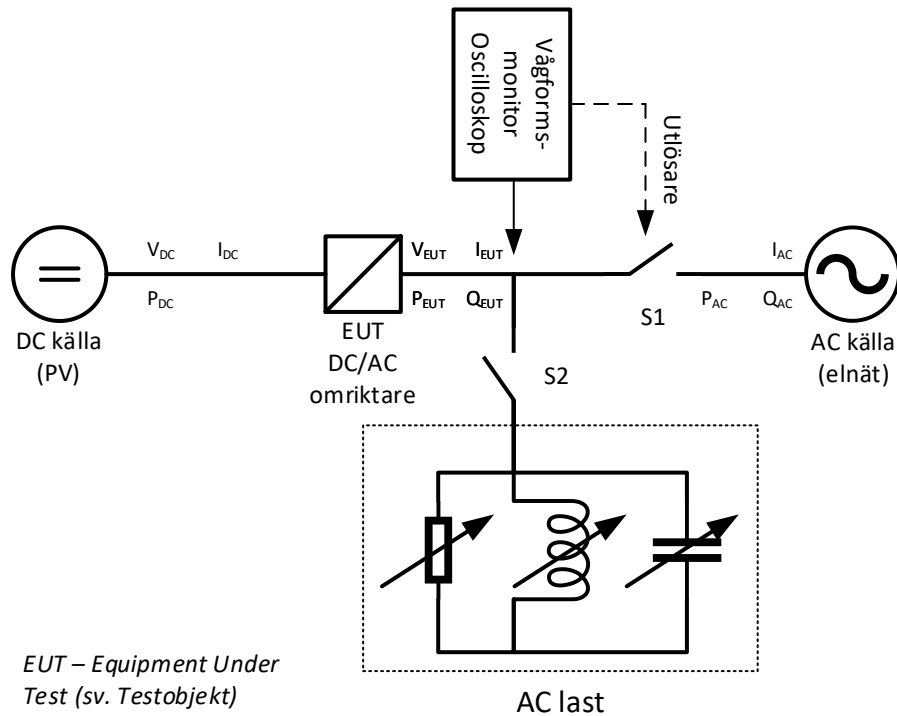
- En omriktare som uppfyller IEEE 1547 kan inte automatiskt anses uppfylla IEC 62116, eftersom de tekniska kraven och testmetoderna kan skilja sig åt. För att en omriktare ska godtas i Sverige måste den uppfylla de krav som ställs av IEC 62116

3.4.5 Testprocedur enligt IEC 62116

IEC 62116 beskriver en testprocedur för att utvärdera prestandan hos åtgärder för att detektera ö-drift i nätanslutna solcellsomriktare (eller växelriktaren). Figur 8 visar testkretsen som ska användas enligt IEC 62116. Här är huvudstegen i testproceduren:

- Förberedelse av testmiljö:
 - DC-strömkälla: En stabil DC-strömkälla används för att simulera solcellsmoduler.
 - En RLC last med som är justerad för resonans vid 50 Hz.
 - Nätanslutning: Omriktaren ansluts till ett simulerat nät som kan kopplas bort för att skapa en ö-driftssituation.
- Testförhållanden:
 - Normal drift: Omriktaren körs under normala driftsförhållanden för att säkerställa att den fungerar korrekt innan testet påbörjas.
 - Ö-driftssimulering: Nätanslutningen kopplas bort för att simulera en ö-driftssituation. Omriktaren måste detektera ett flertal situationer, balanserade och obalanserade vid olika arbetspunkter, och stänga av sig själv inom en specificerad tid.
- Mätning och Utvärdering:
 - Detekteringstid: Tiden det tar för omriktaren att detektera ö-drift och stänga av sig själv mäts och jämförs med de krav som ställs i standarden.
 - Stabilitet och Återhämtning: Omriktarens förmåga att återgå till normal drift efter att nätanslutningen återställts utvärderas.
- Krav för Godkännande: För att en omriktare ska godkännas enligt IEC 62116 måste den uppfylla följande krav:
 - Snabb Detektering: Omriktaren måste kunna detektera ö-drift och stänga av sig själv inom en specificerad tid (2 s eller enligt nationella alternativt lokala krav) för att förhindra farliga situationer och skador på utrustningen.
 - Tillförlitlighet: Testerna måste visa att omriktaren konsekvent kan detektera ö-drift under olika driftsförhållanden och nätkonfigurationer.

- Återhämtning: Omriktaren måste kunna återgå till normal drift på ett säkert och stabilt sätt efter att nätanslutningen har återställts



Figur 8. Testkrets för ö-driftsdetekteringens funktion i en omriktare eller växelriktare

4 Styrning av kraftelektronik

I kapitlet ges en beskrivning av hur styrning av kraftelektronik fungerar i samband med oavsiktlig ö-drift. Målet är att besvara specifika frågeställningar kring hur kraftelektronik kan användas för att hantera oönskade ö-nätssituationer effektivt och säkert.

4.1 HUR STYRS KRAFTELEKTRONIK

Robust och pålitlig styrning av kraftelektronik, som består av halvledarkomponenter såsom transistorer och dioder, är avgörande för att säkerställa stabilitet och kontinuerlig drift av förnybar elproduktion. Genom styrning av kraftelektroniken omvandlas och regleras elektrisk energi, så att precis kontroll över spänning, ström och frekvens kan åstadkommas.

4.1.1 Komponenter och system

De huvudsakliga kraftelektroniska komponenterna är:

- Likriktare (ibland rectifier): Omvandlar AC till DC. Likriktare kan vara såväl passiva (med dioder) som aktiva (med transistorer och styrkretsar).
 - Traditionella passiva likriktare (med dioder) är inte designade för fyrkvadrantdrift. De omvandlar AC till DC och tillåter endast ström att flöda i en riktning (enkelriktad drift).
 - Vissa moderna aktiva likriktare kan hantera fyrkvadrantdrift genom att använda styrbara komponenter som transistorer. Dessa kan omvandla AC till DC men även gå i regenerativ drift, dvs med återflöde av ström. Den primära funktionen är omvandling av AC till DC.
- Växleriktare (ibland inverter): Omvandlar likström (DC) till växelström (AC). De används ofta i solcellsanläggningar för att omvandla den DC som genereras av solpanelerna till AC som kan användas i hushåll eller matas in i elnätet. Invertrar används också i batterilagringsystem och elfordon för att driva AC-laster.
- Omriktare eller omvandlare (ibland converter): Enheter som är styrbara och omvandlar AC till DC eller vice versa. Omriktare är en bredare grupp som inkluderar alla enheter som omvandlar en form av elektrisk energi till en annan. Detta kan vara AC till DC, DC till AC, AC till AC, eller DC till DC. Omriktare används i en mängd olika applikationer, inklusive strömförsörjning för elektroniska enheter, laddning av batterier, och i industriella processer där specifika spännings- och strömkrav behövs.
- Styrenhet: Mikroprocessorer eller DSP:er som styr omvandlingsprocesserna.

I sammanhanget kan det vara värt att notera att skillnaden mellan en aktiv likriktare och en omriktare ofta är mer semantisk än teknisk och att det därför kan

vara nödvändigt att förtydliga vad som menas i samband med att man jämför och utvärderar olika system, produkter eller lösningar.

Styrenheter (mikroprocessorer eller signalprocessorer) är centrala komponenter i kraftelektroniska system för att styra och reglera omvandlingsprocesserna. De är programmerade med avancerade algoritmer och får information från olika sensorer för att övervaka och justera spänning, ström och frekvens i realtid. Några av styrenheternas huvudsakliga funktioner är:

- **Reglering:** Upprätthålla stabila utgångsvärden (spänning, ström, frekvens) trots variationer i belastning och ingångsförhållanden.
- **Övervakning:** Kontinuerligt övervaka systemets prestanda och identifiera eventuella avvikelser eller fel.
- **Skydd:** Används för att implementera skyddsfunktioner för att förhindra skador på det egna systemet, eller i omgivningen, vid överbelastning, kortslutning eller andra fel.
- **Optimering:** Använder algoritmer för att optimera effektiviteten och prestandan hos det kraftelektroniska systemet.

Styrenheten och kraftelektroniken erbjuder flera fördelar och möjligheter:

- **Precision:** Möjliggör noggrann styrning av elektriska parametrar, vilket förbättrar systemets prestanda och effektivitet.
- **Flexibilitet:** Kan anpassas för att hantera olika typer av belastningar och driftförhållanden.
- **Automatisering:** Tillåter automatiserad drift och fjärrstyrning, vilket minskar behovet av manuell intervention.
- **Skydd och säkerhet:** Förbättrar systemets säkerhet genom att snabbt reagera på fel och skydda den egna och andra anläggningar mot skador.

Styrenheten kan också medföra vissa begränsningar och problem:

- **Komplexitet:** Avancerade styrenheter kan vara komplexa att designa, parametrisera, implementera och underhålla, vilket kräver specialiserad kunskap, erfarenhet, och noggrannhet, i alla led fram till driftskedet och återkommande underhåll.
- **Kostnad:** Högpresterande styrenheter kan vara dyra, vilket ökar den totala kostnaden för systemet.
- **Felsäkerhet:** Om en styrenhet inte fungerar såsom avsett kan det leda till allvarliga problem i systemet, inklusive driftstopp och skador på utrustning.
- **Latens:** I vissa fall kan det finnas en fördröjning i styrenhetens respons, vilket kan påverka systemets prestanda, särskilt i snabba dynamiska miljöer.

- Mjukvaruuppdateringar: Uppdatering av mjukvaran i styrsystem innebär alltid en risk om mjukvaran inte är kvalitetskontrollerad och validerad. Flexibiliteten tillsammans med komplexiteten innebär att det kan vara svårt att förutse effekten av eventuella ändringar.

4.2 EGENSKAPER OCH STRATEGIER

Kraftelektronik har flera viktiga egenskaper:

- Spänningsreglering: Upprätthåller stabil spänning trots variationer i belastning.
- Frekvensreglering: Håller frekvensen inom önskade gränser.
- Övervakning och skydd: Identifierar och reagerar på fel och onormala drifttillstånd.

Strategier för styrning av kraftelektronik inkluderar:

- Traditionella metoder: Användning av reläer och mekaniska brytare.
- Moderna metoder: Användning av avancerade algoritmer och digitala enheter för snabbare och noggrannare styrning.

4.3 PÅVERKAN VID FELFALL

Vid ö-drift och oavsiktlig ö-drift kan olika typer av fel och onormala drifttillstånd uppstå, såsom:

- Överbelastning: När belastningen överstiger systemets kapacitet.
- Spänningsfall: När spänningen sjunker under acceptabla nivåer.
- Frekvensavvikelser: När frekvensen avviker från acceptabla nivåer.

Styrning av kraftelektronik kan mildra felfall och onormala drifttillstånd genom att snabbt justera spänning och frekvens, samt genom att koppla bort felaktiga sektioner av nätet för att förhindra spridning av problem.

5 Begrepp, teknik och komponenter

I detta kapitel kommer vi att utforska och förklara de grundläggande begreppen, teknikerna och komponenterna som är relevanta för oavsiktlig ö-drift med distribuerad generering.

5.1 GRID FOLLOWING

Grid following innebär att kraftelektroniken följer nätets spänning och frekvens och anpassar sig därefter. Det används främst i anläggningar där kraftelektroniken behöver synkroniseras till ett befintligt nät, såsom solcellsanläggningar.

5.2 GRID FORMING

Grid forming innebär att kraftelektroniken själv genererar och upprätthåller nätets spänning och frekvens. Grid forming är fördelaktigt i önskade ö-driftssituationer, med få eller inga andra produktionsenheter, där det inte finns något starkt nät att följa, såsom i mikronät.

5.3 VOLTAGE SOURCE

En voltage source är en enhet som levererar en konstant spänning oavsett belastning. Används i system där stabil spänning är kritisk, såsom i UPS-system och batterilagringssystem.

5.4 INBYGGD TEKNIK OCH METOD

För att säkerställa effektiv styrning av kraftelektronik används tekniker som:

- Pulse Width Modulation (PWM): För att reglera spänning och ström.
- Digital Signal Processor/Processing (DSP): För snabb och noggrann styrning.

I praktiken implementeras dessa tekniker i växelriktare och omriktare som används i solcellsanläggningar och vindkraftverk.

5.5 BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM)

Battery Energy Storage System (BESS) är en teknik som möjliggör lagring av elektrisk energi i batterier för att användas vid behov. Både ACER² (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) och ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) betonar BESS:s avgörande roll i det moderna och framtida elnätet.

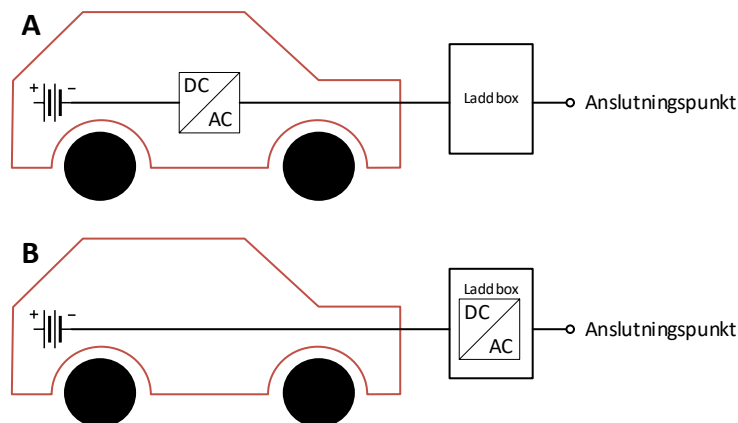
BESS förbättrar nätstabilitet, hanterar efterfrågan och underlättar integrationen av förnybar energi. Genom att snabbt kunna leverera eller absorbera energi bidrar BESS till att upprätthålla balansen i elnätet och säkerställa en tillförlitlig elförsörjning. BESS kan lagra överskottsenergi när produktionen är hög och släppa

ut den när efterfrågan ökar, vilket hjälper till att balansera elnätet. Dessutom förbättrar BESS nätets flexibilitet och tillförlitlighet genom att erbjuda snabb respons på förändringar i energiförbrukning och produktion.

5.6 V2G (VEHICLE-TO-GRID)

I V2G-system fungerar fordonet som en energilagringseenhet som kan leverera energi tillbaka till nätet vid behov. Följande två alternativ kan tänkas, se Figur 9:

- Fordonet är AC-ansluten till laddboxen i vilket fall omriktaren är integrerad i bilen. Det innebär att kravbilden för omriktaren blir mer komplex eftersom det blir en mobil BESS-anslutning och vilka krav och profiler som ska uppfyllas.
- Omriktaren sitter i laddboxen och bilen är DC-ansluten till laddboxen. Tekniskt påminner detta om en BESS installation där anslutningspunkten är väl definierad för omriktaren. Det innebär att den kan konfigureras att uppfylla lokala krav och föreskrifter. Fordonet betraktas i detta fall som ett batteri.



Figur 9. Omriktare integrerad i bil (A) alternativt i laddboxen (B).

DNV känner för närvarande inte till någon process för att tillåta generatorer att röra sig mellan olika anslutningspunkter. Om ett fordon med integrerad omriktare behöver tillhandahålla tjänster på flera platser är det sannolikt att det i dagsläget kommer att krävas registrering för varje plats som en genereringskälla. Ett antal hårdvaruskyddssystem kommer sannolikt också att behöva finnas kvar i EV-laddaren, vilket gör att V2G kräver en kompatibel fordon- och laddarkombination för att fungera. För DC V2G där omriktaren är extern och fordonet inte är en del av registreringsprocessen, borde alla fordon med stöd för DC-laddning kunna användas. Aktuella krav och regler måste naturligtvis följas och läget är oklart.

Tekniskt är det, sett från perspektivet att hamna i ett oavsiktligt ö-nät, ingen skillnad på fall A och fall B.

Även om det ännu inte finns specifika nätkoder enbart för V2G, är det tydligt att både ACER och ENTSO-E arbetar mot att inkludera sådana teknologier i framtida regelverk. Detta kommer att vara viktigt för att åstadkomma en säker och effektiv integration av V2G i det europeiska elsystemet.

5.6.1 Fordonets roll

Kraftelektroniken integreras i fordonet genom ett laddningssystem som möjliggör både laddning och urladdning. Detta kan vara särskilt värdefullt i samband med önskad ö-drift, där en del av elnätet är isolerat från resten av nätet och måste drivas självständigt. På motsvarande sätt kan det bli ett problem i oönskade ö-driftssituationer.

5.6.2 Laddboxens roll

Laddboxen fungerar som en gränssnittsenhet mellan fordonet och nätet, med kapacitet att hantera både laddning och urladdning. Egentligen ingen principiell skillnad om fordonet laddar eller urladdar vid tidpunkten för ö-nätsuppkomsten, den bara bidrar till att det uppstår balans i ö-nätet - och eventuellt även till att balansen upprätthålls, om paketet tillhandahåller spännings- och frekvensreglering.

Laddboxen kommunicerar med både bilen och nätet via protokoll som OCPP (Open Charge Point Protocol) för att optimera energihanteringen.

5.6.3 Regelverk och roller för V2G-lösningar

I princip så är ett V2G system med fordon och laddbox tekniskt likt ett BESS (batterienergi lagringssystem) med liknande egenskaper. Fordonet är antingen ansluten till laddboxen via AC eller DC. Elektriska fordon och även batterilagringssystem (BESS) exkluderas i RfG (Requirements for Generators). BESS ingår i EN 50549-standard och flera länder har nu adderat krav för BESS i den nationella tillämpningen av nätkoden, men det finns fortfarande en lucka för integrationen av V2G-teknik. Europeiska kommissionen, ACER och ENTSO-E har identifierat behovet av att uppdatera nätkoderna för att ta hänsyn till de tekniska kraven för elfordon och laddningspunkter, inklusive V2G-funktioner. ACER och ENTSO-E främjar aktivt anpassningen och har flera rekommendationer för en framgångsrik implementering av regler för V2G-anslutning. De har också identifierat viktiga fördelar och att V2G är en resurs som kan stödja med flexibilitetstjänster till nätet och öka möjligheterna för större penetration av förnybara energikällor.

Nedan följer några viktiga punkter om V2G och dess roll i ö-drift:

- **Flexibilitet och stabilitet:** V2G kan bidra till att stabilisera elnätet genom att tillhandahålla snabb respons på förändringar i efterfrågan och produktion. Detta är avgörande i avsiktliga ö-driftssituationer där balansen mellan produktion och konsumtion måste upprätthållas nära nominell spänning och frekvens.
- **Integration av förnybar energi:** Genom att använda V2G kan ö-driftssystem bättre integrera intermittenta, förnybara energikällor som sol- och vindkraft. Elfordon kan lagra överskottsenergi när produktionen är hög och leverera tillbaka den när produktionen är låg.
- **Reservkraft:** I händelse av strömavbrott kan elfordon med V2G-funktioner fungera som reservkraftkällor, vilket ger kritiska tjänster och hushåll

tillgång till elektricitet tills den vanliga elförsörjningen återställts eller till batterierna tar slut.

- Ekonomiska fördelar: För fordonsägare kan V2G erbjuda ekonomiska incitament genom att de kan sälja tillbaka energi till nätet under perioder med hög efterfrågan, vilket kan bidra till att sänka deras totala energikostnader. Frekvensrelaterade stödtjänster och spänningsreglering är andra tänkbara områden för ekonomiskt utbyte.

V2G-teknik kan komma att spela en viktig roll för att förbättra flexibiliteten och stabiliteten i elnätet, särskilt i ö-driftssituationer, samtidigt som tekniken stödjer en större integration av förnybara energikällor. Däremot så är detektering av oavsiktliga ö-nät (islanding) vid förekomst av V2G en viktig fråga för att säkerställa nätets stabilitet och säkerhet, möjligheterna beskrivs i kapitel 2.3. Det finns ett antal aspekter att beakta för V2G:

- V2G-system måste kunna reagera snabbt på förändringar i nätet för att förhindra oavsiktliga ö-driftssituationer. Detta kräver avancerade styrsystem och algoritmer.
- Effektiv kommunikation mellan elfordon, laddningsinfrastruktur och nätoperatörer är avgörande för att säkerställa snabb och korrekt detektering av ö-drift.
- Det är viktigt att V2G-system följer relevanta standarder och regler, såsom IEEE 1547, som specificerar krav för detektering och hantering av ö-drift.
- Oavsiktliga ö-driftssituationer kan utgöra säkerhetsrisker för både nätpersonal och utrustning. Därför måste V2G-system vara utformade för att minimera dessa risker genom robusta detekterings- och skyddsmekanismer

5.7 JORDFEL

Jordfel är en kritisk fråga inom distribuerad generering, särskilt när det gäller omriktarbaserade system jämfört med synkrongeneratorer. Nedan följer en analys av hur man kan se på jordfel i dessa sammanhang.

Omriktarbaserade system:

- Jordfelshantering: Dessa system är ofta utrustade med avancerade skyddsmekanismer och övervakningssystem som kan upptäcka och reagera på jordfel snabbt i det direktjordade lågspänningsnätet. Omriktare kan stänga av sig själva eller koppla bort från nätet vid detektering av jordfel.
- Normalt är anslutningen för större omriktarbaserade system, som vindkrafts- eller solparker, via transformator till mellanspänningsnivå med höghögtryck systemjordning. Där kan omriktaren sannolikt inte detektera jordfel på mellanspänningssystemet. Jordfel bör detekteras av reläskydd för felbehäftat objekt som i första hand skall initiera bortkoppling av felmatning från distribuerad generering.

Synkrongeneratorer:

- Funktion: Synkrongeneratorer, som ofta används i traditionella kraftverk, genererar elektricitet genom mekanisk rotation och är direkt kopplade till nätets frekvens och spänning.
- Jordfelshantering: Dessa system har vanligtvis robusta skyddssystem som kan hantera jordfel effektivt. Synkrongeneratorer kan snabbt kopplas bort från nätet vid detektering av jordfel.
- Synkrongeneratorer är kopplade endera till lågspänning som är direktjordat eller överliggande nät via transformatorer. Det överliggande nätet kan ha höghögspänning (6 - 70 kV) eller effektiv jordning (> 70 kV). För generatorer anslutna till lågspänning fås stora jordfelsströmmar (nollföljdsström). Transformatorer till överliggande nät kan normalt sett inte transformera nollföljdsström/nollföljdsspänning. Felströmsbidragen från lågspänningsanslutna enheter måste i dessa fall detekteras och bortkopplas efter trip från dedikerade jordfelsskdd för felbehäftat objekt.

Jämförelse

- Skydd och säkerhet: Båda systemen kräver selektivplanarbete.
- Oavsiktlig ö-drift: Det är avgörande att både omriktarbaserade system och synkrongeneratorer har mekanismer för att detektera och hantera oavsiktlig ö-drift för att förhindra farliga situationer.

5.8 ICKE DETEKTERINGSZON (NDZ)

Icke detekteringszon (engelska Non Detection Zone, NDZ) kan vara ett större problem för omriktarbaserade generatorer jämfört med synkrongeneratorer.

NDZ är ett område där skyddssystemen inte kan upptäcka oavsiktlig ö-drift eller andra fel på ett tillförlitligt sätt.

Omriktarbaserade produktionsenheter, såsom solcellsomriktare och vindkraftsomriktare, kan ha större NDZ på grund av deras lägre kortslutningsström och snabbare dynamiska respons. Detta gör det svårare för skyddssystemen att upptäcka små förändringar i spänning eller frekvens som indikerar ö-drift. För att minska NDZ använder omriktare ofta avancerade algoritmer och sensorer för att förbättra detekteringen. Dessa kan inkludera tekniker som synkroniseringskontroll och spännings-/ frekvensanalys.

Synkrongeneratorer har högre kortslutningsström och större mekanisk tröghet, vilket gör det lättare för skyddssystemen att upptäcka förändringar i nätets tillstånd. Synkrongeneratorer är ofta utrustade med robusta skyddssystem som är väl beprövade och kan hantera en rad olika feltyper effektivt.

5.8.1 Problem med NDZ

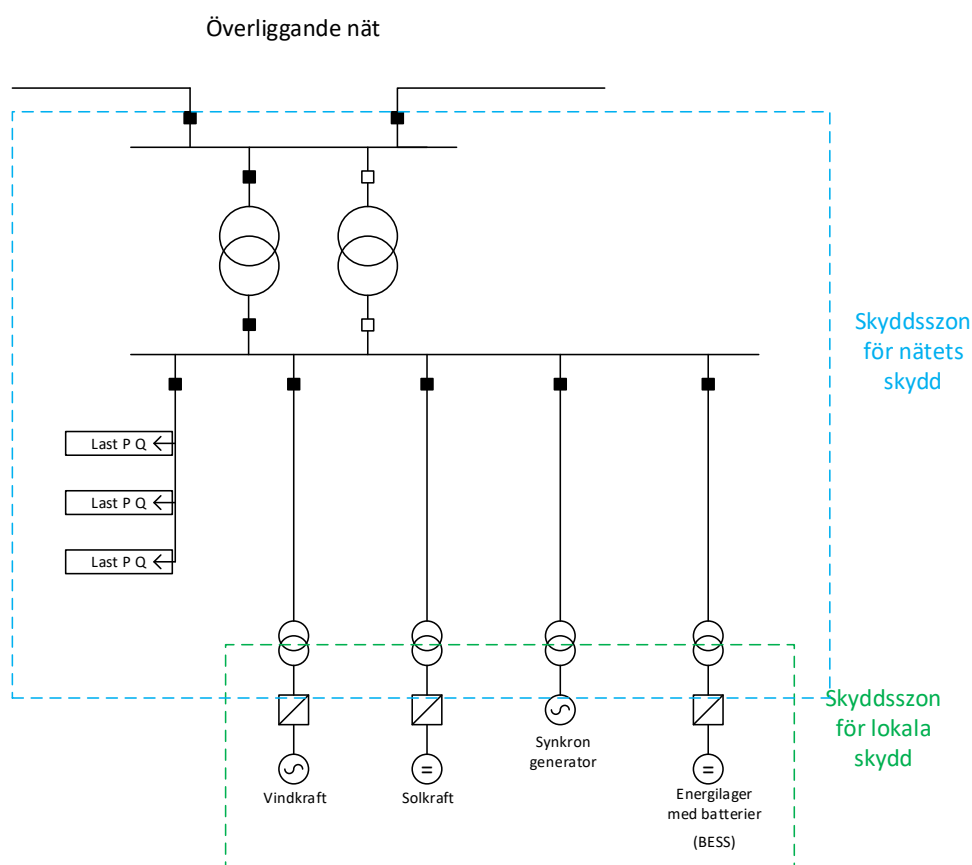
Trots att identifiering av oavsiktliga ö-nät är ett område som det forskas på och finns åtskilliga rapporter och studier om, så är det svårt att finna exempel där det verkligen har varit ett problem med omriktarbaserade generatorer. Däremot kan man tänka sig scenarier där ett oavsiktligt ö-nät uppstår:

1. I ett bostadsområde med flera solcellsanläggningar inträffar ett strömavbrott på det överliggande elnätet. Normalt sett ska solcellsväxelryktarna detektera om de har hamnat i ett ö-driftsläge och koppla bort sig själva från nätet för att förhindra oavsiktlig ö-drift. Men på grund av en NDZ, där växelryktarna inte kan upptäcka den lilla förändringen i spänning eller frekvens, fortsätter de att mata spänning till det isolerade nätet.
2. Problem och konsekvenser
 - a. Spänningshållning: Växelryktarna fortsätter att hålla uppe spänningen i det isolerade nätet på en nivå som inte omedelbart indikerar ett problem. Detta fördröjer detekteringen av ö-driften.
 - b. Jordfelsrisk: Under denna period kan jordfel, som uppstår under tiden i ö-drift eller som var orsaken till att ö-nätet uppstod, i det isolerade nätet eventuellt inte detekteras, vilket ökar risken för brand och personskador.
 - c. Fördröjd åtgärd: Det tar längre tid för skyddssystemen att detektera och reagera på den oavsiktliga ö-driften, vilket förlänger perioden av potentiell fara.
3. Tankbara åtgärder
 - a. Förbättrad detektering: Implementera mer avancerade detekteringsalgoritmer och sensorer för att minska NDZ.
 - b. Regelbunden testning: Regelbundna tester av skyddssystemen för att säkerställa att de är korrekt konfigurerade och inställda samt kan detektera och hantera oavsiktlig ö-drift effektivt.

6 Skyddsfunktioner och erfarenheter

6.1 BAKGRUND

Nedan behandlas fel i ö-nätet som ansluter distribuerad generering. För fel i anslutna genereringsenheter detekteras fel med lokala skydd. Detektering av dessa fel förutsätts vara oberoende av driftläge (ö-drift eller anslutning till överliggande nät).



Figur 10 Exempel på skyddsszon för lokala skydd och skydd för objekt i nätet. Den gröna skyddssonen bör sträcka sig uppåt i figuren och inkludera samlingsskenan i matande station.

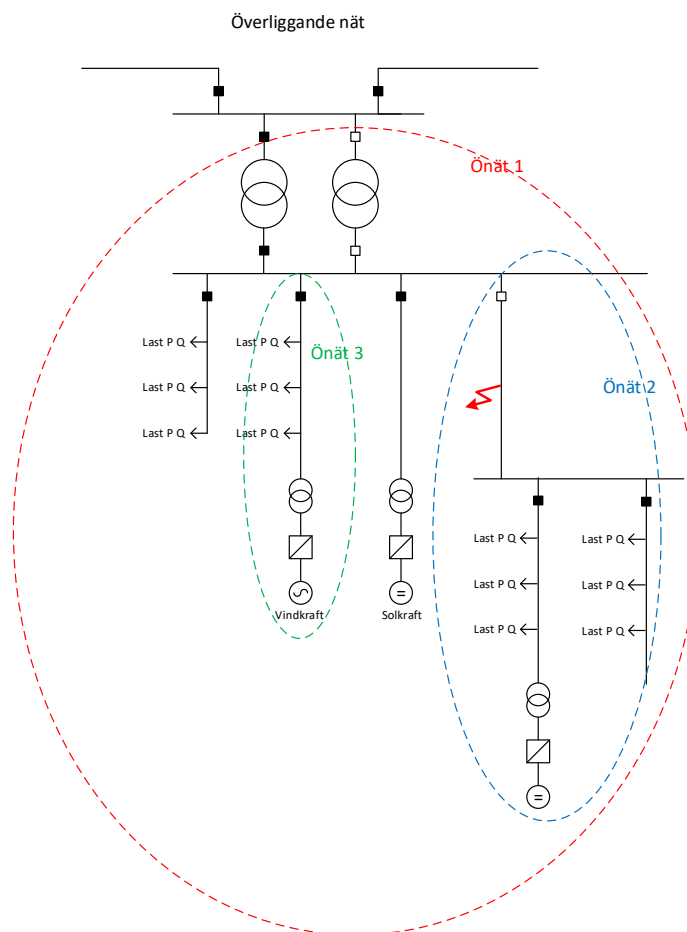
Orsaken till ö-drift kan vara spontan bortkoppling av överliggande nät (t ex felaktigt brytarfrånslag) eller kort/jordslutning som resulterar i ö-drift. I vilket fall är det viktigt att alla felströmsinmatningar till felstället i ö-nätet bortkopplas så snabbt och selektivt som möjligt.

Distribuerad generering utgörs ofta av vindkraft, solkraft och batterilager (BESS), vilket innebär att anslutning till elnätet sker via omriktare. Vid kortslutning i elnätet kommer omriktarens kapacitet att vara begränsande för den utmatade felströmmen.

Vid jordfel kommer utmatad jordfelsström att vara beroende av jordningssystemet i anslutande nät. Vid anslutning till höghmigt jordade mellanspänningsnät

kommer jordfelsströmmen från den distribuerade genereringen att vara försumbar. Däremot kommer den distribuerade genereringen att spänningssätta jordfelet vilket medför risk för brand eller skada på person och ansluten utrustning.

Vid kortslutning eller jordfel, som visas i Figur 11, kommer reläskydd för ledningen som matar felström från yttre nät att initiera fränkoppling av aktuell brytare. Därmed bildas ett ö-nät med både distribuerad last och generering. Felströmsmatning från genereringen kommer som mest att vara lite större än normal driftström. I de fall aktiv och reaktiv effektbalans uppstår och vidmakthålls, kan inte avvikande spänning eller frekvens användas för ö-nätsdetektering, utan ö-driften måste detekteras på annat sätt och generering som matar felstället måste fränkopplas. Sådan detektering blir mer krävande eftersom både spänning och frekvens kan vara oförändrade. Detta kan vara särskilt kritiskt vid jordfel. I fallet där jordfelet är orsaken till att önätet uppstod, skulle en inter-trip från matande station till alla underliggande produktionsenheter lösa problemet.



Figur 11 Kortslutning eller jordfel vid ö-drift

Om detektering av oönskad ö-drift är pålitlig kan felbortkoppling också säkerställas. Dock är det normal praxis att felbortkoppling skall ha redundans. Detta innebär att det skall finnas lokala skydd för den distribuerade genereringen som säkerställer felbortkoppling. Alternativt kan skydd för objekt anslutna till ö-

nätet (ledning, transformatorer, mm) ha tillräcklig känslighet för detektering av små felströmmar.

6.2 TYPER AV DISTRIBUTUERAD/ANSLUTEN GENERERING

Det kan vara stor skillnad mellan storlek på och typ av omriktaransluten distribuerad generering och traditionella kraftverk med synkrongeneratorer.

Storskaliga vindkraftparker med effekt om 10 MW och uppåt

Dessa ansluts till lokalnät (mellanspänning), regionnät (70 – 130 kV) eller stamnät (220 – 400 kV). Dessa anläggningar kan bära kostnader för omfattande skyddssystem.

Vattenkraftverk med effekt 10–100 MW.

Dessa ansluts till lokalnät (mellanspänning) eller regionnät (50–130 kV). Dessa anläggningar kan bära kostnader för omfattande skyddssystem.

Storskaliga solkraftparker med effekt om 5 MW och uppåt.

Dessa ansluts till lokalnät (mellanspänning) eller regionnät (70 – 130 kV). Dessa anläggningar kan bära kostnader för omfattande skyddssystem.

Storskaliga batteribaserade energilager (BESS)

Dessa ansluts till region- eller stamnät för att kunna stabilisera kraftnätets drift. Effekt upp till flera hundra MW kan bli aktuella i framtiden. Dessa anläggningar kan bära kostnader för omfattande skyddssystem.

Små grupper av vindkraftverk <10 MW anslutna till lokalnät.

Det är viktigt att dessa anläggningar har acceptabla skyddssystem.

Vattenkraftverk med effekt <10 MW

Dessa ansluts normalt till lokalnät (mellanspänning). Det är viktigt att dessa anläggningar har acceptabla skyddssystem.

Enstaka vindkraftverk < 3 MW anslutna till lokalnät.

Det är rimligt att leverantörer av vindkraftverk med tillhörande omriktare skall ha skyddsfunktioner som kan detektera fel i yttre nät eller detektera ö-drift.

Små solkraftanläggningar < 5 MW anslutna till lokalnät

Det är rimligt att leverantörer av solpaneler med tillhörande omriktare skall ha skyddsfunktioner som kan detektera fel i yttre nät eller detektera ö-drift.

Solpaneler på villatak anslutna till lågspänningsnät.

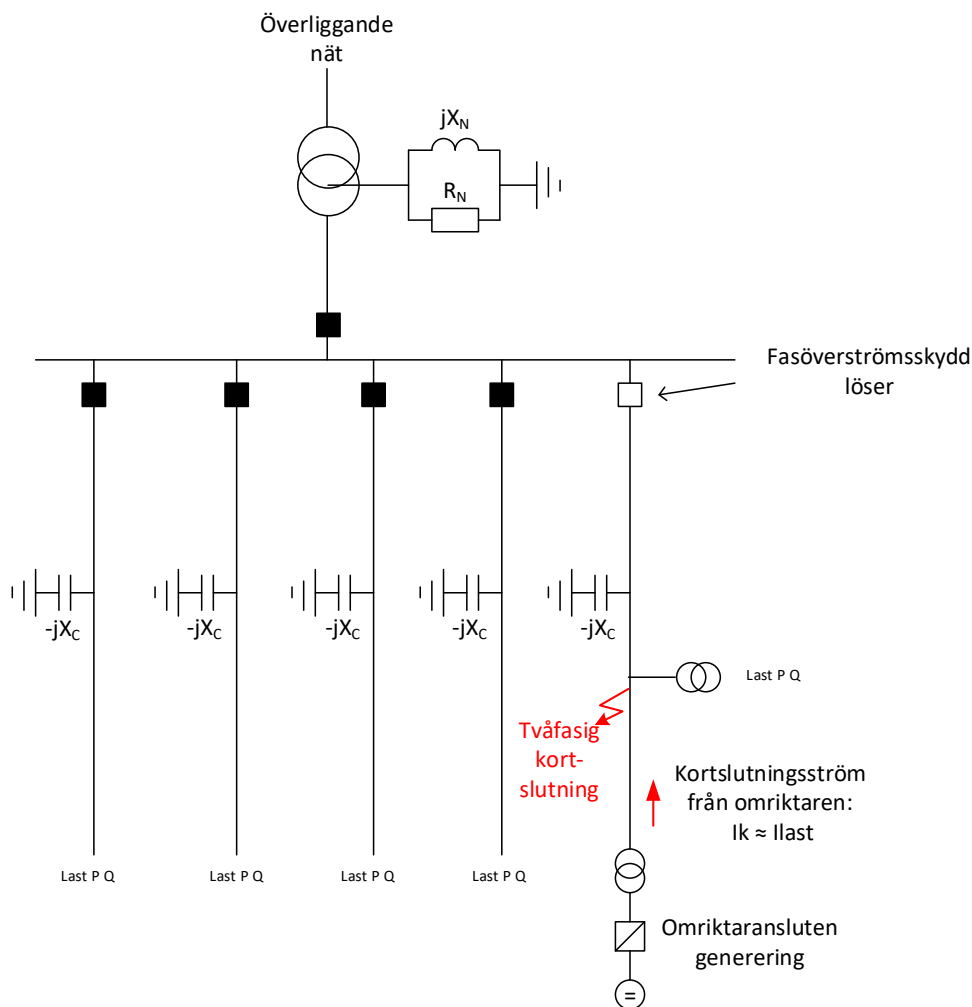
Det är rimligt att leverantörer av solpaneler med tillhörande omriktare skall ha skyddsfunktioner som kan detektera fel i yttre nät eller detektera ö-drift.

6.3 KORTSLUTNINGSSKYDD

För att säkerställa felbortkopplingsfunktionen i alla de ö-nätsvarianter som kan uppstå är det viktigt att kunna göra relevanta felströmsberäkningar. Detta innebär att alla ö-nätsvarianter måste modelleras med acceptabel noggrannhet för alla felfall och förekommande driftlägen.

6.3.1 Fasöverströmsskydd

Fasöverströmsskydd för ansluten generering kan detektera kortslutning i genereringsanläggningen men **kan inte detektera externa kortslutningar**. Detta beror på att kortslutningsströmmen från omriktaransluten generering har samma storleksordning som driftströmmen. Vid kortslutning under normaldrift kan en bortkopplingssignal skickas från fasöverströmsskyddet i matande station till alla underliggande produktionenheter, för att säkerställa allsidig felströmsbortkoppling. Skulle en ö-driftsituation föreligga är ett sådant förfarande inte möjligt. Därför är det viktigt att säkerställa detektering av oönskad ö-drift.



Figur 12 Kortslutning på radial som ansluter omriktaransluten produktionsanläggning

6.3.2 Underspänningsskydd

Alternativ till överströmsskydd kan vara underspänningsskydd i produktionsanläggningens anslutningspunkt, vilket kräver spänningstransformatorer. Underspänningsskydd måste ställas in baserat på nätberäkningar och med koordinerad tidsfördröjning. Tidsfördröjningen kan i många fall vara relativt lång för att säkerställa selektivitet både vid normaldrift (ansluten till överliggande nät) och vid ö-drift.

6.3.3 Impedansmätande skydd

Impedansmätande skydd kräver både spänningstransformatorer och strömtransformatorer. Dessa skydd måste ställas in baserat på nätberäkningar och med koordinerad tidsfördröjning. Vidare bör omriktarna kunna leverera minussföljdsström vid osymmetriska kortslutningar, d v s främst tvåfasiga kortslutningar, för att säkerställa korrekt funktion.

6.3.4 Längsdifferentialskydd

Om nätkonfigureringen så tillåter bör strömbaserade längsdifferentialskydd användas för ledningar. Differentialskydd ger absolut selektivitet, hög känslighet och snabb felbortkoppling. För mer komplexa ledningskonfigurationer kan flerterminalsdydd-differentialskydd komma ifråga.

6.3.5 Transformatordifferentialskydd

För anslutna transformatorer måste detektering och bortkoppling av kortslutningar säkerställas. För flertalet transformatorer bör transformatordifferentialskydd användas, merkostnaden för detta bedöms vara rimlig för moderna skyddsenheter med ett flertal skyddsfunktioner.

6.3.6 Nätstationer och lågspänningsnät

För transformatorer till belastningsobjekt, ofta från mellanspänning till lågspänning, måste kortslutningar på nedspänningssidan kunna detekteras och initiera fränkoppling. Vidare måste det säkerställas att kortslutningsströmmen i lågspänningsnätet är tillräcklig för felbortkoppling, exempelvis med smältsäkringar.

6.4 JORDFELSSKYDD

På omriktarnivå är systemet ofta direktjordat vilket gör att jordfel lätt kan detekteras med skydd som mäter nollföljdsström (summan av fasströmmarna). Dock sker anslutning av distribuerad generering, i många fall, via en transformator till ett impedansjordat mellanspänningsnät. Dessa transformatorer kan normalt inte transformera nollföljdsspänning eller nollföljdsström, d v s skydd på lågspänningssidan kan inte detektera jordfel på mellanspänningsnivå.

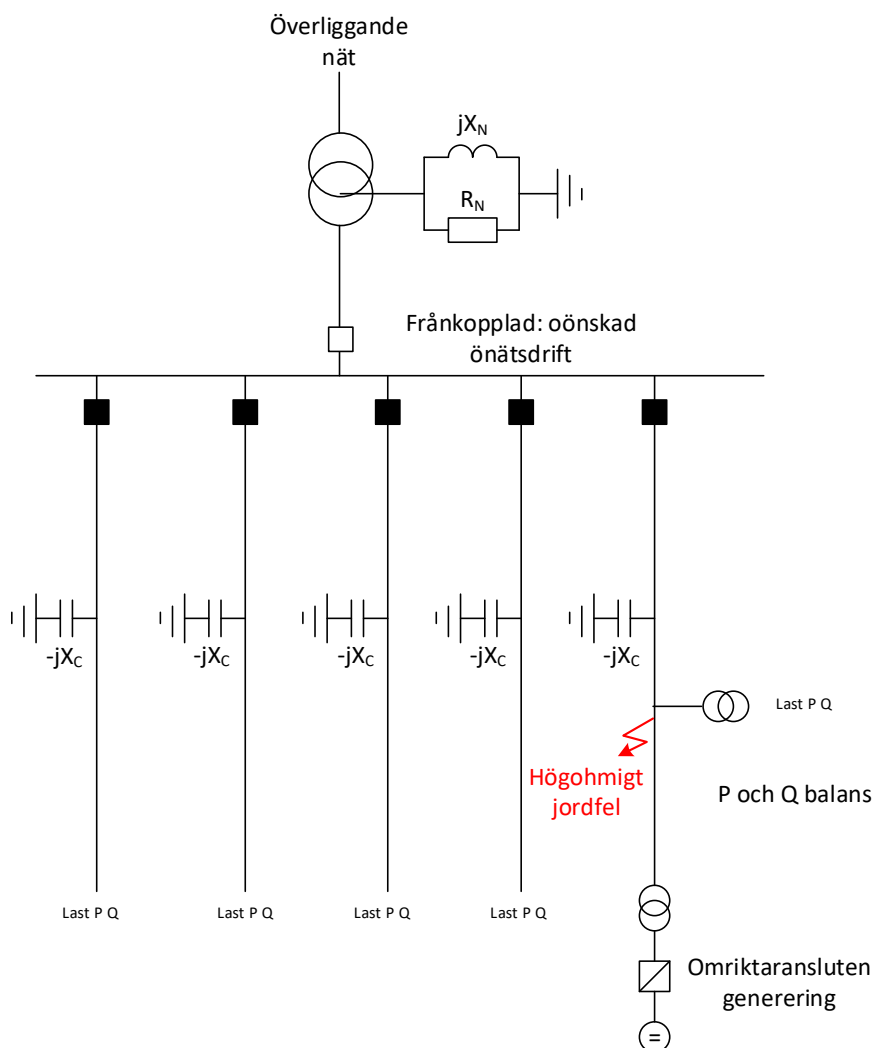
Jordströmsskydd har oftast riktad funktion där jordfelsströmmens aktiva komponent, från nollpunktsmotstånd i matande station, används. Därmed fås selektiv felbortkoppling av felbehäftad ledning/kabel i matande station. Vidare finns normalt nollpunktsspänningsskydd i matande station, som fungerar som reservskydd. Detta nollpunktsspänningsskydd är inte selektivt.

Ett exempel på jordfel i ett nät med oönskad ö-drift visas i Figur 13, där ledningsbrytaren mot felet misslyckats med att koppla bort felet och reservbortkoppling har skett med transformatorns nedsidebrytare. Här antas att aktiv och reaktiv effektbalans råder och att ö-driften inte detekterats av den omriktaranslutna produktionsenheten.

Ledningarnas riktade jordströmsskydd kan inte detektera jordfelet eftersom nollpunktsmotståndet inte är inkopplat till det bildade ö-nätet. Det finns alltså risk för kvarvarande jordfel under längre tid. För rena kabelnät är det tillåtet att driva nätet med kvarstående jordfel. Detta är dock olämpligt eftersom kabelfel kan utvecklas till två- eller trefasig kortslutning.

Omriktarens kontrollsystem kan inte detektera jordfelet eftersom dess transformator (oftast Δ/Y kopplad) inte kan transformera nollföljdsström eller nollföljdsspänning. En enkel åtgärd för att kunna koppla bort matningen av jordfelet är att ansluta en spänningstransformatorgrupp, på mellanspänningssidan, med en öppet-delta koppling som matar ett spänningsskydd (nollpunktsspänningsskydd). Här bör dock beräkningar göras för att kunna ställa in skyddet med önskad känslighet. Vidare måste skyddet ha tidsfördröjning för att säkerställa selektivitet vid normal drift.

Slutsatsen blir att nollpunktsspänningsskydd skall finnas för varje inmatningspunkt, för distribuerad generering, till mellanspänningsnät.



Figur 13 Högohmigt jordfel vid ö-drift

Det skall observeras att jordfelsskyddens känslighet är beroende av kompenseringen av nätets kapacitiva jordfelsström och nollpunktsmotståndets resistans. Om ett ö-nät har bildats enligt Figur 13 har det följande konsekvenser:

- Nollpunktsmotståndet är ej tillgänglig i ö-nätet vilket innebär att riktade jordfelsskydd (resistiv jordfelsström) inte kan fungera.
- Nollpunktsreaktorn är ej tillgänglig i ö-nätet vilket innebär att nätets avstämning går förlorad med försämrad känslighet som följd. Därmed finns risk att föreskriftsenlig känslighet (felresistans upp till 3000 resp. 5000 Ω) inte uppfylls.

6.5 ERFARENHETER

Det är i nuläget stort fokus på distribuerad generering som ansluts till nätet via omriktare. Dock är problemet med felbortkoppling enligt Figur 13 giltigt även för anslutning av konventionella kraftverk med synkrongeneratorer. Problemets aktualitet kan bero på att volymen av distribuerad generering i form av vindkraft, solkraft och batterilager är betydligt större än kraftverk med synkrongeneratorer.

Även om det är sällsynt, har det identifierats incidenter med oönskad övergång till ö-drift med traditionella generatorer. Eftersom de flesta vattenkraftverk har utrustning för frekvensreglering och spänningsreglering kan oönskad ö-drift uppstå och upprätthållas utan att det detekteras.

Problemet med detektering av ö-drift och felbortkoppling i ö-nät finns både för omriktaransluten generering och konventionella kraftverk.

7 Fallstudier

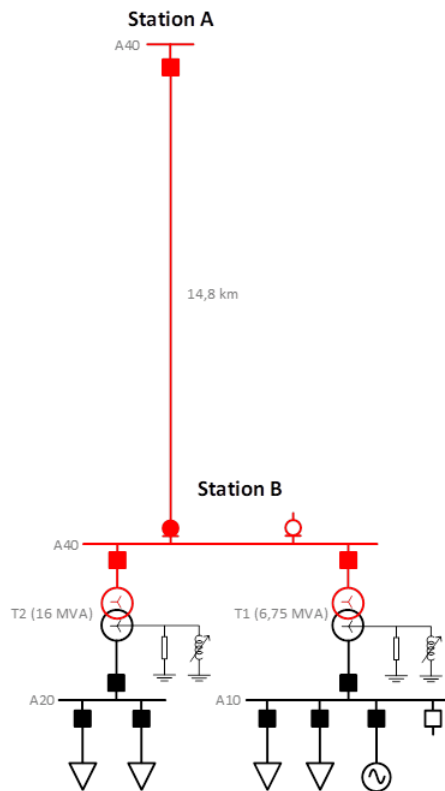
E.ON. har bidragit med två fallstudier. Det första fallet handlar om en situation där ö-drift uppstod i samband med ett jordfel och ett vattenkraftverk fortsatte att producera. Detta visar att problemet med oavsiktlig ö-drift inte är isolerat till distribuerade förnyelsebara energikällor.

Det andra fallet visar ett exempel på en nättopologi med möjlighet för effektbalans. I detta fall har åtgärder vidtagits för att förhindra att ett ö-nät uppstår. Nättopologin innebär att vid avbrott på stamnätsanslutningen är en balans mellan effektuttag och -inmatning möjlig. För att förhindra att ett ö-nät uppstår i en sådan situation har ett nätvärn implementerats.

7.1 Ö-NÄT 2022-09-26

På en radiell 130 kV-ledning inträffade ett jordfel vilket distansskyddet i matande ledningsfack löste för. Efter en sekund gjordes en lyckad återinkoppling som resulterande i en spänningsdipp som var ganska betydande då transformatorer med en sammanlagd märkeffekt om 123,8 MVA tillkopplades (aktuell kortslutningseffekt i matande station var vid tillfället cirka 1200 MVA).

Från den aktuella regionnätsstationen matas även ett 40 kV-nät som bland annat innehåller en ledningsradial från 40 kV-station A till fördelningsstation B. Denna ledning fränkopplades av ett transientmätande jordfelsskydd i samband med spänningssättningen av 130 kV-ledningen och hypotesen är att tillkopplingen introducerade likspännings- och övertoner som reläskyddet i station A startade för. Den matande 130/40 kV-transformatorn har nämligen ren koppling utan utjämningslindning men med direktjordad 130 kV-nollpunkt och nollpunktsutrustning ansluten på nedsidan-nollpunkten, varför koppling i nollföljd fanns mellan systemen. Terminalen med det transientmätande jordfelsskyddet är av en modell som enligt erfarenhet kan ha problem med återgång efter funktionsstart.



Figur 14. Enlinjeschema 40 kV station A och fördelningsstation B

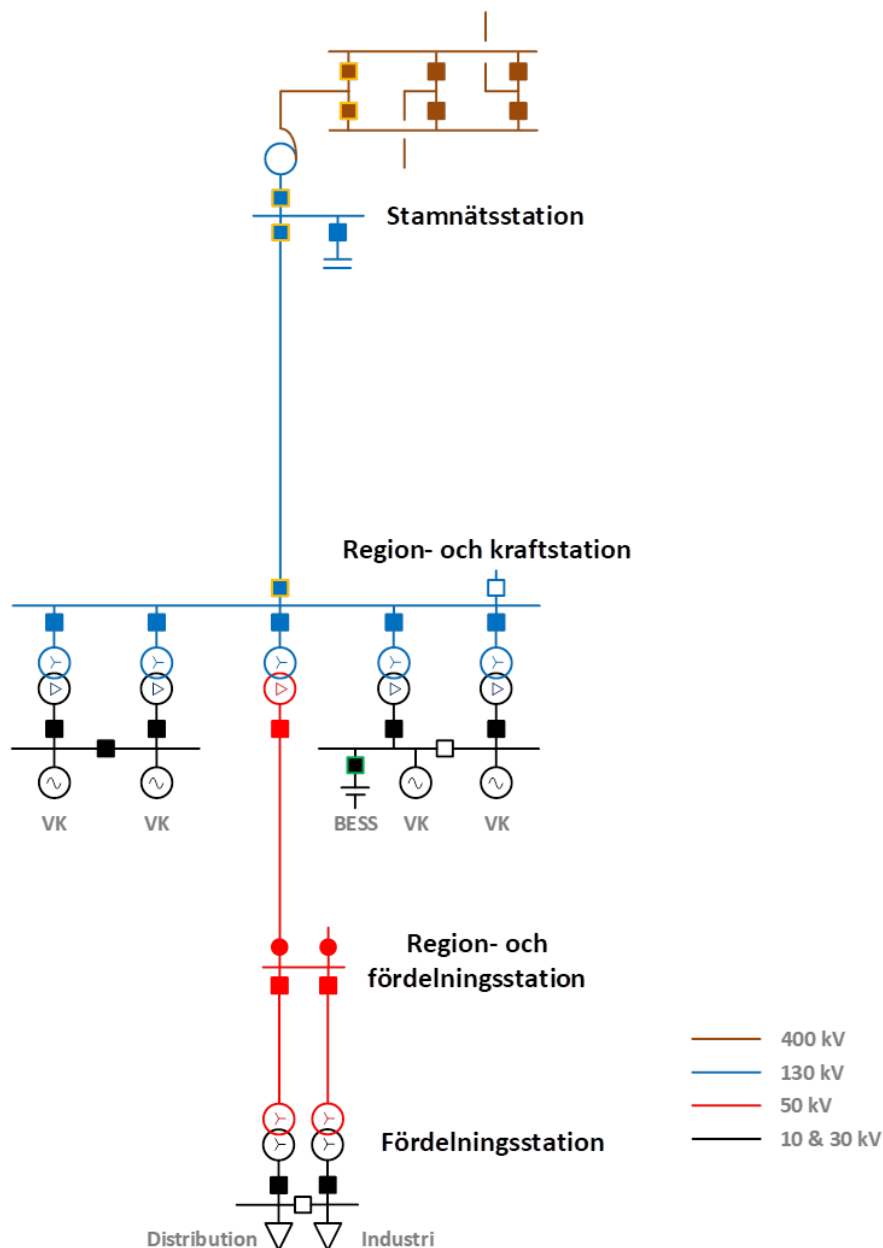
Station B, bestående av ett 40 kV-, ett 20 kV- och ett 10 kV-ställverk, hamnade tillsammans med 40 kV-ledningen från station A i ett ö-nät. Driftcentralen noterade att station B fortfarande var i drift och att spänningen på 40 kV-sidan var hög. Det vattenkraftverk som ansluter mot 10 kV-ställverket producerade vid tillfället cirka 1,6 MW. För att bryta ned ö-nätet slog driftcentralen från 20 kV-transformatorbrytaren, vilket orsakade en ökning av spänningsmagnituden och frekvensen. Frekvensskyddet i facket som ansluter vattenkraftverket gick till funktion och produktionen fränkopplades. Ö-nätet varade i cirka sex minuter. Den höga spänningen i 40 kV-ställverket antas ha orsakats av 40/10 kV-transformatorns lindningskopplare som svar på en hög 10 kV-spänning.

Tabell 1. Översikt händelseförlopp oavsiktlig ö-drift.

Tid	Utrustning	Händelse
t_0	130 kV ledning	Distansskydd löser för jordfel på 130 kV radiell ledning
$t_0 + 1 \text{ s}$	130 kV ledning	Återinkoppling Betydande spänningsdipp då transformatorer om totalt 123,8 MVA tillkopplas Kortslutningseffekt i matande station ca 1200 MVA
	40 kV ledning Station A	Ledningsradial från 40 kV-station A till fördelningsstation B fränkopplas i samband med spänningssättning av 130 kV ledning <i>Hypotes: Tillkoppling introducerar likspännings- och övertoner som reläskydd i station A startar för. Matande 130/40 kV transformator har ren koppling utan utjämningslindning men direktjordad 130 kV-nollpunkt och nollpunktsutrustning på nedsidenollpunkt, varför koppling fanns mellan systemen.</i>
	40 kV ledning Station B 40 kV ställverk 20 kV ställverk 10 kV ställverk	Hamnar i ö-nät Vattenkraftverk som är anslutet mot 10 kV ställverket producerar cirka 1,6 MW.
$t_0 + 6 \text{ min}$	40 kV ledning Station B 40 kV ställverk 20 kV ställverk 10 kV ställverk	Driftcentral noterar att station B fortfarande är i drift och att spänningen på 40 kV ledningen är hög och slår från 20-kV transformatorbrytaren. Spänningsmagnituden och frekvensen ökar. Frekvensskyddet i facket som ansluter vattenkraftverket går till funktion och produktionen fränkopplas. <i>Hypotes: Den höga spänningen i 40 kV-ställverket antas ha orsakats av 40/10 kV-transformatorns lindningskopplare som svar på en hög 10 kV-spänning.</i>

7.2 EXEMPEL PÅ NÄTTOPOLOGI MED MÖJLIG EFFEKTBALANS

Tillsammans med tre vindkraftsparker och en BESS-anläggning är två fördelningsstationer anslutna mot ett radiellt regionnät enligt nedanstående figur. Nättopologin innebär att vid avbrott på stamnätsanslutningen är en balans mellan effektuttag och -inmatning möjlig. För att förhindra att ett ö-nät uppstår i en sådan situation har ett nätvärn implementerats. Nätvärnet övervakar ett antal effektbrytarlägen (gulmarkerade) och om någon brytare är från skickas trippsignal till brytarna som ansluter BESS-anläggningen (grönmarkerad brytare). Att BESS-brytaren trippas om kopplingen till 400 kV-nätet tappas beror främst på att det är den enda anläggningen med frekvensreglerförmåga (även BESS:en är nätföljande).



Figur 15. Enlinjeschema av nätopologi med möjlig effektbalans

7.3 FALLSTUDIEKOMMENTAR

Det första fallet visar att problemet med oavsiktlig ö-drift inte är isolerat till distribuerade förnyelsebara energikällor. Med ett mer omfattande skyddssystem enligt vad som diskuteras i kapitel 6 så hade man fått ett säkrare skydd. I det andra fallet så har man redan från början tagit hänsyn till risken för en möjlig effektbalans och implementerat nätvärn.

8 Slutsatser

Det finns ett klart behov av att kunna detektera när ett lokalt nät kopplas bort från överliggande nät och därmed bildar ett ö-nät. Det kan konstateras att passiva metoder baserade på avvikande frekvens, spänning, fasvikelförändring och förändring av frekvens (ROCOF) och spänning (ROCOU) inte är tillräckliga då det aktuella nätet kan ha aktiv eller reaktiv effektbalans vid övergången till ö-drift. Därför finns behov av aktiva metoder som baseras på injicering av signaler som reagerar olika beroende på om nätet befinner sig i normaldrift eller om ett ö-nät har uppstått.

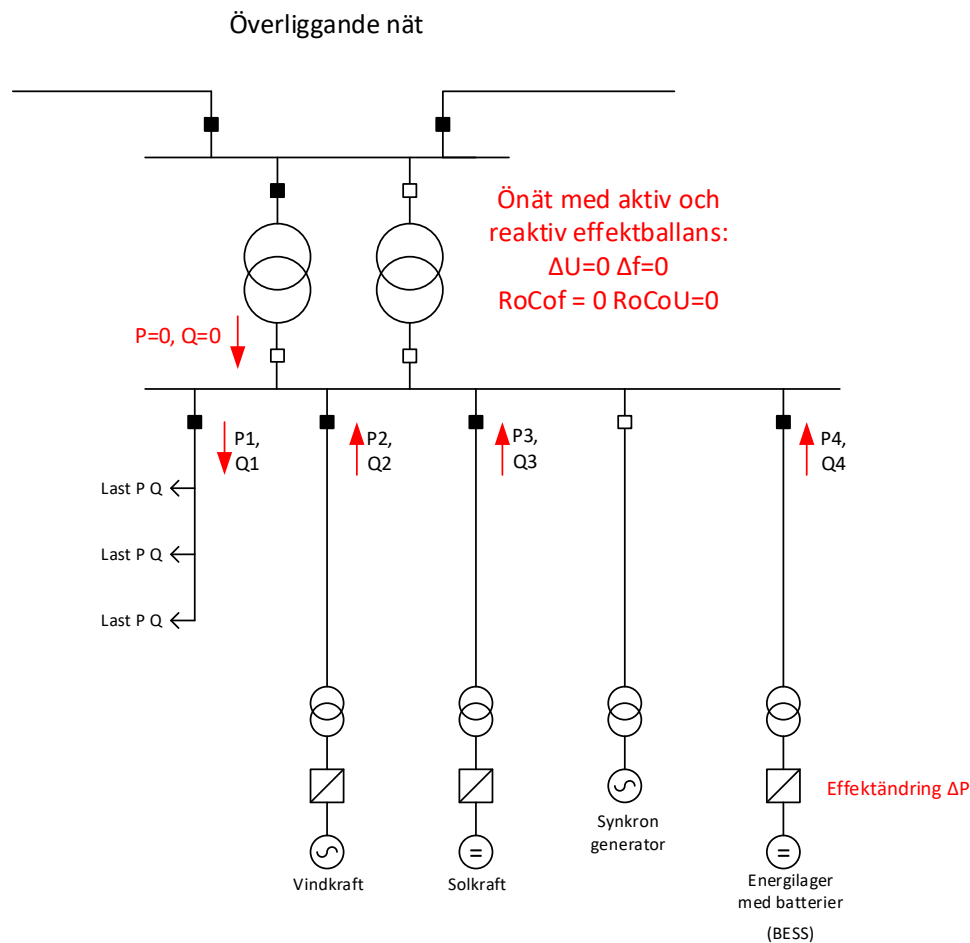
Generellt kan konstateras att aktiva metoder innebär endera koppling av primära apparater i nätet eller injicering av detekteringssignaler från omriktaransluten generering. Ofta används ROCOF (df/dt) och/eller ROCOU (dU/dt) för identifiering av ö-drift med aktiva metoder. För att säkerställa att detektering inte sker vid "icke ö-drift" bör detektering endast vara aktiverad vid tillfällen med koppling av primärapparater eller injicering av signaler från omriktare. Detta innebär i sin tur att aktiva metoder bör aktiveras relativt ofta. Alternativt kan känsligt inställda värden för df/dt och dU/dt användas för aktivering av de aktiva metoderna.

Spänningsmätning som bygger på koppling av primära objekt. Grunden är att spänningsförändringen vid ö-drift blir större än vid drift med anslutning till överliggande nät. Denna spänningsförändring är beroende på bakomliggande kortslutningseffekt vilken skiljer sig mellan de två driftfallen. För att kunna analysera hur stor spänningsförändringen blir måste beräkning av kortslutningseffekten göras:

- Minimal kortslutningseffekt vid ansluten drift som är beroende av kopplingsläge.
- Maximal kortslutningseffekt vid ö-drift som är beroende av ö-nätets omfattning och effektnivå för andra produktionsenheter i ö-nätet.

Inställning av denna detektering kan kräva omfattande nätberäkningar. Vidare bör detektering av spänningsförändring vara aktiverad endast i samband med koppling av aktuellt primärt objekt, till exempel shuntreaktor, för att ej få funktion vid andra, vanligt förekommande, spänningsförändringar.

Aktiv effektjustering bygger på lokal effektförändring av genererad effekt för att skapa aktiv effektbalans. Detta i sin tur leder till förändrad frekvens och/eller spänning vid ö-drift. Vid ansluten drift kommer dock förändring av frekvens och/eller spänning att vara betydligt mindre. Frekvens- och spänningsförändring är beroende på storleken på generering i ö-nätet, som kan variera kraftigt.



Figur 16 Metod med injicerad effektförändring

Hur stor frekvensförändringen blir och hur snabbt frekvensändringen sker i ö-nätet är beroende på lastens frekvensberoende och systemets tröghet (inertia). Denna storhet är svår att uppskatta eftersom den är beroende av roterande mekanisk tröghet och eventuell syntetisk tröghet hos ö-nätets omriktaranslutna.

Reaktiv effektjustering bygger på lokal förändring av genererad reaktiv effekt för att skapa en reaktiv effektobalans. Detta i sin tur leder till förändrad spänning vid ö-drift. Vid ansluten drift kommer dock förändringen av spänningen att vara mindre. Med flera produktionskällor i ö-nätet kan spänningsförändringen bli liten. För att kunna analysera hur stor spänningsförändringen blir måste beräkning av kortslutningseffekten göras:

- Minimal kortslutningseffekt vid ansluten drift som är beroende av kopplingsläge.
- Maximal kortslutningseffekt vid ö-drift som är beroende av ö-nätets omfattning och effektnivå för andra produktionsenheter i ö-nätet.

Automatisk fasförskjutning blir ekvivalent med aktiv effektinjicering

Ett flertal aktiva metoder för detektering av ö-nät har beskrivits. Dessa utgår ofta från en relativt enkel modell av ö-nätets omfattning och effektnivå. Dock är frågan om metoderna ger både tillförlitlig detektering av ö-nät och säkerhet för "falsk" detektering vid händelser i överliggande nät. Troligen krävs omfattande nätanalyser (statiska och dynamiska) för bestämning av parametrar för inställning av ö-nätsdetektering. Detta kräver förutom nätdata även dynamiska modeller av kontrollsystem för omriktaransluten generering.

Det finns ett flertal metoder för att detektera ö-drift. IEC 62116 utvecklades för att tillhandahålla testmetoder för att utvärdera prestandan hos system för detektering av ö-drift. Denna standard kom till för att säkerställa att solcellsanläggningar och andra distribuerade energiresurser kan identifiera och reagera på ö-drift. Även om inte alla driftförutsättningar täcks av testkraven så bör det vara värdefullt att systemen uppfyller dem.

En annan enkel lösning är att med SCADA system som underlag, initiera manuell detektering och åtgärder vid oönskad ö-nätdrift. Detta förutsätter att SCADA-systemet är heltäckande beträffande aktuella lägesindikeringar av aktuella brytare och att driftpersonalen har god kännedom om aktuella nät.

Oavsett vilka system som används för detektering av ö-drift kan det vara lämpligt att genomföra test med fränkoppling av överliggande nät i aktuella punkter. Detta borde kunna ske vid driftsättning av större anläggningar med generering, d v s både omriktaransluten generering och konventionella kraftverk med synkrona generatorer.

9 Referenslista

Notera: I referenslistan ingår referenser från både fas A av studien och aktuellt dokument fas B för fullständighetens skull. Referenserna från fas A utgör en viktig del i bakgrundskunskapen.

1. Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience, Working Group C6.22 Cigré, October 2015.
2. ACER, 'ACER Policy Paper on the revision of the network code on requirements for grid connection of generators and the network code on demand connection', *Connection Codes* (26 September 2022), https://acer.europa.eu/Position%20Papers/260908%20ACER%20GCNCs%20Policy%20Paper_final.pdf, hämtad 24 Maj 2023.
3. Ali, M., Makki, E., Cazal, C. et al., European Commission, Directorate-General for Energy, (2021) Implementation of the network code on requirements for grid connection of generators – Final report. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/235293>.
4. Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TCR medium voltage) English translation of VDE-AR-N 4110:2018-11.
5. Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network (TCR high voltage) English translation of VDE-AR-N 4120:2018-11.
6. Energy networks association (ENA), 'Engineering Recommendation G99 Issue 1 – Amendment 9 Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019', Connecting generation to the electricity networks (3 Oktober 2022), <https://www.energynetworks.org/operating-the-networks/connecting-to-the-networks/connecting-generation-to-the-electricity-networks>, hämtad 24 Maj 2023.
7. L Messing et al., Wind Power and Fault Clearance, Final Report, Elforsk rapport 10:99.
8. Short circuit contribution of new generating units connected with power electronics and protection behaviour, ENTSO-E, 2019.
9. Saleh A. Saleh et al., On the factors affecting battery unit contributions to fault currents in grid-connected battery storage systems, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 58 2022.
10. J Quispe et al., Transmission line protection challenges influenced by inverter-based resources: a review, , Protection and Control of Modern Power Systems 2022,7.
11. Aboutaleb Haddadi et al., Impact of inverter based resources on system protection, Energies 2021,14.

12. H. Wilms et al., "Microgrid Field Trials in Sweden: Expanding the Electric Infrastructure in the Village of Simris," in IEEE Electrification Magazine, vol. 6, no. 4, pp. 48-62, Dec. 2018, doi: 10.1109/MELE.2018.2871295.
13. Anton Dahlgren, "Felbortkopplingsutredning LES Simris", E.ON Energidistribution AB utredning D18-0192118 utgåva 1.0
14. Intervju 20230227 med Arne Berlin, Firas Daraiseh och Yiming Wu Vattenfall R&D.
15. Laaksonen et al, Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island, IEEE Transactions on Smart Grid Vol 5, No 3, May 2014., Alexandre Oudalov, New Technologies for Microgrid Protection, ABB Corporate Research, Santiago 2013 Symposium on Microgrids., Alexandre Oudalov, New Technologies for Microgrid Protection, ABB Corporate Research, Santiago 2013 Symposium on Microgrids.
16. ABB 1MRK 602 072 UEN REG670.
17. L Messing et al., Jordfelsdetektering i mellanspänningsnät, Energiforsk rapport 2015:128.
18. Ari Wahlroos et al., Application of Novel Multi-frequency Neutral Admittance Method into Earth-Fault Protection in Compensated MV-networks, ABB White paper 2017.nNortroll Product Catalog, Fault Passage Indicators to locate short circuit and earth faults.
19. Ênio Costa Resende, Marcelo Godoy Sinmões (Fellow, IEEE), Luiz Carlos Gomes Freitas, Anti-Islanding Techniques for Integration of Inverter-Based Distributed Energy Resources to the Electric Power System, IEEE Access, January 2024
20. International Electrotechnical Commission, IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters, IEC, 2024
21. European Committee for Electrotechnical Standardization, EN 50549: Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks, CENELEC, 2024
22. Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE 1547: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE, 2024
23. Underwriters Laboratories, UL 1741 SA: Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources, UL, 2024
24. European Union, EU 2016/631: Network Code on Requirements for Generators, EU, 2024

25. J. Marchgraber, C., Alács, Y., Guo, W., Gawlik, W., Anta, A., Stimmer, A., Lenz, M., Froschauer, M., and Leonhardt, M., 'Comparison of control strategies for synthetic inertia in converters', *Energies*, vol. 13, no. 13, 2020.
26. Bakhshi-Jafarabadi, M., Florez, E., & Saurabh, K. (2023). A critical assessment of islanding detection methods of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 221, 1157-1165
27. Energimarknadsinspektionen. (2018). EIFS 2018:2 om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer. Hämtad från <https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f5b74/1608639227153/EIFS-2018-2-om-fastst%C3%A4llande-av-generellt-till%C3%A4mpliga-krav-f%C3%B6r-n%C3%A4tanslutning-av-generatorer.pdf>
28. Energimarknadsinspektionen. (2023). EIFS 2023:3 om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet. Hämtad från <https://ei.se/download/18.214b931418a26108737f2f0/1694668077847/EIFS-2023-3-om-krav-som-ska-vara-uppfyllda-f%C3%B6r-att-%C3%B6r-att-%C3%B6r-att-överf%C3%B6ring-av-el-ska-vara-av-god-kvalitet.pdf>

OAVSIKTIG Ö-DRIFT MED DISTRIBUTERAD GENERERING

Det finns alltid en risk/möjlighet att en del av ett elnät kan frångöras från överliggande nät. Det bildade ö-nätet kan innehålla lokal generering av olika typer såsom konventionella kraftverk med synkrongeneratorer, vindkraft av typ DFIC, vindkraft ansluten via omriktare, solkraft (PV) ansluten via växelriktare och batterilager (BESS). Om det bildade ö-nätet har ansluten generering kan fortsatt drift möjliggöras. Fortsatt drift kan vara önskvärd eller oavsiktlig. Oftast är icke planerad ö-drift oönskad av olika anledningar såsom risk för personskada, risk för utebliven felbortkoppling, negativ påverkan på spänningskvalitet med mera. Oavsiktlig ö-drift ska därför detekteras och distribuerad generering i ö-nätet ska frångöras.

Flera tänkbara lösningar för att detektera och koppla bort kortslutningar och jordfel på mellanspänningsnivå har identifierats. Det är dock svårt att enskilt avgöra vilken lösning som är mest lämplig då detta påverkas av mikronätets topologi, vilken typ av generering som finns, antalet brytställen med mera.

Oavsett vilka system som används för detektering av ö-drift kan det vara lämpligt att genomföra test med frångöring av överliggande nät i aktuella punkter. Detta borde kunna ske vid driftsättning av större anläggningar med generering, det vill säga både omriktaransluten generering och konventionella kraftverk med synkrona generatorer.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.