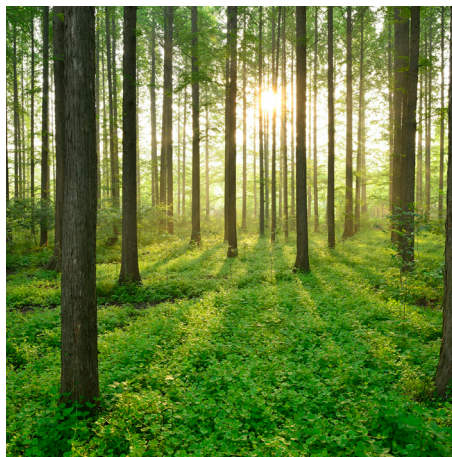
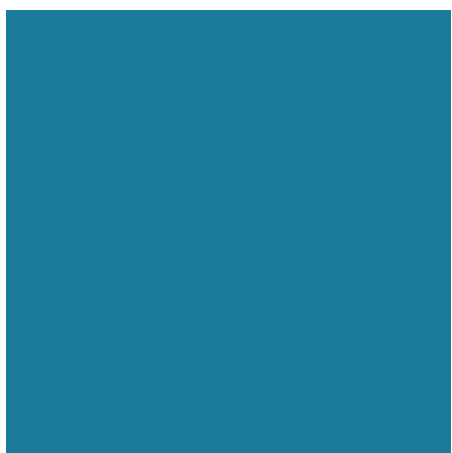


FÖRDJUPAD ANALYS AV PD-AKTIVITET HOS KABELAVSLUT I 20 KV NÄTSTATIONER

RAPPORT 2026:1214



UNDERHÅLL AV ELNÄT



Fördjupad analys av PD-aktivitet hos kabelavslut i 20 kV nätstationer

TOMMIE LINDQUIST (RISE), CLAES SANDELS (RISE), MOHAMMAD KHAREZY (RISE), TOMAS
JOHANSSON (SVENSK LINJEBESIKTNING)

ISBN 978-91-89917-57-6 | © Energiforsk september 2026

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

Förord

Projektet *Fördjupad analys av PD-aktivitet hos kabelavslut i 20 kV nätstationer* ingår i programmet *Underhåll av elnät* och har identifierat riskfaktorerna så att nätbolagen kan planera besiktningar av nätstationer med större sannolikhet för PD i kabelavslut.

Projektet har utvecklat en metod att skatta återstående livslängd för enskilda kabelavslut, analyserat förväntade kostnader av olika åtgärder och fastställt samband mellan de klassningar som görs vid besiktningarna och faktisk spänningshållfasthet hos kabelavslut.

Projektets PL har varit Tomas Johansson från Svensk Linjebesiktning.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Homan Aldén, Energiföretagen Sv. (adj)
- Fredrik Andersson, Elinorr Ek. förening
- Joakim Andersson, Ystad Energi
- Jon Danielsson, Skellefteå Kraft Elnät
- Martin Eriksson, Öresundskraft Elnät
- David Håkansson, Nätkraft Borås Infra
- Jan Olof Jonsson, Jämtkraft Elnät (ordförande)
- Hans Lagergren, Svenska kraftnät
- Johan Lindblad, Hitachi Energy Sweden
- Tommie Lindquist, RISE
- Stefan Aronsson, Jönköping Energi
- Johan Roos, Göteborg Energi Nät
- Joakim Sandvik, E.ON Energidistribution
- Anders Sjökvist, Falkenberg Energi
- Kenneth Stefansson, Vattenfall Eldistribution
- Anton Svensson, Ellevio

Tack även till David Håkansson på Nätkraft Borås Infra och Johan Gustafsson på Göteborg Energi Elnät och Jan Olof Jonsson på Jämtkraft Elnät, som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter och material som kabelavslut.

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

- E.ON Energidistribution
- Vattenfall Eldistribution
- Ellevio
- Svenska kraftnät
- Göteborg Energi Nät
- Öresundskraft Elnät
- Tekniska verken i Linköping
- Skellefteå Kraft Elnät
- Jämtkraft Elnät
- Umeå Energi Elnät
- Jönköping Energi Nät
- Hitachi Energy Sweden
- Bodens Energi Nät
- Nätkraft Borås Infra
- Luleå Energi
- Falu Energi & Vatten
- PiteEnergi Elnät
- Norrtälje Energi
- Eskilstuna Elnät
- Mölndal Energi Nät
- Falkenberg Energi
- Ystad Energi
- Elinorr ekonomisk förening;
- Bergs Tingslags Elektriska
- Blåsjön Nät
- Dala Energi Elnät
- Elektra Nät
- Gävle Energi
- Hamra Besparingsskog
- Hofors Elverk
- Härjeåns Nät
- Härnösand Elnät
- Ljusdal Elnät
- Malungs Elnät
- Sandviken Energi Nät
- Sundsvall Elnät
- Söderhamn Elnät
- Åsele Elnät
- Årsunda Kraft & Belys.fören.
- Övik Energi Nät och
- Energiföretagen

Stockholm i april 2026

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät, Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Rapporten visar hur fältbesiktningar i kombination med datadrivna modeller kan användas för att identifiera och prioritera nätstationer med förhöjd risk för partiella urladdningar (PD) i kabelavslut och därmed stödja ett mer riskbaserat underhåll.

Analysen bygger på omfattande svenska fältbesiktningar (cirka 1900 nätstationer) med en UV-ljusbaserad koronadetektor och visar att det går att kombinera besiktningsdata, anläggningsregister och öppet tillgängliga geodata för att identifiera de stationer där PD i kabelavslut är mest sannolik.

I rapporten används maskininlärning (ML) för att ta fram en prediktionsmodell som ger ett praktiskt underlag för att rangordna och prioritera stationer för besiktning och förebyggande åtgärder. De starkaste indikatorerna i modellen är kopplingar mellan närliggande stationer (t.ex. PD i grannstation och avstånd till grannstation), vilket stödjer att montage- och installationsrelaterade faktorer kan vara viktiga. Modellen har dessutom visat att den kan tillämpas även på nya nätområden, vars data inte ingått i träningen av modellen.

Med hjälp av livslängds- och konsekvensmodellering jämförs olika underhållsstrategier. Slutsatsen är att strategier som kombinerar besiktning med riktade, förebyggande åtgärder (t.ex. byte av kabelavslut innan haveri) kan minska både risk och förväntade kostnader jämfört med att agera först när fel utvecklats längre, särskilt när besiktningar kan styras mot de objekt som ML-modellen pekar ut.

Projektet omfattar även laboratorieprov (PD-mätningar och punkteringsprov) på degraderade kabelavslut för att undersöka sambandet mellan PD som observeras i fält och isolationskondition. Proven gav inga entydiga resultat avseende om, eller i vilken omfattning, PD-aktivitet på ytan orsakar degradering av den fasta isolationen som kan kopplas till haveririsk, vilket indikerar ett behov av ytterligare studier.

Summary

The report shows how large-scale field inspections, combined with data-driven models, can be used to identify and prioritise substations with an elevated risk of partial discharges (PD) in cable terminations, thereby supporting a more risk-based maintenance approach.

The analysis is based on extensive Swedish field inspections (around 1,900 substations) using a UV-light-based corona detector, and shows that inspection data, asset registers and publicly available geodata can be combined to identify the substations where PD in cable terminations is most likely.

Machine learning (ML) is used to develop a prediction model that provides practical decision support for ranking and prioritising substations for inspections and preventive actions. The strongest indicators in the model are links between nearby substations (e.g., PD in the nearest neighbouring substation and the distance to that substation), supporting the hypothesis that installation- and workmanship-related factors can be important. The model has also been shown to be applicable to new network areas whose data were not included in the training.

Different maintenance strategies are compared using lifetime and consequence modelling. The conclusion is that strategies that combine inspections with targeted preventive measures (e.g., replacing cable terminations before failure) can reduce both risk and expected costs compared with acting only once defects have progressed further, especially when inspections are steered towards the assets highlighted by the ML model.

The project also includes laboratory tests (PD measurements and breakdown tests) on degraded cable terminations to investigate the link between field-observed PD and insulation condition. The tests did not provide conclusive evidence of whether, or to what extent, surface PD activity causes degradation of the solid insulation that can be linked to failure risk, indicating a need for further studies.

Innehåll

1	Bakgrund	8
2	Mål och syfte	9
3	Rapportstruktur	10
4	Datainsamling	11
5	Maskininlärningsmodell	12
5.1	Indata	12
5.2	Riskfaktorer och beroendevariabeln	13
5.2.1	Metod	13
5.3	Bedöma kabelavslutsfel	16
5.3.1	Analys av riskfaktorernas påverkan	19
5.3.2	Validering av modellens generaliserbarhet	20
6	Livslängdsmodellering	21
6.1	Metod	21
6.1.1	Skattning av Weibullparametrar	22
6.1.2	Förväntad livslängd	23
6.1.3	Kostnader för utbyten och besiktning	26
6.2	Riskmodell	29
7	Provning av elektrisk isolation	33
7.1	Introduktion	33
7.2	Provobjekt	34
7.3	Provmetoder	36
7.3.1	Mätning av partiella urladdningar	36
7.3.2	Punkteringsprov	39
7.4	Resultat provning	40
7.4.1	Mätning av partiella urladdningar	40
7.4.2	Punkteringsprov	42
7.4.3	Diskussion	43
8	Resultat	45
8.1	Sammanfattning	45
8.2	Diskussion	45
9	Framtida arbete	47
10	Referenser	48

1 Bakgrund

Tillförlitlig drift av 20 kV-nätstationer är en grundläggande förutsättning för ett robust elnät. I Sverige finns idag närmare 200 000 nätstationer och de senaste årens besiktningsarbete har visat att ett betydande antal av dessa uppvisar partiella urladdningar (Partial Discharges, PD) i sina kabelavslut. Enligt tidigare Energiforskningsprojekt utförda tillsammans med Svensk Linjebesiktning (SLB) finns det starka indikationer på att så många som 35 000 - 50 000 stationer riskerar förkortad teknisk och ekonomisk livslängd på grund av fel relaterade till design, montage eller materialval [1]. PD-aktivitet kan över tid leda till accelererande degradering, reducerad spänningshållfasthet och i värsta fall haverier.

SLB:s omfattande besiktningsarbete i ett tidigare projekt visade att cirka 18 % av besiktigade nätstationer hade detekterbar PD-aktivitet. Problemen var särskilt frekventa i kabelavslut. Liknande problem har även rapporterats internationellt [2],[3],[4],[5].

Därtill finns, i elnätsbranschen, ett betydande behov av datadrivet beslutsstöd. Under åren har SLB har samlat in en unik mängd besiktningsdata för många olika typer av nätstationer. Genom att kombinera dessa med externa källor, såsom SMHI-data, geodata från OpenStreetMap och anläggningsinformation från nätbolagens egna register, finns potential att utveckla maskininlärningsbaserade riskmodeller för att identifiera stationer med hög risk för PD-relaterade fel. Detta skulle möjliggöra ett mer effektivt, riskbaserat underhållsarbete, vilket är en nödvändighet givet den stora volymen anläggningar som kan komma behöva hanteras.

Samtidigt saknas idag en komplett förståelse för hur PD-aktivitet som observeras i fält korrelerar med faktiskt status på den elektriska isolationen.

Mot denna bakgrund genomförs projektet för att:

- analysera PD-förekomst i kabelavslut baserat på omfattande fältdata från flera nätbolag,
- utveckla och utvärdera ML-modeller som kan användas för prediktion och prioritering av riskobjekt,
- modellera återstående livslängd och sannolikhet för fel med etablerade metoder,
- samt tekniskt undersöka hur PD-aktivitet i fält korrelerar med faktisk isolationspåverkan i uttjanta eller degraderade kabelavslut.

Syftet är att skapa ett beslutsstöd som kan användas av elnätsägare för att planera besiktnings- och riskoptimerade sina underhållsstrategier.

2 Mål och syfte

Syftet med detta projekt är att genom att nyttja ML-modeller analysera den besiktningsdata som insamlats av SLB, för att ge nätbolag i Sverige möjlighet att kunna dra nytta av dessa och kunna agera utifrån sin egen population av liknande komponenter.

Detta syfte kan brytas ner i dessa mål:

Mål 1: Identifiera de mest betydelsefulla riskfaktorerna för att på så sätt ge nätbolagen, utifrån sin egen population och dess förutsättningar, möjlighet att planera besiktningar av de nätstationer med större sannolikhet för PD i kabelavslut.

Mål 2: Givet resultat från redan genomförda besiktningar och data för riskfaktorer, utveckla en metod att skatta återstående livslängd eller sannolikheten att leva fram till förväntad livslängd för enskilda kabelavslut. Detta ger nätbolagen möjlighet att uppskatta eventuellt behov av åtgärder.

Mål 3: Analys av förväntade kostnader av olika åtgärder samt förväntad kostnad av att inte vidta några åtgärder alls. Leverera rekommendationer baserat på scenarioräkningar.

Mål 4: Fastställa ett samband mellan de klassningar som görs vid besiktningarna och faktisk spänningshållfasthet hos kabelavslut.

3 Rapportstruktur

Efter redovisning av datainsamling i kapitel 4, är rapportens kapitel är uppdelade efter målen i kapitel 2. På så sätt behandlar kapitel 5 riskfaktorer enligt mål 1 genom utveckling av en ML-modell. På samma sätt hanterar kapitel 6 statistisk livslängdsmodellering och riskhantering i enlighet med mål 2 och 3. Kapitel 7 redovisar resultaten från de elektriska prov som utförts på degraderade avslut som formuleras i mål 4. Vidare presenterar Kapitel 8 en sammanfattning och diskussion av resultaten, medan Kapitel 9 redogör för möjliga framtida arbeten.

4 Datainsamling

Grunden för analyserna i detta projekt är nätstationsbesiktningar utförda av Svensk Linjebesiktning (SLB) hos flera svenska nätbolag. Besiktningarna utförs med ett instrument som detekterar UV-ljuset från partiella urladdningar (PD) och överlagrar aktiviteten på video för att lokalisera platsen. Mer information om metodiken finns i [1]. I rapporten benämns utrustningen koronadetektor, då korona är en form av PD i luft som kan detekteras med UV-sensor.

I detta arbete fokuserar vi på 20 kV kabelavslut, även om samtliga delar i högspänningsfacken (HSP-facken) besiktigas. Varje besiktigad nätstation tilldelas en allvarlighetskategori A–D, där A innebär kabelavslut utan PD och D bedöms som akut, enligt definitioner i [1]. I analyserna används den högsta (värsta) kategori som tilldelats något av nätstationens besiktigade HSP-fack; flera avslut kan alltså ha PD, men endast den högsta kategorin används.

Då tidigare studier visat att problemen med PD i nätstationer främst tycks drabba nyare stationer [1] avgränsas studien till nätstationer som var 20 år eller yngre år 2024. Vid projektstart fanns besiktningresultat från 1881 nätstationer. Av dessa hade 141 detekterad PD (kategori B, C eller D) och betraktas som felade, medan övriga 1740 betraktas som högercensurerade (ännu ingen PD-aktivitet). Tiden till fel antas vara besiktningstidpunkten, vilket innebär att den första PD-tidpunkten i strikt mening överskattas något; vi bedömer dock att detta saknar praktisk betydelse eftersom ett avslut ofta kan vara i drift flera år efter att första PD uppstått utan att haverera.

Notera att begreppet *fel* i rapporten avser att minst ett kabelavslut i en nätstation inte längre uppfyller samtliga kritiska funktioner genom att PD av kategori B, C eller D har detekterats vid besiktning. Detta är inte samma sak som ett haveri, nätstationen kan fortsatt vara i drift under flera år, men att den som helhet inte uppfyller alla sina grundläggande funktioner för vilka den var konstruerad och installerad och förväntas även degraderas över tid.

Då installationsår för kabelavslut inte lagras i de aktuella nätbolagens NIS-system antas kabelavslutets ålder vara densamma som nätstationens.

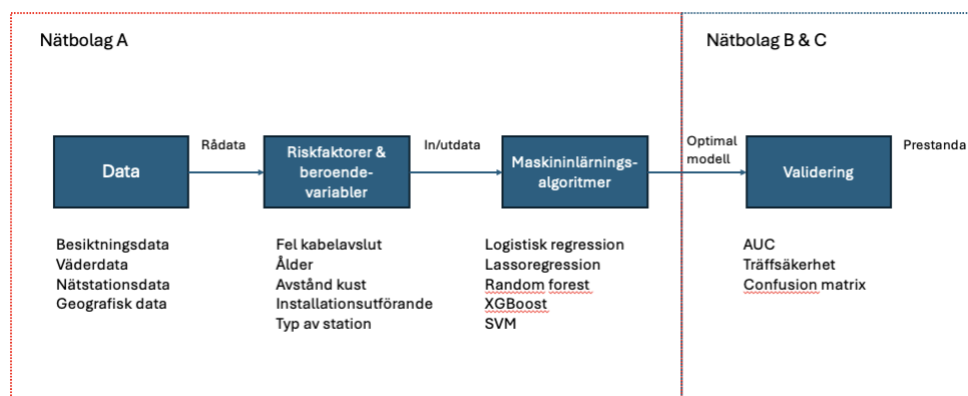
I rapporten förekommer referenser till olika spänningsnivåer för nätstationer och kabelavslut. Då 10 eller 20 kV används i rapporten, avses U från standardens beteckningar U_0/U (U_m): 6/10 (12) och 12/20 (24) [6], där U_0 är nominell fasspänning, U är nominell huvudspänning och U_m är högsta driftspänning under vilken utrustningen får användas.

5 Maskininlärningsmodell

För att identifiera faktorer som är betydelsefulla för förekomsten av PD i 20 kV kabelavslut har en maskininlärningsmodell utvecklats. Modellen nyttjar historiska besiktningsresultat, nätbolagens egen data, såväl som öppna datakällor.

5.1 INDATA

I Figur 1 syns upplägget för att predicera fel i kabelavslut. Processen består av fyra steg: 1. Datainsamling, 2. Översätta rådata i riskfaktorer samt en beroendevariabel, 3. Träna ML-algoritmer baserat på den framtagna in- och utdatan, samt 4. Verifiera den optimala modellens användbarhet på helt nya data. Steg 1-3 görs med data från ett elnätbolag A, som har gjort en överväldigande majoritet av antalet stationsbesiktningar som projektet har tillgång till, besiktningar från totalt 1881 20 kV-stationer. Nätbolag B och C hade totalt gjort ett 70-tal besiktningar på 20-kV-stationer och används för att utvärdera modellens prestanda i steg 4.



Figur 1. Upplägg för att predicera PD i kabelavslut

I studien har tre typer av data tagits i beaktning och samlats in från olika källor:

1. Externa data: Besiktningar av nätstationer som är genomförda av SLB, se kapitel 4. Primär information är hälsobedömning i form av observerad koronaaktivitet, geografisk position för nätstation, datum för besiktningen och nätstationsnamn
2. Interna data: Anläggningsdata från elnätbolag som kan kopplas ihop med besiktningsdata på nätstationsnivå för att få ut mer information om nätstationen såsom regulatoriskt år, antalet kabelavslut, stationstyp, spänningsnivå och fabrikör.
3. Öppna data: Omgivningsfaktorer såsom luftfuktighet och avstånd till kust har samlats in från öppna datakällor från SMHI och OpenStreetMap, Geografisk position för nätstation är den enda inputen som krävs för att få utdata från API:erna, vilket innebär att besiktningsdata räcker för att få ut denna information.

Besiktningsdata har samlats in från tre elnätbolag, varav ett av bolagen har en signifikant andel av de gjorda bedömningarna. För det bolaget har även anläggningsregisterdata samlats in för samtliga nätstationer. Det bestämdes att analyser, visualisering och träning av algoritmerna skulle göras på data från det nätbolag med flest besiktningar (nätbolag A).

I Tabell 1 sammanställs datakällor som har tagit i beaktning samt vilka parametrar som ingår i respektive datakälla.

Tabell 1. Ingående datakällor och parametrar

Datakälla	Parametrar
Koronabesiktningar	• Antalet fel • Fel kabel • Fel säkring • Besiktningsdatum • Longitud • Latitud • Stationsnamn
Anläggningsregister	• Regulatoriskt år • Fasadtyp • Spänningsnivå • Stationstyp • Fabrikör • Stationsnamn
SMHI	• Luftfuktighet per timma
Openstreet map	• Avstånd till kust i meter

Notera att geografisk position gör det möjligt att samla in omgivningsparametrar och stationsnamn gör det möjligt att få bakgrundsinformation om nätstationen.

5.2 RISKFAKTORER OCH BEROENDEVARIABELN

5.2.1 Metod

För att identifiera relevanta riskfaktorer så har projektgruppen intervjuat underhållsingenjörer på tre olika elnätbolag. Dessa riskfaktorer identifierades:

1. *Nätstationsdesign.* Denna påverkar det fysiska utrymmet och möjligheter att komma in i station med avsluten. Dessutom kan det påverka exponering till fukt (se punkt 4). Bedömningen är att stationen har en inverkan på hur komplext installationen av kabelavslut blir.
2. *Kabelavslutsinstallation.* Det här är en viktig faktorn då kvalitén i själva installationen kommer avgöra ifall fel kan dyka upp över tid. Om installationen görs ändamålsenligt, såsom att ha lämpligt avstånd mellan avsluten, ta bort luftfickor i kabeln, ha en klinisk ren installationsmiljö där man minimerar exponering för fukt och smuts, så kommer kabelavslutet att hålla givet att komponenten i sig inte har defekter
3. *Material och komponentkvalitet.* Även om installationen utförs korrekt kan bristfälliga material och låg komponentkvalitet ändå leda till problem.
4. *Fuktexponering.* Denna faktor är endas viktig om de tidigare nämnda faktorerna genererar ett fel/defekt. Om det är ett fel så kommer exponering för fukt att accelerera förloppet och snabbare leda till det värsta möjliga utfallet - att stationen exploderar. Här är faktorer som omgivningsklimat, stationens isolering mark/tak, ventilation/värme i station, samt stationens placering (ex. om den ligger i en sänka eller ej). Luftfuktigheten behöver vara minst 70% för att vara betydande.
5. *Ålder på kabelavslutet.* PD-aktivitet sliter på komponenterna över tid tills det blir haveri

En annan fråga som är viktig att ställa är hur man ska definiera vad om är kabelavslutsfel, alltså beroendevariabeln. För detta syfte så definieras det som att åtminstone ett kabelavslut påvisar PD-aktivitet på nätstationen, se även Kapitel 4. Beroendevariabeln "fel i kabelavslut" blir:

Fel i kabelavslut = 0 (frisk), om ingen av kabelavsluten i nätstationen påvisar PD-aktivitet

Fel i kabelavslut = 1 (felaktig), om åtminstone ett av kabelavsluten i nätstationen påvisar PD-aktivitet

Med andra ord har en nätstation som bara har ett fel lika stor vikt som en nätstation som har fel i alla sina avslut. Syftet med prediktionsmodellen är att hitta stationer där det finns ett fel, eftersom det felet kan leda till ett haveri för hela stationen.

Vidare har dessa riskfaktorer har tagits fram givet den insamlade datan samt de identifierade riskfaktorerna från underhållsingenjörerna ovan:

- Ålder på kabelavslut = År för besiktning - Regulatoriskt år för nätstationen. Denna kan felskattas då kabelavslutet kan ha installerats senare än nätstationen.
- Andel timmar med luftfuktighet över 70% = Antal timmar med luftfuktighet över 70% dividerat med totala antalet timmar i tidsserien

- Fel i grannstation = identifiera närmaste grannstation och om det är ett fel i kabelavslut där eller inte. Denna parameter kan anta värdet 0 eller 1, och ska fånga installationsfel då det antas att samma montör har arbetat i det geografiska området där nätstationen och grannstationen finns. Om ett handhavande fel har skett i ena stationen så är det sannolikt att det även har skett i den andra
- Avstånd till grannstationen i meter = Euklidiskt avstånd.
- Åldersskillnad grannstation = Absolutbeloppet av skillnaden mellan Ålder på kabelavslut och Ålder på kabelavslut i grannstation
- Avstånd till kust = Det geografiska avståndet mellan nätstationen och närmaste punkt till kusten i meter
- Tillverkare av nätstation = En faktorvariabel som avgör namnet på Fabrikören, ex. ABB

Det är viktigt att nämna att det inte är möjligt att modellera alla typer av features – antingen för att data helt enkelt inte finns, eller för att datakvaliteten är så låg att informationen inte är användbar. Ett centralt designkrav i modellutvecklingen är att prediktionerna ska kunna skalas upp och tillämpas hos flera olika nätbolag. Detta ställer krav på att de variabler som används i modellen är elementära och generellt tillgängliga, till exempel stationsålder.

Om en viss typ av data saknas hos ett annat nätbolag, blir modellen svår eller omöjlig att använda där. Det innebär att även om en viss feature skulle kunna förbättra modellens precision i ett enskilt fall, är den inte relevant om den inte går att generalisera.

Tre exempel på data som ofta saknas, men som potentiellt hade varit värdefulla för prediktionerna är:

1. Faktisk ålder på kabelavslut
2. Information om vilken entreprenör eller personal som installerade kabelavslutet.
3. Mätdata för luftfuktighetsnivåer i nätstationen

Dessa typer av data finns sällan strukturerat eller systematiskt insamlade, vilket gör dem olämpliga att använda i en prediktionsmodell som ska fungera i en bredare kontext.

5.3 BEDÖMA KABELAVSLUTSFEL

I detta steg används riskfaktorerna för att predicera sannolikheten för kabelavslutsfel, och utifrån dessa sannolikheter klassificeras nätstationen som antingen frisk eller felaktig. ML-algoritmerna utgör själva maskineriet som, efter att ha tränats på en träningsdatamängd, beräknar dessa sannolikheter.

Modellerna genererar ett sannolikhetsvärde mellan 0 och 1, där ett högre värde indikerar en större sannolikhet för fel. För att kunna avgöra om ett kabelavslut ska klassificeras som felaktigt krävs att ett gränsvärde sätts. Om sannolikheten överstiger detta gränsvärde klassas avslutet som felaktigt; annars klassas det som friskt.

Det vanligaste gränsvärdet är 0,5, men det kan justeras beroende på vilken typ av felklassificering man vill minimera. Generellt sett leder ett lägre gränsvärde till att fler observationer klassificeras som felaktiga, vilket kan vara önskvärt i vissa tillämpningar där det är viktigare att fånga upp potentiella fel (t.ex. vid förebyggande underhåll). Nackdelen är att detta ökar risken för falskt positiva, det vill säga att friska kabelavslut felaktigt klassificeras som felaktiga.

Justering av gränsvärdet är därför en balansgång mellan känslighet (sensitivitet) och precision, och bör göras utifrån verksamhetsmässiga mål och konsekvenser av felklassificeringar (i detta fall utföra fler besiktningar)

Inom maskininlärning finns det i huvudsak två centrala frihetsgrader:

1. Val av modelltyp
2. Urval av förklarande variabler (features)

Den primära uppgiften i ett ML-projekt är att identifiera den optimala kombinationen av dessa två som ger bäst prediktiv prestanda på ny, tidigare osedd data – det vill säga data som inte använts vid modellträning. En modell som endast presterar bra på träningsdata, men dåligt på ny data, lider av överanpassning och har låg generaliserbarhet.

Resultaten redovisas i **Error! Not a valid bookmark self-reference.** som visar att logistisk regression och Random Forest uppvisar den bästa medianprestandan av de fyra modellerna, både vad gäller AUC och sensitivitet. Lasso-regression och XGBoost presterar något sämre, vilket kan bero på överanpassning, ett otillräckligt antal relevanta variabler, eller en lägre robusthet mot obalanser i datamängden. I figuren visar boxen avståndet mellan kvartil 1 och kvartil 3 (interkvartilavståndet), den svarta punkten markerar medianen och de streckade linjerna sträcker sig till den yttersta observationen inom $1,5 \times$ interkvartilavståndet; eventuella punkter utanför detta intervall markeras som extremvärden via en ring.

Figur 2 visar en jämförande analys av fyra olika ML-modeller som använts för att klassificera hälsotillståndet hos kabelavslut. De modeller som utvärderats är:

- Logistisk regression
- Random Forest
- Lasso-regression

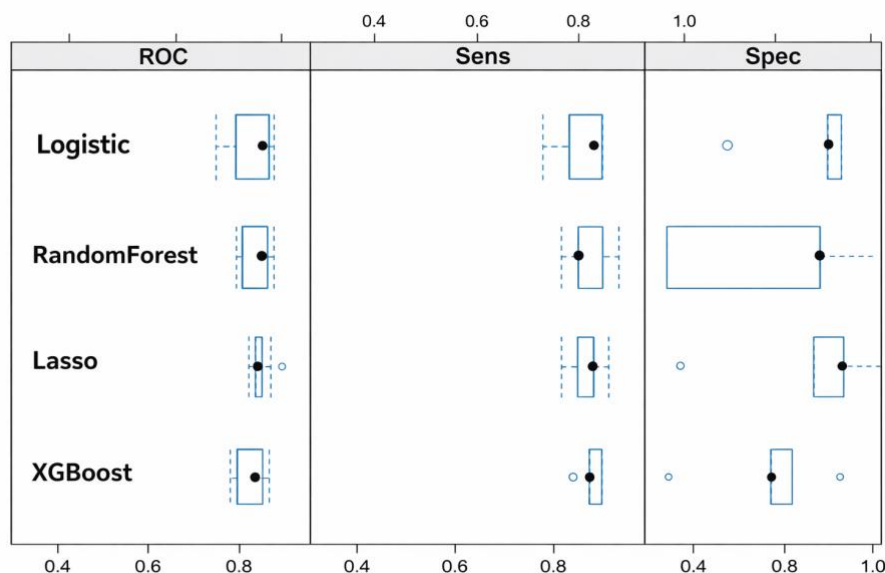
- XGBoost

Detaljer kring dessa modeller kan hittas i [7]. Modellernas prestanda har bedömts med tre nyckelmått:

- AUC-ROC (Area Under the Receiver Operating Characteristic Curve): ett mått på modellens förmåga att skilja mellan friska och felaktiga kabelavslut över olika tröskelvärden.
- Sensitivitet (Sens): andelen verkliga fel som korrekt identifierats.
- Specificitet (Spec): andelen verkligt friska som korrekt klassificerats som friska.

ROC-kurvan är en grafisk framställning av sambandet mellan sensitivitet och falskt positiva över olika sannolikhetsströsklar. Ju större arean under kurvan (AUC), desto bättre är modellens diskrimineringsförmåga. Ett AUC-värde nära 1 innebär en stark modell, medan ett värde runt 0,5 indikerar en modell som inte presterar bättre än slumpen.

Resultaten redovisas i **Error! Not a valid bookmark self-reference.** som visar att logistisk regression och Random Forest uppvisar den bästa medianprestandan av de fyra modellerna, både vad gäller AUC och sensitivitet. Lasso-regression och XGBoost presterar något sämre, vilket kan bero på överanpassning, ett otillräckligt antal relevanta variabler, eller en lägre robusthet mot obalanser i datamängden. I figuren visar boxen avståndet mellan kvartil 1 och kvartil 3 (interkvartilavståndet), den svarta punkten markerar medianen och de streckade linjerna sträcker sig till den yttersta observationen inom $1,5 \times$ interkvartilavståndet; eventuella punkter utanför detta intervall markeras som extremvärden via en ring.



Figur 2. Jämförelse av fyra olika maskininlärningsmodeller med tre olika prestandamått

Om det primära målet är att identifiera alla potentiellt defekta kabelavslut, det vill säga att minimera antalet falskt negativa, kan logistisk regression vara att föredra, då den uppvisar både högst och mest stabil sensitivitet. Å andra sidan, om flexibilitet, automatisk variabelselektion och kapacitet att fånga icke-linjära samband är viktiga krav, kan Random Forest vara ett bättre alternativ, trots viss variation i specificitet.

För den optimala logistiska regressionsmodellen, med ett sannolikhetsströskelvärde satt till 0,5, erhålls följande förväxlingsmatris vid validering på ett oberoende testdataset (det vill säga ett dataset som inte varit med i träningen av modellen) för nätbolag A, se Tabell 2.

Tabell 2. Förväxlingsmatris för logistisk regressionsmodell

Faktiskt värde / prediktion	Frisk	Felaktig
Frisk	126 (TN)	6 (FP)
Felaktig	2 (FN)	16 (TP)

Förväxlingsmatrisen visar hur väl klassificeringsmodellen presterar vid identifiering av status för kabelavslut. Tabellen är uppbyggd så att rader representerar modellens prediktioner, medan kolumnerna visar de faktiska värdena.

- Sant positiva (TP) = 16
Modellen har korrekt identifierat 16 felaktiga kabelavslut.
- Sant negativa (TN) = 126
Modellen har korrekt klassificerat 126 friska kabelavslut.
- Falskt positiva (FP) = 6
6 friska kabelavslut har felaktigt identifierats som defekta, vilket innebär en viss risk för onödiga åtgärder.
- Falskt negativa (FN) = 2
Endast 2 defekta kabelavslut har missats, vilket innebär att modellen har en hög förmåga att identifiera felaktiga avslut korrekt.

Modellen presterar tillfredställande med hög noggrannhet (94,7%) och hög sensitivitet (88,9%), vilket innebär att den är mycket effektiv på att upptäcka defekta kabelavslut. Specificiteten (95,5%) är också hög, vilket innebär att de flesta friska kabelavslut identifieras korrekt.

Dock finns en viss risk för falskt positiva fall (6 stycken), vilket innebär att några friska kabelavslut klassificeras som felaktiga. Om det är resurskrävande att åtgärda dessa, kan modellen behöva justeras för att minska falskt positiva resultat.

Sammantaget verkar modellen vara välbalanserad och användbar för hälsobedömning av kabelavslut, men vidare optimering kan göras för att minska falskt positiva utan att påverka modellens höga känslighet för defekta avslut.

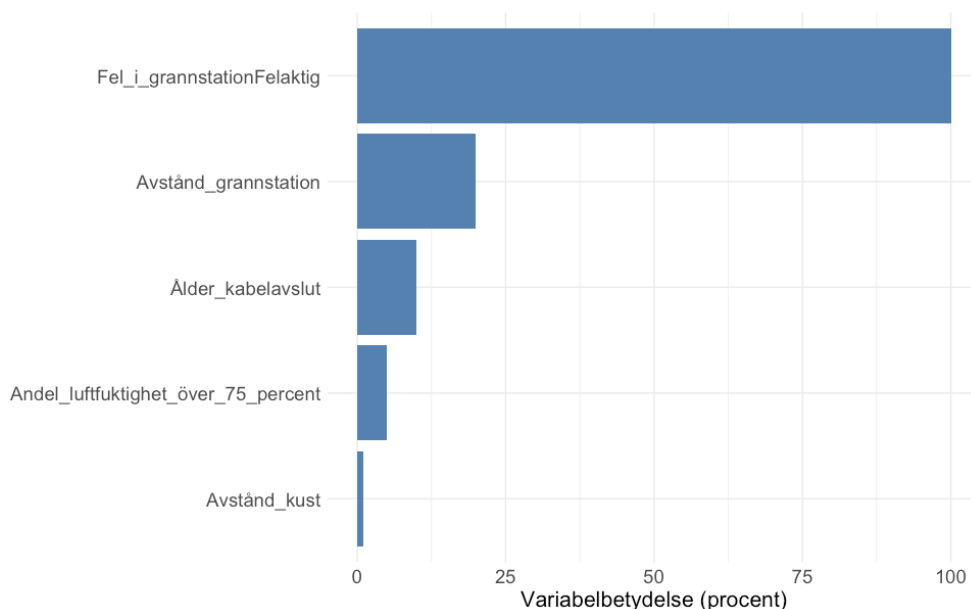
Observera att tröskelvärde för den predikterade sannolikheten – det värde som avgör om ett kabelavslut klassificeras som felaktigt eller friskt – kan justeras. Standardvärdet är 0,5, men det kan ändras för att balansera risken mellan falskt positiva och falskt negativa utfall.

Vid sänkning av tröskelvärde till 0,25 i denna modell uppnåddes noll falskt negativa, det vill säga inga defekta kabelavslut missades. Detta är viktigt i situationer där ett upptäckt fel kan leda till allvarliga konsekvenser, till exempel haveri i nätstationer med efterföljande driftstopp och omfattande kostnader. Nackdelen är att antalet falskt positiva ökade till nio stycken, vilket i praktiken innebär två extra besiktningar jämfört med tidigare tröskelvärde. Skillnaden mellan kostnad i besiktning och ett potentiellt haveri kan motivera extrabesiktningar. Denna typ av avvägning illustrerar vikten av att anpassa modellens parametrar efter verksamhetens krav – till exempel om det är viktigare att minimera risken för haverier än att begränsa antalet insatser i fält.

5.3.1 Analys av riskfaktorernas påverkan

Eftersom den logistiska regressionsmodellen inte möjliggör en tydlig visualisering av enskilda faktorer påverkan på sannolikheten för fel i kabelavslut, använder vi i stället resultat från Random Forest-modellen, där detta är möjligt.

Vidare, riskfaktorernas inverkan på prediktionerna syns i figuren nedan från Random Forest-modellen, se Figur 3. Random Forest modellen kan visa variabelernas betydelse på ett sätt som inte är möjligt för övriga modeller och kan därför vara lämplig att analysera även då den inte har bäst resultat.



Figur 3. Riskfaktorernas inverkan på prediktionerna för Random forest modell

Följande resultat kan utläsas från Figur 3:

- Fel i grannstation är den mest betydande faktorn, vilket indikerar att fel i närliggande stationer har en stark koppling till defekta kabelavslut. Hypotesen är att det kan kopplas till att samma person har gjort installation av kabelavslutet. Men det kan även ha att göra med att stationerna utsätts för liknande belastningar och systempåverkan.
- Avstånd till grannstation spelar också en viktig roll. Detta nyckeltal kan förstärka sambandet med samma installatör samt liknande systempåverkan
- Ålder på kabelavslut har en viss betydelse, vilket överensstämmer med förväntningen att äldre avslut har högre risk för försämring.
- Andel av tiden med luftfuktighet över 70% har en mindre men en noterbar påverkan, vilket kan tyda på att fuktiga miljöer ökar risken för fel.
- Avstånd till kust har mycket låg betydelse i modellen, vilket antyder att närheten till havsmiljöer inte är en avgörande faktor i detta dataset.

Slutsatsen är att fel i grannstation, avstånd till grannstation och kabelavslutets ålder är de mest avgörande faktorerna, medan miljöfaktorer som luftfuktighet och kustnärlighet har mindre inverkan. Detta kan användas för att prioritera inspektioner och underhållsåtgärder. Det bör noteras att miljöfaktorerna kan vara av betydelse men att datan som har samlats in är för grov för att avspegla de faktiska förhållandena i stationen.

5.3.2 Validering av modellens generaliserbarhet

För att bedöma ML-modellens (logistisk regression) användbarhet på ny data har besiktnings- och data från anläggningsregistret samlats in från två andra elnätsbolag. Totalt har 76 fältbesiktningar av 20 kV-nätstationer genomförts för dessa nätbolag. Därutöver har kompletterande data, såsom avstånd till kust och luftfuktighetsnivåer, inhämtats för att möjliggöra en fullständig tillämpning av modellen även i dessa nätområden. Förväxlingsmatrisen i Figur 3 visar modellens prestanda vid klassificering av friska respektive felaktiga kabelavslut baserat på den nya data.

Tabell 3. Förväxlingsmatris för logistisk regressionsmodell, validerad med data från två andra nätbolag.

Faktiskt värde / prediktion	Frisk	Felaktig
Frisk	65 (TN)	0 (FP)
Felaktig	3 (FN)	8 (TP)

- Sant positiva (TP) = 8: Modellen har korrekt identifierat 8 felaktiga kabelavslut.
- Sant negativa (TN) = 65: Totalt 65 friska avslut har klassificerats korrekt.

- Falskt positiva (FP) = 3: Tre friska kabelavslut har felaktigt klassats som defekta, vilket kan medföra onödiga inspektioner.
- Falskt negativa (FN) = 0: Inga felaktiga kabelavslut har missats, vilket innebär en sensitivitet på 100 %.

Modellen uppvisar god prestanda, med hög noggrannhet och inga falskt negativa, vilket innebär att alla defekta kabelavslut identifierades korrekt. Dock för att säkerställa modellens prestanda så behövs den kontinuerligt tränas och utvärderas på nya besiktningsdata.

6 Livslängdsmodellering

För att kunna nyttja klassiska riskmodeller och göra genomsnittliga kostnadsberäkningar använder vi, i detta kapitel, välkända statistiska livslängdsmodelleringsmetoder.

6.1 METOD

Livslängdsanalys är en statistisk metod för att studera och förutsäga hur länge en komponent kan förväntas fungera innan fel uppstår. En vanlig metod inom livslängdsanalys är att använda Weibullfördelningen [8], en flexibel sannolikhetsfördelning som kan anpassas till olika typer av felmekanismer.

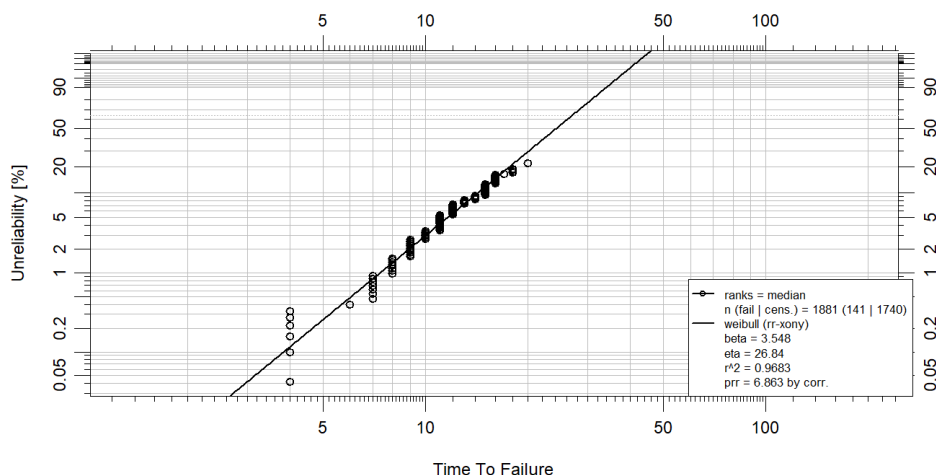
Täthetsfunktionen $f(t)$ för en Weibullfördelning definieras som

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}}, \quad t \geq 0 \quad (6.1)$$

där t är tiden till fel, $\beta > 0$ är formparametern och $\eta > 0$ är skalparametern.

Täthetsfunktionen används för att beskriva tid till fel för en komponent. Metoden inkluderar endast komponentens ålder som riskfaktor och lämpar sig bäst för analyser på populationsnivå.

6.1.1 Skattning av Weibullparametrar



Figur 4. Weibullplot över tid till PD baserat på besiktningssår

För att avgöra om tiden till fel för kabelavsluten i en nätstation verkligen är Weibullfördelad plottas tiderna till fel i en Weibullplot [9], se Figur 4 där varje ring representerar ett enfas kabelavslut med konstaterad PD-aktivitet. Det faktum att observationerna väl följer den rätta linjen i diagrammet indikerar att de kan modelleras med en Weibullfördelning. Detta bekräftas också av värdet $R^2 = 0.968$, som innebär att 96.8% av variationen i de observerade tiderna till fel förklaras av modellen.

De skattade Weibullparametrarna är då $\beta = 3.55$, vilket är formparametern och $\eta = 26.84$, vilket är skalparametern.

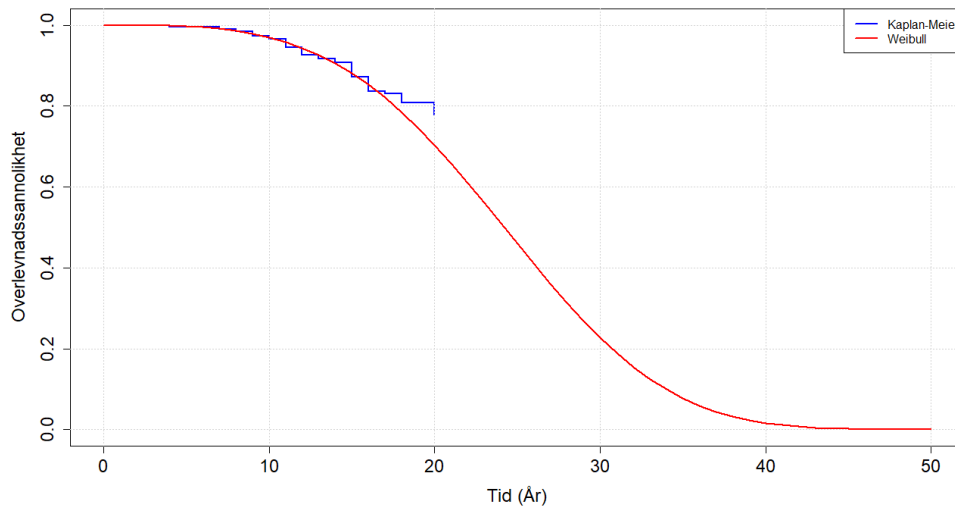
Överlevnadsfunktionen representerar sannolikheten att ett kabelavslut överlever längre än tiden t . För en Weibullfördelning definieras denna som

$$S(t) = P(T > t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (6.2)$$

där T är en stokastisk variabel som anger vid vilken tidpunkt något kabelavslut i en nätstation felar (får PD-aktivitet).

Figur 5 visar Weibull överlevnadsfunktionen tillsammans med en Kaplan-Meier [10] icke-parametrisk skattning fram till år 20, då inga observationer längre finns tillgängliga. De två funktionerna har en god överensstämmelse för den period då observationer av PD finns i vår population av nätstationer.

I och med dessa resultat antar vi att tiden till fel, definierad som en PD-aktivitet av minst kategori B (se kapitel 4), är Weibullfördelad.



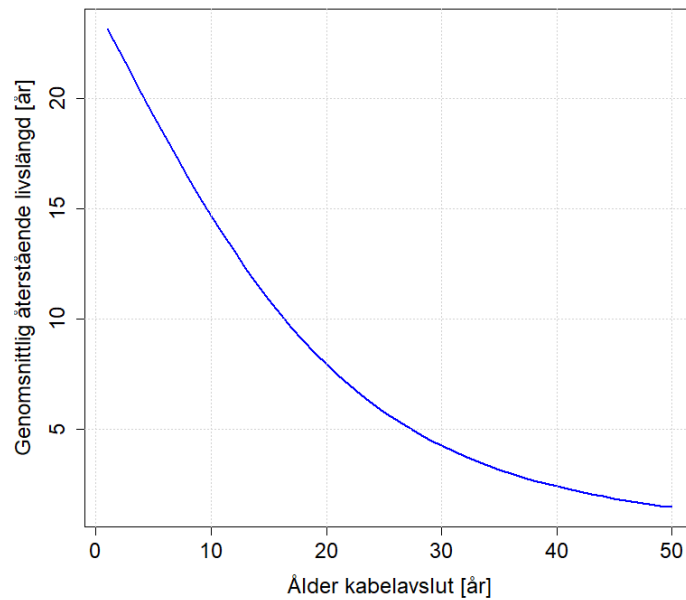
Figur 5. Weibull överlevnadsfunktion tillsammans med Kaplan-Meier skattning

6.1.2 Förväntad livslängd

Att ha en uppfattning om återstående livslängd hos en population komponenter är värdefullt när det kommer till resursplanering för till exempel underhåll eller planerade utbyten. Detta är speciellt viktigt om man har en population som antas ha många fel inom en kommande period för att kunna prioritera förebyggande underhållsinsatser.

Figur 6 visar genomsnittlig återstående livslängd för ett kabelavslut som en funktion av nätstationens nuvarande ålder, baserat på Weibullmodellen. Vid nätstationens installation förväntas en livslängd på endast dryga 24 år.

Från figuren kan man utläsa att om man, till exempel, har en nätstation som är 20 år gammal idag, kommer kabelavsluten ha en förväntad återstående livslängd nära 8 år.



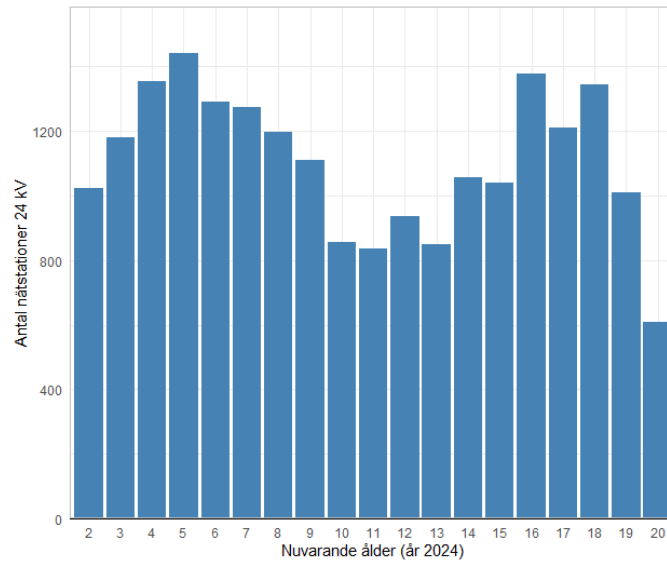
Figur 6. Weibullbaserad genomsnittlig återstående livslängd som en funktion av nätstationens nuvarande ålder

Den genomsnittliga återstående livslängden betecknar vi som RUL efter engelskans Remaining Useful Life. $RUL(t)$ är den förväntade livslängden för ett kabelavslut, givet att den fortfarande är fri från PD vid tidpunkten t , och beräknas enligt

$$RUL(t) = \frac{\int_t^{\infty} S(u) du}{S(t)} \quad (6.3)$$

där u betecknar framtida tid i integralen och t är aktuell tid.

Figur 7 visar antalet 20 kV nätstationer yngre än 21 år i Sverige år 2024. Uppgifterna kommer från nätbolagens underlag för kapitalbasberäkning och är hämtad hos registratorfunktionen hos Energimarknadsinspektionen [11]. Totalt finns i denna grupp $N = 21008$ nätstationer.



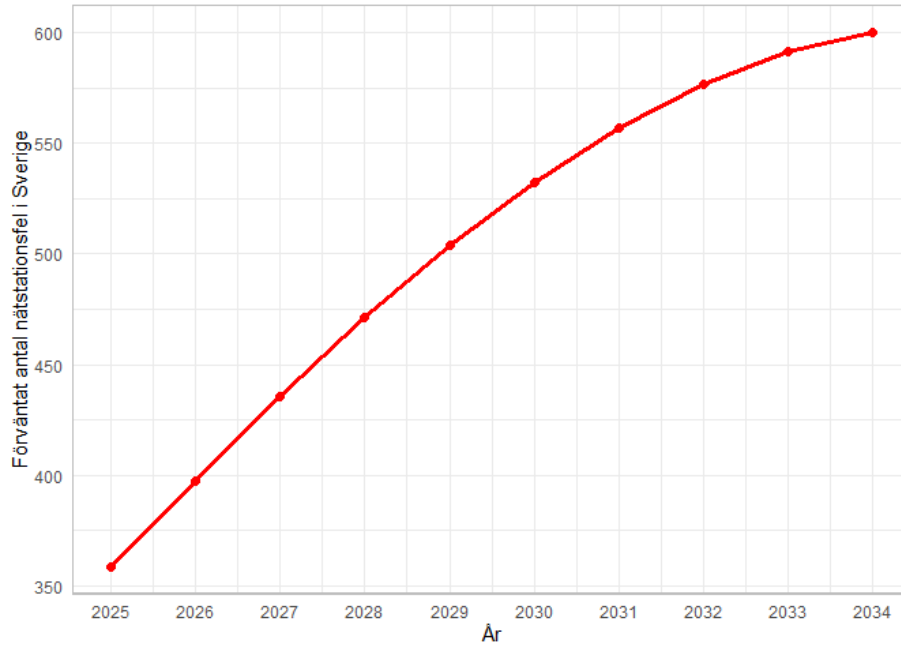
Figur 7. Antalet 20 kV nätstationer yngre än 21 år i Sverige (år 2024)

För att uppskatta de förväntade utbyteskostnaderna, som uppstår på grund av PD-aktivitet på kabelavslutens ytor, utgår vi från det förväntade antal fel som vi kan beräkna från Weibullfördelningen, givet nätstationens ålder j . Förväntat antal fel för år t , π_t , beräknas enligt

$$\pi_t = \sum_j N_{t,j} (S(j) - S(j+1)) \quad (6.4)$$

där $N_{t,j}$ är antalet nätstationer med ålder j vid början av år t och $S(j) - S(j+1)$ är sannolikheten för fel under kommande år givet ålder j .

Detta ger exempelvis, för hela Sveriges uppskattade population av 20 kV nätstationer yngre än 21 år, att det förväntade antalet nätstationer där PD i kabelavslut kommer uppstå i Sverige under 2025 uppgår till $\pi_{2025} = 358$ st. Figur 8 visar förväntat antal sådana nätstationsfel per år under kommande 10 år med utgångspunkt år 2024. Notera att detta är antalet fel som förväntas uppstå per år och inte ackumulerade antalet fel. Antalet fel förväntas öka i takt med att kabelavsluten blir äldre.



Figur 8. Förväntat antal nätstationsfel per år under kommande 10 år (år 2024)

6.1.3 Kostnader för utbyten och besiktning

För att jämföra nyttan av olika åtgärder skattas i denna sektion kostnader för utbyten av hela nätstationer, byten av kabelavslut samt kostnader för besiktningar att identifiera PD.

I det fall samtliga nätstationer byts ut i sin helhet vid varje tillfälle något kabelavslut har konstaterad PD blir den totala utbyteskostnaden för nätstationer, under år t

$$C_t^{\text{utbyte}} = \pi_t \cdot C_{\text{NS}} \quad (6.5)$$

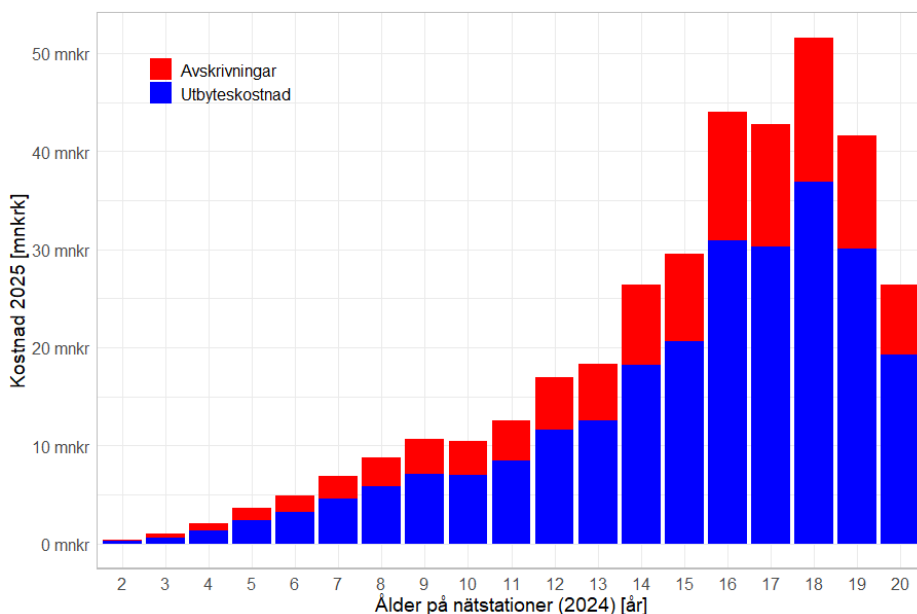
där C_{NS} är den genomsnittliga kostnaden att byta ut en nätstation inklusive material och arbete. Den genomsnittliga utbyteskostnaden för en nätstation har i dialog med nätbolag uppskattats till $C_{\text{NS}} = 700\,000$ SEK. Den totala kostnaden för år t definieras då som

$$C_t^{\text{totalt}} = C_t^{\text{utbyte}} + C_t^{\text{avskr}} \quad (6.6)$$

där C_t^{avskr} är den nuvärderade avskrivningskostnaden och representerar den kapitalförstöring det innebär att skrota nätstationer före dess ursprungliga förväntade livslängd. Avskrivningskostnaden beräknas genom att ta hänsyn till återstående livslängd samt diskontering enligt

$$C_t^{\text{avskr}} = \sum_j \sum_{k=1}^{L_j} \frac{D \cdot \pi_{j,t}}{(1+r)^k} \quad (6.7)$$

där D är årlig avskrivningskostnad per nätstation, $\pi_{j,t}$ är förväntat antal fel för åldersgruppen j år t , L_j är återstående ekonomisk livslängd för åldersgrupp j , k är diskonteringssteg och r är diskonteringsräntan. Återstående ekonomiska livslängden beräknas mot en planerad ekonomisk livslängd om 40 år, baserat på förordningen om intäktsram för elnätverksamhet [12]. Diskonteringsräntan, r , är satt till 3%. För år $t=2025$ innebär detta att vi får sammansättningen av de förväntade kostnaderna C_{2025}^{utbyte} och C_{2025}^{avskr} för utbyten av nätstationer i Sverige enligt Figur 9, redovisat för varje åldersgrupp j .

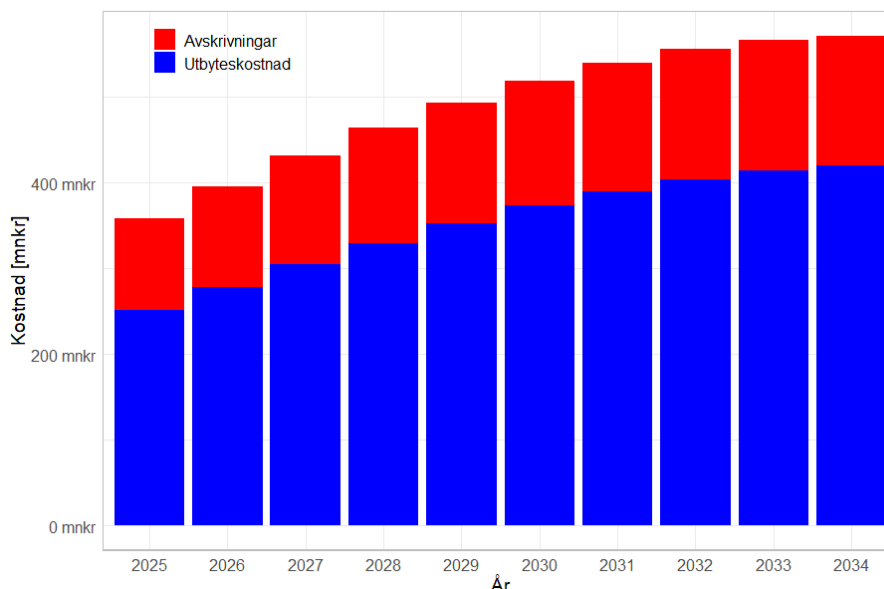


Figur 9. Utbyteskostnader för havererade nätstationer per ålder för ett år (2025).

Om vi sedan beräknar dessa kostnader för varje år under 10 år med ekvation (6.6) fås totala utbyteskostnader enligt Figur 10.

I beräkningen antas att inga nya fel tillkommer när nätstationer med PD-behäftade kabelavslut byts ut, det vill säga att de nya avslut som installeras inte tillför några nya fel. Detta ger att den totala utbyteskostnaden för 20 kV nätstationer i Sverige under kommande 10 år är på sammanlagt cirka 4,9 mdkr. Snarare än ett sannolikt utfall bör denna siffra betraktas som ett övre scenario, givet antagandena att problematiken fortgår utan förebyggande insatser och att varje fall med detekterad PD i slutänden leder till haveri och utbyte av hela nätstationen.

Siffran kan ställas mot att genomföra besiktnings i nätstationer och sedan byta ut endast de degraderade kabelavsluten, snarare än hela nätstationen, innan ett haveri har inträffat.



Figur 10. Utbyteskostnader för havererade nätstationer per år kommande 10 år (från 2024).

Vi antar att en besiktning med koronadetektor kostar 3500 SEK och utförs vart 4:e år samt att ett förebyggande utbyte av kabelavslut i genomsnitt kostar 50 000 SEK. Totalkostnaderna för år t för detta ges då av

$$C_{\text{förebyggande}} = \frac{N \cdot C_{\text{besiktning}}}{4} + \sum_j \pi_j \cdot C_{\text{byte.avslut}} \quad (6.8)$$

där N är totala antalet 20 kV nätstationer i Sverige.

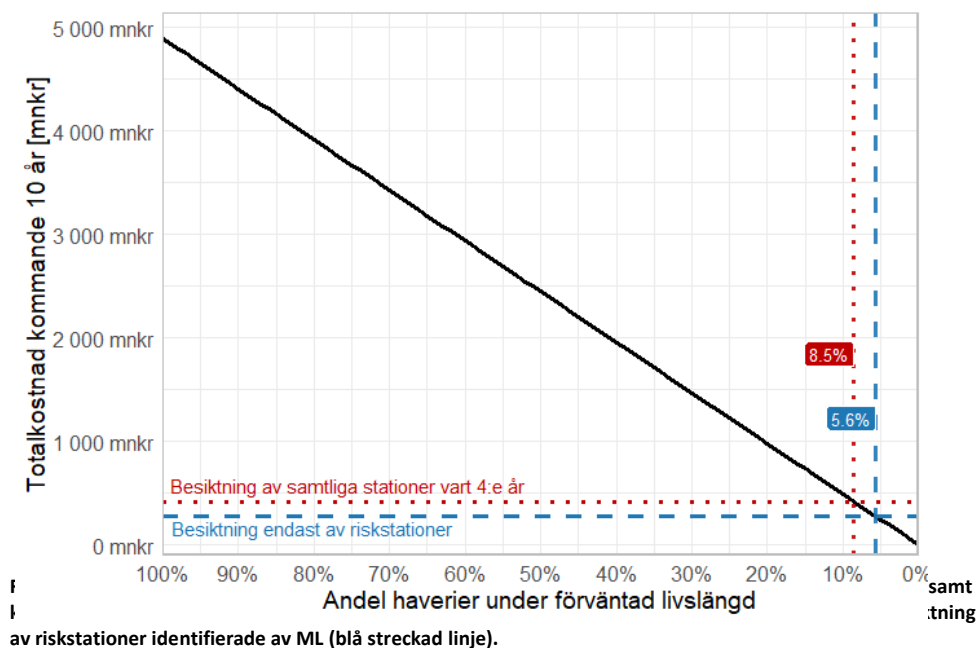
Om man istället för att ha ett fast besiktningsintervall på fyra år använde resultaten från ML-modellen i avsnitt 5.3.2 för att planera sina besiktningar fås en kostnad enligt

$$C_{\text{ML}} = m \cdot \pi_j \cdot C_{\text{besiktning}} + \sum_j \pi_j \cdot C_{\text{byte.avslut}} \quad (6.9)$$

där konstanten m betecknar andelen falska positiva svar från ML-modellen. Om vi nyttjar den prestanda som redovisats i Tabell 3 för den validerade ML-modellen ges att $m = 1,375$.

Figur 11 beskriver hur kostnaden av att inte vidta några åtgärder och låta stationerna gå till haveri förhåller sig till kostnaden då åtgärder vidtas enligt de två besiktningsstrategierna, beroende på sannolikheten att detekterad PD medför haveri. Den svarta heldragna linjen startar på 4,9 mdkr, det vill säga summan av alla kostnader i Figur 10. Figuren visar kostnaderna för de två olika nivåer av besiktning som nämnts ovan som prickade/streckade linjer.

En slutsats som kan dras från Figur 11 är att om man antar att minst 8,5% av nätstationerna som uppvisar PD kommer haverera, som en orsak av detta, är det värt att besiktiga nätstationerna vart 4:e år. Men om man nyttjar ML-modellens



resultat från avsnitt 5.3.2 räcker det med att 5,6% eller mer av nätstationerna med PD havererar för att det ska vara värt att genomföra besiktningarna. Det vill säga, att i denna jämförelse ger besiktningstrategin baserat på ML-modellen den lägsta kostnaden med 275,4 mnkr mot de fasta intervallen som gav 417,2 mnkr, kommande 10 år. En skillnad på totalt 141,9 mnkr.

6.2 RISKMODELL

Det finns mycket publicerat kring riskmodeller och hur dessa kan beräknas, många av dessa skiftar i kvalitet och man bör vara noggrann i detta arbete för att undvika misstag. Inom CIGRE pågår ett arbete inom studiekommitté B3 för att sammanfatta best-practice för riskmodellering av elnätskomponenter inklusive nätstationer [13].

Syftet med arbetet i denna rapport är dock inte att ta fram en avstämd riskmodell enligt best-practice, utan syftet är att visa effekten av att nyttja riskmodeller för att prioritera underhållsinsatser, i detta fall besiktningar av nätstationer med koronadetektor. Detta avsnitt redovisar resultaten från en enkel riskmodell med 10 godtyckligt utvalda anonymiserade nätstationer med indata enligt Tabell 4.

Tabell 4. Indata för 10 slumpmässigt utvalda och anonymiserade nätstationer

Nätstation ID	Antal HSP fack	Tillverkningsår	Ålder (2024)
A	3	2010	14
B	5	2012	12
C	3	2005	19
D	3	2016	8
E	4	2008	16
F	4	2013	11
G	11	2017	7
H	7	2017	7
I	8	2011	13
J	9	2021	3

Som tidigare nämnts (se kapitel 4) antas att en nätstation, som har minst ett kabelavslut med konstaterad PD, inte uppfyller sin funktion och därmed har felat. I besiktningsdatan från kapitel 4 får vi att det genomsnittliga antalet HSP-fack för en nätstation är 3,7, detta kan vi utnyttja nu när vi känner till antalet HSP-fack för varje nätstation. Vi skalar felsannolikheten med antalet kabelavslut relativt en typstation så att

$$P_{\text{fel}}(t, n) = 1 - \exp\left(-\frac{n}{n_{\text{ref}}}\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}\right) \quad (6.1)$$

där t är nätstationens ålder, n är antalet HSP-fack i nätstationen, n_{ref} är genomsnittligt antal HSP-fack i en typstation (här 3,7), β och η är Weibullfördelningens form- respektive skalparameter.

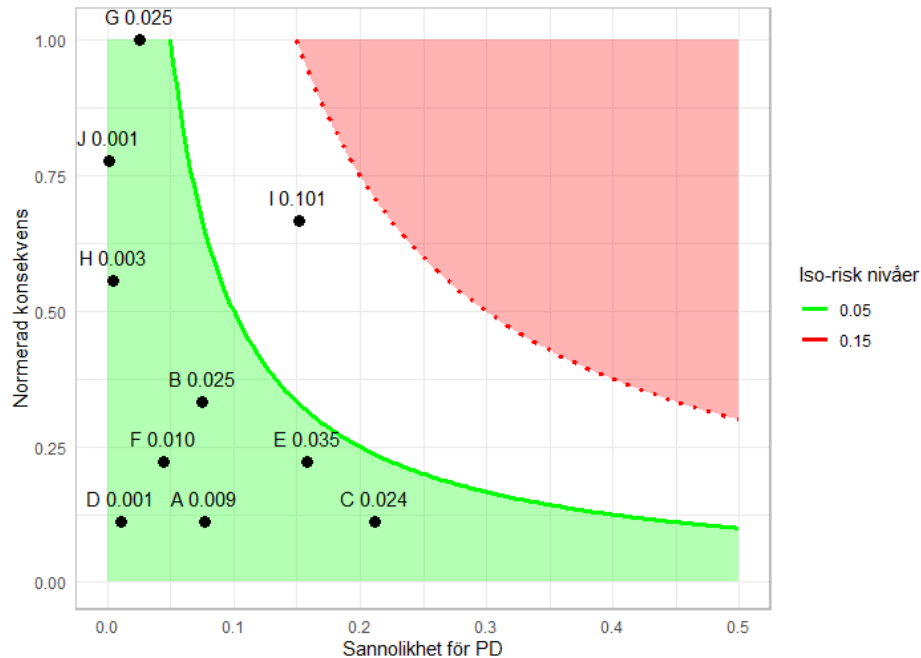
Konsekvensen av att ett avslut får PD antas öka linjärt med antalet HSP-fack i stationen. Detta är ett enkelt sätt att uppskatta konsekvensen som räcker för detta räkneexempel men om denna analys skulle genomföras skarpt på ett nätbolags totala nätstationspopulation skulle sannolikt fler delkonsekvenser behöva inkluderas, såsom ekonomiska aspekter, driftsäkerhet, personsäkerhet, miljöpåverkan mm.

Konsekvensen, K_i , för en felad nätstation i har normerats till att ligga mellan 0 – 1. Risken för nätstation i beräknas som produkten av sannolikheten för PD och konsekvensen enligt

$$Risk_i = K_i \cdot P_i \quad (6.2)$$

I Figur 12 visas en riskmatris där varje nätstations nuvarande risk finns inritad som en svart punkt med nätstationens ID och riskvärde. De gröna och röda strecken visar iso-risklinjer, längs vilka nätstationsrisken är konstant. Dessa är i detta exempel valda till 0,05 respektive 0,15. Där risker $< 0,05$ anses som acceptabla och risker $> 0,15$ anses oacceptabla och måste hanteras. I en skarp riskberäkning skulle dessa värden representera den risk aktuellt nätbolag är berett acceptera respektive

vilka risker som är oacceptabla, medan de i detta exempel är något godtyckligt valda.

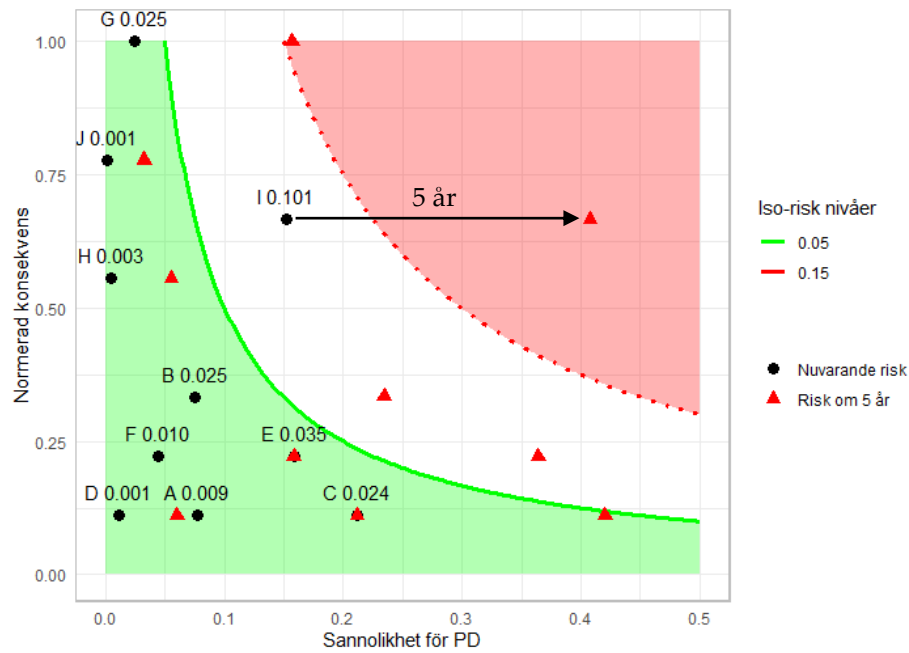


Figur 12. Riskmatris med nätstationers nuvarande (2024) risk (siffror) och anonymiserade ID (bokstav)

För att kunna planera framtida riskhanterande insatser såsom besiktningar eller förebyggande underhåll behöver modellen kunna svara på när risken blir oacceptabel. Denna tidpunkt benämns här som kritiskt år och är året innan det år då den oacceptabla risken passerar, det vill säga året innan nätstationens risk överstiger 0.15 och blir oacceptabel. Figur 13 visar utvecklingen för den predikterade risken för dessa nätstationer, kommande fem år. I figuren kan ses att nätstationerna G och I båda kommer ha en oacceptabel risk inom perioden om inget görs.

I Tabell 5 redovisas kritiska år för samtliga nätstationer i exemplet, dessa årtal motsvarar alltså deras prioritet ur risksynpunkt. Att nätstationer C, A och D saknar kritiskt år i tabellen beror på att de har en så låg konsekvens att de inte når en oacceptabel risk ens under de kommande 20 åren (vilket är den simulerade perioden i exemplet). Detta innebär att, ur risksynpunkt, inget fokus behöver läggas på dessa under kommande år.

Genom att använda riskmodellen tillsammans med den ML-baserade besiktningstrategin kan en effektiv riskbaserad och datadriven hantering av problemen med PD i nätstationer realiserars.



Figur 13. Nätstationers risk kommande 5 år (start år 2025)

Tabell 5. Nätstationers kritiska år

Nätstation ID	Kritiskt år (prioritet)
I	2026
G	2029
B	2034
J	2035
H	2036
E	2036
F	2041
C	-
A	-
D	-

7 Provning av elektrisk isolation

7.1 INTRODUKTION

För att kunna uppskatta den faktiska risken för haveri i en nätstation med konstaterad PD-aktivitet i kabelavsluten ville vi i projektet undersöka om, och i vilken omfattning, denna aktivitet har påverkat den elektriska isolationen.

Kabelavslut på dessa spänningsnivåer monteras på plats i fält och är känsliga för felaktigt montage [14]. Kombinationen av typ av kabelavslut, typ av nätstation, typ av apparater, typ av grundläggning mm., måste också kunna medge att installationen kan göras enligt tillverkarens anvisningar. I många fall är detta svårt t.ex. på grund av trånga utrymmen och brist på plats.

Efter intervjuer med underhållsingenjörer på tre olika nätbolag är hypotesen är att någon svaghet initieras vid kabelavslutens installation. Detta skulle kunna bero på brist på utbildning/kompetens hos montören, för lite plats vid montage, dålig kvalitet på ingående komponenter i avsluten, avslutsdesign med för låga toleranser eller för lite tid att utföra arbetet. Brist på tid kan i sin tur leda till misstag eller att man inte följer manualens alla delar och instruktioner, speciellt inte om de fördröjer arbetet, såsom t.ex. resning av tält.

De typer av felaktigheter som kan uppstå kan delas in i tre grova kategorier:

1. Kaviteter som uppstår vid felaktigt montage. Dessa leder till PD under den yttre krympslangen och kan eventuellt orsakas av dålig/ojämn värmning och därmed utfyllnad av mastic.
2. Lokala koncentrationer av E-fält. Detta kan bero på vassa kanter som inte är fasade, knivskador i XLPE-isolation, felaktigheter i avslutens ingående material eller liknande. Även kraftig böjning av avslut, utan efterföljande värmning, eller korsande vidrörande avslutningar kan ge dessa effekter.
3. PD på ytan på grund av smuts i kombination med fukt på kabelavslutens ytor. Kan förekomma på, i övrigt, oskadade avslut.

Teorin är att felaktigheter i montaget kan ge upphov till PD på avslutets yta men att all PD på ytan inte nödvändigtvis beror på montaget, exempelvis kan ansamlingar av smuts på ytan i kombination med hög luftfuktighet leda till denna typ av PD. Dessa leder inte med nödvändighet till en försvagad isolation, då endast den yttre krympslangen påverkas. Dock bildar dessa urladdningar Ozon (O_3) som leder till ökad oxidation och degradering av andra delar av nätstationen.

Kabelavslut med konstaterad PD-aktivitet utvecklar ofta synliga vita ringar runt de aktuella områdena och har, i tidigare Energiforskstudier [1], visat att detta uppstår vid nedbrytning av polymererna i den yttre krympslangen.

Målsättningen är att, via elektriska prov, kunna visa på eventuella samband mellan en, med koronadetektor detekterad, PD-aktivitet i fält och en försämrad funktion hos kabelavsluten.

7.2 PROVOBJEKT

Projektet har, via de deltagande nätbolagen, försökt få tillgång till degraderade 20 kV varmkrympta kabelavslut som ska bytas ut på grund av konstaterad PD-aktivitet.

Dessa avslut ska, idealt sett, ha besiktigats med koronadetektor och blivit utdömda som en effekt av detta, så att en tydlig koppling kan fastställas mellan den detekterade PD-aktiviteten och avslutens faktiska skick.

Att få tillgång till dessa avslut visade sig inte helt okomplicerat eftersom det är många olika praktiska faktorer som styr när faktiska utbyten sker och beslut i många led, vilket gör kommunikationen med den servicepersonal/entreprenör som ska genomföra utbytet svår.

Samtliga provobjekt som projektet fick tillgång till bestod av själva avslutet samt en 3-4 m längd av den kabel på vilket avslutet ursprungligen var monterat. Kabeländan var förberedd genom att den yttre manteln och halvledare var skalad ca 30 cm, samt att den yttersta delen XLPE-isoleringen skalats bort och att skärmen vikts undan, se Figur 14.



Figur 14. Tre enledaravslut förberedda för prov.

Vid första provtillfället hade vi tillgång till tre enfas avslut $U_m = 24$ kV. Avsluten var märkta med fas och nätstationens ID, så de gick att spåra till anläggningsregistret. Nätstationen i vilken avsluten var placerade var tillverkad 2009 och då inget exakt tillverkningsår för avslutet fanns tillgängligt gjordes antagandet att detta var monterat samma år. Avslutet hade inte besiktigats med koronadetektor innan provet och därför fanns ingen uppgift om detta avslut hade haft konstaterad PD i fält eller på vilken nivå denna bedömdes ha varit. Däremot

Figur 15. Avslut från fas L2 utan tydliga ringar orsakade av korona.

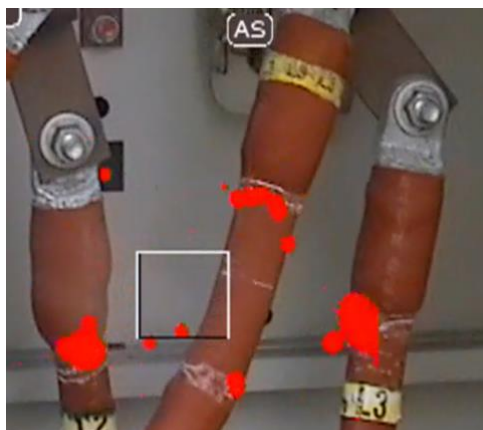
hade avslutet i grannfacket haft konstaterad PD och därför hade även detta avslut bytts ut, som en förebyggande åtgärd, och därmed gjorts tillgängligt för att provas. Inga tydliga vita ringar kunde ses även om vissa antydningar kunde skönjas, se Figur 15.



Vi det andra provtillfället hade inte några kabelavslut $U_m = 24$ kV med konstaterad PD-aktivitet i fält, gått att uppbringa. Det beslutades därför att istället prova tre stycken treledar kabelavslut med $U_m = 12$ kV, som projektet fått tillgång till.

Även dessa avslut var märkta med fas och nätstationens ID och gick att spåra till anläggningsregistret. Nätstationen i vilken avsluten var placerade var tillverkad 2010 och då inget exakt tillverkningsår för avsluten fanns tillgängligt gjordes antagandet att dessa var monterade samma år.

Dessa avslut hade konstaterad PD-aktivitet i fält (se Figur 16) via besiktningar med koronadetektorn under två tillfällen och då bedömts ha PD-aktivitet (kategori C, enligt [1]). I figuren ses även de vita ringar som i stort sett saknades på 20 kV



Figur 16. Kabelavslut med PD på ytan konstaterad med koronadetektor

avsluten vid det första provtillfället. Det fanns ingen uppgift om hur länge denna PD-aktivitet pågått, men eftersom den konstaterats vid två besiktningstillfällen vet vi att den pågått i minst 14 månader men sannolikt längre än så.

7.3 PROVMETODER

Proven av de åldrade kabelavsluten genomfördes på RISE högspänningslaboratorium i Borås.

Två typer av prov utfördes:

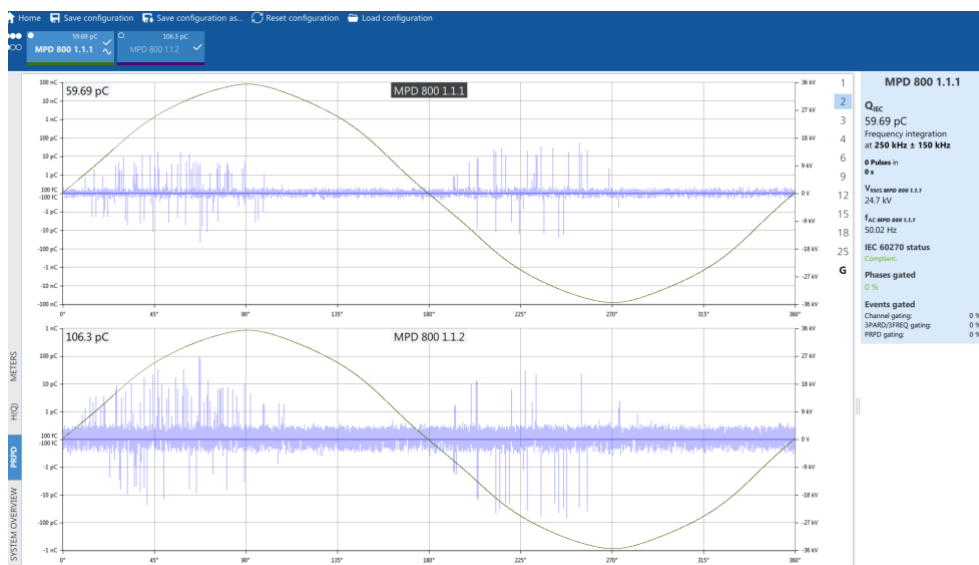
- Mätning av partiella urladdningar (PD-mätning)
- Punkteringsprov

För att försöka fastställa och sortera skicket på de olika avsluten mättes först PD med kopplingskondensator. Dessa mätningar genomfördes för att fastställa om det fanns PD i kaviteter i den fasta isolationen eller i avslutens olika skikt, som inte skulle ha fångats av koronadetektorn.

Punkteringsprov genomfördes på ett kabelavslut för att kontrollera om den fasta isolationen har degraderats. Detta utfördes i de områden där en färgförändring från rött till vit kunde observeras på den yttre krympslangen. Syftet var att säkerställa om isoleringen fortfarande klarar av att motstå de krävda spänningsnivåerna på ett säkert sätt och kontrollerar om avslutet är i riskzonen för ett elektriskt fel.

7.3.1 Mätning av partiella urladdningar

Alla defekter på isolationssystem ger ökad intern PD-aktivitet och därför är PD-mätning en standardmetod för att detektera svagheter i elektrisk isolation. PD-mätningar utförs därför standardmässigt i högspänningslaboratorier med syftet att särskilja PD som härstammar från provobjektet eller från andra störkällor, samt för att kunna jämföra PD-mönster mellan olika provobjekt. **Error! Reference source not found.** visar exempel på uppmätt PD-mönster från proven.



Figur 17. Exempel på PD-mönster från mätningarna.

Mätning av partiella urladdningar utfördes enligt IEC 60502-2 [6], genom att provspänningen höjdes gradvis till och hölls vid två gånger nominell fasspänning (U_0) i 10 s och därefter sänktes långsamt till $1,73 U_0$. Det får då inte förekomma någon detekterbar urladdning som överstiger den deklarerade känsligheten (4 pC) från provobjektet vid $1,73 U_0$.

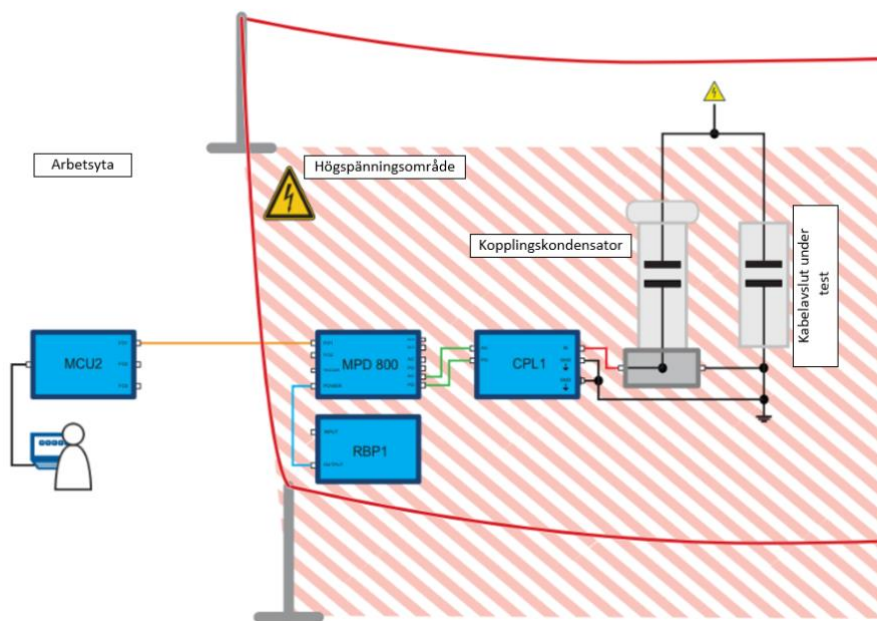
Om kabeln var PD-fri vid standardprovspänningar höjdes spänningen tills PD startade och sänktes sedan tills PD upphörde. Både PD-tänd- och PD-släckspänningar registrerades för att på så sätt kunna skatta skicket på avslutens isolation genom att stressa dem elektriskt. Dessa spänningar definieras som den spänning där PD först uppstår (tändspänning) samt slutar (släckspänning), där tändspänning > släckspänning.

Proven genomfördes först utan att avslutet var rengjort och var därför i det skick det hade när det demonterades från nätstationen. Vissa prov genomfördes också efter det att avsluten rengjorts, samt då de hade rengjorts men med vattendroppar på ytan för att provocera fram korona. Även prov med vattendroppar på ytan i kombination med att avslutet inte rengjorts genomfördes.

- I samtliga testade fall lokaliserades extern PD med en koronadetektor.
- I samtliga testade fall registrerades PD-mönstret vilket jämfördes med kända PD-mönster för att försöka identifiera orsaken till urladdningen.
- I flertalet (dock inte samtliga) tillgängliga avslut upprepades mätningen efter att avslutet hade rengjorts.
- I flertalet (dock inte samtliga) fall upprepades mätningen med avslutet rengjort och blött med kranvatten.
- I några fall genomfördes även mätningar innan avslutet var rengjort samt blött med kranvatten.

PD-mätsystemet MPD 800 från Omicron användes för att registrera spänning och PD-värden samt PD-mönster. En kopplingskondensator anslöts till högspänningskretsen och en fyrpol matchningsimpedans kopplades i serie med den för att sampla PD-signaler, se Figur 19.

Vid proven placerades kabeländan utan avslut i silikonolja (för att inte själv generera störande PD) och avslutet anslöts till högspänningskällan, se Figur 19. Kabelns skärm jordades och för treledarkabeln jordades även de två andra faserna.



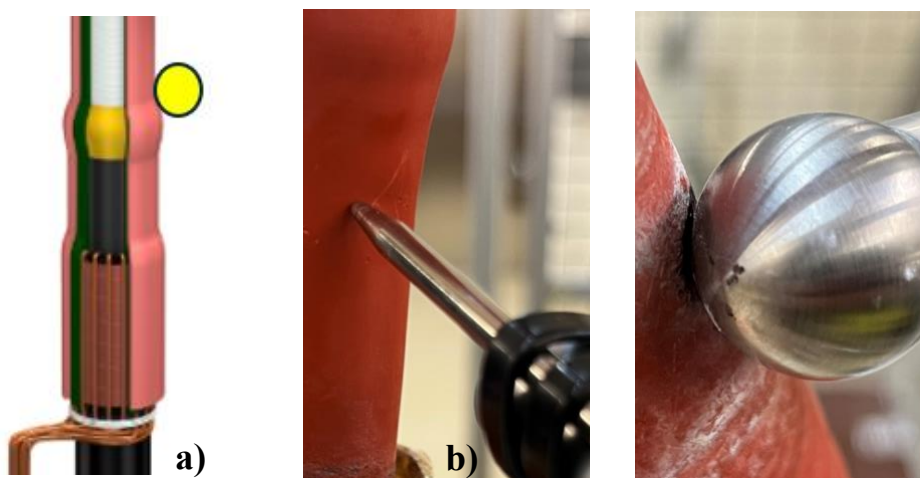
Figur 18. Provkrets med Omicron MPD 800 (anpassad från [8])



Figur 19. a) Applicering av högspänning på kabelavslut b) och jordning av kabelände.

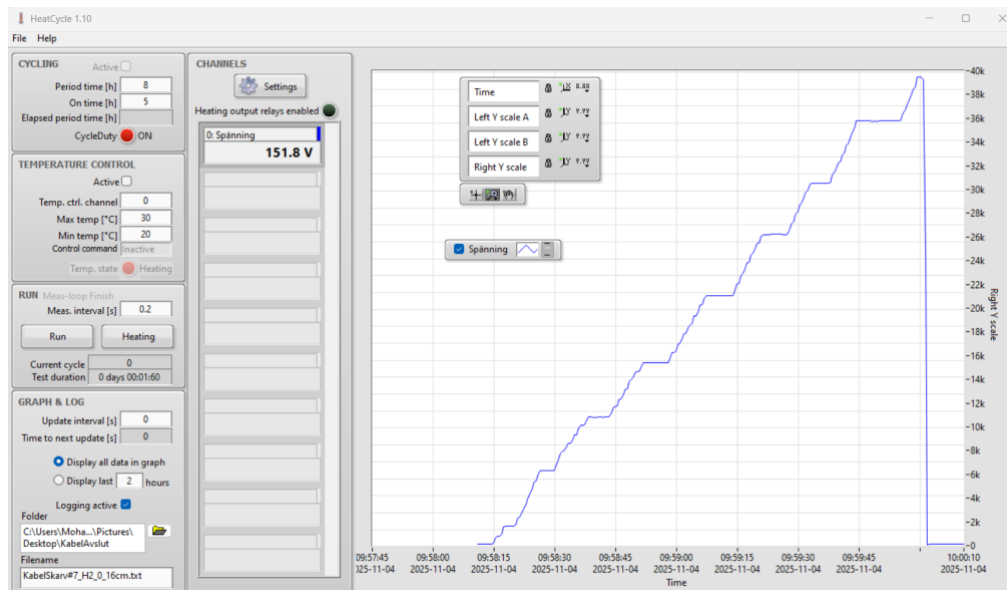
7.3.2 Punkteringsprov

Prov av spänningshållfasthet genomfördes med samma provuppställning som för PD-mätningen, men i detta fall placerades en elektrod på en punkt på isolationen där en färgförändring observerats på den yttre krympslangen, något som tolkades som en möjlig svaghet i isolationsskiktet. Två typer av elektroder användes: spetsformad respektive kulformad elektrod, se Figur 20. Målet med provet är att punktera isolationen för att på så sätt få en uppfattning om någon degradering uppstått på grund av PS-aktiviteten i fält. **c)**



Figur 20abc). a) visar placeringen av elektroderna (gul cirkel) i förhållande till avslutet (exempel b) och c) visar två typer av elektroder som användes vid punkteringsprovet (spets och kula).

Flera olika prov genomfördes där spänningen applicerades antingen på nålen eller kulan, eller så jordades dessa och spänningen applicerades på kabelns ledare. Den applicerade spänningen registrerades med hjälp av inspelningsprogramvara. Figur 21 visar ett exempel på en stegvist ökande spänning fram till nära 40 kV, då ett yttre överslag skedde.



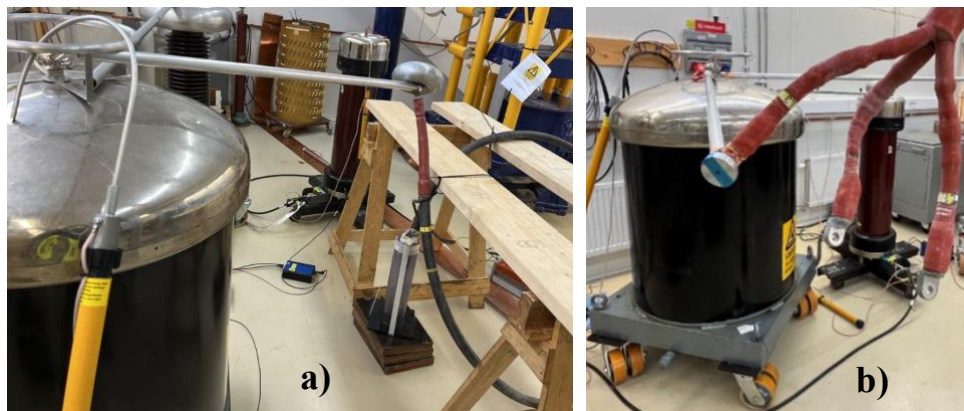
Figur 21. Skärmbild från programvara för registrering av pålagd spänning.

7.4 RESULTAT PROVNING

Resultatet från de prov som genomfördes i RISE högspänningslaboratorium i Borås redovisas nedan.

7.4.1 Mätning av partiella urladdningar

Proven utfördes på tre enfaskablar med $U = 20$ kV ($U_0 = 12$ kV), se Figur 22 a) och en tredarkabel med $U = 10$ kV ($U_0 = 6$ kV), se Figur 22 b).



Figur 22ab) Mätuppställning för a) enfaskabel $U_0 = 12 \text{ kV}$ och b) treledarkabel $U_0 = 6 \text{ kV}$.

I Tabell 6 redovisas resultaten av mätningarna. Enligt IEC-standard [6] ska kabelavslutet vara PD-fritt vid $1,73 U_0$ för att betraktas som godkänt vid typprovet, se avsnitt 7.3.1.

Tändspänningen påverkas av ytans renhet, luftfuktighet och kombinationer av dessa men även eventuella kaviteter i isolationen. Vid provtillfällena översteg luftfuktigheten aldrig 25% i labbet, vilket förklarar varför koronadetektorn inte detekterade någon urladdning på ytan på torra avslut.

På grund av påverkan från miljörelaterade föroreningar på ytan var det svårt att tolka de uppmätta PD-mönstren och särskilja ett tidigare klassat fel i provobjektet. Föroreningarna är inte en del av isolationssystemet, men vid höga E-fält blir partiklarna laddade och bidrar till koronaurldningar som påverkar PD-mönstren.

Tabell 6. Sammanställning av resultat för PD-mätning av degraderade kabelavslut.

Prov	U_0 [kV]	Typprov ur IEC 60502-2	Tändspänning [kV]	Släckspänning [kV]	PD på ytan upptäckt med koronadetektor?
L1 Enledare Torr ej rengjord	12	Godkänd	>30.0	Inte registrerad	nej
L2 Enledare Torr ej rengjord	12	Godkänd	23.0	22.2	nej
L3 Enledare Torr ej rengjord	12	Underkänd	13.0	11.5	nej
L3 Enledare Blöt ej rengjord	12	Ej tillämpligt	7.0	Inte registrerad	ja
L3 Enledare Rengjord	12	Underkänd	12.0	Inte registrerad	nej
L3 Enledare Blöt rengjord	12	Ej tillämpligt	9.0	Inte registrerad	ja
Fas1 Treledar kabel	6	Godkänd	18.0	16.0	nej
Fas2 Treledar kabel	6	Godkänd	13.5	11.4	nej
Fas3 Treledar kabel	6	Godkänd	>18	Inte registrerad	nej

7.4.2 Punkteringsprov

För att genomföra punkteringsprovet valdes det objekt med det fysiskt sämsta utseendet med hänsyn taget till förekomsten av vita ringar och ojämnt yttillstånd i kombination med resultaten från koronadetektorn.

Planen var att öka spänningen stegvis till punktering av den fasta isolationen, först med hjälp av kul- och därefter spets elektroder. Varje gång spänningen ökades inträffade dock yttre överslag som kröp längs isoleringens yta tills den nådde den oskyddade metalldelen av kabelskon. Därmed uppstod inte någon punktering av den fasta isolationen. Kabelskon sänktes då ned i isoleroljan för att förebygga överslag i det svaga gränssnittet kabelyta-luft. Spänningen ökades upp till 57 kV men ingen punktering i den fasta isolationen skedde, utan återigen skedde yttre överslag genom luft och olja till kabelskon.

Resultaten från samtliga prov finns redovisade i Tabell 7.

Tabell 7. Resultat från punkteringsprov på degraderat kabelavslut $U_0 = 6$ kV ($U = 10$ kV).

Prov	Spänning [kV]	Notering
Fas L ₁ , enledarkabel	22.5	Kula, externt överslag
Fas L ₁ , enledarkabel	40.0	Kula, externt överslag
Fas L ₁ , enledarkabel	46.0	Spets, externt överslag
Fas L ₁ , enledarkabel	57.0	Spets, kabelsko nedsänkt i olja, externt överslag

Då det provade avslutet var det som bedömdes vara i sämst skick var det inte meningsfullt att genomföra fler punkteringsprov, utan slutsatserna antas gälla även för övriga avslut som projektet fått tillgång till.

Slutsatsen från detta, enda provade avslut, var att den elektriska isolationen, på den provade punkten, var sådan att en punktering av isolationen inte hade varit sannolikt med de förekommande spänningarna i fält.

7.4.3 Diskussion

Trots att ingen punktering kunde provoceras fram i laboratoriemiljö, på det av de tillhandahållna kabelavslut som bedömdes vara i sämst skick, kan ändå vissa slutsatser dras.

För att tolka detta resultat är det viktigt att skilja mellan provets begränsningar och avslutets faktiska kondition. Att punktering inte uppstod kan alltså antingen bero på att provmetoden inte belastar isolationssystemet på ett representativt sätt, eller på att den del av isolationen som undersöktes fortfarande hade tillräcklig hållfasthet trots de yttre tecknen på åldrande och detekterad PD-aktivitet i fält.

Sammanfattningsvis kan det finnas flera förklaringar till de resultat som punkteringsprovet i avsnitt 7.4.2 gav:

1. Provmetoden var inte lämplig och kan inte svara på några av frågorna som ställts i projektet
2. Provmetoden var lämplig men avslutets isolation var inte tillräckligt degraderad, detta kan i sin tur orsakas av:
 - 2.1. Avsluten var korrekt monterade och felfria och den observerade koronaaktiviteten i fält berodde enbart (eller i huvudsak) på smuts på ytan i kombination med hög luftfuktighet
 - 2.2. Avsluten hade lokalt förhöjda E-fält som härstammade från montaget men att dessa inte varit i drift tillräckligt länge för att orsaka tillräcklig skada på isolationen men att detta, förr eller senare, skulle ha skett under en normal livslängd

- 2.3. Avsluten hade lokalt förhöjda E-fält som härstammade från montaget men att denna typ av urladdningar inte degraderar isolationen i tillräcklig utsträckning för att kunna leda till ett haveri, även om de förekommer under avslutets hela normala livslängd

Av dessa möjligheter bedöms någon av slutsatserna under punkt 2 som mest sannolika men vi kan inte, baserat på resultaten från proven, särskilja vilken av dessa som är mest trolig.

En dissekering av det provade avslutet hade eventuellt kunnat utesluta punkt 2.1, men då manual för detta avslut inte gick att uppbringa, var detta inte meningsfullt.

Avsaknaden av PD under de förhållanden som rådde vid de PD-mätningarna som beskrivs i avsnitt 7.3.1, tyder dock på att det inte fanns någon omfattande PD-aktivitet som kraftigt degraderat isolationen.

8 Resultat

8.1 SAMMANFATTNING

Projektet har i huvudsak undersökt tre aspekter av problematiken med PD i kabelavslut i 20 kV nätstationer.

Projektet har utvecklat en ML-modell för att identifiera riskfaktorer som ökar sannolikheten för att PD uppträder i kabelavslut, modellen kan alltså, med god noggrannhet, prediktera vilka nätstationer som har kabelavslut med PD-aktivitet. Resultaten kan användas för att planera och prioritera kommande besiktningar mer träffsäkert, vilket ökar effektiviteten och nyttan av PD-mätningar med koronadetektor. Genom att fokusera resurserna på de nätstationer som modellen pekar ut kan underhållsinsatserna bli mer proaktiva och kostnadseffektiva.

Vidare har projektet genomfört en statistisk livslängdsmodellering där tid till första detekterade PD skattas med en Weibullmodell baserad på 1881 besiktigade nätstationer. Den skattade modellen används för att beräkna återstående livslängd och förväntat antal fel i en nationell population av nätstationer. Detta ligger sedan till grund för scenarioberäkningar av utbyteskostnader över en 10-årsperiod.

Scenarioberäkningar jämför kostnaderna för olika åtgärdsstrategier, såsom återkommande koronabesiktning och förebyggande byte av kabelavslut. Den mest kostnadseffektiva strategin är den där resultaten från ML-modellen används för riktade, förebyggande byten av enskilda kabelavslut, under antagandet att minst 5,6% av avsluten med detekterad PD kommer att haverera. En enkel riskmodell för prioritering av insatser har också presenterats.

Projektet har även genomfört elektriska mätningar för att undersöka om det finns en fysisk koppling mellan koronamätningar i fält och det faktiska skicket på den elektriska isolationen. De genomförda laboratorieproven gav dock inga entydiga svar på om eller i vilken grad den observerade PD-aktiviteten på ytan påverkar avslutets isolation.

8.2 DISKUSSION

En praktisk tillämpning av ML-modellen är att använda den som ett beslutsstöd för att prioritera besiktningar baserat på stationsdata från NIS-systemet. Genom att extrahera information om nätstationer ur anläggningsregistret, exempelvis ålder, geografisk position, närhet till andra nätstationer och miljövariabler, kan modellen tillämpas för att beräkna sannolikheten för PD-aktivitet på kabelavslut i respektive nätstation.

Med dessa sannolikhetsvärden kan nätägaren skapa en riskbaserad prioriteringslista över stationer att besiktiga, där stationer med högst förväntad felrisk placeras i topp. Detta möjliggör ett mer resurseffektivt underhåll, där insatser riktas dit de gör störst nytta.

Eftersom modellen identifierar fel i grannstationer som en starkt bidragande riskfaktor, lämpar sig metoden väl för ett iterativt arbetssätt. Om en defekt identifieras i en viss nätstation, kan modellen omedelbart användas för att

analysera angränsande stationer, vars risknivå då potentiellt höjs. Detta skapar ett dynamiskt, dataunderstött inspektionsflöde, där prioriteringar anpassas i realtid baserat på ny information.

En sådan tillämpning gör det möjligt att övergå från ett tidsstyrt tillståndsbaserat underhåll till ett mer prediktivt och adaptivt arbetssätt, vilket i sin tur kan leda till ökad driftsäkerhet och minskade totalkostnader.

En sådan metod är ekonomiskt fördelaktig och att rekommendera i de fall man har en förväntan att mer än 5,6% av den detekterade PD-aktiviteten kommer leda till haveri av nätstationen. Huruvida denna siffra är realistisk eller ej har inte gått att verifiera inom projektets ram.

9 Framtida arbete

Det finns fortfarande obesvarade frågor gällande hur snabbt och i vilken mån den fasta isolationen degraderas av den PD-aktivitet som detekteras vid nätstationsbesiktningarna med koronadetektorn. Dessa frågor är viktiga att besvara för att kunna säkerställa att rätt åtgärder vidtas vid detekterad PD-aktivitet, samt för att kunna prioritera dessa åtgärder i förekommande fall.

Vi har sammanställt fyra möjliga vägar framåt för att kunna besvara frågan.

1. Dissekering av en mängd havererade avslut för att fastställa felorsaken. Detta innebär insamling av havererade avslut som sedan dissekteras för att möjliggöra en detaljerad inspektion av de olika isolationslagren för att identifiera eventuella avvikelser från monteringsmanualen eller möjliga skador som kan ha uppstått vid installationen.
2. Långtidsprov (2-3 år) med mätning av PD med hjälp av UHF-antenn i ett mindre antal nätstationer, där PD-aktivitet redan konstaterats vid besiktning med detektorn. Både luftfuktighet och temperatur mäts kontinuerligt, både inne i stationen och utanför. Därefter följer dataanalys. Målet är att identifiera eventuella trender över åldrandet samt hur omgivningsfaktorer påverkar dessa.
3. Sammanställning av felstatistik. För tillfället finns inga tillförlitliga siffror över hur stort problemet med den typ av PD som detekteras vid besiktningar är eller hur många haverier som det orsakar. Projektet har inte lyckats identifiera någon felstatistik, där just haverier på 20 kV kabelavslut går att identifiera. Anekdotiska utsagor från vissa nätbolag pekar dock mot ett omfattande problem.
4. Känslighetsanalys av avvikelser från avslutets design vid montage. Simulera och studera effekt av omgivningsfaktorer såsom luftfuktighet, intern värme, smuts på lokal fältstyrka på olika platser på avslutet. Här pågår redan visst arbete inom ett examensarbete på Chalmers i samarbete med RISE men detta skulle kunna fördjupas.

10 Referenser

- [1] T. Johansson, 'PD-aktivitet i nyare nätstationer', 2024:1023. Accessed: Aug. 12, 2025. [Online]. Available: <https://energiforsk.se/media/33531/2024-1023-pd-aktivitet-i-nyare-na-tstationer.pdf>
- [2] Y. B. DEMİROL, E. SAKALLIOĞLU, B. ALBOYACI, and M. A. ÇINAR, 'Electric field analyzes in heat-shrink cable terminals depending on the assembly and defects parameters with FEM', presented at the CIGRE Session, Paris: CIGRE, 2024.
- [3] D. A. Fynes-Clinton, D. R. Cornish, and C. Nyamupangedengu, 'Partial Discharge Patterns of Typical Installation Defects in MV Power Cable Terminations', presented at the ISH, 2015.
- [4] J. TAMMI, T. SYRJÄNEN, R. ALBRECHT, K. BACKMAN, K. LAHTI, and P. PAKONEN, 'Identification of Partial Discharges in Cable Terminations using Methods based on acoustic, electromagnetic and electrical Measurements', presented at the CIGRE Session, Paris: CIGRE, 2022.
- [5] C.-H. Lee, Y.-C. Lin, M.-Y. Chiu, C.-H. Huang, S.-S. Yen, and C. Haeng, 'Recognition of partial discharge defects in cable terminations', in *Proc. Int. Conf. Cond. Monit. Diagn., CMD*, IEEE Computer Society, 2008, pp. 1242–1245. doi: 10.1109/CMD.2008.4580513.
- [6] *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m=1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV). Part 2, Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m=7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV)*, IEC 60502-2, Geneva., 2014.
- [7] G. James, D. Witten, T. Hastie, and R. Tibshirani, *An Introduction to Statistical Learning*, 2nd edn, vol. 2022.
- [8] W. Q. Meeker and L. A. Escobar, *Statistical methods for reliability data*, vol. 2001. John Wiley & Sons Inc.
- [9] *Weibullanalys*, SS-EN 61649, Apr. 27, 2009.
- [10] M. Zhou, *Empirical Likelihood Method in Survival Analysis*, vol. 2016. CRC Press.
- [11] S. Wikstedt, Energimarknadsinspektionen, Nov. 12, 2024.
- [12] 'Förordning om intäktsram för elnätsverksamhet'. Accessed: Feb. 25, 2026. [Online]. Available: <https://svenskforfattningssamling.se/sites/default/files/sfs/2018-08/SFS2018-1520.pdf>
- [13] 'Asset health indices for equipment in existing substations - Technical Brochures'. Accessed: Mar. 02, 2026. [Online]. Available: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/858-asset-health-indices-for-equipment-in-existing-substations.html>
- [14] P. Sidenvall, 'Standardiserade haveriutredningar', Energiforsk, 2020:672, 2020.

FÖRDJUPAD ANALYS AV PD-AKTIVITET HOS KABELAVSLUT I 20 KV NÄTSTATIONER

Projektet analyserar partiella urladdningar (PD) i kabelavslut i 20 kV-nätstationer, en problematik som påverkar driftsäkerhet, underhållsbehov och kostnader i stora delar av det svenska elnätet. Med utgångspunkt i omfattande fältdata från närmare 1 900 nätstationer utvecklas en maskininlärningsmodell som kan identifiera riskfaktorer och peka ut vilka stationer som med högre sannolikhet uppvisar PD i kabelavslut. Resultaten visar att modellen kan användas som praktiskt beslutsstöd för att prioritera besiktningar och styra resurser mot de objekt där nyttan av insatser är störst.

Projektet kompletterar detta med statistisk livslängdsmodellering för att uppskatta tid till första detekterade PD samt scenarioräkningar som belyser kostnader för olika åtgärdsstrategier. Sammantaget ger rapporten ett datadrivet underlag för mer riskbaserat och kostnadseffektivt underhåll. Laboratorieprov genomfördes också för att undersöka kopplingen mellan PD på ytan och isolationspåverkan, men resultaten visar att ytterligare studier krävs för att fastställa samband och haveririsk.

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.

