

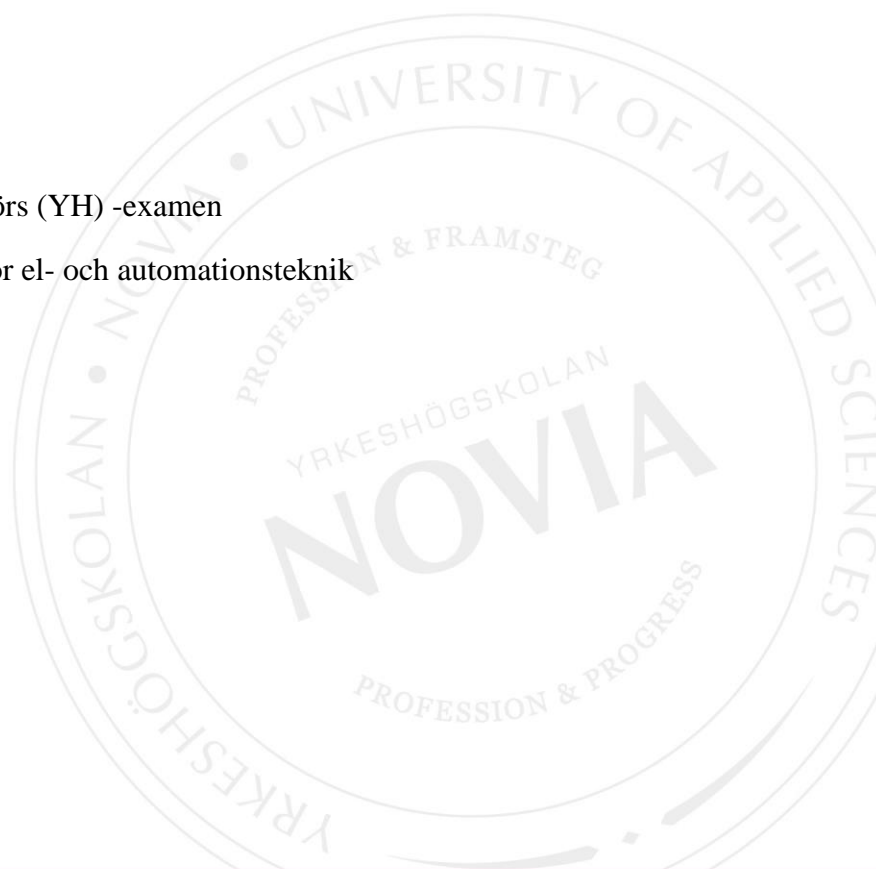
# **Energimyndighetens tillsynsmetoders inverkan på automation i distributionsnätets mellanspänningsdel**

Stefan Norrgård

Examensarbete för ingenjör (YH) -examen

Utbildningsprogrammet för el- och automationsteknik

Vasa 2018



## EXAMENSARBETE

Författare: Stefan Norrgård  
Utbildning och ort: El- och automationsteknik, Vasa  
Inriktningalternativ: Elkraftteknik  
Handledare: Erik Englund (Yrkeshögskolan Novia)  
Aimo Latvala (Oy RAVERA Ab)

Titel: Energimyndighetens tillsynsmetoders inverkan på automation i distributionsnätets mellanspänningsdel

---

Datum: 27.4.2018 Sidantal: 90

---

### Abstrakt

Finlands elnät genomgår för närvarande en omstrukturering där förändringstrycket skapas av de gällande klimat- och energimålen, elmarknadslagens krav på hög leveranssäkerhet samt Energimyndighetens tillsynsmetoder. I denna utveckling står nätautomationen i distributionsnätets mellanspänningsdel (1–70 kV) i en nyckelposition i och med att ett elavbrott här kan få ett stort verkningsområde jämfört med ett avbrott i distributionsnätets lågspänningsdel (0,4 kV).

Den första delen av examensarbetet består av en kostnadsanalys av automationsinvesteringar i distributionsnätets transformatorbioser. De verkliga kostnaderna för fem produktpaket har jämförts med tillsynsmetodernas jämförpriser. Kostnadsanalysen antyder att jämförpriserna är ofördelaktiga när det gäller automationskomponenter och att det kan vara svårt för nätinnehavarna att via investeringsincitamentet generera avkastning på automationsåtgärder.

I den andra delen av examensarbetet undersöks automation i transformatorbioser ur ett nätperspektiv. Riktlinjer för automation av mellanspänningsnätet har diskuterats. Inverkan av olika automationsåtgärder på de ekonomiska skadorna av elavbrott har studerats via KAH-beräkningar i ett verkligt nätavsnitt. KAH-värdena har jämförts med kostnadsanalysens värden. Resultatet skapar en helhetsbild av lönsamheten vid automationsåtgärder, från investering, där även tillsynsmetodernas jämförpriser beaktats, till KAH-inbesparingarna som automationen medför.

---

Språk: svenska

Nyckelord: automation, tillsynsmetoder, transformatorbios

---

# OPINNÄYTETYÖ

Tekijä: Stefan Norrgård  
Koulutus ja paikkakunta: Sähkö- ja automaatiotekniikka, Vaasa  
Suuntautumisvaihtoehto: Sähkövoimatekniikka  
Ohjaajat: Erik Englund (Yrkeshögskolan Novia)  
Aimo Latvala (Oy RAVERA Ab)

Nimike: Energiaviraston valvontamenetelmien vaikutus keskijännitejakeluverkon automatisointiin

---

Päivämäärä: 27.4.2018 Sivumäärä: 90

---

## Tiivistelmä

Suomen sähköverkossa on käynnissä uudelleen järjestäminen, jossa muutospaineen aiheuttavat sähkömarkkinalain vaatima toimitusvarmuus, Suomen ympäristö- ja energiapäämäärät sekä Energiaviraston valvontamenetelmät. Tässä kehityksessä keskijännitejakeluverkon (1–70 kV) verkostoautomaatio on avainasemassa, koska sähkökatkos voi aiheuttaa laajemman katkosalueen kuin sähkökatkos pienjännitejakeluverkossa (0,4 kV).

Opinnäytetyön ensimmäinen osa koostuu keskijännitejakeluverkon puistomuuntamoiden automaatioinvestointien kustannusanalyysistä. Viiden eri tuotepaketin todellisia kustannuksia on vertailtu valvontamenetelmien yksikköhintoihin. Kustannusanalyysi osoittaa yksikköhintojen olevan epäsuotuisat automaatiokomponenttien kohdalla. Verkonhaltijoilla voi olla vaikeaa saada tuottoa automaatiotoimenpiteistään.

Opinnäytetyön toisessa osassa puistomuuntamoiden automaatio tarkastellaan verkkonäkökulmasta. Keskijännitejakeluverkon automaation suuntaviivat on pohdittu. Eri automaatiotoimenpiteiden vaikutus sähkökatkosten taloudelliseen haittaan on tutkittu todellisessa sähköverkon osassa KAH-laskelmien kautta. KAH-arvot on vertailtu kustannusanalyysin arvoihin. Tulokset muodostavat kokonaiskuvan automaatiotoimenpiteiden kannattavuudesta, alkaen investoinnista, jossa myös valvontamenetelmien yksikköhinnat ovat huomioitu, automaation tuomiin KAH-säästöihin.

---

Kieli: ruotsi

Avainsanat: automaatio, valvontamenetelmät, puistomuuntamo

---

## BACHELOR'S THESIS

Author: Stefan Norrgård  
Degree Programme: Electrical Engineering and Automation, Vaasa  
Specialization: Electrical Power Engineering  
Supervisors: Erik Englund (Yrkeshögskolan Novia)  
Aimo Latvala (Oy RAVERA Ab)

Title: Impact of the Energy Authority's Regulation Methods on Automation in the Medium Voltage Part of the Power Distribution Network

---

Date: April 27, 2018

Number of pages: 90

---

### Abstract

The Finnish power grid is currently experiencing a restructuration, the driving forces being the Electricity Market Act, the national environmental and energy goals as well as the Energy Authority's regulation methods. In this development, the automation of the medium voltage part (1–70 kV) of the power distribution grid is in key position since a power outage here may cause a big area of influence compared to a power outage in the low voltage part (0,4 kV).

The first part of the thesis consists of a cost analysis of automation investments in compact secondary substations of the power distribution grid. The real investment costs have been compared to the regulation methods' unit prices for five product packages. The cost analysis suggests that the unit prices are unfavourable when it comes to automation components and it may be difficult for distribution system operators to generate return on automation investments.

In the second part of the thesis, automation in compact secondary substations has been investigated from a network point of view. Guidelines for automation of the medium voltage part of the power distribution grid have been discussed. The impact of different automation measures on the economic damages of power outages has been studied through KAH calculations in a real power network area. The KAH values have been compared to the values of the cost analysis. The results shape an overall picture of the profitability of automation actions, spanning from investment, where also the unit prices of the regulation methods have been taken into account, to KAH savings brought by the automation measures.

---

Language: Swedish

Key words: automation, regulation methods, compact secondary substation

---

## Förord

Föreliggande arbete är mitt examensarbete inom ingenjörsutbildningen i el- och automationsteknik, med inriktning på elkraftteknik, vid Yrkeshögskolan Novia i Vasa.

Jag vill tacka vd Aimo Latvala på Oy RAVERA Ab för möjligheten att göra mitt examensarbete om ett aktuellt och centralt ämne inom elkraftteknik. Aimos många idéer och engagerade inställning har varit riktgivande för arbetet.

Jag vill tacka min handledare Erik Englund på Yrkeshögskolan Novia för enastående handledning och stimulerande diskussioner kring elnätet, dess historia, nutid och framtidsvisioner. Efter varje samtal har jag återgått till examensarbetet med ny inspiration.

Jag vill också tacka Ari Salo, Jarmo Leppinen och Magnus Nylund på Vasa Elnät Ab. Ari har med sitt analytiska sätt och sina djuplodande kunskaper om tillsynsmetoderna och automationen av elnätet tålmodigt besvarat alla mina frågor. Jarmo har med belysande exempel introducerat mig till beräkning av jämförpriser för transformatorstioser utgående från tillsynsmetoderna. Magnus har hjälpsamt beskrivit driften av elnätet och bistått med information för KAH-beräkningarna.

Jag vill rikta ett tack även till Jarno Rajamäki på Oy RAVERA Ab för hjälp med ekonomiska ingångsdata samt Robert West, också på Oy RAVERA Ab, som förevisat olika nätkomponenter och hjälpt mig med geografisk information.

Sist men inte minst vill jag tacka min kära hustru Maria vars uppoffringar har möjliggjort mina studier i allmänhet och examensarbetet i synnerhet.

Jag vill dedikera detta examensarbete till min framlidne far, tekniker Börje Norrgård, som under en stor del av sitt yrkesverksamma liv ritade transformatorstationer.

# Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
1.1	Bakgrund .....	1
1.2	Syfte .....	2
1.3	Metoder .....	2
1.4	Begränsningar .....	3
1.5	Uppdragsgivare.....	3
2	Elsystemet i Finland.....	4
2.1	Stamnätet .....	4
2.2	Regionala nät.....	5
2.3	Distributionsnät.....	5
3	Distributionsnätets komponenter .....	6
3.1	El-linjer.....	6
3.2	Transformatorstationer .....	6
3.2.1	Transformatorkiosker .....	7
3.2.1.1	Mellanspänningsställverk.....	9
3.2.1.2	Brytare .....	10
3.2.1.3	Frånskiljare .....	10
4	Nätstruktur .....	11
4.1	Radiellt nät.....	11
4.2	Slingnät.....	11
4.3	Masknät.....	12
5	Energimyndigheten .....	12
6	Det traditionella elnätet.....	12
6.1	Det traditionella elnätet i förändring .....	13
6.1.1.1	Elmarknadslagen .....	14
6.1.1.2	Miljöaspekter.....	15
6.1.1.3	Energimyndighetens tillsynsmetoder .....	17
6.1.1.4	Konsumenterna .....	19
7	Nätautomation.....	20
7.1	Kommunikation .....	21
7.2	Automation i transformatorkiosker.....	22
7.2.1	Ny- och efterinstallation av automationskomponenter i transformatorkiosker .....	23
8	Processen vid nätfel .....	26
8.1	Ingen automation .....	27
8.2	Fjärrstyrning .....	28

8.3	Felindikering.....	28
8.4	FLIR.....	29
9	Elavbrott.....	29
10	Kostnadsanalys av automationsinvesteringar i transformator kiosker .....	33
10.1	Kriterier .....	33
10.2	Begränsningar .....	34
10.3	Produktpaket.....	34
10.4	Ekonomiska aspekter .....	37
10.4.1	Tillsynsmetodernas inverkan.....	37
10.4.1.1	Investeringsincitamentet.....	37
10.4.2	Kostnader för planering.....	39
10.4.3	Kostnader för installation .....	39
10.5	Kostnadsanalysens resultat .....	40
11	Fallstudie: Automation av ett nätavsnitt.....	43
11.1	Begränsningar .....	44
11.2	Antaganden .....	45
11.3	Tillsynsmetodernas kvalitetsincitament .....	45
11.4	Automationsgraderna .....	47
11.4.1	Ingen automation .....	49
11.4.2	Fjärrstyrning.....	50
11.4.3	Felindikering.....	50
11.4.4	FLIR.....	50
11.5	Nätavsnitt A.....	51
11.5.1	Felets läge i nätet.....	56
11.6	Automation i nätavsnitt A.....	56
11.6.1	Ingen automation .....	57
11.6.2	Automation av den första transformator kiosken.....	58
11.7	Fallstudiens resultat .....	63
12	Diskussion.....	65
12.1	Tillsynsmetoderna.....	65
12.1.1	Kontakt med Energimyndigheten.....	68
12.1.2	Slutsatser av kontakten med Energimyndigheten .....	70
12.2	Kostnadsanalys av automationsinvesteringar .....	74
12.2.1	Materialkostnader.....	76
12.2.2	Arbetskostnader .....	77
12.3	Fallstudien .....	78
12.3.1	Riktlinjer för nätautomation.....	78
12.3.2	Den totala lönsamheten vid automationsinvesteringar.....	80

13	Slutord .....	84
14	Ordförklaringar .....	85
15	Källförteckning .....	89



# 1 Inledning

I det inledande kapitlet presenteras bakgrunden till examensarbetet samt dess syfte, metoder och begränsningar. Avslutningsvis presenteras uppdragsgivaren.

## 1.1 Bakgrund

Elnätet i Finland genomgår för närvarande en evolution där utvecklingen styrs av Elmarknadslagens krav på hög elleveranssäkerhet i elnätet, nationella klimat- och energimål samt Energimyndighetens tillsynsmetoder. För att uppfylla Elmarknadslagen saneras elnätet samtidigt som automationsgraden höjs. Luftkablar byts ut mot jordkablar och nya el-linjer byggs för att möjliggöra alternativa matningsrutter vid störningar i eldistributionen. Klimat- och energimålen leder i sin tur till en ökande andel förnybara energikällor, distribuerad energiproduktion, mikroelnät och energilagring. Dessa ökar ytterligare behovet av automation och styr utvecklingen mot ett, på sikt, smart elnät. Ökad automation möjliggör en högre grad av informationsutbyte mellan de olika komponenterna i nätet och är en förutsättning för övervakning, styrning och skydd för att minimera elavbrottsfrekvensen och -tiderna samt begränsa verkningsområdet och de ekonomiska skadorna vid elavbrott. I förlängningen möjliggörs även styrning av elproduktion, -konsumtion och -lagring via smart belastningsstyrning.

Energimyndigheten övervakar bl.a. att elmarknadslagen följs, att klimat- och energimålen genomförs samt befremjar energimarknadens funktion. Energimyndighetens tillsynsmetoder ger ramar för elnätsinnehavarnas verksamhet. Via tillsynsmetodernas fem incitament uppmuntras nätinnehavarna att investera i sina nät, höja kvaliteten på eldistributionen, effektivisera verksamheten och satsa på innovativ teknik.

Elsystemet i Finland omfattar stam-, region- och distributionsnät. Distributionsnätet i Finland omfattar högspännings- (110 kV), mellanspännings- (1–70 kV) och lågspännings- (0,4 kV) delar. I och med att elavbrott i mellanspänningsdelen får mycket större verkningsområde än elavbrott i lågspänningsdelen är det av centralt intresse för nätinnehavarna att hålla denna del av elnätet i gott skick och att m.h.a. automation möjliggöra snabbare avgränsning av elavbrottens verkningsområde och därmed avgränsa de ekonomiska skadorna.

Automationen i mellanspänningsnätet finns i huvudsak i nätstationerna (20/0,4 kV), d.v.s. transformatorkiosker, fastighetstransformatorstationer och stolpransformatorer. När nya nätstationer byggs installeras ofta automationskomponenter. Även i samband med uppdatering och sanering av befintliga nätstationer ser man över behovet av automation. Automationskomponenter installeras i nätstationer som helt saknat automation och automationsgraden höjs i nätstationer som innehållit automation sedan tidigare.

## 1.2 Syfte

Syftet med detta examensarbete har varit att utreda kostnadseffektiviteten för automation i mellanspänningsnätets transformatorkiosker utgående från Energimyndighetens tillsynsmetoder.

I tillsynsmetodernas investeringsincitament presenteras jämförpriser för olika nätåtgärder. Om en nätinnehavare utför en nätåtgärd där de verkliga kostnaderna är lägre än jämförpriset för åtgärden höjer mellanskillnaden nätvärdet, vilket förbättrar resultatet i bokföringens balansräkning och i slutändan kan bidra till en avkastning. Tillsynsmetodernas jämförpriser och deras bakgrund har undersökts i syfte att hitta orsaker till en i vissa fall stor diskrepans mellan jämförpriserna och de verkliga kostnaderna.

En kostnadsanalys har gjorts av investeringsskedet för fem produktpaket avsedda för automation av transformatorkiosker. Material- och arbetskostnader samt jämförpriser har beaktats i analysen. Vidare har kostnadseffektiv automation av ett verkligt nätavsnitt diskuterats. Beräkningar av de ekonomiska skadorna av elavbrott har utförts på nätavsnittet för att på basen av dessa beräkningar samt kostnadskalkylerna för de fem produktpaketen skapa en helhetsbild av lönsamheten i nätautomation samt ge riktlinjer för ett första steg till kostnadseffektiv automation i mellanspänningsnätets transformatorkiosker.

Arbetet har utförts på uppdrag av Oy RAVERA Ab.

## 1.3 Metoder

Följande arbetsmetoder har använts:

- Litteraturgranskning av nuläget i Finlands elnät samt nätautomation, smarta elnät, mikroelnät och energilagring i allmänhet

- Excel-analys av vissa parametrar i Energimyndighetens årligen utgivna statistik över distributionsnätsinnehavarnas elnät och verksamhet
- Jämförelse mellan tillsynsmetodernas jämförpriser och verkliga kostnader för fem produktpaket avsedda för transformatorbiosker
- Fallstudie, där effekten av elavbrott i ett utsnitt av distributionsnätets mellanspänningsdel har undersökts för att utreda de ekonomiska skadorna som funktion av olika grader av automation.

## 1.4 Begränsningar

Arbetet har följande begränsningar:

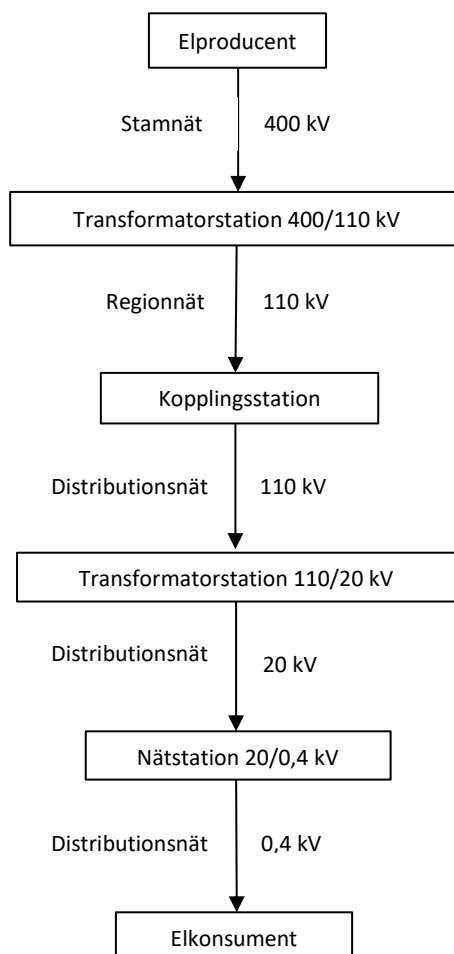
- Gäller endast transformatorbiosker i distributionsnätets mellanspänningsdel, d.v.s. en typ av nätstation som transformerar 20 kV spänning till 0,4 kV spänning
- Endast transformatorbiosker i jordkabelnät har beaktats
- Energimyndighetens tillsynsmetoder har beaktats till den del det gäller investerings- och kvalitetsincitamenten, och endast vissa delar av dessa

## 1.5 Uppdragsgivare

Uppdragsgivaren för detta examensarbete är Oy RAVERA Ab. RAVERA inledde sin verksamhet år 2006 och är stationerat i Vasa. Företaget hör till Vasa Elektriska-koncernen. Verksamheten inriktar sig på byggande, drift och underhåll av eldistributions-, telefon- och antennnät samt vägbelysning. Verksamheten inom eldistributionsnät omfattar 20 kV och 0,4 kV kabel- och luftledningsnät. Exempel på nätbyggnadsprojekt är anläggandet av el-linjer till nya bostadsområden, konsumentanslutningar samt el-linjedragningar i skärgården. RAVERA utför både terrängplanering och installation. Saneringsprojekt kan gälla nätstationer och byte eller förstärkning av elledningar. Reparationsarbeten kan gälla stormskador och utbyte eller riktning av el- och lyktstolpar. År 2016 hade företaget 53 anställda och en omsättning på ca 12 milj. euro.

## 2 Elsystemet i Finland

Elsystemet i Finland består av elproducenter, elnät och elkonsumenter. Elnätet är indelat i stamnät, regionnät och distributionsnät som alla är förbundna i samma system. Till elnätets infrastruktur hör, förutom producenter och konsumenter, el-linjer, transformerings- och förgreningspunkter, övervakningssystem och kommunikationsinfrastruktur. Ett exempel på elens väg från kraftverk till konsument ses i figur 1.



**Figur 1.** Exempel på elens väg från producent till konsument.

### 2.1 Stamnätet

Elmarknadscentralen som var föregångaren till Energimyndigheten utsåg år 1996 Fingrid till systemansvarig stamnätsinnehavare i Finland. Fingrids uppgift är att upprätthålla stamnätets driftsäkerhet, anpassa produktionen efter konsumtionen och utreda störningar. Till Fingrids uppgifter hör också att möjliggöra internationell elhandel genom att garantera elmarknaden tillräcklig överföringskapacitet via el-linjerna till utlandet (Fingrid, u.d.).

Stamnätet är byggt i slingstruktur och består av ca 15 000 km kraftledningar med 400 kV, 220 kV och 110 kV spänningar samt ca 120 transformatorstationer (Fingrid 2017, 3). Slingstrukturen möjliggör dels fördelning av kapaciteten på flera kraftlinjer och dels, vid felsituationer, redundans så att felet kan avgränsas och kraftöverföringen kan ske längs en annan linje.

## **2.2 Regionala nät**

Som regionala nät eller regionnät benämns både el-linjer till stora industrier eller eldistributörer och el-linjer som fungerar som en mellanhand mellan stam- och distributionsnäten. Regionnäten kan alltså fungera både som överförings- och distributionsnät. En klar definition på regionnät saknas. Spänningsnivån är mestadels 110 kV medan 45 kV också används ställvis. Regionnäten består av totalt ca 1700 km kraftledningar och är oftast radiellt byggda, men kan också ha slingstruktur. I Finland finns för närvarande 11 innehavare av regionnät (Bastman 2011, 7 och Energimyndigheten 2018a).

## **2.3 Distributionsnät**

Distributionsnäten är antingen kopplade direkt till stamnätet eller kopplade till stamnätet via regionnätet. Hushållen är anslutna till distributionsnäten medan industri, handel, service och annan förbrukning såsom t.ex. lantbruk kan vara anslutna till distributions-, region- eller stamnätet beroende på situation. Energiproducenter kan också vara anslutna till antingen distributions-, region- eller stamnätet. Distributionsnäten i glesbygd är radiellt byggda. I tätorter är näten oftast byggda i en öppen slingstruktur.

Spänningsnivåerna i distributionsnätet är 110 kV (högspänning), 1 - 70 kV (mellanspänning) eller 0,4 kV (lågspänning). Mellanspänningsdelen är i de flesta fall 20 kV. I Finland finns för närvarande 77 innehavare av distributionsnät. Av dessa innehar alla både låg- och mellanspänningsnät, medan 53 av dem också innehar högspänningsnät. Den sammanlagda längden av distributionsnätet är ca 396 000 km, varav lågspänningsdelen står för ca 243 000 km, mellanspänningsdelen för ca 146 000 km och högspänningsdelen för ca 7 000 km (Energimyndigheten 2017 och Energimyndigheten 2018a).

### **3 Distributionsnätets komponenter**

Nedan beskrivs huvudkomponenterna i distributionsnätet med fokus på mellanspänningsdelens transformatorkiosker.

#### **3.1 El-linjer**

Distributionsnätets el-linjer består av både luftledningar och jordkablar. Faserna i luftledningarna består av metalledningar och åtskiljs med ett tillräckligt luftavstånd som fungerar som isolering varför ingen ytterligare isolering behövs. En nackdel är att linjegatorna blir breda, vilket gäller i synnerhet högre spänningar. Eftersom jordkablar grävs ner och ligger i direkt kontakt med jorden har faserna isolerande höljen i flera skikt.

Luftledningar är betydligt förmånligare än jordkablar, men är både opraktiska och en säkerhetsrisk i tät bebyggelse. I skogsområden i glesbygd kräver linjegatorna regelbundet underhåll i form av avverkning och röjning för att förhindra att vindfällan orsakar elavbrott. Jordkablar används mest i tätorter. Jordkablfieringsgraden är mindre i förorter och är som minst på glesbygden där luftledningar är det överlägset billigaste och enklaste alternativet.

I distributionsnätet är jordkablfieringsgraden ca 52 % i lågspänningsdelen, ca 32 % i mellanspänningsdelen och ca 8 % i högspänningsdelen (beräknat utgående från data från Energimyndigheten 2017).

#### **3.2 Transformatorstationer**

Transformatorstationer fungerar som transformerings- och kopplingspunkter samt möjliggör öppnande och brytande av eldistributionen. De innehåller en eller flera transformatorer. I distributionsnätet finns transformatorstationer som transformerar spänningen från 110 kV till 20 kV och från 20 kV till 0,4 kV. De sistnämnda benämns nätstationer. Transformatorkiosker, fastighetstransformatorer och stolptransformatorer är olika typer av nätstationer och innehåller oftast en eller två transformatorer, men kan också fungera som enbart kopplingspunkter. I detta arbete ligger fokus på mellanspänningsnätets transformatorkiosker.

### 3.2.1 Transformatorkiosker

En transformatorkiosk är en liten byggnad på ofta 5–10 m<sup>2</sup> yta. Se figurerna 2, 3, 4 och 5. Transformatorkioskens huvudkomponenter är transformator, mellan- och lågspänningsställverk samt brytare och frånskiljare. Storleken beror på antalet transformatorer och ställverksfack. I ställverksdelarna används skenor i form av balkar eller rör istället för kablar.

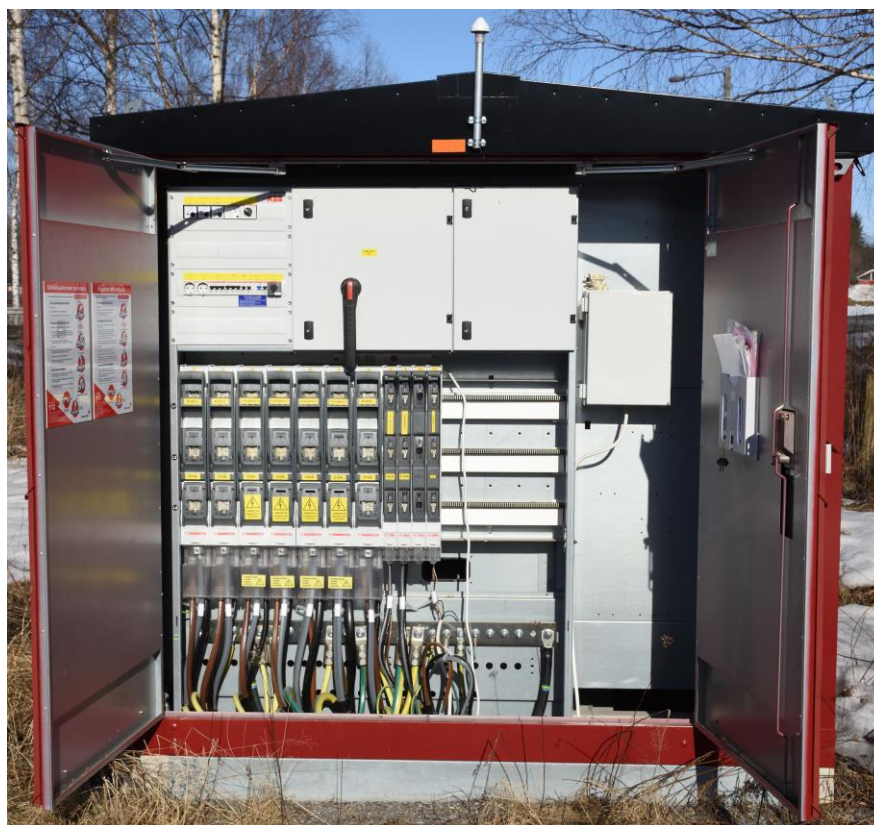
Transformatorkiosken sköts antingen utifrån eller har en gång mellan transformator och ställverk så att man kan gå in i den. En transformatorkiosk transformerar inkommande 20 kV till 0,4 kV spänning som matas till utgångarna vilka oftast är 1–4 till antalet.



**Figur 2.** Transformatorkiosk.



**Figur 3.** Mellanspänningsställverk och skåp med automationskomponenter i transformatoriosk.



**Figur 4.** Lågspänningsställverk i transformatoriosk.





**Figur 5.** Transformator i transformatorkiosk.

### 3.2.1.1 Mellanspänningsställverk

Mellanspänningsställverk finns i två typer: Öppna luftisolerade ställverk och kapslade gasisolerade ställverk. I figur 3 ses ett gasisolerat mellanspänningsställverk. Luftisolerade ställverk kräver mer utrymme. Den inkommande mellanspänningslinjen fördelas på utgående mellanspänningslinjer samt en linje till transformatorn. Efter transformatorn fördelas lågspänningen på utgående lågspänningslinjer. Ett mellanspänningsställverk kan innehålla en brytare eller fränskiljare vid ingången från mellanspänningsnätet samt en fränskiljare och en jordningskopplare för varje utgång. I ställverket görs tillkopplingar, omkopplingar och bortkopplingar samt mätningar (Jacobsson et al 2016, 314–319).

Mellanspänningsställverket kan innehålla IED:n (Intelligent Electronic Device), d.v.s. mikroprocessorförsedda multifunktionella enheter, för kommunikation, övervakning, mätning, styrning och skydd. Skyddsreläer är ännu relativt ovanliga i transformatorkiosker i Finland och finns i distributionsnätet huvudsakligen i 110/20 kV transformatorstationer.

### 3.2.1.2 Brytare

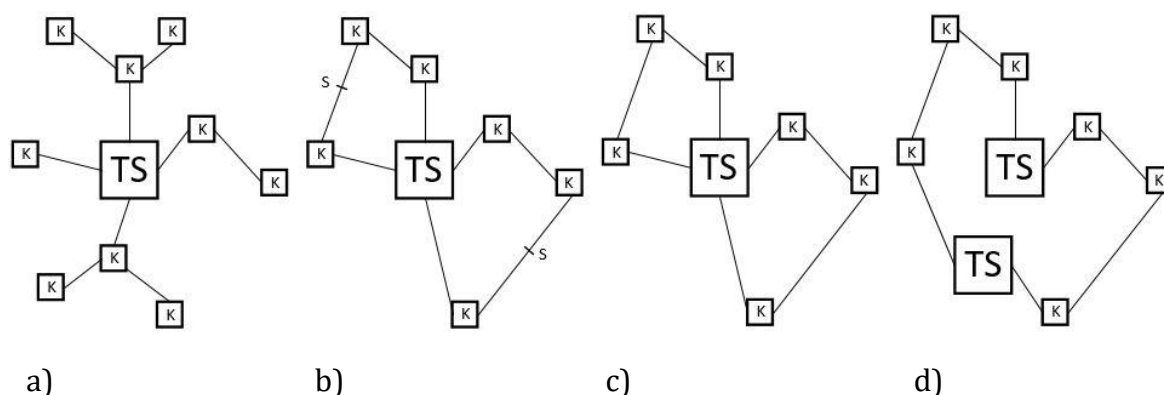
Brytare kan bryta de höga strömmar som kan uppstå vid felsituationer i elnätet. Brytaren har någon typ av medium för släckning av ljusbågen som uppkommer vid brytning av högspänning. De brytare som används nuförtiden är SF<sub>6</sub>-, CO<sub>2</sub>- och vakuumbrytare. Ute i elnätet kan ännu finnas oljeminimum- och tryckluftsbrytare (Jacobsson et al 2016, 242).

### 3.2.1.3 Frånskiljare

Vanliga frånskiljare används i ställverk för att fysiskt skilja brytaren från fasledarna och ge ett synligt brytställe vid underhållsarbete. Frånskiljaren kan användas vid full spänning, men endast vid mycket låga strömmar och t.ex. inte vid belastningsström (Jacobson et al 2016, 253).

Lastfrånskiljaren är ett mellanting mellan frånskiljare och brytare. Till sin konstruktion är det en frånskiljare med en enkel form av brytkammare. Lastfrånskiljaren kan användas för att bryta normala belastningsströmmar upp till sin märkström, men kan inte bryta kortslutningsströmmar. Lastfrånskiljaren är ett förmånligare alternativ än brytaren när det är fråga om mellanspänningsnätets 20 kV. Förutom i nätstationer kan lastfrånskiljare vara stationerade ute i distributionsnätet och användas vid nätfel för sektionering, d.v.s. att bryta eller sluta matningen längs en el-linje för att avgränsa felets verkningsområde (Jacobson et al 2016, 257).

Sektioneringsfrånskiljare är lastfrånskiljare som används vid sektioneringsgränserna i sling- och masknät för att i öppet läge dela in en slinga i två sektioner och i slutet läge sluta slingan.



**Figur 6.** Olika nätstrukturer i mellanspänningsnätet: a) Radiellt nät, b) öppet slingnät, c) slutet slingnät, d) masknät. TS = transformatorstation, K = transformatorkiosk, S = sektioneringsfrånskiljare.

## 4 Nätstruktur

Elnät kan byggas med olika typer av struktur. De vanligaste strukturerna är radiellt nät, slingnät och masknät.

### 4.1 Radiellt nät

Radiella nät (figur 6 a) har en inmatningspunkt varför effekten kan gå bara åt ett håll. Radiella nät används främst i mellan- och lågspänningsnäten. Elnät i glesbygd är oftast byggda med radiell struktur. fördelarna med ett radiellt nät är dess enkelhet i uppbyggnad, drift och skydd. Nackdelarna är avsaknaden av redundans och att avbrott i distributionen inte går att undvika i samband med underhåll. Om det blir elavbrott på ledningen så bryts eldistributionen till alla kunder nedströms från felstället. Felet måste lokaliseras och repareras innan eldistributionen kan kopplas på igen (Lyytikäinen 2011, 26).

### 4.2 Slingnät

Ett slingnät bildar en slinga med en inmatningspunkt från en transformatorstation. I ett öppet slingnät är slingan normalt bruten av en öppen sektioneringsfrånskiljare som förhindrar samtidig matning från båda hållen, vilket i praktiken resulterar i två radiella linjer (figur 6 b). Vid elavbrott någonstans på slingan kan, efter att felet avgränsats, sektioneringsfrånskiljaren stängas varvid nätet matas från andra hållet och elavbrottets verkningsområde på så vis minskas. fördelarna med ett öppet slingnät är det radiella nätets enkelhet vid drift och slingnätets redundans vid störningar i distributionen. Öppna slingnät används allmänt i tätorter och förorter. När jordkabelnätet i en stad med slingstruktur hos elnätet byggs ut i förorterna och avstånden ökar byggs näten ofta radiellt p.g.a. de höga investeringskostnaderna förknippade med jordkablar (Jacobsson et al 2016, 303).

Om nätet samtidigt matas från båda inmatningspunkterna talar man om ett slutet slingnät (figur 6 c). fördelarna med ett slutet slingnät jämfört med ett radiellt nät är avsevärt högre leveranssäkerhet, bättre spänningsstabilitet och mindre effektförluster. Nackdelarna är att drift och skydd blir mer komplicerade (Lyytikäinen 2011, 26).

Slutna slingnät är vanliga i högspänningsnät. Det första mellanspänningsnätet i Finland med slutna slingstruktur har tagits i bruk i Fiskehamnens nya stadsdel i Helsingfors år 2017 (Teknologiateollisuus 28.6.2017).

### 4.3 Masknät

Ett masknät (figur 6 d) bildar en slinga precis som ett slingnät, men med skillnaden att det finns mer än en transformatorstation som matar nätet (Jacobsson et al 2016, 303–304). Fördelarna med masknät jämfört med slingnät är en ännu högre leveranssäkerhet, bättre spänningsstabilitet och mindre effektförluster. Nackdelarna är att drift och skydd blir ännu mer komplexa (Lyytikäinen 2011, 27). I Finland är stamnätet ställvis maskat (Fingrid, 2017).

## 5 Energimyndigheten

Elnätsverksamheten är till sin natur ett naturligt monopol p.g.a. att det inte är rationellt att bygga parallella konkurrerande elnät för elöverföring och -distribution. P.g.a. detta naturliga monopol har elnätsverksamheten i lagstiftningen fastställts som tillståndspliktig (Elmarknadslagen 9.8.2013/588). Tillstånd för elnätsverksamhet beviljas av Energimyndigheten. Energimyndigheten är en lagenligt instiftad myndighet som övervakar och befrämjar energimarknadens funktion samt övervakar genomförandet av energi- och klimatmålen (Energimyndigheten 2018b). Till uppgifterna hör bl.a. att:

- bevilja elnätstillstånd, d.v.s. bevilja rätt att bedriva elnätsverksamhet
- övervaka utvecklingen av elnätet
- övervaka elbolagens prissättning på el och elöverföring
- utge tillsynsmetoderna för elnätsverksamheten

## 6 Det traditionella elnätet

Ett traditionellt elnät kännetecknas av:

- Centraliserad energiproduktion med stora produktionsanläggningar
- Elen går endast i en riktning, från producenterna till konsumenterna. Ett traditionellt elnät är inte dimensionerat för att leverera el i vilken riktning som helst i nätet.
- Elproduktionen anpassas efter konsumtionen
- Elkonsumtionen och därmed behovet av elproduktion uppskattas utgående från historiska data

- Om energibehovet befinns vara större än beräknat startas reservkraftverk så att energiproduktion och -konsumtion hela tiden hålls i balans
- Begränsad automation

## 6.1 Det traditionella elnätet i förändring

Ett flertal parallella händelser och skeenden skapar förändringstryck på det traditionella elnätet:

- Elmarknadslagen (Elmarknadslagen 9.8.2013/588) som uppdaterades år 2013 innehåller ökade krav på tillförlitlighet och tillgänglighet i eldistributionen
- Globala, EU:s samt nationella klimat- och energimål förutsätter en större satsning på förnybara energikällor och ökad effektivitet i elöverföring och -distribution, oberoende av hur stor elproduktionen och -konsumtionen är eller i vilken riktning elektriciteten går. Nätet bör klara av en storskalig integration av förnybara energikällor och klara av att hantera de oregelbundna produktionsmönstren hos dessa. För att uppnå ökad effektivitet i elnätet krävs i sin tur en minskning av förlusterna vid överföring och distribution.
- Energimyndigheten övervakar elnätsverksamheten och ger via tillsynsmetoderna ramar för nätinnehavarnas verksamhet
- Konsumenterna tar i ökande grad en aktivare roll på elmarknaden genom att själva producera el och lagra överskottsel i egna energilager eller sälja den till distributionsnätsinnehavaren. Parallellt med detta kommer byggandet av mikroelnät att öka. Energiproduktionen blir alltmer distribuerad i och med att producenterna blir flera (Arbets- och näringsministeriet 9.10.2017, 11).

Dessa faktorer kommer att innebära förändringar som berör hela elnätet och således omfattar allt från produktion via överföring, distribution och lagring till konsumtion. Den tekniska utvecklingen inom nätautomation, kommunikation och energilagring stöder också en sådan utveckling av elnätet och ger den beredskap som behövs för att genomföra de nödvändiga förändringarna. S.k. smarta elnät med långt driven automation både i distributionsnätet och hos konsumenterna är i vissa länder inte längre bara en avlägsen möjlighet utan i tilltagande mån en verklighet.

Nedan beskrivs drivkrafterna mer ingående.

#### **6.1.1.1 Elmarknadslagen**

I elmarknadslagen (Elmarknadslagen 9.8.2013/588) ställs krav på kvaliteten hos distributionsnätets funktion. Nätet bör planeras, byggas och upprätthållas bl.a. så att:

- ”fel i distributionsnätet som uppkommit till följd av storm eller snöbelastning inte orsakar avbrott i eldistributionen på över 6 timmar för nätanvändare inom detaljplaneområden” (Elmarknadslagen 9.8.2013/588, 51§ 1 mom. 2 punkten)
- ”fel i distributionsnätet som uppkommit till följd av storm eller snöbelastning inte orsakar avbrott i eldistributionen på över 36 timmar för nätanvändare på ett annat område än det som avses i 2 punkten.” (Elmarknadslagen 9.8.2013/588, 51§ 1 mom. 3 punkten)

Avbrott i eldistributionen berättigar till standardersättning som räknas i antal procent av slutförbrukarens årliga avgift för överföringstjänsten (Elmarknadslagen 9.8.2013/588, 100§ 2 mom.):

- 1) 10 procent, när avbrottet har varat minst 12 timmar men mindre än 24 timmar,
- 2) 25 procent, när avbrottet har varat minst 24 timmar men mindre än 72 timmar,
- 3) 50 procent, när avbrottet har varat minst 72 timmar men mindre än 120 timmar,
- 4) 100 procent, när avbrottet har varat minst 120 timmar men mindre än 192 timmar,
- 5) 150 procent, när avbrottet har varat minst 192 timmar men mindre än 288 timmar,
- 6) 200 procent, när avbrottet har varat minst 288 timmar.

Standardersättningen under ett kalenderår är dock högst 200 % av den årliga avgiften för överföringstjänsten, eller 2000 euro.

Kvalitetskraven och standardersättningarna motiverar nätbolagen att utveckla sina elnät så att elavbrotten minimeras vad beträffar antal avbrott, avbrottstid, utebliven effekt och antal berörda konsumenter. År 2016 betalade distributionsnätsinnehavare totalt ca 7,4 miljoner euro i standardersättningar till konsumenterna. Den nättinnehavare som betalade mest ersättning betalade ca 2,7 miljoner euro till sina kunder (Energimyndigheten 2017).

### 6.1.1.2 Miljöaspekter

De största hoten mot människans livsmiljö under de senaste 50 åren har varit olika miljöföroreningar som resulterat i bl.a. sura regn, förtunnat ozonskikt, växthuseffekten och klimatförändringen. Det största och också mest omdebatterade miljöhotet för närvarande är klimatförändringen.

Förenta nationerna (FN) har sedan Förenta nationernas ramkonvention för klimatförändringar (UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change) bildades år 1992 arbetat för ett globalt avtal för att bromsa den globala uppvärmningen. FN:s klimatkonferens i Paris år 2015 resulterade i ett klimatavtal, det s.k. Paris-avtalet (United Nations Framework Convention on Climate Change 2015), som var det första klimatavtalet i historien som omfattade alla världens länder. I avtalet förbinder sig länderna att bidra till en minskning av sina växthusgasutsläpp för att begränsa den globala uppvärmningen till under 2 °C år 2100 jämfört med innan industrialismens början.

EU har å sin sida satt upp egna energi- och klimatmål som omfattar nedskärningar i växthusgasutsläpp samt satsningar på förnybara energikällor och ökad energieffektivitet. År 2009 presenterades EU:s klimat- och energipaket för år 2020, vilket för energins del omfattades av det s.k. 20-20-20-målet (European Commission 22.1.2018a). Detta innebär att öka andelen förnybar energi till 20 % av det totala behovet, förbättra energieffektiviteten med 20 % och minska växthusgasutsläppen med 20 % jämfört med 1990 års nivåer. Mer långsiktiga EU-energistrategier har utarbetats i klimat- och energiramverket för år 2030 (European Commission 22.1.2018b) och i färdplanen för ett konkurrenskraftigt utsläppsnålt samhälle år 2050 (European Commission 22.1.2018c).

EU-medlemsländerna har utgående från EU:s energi- och klimatstrategi gjort upp egna nationella mål. Verksamhetsplanen i Finlands energi- och klimatstrategi fram till år 2030 (Arbets- och näringsministeriet 23.1.2017) omfattar bl.a. följande mål:

- Det skall finnas minst 250 000 eldrivna och 50 000 gasdrivna bilar
- Ökad flexibilitet i efterfrågan på och utbudet av el
- Ökad energieffektivitet
- Andelen förnybar energi kommer att uppgå till ca 50 % av den totala energiförbrukningen

- Självförsörjningsgraden i fråga om el kommer att uppgå till ca 55 %

Det långsiktiga målet är att senast år 2050 nå ett helt kolneutralt samhälle där det inte produceras mer koldioxid än vad som kan bindas.

Till förnybara energikällor räknas bl.a. solenergi, vindenergi, jordvärme, bioenergi samt olika typer av vattenkraft. Integreringen av ett ökande antal förnybara energikällor i elnätet leder till en alltmer distribuerad elproduktion med fler producenter, vilket kräver ökad automation av elnätet för styrning och skydd.

I och med att sol- och vindenergi, liksom även i någon mån vattenkraft, dessutom är tids- och väderberoende energiproduktionsformer med ett pulserande eller oregelbundet produktionsmönster gör detta att elproduktionen inte är planerbar. Solenergin varierar med latituden, molntäckets tjocklek samt dygns- och årstidsvariationer. Vindenergin i sin tur varierar med vindförhållandena, vilka är beroende av vädret och uppvisar både dygns- och årstidsvariationer. Stocknings- och balanseringsproblemen i elnätet ökar med hög vind- och solenergiandel om man inte beaktar variationerna i vind- och solelproduktionen genom energilagring och ökad konsumtion vid produktionstoppar. T.ex. vindkraftverk producerar el när det blåser, men produktionen korrelerar inte alltid med behovet. Vid tider av överproduktion kan producerad el lagras i energilager. Vid underproduktion kan energiunderskottet kompenseras av energilager eller reglerkraft. Detta kommer att kräva ökad automation i elnätet för att styra balanseringen av elproduktion, -konsumtion och -lagring.

Ett alternativ, eller egentligen ett komplement, till att lagra el är smart belastningsstyrning, d.v.s. att anpassa elanvändningen efter tillgången och på så vis utnyttja el från förnybara energikällor när den finns tillgänglig och minimera användningen när produktionen från förnybara energikällor är låg. Också i detta fall krävs en omfattande automation i både distributionsnätet och hos konsumenterna. När vind- och solel finns tillgänglig kan ett smart elnät skicka signaler t.ex. till a) hushållens varmvattenberedare, som startas för att värma bruksvatten, b) hushållens värmepumpar, som kan höja inomhustemperaturen i ett hus med t.ex. 1 °C eller c) elbilens laddningsaggregat, som startar laddning. På så vis omvandlas den elektriska energin till a) värme som lagras i vattnet i varmvattenberedarna, b) värme som lagras i byggnadsmaterialen i husen samt c) kemisk energi i bilens batteripaket. Ett dylikt utnyttjande av elen kräver ett smart elnät där information om elproduktionen används för att styra konsumtionen. Ett krav på framtidens elnät där produktionsmönstret är oregelbundet



är således att elektrisk energi kan lagras och på ett smart sätt utnyttjas när den finns tillgänglig.

Eftersom överloppsel lagras i energilagret, och energilagret förser elnätet med el när elproduktionen är lägre än konsumtionen, har energilagret en stabiliserande funktion på nätet. I anslutning till energilagret finns därför ofta integrerat avancerad automations- och styrutrustning som upprätthåller nätets spänning och frekvens genom att styra både aktiv och reaktiv effekt till och från energilagret.

De uppsatta energi- och klimatmålen kommer inte att vara möjliga utan en omfattande utbyggnad av nätautomationen i framför allt distributionsnätet, konsumenter som också agerar producenter samt introduktionen av energilagret på bred front.

### **6.1.1.3 Energimyndighetens tillsynsmetoder**

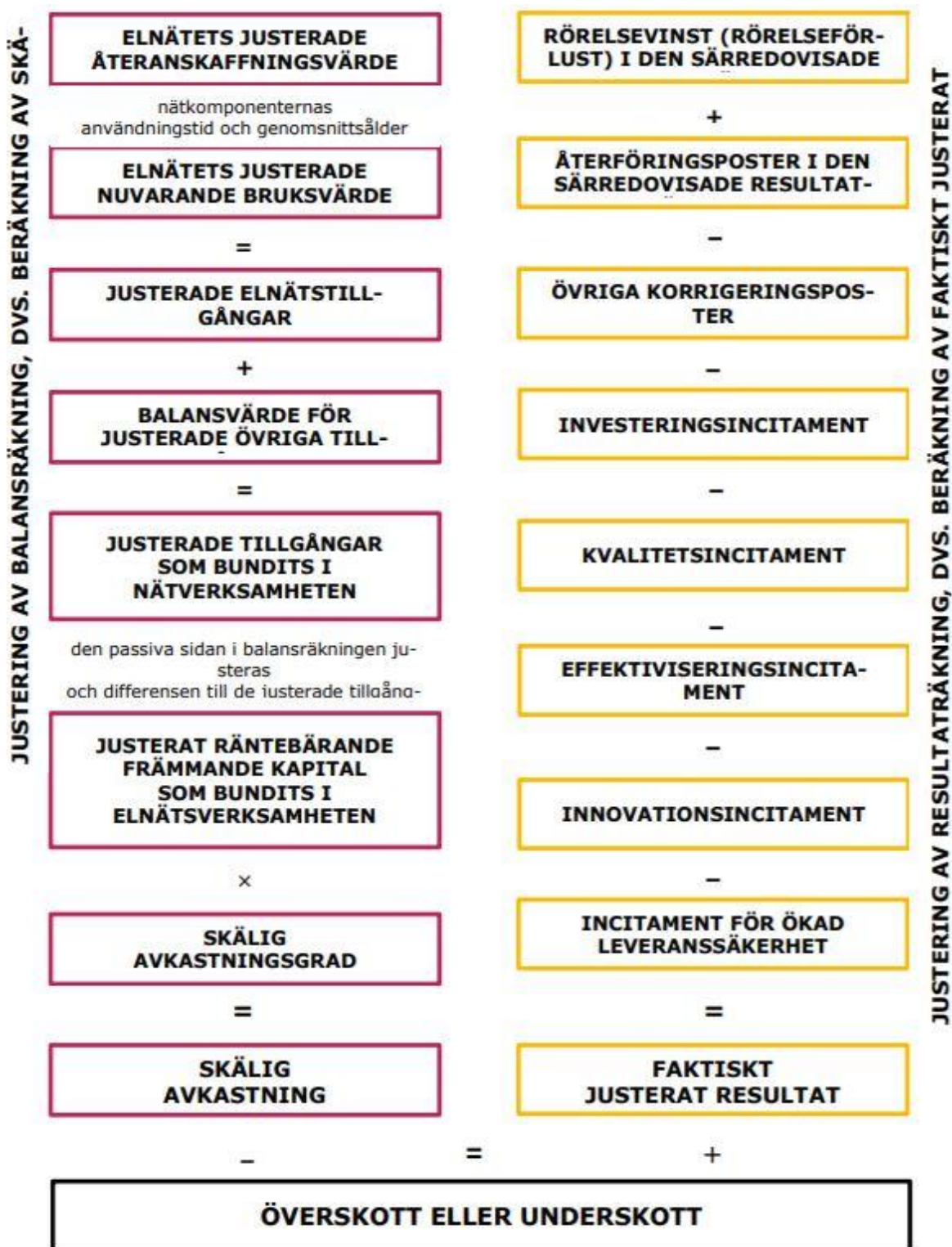
Energimyndighetens tillsynsmetoder (Energimyndigheten 30.11.2015) har som syfte att garantera skälig prissättning på elnätstjänster och hög kvalitet inom elnätsverksamheten. Tillsynsmetoderna tillämpas på elnätsinnehavare och är för närvarande i kraft 8 år i gången. Nuvarande tillsynsmetoder gäller för åren 2016–2023. Denna tidsperiod är uppdelad i den fjärde tillsynsperioden åren 2016–2019 och den femte tillsynsperioden åren 2020–2023.

Tillsynsmetoderna har en stor roll för utvecklingen av elnätet i Finland. De har en styrande effekt på nätinnehavarnas affärsverksamhet i och med att tillsynsmetodernas incitament möjliggör för nätbolagen att via utförda nätbyggnadsåtgärder justera sina balans- och resultaträkningar i boksluten.

Incitamentseffekten varierar beroende på typen av åtgärd i elnätet. Tillsynsmetoderna innehåller fem incitament:

- Investeringsincitament
- Kvalitetsincitament
- Effektiviseringsincitament
- Innovationsincitament
- Incitament för leveranssäkerhet

Dessa fungerar som stimulans för nätinnehavarna att höja kvaliteten på sina elnät och på affärsverksamheten i allmänhet. Figur 7 visar en översikt över tillsynsmetoderna.



Figur 7. Översikt över tillsynsmetoderna. Bilden har lånats från tillsynsmetoderna (Energimyndigheten 30.11.2015).

#### 6.1.1.4 Konsumenterna

Den enskilda konsumenten utgör också en drivkraft i förändringen av elnätet. Intresset för att producera egen el ökar kontinuerligt. Bidragande faktorer till detta är:

- möjligheten till en högre grad av självhushållning på energins område och därmed spara energi och pengar
- möjligheten att få större kontroll över energiflödet och i förlängningen spara energi och pengar
- ökande miljömedvetenhet och möjligheten att minska koldioxidavtrycket, m.a.o möjligheten att själv dra sitt strå till stacken i värnandet om miljön

Än så länge är det mest fråga om enskilda egnahemshus- och sommarstugeägare som bygger solcellspaneler eller små vindkraftverk. Produktionsanläggningen hos dessa småproducenter är i nuläget sällan ansluten till distributionsnätet. Det här kommer dock att förändras inom en inte alltför avlägsen framtid. Ett allt större antal fastigheter kommer att fungera som elproducenter och leverera överskottsel till eldistributionsnätet, antingen direkt med egna anslutningar eller via bostadsaktiebolag och fastighetssammanslutningar med egna mikroelnet och en eller flera gemensamma anslutningar till distributionsnätet. Ett exempel på ett elproducerande bostadsaktiebolag är ett höghus med solpaneler. En elproducerande fastighetssammanslutning kan vara t.ex. en gårdsgrupp i en förort eller i glesbygden, där el produceras på gårdarna och distribueras inom det gemensamma mikroelnet. Även industrifastigheter med egen elproduktion kan gå samman och bygga mikroelnet. En ökning av antalet elproducenter gör att elen i allt större omfattning börjar röra sig i båda riktningarna i elnätet, vilket ökar kraven på automation.

Användning av egenproducerad el inom fastighetsgränserna är möjligt enligt nuvarande lagstiftning även om läget inte är helt entydigt när det gäller elmätningen och kunde förtydligas genom lagändringar. Då elen i t.ex. ett höghus med solpaneler går från solpanelerna via invånarnas elmätare till lägenheterna betalas nättjänstavgift till distributionsnätsinnehavaren trots att elen inte gått genom distributionsnätet. Dessutom betalas elskatt på den el som går genom elmätarna. Detta minskar i nuläget lönsamheten för elproduktion och användning av egenproducerad el inom fastighetsgränserna. (Arbets- och näringsministeriet 9.10.2017, 32–39).

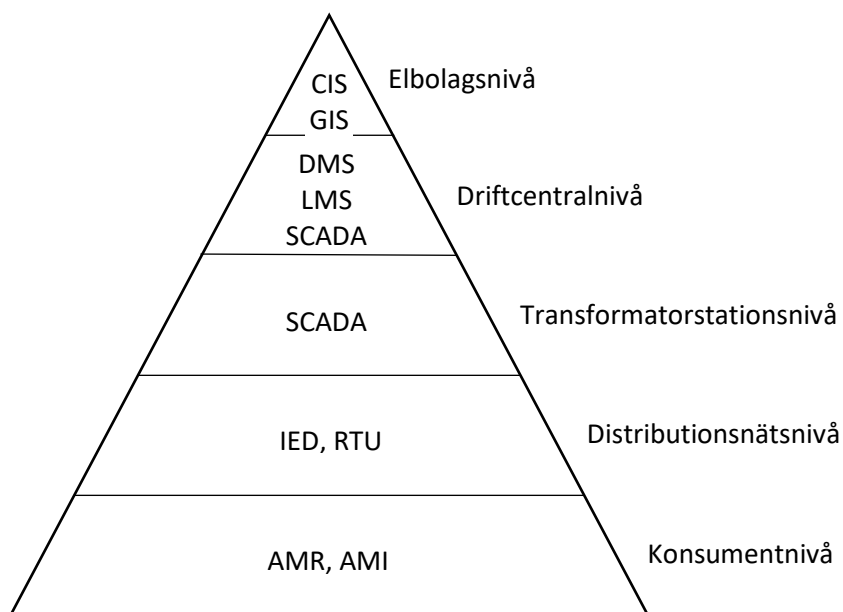
## 7 Nätautomation

Nätautomation kan definieras som en samling teknologier som möjliggör för en nätinnehavare att fjärrövervaka och -styra elnätskomponenter i realtid. Nätautomation kräver övervaknings-, styr- och kommunikationssystem som går genom alla nivåer av elnätet. Vad beträffar distributionsautomationen, d.v.s. automationen i distributionsnätet, innehåller automationshierarkin följande nivåer (Northcote-Green & Wilson 2007, 9–11 samt Jacobsson et al 2016, 389–391, 397):

- *Elbolagsnivån* omfattar t.ex system för energihandel och fakturering samt CIS (Customer Information System), d.v.s. ett kundinformationssystem som lagrar information om kunderna och deras elförbrukning, och GIS (Geographical Information System), d.v.s. ett system som innehåller geografisk information om elnätet samt dess producenter och konsumenter
- *Driftcentralnivån* omfattar de punkter i elnätet som fjärrkontrolleras från driftcentralen. I driftcentralen finns olika typer av driftledningssystem såsom t.ex. DMS (Distribution Management System), LMS (Load Management System) samt SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). DMS är ett system för nättopologi, tillståndövervakning, konfiguration av elnätet och simulering av nätförändringar. LMS är ett laststyrningssystem medan SCADA är ett datainsamlings-, övervaknings- och styrsystem.
- *Transformatorstationsnivåns* SCADA-system omfattar all utrustning för övervakning, mätning, styrning och skydd i transformatorstationerna.
- *Distributionsnätsnivån* omfattar övervaknings-, fjärrstyrnings- och kommunikationsterminaler som samlar in data om strömmar, spänningar, effekter, transformortemperaturer m.m. och skickar den i realtid via SCADA-systemet till DMS-systemet samt tar emot styrkommandon från DMS-systemet och distribuerar dem vidare via SCADA-systemet till fjärrstyrda enheter såsom brytare och frånskiljare. Dylika enheter är IED:n samt RTU:n (Remote Terminal Unit), en konventionell fjärrkontrollterminal där mätvärdesgivare samlar in signalerna. IED:n kan också skicka alarm- och felindikeringsinformation till DMS-systemet.

- *Konsumentnivån* omfattar bl.a. AMR (Automatic Meter Reading), d.v.s. automatisk fjärravläsning av effektförbrukning, samt AMI (Advanced Metering Infrastructure) som även möjliggör belastningsstyrning och distribuerad elproduktion.

Se figur 8. Nätautomation i distributionsnätets mellanspanningsdel berör transformatorstations- och distributionsnätsnivån.



**Figur 8.** Distributionsautomationshierarkin.

## 7.1 Kommunikation

För att automationen i elnätet skall fungera krävs en integrerad telekommunikationsinfrastruktur. Kommunikationslösningar omfattar både trådteknik och trådlös teknik. Trådalternativen är fiberoptik, koppartråd och användning av kraftledningarna för kommunikation. Trådlösa alternativ är privata och allmänna trådlösa nätverk samt satellitkommunikation. Den mest kostnadseffektiva lösningen är allmänna trådlösa nätverk, d.v.s. mobiltelefonnätet.

Mobiltelefonnätet:

- kräver inget byggande av ny infrastruktur,
- är stabilt även om överföringshastigheten varierar,

- har inbyggd redundans i och med att basstationernas täckningsområden delvis överlappar varandra,
- baserar sig på säkrad end-to-end-kommunikation med t.ex. brandväggar, virtuella privata nätverk (VPN) och krypterade radiosignaler, samt
- tillåter hantering av alla anslutna enheter från en gemensam central, t.ex. nätinnehavarens kontrollrum.

Kommunikationsstandarden IEC 61850 används för kommunikation mellan automationskomponenterna i elnätet och möjliggör kommunikation med DMS (Distribution Management System) -systemet via SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

## 7.2 Automation i transformatorbiosker

Automationen i distributionsnätets mellanspanningsdel är huvudsakligen förlagd till nätstationerna, men finns även distribuerad ute i nätet. Av de olika nätstationstyperna ligger fokus i detta arbete på transformatorbioskerna.

Man kan dela in automationsgraden i transformatorbiosker i följande nivåer (anges i ordning från den minst automatiserade nivån till den mest automatiserade nivån):

- Funktionsövervakning – kontinuerlig övervakning av spänning, ström, effekt, frekvens, transformortemperatur m.m. via mätningar som baseras på sensorteknik. Detta ger information om bl.a. läget i nätet, elkvaliteten, effekten och strömmens riktning.
- Fjärrstyrning – fjärröppning/-stängning av brytare och frånskiljare samt övriga åtgärder vid felsituationer
- Detektering av felsituationer i elnätet inklusive felindikering – En IED kan reagera på felströmmar etc., ange i vilken riktning felet finns, räkna ut hur långt avstånd det är till felstället och skicka informationen via SCADA-systemet till DMS-systemet. DMS-systemet skickar via SCADA ut styr signaler till fjärrstyrda frånskiljare om öppning eller stängning.

- FLIR (Fault Location Isolation and Restoration) – Automatisk fel-lokalisering, avgränsning av felet samt återupprättande av eldistributionen via omkonfigurering av nätet. FLIR kan dessutom kombineras med en funktion som beräknar avståndet till felet, vilket ytterligare underlättar avgränsning och fellokalisering samt förkortar den totala avbrottstiden. FLIR är en mjukvara som integreras i DMS-systemet och förutsätter fjärrstyrningsmöjlighet av både frånskiljare ute i nätet och brytaren som skyddsreläet i 110/20 kV transformatorstationen öppnar om det uppstår fel i nätet. FLIR möjliggörs av kommunikation mellan DMS-systemet, IED:n ute i nätet samt fjärrstyrda frånskiljare och brytare.
- Skydd – Ett skyddsrelä är en IED som innehåller olika skyddsfunktioner. Vid alarm utlöses automatiskt olika skydd. I kombination med brytare som placerats i nätstationer eller i strategiska punkter i elnätet kan ett fel avgränsas genom fjärrstyrning av brytarna för att minimera felets verkningar.
- Störningsregistrering – Avancerade IED:n kan registrera störningar som är så kortvariga att de inte utlöser någon skyddsfunktion i IED:n. Denna störningsregistrering kan användas för att förutsäga vissa kommande fel i elnätet. Det kan vara fråga om fel som ger sig till känna långt på förhand före felet slutligen orsakar ett elavbrott.

Inkommande och utgående kommunikation i transformator kiosken hanteras av särskilda kommunikations-IED:n eller IED:n som kombinerar kommunikationsfunktionen med andra funktioner.

### **7.2.1 Ny- och efterinstallation av automationskomponenter i transformator kiosker**

Distributionsnätet byggs ut i samband med byggandet av nya hus, vägar och bostadsområden. Antalet transformator kiosker ökar varje år. I samband med nyinstallationer av transformator kiosker installeras allt oftare automationskomponenter. Valet av automationsnivå beror bl.a. på transformator kioskens läge i nätet, det omgivande nätets struktur, om det är jordkabel- eller luftledningsnät, el-linjens effekt, elavbrottsfrekvens m.m.

Det befintliga elnätet och dess komponenter åldras kontinuerligt. För att inte genomsnittsåldern på en viss nätkomponenttyp, och därmed även genomsnittsåldern på hela elnätet, skall öka, måste ett visst antal komponenter bytas ut varje år. Ju äldre elnätets komponenter är desto lägre blir elnätets värde, vilket beaktas i tillsynsmetoderna och

elnätsinnehavarnas bokföring. Ett lågt nätvärde i balansräkningen bidrar till en låg avkastning eller ingen avkastning alls enligt tillsynsmetodernas beräkningsmodell.

Det antal komponenter  $n_a$  av varje typ som borde bytas årligen för att genomsnittsåldern för komponenttypen inte skall stiga kan beräknas med:

$$n_a = \frac{n_k}{t_a} \quad (1)$$

där  $n_k$  är antalet komponenter av en viss typ  $k$  i elnätet och  $t_a$  är den teknisk-ekonomiska användningstiden. Den teknisk-ekonomiska användningstiden skiljer sig från den tekniska användningstiden som tillverkaren anger. Den är ett sätt att definiera en mer verklig användningstid i elnätet eftersom nätkomponenter sällan används till den tekniska användningstidens slut utan byts tidigare p.g.a. orsaker som inte beror på komponenten själv. Den teknisk-ekonomiska användningstiden är alltså kortare än den tekniska användningstiden och tar i beaktande yttre omständigheter såsom t.ex. om komponenten behöver bytas p.g.a. behovet av ökad kapacitet i nätet, behovet att flytta el-linjer, förnyande i samband med utbyggnad av elnätet eller om något går sönder i nätet. I elnät som byggs och utvecklas mycket är den teknisk-ekonomiska användningstiden kortare. Den teknisk-ekonomiska användningstiden för olika nätkomponenter anges i tillsynsmetodernas bilaga 1.

Det finns ca 130 000 nätstationer i distributionsnätets mellanspänningsdel. Transformatorkiosker och fastighetstransformatorer har en användningstid på 40–50 år medan stolptransformatorer har en användningstid på 35–45 år enligt tillsynsmetoderna. Användande formel 1 för extremvärdena 35 år resp. 50 år fås att 2600–3700 nätstationer bör förnyas varje år för att deras genomsnittsålder och därmed hela elnätets genomsnittsålder inte skall öka. Dessutom byggs årligen ca 350 nya nätstationer (beräknat utgående från data från Energimyndigheten 2017).

Transformatorkioskernas användningstid på 40–50 år avser själva byggnaden och mellanspänningsställverket. Om en medelstor nätinnehavare har totalt 1000 transformatorkiosker i sitt elnät innebär det enligt formel 1 att 20–25 st. av dessa borde bytas ut varje år för att deras genomsnittsålder inte skall stiga. Övriga komponenter i transformatorkiosker, bl.a. automationskomponenter, har en kortare teknisk-ekonomisk användningstid och behöver alltså bytas oftare.



Efterinstallation av komponenter i en transformatoriosk kan innehålla allt från byte eller tillägg av en enskild komponent till en fullständig sanering av hela transformatoriosken. Vid en fullständig sanering tas alla gamla komponenter bort och den ersättande utrustningen planeras så att den svarar mot dagens krav. Alltid när det finns behov av en litet mer omfattande efterinstallation är det värt att överväga om ytterligare komponenter skall bytas ut eller om t.ex. automationsgraden skall ökas på samma gång.

Gamla transformatoriosker kan innehålla produkter från många leverantörer och även speciallösningar. I sådana fall kan en efterinstallation vara omfattande och kräva lång installationstid. Om transformatoriosken dessutom finns i en del av nätet där endast radiell matning är möjlig går det inte att undvika elavbrott i samband med installationen. I dylika fall kan en nyinstallation också vara ett alternativ, d.v.s. transformatoriosken byts ut i sin helhet till en ny, vilket ger kortare avbrottstid. Den nya transformatoriosken kan antingen byggas på ett nytt ställe nära den gamla, vilket ger endast ett kort avbrott då matningen flyttas över till den nya transformatoriosken, eller byggas på samma ställe som den gamla efter att den gamla tagits bort, vilket ger ett längre avbrott i eldistributionen.

Vid alla efterinstallationer bör nätinnehavarens planer för elnätet tas i beaktande eftersom både långsiktiga nätutvecklingsstrategier och redan planerade nätåtgärder kan påverka efterinstallationsplanerna. T.ex. om en del av luftledningsnätet skall jordkablifieras och man i samband med det ändrar el-linjens sträckning kan det vara värt att överväga att bygga en ny transformatoriosk längs den nya sträckningen istället för att göra en efterinstallation i en gammal, som snart skall tas ur bruk då linjen demonteras. I sådana fall kan det finnas anledning att göra endast de nödvändigaste komponentuppdateringarna i den befintliga transformatoriosken så att den håller tillräckligt god kvalitet tills den tas ur bruk.

Vad beträffar graden av automation som implementeras i samband med ny- eller efterinstallation är det ofta fråga om antingen fjärrstyrningsutrustning eller felindikeringsfunktionalitet i kombination med fjärrstyrningsutrustning. Dessa är ofta i dagens läge de automationsnivåer som uppfattas som mest kostnadseffektiva av nätinnehavarna.

Skyddsreläer används i vissa situationer för att skapa egna skyddszoner, t.ex. för styrning av brytare i början av en radiell felkänslig luftledningslinje för att skydda ett närbeläget område med högre effekt som annars skulle finnas i samma skyddszon. Distribuerat skydd med ett ökande antal skyddsreläer i elnätet ställer krav på selektivitet mellan skyddsreläerna. Om

inte skyddsreläernas fördröjningstider vid feldetektering ställs in rätt kan ett skyddsrelä längre bort bryta eldistributionen före det skyddsrelä som befinner sig närmast felet, vilket skulle göra att elavbrottets verkningsområde blev större än nödvändigt.

## 8 Processen vid nätfel

Processen vid ett fel i elnätet består av:

- Avbrytande av eldistributionen
- Fellokalisering
- Avgränsning av felet och eventuell omkonfigurering av nätet vid slingmatningsmöjlighet
- Återupprättande av eldistributionen i övriga delar av elnätet förutom i den avgränsade delen
- Reparation
- Återupprättande av eldistributionen i den avgränsade delen och återgång till radiell matning om nätet slingmatats under reparationen

Vid ett elavbrott ser denna process något olika ut beroende på vilken eller vilka automationsnivåer som nätet omfattar. Tiden för avgränsning av felet kan bestå av flera faser beroende på antalet automationsnivåer. Om skyddsreläet som bryter matningen till ett nätavsnitt sitter i en transformatorstation och inte är placerat ute i nätet, påverkar första fasen av avgränsningen alltid hela nätavsnittet oberoende av automation. Om ingen automation finns i nätet, d.v.s. endast manuella frånskiljare, pågår avgränsningsskedet tills man lokaliserat felet och med de manuella frånskiljarna avgränsat det, varefter reparation vidtar. För ett nät där automation såsom t.ex. fjärrstyrning finns på vissa ställen i nätet vid sidan av manuella frånskiljare fås två faser i avgränsningen. Första fasen omfattar de glesare placerade automatiserade transformatorkioskernas avgränsning, medan andra fasen omfattar de tätare placerade och med manuella frånskiljare utrustade transformatorkioskerna som ytterligare avgränsar felområdet. Om nätet består av två automationsnivåer förutom att det finns manuella frånskiljare i nätet kan det fås tre faser i avgränsningen där i tur och ordning varje nivå gör en egen avgränsning som blir snävare för varje nivå. Första fasen gäller den automationsnivå som har den snabbare avgränsningstiden, andra fasen den automationsnivå

som har den långsammare avgränsningstiden och den tredje fasen gäller fallet med ingen automation.

Reparationen tar alltid längre än fellokaliseringen och avgränsningen av verkningsområdet vid ett nätfel. Om det finns möjlighet till slingmatning under reparationstiden ökar de ekonomiska skadorna inte under reparationen och de ekonomiska skadorna reduceras därför betydligt. Endast mellanspänningskabeln mellan de två transformatorkiosker som avgränsar felet på båda sidorna berörs av avgränsningen och hindrar inte matning till lågspänningsnätet.

Nedan beskrivs processen för fyra nivåer av automation i distributionsnätets mellanspänningsdel, varav den första nivån är ingen automation.

## 8.1 Ingen automation

Ett fel i ett nätavsnitt upptäcks av skyddsreläet som övervakar den utgång i 110/20 kV transformatorstationen som matar nätavsnittet. Skyddsreläer finns mest på transformatorstationsnivå och ännu inte i så stor omfattning i transformatorkiosker eller ute i nätet. Skyddsreläet bryter matningen till nätavsnittet. Då nätet endast har manuella frånskiljare måste ett reparationsteam åka ut för att lokalisera och avgränsa felet genom att manuellt öppna lämpliga frånskiljare.

Vid avgränsningen gör man antaganden om var felstället kan vara. Nätavsnittets avbrottshistorik kan ge en fingervisning om felets läge p.g.a. att en del linjer är mer felbenägna. Om det är fråga om en luftledning är linjepartier i skogsområden potentiella felställen. I luftledningssammanhang är felet ofta synligt. I jordkabelsammanhang är felet svårare att lokalisera och reparera, och därför har jordkabelnäten ofta möjlighet till slingmatning och kan vara utrustade med felindikering eller FLIR.

När felet lokaliserats och det är fråga om ett radiellt nät är det endast den närmaste frånskiljaren uppströms från felstället som öppnas. Därefter startas matningen från transformatorstationen. Hela nätdelen nedströms från frånskiljaren som ligger närmast uppströms från felstället blir utan el så länge reparationsarbetet pågår. När reparationen är klar stängs frånskiljaren uppströms och hela nätavsnittet får el igen.

När felet lokaliserats och det är fråga om ett sling- eller masknät öppnas både närmaste frånskiljare uppströms och närmaste frånskiljare nedströms från felstället. Därefter sluts de

sektioneringsfrånskiljare nedströms från felstället som behöver slutas för att tillåta matning bakvägen fram till frånskiljaren nedströms om felstället. På detta sätt är det bara mellanspänningslinjen mellan de öppnade frånskiljarna som blir utan el.

Ibland kan man hamna att prova sig fram för att hitta felstället. Reparationsteamet åker då till en frånskiljare någonstans i nätavsnittet som man med goda belägg kan anta att felet finns nedströms om, öppnar frånskiljaren och väntar medan driftpersonalen i kontrollrummet startar matningen från transformatorstationen igen och kontrollerar om skyddsreläet bryter matningen eller inte. Om matningen fortgår intakt förflyttar reparationsteamet sig till nästa frånskiljare nedströms och proceduren upprepas tills man nått en frånskiljare där skyddsreläet bryter matningen efter att frånskiljaren öppnats och matningen startats. Då öppnas föregående frånskiljare uppströms för att avgränsa felet. Matningen startas till övriga delar av nätavsnittet förutom det avgränsade området, felet repareras, frånskiljarna sluts och eldistributionen kommer åter igång i hela nätavsnittet.

## **8.2 Fjärrstyrning**

Om det finns fjärrstyrda frånskiljare i nätet sköts öppning och stängning av frånskiljare via SCADA från DMS-systemet i kontrollrummet. Processdelarna är desamma som ovan för alternativet med ingen automation, med den skillnaden att avgränsningen går betydligt snabbare då styrningen kan skötas från kontrollrummet.

## **8.3 Felindikering**

När ett fel inträffar i nätavsnittet bryter skyddsreläet i den matande transformatorstationen matningen. De IED:n som har felindikeringsfunktionalitet och som känner av felet skickar felindikeringsinformation till DMS-systemet. Driftpersonalen ser mellan vilka IED:n med felindikeringsfunktionalitet som felet finns samt öppnar och stänger därefter fjärrstyrda frånskiljare för att avgränsa felet och, ifall slingmatning är möjlig, konfigurera om nätet. Avgränsningen går ännu något snabbare med felindikeringsfunktionalitet och fjärrstyrning jämfört med enbart fjärrstyrning. Skillnaden består i att driftpersonalen inte behöver prova sig fram för att avgränsa felet och därmed undviks också inkopplingar mot felet, vilket sparar på el-ledningar och komponenter.

## 8.4 FLIR

Processdelarna är desamma som för felindikering, med den skillnaden att när det gäller FLIR skickar IED:n ute i nätet information om felets läge till DMS-systemet som automatiskt lokaliserar och avgränsar felet samt konfigurerar om nätet. Driftpersonalen behöver endast övervaka att FLIR-funktionaliteten fungerar som den skall. Hela processen går mycket snabbt och är tidsmässigt försumbar jämfört med tiden som åtgår till reparation.

## 9 Elavbrott

En av de mest centrala mätarna på ett elnätets kvalitet är elavbrotten. Elavbrottsstatistik kan uttryckas som antal avbrott per år, total avbrottstid per år, antal avbrott per km elnät och år, viktas med energi o.s.v. Orsakerna till elavbrott kan vara:

- ett träd som fallit av sig själv eller av en människa fällts över en luftledning och orsakat en jordslutning
- en kvist som fallit från ett träd på en luftledning och orsakat ett temporärt (kvisten orsakar ett två- eller trefasfel och faller vidare ner till marken) eller bestående (kvisten orsakar ett två- eller trefasfel och lämnar att ligga över två resp. tre av ledarna) fel
- en fågel som med vingarna berört två faser av en luftledning och orsakat en tvåfaskortslutning
- tjäl rörelser som gjort att en sten skavt sönder en jordkabels isolering och orsakat en jordslutning
- en grävmaskin som grävt av en jordkabel och orsakat en kortslutning

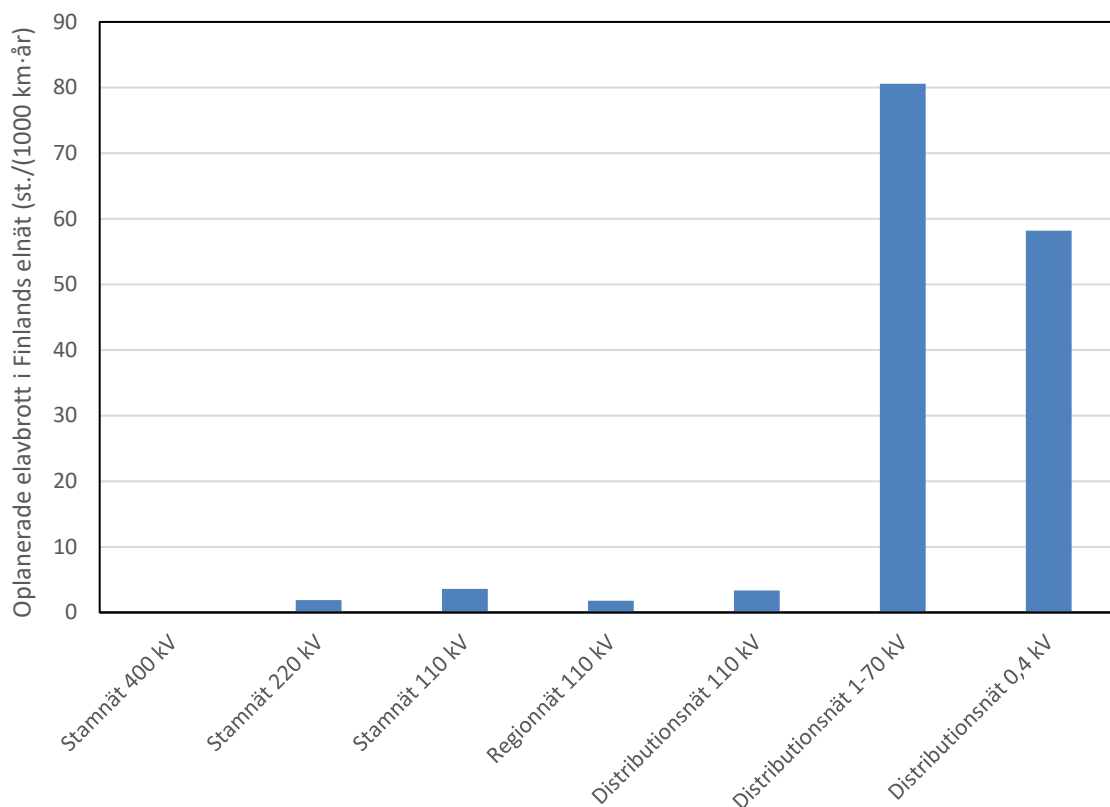
Ett elavbrott är mer kostsamt för nätinnehavaren ju längre avbrottstiden är, ju större effektbortfallet är, d.v.s. den effekt som inte kan levereras p.g.a. elavbrottet, samt ju fler kunder som är anslutna till el-linjen som påverkas av avbrottet. Förlusterna för nätinnehavaren består av inkomstbortfallet för icke-levererad el samt eventuella straffavgifter till berörda kunder. Vidare kan elavbrott göra att en del kunder byter elbolag. Elavbrott har också svårsmätbara effekter relaterade till företagets brand och image.

En jämförelse har gjorts av elavbrottsfrekvensen i de olika delarna av Finlands elnät år 2016. Uppgifterna om elavbrotten i stamnätet har erhållits via kommunikation över telefon och e-post med Fingrid i mars 2018. Avbrottsdata för region- och distributionsnäten har hämtats från Energimyndighetens statistik över elnätsverksamheten år 2016 (Energimyndigheten 2017). Information om hur nyckeltalen i statistiken har beräknats finns i Energimyndighetens föreskrift 2167/002/2016 (Energimyndigheten 20.1.2017). Data gäller nätfel som orsakat oplanerade bestående elavbrott för kunder och som fått sin början i det egna nätet. Eifel som startat i ett annat nät och spridit sig till det egna nätet ingår alltså inte i statistiken. I statistiken ingår endast nätfel som orsakat avbrott för kunder. Avbrott som inte påverkat någon kund finns inte med. Ett oplanerat avbrott utesluter underhållsavbrott och andra planerade avbrott. Bestående avbrott är sådana där återinkoppling inte kunnat återupprätta eldistributionen.

**Tabell 1.** Jämförelse av elavbrottsfrekvensen år 2016 i olika delar av det finländska elnätet. Statistiken gäller nätfel som orsakat oplanerade bestående elavbrott för kunder och som fått sin början i det egna nätet.

	Stamnät			Regionnät	Distributionsnät		
<b>Spänning (kV)</b>	400	220	110	110	110	1 - 70	0,4
<b>Nätets längd (km)</b>	5097	1576	7560	1673	7197	145 800	242 800
<b>Antal oplanerade bestående elavbrott (st./år)</b>	0	3	27	3	24	11 752	14 130
<b>Antal oplanerade bestående elavbrott (st./1000 km·år)</b>	0	1,9	3,6	1,8	3,3	80,6	58,2

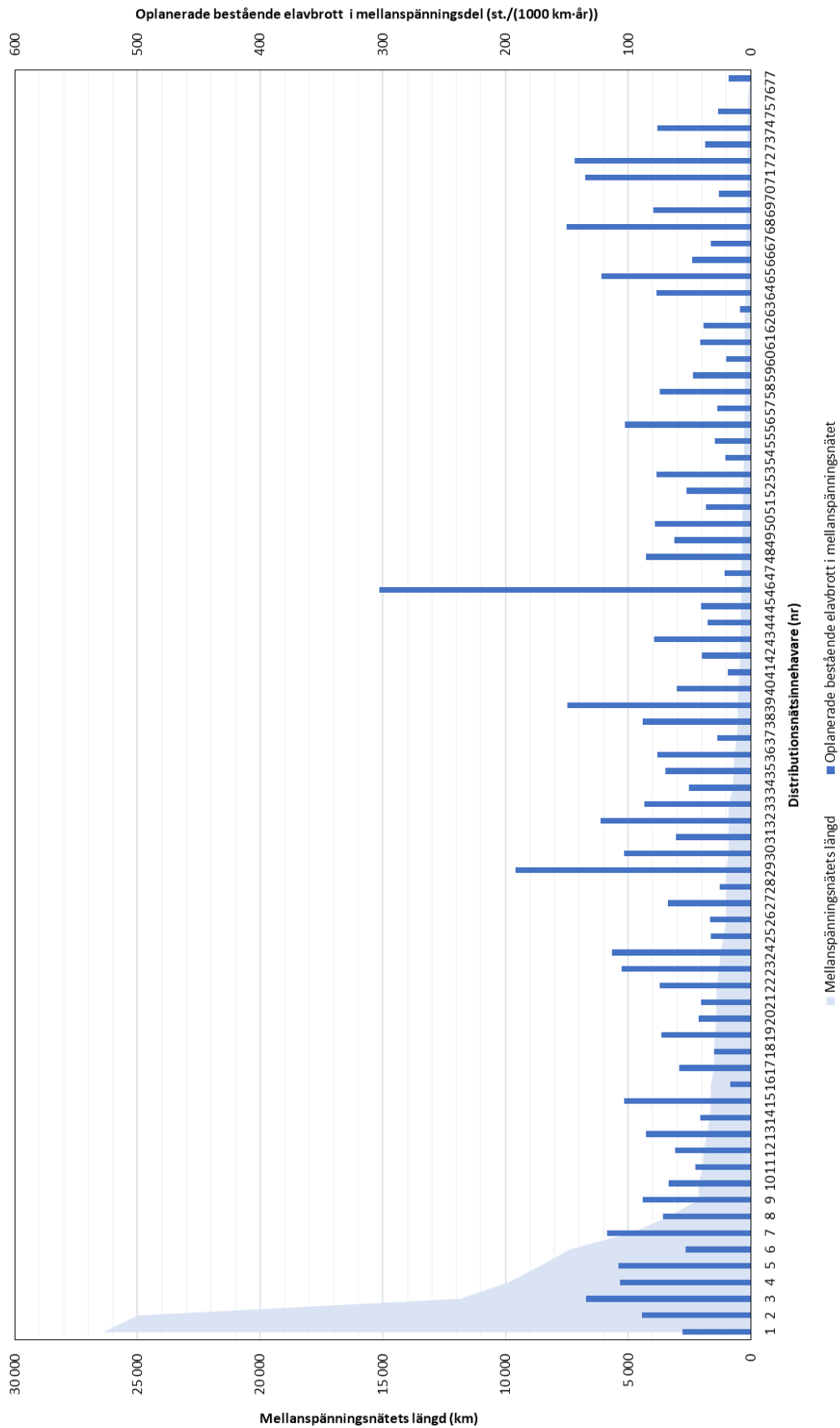
Tabell 1 visar en sammanställning av jämförelsen. Uppgifterna på rad 2 och 3 i tabellen har använts för att för varje nät del beräkna förhållandet mellan antalet elavbrott per år och nätets längd, och därefter multiplicera med 1000 för att få antalet avbrott per 1000 km nät och år. Resultatet anges på sista raden i tabellen och åskådliggörs i figur 9.



**Figur 9.** Elavbrottsfrekvensen i olika delar av det finländska elnätet år 2016. Statistiken gäller nätfel som orsakat oplanerade bestående elavbrott för kunder och som fått sin början i det egna nätet.

Tabell 1 och figur 9 visar att högspänningslinjerna, d.v.s. med 110 kV eller högre spänning, i stamnätet, regionnätet och distributionsnätets högspänningsdel har en avbrottsfrekvens på 0–4 avbrott per 1000 km och år, medan distributionsnätets mellan- och lågspänningsdelar i jämförelse har mycket höga avbrottsfrekvenser på 81 resp. 58 avbrott per 1000 km och år.

Det är värt att notera att avbrottsfrekvensen är märkbart högre i distributionsnätets mellanspänningsdel än i lågspänningsdelen. Detta faktum i kombination med att ett elavbrott just i mellanspänningsdelen får ett betydligt större verkningsområde än ett avbrott i lågspänningsdelen antyder att mellanspänningsdelen är den enskilda nätdel som skulle dra mest nytta av nätförbättringsåtgärder såsom utbyte av luftledningar till jordkablar i kombination med investeringar i nätautomation. Kablifieringen kan ha en direkt inverkan på avbrottsfrekvenserna till den del avbrotten härstammar från fel i luftledningsnätet. Automationen å sin sida påverkar inte elavbrottsfrekvenserna, men bidrar istället till att begränsa ett elavbrotts verkningsområde och gör omkonfigureringen av nätet snabbare vid ett elavbrott. Därmed berörs färre konsumenter än annars och effektbortfallet blir mindre, vilket begränsar de ekonomiska skadorna av elavbrotten.



**Figur 10.** Mellanspänningsnätets längd samt antal oplanerade bestående elavbrott i mellanspänningsnätet för de 77 distributionsnätsinnehavarna i Finland år 2016. Statistiken gäller nätfel som orsakat oplanerade bestående elavbrott för kunder och som fått sin början i det egna nätet.



Utgående från Energimyndighetens statistik över elnätsverksamheten år 2016 (Energimyndigheten 2017) har varje nätinnehavares antal oplanerade bestående elavbrott i mellanspänningsnätet dividerats med längden av nätinnehavarens mellanspänningsnät och uttryckts som antal elavbrott per 1000 km och år. Också här är det mer exakt fråga om antal nätfel per år, vilka orsakat oplanerade bestående elavbrott för kunder och som fått sin början i det egna nätet. Figur 10 visar mellanspänningsnätets längd och antalet elavbrott i mellanspänningsnätet för Finlands 77 distributionsnätsinnehavare. I figuren ses att spridningen i elavbrottsfrekvensen är stor bland distributionsnätsinnehavarna då värdet varierar mellan 0 och ca 300 avbrott per 1000 km och år. Medelvärdet är 69,3 avbrott per 1000 km och år. Att detta värde skiljer sig en del från värdet 80,6 avbrott per 1000 km och år som erhöles då mellanspänningsnätets sammanlagda avbrottsfrekvens dividerades med nätets totala längd kommer av den stora spridningen i nätinnehavarnas avbrottsfrekvenser där en del av distributionsnätsinnehavarna har mycket höga avbrottsfrekvenser.

I detta arbete görs ingen djupare analys kring avbrottsfrekvenserna. Resultaten i figurerna 8 och 9 avser att lyfta fram distributionsnätets mellanspänningsdel som ett område där väl valda automationsinvesteringar sannolikt skulle ge god utdelning i form av förkortade avbrottstider och därmed minskade ekonomiska skador vid elavbrott.

Automationen i distributionsnätets mellanspänningsdel är huvudsakligen koncentrerad till nätstationerna, d.v.s. transformatorkiosker samt fastighets- och stolptransformatorer. I det följande kapitlet sätts fokus på den ekonomiska sidan vid automation i transformatorkiosker.

## **10 Kostnadsanalys av automationsinvesteringar i transformatorkiosker**

Investeringskostnaderna för fem produktpaket avsedda för ny- och efterinstallation i transformatorkiosker har beräknats och jämförts med tillsynsmetodernas jämförpriser.

### **10.1 Kriterier**

Följande kriterier har följts vid skapandet av de fem produktpaketen för transformatorkiosker.

Produktpaketet skall:

- vara avsedda för ny- eller efterinstallation i transformatorkiosker
- utgöra produkthelheter bestående av klart definierade komponenttyper enligt tillsynsmetodernas komponentlista
- vara praktiskt realiserbara
- vara enkla att realisera kostnadseffektivt. Får inte medföra tidskrävande och kostsamma specialinstallationer.
- vara lokalt anpassningsbara, d.v.s. det bör finnas olika alternativ för att svara mot kundernas varierande behov

## 10.2 Begränsningar

I den ekonomiska analysen av produktpaketet har tyngdpunkten legat på investeringen varför kostnader för drift, underhåll och reparation samt livscykelanalyser har lämnats utanför detta arbete. Driftkostnaderna omfattar huvudsakligen strömförbrukningen, vilken är obetydlig i sammanhanget. Underhållskostnader genereras av underhållsprogrammen som omfattar regelbundna kontroller av utrustningens funktionalitet, städning av transformatorkioskerna m.m. Reparationskostnader hänför sig både till elavbrott och mindre reparationer som utförs i transformatorkioskerna då och då. En livscykelanalys kunde för hela produktens livstid beakta uppskattningar av automationens effekter i form av förkortade elavbrottstider vilka leder till en minskning av de ekonomiska skadorna och ger inbesparade kostnader som i varierande grad kan uppväga investeringskostnaderna. Livscykelkostnaderna är specifika för varje nätinnehavare och beror av elnätets struktur, automationsgrad, de ingående komponenternas ålder m.m. och skulle kräva utförlig information av en nätinnehavare för att låta sig göras.

## 10.3 Produktpaket

Produktpaketet följer produkttyperna i bilaga 1 i Energimyndighetens tillsynsmetoder. Följande produktpaket har skapats:

*Produktpaket 1 för nyinstallation:*

- Transformatorkiosk
- Anslutningar för mellanspänningsutgångarna från mellanspänningsställverket
- Transformator

*Produktpaket 2 för nyinstallation:*

- Transformatorkiosk
- Anslutningar för mellanspänningsutgångarna från mellanspänningsställverket
- Transformator
- Fjärrstyrningsanordning för frånskiljare
- Kommunikationsenhet

*Produktpaket 3 för nyinstallation:*

- Transformatorkiosk
- Anslutningar för mellanspänningsutgångarna från mellanspänningsställverket
- Transformator
- Fjärrstyrningsanordning för frånskiljare
- Felindikeringsenhet
- Kommunikationsenhet

*Produktpaket 4 för efterinstallation:*

- Fjärrstyrningsanordning för frånskiljare
- Kommunikationsenhet

*Produktpaket 5 för efterinstallation:*

- Fjärrstyrningsanordning för frånskiljare

- Felindikeringsenhet
- Kommunikationsenhet

Transformatorkiosken inkluderar sockel, byggnad samt mellan- och lågspänningsställverk. Transformatorkiosken är av en modell som sköts utifrån. Nominell ström i lågspänningsställverket är max. 630 A.

Anslutningarna för mellanspänningsutgångarna från mellanspänningsställverket är normalt 1–4 till antalet. Här har valts tre anslutningar eftersom detta är en mycket vanlig konstellation. För varje utgång finns det en frånskiljare. Lågspänningsställverket innehåller säkringar och huvudbrytare.

Den använda transformatorn har nominella effekten 315 kVA. Automationskomponenterna representeras av fjärrstyrnings-, felindikerings- och kommunikationsenheter. Fjärrstyrningsenheten inkluderar tre motormanöverdon för de tre frånskiljarna.

Produktpaket 1–3 är avsedda för nyinstallation. Dessa innehåller förutom material- och arbetskostnader även planering, bygglov, markarbeten, transport samt ersättning för markintrång. Produktpaket 4–5 gäller efterinstallation av enbart automationskomponenter och inkluderar förutom material- och arbetskostnader även transport.

Automationens miniminivå, benämnd automationsalternativ 1, består av en fjärrstyrningsenhet och en kommunikationsenhet. Kommunikationsenheten krävs för all automation. I samband med nyinstallation är det praktiskt att även installera åtminstone motormanöverdon till frånskiljarna eftersom det är svårt och därmed tidskrävande och kostsamt att installera dessa separat i efterhand. Automationsalternativ 2 består av fjärrstyrnings-, felindikerings- och kommunikationsenheter.

För nyinstallationer gäller att den kompletta transformatorkiosken inklusive all ingående utrustning monteras i fabrik. Vid leverans lyfts hela transformatorkiosken på ett lastbilsflak och körs ut till det ställe där den skall installeras. Transformatorkiosken lyfts av lastbilsflaket direkt på sockeln. Därefter görs kabelanslutningarna till mellan- och lågspänningsställverken.

Vid efterinstallation av automationskomponenter levereras komponenterna separat och installeras på plats.

## **10.4 Ekonomiska aspekter**

I tabell 2 och 3 ses en översikt över de fem produktpaketen samt investeringskostnader och jämförpriser för de ingående komponenternas utgiftsposter. I tabell 4 ses en sammanfattning av produktpaketens totala investeringskostnader och totala jämförpriser samt differensen mellan dessa. Alla priser är utan mervärdesskatt. Arbetskostnaden har uppskattats till 50 e/h exkl. moms.

### **10.4.1 Tillsynsmetodernas inverkan**

Av tillsynsmetodernas fem incitament har investeringsincitamentet tagits i beaktande vid kostnadsanalysen av automationsinvesteringar i transformator kiosker. Kvalitetsincitamentet har beaktats vid analys av nätavsnitt A i kapitel 11. Effektiviseringsincitamentet, innovationsincitamentet och incitamentet för ökad leveranssäkerhet har bedömts vara mindre relevanta. Effektiviseringsincitamentet relaterar mer till företagsverksamheten som helhet än till specifika nätbyggnadsåtgärder. Innovationsincitamentet gäller forsknings- och utvecklingsprojekt och kunde möjligen ha beaktats till den del det gäller produktpaketen som innehåller automationskomponenter. Eftersom det inte kan tas för givet att Energimyndigheten godkänner dylika kostnader inom ramen för innovationsincitamentet och eftersom ett av produktpaketen inte innehåller automationskomponenter lämnades innovationsincitamentet utanför optimeringen. Incitamentet för ökad leveranssäkerhet är avsett att specifikt stöda nätinnehavare som är tvungna att göra omfattande nätinvesteringar för att uppfylla Elmarknadslagets kriterier för leveranssäkerhet och tas därför inte med i undersökningen.

#### **10.4.1.1 Investeringsincitamentet**

Investeringsincitamentets avsikt är att sporra nätinnehavare till kostnadseffektiva investeringar och möjliggöra ersättningsinvesteringar. En ersättningsinvestering innebär att gamla komponenter, som närmar sig eller redan överskridit den av Energimyndigheten fastslagna användningstiden, ersätts med nya. Investeringsincitamentet består av två delar vilka baserar sig på jämförpriser för åtgärder inom elnätsbyggandet samt linjära avskrivningar på justerat återanskaffningsvärde, vilket ger det justerade bruksvärdet, för redan installerade elnätskomponenter. Jämförpriserna är av Energimyndigheten bestämda referenspriser för olika nätåtgärder, t.ex. nedläggning av jordkabel, byggande av luftkabel eller installation av en transformator kiosk.

Incitamentseffekten av jämförpriserna uppkommer genom differensen mellan investeringarna enligt jämförpriserna och de verkliga investeringskostnaderna. De verkliga kostnaderna för en investering representerar återanskaffningsvärdet för de ingående nätkomponenterna. Jämförpriset för samma nätkomponenter representerar det s.k. justerade återanskaffningsvärdet i tillsynsmetoderna. Om de verkliga kostnaderna är lägre än motsvarande jämförpris betyder det att nätinnehavarens investering ger ett justerat återanskaffningsvärde som är högre än investeringen. I balansräkningen genererar differensen ett förhöjt återanskaffningsvärde på ifrågavarande komponenter och därmed ett förhöjt justerat återanskaffningsvärde på hela elnätet. Detta i sin tur ger via linjära avskrivningar på det justerade återanskaffningsvärdet ett förhöjt justerat bruksvärde för elnätet. Denna höjning i det justerade bruksvärdet bidrar i slutändan, efter ytterligare justeringar i balansräkningen, till den s.k. skäligen avkastningen. Den skäligen avkastningen beräknas m.h.a. den skäligen avkastningsgraden som i sin tur bestäms via en ekonomisk modell där man beräknar WACC (Weighted Average Cost of Capital), d.v.s. vägt medelvärde av kostnaden för kapital (Energimyndigheten 30.11.2015).

I detta arbete har inverkan av investeringsincitamentet vid installation av de fem produktpaketerna begränsats till en jämförelse mellan jämförpriset och de verkliga kostnaderna för material och arbete. Att via de linjära avskrivningarna på justerat återanskaffningsvärde beräkna vilken effekt investeringen skulle ha på hela elnätets justerade bruksvärde skulle kräva uppgifter om värde och ålder på alla komponenter i nätinnehavarens elnät.

I jämförpriserna ingår följande kostnadsposter:

- elplanering, terrängplanering och konstruktionsplanering
- tillstånd och avtal, inkl. ersättningar
- ersättning av skador under arbetet
- byggnation och arbetsmaskiner samt installation
- byggherrekostnader
- material och transporter
- ibruktagande och dokumentering

Jämförpriserna i tillsynsmetoderna representerar prisnivån år 2016. Dessa har inflationsjusterats med konsumentprisindex för år 2017, som i skrivande stund (mars 2018) är det senaste hela året för vilket data över konsumentprisindex är tillgängligt. I tillsynsmetoderna beräknas konsumentprisindexet  $KPI_t$  för ett visst år  $t$  som medelvärdet av konsumentprisindexets indextal i april – september för det aktuella året. Energimyndigheten har valt år 1995 som referensnivå med indexet 100.

Statistikcentralens PX-Web-databaser med tillhörande API (Application Programming Interface)-gränssnitt, d.v.s. applikationsprogrammeringsgränssnitt, har använts för att beräkna konsumentprisindexets indextal för månaderna april till september under åren 2016 och 2017 med år 1995 som referensår, m.a.o.  $KPI_{1995} = 100$  (Statistikcentralen, u.å.). Medelvärdena på indextalen under april till september för år 2016 har beräknats till  $KPI_{2016} = 137,7$  och för år 2017 till  $KPI_{2017} = 138,7$ . Jämförpriserna i bilaga 1 som gäller för år 2016 har multiplicerats med kvoten  $138,7/137,7$ , vilket gett jämförpriserna i kolumnen ”Jämförpris år 2017”.

#### **10.4.2 Kostnader för planering**

Planeringen omfattar el- och terrängplanering samt bygglov. Bygglov krävs eftersom en transformatoriosk är en stationär byggnad. Kostnaderna för dessa har uppskattats till 700 € och har sammanfattats som planering och bygglov i tabellerna 2 och 3.

#### **10.4.3 Kostnader för installation**

Till kostnaderna för installation räknas kostnader för material, transport av material samt arbete.

Generella marknadspriser har använts för materialkostnaderna. Vid en slutgiltig offertförfrågan kan dock priserna vara både högre och lägre än de uppgivna marknadspriserna beroende på tillverkare, funktionalitet, beställningens volym etc.

Kostnader för transport av material uppskattas till 300 € för nyinstallationspaketet och 200 € för efterinstallationspaketet.

Till arbetskostnaderna räknas kostnader för installation av produktpaketens komponenter samt kostnader för markarbeten. Markarbetenas entreprenadpriser är i storleksordningen 500–3000 €. Variationen beror på markförhållandena, där lätta förhållanden med endast grävning återfinns i nedre delen av prisgaffeln och markarbeten som omfattar sprängning

och pålning representerar den övre delen av prisgaffeln. Medianen för markarbetenas kostnader har uppskattats till 1000 €.

Till övriga kostnader räknas den engångsersättning för markintrång som betalas till de fastighetsägare på vars mark en ny transformatoriosk byggs. Denna ersättning uppskattas till 300 €.

## 10.5 Kostnadsanalysens resultat

Tabellerna 2 och 3 visar resultaten av kostnadsanalysen. De verkliga kostnaderna för produktpaket 1 avsett för nyinstallation av en komplett transformatoriosk med tre mellanspänningsutgångar och utan automationskomponenter ligger 7 % under jämförpriset vilket ger 7 % högre värde på dessa komponenter i den justerade balansräkningen jämfört med investeringskostnaderna. När automationskomponenter i form av fjärrstyrningsanordning för frånskiljare samt kommunikationsenhet, d.v.s. automationsalternativ 1, läggs till innehållet i produktpaket 1 för att få produktpaket 2 blir de totala investeringskostnaderna ca 7 % högre än det totala jämförpriset. Detta innebär att värdet på dessa komponenter i den justerade balansräkningen är 7 % lägre än investeringskostnaderna, vilket innebär en investeringsförlust. Efter att automationen ytterligare utökats med en felindikeringsenhet, d.v.s. automationsalternativ 2, i produktpaket 3 är de verkliga kostnaderna ca 16 % högre än det totala jämförpriset. För produktpaket 4 som gäller efterinstallation av endast automationskomponenter i form av fjärrstyrningsanordning för frånskiljare samt kommunikationsenhet, d.v.s. automationsalternativ 1, är de verkliga kostnaderna ca 78 % högre än det totala jämförpriset. Produktpaket 5 som innehåller produktpaket 4 och en felindikeringsenhet, d.v.s. automationsalternativ 2, ger en differens på ca 119 % över det totala jämförpriset. Vad beträffar materialkostnaderna ligger de tre automationskomponenternas verkliga priser 18, 140 resp. 355 % över jämförpriset. När arbetskostnader lagts till ligger de verkliga priserna 26, 153 resp. 388 % över jämförpriserna.

Som jämförelse kan nämnas en icke-publicerad kostnadsanalys av ett projekt gällande sanering av en gammal luftledning. Analysen har gjorts av en icke namngiven representant för ett nätbyggnadsbolag år 2016. Projektet omfattade en 7 km lång el-ledning med både mellan- och lågspänningsledningar, 7 nätstationer och 20 förgreningsskåp. Analysen gjordes för två alternativ, d.v.s. att den gamla luftledningen skulle ersättas med antingen en ny luftledning eller en jordkabel.



**Tabell 2.** Översikt av investeringskostnader och jämförpriser för utgiftsposterna för produktpaketen 1 och 2. Alla priser är utan mervärdesskatt.

PRODUKTPAKET 1 (VINSTALLATION AV FULLSTÄNDIG TRANSFORMATORKIOSK UTAN AUTOMATION)													
Användnings-tid (år)	Jämförpris år 2016 (€/st.)	Jämförpris år 2017 (€/st.)	Verkligt pris (€/st.)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (€)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (%)	Antal (st.)	Arbets tid (h/st.)	Arbets tid totalt (h)	Totala pris för arbete (€)	Totalt jämförpris (€)	Totalt verkligt pris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (%)
Nätkomponent/arbetsmoment													
Transformator	40 - 50	22 900	23 066	20 000	-13,3	1	9	9	450	23 066	20 450	-2 616	-11,3
Anslutning för kopplingsutrustning	35 - 45	1 100	1 108	700	-36,8	3	10	30	1 500	3 324	3 600	276	8,3
Transformator	35 - 45	7 800	7 857	5 000	-30,0	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	7 857	5 500	-2 357	-30,0
Markarbeten	-	-	-	1 000	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	1 000	-	-
Planering och bygglov	-	-	-	700	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	700	-	-
Transport	-	-	-	300	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	300	-	-
Ersättning för markinbrång	-	-	-	300	-	1	-	-	-	-	300	-	-
PRODUKTPAKET 2 (VINSTALLATION AV FULLSTÄNDIG TRANSFORMATORKIOSK MED AUTOMATION/ALTERNATIV 1)													
Användnings-tid (år)	Jämförpris år 2016 (€/st.)	Jämförpris år 2017 (€/st.)	Verkligt pris (€/st.)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (€)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (%)	Antal (st.)	Arbets tid (h/st.)	Arbets tid totalt (h)	Totala pris för arbete (€)	Totalt jämförpris (€)	Totalt verkligt pris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (%)
Nätkomponent/arbetsmoment													
Transformator	40 - 50	22 900	23 066	20 000	-13,3	1	9	9	450	23 066	20 450	-2 616	-11,3
Anslutning för kopplingsutrustning	35 - 45	1 100	1 108	700	-36,8	3	10	30	1 500	3 324	3 600	276	8,3
Transformator	35 - 45	7 800	7 857	5 000	-30,0	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	7 857	5 500	-2 357	-30,0
Fjärrstyrningsanordning	20 - 35	3 100	3 123	7 500	140,2	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	3 123	7 500	4 377	140,2
Informationsöverföringsanordning	15 - 30	4 800	4 835	5 700	17,9	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	4 835	5 700	865	17,9
Markarbeten	-	-	-	1 000	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	1 000	-	-
Planering och bygglov	-	-	-	700	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	700	-	-
Transport	-	-	-	300	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	300	-	-
Ersättning för markinbrång	-	-	-	300	-	1	-	-	-	-	300	-	-

**Tabell 3.** Översikt av investeringskostnader och jämförpriser för utgiftsposterna för produktpaketen 3, 4 och 5. Alla priser är utan mervärdesskatt.

PRODUKTPAKET 3 (INVESTIGATION AV FULLSTÄNDIG TRANSFORMATORKIOSK MED AUTOMATONSALTERNATIV 2)														
Nätkomponent/arbetsmoment	Användnings- tid (år)	Jämförpris år 2016 (€/st.)	Jämförpris år 2017 (€/st.)	Verkligt pris (€/st.)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (€)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (%)	Antal (st.)	Arbets tid (h/st.)	Arbets tid (h)	Totalpris för arbete (€)	Totalt jämförpris (€)	Totalt verkligt pris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (%)
Transformator	40 - 50	22 900	23 066	20 000	-3 066	-13,3	1	9	9	450	23 066	20 450	-2 616	-11,3
Anslutning för kopplingsutrustning	35 - 45	1 100	1 108	700	-408	-36,8	3	10	30	1 500	3 324	3 600	276	8,3
Transformator	35 - 45	7 800	7 857	5 500	-2 357	-30,0	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	7 857	7 500	5 500	-2 357	-30,0
Fjärrstyrningsanordning	20 - 35	3 100	3 123	7 500	4 377	140,2	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	3 123	3 123	7 500	4 377	140,2
Felindikeringsanordning	15 - 25	1 200	1 209	5 500	4 291	355,0	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	1 209	1 209	5 500	4 291	355,0
Informationsöverföringsanordning	15 - 30	4 800	4 835	5 700	865	17,9	1	Fabriksinstallation	Fabriksinstallation	4 835	4 835	5 700	865	17,9
Markarbeten	-	-	-	1 000	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	1 000	-	-
Planering och bygglov	-	-	-	700	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	700	-	-
Transport	-	-	-	300	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	300	-	-
Ersättning för markinrätt	-	-	-	300	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	300	-	-
PRODUKTPAKET 4 (LETERINGSSTALLION AV AUTOMATONSALTERNATIV 1 I BEFINTLIG TRANSFORMATORKIOSK)														
Nätkomponent/arbetsmoment	Användnings- tid (år)	Jämförpris år 2016 (€/st.)	Jämförpris år 2017 (€/st.)	Verkligt pris (€/st.)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (€)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (%)	Antal (st.)	Arbets tid (h/st.)	Arbets tid (h)	Totalpris för arbete (€)	Totalt jämförpris (€)	Totalt verkligt pris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (%)
Fjärrstyrningsanordning	20 - 35	3 100	3 123	7 500	4 377	140,2	1	8	8	400	3 123	7 900	4 777	153,0
Informationsöverföringsanordning	15 - 30	4 800	4 835	5 700	865	17,9	1	8	8	400	4 835	6 100	1 265	26,2
Transport	-	-	-	200	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	200	-	-
PRODUKTPAKET 5 (LETERINGSSTALLION AV AUTOMATONSALTERNATIV 2 I BEFINTLIG TRANSFORMATORKIOSK)														
Nätkomponent/arbetsmoment	Användnings- tid (år)	Jämförpris år 2016 (€/st.)	Jämförpris år 2017 (€/st.)	Verkligt pris (€/st.)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (€)	Differens mellan verkligt pris och jämförpris (%)	Antal (st.)	Arbets tid (h/st.)	Arbets tid (h)	Totalpris för arbete (€)	Totalt jämförpris (€)	Totalt verkligt pris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (€)	Differens mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris (%)
Fjärrstyrningsanordning	20 - 35	3 100	3 123	7 500	4 377	140,2	1	8	8	400	3 123	7 900	4 777	153,0
Felindikeringsanordning	15 - 25	1 200	1 209	5 500	4 291	355,0	1	8	8	400	1 209	5 900	4 691	388,1
Informationsöverföringsanordning	15 - 30	4 800	4 835	5 700	865	17,9	1	8	8	400	4 835	6 100	1 265	26,2
Transport	-	-	-	200	-	-	1	Ingår i verkligt pris	Ingår i verkligt pris	-	-	200	-	-

**Tabell 4.** Produktpaketens totala jämförpriser och totala investeringskostnader samt differensen mellan dessa. Alla priser är utan mervärdesskatt.

	Totalt jämförpris (€)	Totala investeringskostnader (€)	Differens mellan tot. jämförpris och tot. inv.kostn. (€)	Differens mellan tot. jämförpris och tot. inv.kostn. (%)
<b>Produktpaket 1</b>	34 247	31 850	-2 397	-7,0
<b>Produktpaket 2</b>	42 204	45 050	2 846	6,7
<b>Produktpaket 3</b>	43 413	50 550	7 137	16,4
<b>Produktpaket 4</b>	7 957	14 200	6 243	78,5
<b>Produktpaket 5</b>	9 166	20 100	10 934	119,3

De ingående komponenterna var: Jordkablar för 0,4 och 20 kV, frånskiljare och brytare för 20 kV luftlednings- och jordkabelnät, jordkabeltillbehör, nätstationer 20/0,4 kV för jordkabelnätet, 20/0,4 kV transformatorer, 0,4 kV-nätets fördelnings- och förgreningsskåp för jordkabelnät, grävarbeten för 0,4 och 20 kV jordkabel samt energimätningenheter.

I både luftlednings- och jordkabelfallen var de verkliga kostnaderna lägre än jämförpriserna för alla ingående komponenter. Minst var differensen för frånskiljare och brytare för 20 kV luftledningsnätet, 0,3 %, och för frånskiljare och brytare för 20 kV jordkabelnätet, 9,3 %. För övriga komponenter var differensen 30–56 %. De största differenserna erhöles för 20 kV jordkabel, ca 56 %, och energimätningenheter, ca 53 %. Vidare var differensen för 0,4 kV jordkabel ca 34 % och för grävarbeten ca 43 %. I och med att jordkablar är förhållandevis dyra och utgör en stor andel av det totala projektet innebär en relativ differens på ca 56 % en stor förhöjning av nätvärdet mätt i € för nätinnehavaren.

## 11 Fallstudie: Automation av ett nätavsnitt

Nätautomationens inverkan på de ekonomiska skadorna av elavbrott i ett verkligt nätavsnitt har studerats i en fallstudie via KAH (Keskeytysten Aiheutunut Haitta) -beräkningar. Fallstudien omfattar automationen av den första transformatorkiosken i nätavsnittet. Riktlinjer för kostnadseffektiv automation i mellanspänningsnätets transformatorkiosker diskuteras. Avslutningsvis skapas en bild av den totala lönsamheten vid automation, från kostnadsanalysen i kapitel 10, inklusive investeringskostnader och jämförpriser, till beräkningar av de ekonomiska skadorna i fallstudien.

## 11.1 Begränsningar

Följande begränsningar har gjorts:

- Det undersökta nätavsnittet innehåller inga luftledning, endast jordkablar
- I fallstudien har inverkan av ett elavbrott studerats. Nätinnehavare som för nätplaneringsändamål gör KAH-beräkningar i verkliga nätavsnitt använder årlig avbrottsstatistik för att utröna var det kan löna sig att automatisera och i vilken grad.
- Skyddsreläer finns bara i transformatorstationen, inte i transformatorkiosker eller ute i nätet
- Nätavsnittets befintliga automation har inte beaktats. I fallstudien har det utgått från att nätavsnittet saknar automation, d.v.s. har endast manuella frånskiljare. Därefter har automationens inverkan studerats genom att lägga till olika grader av automation och beräkna effekten på KAH-värdena.
- Som en förenkling har det antagits att frånskiljare endast finns i transformatorkioskerna. De lastfrånskiljare som finns vid sektioneringsgränserna har antagits finnas i närmaste transformatorkiosk. En sektioneringsgräns kan också finnas inne i en transformatorkiosk. I verkligheten kan lastfrånskiljare också finnas distribuerade i andra punkter i nätet.
- Vid automationen har det antagits att transformatorkioskens alla frånskiljare utrustas med antingen fjärrstyrning, felindikering eller kan styras av FLIR. Man kunde tänka sig att utrusta endast en frånskiljare i transformatorkiosken, men eftersom det är praktiskt att automatisera alla transformatorkioskens frånskiljare på samma gång så görs fallstudien enligt samma princip.
- För att begränsa komplexiteten i fallstudien studeras endast en transformatorkiosk med ett av automationsalternativen i gången. I nätavsnittet förekommer då en transformatorkiosk med automation, medan övriga transformatorkiosker har manuella frånskiljare. I fallstudien förekommer inte på samma gång mer än ett automationsalternativ i en transformatorkiosk förutom manuella frånskiljare i övriga transformatorkiosker.

- Den positiva effekt som en automationsinvestering har på nätvärdet beaktas inte eftersom det justerade bruksvärdet för hela elnätet kräver information om alla komponenter i nätet och deras ålder.

## 11.2 Antaganden

Följande antas:

- Automationens inverkan på elavbrottsfrekvensen antas vara försumbar eftersom elavbrott huvudsakligen uppstår p.g.a. fel i el-ledningar, främst luftledningar, medan fel i automationskomponenter är ovanliga.
- Sannolikheten för ett fel i en jordkabel är proportionell mot jordkabelns längd. Det antas att kablarna är rätt dimensionerade och att de kabelavsnitt som genomströmmas av de högsta strömmarna och effekterna inte uppvisar någon förhöjd sannolikhet för fel. Sannolikheten för ett elavbrott antas vara lika stor överallt i det undersökta nätavsnittet eftersom det är jordkablats till 100 %. I ett luftledningsnät varierar sannolikheten för elavbrott med den omgivande biotopen och är t.ex. relativt sett låg på åkermark och relativt sett hög i skogsmark.
- P.g.a. att nätavsnittet endast innehåller jordkablar antas det att snabbåterinkoppling och fördröjd återinkoppling inte återupprättar eldistributionen, eftersom tillfälliga fel som går att åtgärda med återinkoppling inte är lika vanliga i jordkabelnätet som i luftledningsnätet
- Effektförlusterna är försumbara

## 11.3 Tillsynsmetodernas kvalitetsincitament

Kvalitetsincitamentets syfte är att sporra nätinnehavarna att utveckla kvaliteten på eldistributionen. Som rekommenderad miniminivå på leveranssäkerheten används de i elmarknadslagen fastställda maximala avbrottstiderna, d.v.s. max. 6 h på detaljplaneområden och max. 36 h på övriga områden (Elmarknadslagen 9.8.2013/588, 51§ 1 mom.). Energimyndigheten uppmuntrar nätinnehavarna att höja kvaliteten på elnätet också över denna miniminivå.

Som mätare i kvalitetsincitamentet används avbrottskostnaderna, d.v.s. den ekonomiska skada som elavbrotten har orsakat. Avbrottskostnaderna beräknas utgående från avbrottens antal och varaktighet samt jämförpriserna för avbrott. I detta arbete har ett förenklat beräkningssätt använts för att i planeringssyfte beräkna avbrottskostnaderna i ett verkligt nätavsnitt. En fullständig beräkning av incitamenteffekten av kvalitetsincitamentet kan däremot bara göras i efterhand och kräver en nätinnehavares uppgifter om elavbrottens antal, typ och varaktighet under de 8 föregående åren. Avbrottstyperna är oplanerade avbrott, planerade avbrott, snabbåterinkoppling och fördröjd återinkoppling.

Jämförpriserna för de ekonomiska skadorna vid elavbrott ges av tillsynsmetoderna (Energimyndigheten 30.11.2015, 66) och är angivna i penningvärdet år 2005. Se nästsista raden i tabell 5. Jämförpriserna är framtagna för att möjliggöra kvantifiering av de nationalekonomiska skadorna av ett elavbrott. Jämförpriser finns för oplanerade och planerade elavbrott samt snabbåterinkopplingar och fördröjda återinkopplingar. Enheterna är euro/kW eller euro/kWh förutom för återinkopplingar som har enheten euro/kW i och med att tidsåtgången för en återinkoppling är försumbar i sammanhanget. Storheterna i tabellen är:

- $h_{W,oplan}$  = jämförpris för skada orsakad av oplanerade avbrott, används då avbrottets varaktighet är känd. Enhet: euro/kilowattimme.
- $h_{W,oplan}$  = jämförpris för skada orsakad av oplanerade avbrott, används då antalet avbrott är känt. Enhet: euro/kilowatt.
- $h_{W,plan}$  = jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott, används då avbrottets varaktighet är känd. Enhet: euro/kilowattimme.
- $h_{W,plan}$  = jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott, används då antalet avbrott är känt. Enhet: euro/kilowatt.
- $h_{FAI}$  = jämförpris för skada orsakad av fördröjda återinkopplingar, används då antalet avbrott är känt. Enhet: euro/kilowatt.
- $h_{SAI}$  = jämförpris för skada orsakad av snabbåterinkopplingar, används då antalet avbrott är känt. Enhet: euro/kilowatt.

För att beräkna jämförpriserna för år 2017 har Statistikcentralens PX-Web-databaser använts. Medelvärdena på konsumentprisindexens indextal har enligt tillsynsmetodernas

direktiv beräknats under april till september för år 2005 till  $KPI_{2005} = 114,8$  och under april till september år 2017 till  $KPI_{2017} = 138,7$  med år 1995 som referensår ( $KPI_{1995} = 100$ ). Multiplikering av jämförpriserna för år 2005 med  $138,7/114,8$  ger jämförpriserna för år 2017 på sista raden i tabell 5. Jämförpriserna för år 2017 har avrundats till samma noggrannhet som jämförpriserna för år 2005.

**Tabell 5.** Jämförpriser för år 2005 enligt tillsynsmetoderna och m.h.a. konsumentprisindex korrigerade jämförpriser för år 2017 för skador orsakade av elavbrott.

År	Oplanerade avbrott		Planerade avbrott		Fördröjd återinkoppling	Snabb-återinkoppling
	$h_{W,oplan}$	$h_{W,oplan}$	$H_{W,plan}$	$h_{W,plan}$	$h_{FAI}$	$h_{SAI}$
	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
2005	11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55
2017	13,3	1,3	8,2	0,6	1,3	0,66

## 11.4 Automationsgraderna

Resultatet av elavbrott studeras genom att beräkna de ekonomiska skadorna vid avbrott, KAH, för fyra olika nivåer av automation, där den lägsta nivån är ingen automation. I alla fallen antas att det finns skyddsreläer endast i 110/20 kV-transformatorstationen. Ute i nätavsnittet finns inga skyddsreläer. Det betyder att vid ett fel i mellanspänningsnätet bryter skyddsreläet utmatningen från transformatorstationen varvid elavbrottet drabbar hela nätdelen. Skyddsreläet försöker via snabbåterinkoppling och fördröjd återinkoppling återupprätta matningen, men det antas här att det inte lyckas. Fortsättningen beror på automationsgraden i transformatorkioskerna. Här har antagits som utgångsläge att nätavsnitt A saknar automation och endast har manuella frånskiljare i varje transformatorkiosk. I verkligheten består Finlands elnät av en blandning av olika automationsnivåer, och dessutom finns skyddsreläer i någon mån även ute i nätet.

De undersökta automationsgraderna är 1) ingen automation, 2) fjärrstyrning, 3) felindikering och 4) FLIR. Fjärrstyrning, felindikering och FLIR har utvalts från listan över automationsnivåer i kapitel 7.2. Funktionsövervakning har ingen inverkan på avbrottstiderna och valdes inte av den anledningen. Skyddsreläer används mest i transformatorstationer och i någon mån även i utvalda delar av elnätet för att skapa skyddszoner. En mer omfattande användning av skyddsreläer ute i nätet för att skapa fler och mindre skyddszoner kunde ytterligare minska på KAH-värdena, också efter en omfattande FLIR-utbyggnad. Det finns dock för närvarande inte tillräckligt tungt vägande argument som skulle motivera en kostsam

utlokalisering av skyddsreläer till transformatorbiosker och andra punkter i nätet. Därför lämnas också skydd utanför fallstudien. Störningsregistrering är inte primärt en funktion för avgränsning av verkningsområdet vid ett elavbrott och lämnas också utanför studien. Alternativet med ingen automation används som referens.

Skillnader i KAH-värden fås mellan de fyra automationsnivåerna i och med att avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, samt reparationstiden varierar med automationsgraden. Dessutom varierar möjligheterna att begränsa elavbrottets verkningsområde med nätstrukturen i den del av nätet där elavbrottet sker. De presenterade värdena på avgränsnings- och reparationstider används på Vasa Elnät vid beräkning av KAH-värden.

Nedan beskrivs händelseförloppen för de olika automationsnivåerna vid ett nätfel i ett jordkabelnät. För de tre fallen med automation antas att endast ifrågavarande automationsnivå finns i nätet. Om nätet skulle innehålla en blandning av automationsnivåer kan det beroende på felets läge fås flera avgränsningsfaser där de olika automationsnivåerna isolerar felet mer och mer. I figur 11 ses ett exempel på ett sådant händelseförlopp i ett elnät med FLIR, fjärrstyrning utan felindikering och manuella frånskiljare.

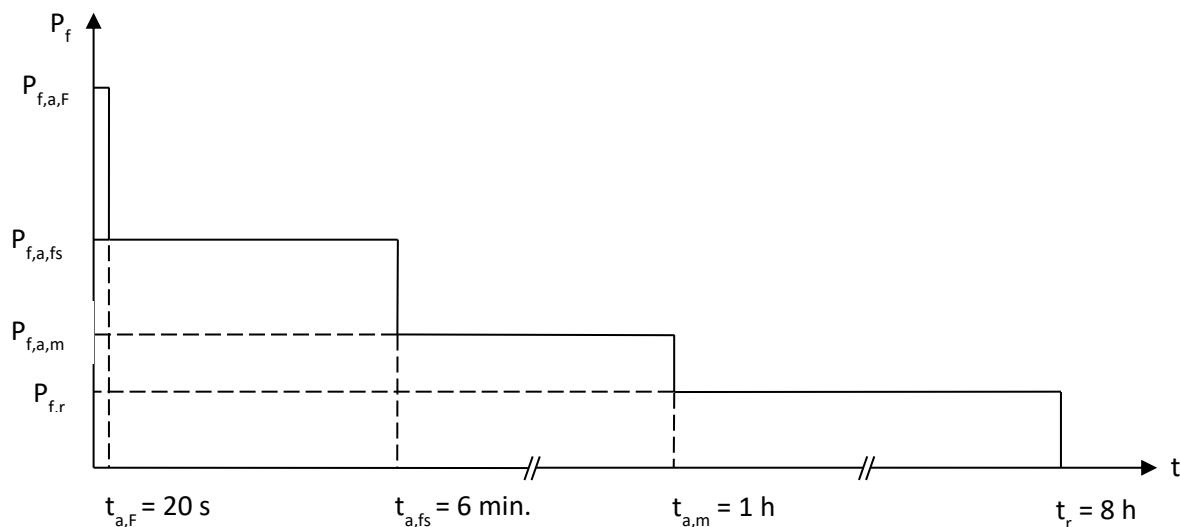
Förklaring till symbolerna i figur 11:

- $t$  = tid
- $t_{a,F}$  = avgränsningstiden för FLIR-avgränsningsfasen
- $t_{a,fs}$  = avgränsningstiden för avgränsningsfasen där avgränsningen görs med fjärrstyrning utan felindikering
- $t_{a,m}$  = avgränsningstiden för avgränsningsfasen där avgränsningen görs med manuell frånskiljning
- $t_r$  = reparationstid
- $P_f$  = förlorad effekt
- $P_{f,a,F}$  = förlorad effekt under FLIR-avgränsningsfasen
- $P_{f,a,fs}$  = förlorad effekt under avgränsningsfasen med fjärrstyrning



- $P_{f,a,m}$  = förlorad effekt under avgränsningsfasen med manuell frånskiljning
- $P_{f,r}$  = förlorad effekt under reparationstiden

Den totala förlorade energin fås som arean under trappstegskurvan.



**Figur 11.** Förlorad effekt som funktion av tiden under avgränsnings- och reparationsfaserna vid ett nätfel i ett jordkabelnät.

#### 11.4.1 Ingen automation

För detta alternativ gäller att manuella frånskiljare finns i anslutning till transformatorkioskerna. Vid ett elavbrott skickas ett felsöknings- och reparationsteam ut för att lokalisera, avgränsa och reparera felet. De manuella frånskiljare som finns i nätdelen manövreras i tur och ordning tills felet lokaliseras och verkningsområdet minimerats så mycket det går. Avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, i ett elnät utan automation har uppskattats till 1 h. Därefter vidtar reparationsarbetet som i jordkabelnätet uppskattas till 8 h om man utgår från att felet är i jordkabeln och att den måste repareras. Elavbrottet påverkar alltså hela nätdelen tills felet hittats och avgränsats, d.v.s. i 1 h, medan den avgränsade delen där felet finns påverkas i ytterligare 8 h. Om slingmatning är möjlig ökar inte de ekonomiska skadorna under reparationstiden eftersom slingmatningen upprätthåller eldistributionen i den del av nätet som annars skulle ha elavbrott under reparationen. Inga lågspänningslinjer påverkas av elavbrottet i och med att den feldrabbade mellanspänningsnättdelen avgränsas av transformatorkiosker med frånskiljare på båda sidorna om felstället.

### **11.4.2 Fjärrstyrning**

För detta alternativ gäller att fjärrstyrda frånskiljare finns i anslutning till transformatorkioskerna. Driftledningspersonalen avgränsar felet genom att i tur och ordning manövrera de fjärrstyrda frånskiljare som finns i nätdelen tills felet lokaliserats och verkningsområdet minimerats så mycket det går. Avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, i ett elnät med fjärrstyrning av frånskiljare, d.v.s. där frånskiljare fjärrmanövreras från elbolagets kontrollrum via DMS-systemet, har uppskattats till 6 min. Därefter vidtar reparationsarbetet på 8 h. Elavbrottet påverkar hela nätavsnittet tills felet avgränsats, d.v.s. i 6 min., medan den avgränsade delen där felet finns påverkas i ytterligare 8 h. Om slingmatning är möjlig ökar inte de ekonomiska skadorna under reparationstiden.

### **11.4.3 Felindikering**

Felindikering är ett mellansteg mellan fjärrstyrning och FLIR. För felindikering är processen densamma som vid enbart fjärrstyrning, med den skillnaden att vid ett nätfel får driftpersonalen information från nätets IED:n som har felindikeringsfunktionalitet om i vilken riktning felet ligger. Avgränsningen går därmed något snabbare då driftpersonalen inte i samma omfattning som då felindikering saknas behöver söka sig fram genom försök och misstag. På samma sätt som utan felindikering styrs fjärrstyrda frånskiljare för att avgränsa felet. Avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, vid felindikering är något kortare än vid fjärrstyrning och uppskattas till 4 min. Därefter vidtar reparationsarbetet på 8 h. Elavbrottet påverkar hela nätavsnittet tills felet hittats och avgränsats, d.v.s. i 4 min., medan den avgränsade delen där felet finns påverkas i ytterligare 8 h. Om slingmatning är möjlig ökar inte de ekonomiska skadorna under reparationstiden.

### **11.4.4 FLIR**

Fjärrstyrda frånskiljare krävs för att FLIR skall fungera. Om FLIR dessutom kombineras med felindikering fungerar FLIR effektivare. FLIR-funktionaliteten lokaliserar och avskärmar felet samt konfigurerar om nätet helt automatiskt genom att öppna/stänga fjärrstyrda frånskiljare och till sist stänga brytaren som skyddsreläet öppnade då felet inträffade och matningen bröts. Avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, i ett elnät med FLIR har uppskattats till 20 s. Därefter vidtar reparationsarbetet på 8 h. Elavbrottet påverkar alltså hela nätavsnittet tills felet avgränsats, d.v.s. i 20 s, medan den avgränsade delen där felet finns påverkas i ytterligare 8 h. Om slingmatning är möjlig ökar inte de ekonomiska skadorna under reparationstiden.

FLIR är egentligen en tilläggsfunktionalitet till fjärrstyrning och felindikering. Fjärrstyrda frånskiljare är en förutsättning för FLIR. Om felindikeringsfunktionalitet också finns kräver FLIR inget mer hårdvarumässigt. FLIR-funktionaliteten finns i DMS-systemet. För att FLIR skall fungera effektivt krävs dels att FLIR kan styra en tillräcklig mängd sektioneringsfrånskiljare och att det överhuvudtaget finns en tillräckligt stor ”kritisk massa” bestående av fjärrstyrda frånskiljare för att elavbrottets verkningsområde skall kunna avgränsas till ett tillräckligt litet verkningsområde oberoende av var i nätet elavbrottet inträffar.

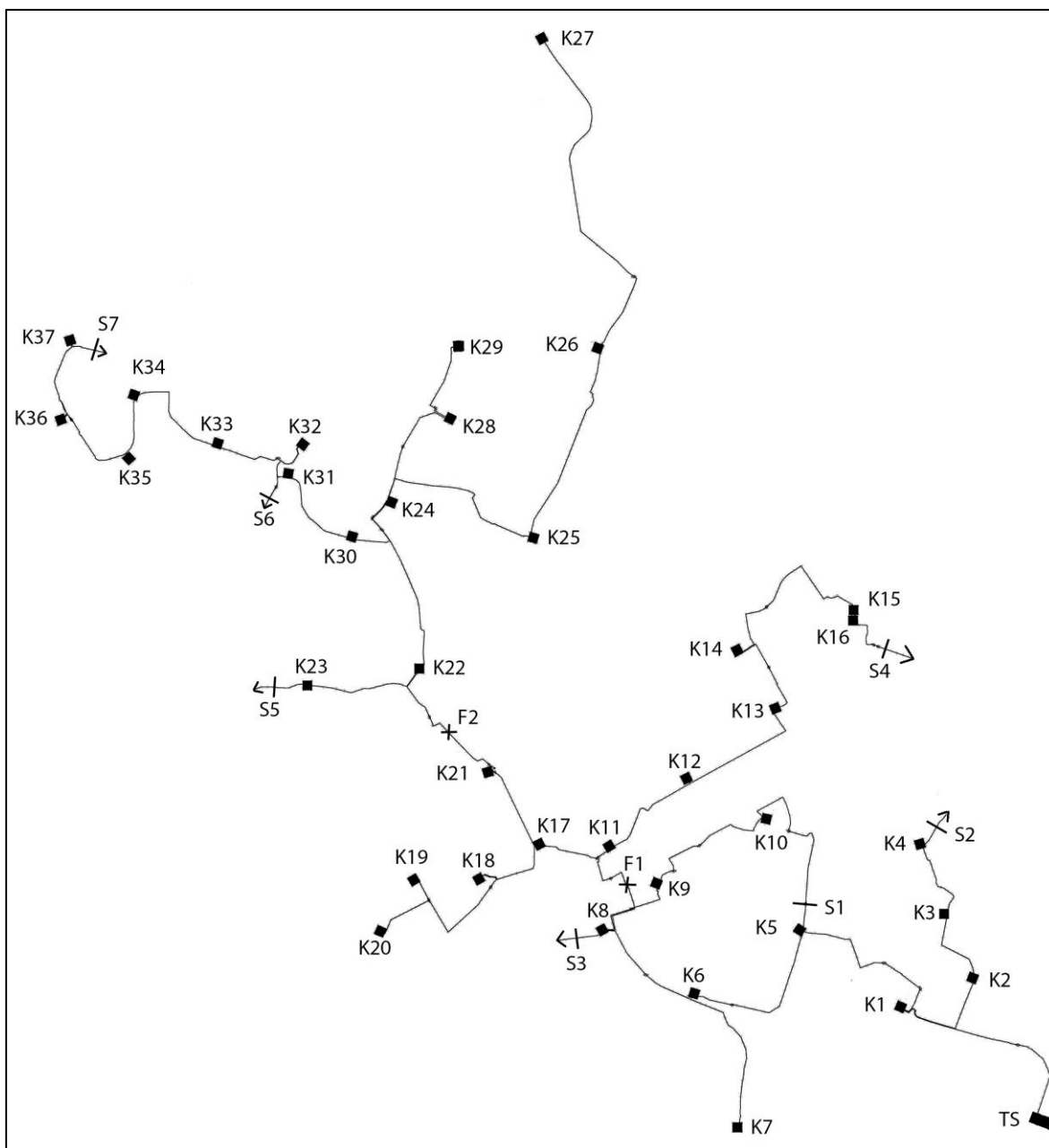
## 11.5 Nätavsnitt A

I det följande har ett verkligt nätavsnitt från distributionsnätets mellanspänningsdel utvalts för att studera effekten av automationsåtgärder på de ekonomiska skadorna vid elavbrott och bedöma kostnadseffektiviteten vid automation. I figur 12 ses en karta över nätavsnittet som i fortsättningen benämns nätavsnitt A. I tabell 6 ses en förteckning över transformatorkioskerna, deras strömmar och effekter, antalet utmatningar till mellanspänningsnätet samt antalet anslutningar i lågspänningsnätet.

Nätavsnitt A är en del av distributionsnätets mellanspänningsdel. Nätavsnittet matas från en 110/20 kV transformatorstation och innehåller 37 st. 20/0,4 kV transformatorkiosker samt 19 km jordkabel. Luftledningarna saknas. I figur 12 är transformatorstationen markerad med TS och transformatorkioskerna med K1–K37. Nätavsnittet innehåller en intern slinga med en sektioneringsgräns markerad med S1 på kartan och utrustad med en frånskiljare som i normalfall är öppen. Jordkablarna på båda sidorna om frånskiljaren tillhör alltså samma nätavsnitt. Detta skapar en öppen slinga med, i normala fall, radiell matning. Vid ett elavbrott någonstans på den interna slingan kan de närmaste frånskiljarna i transformatorkioskerna på båda sidorna om felstället öppnas för att minimera elavbrottets verkningsområde varefter sektioneringsfrånskiljaren stängs och matning sker ”fel väg” över sektioneringsgränsen tills felet på linjen reparerats.

Utöver den interna slingan finns sex sektioneringsgränser mot andra nätavsnitt, d.v.s. brytarförsedda beröringspunkter med andra nätavsnitt som matas från en annan utgång i samma transformatorstation eller från en annan transformatorstation. Sektioneringsgränserna mot andra nätavsnitt har markerats S2–S7. I normalfall är dessa sidogrenar återvändsgränder, men vid elavbrott kan någon av sektioneringsfrånskiljarna slutas för att möjliggöra matning till nätavsnitt A via ett annat nätavsnitt. Här har antagits att

sektioneringsfrånskiljarna sitter i närmaste transformatorkiosk. Transformatorkioskerna har delats upp på en tänkt huvudgren och 9 sidogrenar. Huvudgrenen är K1–K5–K6–K8–K11–K17–K21–K22–K24–K30–K31–K32–K33–K34–K35–K36–K37. Notera att huvudgrenen med transformatorkioskerna K5, K6 och K8 passerar slingan i nedre delen av nätavsnittet och att den öppna slingan består av en sidogren med transformatorkioskerna K9 och K10.



**Figur 12.** Karta över nätavsnitt A.

Det finns också fem sidogrenar som slutar som återvändsgränder med transformatorkioskerna K7, K20, K27, K29 och K32 längst ut på grenarna. Dessa har ingen

fortsättning i mellanspänningsnätet, men nog i lågspänningsnätet, vilket ses i tabell 6 i antalet utmatningar till 20 kV-nätet resp. antalet anslutningar i 0,4 kV-nätet.

I figur 12 syns inte lågspänningsnätet. Lågspänningsnätet är också byggt i slingstruktur och indelat i sektioner med sektioneringsgränser mellan sektionerna. Vid ett elavbrott i mellanspänningsnätet skulle det åtminstone i teorin vara möjligt att trygga eldistributionen i det drabbade området genom att mata elen över en sektioneringsgräns i lågspänningsnätet. I praktiken kan kapacitetsgränser komma emot, och om inte annat är det troligt att olika kvalitetsstandarder och säkerhetsreglementen inte skulle uppfyllas vid en sådan matning.

Nätavsnitt A illustrerar att jordkabelnät och öppen slingstruktur går hand i hand. Med jordkabel uppnås en mycket högre grad av leveranssäkerhet än med luftledning. Eftersom luftledningsnät i tätorter och förorter är opraktiska ur många synvinklar och även en säkerhetsrisk kablifieras oftast tätorter och förorter. Elmarknadslagen kräver att elnätet byggs så leveranssäkert att längden av ett elavbrott i detaljplaneområde inte överstiger 6 h. Nackdelarna är att jordkabelnät är dyrare att både bygga och reparera än luftledningsnät. De gånger det ändå blir ett elavbrott i en jordkabel tar felet också mycket längre tid att reparera än i luftledningsnätet. Som en uppskattning på genomsnittlig tidsåtgång för reparation av ett jordkabelfel har i detta arbete använts 8 h. Till detta skall läggas också avgränsningstiden, inklusive fellokalisering, som i jordkabelnät visserligen är relativt kort eftersom jordkabelnät ofta har en högre automationsgrad med kortare avgränsningstid än i luftledningsnät.

Drygt 8 h för reparation är redan längre än elmarknadslagens krav på maximalt 6 h elavbrott. 8 h är dessutom en uppskattning som under vissa omständigheter kan vara t.o.m. mycket i underkant. Om elavbrottet inträffar på kvällen eller natten kan det ta till morgonen innan reparationsteamet är på plats för att reparera felet och då kan det redan ha gått 6 h. På vintern gör tjälen att marken måste värmas upp före grävning kan påbörjas. Uppvärmningen är tidskrävande och även om felet inträffar dagtid så att reparationsteamet snabbt är på plats kan det ha gått flera timmar innan marken tinat tillräckligt för att reparationsarbetet på kabeln skall kunna påbörjas. Om elavbrottets längd överskrider 12 h är kunderna som påverkas av avbrottet berättigade till standardersättning. Avgränsning av felstället i kombination med slingmatning möjliggör att elavbrottet begränsas till området mellan den närmaste transformator kiosken uppströms och den närmaste transformator kiosken nedströms om felstället. Då ökar inte de ekonomiska skadorna under den 8 h långa reparationstiden. Av denna orsak är jordkabelnät oftast slingmatade.

**Tabell 6.** Transformatorkioskerna i nätavsnitt A samt deras strömmar, effekter, utmatningar och anslutningar. Sidogrenarna har svärtats gråa.

Transformator-kiosk på huvudgren	Transformator-kiosk på sidogren	Antal utmatningar till 20 kV-nätet (st.)	Antal anslutningar i 0,4 kV-nätet (st.)	Effekt in till transformator-kiosken, P <sub>in</sub> (kW)
1		2	25	2806
	2	1	37	346
	3	1	56	277
	4	0 + 1	22	104
5		1 + 1	29	2460
6		2	176	2460
	7	0	43	104
8		2 + 1	39	2252
	9	1	42	104
	10	0 + 1	24	69
11		2	37	2078
	12	1	70	693
	13	1	119	624
	14	1 + 1	22	554
	15	1	80	485
	16	0 + 1	1	416
17		2	104	1316
	18	1	162	277
	19	1	33	173
	20	0	62	139
21		1	25	1005
22		2	71	866
	23	0 + 1	24	69
24		3	64	658
	25	1	34	173
	26	1	14	69
	27	0	14	35
	28	1	102	242
	29	0	1	0
30		1	18	139
31		2 + 1	6	104
32		0	1	104
33		1	16	104
34		1	13	35
35		1	1	35
36		1	4	0
37		0 + 1	10	0

Som jämförelse går ett fel i en luftledning i genomsnitt mycket snabbare att åtgärda. Om ledningen gått av uppskattas reparationstiden till ca 3 h. Om en jordkabel orsakat ett elavbrott måste kabeln alltid repareras. I en luftledning däremot behöver elavbrottsorsaken inte vara att ledningen i sig behöver repareras utan det kan t.ex. vara fråga om ett träd som fallit mot ledningen eller en gren som ligger över två eller tre av ledarna. När trädet eller grenen avlägsnats kan elen distribueras normalt igen. Då kan ”reparationstiden” vara kortare än 3 h. För elfel på öar i skärgården kan reparationstiden i sin tur vara mycket längre, framför allt vid storm då det kan vara en säkerhetsrisk att åka ut för att reparera felet.

För att undvika risken för långa och kostsamma elavbrott byggs jordkabelnät oftast som öppna slingnät på det sätt som beskrivs ovan, d.v.s. med både interna slingor i nätavsnitten och slingor som går över sektioneringsgränserna mellan nätavsnitten. Vid en viss gräns när bebyggelsen glesnat i utkanten av en förort är det inte längre ekonomiskt försvarbart att bygga jordkabelnätet som ett slingnät, utan nätet byggs radiellt. För att minimera risken att elavbrott i sådana, ibland långa, linjeändar orsakar elavbrott i ett större område kan en brytare med eget skyddsrelä installeras vid förgreningen till linjeändan. Skyddsreläet bryter då matningen om det blir ett fel någonstans på linjeändan. Detta gäller linjeändar i både jordkabel- och luftledningsnätet. Då kan felstället avgränsas till linjeändan och felet inverkar inte på det övriga nätet.

Effekterna som matas in till transformatorkioskerna i nätavsnitt A ses i tabell 6. Effekterna är årsmedelvärden. Inmatade effekter fördelas i de flesta fall både på låg- och mellanspänningsutgångarna. Vissa transformatorkiosker saknar utmatning till mellanspänningsnätet, medan alla transformatorkiosker har utmatning till lågspänningsnätet. Detta syns inte i figur 12, men framgår i tabell 6 som antal utmatningar till 20 kV-nätet och anslutningar i 0,4 kV-nätet.

Raderna som innehåller transformatorkiosker i sidogrenar har svärtats gråa för att förenkla läsbarheten. Från K24 utgår två sidogrenar med transformatorkioskerna K25–K27 resp. K28–K29.

I kolumnen som anger antalet utmatningar till 20 kV-nätet i tabell 6 anger summan det totala antalet utgångar till mellanspänningsnätet från transformatorkiosken. Siffran före + tecknet anger antalet utgångar som levererar effekt. Siffran efter + tecknet anger antalet utgångar som inte levererar effekt, t.ex. utgångar som leder till en sektioneringsfrånskiljare som är normalt öppen eller en linje som är under byggnad. Enbart en nolla innebär att

transformatorkiosken saknar utgångar till mellanspänningsnätet. Det här gäller t.ex. transformatorkiosker i ändan av en mellanspänningsledning.

### **11.5.1 Felets läge i nätet**

Då ett fel i elnätet orsakar ett elavbrott varierar de ekonomiska skadorna beroende på felets läge via den förlorade effekten. I ett radiellt nät utan möjlighet till slingmatning ökar de ekonomiska skadorna ju närmare transformatorstationen felet uppstår. De ekonomiska skadorna som uppkommer under den första avgränsningsfasen då skyddsreläet i transformatorstationen brutit matningen i hela nätavsnittet och den högsta automationsnivån i nätet avgränsar felet är desamma oberoende av var i nätet felet uppstår. Storleken av de ekonomiska skadorna under följande avgränsningsfasen då följande automationsnivå avgränsar felet beror på var i nätet automationskomponenterna finns i förhållande till felläget. Under reparationstiden ökar de ekonomiska skadorna ju närmare transformatorstationen felet ligger p.g.a. att en större del av nätet, och därmed också en större effekt, berörs av elavbrottet under reparationsarbetet än om felet fanns längre ut i nätets periferi.

Utan slingmatning har felets läge en mycket större påverkan på de ekonomiska skadorna än automationsgraden eller antalet transformatorkiosker i nätavsnittet i och med att det är felets läge som huvudsakligen bestämmer de ekonomiska skadorna under den för jordkabelnät relativt långa reparationstiden. Vid möjlighet till slingmatning är läget ett annat: Ju fler transformatorkiosker det finns, desto mer kan felet avgränsas oberoende av dess läge och ju högre automationsgrad, desto snabbare kan felet avgränsas oberoende av dess läge.

Två fellägen, F1 och F2, har valts för KAH-beräkningarna. F1 finns mellan K8 och K11, medan F2 finns mellan K21 och K22. Dessa lägen har valts för att dela in nätavsnittet i tre ungefär lika stora delar vad beträffar effekterna som sedan används i KAH-beräkningarna. Fellägena framgår i figur 12.

## **11.6 Automation i nätavsnitt A**

Utgångsläget vid planering av automation i ett elnät varierar. Dels kan det vara fråga om ett helt nytt nätavsnitt som planeras från grunden och dels kan det vara ett befintligt elnät. Om det är fråga om ett befintligt elnät kan det vara helt utan automation eller ha varierande grad av automation. En automationsåtgärd kan gälla ett flertal punkter i nätet eller en enda punkt i nätet. Orsaken till automationsåtgärden kan vara ett behov av att höja automationsnivån i



nätet som helhet eller att åtgärda ett specifikt problemställe i elnätet, d.v.s. ett ställe med avvikande hög elavbrottsfrekvens. I ett sådant fall kan redan automation av en enda transformatoriosk åtgärda problemet. Den centrala frågan är: Varför vill man automatisera, d.v.s. vad vill man uppnå? Svaret på frågan ger ramarna för förverkligandet av automationen.

I fallstudien har det antagits att nätavsnittet helt saknar automation. Planeringen av automationen gäller utplacering av den första transformatorkiosken med automation. KAH-värden har beräknats före och efter automationen varefter den av automationen åstadkomna minskningen i KAH-värdet jämförs med investeringskostnader och jämförpriser. I en mer omfattande analys skulle flera transformatorkiosker med automation stegvis och systematiskt placeras ut. Via KAH-beräkningar och jämförelse med investeringskostnader och jämförpriser skulle en gräns sökas då automationen inte längre antas löna sig ekonomiskt.

KAH-formlerna som använts har tagits fram på basen av analyser av händelseförloppen vid elavbrott i nätavsnitt A.

### 11.6.1 Ingen automation

I fallet utan automation är alla frånskiljare manuella, även sektioneringsfrånskiljarna. Vid ett elavbrott blir hela nätavsnittet utan el under avgränsningstiden som är 1 h med manuella frånskiljare. Efter denna avgränsningstid återupprättar slingmatningen eldistributionen. De ekonomiska skadorna är desamma vid fel i F1 och F2. Fallet betecknas m, där m står för endast manuell frånskiljning. Nedan följer händelseförloppen vid fel i F1 och F2:

- F1 (fall m): Ett skyddsrelä i TS bryter matningen till nätavsnitt A då felet i F1 registreras. Ett felsöknings- och reparationsteam skickas ut för att manuellt avgränsa felet. Under den 1 h långa avgränsningstiden råder elavbrott i hela nätavsnittet. Frånskiljarna i K8 och K11 öppnas manuellt mot F1 för att avgränsa elavbrottet till mellanspänningskabeln mellan K8 och K11. Någon av sektioneringsfrånskiljarna S4–S7 stängs manuellt för att starta slingmatning till K11–K37. Den brytare i TS som skyddsreläet öppnade då felet inträffade stängs via fjärrstyrning från kontrollrummet varefter TS matar K1–K10 normalt. Efter att felet reparerats stängs frånskiljarna manuellt i K8 och K11 mot F1, medan den av sektioneringsfrånskiljarna S4–S7 som tidigare stängts öppnas manuellt för att nätavsnittet skall matas normalt igen.

- F2 (fall m): Ett skyddsrelä i TS bryter matningen till nätavsnitt A då felet i F2 registreras. Ett felsöknings- och reparationsteam skickas ut för att manuellt avgränsa felet. Under den 1 h långa avgränsningstiden råder elavbrott i hela nätavsnittet. Frånskiljarna i K21 och K22 öppnas manuellt mot F2. Någon av S5–S7 stängs manuellt för att starta slingmatning till K22–K37. Den brytare i TS som skyddsreläet öppnade då felet inträffade stängs via fjärrstyrning från kontrollrummet varefter TS matar K1–K21 normalt. Efter att felet reparerats stängs frånskiljarna i K21 och K22 manuellt, medan den av sektioneringsfrånskiljarna S5–S7 som är stängd öppnas manuellt. TS matar åter hela nätavsnittet.

De ekonomiska skadorna utan automation,  $KAH_m$ , där indexet  $m$  står för att alla frånskiljare är manuella, beräknas enligt följande:

$$KAH_m = h_{W,oplan} \cdot P_{ts} \cdot t_{a,m} \quad (2)$$

där

- $h_{W,oplan} = 13,3 \text{ €/kWh}$  = tillsynsmetodernas jämförpris för år 2017 för skada orsakad av oplanerade avbrott, används då avbrottets varaktighet är känd. Enhet: euro/kilowattimme. Se tabell 5.
- $P_{ts} = 2806 \text{ kW}$  = effekten över transformatorstationens utgång till det undersökta nätavsnittet
- $t_{a,m} = 1 \text{ h}$  = avgränsningstid för manuella frånskiljare

Notera att vid slingmatning saknas från formeln den tidsfaktor som åtgår till reparation och återställning av eldistributionen till normal drift, d.v.s. 8 h i jordkabelfallet.

### 11.6.2 Automation av den första transformatorkiosken

Om endast en transformatorkiosk skall automatiseras, vilken av transformatorkioskerna K1–K37 är det då mest kostnadseffektivt att automatisera? Syftet med automationen är att begränsa de ekonomiska skadorna vid elavbrott. Om man utgående från avbrottsstatistik vet var elavbrott brukar inträffa så påverkar detta valet av automationsåtgärder. I detta arbete har inte avbrottsstatistik använts utan effekten av endast ett elavbrott har studerats. Det har antagits att sannolikheten för ett elavbrott är lika stor i hela nätavsnittet. Här görs valet av

automationsplacering på rent geometriska grunder. Nätavsnittet delas i två ungefär lika stora delar, baserat på jordkabellängderna.

En asymmetrisk placering av automationen skulle ge en mindre och en större del av nätavsnittet. Sannolikheterna för elavbrott i de två nätdelarna är proportionella mot nätdelarnas längder. Ett elavbrott inträffar då med större sannolikhet i den större delen, samtidigt som avgränsningen skulle göra mest nytta om elavbrottet skulle ske i den mindre delen eftersom målet med automationen är att snabbare avgränsa elavbrottets verkningsområde till ett så litet område som möjligt. Ju större asymmetri desto sämre kan automationen utnyttjas.

Intuitivt verkar det mest korrekt att dela in nätavsnittet i två lika stora delar enligt effektutmatningen till lågspänningsnätet, vilket skulle ge två olika stora nätdelar sett till kabellängden, men detta skulle gälla endast om effekten avtar linjärt från transformatorstationen till primärgrenens ända och har inte undersökts närmare. I verkligheten avtar inte effekten linjärt utan beror av anslutningarnas effekter och fördelning längs el-linjen. Samtidigt förändras effektfördelningen i någon mån med tiden p.g.a. konsumenternas förändrade beteenden, i samband med utbyggnad och ombyggnad av nätet o.s.v. Det sistnämnda kan också förändra förhållandet mellan nätdelarna om indelningen gjorts enligt kabellängd. Eftersom varken en indelning enligt kabellängd eller en indelning enligt effekt går att kontrollera och bibehålla i längden torde en indelning av nätet i lika delar enligt kabellängd vara en tillräckligt god princip vid automation om man samtidigt beaktar att effektfördelningen inte blir alltför ojämn mellan de två nätdelarna. Den optimala automationsplaceringen med detta resonemang är alltså i en transformatorkiosk centralt i nätavsnittet så att två områden skapas med ungefär lika långa kabellängder. I nätavsnitt A väljs K21 på huvudgrenen.

Följande faktor att ta i beaktande är antalet utgångar i transformatorkioskerna. Eftersom det är praktiskt att på en gång utrusta alla frånskiljare i en transformatorkiosk med fjärrstyrning lönar det sig att vid automation välja transformatorkiosker med så många utgångar som möjligt eftersom det ökar avgränsningsmöjligheterna vid elavbrott. I tabell 6 framgår det att K24 har flest utgångar som matar effekt, d.v.s. tre. K8 och K31 har 2 + 1 utgångar, d.v.s. två som matar effekt och en som leder till en sektioneringsgräns. Alla andra transformatorkiosker har färre utgångar. Vid valet av den första transformatorkiosken som skall automatiseras har K8, K24 och K31 för låg eller hög uteffekt för att effektfördelningen mellan de två nätdelarna skall bli någorlunda jämn. Fem transformatorkiosker har två

utgångar. Den tidigare valda K21 har endast en utgång. Av de fem transformatorioskerna med två utgångar ligger både K17 och K22 bredvid K21. K17 bedöms vara mer centralt belägen av de två och väljs som det lämpligaste automationsobjektet.

Att automatisera en transformatoriosk med sektioneringsfrånskiljare, såsom K8 eller K31, skulle möjliggöra snabbare slingmatning, men är inte lämpligt som första automationsåtgärd i nätavsnittet. Orsaken till detta är att ett nätfel först måste kunna avgränsas före man har nytta av sektionering. Sektioneringen är en del av omkonfigureringen av nätet för att kunna inleda slingmatning och följer först efter avgränsningen. Automation av en sektioneringsfrånskiljare kommer till sin rätt först när det finns minst en annan automatiserad transformatoriosk i nätavsnittet. Om resten av transformatorioskerna innehåller manuella frånskiljare innebär en automatiserad sektioneringsfrånskiljare inga avgörande tidsfördelar eftersom slingmatningen inte kan påbörjas förrän man avgränsat felet med två manuella frånskiljare vilket tar ungefär lika länge som att styra sektioneringsfrånskiljaren manuellt.

Med fjärrstyrning och två olika fellägen F1 och F2 fås två fall som betecknas mfs1u resp. mfs1n, där mfs1 står för manuella frånskiljare och en transformatoriosk med fjärrstyrning, u står för att felet ligger uppströms om transformatorioskens medan n står för att felet ligger nedströms om transformatorioskens.

Med felindikering och två fellägen F1 och F2 fås två fall som betecknas mfi1u resp. mfi1n, där mfi1 står för manuella frånskiljare och en transformatoriosk med felindikering, medan u och n har samma betydelse som ovan.

Med FLIR och två fellägen F1 och F2 fås också två fall som på motsvarande sätt betecknas mF1u resp. mF1n, där mF1 står för manuella frånskiljare och en transformatoriosk med FLIR, medan u och n har samma betydelse som ovan. Nedan följer händelseförloppen vid fel i F1 och F2 för fjärrstyrning, felindikering och FLIR i den valda transformatorioskens K17:

Fjärrstyrning i K17:

- F1 (fall mfs1u): Ett skyddsrelä i TS bryter matningen till nätavsnitt A då felet i F1 registreras. Under den första avgränsningsfasen öppnas frånskiljaren i K17 mot F1 via fjärrstyrning från kontrollrummet. Detta avgränsar området mellan TS och mellanspänningsingången på K17. Under den 6 min. långa första avgränsningsfasen råder elavbrott i hela nätavsnittet. Under den 1 h långa andra avgränsningsfasen

stänger ett reparationsteam manuellt någon av sektioneringsfrånskiljarna S5–S7 varvid slingmatning av K17–K37 kan påbörjas. Reparationsteamet öppnar manuellt frånskiljarna i K8 och K11 mot F1. Frånskiljaren i K17 stängs mot K11 via fjärrstyrning från kontrollrummet. Den brytare i TS som skyddsreläet öppnade då felet inträffade stängs via fjärrstyrning från kontrollrummet varefter TS matar K1–K10 normalt. Felet är då isolerat och orsakar inte elavbrott någonstans i nätavsnittet under reparationstiden 8 h. Efter att felet reparerats stängs frånskiljarna i K8 och K11 manuellt, medan den sektioneringsfrånskiljare av S5–S7 som är stängd öppnas manuellt. TS matar åter hela nätavsnittet.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mfs1u} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,fs} + (P_{ts} - P_{t,u,a}) \cdot t_{a,m}) \quad (3)$$

där  $h_{W,oplan}$ ,  $P_{ts}$  och  $t_{a,m}$  har samma betydelse som tidigare och

- $P_{t,u,a}$  = effekten över mellanspänningsingången i den transformatoriosk som har felet uppströms om sig och avgränsar felet under den andra avgränsningsfasen som görs med manuella frånskiljare. Denna transformatoriosk är i dessa beräkningar den som utrustats med automation.
- $t_{a,fs}$  = avgränsningstid för fjärrstyrd frånskiljare = 6 min.
- F2 (fall mfs1n): Ett skyddsrelä i TS bryter matningen till nätavsnitt A då felet i F2 registreras. Under den första avgränsningsfasen öppnas frånskiljaren i K17 mot F2 via fjärrstyrning från kontrollrummet. Detta avgränsar området mellan K17 och K37. Under den 6 min. långa avgränsningsfasen råder elavbrott i hela nätavsnittet. Den brytare i TS som skyddsreläet öppnade då felet inträffade stängs via fjärrstyrning från kontrollrummet varefter TS matar K1–K17 normalt. Under den 1 h långa andra avgränsningsfasen stänger ett reparationsteam manuellt någon av sektioneringsfrånskiljarna S5–S7 och öppnar manuellt frånskiljarna i K21 och K22 mot felet, varefter slingmatning av K22–K37 kan påbörjas. Frånskiljaren i K17 öppnas mot K21 via fjärrstyrning från kontrollrummet varvid matningen från TS kan nå även K21. Felet är då isolerat till mellanspänningskabeln mellan K21 och K22 och orsakar inte elavbrott någonstans i nätavsnittet. Efter att felet reparerats stängs frånskiljarna i K21 och K22 manuellt, medan den sektioneringsfrånskiljare av S5–S7 som är stängd öppnas manuellt. TS matar åter hela nätavsnittet.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mfs1n} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,fs} + P_{t,n,a} \cdot t_{a,m}) \quad (4)$$

där  $h_{W,oplan}$ ,  $P_{ts}$ ,  $t_{a,fs}$  och  $t_{a,m}$  har samma betydelse som tidigare och

$P_{t,n,a}$  = effekten över mellanspänningsutgången i den transformatorkiosk som har felet nedströms om sig och avgränsar felet under den andra avgränsningsfasen som görs med manuella fränksiljare. Denna transformatorkiosk är i dessa beräkningar den som utrustats med automation. Ifrågavarande uteffekt är densamma som ineffekten i följande transformatorkiosk nedströms. Denna ineffekt används eftersom uteffekterna inte är kända. Om transformatorstationen avgränsar felet uppströms istället för en transformatorkiosk gäller att  $P_{t,u,a} = P_e$ .

Felindikering i K17:

- F1 (mfi1u): Händelseförloppet är detsamma som för fall mfs1u med den skillnaden att den första avgränsningsfasen under vilken det är elavbrott i hela nätavsnittet räcker 4 min.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mfi1u} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,fi} + (P_{ts} - P_{t,u,a}) \cdot t_{a,m}) \quad (5)$$

där

$t_{a,fi}$  = avgränsningstid för felindikering = 4 min.

- F2 (mfi1n): Händelseförloppet är detsamma som för fall mfs1n med den skillnaden att den första avgränsningsfasen under vilken det är elavbrott i hela nätavsnittet räcker 4 min.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mfi1n} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,fi} + P_{t,n,a} \cdot t_{a,m}) \quad (6)$$

FLIR i K17:

- F1 (mF1u): Händelseförloppet är detsamma som för fall mfs1u och mfi1u med den skillnaden att den första avgränsningsfasen under vilken det är elavbrott i hela nätavsnittet räcker 20 s.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mF1u} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,F} + (P_{ts} - P_{t,u,a}) \cdot t_{a,m}) \quad (7)$$

- F2 (mF1n): Händelseförloppet är detsamma som för fall mfs1n och mfi1n med den skillnaden att den första avgränsningsfasen under vilken det är elavbrott i hela nätavsnittet räcker 20 s.

De ekonomiska skadorna beräknas enligt följande:

$$KAH_{mF1n} = h_{W,oplan} \cdot (P_{ts} \cdot t_{a,F} + P_{t,n,a} \cdot t_{a,m}) \quad (8)$$

## 11.7 Fallstudiens resultat

En sammanställning av de använda konstanterna i KAH-beräkningarna ses i tabell 7. De använda variablerna vid KAH-beräkningarna samt KAH-resultaten ses i tabell 8.

**Tabell 7.** Använda konstanter i KAH-beräkningarna.

$h_{W,oplan}$ (€/kWh)	$P_{ts}$ (kW)	$t_{a,F}$ (h)	$t_{a,fi}$ (h)	$t_{a,fs}$ (h)	$t_{a,m}$ (h)
13,3	2806	1/180	1/15	1/10	1

**Tabell 8.** Använda variabler vid KAH-beräkningarna samt KAH-resultaten.

Fall	Felläge	$P_{t,u,a}$ (kW)	$P_{t,n,a}$ (kW)	KAH (€)
m	F1, F2	-	-	37 320
mfs1u	F1	2806	1316	23 549
mfs1n	F2	1005	-	17 098
mfi1u	F1	2806	1316	22 305
mfi1n	F2	1005	-	15 854
mF1u	F1	2806	1316	20 024
mF1n	F2	1005	-	13 574

KAH-värdet för ett elavbrott i fallet utan automation har beräknats till ca 37 300 €. Motsvarande KAH-värden i automationsfallen varierar beroende på dels automationsnivån

och dels felets läge. De två fellägena F1 och F2 valdes för att med deras lägen åstadkomma en indelning av nätavsnittet i tre ungefär lika stora delar vad beträffar effektmatningen till lågspänningsnätet. Det antas därför att medelvärden av KAH-värdena för de två felen representerar ett genomsnittligt KAH-värde för automationen ifråga. KAH-medelvärdena har beräknats och presenteras i tabell 9.

KAH-inbesparingen per elavbrott för ett specifikt automationsalternativ fås som skillnaden mellan KAH-medelvärdet för alternativet ingen automation och KAH-medelvärdet för automationsalternativet ifråga. I tabell 9 ses KAH-medelvärden, KAH-inbesparingar, kostnadsanalysens totala jämförpriser, totala investeringskostnader och differensen mellan dessa samt det ekonomiska resultatet av automationen räknat för ett elavbrott under automationskomponenternas användningstid. Kostnadsanalysens värden när det gäller fjärrstyrning motsvaras av värdena för produktpaket 4 för efterinstallation, medan när det gäller felindikering motsvaras de av värdena för produktpaket 5 för efterinstallation. FLIR ingick inte i kostnadsanalysen varför jämförpriser och investeringskostnader saknas, men FLIR har tagits med för jämförelse av KAH-medelvärden och -inbesparingar.

**Tabell 9.** Sammanställning av de parametrar som påverkar lönsamheten vid automationsåtgärderna fjärrstyrning och felindikering för ett elavbrott i en transformatoriosk i nätavsnitt A.

	KAH-medelvärde (€/elavbrott)	KAH-inbesparing (€/elavbrott)	Totalt jämförpris (€)	Totala investeringskostnader (€)	Differens mellan tot. jämförpris och tot. inv.kostn. (€)	Ekonomiskt resultat (€)
<b>Ingen automation</b>	37 320	-	-	-	-	-
<b>Fjärrstyrning</b>	20 324	16 996	7 957	14 200	6 243	10 753
<b>Felindikering</b>	19 702	17 618	9 166	20 100	10 934	6 684
<b>FLIR</b>	19 080	18 240	-	-	-	-

I fallstudien har effekten på KAH-värden vid automation av en transformatoriosk och för ett elavbrott beräknats. Lönsamheten för automationen om man beaktar KAH-inbesparingen vid ett elavbrott, tillsynsmetodernas jämförpriser och investeringskostnaderna kan uttryckas som KAH-inbesparingen plus det totala jämförpriset minus de totala investeringskostnaderna. För fjärrstyrning blir resultatet en vinst på ca 10 800 € och för felindikering en vinst på ca 6700 €.



## 12 Diskussion

Nedan diskuteras tillsynsmetoderna samt resultaten av kostnadsanalysen och fallstudien.

### 12.1 Tillsynsmetoderna

Tillsynsmetodernas jämförpriser på nätåtgärder och deras verkliga kostnader för genomförande uppvisar stora skillnader när det gäller automation och jordkablifiering. För automationskomponenter antyder analysen av investeringskostnaderna att jämförpriset är mycket lägre än de verkliga kostnaderna, vilket orsakar en stor investeringsförlust, relativt sett. För jordkablifiering gäller det omvända enligt den ovan nämnda undersökningen gjord av en representant för ett nätbyggnadsbolag, d.v.s. de verkliga kostnaderna är mycket lägre än jämförpriset, vilket i sin tur ger en stor höjning av nätvärdet och i slutändan möjlighet till en god skälig avkastning.

Det är fördelaktigt för nätinnehavarna att satsa på nätåtgärder där jämförpriset är högre än den verkliga kostnaden och att undvika nätåtgärder där jämförpriset är lägre än den verkliga kostnaden. Den kostnadsanalys som gjorts i detta arbete gäller sex av de 218 nätkomponenter som finns i tillsynsmetodernas lista med jämförpriser. Resultatet visar att alla tre automationskomponenterna uppvisar ofördelaktiga jämförpriser och två av dessa mycket ofördelaktiga. Undersökningen gjord av representanten för nätbyggnadsbolaget visade att det omvända gäller för jordkabel och ett flertal andra komponenter som undersökts i samband med ett saneringsprojekt i distributionsnätets 20 kV- och 0,4 kV-nätdelar.

Den största osäkerheten i kostnadsanalysen när det gäller automationskomponenterna torde ligga i materialkostnaderna. Leverantörernas priser kan variera beroende på flera faktorer. Förutom direkta skillnader i funktionalitet och hur funktionaliteterna är kombinerade i olika fysiska komponenter varierar priserna beroende på inköpsvolym och eventuell strategisk prissättning. Resultaten för automationskomponenterna i detta arbete skulle ge anledning till en mer ingående analys med djupare fokus på materialkostnaderna för att utreda om jämförpriserna för automationskomponenter verkligen är så ofördelaktiga som denna undersökning visar. En sådan fortsatt analys måste dock av tidsbrist lämnas utanför detta arbete. I resonemanget som följer diskuteras resultaten sådana som de är.

Stora skillnader mellan jämförpris och verkliga kostnader kan leda till snedvridningar på flera plan i elnätsverksamheten om det styr elnätsinnehavarnas satsningar mer än nätets verkliga behov:

- Om ett elnäts huvudsakliga utvecklingsbehov gäller åtgärder som skulle orsaka ett sänkt nätvärde via det justerade återanskaffningsvärdet, och dessa åtgärder undviks till förmån för åtgärder som ger ett förhöjt nätvärde leder det på sikt till sämre nätkvalitet. Också ett överdrivet fokus på sådan nätutveckling som ger ett förhöjt nätvärde via tillsynsmetoderna tillför nätet ett mervärde, men görs på bekostnad av andra delar av elnätet som med tiden kommer att bli underutvecklade.
- Om nätåtgärder som ger ett förhöjt nätvärde favoriseras, trots att de inte motsvarar nätets verkliga behov, riskerar nätet utvecklas i en riktning som i det långa loppet inte är fördelaktig. De stora dragen i tillsynsmetoderna uppdateras för närvarande med 8 års mellanrum, medan mindre korrigeringar i metoderna görs halvvägs i 8-årsperioden. Eftersom tillsynsmetoderna i nuläget förändras med 8 års mellanrum kan det vid planering av nätåtgärder vara vanskligt att optimera nätutvecklingen utgående från investeringsincitamentet framom att utgå från elnätets behov. När följande version av tillsynsmetoderna träder i kraft kan det vara helt andra nätåtgärder som ger stora förhöjningar av nätvärdet. Att periodvis satsa på valda delar av elnätet ger i det långa loppet ett helt annat, och med största sannolikhet ett mindre ändamålsenligt, elnät än ett som utvecklas långsiktigt.
- Eftersom nätinnehavarnas resurser är begränsade är det inte i längden hållbart att överinvestera i vissa delar av nätet för att generera ett högt nätvärde. Om någon del av nätet är underutvecklad kan de första investeringarna i denna nätdel ge stor utdelning i form av klart minskade KAH-värden, men för varje tilläggsinvestering minskar utdelningen i form av minskade KAH-värden per satsad euro. Med begränsade resurser borde alltid kostnadseffektiva åtgärder i de delar av nätet där behovet är störst styra nätutvecklingen.
- En nätinnehavare kan alltså öka sitt justerade återanskaffningsvärde för elnätet genom att göra investeringar där kostnaderna för utförda nätåtgärder är lägre än tillsynsmetodernas jämförpriser för motsvarande åtgärder. Ett högt justerat återanskaffningsvärde i den justerade balansräkningen ger i slutändan möjlighet till en hög skälig avkastning. Stora investeringar som höjer det justerade återanskaffningsvärdet och den skäliga avkastningen kräver för många nätinnehavare stora lån. Att den skäliga avkastningen i det läget, trots skuldsättningen, ändå är god är i det långa loppet ingen garanti för att företaget mår bra i och med att en del av vinsten oftast betalas ut till aktieägarna i form av dividender. Samtidigt kan höjda

överföringsavgifter motiveras med de stora investeringarna. I slutändan är det alltså konsumenterna som betalar investeringarna. I den mån det finns vinnare i sammanhanget så är det aktieägarna. Affärsetiken i ett dylikt agerande kan ifrågasättas när det gäller överdrivna investeringar i syfte att maximera den skäligen avkastningen.

Tillsynsmetodernas angivna användningstid för en nätkomponenttyp är en teknisk-ekonomisk användningstid. Denna är alltid kortare än tillverkarens angivna livslängd för komponenten. Eftersom användningstiden används vid beräkning av elnätets justerade bruksvärde i investeringsincitamentet blir en komponent som nått slutet av den användningstid som anges i tillsynsmetoderna värdelös i bokföringen trots att tillverkarens angivna livslängd inte uppnåtts. Det här uppmuntrar nätinnehavare till byte av komponenter i förtid vilket inte är hållbar utveckling.

Efter varje verksamhetsår begär Energimyndigheten, som en del av tillsynen, uppgifter om verksamheten av nätinnehavarna. På basen av inkomna uppgifter beräknar Energimyndigheten diverse parametrar som fungerar som mätare på elnätsverksamheten. Tillsynsmetodernas användbarhet när det å andra sidan gäller att planera verksamheten i förväg är begränsad eftersom det inte är tillsynsmetodernas primära syfte. Tillsynsmetoderna är avsedda att fungera som mätare på verksamheten när den betraktas i efterhand. I detta arbete har tillsynsmetoderna använts för kostnadsanalyser och förenklade KAH-beräkningar i planeringssyfte. Man kunde tänka sig att använda tillsynsmetoderna i ännu större omfattning för planering av nätutvecklingen. Det här är dock möjligt endast till viss del p.g.a. att de flesta nyckeltal i tillsynsmetoderna kan beräknas först i efterhand då året är till ända och avbrottsfrekvenser m.m. är kända. T.ex. går det inte att ha kvalitetsincitamentet som mätare vid planering av nätåtgärder, d.v.s. för att undersöka effekten av en specifik nätåtgärd, eftersom man, p.g.a. elnätets komplexitet och elavbrottens oförutsägbarhet, inte på förhand kan bedöma effekten av en nätåtgärd på de ekonomiska skadorna. Fullständiga KAH-formler förutsätter information om bl.a. elavbrottsstatistik från det undersökta året, och då det är fråga om planering av en nätåtgärd finns inga sådana data eftersom de komponenter man planerar att installera inte finns i nätet ännu.

På basen av jämförelsen av produktpaketens jämförpriser med verkliga kostnader verkar jämförpriserna för automationskomponenter vara lågt satta. Det gör att det är svårt att nå lönsamhet i en investering som innehåller automationskomponenter. Det här gäller i synnerhet efterinstallationer av automationskomponenter, d.v.s. där

automationskomponenter installeras i befintliga transformatorbioser. Om nätinnehavaren gör en långsiktigare kostnadsanalys, t.ex. en livscykelanalys, och beaktar de sannolikt förkortade elavbrottsiderna, kan det visa sig att automationen lönar sig och i slutändan blir det billigare alternativet framom att spara in investeringskostnaden och istället betala mer via ekonomiska skador.

Livscykelanalyser av komponenter i elnätet försvåras av periodiciteten i tillsynsmetoderna. Vid bedömning av effekten av en viss nätinvestering på nätet är det svårt att göra några exakta beräkningar eller ens uppskattningar bortom den pågående 8-årsperiodens slut. Skarvet mellan två tillsynsmetoders giltighetstid utgör en horisont man inte kan se bortom i och med att man inte vet hur tillsynsmetoderna förändras då och därför inte vet hur påverkan blir på hela elnätets värde, enskilda komponenters värde, den skäligen avkastningen etc.

### **12.1.1 Kontakt med Energimyndigheten**

- Efter att resultaten i detta arbete visat på en så ogynnsam jämförprissättning på automationskomponenter kontaktades Energimyndigheten. Temat var jämförpriserna. I telefonsamtal och e-postkorrespondens med en representant för Energimyndigheten i mars och april 2018 framgick följande:
- Energimyndigheten skickade i november 2014 ut en prisenkät till nätinnehavarna. I enkäten ombads nätinnehavarna meddela de verkliga kostnaderna för den sista utförda investeringen för varje nätagård. Som äldsta tillåtna investeringsuppgift tilläts investeringskostnader från år 2009. De nyaste investeringsuppgifterna var från början av år 2014. Största delen av svaren gällde investeringar som gjorts under år 2013. 90 % av nätinnehavarna svarade på prisenkäten.
- Svarsinformationen från prisenkäten har legat som grund för indelningen av nätkomponenterna samt deras jämförpriser i bilaga 1 i nuvarande tillsynsmetoder för åren 2016–2023. Jämförpriserna har beräknats direkt från svaren, huvudsakligen som viktade medelvärden. Om samplet har varit tillräckligt stort har svar som legat utanför standardavvikelsen raderats innan medelvärdet har beräknats. På detta sätt påverkas inte slutresultatet av extremt avvikande svar.
- Jämförpriserna är för närvarande, i tillsynsmetoderna för åren 2016–2023, i kraft 8 år. Tidigare har jämförpriserna haft kortare giltighetstid, 3 år under åren 2005–2007

och 4 år under åren 2008–2011 resp. åren 2012–2015. Ändringen från 4 till 8 års giltighetstid genomfördes på nätinnehavarnas begäran.

- Jämförpriserna har beräknats i Microsoft Excel. Resultaten har behandlats objektivt utan medveten styrning, d.v.s. priserna har inte justerats varken uppåt eller nedåt för att styra nätinnehavarnas investeringar. Utgångsläget är att jämförpriset skall återspegla det verkliga bruksvärdet hos elnätet och dess komponenter. Om investeringsuppgifter inte funnits att tillgå har man använt t.ex. föregående tillsynsperiods jämförpris.
- Mellan tredje och fjärde tillsynsperioden, d.v.s. åren 2012–2015 resp. åren 2016–2019 har bl.a. följande jämförpristendenser för jordkabelnätets komponenter noterats:
  - 20 kV jordkablar: Jämförpriset har sjunkit
  - Jordkabeltillbehör: Jämförpriserna har sjunkit
  - Grävarbeten: Jämförpriserna har stigit
  - Transformator kiosker: Jämförpriserna har stigit
  - Transformator kioskers automationsutrustning: Jämförpriserna har stigit
  - 20 kV mellanspanningsställverk: Jämförpriserna har stigit
- Jordkabelfieringen har ökat kraftigt de senaste åren till stor del p.g.a. elmarknadslagen som trädde i kraft år 2013.
- Komponentindelningen och jämförpriserna återspeglar vad som har varit normala byggsätt och vanliga nätsatsningar vid den tidsperiod som jämförprisenkätens svar gäller, d.v.s. mellan åren 2009–2014, varav de flesta investeringarna gjorts år 2013. Då utvecklingen går framåt förändras byggsätt, teknik m.m., vilket kan göra att de verkliga kostnaderna förändras.
- Följande iakttagelser är inte Energimyndighetens officiella ståndpunkter eftersom det inte undersökts tillräckligt:
  - Genom att jämföra nuvarande jämförpriser med föregående tillsynsperiods jämförpriser verkar det som att ju mer en viss nätåtgärd har gjorts, desto mer,

allmänt taget, har jämförpriset sjunkit eller åtminstone har det inte stigit. Omvänt, sådant som gjorts i minskande omfattning verkar allmänt taget uppvisa ökande jämförpris.

- Det kan antas att de rapporterade investeringskostnaderna huvudsakligen gällt nyinstallationer och andra stora nätåtgärder omfattande många komponenter samt att efterinstallationer av få komponenter, såsom automationskomponenter, inte är lika vanliga. När det gäller automationskomponenter kan man anta att dessa ofta installerats i samband med nyinstallation av transformatorkiosker eller separata fränkiljarstationer ute i nätet.

### 12.1.2 Slutsatser av kontakten med Energimyndigheten

Den långa processen som ligger bakom insamlingen av information för beräkning av jämförpriserna gör att jämförpriserna redan när nya tillsynsmetoder presenteras riskerar vara inaktuella. Data samlades in i slutet av år 2014 och början av år 2015 och svaren gällde investeringar som gjorts mellan år 2009 och början av år 2014. Merparten av svaren gällde investeringar från år 2013. Om man för den femåriga datainsamlingsperioden förenklat antar att de inkomna svaren på jämförprisenkäten representerar investeringskostnaderna i mitten av år 2013 kan jämförpriserna när de presenteras i tillsynsmetoderna i början av år 2016 alltså betraktas som 2,5 år gamla och kommer ännu att vara giltiga i 8 år. I slutet av 8-årsperioden kommer alltså jämförpriserna att vara över 10 år gamla. Jämförpriserna justeras årligen med konsumentprisindex, men variationer i de verkliga kostnaderna kan inte tas i beaktande. Mot denna bakgrund är det lätt att inse att oönskade effekter kan uppstå i jämförpriserna.

Skulle den första iakttagelsen som inte var Energimyndighetens officiella ståndpunkt, d.v.s. att jämförpriset verkar minska när en nätåtgärd görs i ökande omfattning och verkar öka när en nätåtgärd görs i minskande omfattning, kunna gälla generellt? Om så vore fallet skulle ett exempel på ett ”worst case” i detta sammanhang kunna vara följande:

- En viss nätåtgärd har ännu gjorts i liten omfattning när nätinnehavarna svarat på jämförprisenkäten varvid prisnivån för de verkliga kostnaderna då legat på en relativt hög nivå

- Om nätåtgärden ungefär vid tiden för svarandet på enkäten börjar bli vanligare kan det medföra att de verkliga kostnaderna börjar sjunka
- När jämförpriset presenteras vid ibrukttagandet av tillsynsmetoderna för åren 2016–2023 kan de verkliga kostnaderna redan ha sjunkit under 2,5 års tid enligt resonemanget ovan
- Om det även under hela tillsynsperioden satsas kraftigt på ifrågavarande nätåtgärd och de verkliga kostnaderna pressas ytterligare, kan de verkliga kostnaderna vid tillsynsperiodens slut år 2023 ligga drygt 10 år efter och mycket under jämförpriset, trots årliga inflationsjusteringar via konsumentprisindex

Detta scenario ligger sannolikt bakom den stora diskrepansen mellan jämförpriserna och de verkliga kostnaderna för jordkablifiering, där jämförpriserna är höga i förhållande till de verkliga kostnaderna. Elmarknadslagen som trädde i kraft år 2013 orsakade en kraftig ökning i jordkablifieringen ungefär vid samma tid som nätinnehavarna svarade på prisenkäten och effekten av ökningen i jordkablifiering på jämförpriset maximerades. Att de verkliga kostnaderna i anslutning till jordkablifieringsprojekt sjunkit trots att grävarbetena blivit dyrare beror dels på att jordkablarnas materialkostnader i förhållande till de totala kostnaderna är stora och dels att materialkostnaderna för jordkablilar sjunkit.

10 år är en lång tid när det gäller teknisk utveckling, speciellt när det gäller elektroniska komponenter såsom automationskomponenter för övervakning, styrning och kommunikation. Samtidigt som enskilda tekniska komponenter med tiden ofta sjunker i pris så ökar de tekniska möjligheterna och den tekniska standarden blir mer avancerad. Det som anses som normal teknik blir hela tiden mer avancerat med påföljd att kostnaderna ofta som helhet kan stiga. Detta gäller inte minst för automation i elnätet.

Vartefter utvecklingen går framåt förändras innehållet i den installerade nätutrustningen. Om det t.ex. vid tiden för jämförprisenkäten var vanligt att i samband med nyinstallation av en transformatoriosk endast utrusta en av de ofta fyra fränskiljarna i transformatoriosken med motormanöverdon för fjärrstyrning så präglas jämförpriset av de verkliga kostnaderna för sådana nyinstallationer. Då det i nuläget är vanligare att utrusta transformatoriosken med fler än ett manöverdon blir de verkliga kostnaderna högre. Om det dessutom är fråga om en efterinstallation av en fjärrstyrningsenhet och transformatoriosken saknar manöverdon måste även dessa installeras. Fjärrmanöverdon har inget eget jämförpris och om transformatoriosken utrustas med 1–4 manöverdon i anslutning till efterinstallationen av

fjärrstyrningsenheten består investeringen i fjärrstyrning också av material- och installationskostnaderna för 1–4 manöverdon. Detta kan vara en orsak till fjärrstyrningsenhetens ogynnsamma jämförpris. I kostnadsanalysen har det räknats med tre manöverdon i anslutning till fjärrstyrningsenheten.

Den långa giltighetstiden för tillsynsmetoderna har både för- och nackdelar. Nätinnehavarna har önskat 8 års giltighetstid istället för tidigare 4 år. En lång giltighetstid ger stabilitet i planering och nätutveckling samtidigt som ofördelaktiga jämförpriser också är giltiga i 8 år. Ofördelaktiga jämförpriser för vissa nätkomponenter kan dock tänkas vägas upp av fördelaktigare priser på andra nätkomponenter. För att inte riskera en snedvridning av nätutvecklingen skulle ett system där Energimyndigheten hade möjlighet att korrigera jämförpriserna oftare vara att föredra. Detta kunde realiseras så att tillsynsmetoderna som helhet skulle gälla i t.ex. 8 år medan jämförpriserna skulle ha tätare uppdateringsintervall. I nuläget är Energimyndigheten i praktiken bunden till de gällande tillsynsmetoderna fram till år 2023 och kan svårligen ändra dem under den pågående 8-årsperioden.

Om antagandet att jämförpriserna till större delen baserar sig på nyinstallationer och inte i lika hög grad på efterinstallationer stämmer skulle det göra att jämförpriserna gynnar stora helhetsinvesteringar. Eftersom nyinstallationer består av större produkthelheter där nätinnehavarna kunnat få en större rabatt blir enskilda ingående komponenters priser, och därmed även motsvarande jämförpriser, lägre än de verkliga priserna vid enskilda investeringar i samband med efterinstallationer. För sådana investeringar som sällan görs enskilt står de priser som fås från de stora produkthelheterna för den största viktningen och jämförpriset blir lägre än de verkliga kostnaderna. Det här leder till att jämförpriserna generellt sett inte gynnar efterinstallationer.

Automationskomponenter är såtillvida en speciell produktkategori att de förutom i samband med nyinstallationer av transformatorkiosker också installeras i ökande omfattning som efterinstallationer. Det här kan vara en orsak till automationskomponenternas ogynnsamma jämförpriser och underströks i kostnadsanalysen av hur totalekonomin för investeringen försämras ju större andel automationen har. Det är sannolikt att ju större komponenthelheter som köps in och installeras, desto lägre, relativt sett, blir de verkliga kostnaderna per komponent. Ju mindre komponenthelheter desto högre, relativt sett, blir de verkliga kostnaderna per komponent. Större produkthelheter ger också fler möjligheter att effektivera arbetsmomenten och därigenom minska kostnaderna.



Stora nätinnehavare har en bättre förhandlingsposition med leverantörer och entreprenörer och kan genom stora beställningsvolymerna minska på kostnaderna för material och arbete. Stora volymer kan också möjliggöra att andra kostnader såsom t.ex. frakt relativt sett sjunker. Möjligheterna att effektivisera verksamheten och minska arbetskostnaderna är också bättre tack vare en större personalstyrka och därmed bättre möjligheter till specialisering inom de olika yrkesgrupperna. Små nätinnehavare har inte samma möjligheter.

Energimyndighetens mål är att skapa ett stabilare elnät med färre och kortare elavbrott och att främja nätutvecklingen. Tillsynsmetoderna har ett tydligt fokus på en utveckling mot ett leveranssäkrare elnät. Detta fokus är starkt förankrat i det nuvarande tillståndet i Finlands elnät. Tillsynsmetodernas incitament kan också förstås mot bakgrunden av de stora stormarna som härjat i Finland under 2000-talet och de ekonomiska skador dessa orsakat via elavbrott (Pylkkänen 2015, 9–12). Samtidigt kunde framtidsperspektivet och hållbar utveckling betonas mer. Energimyndigheten är i en nyckelposition när det gäller att förbereda det finländska elnätet för framtiden i och med att tillsynsmetoderna så långt styr nätinnehavarnas nätutveckling. Den stora frågan blir: Hur optimera/balansera elnätsbyggandet så att 1) det blir kostnadseffektivt för både nätbyggnadsbolagen och samhället, 2) elnäten byggs på ett tekniskt förnuftigt och hållbart sätt, och 3) teknikutvecklingen inte bromsas upp?

Man kan anta att automationsinvesteringar i form av efterinstallationer inte görs i samma omfattning som om jämförpriserna på automationskomponenter vore gynnsammare. Trots de ogynnsamma jämförpriserna kommer behovet av automationsinvesteringar i form av efterinstallationer framöver att öka p.g.a. att:

- automationskomponenter har en kortare användningstid än många andra komponenter i tillsynsmetodernas lista över jämförpriser. Användningstiderna framgår i tabellerna 2 och 3. Det betyder att de behöver uppdateras oftare än de flesta andra komponenter i transformatorkioskerna och att dessa uppdateringar därför kommer att genomföras som efterinstallationer.
- Det finns många transformatorkiosker med manuella fränkskiljare ute i elnätet. Att i alla dessa fall vänta på att transformatorkiosken uppnått sin användningstid innan man byter ut den mot en ny och i samband med detta också automatiserar fränkskiljarna är inte hållbart om elnätet skall förberedas för framtiden.

Eftersom automation av elnätet är förnuftigt mot bakgrunden av den nuvarande utvecklingen i Finland så borde det också vara ekonomiskt förnuftigt att installera automation i efterhand. Resultaten i detta arbete väcker frågan om så är fallet i nuläget.

## 12.2 Kostnadsanalys av automationsinvesteringar

Kostnadsanalysen visar att ju större automationens andel är av hela produktpaketets värde, desto sämre blir lönsamheten då man ser på inverkan på det justerade återanskaffningsvärdet för komponenterna. Redan materialkostnaderna för alla tre automationskomponenterna är högre än jämförpriserna och skillnaderna efter att arbetskostnaderna räknats in är ännu större. Kostnaderna för automationskomponenterna i produktpaket 4 och 5 blir dessutom något högre än för samma komponenter integrerade i produktpaket 2 och 3. Skillnaden är att installationsarbetskostnaderna ingår i inköpspriset när automationen installeras redan i fabriken, medan arbetet utgör en tilläggs kostnad vid efterinstallation.

Också mellan automationskomponenterna ses en stor spridning i den procentuella differensen mellan totalt verkligt pris och totalt jämförpris. Informationsöverföringsanordningens totala verkliga pris ligger 26 % över det totala jämförpriset, fjärrstyrningsanordningen 153 % över och felindikeringsenheten 388 % över. Det betyder t.ex. att en fjärrstyrningsanordning kostar 2,5 gånger mer i verkligheten och en felindikeringsenhet nästan fem gånger mer.

När redan materialkostnaderna är högre än jämförpriserna för alla tre automationskomponenterna blir det en investeringsförlust även om effektiviteten vid installationen kunde ökas och arbetskostnaderna därmed kunde minskas. För de tre icke-automationskomponenterna i produktpaketen är utgångsläget inte detsamma, utan där är materialkostnaderna lägre än jämförpriserna vilket leder till ett förhöjt nätvärde via det justerade återanskaffningsvärdet, också efter att arbete och andra kostnader beaktats. Vid nyinstallation av produktpaket 2 och 3 där också automationskomponenter ingår fås enligt kostnadsanalysen inte längre ett förhöjt nätvärde, men den totala investeringsförlusten är mindre, 7 respektive 16 %, i och med att icke-automationskomponenternas mer rimligt satta jämförpriser väger upp olönsamheten vid installation av automationskomponenter. Det är också möjligt att investeringskostnaderna på produktpaket 2–3 kunde minskas så att investeringen inte skulle gå på förlust. Eftersom produktpaketens icke-automationskomponenter har ett fördelaktigare jämförpris än automationskomponenterna så

lönar det sig att om möjligt kombinera automationen med andra nätåtgärder för att förbättra lönsamheten eller åtminstone minska förlusten i samband med investeringen.

När det gäller lönsamheten vid efterinstallation av endast automationskomponenter i befintliga transformatorioser är läget sämre. En nätinnehavare som gör en storsatsning på automation och beställer stora mängder automationsutrustning kunde kanske lyckas minska material- och arbetskostnaderna något. Ju vanligare det blir med automation och ju mer automationskomponenter elmontörerna installerar desto högre kan man anta att installationseffektiviteten blir och därmed kan tidsåtgången vid installation, och därmed installationskostnaderna, sannolikt minska något. När det gäller fjärrstyrnings- och felindikeringsanordningar är dock skillnaderna mellan jämförpriser och totala verkliga kostnader så stora att en sådan investering med största sannolikhet kommer att gå med förlust. Vid efterinstallation av automationskomponenter uppnås bättre lönsamhet i investeringsskedet om man också uppgraderar icke-automationsrelaterade komponenter, t.ex. mellanspänningsställverket. I praktiken är det det omvända som gäller p.g.a. att automationskomponenter har kortare användningstid, nämligen att om man planerar att uppgradera icke-automationskomponenter i en transformatoriosk så installeras ofta även automationskomponenter.

Om man ser på nätinnehavarnas verksamhet som helhet och antar att jämförpriserna korrelerar bättre med de verkliga kostnaderna för de flesta andra komponenter än automationskomponenter, kan man tänka sig att de totala nätinvesteringarna under ett år ändå resulterar i ett förhöjt nätvärde. Detta p.g.a. att olönsamma investeringar i automation vägs upp av andra nätåtgärder som ger bättre utdelning i form av ett förhöjt nätvärde, t.ex. jordkablifiering. Genom att göra investeringar med gynnsamma jämförpriser kan nätinnehavarna alltså finansiera investeringar i automation som inte har lika gynnsamma jämförpriser. Detta stöds också av tillsynsmetoderna där det står att ”Investeringsincitamentet är avsett att sporra nätinnehavaren till i genomsnitt kostnadseffektiva investeringar och att möjliggöra ersättningsinvesteringar” (Energimyndigheten 23.11.2015, 62).

Kunder som är missnöjda med nätinnehavarens agerande i samband med elavbrott kan i allra högsta grad också orsaka ekonomiska effekter, t.ex. om de byter elleverantör. Det är dock svårt att uppskatta dylika ekonomiska effekter. Ett elavbrott har också inverkan på ett företags image, men det är likaledes svårsmätbart.

I detta arbete har fokuset i den ekonomiska analysen legat på investeringen. Om automationsinvesteringen ger ett sänkt nätvärde via investeringsincitamentet vore nästa steg att vidga perspektivet och göra en livscykelanalys där man också skulle beakta vad investeringen skulle medföra för minskning av de ekonomiska skadorna vid elavbrott. I ett mer långsiktigt perspektiv lönar sig automation oftast. För att kunna bedöma den saken krävs dock specifik kännedom om nätavsnittet där automationen planeras. Detta diskuteras närmare i kapitel 12.4.2.

### **12.2.1 Materialkostnader**

Materialkostnaderna i kostnadsanalysen har uppskattats utgående från information från ett varierande antal leverantörer. Priserna är att betrakta som generella marknadspriser. P.g.a. detta kunde priserna möjligen gå att pressa vid en verklig affär, varvid investeringskalkylen förändras. En rabatt på t.ex. 10 % inverkar ändå inte avgörande på helhetsbilden för automationskomponenternas del. När arbetet räknats in minskar rabattens andel och de totala kostnaderna minskar med mindre än 10 %.

Av investeringskostnaderna för de undersökta produktpaketerna är materialpriserna de största enskilda utgifterna. När det gäller teknisk utrustning kan materialpriserna variera mycket beroende på utrustning och funktionalitet. Priset står oftast i proportion till funktionaliteten och det är mest kostnadseffektivt att använda automationskomponenter som inte har fler och mer avancerade funktioner än vad som behövs för att fylla behoven. Om en nätinnehavare brukar investera i utrustning som är mer avancerad än vad som behövs så finns möjlighet att skära i materialkostnaderna. En annan aspekt är att även om produkterna i jämförelsen är normala produkter ur leverantörernas sortiment och produkter som brukar användas i automationssammanhang kan man givetvis fråga sig om produkterna är optimerade när det gäller funktionalitet och kostnad, d.v.s. har leverantörerna lämplig utrustning att erbjuda eller är produkterna mer avancerade än nödvändigt? Ett kostnadseffektivt sätt vore att i första hand kartlägga marknaden för att om möjligt hitta kostnadsoptimerade produkter som har precis de krävda funktionaliteterna och inget mer, och i andra hand, om sådana produkter inte finns, kunde man tänka sig att förhandla med en tillverkare om att utveckla sådana produkter. Det skulle i så fall ytterligare kunna minska på skillnaden mellan jämförpris och verkliga kostnader.

Leverantörer som kan erbjuda kompletta produkthelheter har en marknadsfördel framom leverantörer som levererar enstaka produkter. Att bygga en helhet av flera tillverkares

produkter kan leda till kompatibilitetsproblem trots standarder som t.ex. IEC61850. Problemen behöver inte vara olösliga, men kan kräva speciallösningar som höjer kostnaderna. En produkthelhet från en och samma leverantör kan därför vara en tryggare lösning för nätinnehavaren.

Vid optimering av investeringskostnaderna kunde man tänka sig att också undersöka andra alternativ. Kunde t.ex. tre enkla IED:n med varsin specifik funktion vara en mer kostnadseffektiv lösning än en IED med alla funktionerna integrerade i samma enhet? Framför allt om tillsynsmetoderna gav möjligheten att räkna jämförpriset för sådana IED:n tre gånger kunde det förbättra investeringens lönsamhet. Faktum är dock att jämförpriserna för de tre automationskomponenterna i tillsynsmetodernas lista över jämförpriser endast får räknas en gång vardera. Det här gäller som tidigare nämnts också i det fall att mer än en frånskiljare i en transformatorbänk utrustas med fjärrstyrning. Även om det installeras fler än ett motormanöverdon varvid till fjärrstyrningsanordningen räknas både fjärrstyrningsenheten och alla nödvändiga motormanöverdon så får jämförpriset bara räknas en gång.

### **12.2.2 Arbetskostnader**

Efter materialkostnaderna är arbetet den näst största enskilda utgiften vid en investering i något av de undersökta produktpaketerna. Ett av syftena med tillsynsmetoderna är att uppmuntra nätinnehavarna till att effektivera sin verksamhet. En del av detta omfattar effektivisering av arbetsmetoderna. När det gäller nätbyggnadsåtgärder utför en del nätinnehavare arbetena själva, medan andra lagt ut entreprenaderna på andra företag. Generellt kan man anta att en bättre kostnadseffektivitet uppnås genom att ett specialiserat nätbyggnadsbolag utför nätbyggnadsåtgärderna.

Historiskt har utvecklingen inom elnätsbranschen gått från användning av ett stort antal specialutvecklade produktlösningar till användning av en mindre mängd klart definierade produkthelheter som t.ex. produktpaketerna i detta arbete. Denna optimering har många fördelar för både leverantörer och nätinnehavare. Behovet av specialkompetens vid installation minskar då produktmångfalden minskas, installationen och hela projektet går snabbare då montörerna arbetar med kända produkter, installationsfelen blir färre och kostnaderna lägre.

Tidsåtgången för installationsarbetet i de fem produktpaketerna kunde kanske på sikt minskas genom effektivisering av arbetsprocesserna, speciellt via standardisering av de använda

produktpaketen. Samtidigt finns alltid en risk för ökad felfrekvens i installationen då arbetstakten ökas. Vid installation av transformatorbänkar är exempelvis anslutningarna till mellanspänningsutgångarna ett krävande arbetsmoment, både kompetens- och tidsmässigt. Fel i anslutningsinstallationen kan vara en direkt orsak till elavbrott.

## 12.3 Fallstudien

### 12.3.1 Riktlinjer för nätautomation

Nätautomation effektiviserar övervakningen av elnätet och ökar leveranssäkerheten. Den nuvarande automationsstrategin för Finlands elnät utgår från elnätets behov. Vid planering av nätautomation görs noggranna överväganden vid utplaceringen av automationskomponenter i elnätet. Automationskomponenter installeras inte i varje kopplingspunkt utan strategiska punkter väljs i elnätet där automationen gör mest nytta och är mest kostnadseffektiv. Av samma, ekonomiska, orsaker hålls också automationsgraden på en moderat nivå, d.v.s. man installerar inte mer funktionalitet än vad som anses nödvändigt. Med måttliga automationsinvesteringar kan man åstadkomma betydande positiva effekter på leveranssäkerheten i form av kortare avbrottstider och därmed minskade ekonomiska skador. Detta gäller framför allt i helt oautomatiserade nätavsnitt, vilket kan ses i fallstudien.

Fallstudiens resultat gäller nätavsnitt A och dess specifika omständigheter med de begränsningar och antaganden som gjorts. Ett nätavsnitt med ett stort antal transformatorbänkar, fränkiljare, brytare, skyddsreläer, ett varierande antal automationskomponenter och flera automationsnivåer är ett ytterligt komplext system där varje komponent påverkar slutresultatet. Vidare påverkas KAH-beräkningar av effekter, effektfördelning, nätstruktur, eventuell möjlighet till slingmatning, nätfelets läge, avbrottsfrekvenser o.s.v. Det gör att resultatet av fallstudien har begränsad tillämpbarhet när det gäller andra nätavsnitt. KAH-beräkningarna och den totala lönsamhetsanalysen gäller vad beträffar det kvantitativa resultatet specifikt nätavsnitt A. De riktlinjer för automation som diskuterats i fallstudien kan ses som allmängiltiga för ett första automationssteg i ett nätavsnitt som helt saknar automation. På samma sätt är tillvägagångssättet i lönsamhetsanalysen användbart också i andra automationssammanhang.

Komplexiteten är stor när det gäller att analysera ett nätavsnitt för att avgöra hur det är mest kostnadseffektivt att automatisera. Följande frågor är relevanta:

- Hur många punkter i nätet skall automatiseras? Det här är en klar optimeringsfråga och beror av elavbrottsfrekvensen i olika delar av nätet, nätstrukturen, möjligheten till slingmatning, om det är fråga om jordkabelnät, luftledningsnät eller en blandning av båda. Omfattningen av analysen och beräkningarna ökar snabbt med antalet automationspunkter. I fallstudien utvaldes endast en transformatoriosk för automationen. Mer lät sig inte göras inom ramen för detta arbete.
- Var i nätet lönar det sig att automatisera transformatoriosker?
  - Som tumregel bör automationen placeras ut jämnt fördelad i nätavsnittet så att el-linjerna delas in i ungefär lika stora delar. Därefter kan finjusteringar göras enligt nätavsnittets specifika egenskaper och behov.
  - Nätfelens fördelning i nätavsnittet, avbrottsfrekvensen samt elavbrottens längd påverkar de ekonomiska skadorna. Med ökad automation minskar inte nätfelen eller elavbrottsfrekvensen, men automationen minskar på elavbrottens verkningsområden. Mindre verkningsområde gör att antalet kunder som berörs av avbrottet, och därmed också den förlorade effekten, minskar. Dessutom förkortas tiden som åtgår till att hitta orsaken till elavbrottet i och med att sökområdet minskar. Allt detta gör att totallängden av elavbrottet minskar då alla kunders sammanlagda avbrottstid räknas in.
- Vilken typ av transformatoriosker lönar det sig att automatisera? När det gäller automatisering av transformatoriosker inverkar antalet utmatningar, antalet kunder och effekten. Den faktor som inverkar mest är effekten, som direkt påverkar KAH-värdet, d.v.s. de ekonomiska skadorna som kunderna upplever. Antalet utmatningar och kunder påverkar effekten indirekt eftersom effekten generellt sett ökar då antalet utmatningar och kunder ökar. Automation av sektioneringsfrånskiljare möjliggör snabb övergång till slingmatning och är ett relevant alternativ när minst en transformatoriosk automatiserats i nätavsnittet.
- Vilken automationsnivå skall användas? Det här avgörs av nätets uppbyggnad och avbrottsfrekvens samt beror på hur låga KAH-värden man vill uppnå. Skillnaden i KAH är liten mellan fjärrstyrning, felindikering och FLIR, medan skillnaden i KAH mellan någon av dessa och ingen automation är stor. Fjärrstyrning är det första automationssteget som påverkar KAH-värdena och också en förutsättning för fortsatt automation i form av felindikering och FLIR. Felindikering gör mest nytta i

transformator kiosker med många utmatningar, eftersom man då har fler alternativa riktningar att få felindikeringsinformation om. För FLIR krävs att det finns ett tillräckligt antal fjärrstyrda frånskiljare som kan styras med FLIR för att FLIR-funktionaliteten skall komma till sin rätta.

### **12.3.2 Den totala lönsamheten vid automationsinvesteringar**

KAH-inbesparingarna i fallstudien är relativt stora i förhållande till differenserna mellan det totala jämförpriset och de totala investeringskostnaderna för fjärrstyrnings- och felindikeringsalternativen. Automationen kan anses befogad redan om det inträffar ett enda elavbrott under automationskomponenternas användningstid. Om den förväntade avbrottsfrekvensen dessutom är högre än ett avbrott under användningstiden ökar lönsamheten ytterligare. Om den årliga avbrottsfrekvensen är känd kan den årliga KAH-inbesparingen beräknas som KAH-inbesparingen för ett elavbrott multiplicerat med längden i km för nätavsnittet multiplicerat med det förväntade antalet avbrott i nätavsnittet per km och år.

Lönsamheten förändras dock för varje ny automationsinvestering. Om ett av automationsalternativen, t.ex. fjärrstyrning, kommer att realiseras i K17 kommer KAH-medelvärdet 20 324 € att ersätta KAH-värdet för ingen automation, d.v.s. 37 320 €, som det nya referensvärdet som nästa automationsåtgärd skall vägas mot. KAH-medelvärdet utan automation är relativt högt och det är lätt att motivera vilket som helst av de tre automationsalternativen. För varje ny automationsinvestering kommer dock referens-KAH-värdet att minska, d.v.s. en automationsinvestering ger mest utdelning i form av en KAH-inbesparing då den första transformator kiosken i nätavsnittet automatiseras. Därefter minskar effekten av varje enskild automationsåtgärd ju mer automatiserat nätet blir.

Man kan inte med full säkerhet avgöra om en automationsinvestering kommer att löna sig då man tar de uppskattade ekonomiska skadorna i beaktande i och med att man inte vet hur många elavbrott man kommer att ha i nätavsnittet under automationskomponentens livstid. Man vet alltså inte vad elavbrottsfrekvensen kommer att vara, men gör en uppskattning utgående från historiska data.

Om nätinnehavaren önskar att varje investering skall tjäna in sig med tiden i form av minskade ekonomiska skador bör KAH-inbesparingarna multiplicerat med antalet förväntade elavbrott under automationskomponentens användningstid vid varje ny automationsåtgärd vara minst lika stora som differensen mellan det totala jämförpriset och



de totala investeringskostnaderna. KAH-inbesparingen bör alltså bli minst 6243 € vid en investering i fjärrstyrning och minst 10 934 € vid en investering i felindikering. Det kan ifrågasättas om automation av en andra transformatoriosk skulle minska KAH-medelvärdena så att en sådan KAH-inbesparing skulle fås om endast ett elavbrott skulle inträffa under automationskomponentens användningstid. Automationskomponenter har en teknisk-ekonomisk användningstid på 15–35 år enligt tillsynsmetodernas bilaga 1. M.a.o. borde nätavsnittets verkliga avbrottsfrekvenser beaktas för en djupare analys, men det har lämnats utanför detta arbete.

Storleksordningen av KAH-inbesparingarna redan för ett elavbrott antyder att skillnaden mellan KAH-inbesparingarna under en automationskomponents hela livscykel och investeringskostnaden är en mer betydande faktor vid investeringsbeslutet än skillnaden mellan jämförpriset och investeringskostnaden. I förlängningen betyder det att en nätinnehavare som överväger en automationsåtgärd inte behöver fokusera alltför mycket på ett ofördelaktigt jämförpris trots att det kan ge en investeringsförlust ifall automationen lönar sig i det långa loppet i form av KAH-inbesparingar.

Skillnaderna i KAH-medelvärden mellan de tre automationsalternativen är inte stora. Den största inbesparingen görs vid övergång från ingen automation till något av automationsalternativen. Orsaken till de små skillnaderna är att trots att avgränsningstiden för den första avgränsningsfasen är 20 s, 4 min. eller 6 min. så är avgränsningstiden under den andra avgränsningsfasen då de manuella frånskiljarna opereras 1 h. Denna andra avgränsningsfas kommer därför att stå för en stor andel av KAH-värdet.

KAH-beräkningarna gäller för de effekter som nätavsnitt A uppvisar. Om effekterna vore lägre skulle också KAH-värdena bli lägre, medan högre effekter på motsvarande sätt skulle ge högre KAH-värden.

Ur KAH-formlerna för alternativen med transformatorkiosken som har felet uppströms om sig kan man se att det endast är transformatorstationens uteffekt och den automatiserade transformatorkioskens ineffekt som påverkar KAH. Det betyder att det inte har någon betydelse var felet F1 uppstår i området mellan transformatorstationen och den automatiserade transformatorkiosken – KAH-värdet är ändå detsamma. Detta gäller endast vid slingmatning. Effekterna över de transformatorkiosker med manuella frånskiljare som avgränsar felet upp- och nedströms under reparationen har ingen betydelse eftersom

slingmatningen kompletterar transformatorstationens reducerade effektmatning under reparationen så att hela nätavsnittet får el.

I motsvarande KAH-formler för alternativen med transformatorkiosken som har felet nedströms om sig ses att det endast är transformatorstationens uteffekt och den automatiserade transformatorkioskens uteffekt som påverkar KAH. Samma KAH fås oberoende av var F2 finns i området nedströms från den automatiserade transformatorkiosken. Läget skulle vara ett annat om slingmatning inte var möjlig. Reparationstiden skulle då i båda fallen innebära elavbrott för alla konsumenter nedströms från transformatorkiosken som ligger närmast uppströms från felstället. Detta effektbortfall skulle öka KAH.

Vid fortsatt automation av nätavsnitt A skulle automation av en eller flera transformatorkiosker med sektioneringsfrånskiljare vara ett gott alternativ. Detta gäller inte minst S4 som om den automatiserades skulle möjliggöra snabbare slingmatning till K12–K16. Eftersom den utmatade effekten till detta område är avvikande hög skulle det ge en relativt kraftig minskning i KAH-värdet för elavbrott mellan K11 och K16.

Fortsatt automation kunde även innebära automation i transformatorkiosker som skulle halvera avstånden mellan TS och K17 samt mellan K17 och K37. Mellan TS och K17 skulle K5, inklusive S1 som antas finnas i K5, vara ett sannolikt val. Automation av S1 skulle möjliggöra snabbare slingmatning i den interna slingan. Mellan K17 och K37 skulle K24 med sina tre mellanspänningsutgångar vara ett gott alternativ.

Fel på radiella sekundärgrenar som saknar möjlighet till slingmatning medför alltid elavbrott nedströms från felstället under reparationstiden. En första automationsåtgärd vore att automatisera transformatorkiosken där utgången till sekundärgrenen finns, varvid man förkortar avgränsningstiden, minskar verkningsområdet under reparationstiden och hindrar att felet påverkar övriga nätet.

Det kan konstateras att felets läge har stor betydelse för KAH-värdet då man betraktar endast ett elavbrott. I fallstudien beräknades KAH för två fellägen. Med antagandet att sannolikheten för fel är lika stor överallt i ett jordkabelnät får man med tiden en allt jämnare fördelning av elavbrotten och medelvärdet av KAH-värdena för de olika felen blir alltmer representativt.

I jordkabelnät är slingmatning mer eller mindre en nödvändighet. Nätfel uppstår inte så ofta i jordkabelnät, men då de uppstår är reparationstiderna långa och, om verkningsområdet inte kan avgränsas via slingmatning, de ekonomiska skadorna stora samtidigt som elavbrott på över 12 h längd i detaljplaneområden ger konsumenterna rätt till standardersättningar. Eftersom reparationstiden inte innebär någon ekonomisk skada i ett slingmatat nät är de ekonomiska skadorna störst i början av elavbrottet, d.v.s. under avgränsningen.

Fallstudien gällde automation av endast en transformatoriosk. Nästa steg vore att automatisera en till, en tredje, en fjärde o.s.v. för att studera utvecklingen av KAH-värdena och den totala lönsamheten. Att utöka antalet fellägen skulle ge tillförlitligare KAH-medelvärden. Beaktande av verkliga avbrottsfrekvenser vore likaså ett naturligt utvecklingssteg för att med större tillförlitlighet kunna bedöma hurudan automation som lönar sig mest samt var och i vilken omfattning den bör realiseras. Vidare kunde fokus sättas på undersökning av automationsplaceringarna för att skapa riktlinjer för de mest kostnadseffektiva lösningarna. Slingmatning har via den redundans den möjliggör en stor betydelse för minskningen av de ekonomiska skadorna vid elavbrott. I kombination med automation och jordkablifiering är dessa de tre huvudåtgärderna för att skapa den leveranssäkerhet som elmarknadslagen kräver. De möjliga nätåtgärderna bör dock inte begränsas till dessa alternativ. Det mest kostnadseffektiva alternativet för att minska de ekonomiska skadorna kan under vissa omständigheter vara något helt annat. Exempelvis att ha reservkraft tillgänglig i form av en eller några tillräckligt stora generatorer som snabbt kan placeras ut i nätdelar som berörs av elavbrott kunde kanske i vissa fall vara en förmånligare lösning än något av huvudalternativen.

För att få en mer heltäckande jämförprisbild för automationskomponenter borde flera kombinationer undersökas, t.ex. en transformatoriosk med en, två och fyra fränkiljare, likaså kunde flera tillverkares produkter undersökas för att få en mer heltäckande prisbild.

Som en fortsättning på detta arbete kunde också elavbrottsstatistik och orsakerna till elavbrotten analyseras och beaktas vid planeringen av automationsåtgärderna.

Vidare kunde en åtgärds- och produktpaketsväljare skapas. Denna kunde användas som verktyg för att utgående från nättinnehavares elavbrottsstatistik underlätta bedömningen av behovet av nätåtgärder, vilken typ av åtgärder och var i nätet åtgärderna behövs. Dessa åtgärder skulle inte behöva begränsa sig till automation utan kunde omfatta alla sådana åtgärder som förbättrar leveranssäkerheten i elnätet.

Alla nätbolag gör inte nödvändigtvis investeringsbeslut på basen av tillsynsmetodernas incitament, beräknade livscykelkostnader m.m. och utveckling av ett enklare, men ändå riktgivande, sätt att beräkna effekterna på KAH kunde också vara en möjlig uppföljning till detta arbete.

## 13 Slutord

Elmarknadslagen och tillsynsmetoderna har ett starkt fokus på ökad leveranssäkerhet i elnätet. Automation, slingmatning och byte av luftledning mot jordkablar är de tre enskilda åtgärder som mest bidrar till detta. Automation har dessutom den fördelen att den förbereder elnätet för framtiden och de förändringar som uppfyllande av klimat- och energimålen kommer att medföra. Att automatisera elnätet är därför att slå två flugor i en smäll.

Mot denna bakgrund framstår det som ett missförhållande att jämförpriserna för automationskomponenter verkar vara så ofördelaktiga att en sänkning av nätvärdet endast kan undvikas om automation helt undviks. I ett långsiktigare perspektiv kan ändå investeringen i automation med goda belägg antas betala sig tillbaka i form av kortare avbrottstider och därmed mindre ekonomiska skador. Trots det finns det ingenting som motiverar de avvikande jämförpriserna för automationskomponenter jämfört med andra komponenter.

Den ofördelaktiga jämförprissättningen på automationskomponenter gynnar inte automationen i elnätet. En snabb korrigerande av dessa jämförpriser vore därför önskvärd, men är inte att vänta p.g.a. de nuvarande tillsynsmetodernas giltighet till slutet av år 2023.

## 14 Ordförklaringar

*Brytare* – Kan bryta både normal belastningsström och kortslutningsström.

*Distribuerad energiproduktion* – Decentraliserad energiproduktion där det förutom stora traditionella producenter finns småskaliga producenter distribuerade ute i elnätet.

*Distributionsnät* – Den del av elnätet som är närmast konsumenterna till skillnad från stam- och regionnäten som förflyttar elen från producenterna till distributionsnäten. Består i Finland av följande spänningsnivåer: högspänning (110 kV), mellanspänning (1-70 kV) och lågspänning (0,4 kV).

*DMS (Distribution Management System)* – Driftledningen i elbolaget använder DMS-systemet för att övervaka och styra sitt nät. Kan också användas för planering av olika driftåtgärder.

*Energimyndigheten* – Övervakar att den finländska och europeiska energi- och klimatpolitiken verkställs i Finland. Utger bl.a. tillsynsmetoderna för eldistributionsnät- och högspänningsdistributionsnätverksamheter. Energimyndigheten har tidigare hetat Elmarknadscentralen åren 1995–2000 och Energimarknadsverket åren 2000–2014.

*Ersättningsinvestering* – Investering som görs för att ersätta en förbrukad anläggningstillgång.

*Fastighetstransformatorstation* – Nätstation för transformering av spänningen från 20 kV till 0,4 kV. Kan finnas i t.ex. höghus och andra stora byggnader.

*FLIR (Fault Location Isolation and Restoration)* – Funktionalitet hos IED. Möjliggör a) fellokalisering, b) avgränsning av felet, om IED:n kan fjärrstyra frånskiljare samt c) återställning av felet, ifall det är fråga om ett tillfälligt fel och IED:n har funktionalitet för snabbåterinkoppling eller fördröjd återinkoppling.

*Frånskiljare* – En vanlig frånskiljare används i ställverk för att ge ett synligt brytställe vid underhållsarbete.

*Förnybar el* – Elektricitet som producerats med förnybara energikällor.

*IED* (Intelligent Electronic Device) – Multifunktionell elektronisk komponent som innehåller en eller flera mikroprocessorer och används för automation av elnätet. Kan innehålla funktioner för övervakning, styrning, mätning, skydd och störningsregistrering.

*Incitament* – En ofta ekonomisk drivkraft/sporre som uppmuntrar till att agera på ett visst sätt.

*Justerat bruksvärde* – I Energimyndighetens tillsynsmetoder är det justerade bruksvärdet för en nätkomponent det värde komponenten har efter att det justerade återanskaffningsvärdet korrigerats via linjär avskrivning. Det justerade bruksvärdet för de totala elnätstillgångarna fås genom att addera de justerade bruksvärdena för varje nätkomponent.

*Justerat återanskaffningsvärde* – I Energimyndighetens tillsynsmetoder är det justerade återanskaffningsvärdet för en nätkomponent produkten av nätkomponentens jämförpris och antalet dylika nätkomponenter i nätinnehavarens elnät. Det justerade återanskaffningsvärdet för de totala elnätstillgångarna fås genom att addera de justerade återanskaffningsvärdena för varje nätkomponent. Det justerade återanskaffningsvärdet för de totala elnätstillgångarna bestäms varje år i december.

*Jämförpris* – Jämförpriser är referenspriser som används i Energimyndighetens tillsynsmetoder. Jämförpriser har specificerats dels för nätkomponenter och dels för ekonomiska skador vid olika typer av elavbrott.

*KAH* (Keskeytysten Aiheutunut Haitta) – Mått på de ekonomiska skadorna av elavbrott.

*Lastfrånskiljare* – Kan bryta normal belastningsström, men inte kortslutningsströmmar.

*Linjär avskrivning* – Innebär lika stora årliga avskrivningar under inventariets förväntade användningstid. Om användningstiden är 10 år avskrivs alltså värdet med 10 %/år.

*Mikroelnät* – ett mindre elnät med småskalig energiproduktion och anslutna laster. Mikroelnätet kan vara isolerat från distributionsnätet eller anslutet till detsamma.

*Nedströms* – Används för att beskriva ett läge i elnätet i förhållande till en viss punkt. Om det är fråga om ett radiellt nät rör sig strömmen från producenterna via sjunkande spänningsnivåer till konsumenterna. Nedströms om en punkt på en el-linje är på den sida av punkten dit strömmen normalt rör sig.

*Nätstation* – Sammanfattande benämning på 20/0,4 kV transformatorstationer, d.v.s. transformatorkiosker samt fastighets- och stolptransformatorer.

*Regionnät* – Saknar entydig definition. Kan innefatta både el-linjer till stora industrier eller eldistributörer och el-linjer som fungerar som en mellanhand mellan stam- och distributionsnäten.

*RTU (Remote Terminal Unit)* – Fjärrkontrollterminal. Samlar in signaler från givare och konventionella reläer och skickar dem vidare till DMS-systemet. Tar emot styrkommandon från DMS-systemet och skickar vidare till berörda enheter.

*SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)* – Fjärrkontrollsystem. Samlar in mätdata från de anslutna stationerna och överför mätdata till DMS-systemet. Tar emot styrkommandon från DMS-systemet och distribuerar vidare till de anslutna stationerna. Upprätthåller i driftcentralen en databas över fjärrkontrollsystemet och tillhandahåller datapresentation för driftledningens behov.

*Sektioneringsfrånskiljare* – Används vid sektioneringsgränsen i ett sling- eller masknät för att i öppet läge dela in en slinga i två sektioner och i slutet läge sluta slingan.

*Skälig avkastning* – Slutresultatet i den justerade balansräkningen i tillsynsmetoderna. Bestäms av nätinnehavarens elnätstillgångar och den skäliga avkastningsgraden. Hur den skäliga avkastningsgraden skall beräknas har definierats av Energimyndigheten. Eftersom nätinnehavarna är i monopolposition används begreppet skälig avkastning för den maximala avkastning som anses skälig utan att det skall anses att nätinnehavarna utnyttjar sin monopolposition.

*Smart elnät* – Finns varierande definitioner. Ett smart elnät har en väl utbyggd kommunikationsinfrastruktur och utnyttjar sensor-, informations-, styr- och automationsteknik för att integrera producenter, konsumenter och energilager samt styra energiflödet mellan dessa.

*Stamnät* – Termen används för den del av det finländska kraftledningssystemet som Fingrid ansvarar för. Det är fråga om högspänd överföring med spänningsnivåerna 110, 220 och 400 kV.

*Tillsynsmetoder* – Energimyndigheten utger tillsynsmetoder som gäller för innehavare av eldistributionsnät och högspänningsdistributionsnät. Tillsynsmetoderna gäller skälig

prissättning inom elnätsverksamheten. Nuvarande tillsynsmetoder är giltiga åren 2016–2023.

*Transformatorkiosk* – Transformatorstation mellan mellanspännings- och lågspänningsdelen i distributionsnätet. Transformerar 20 kV till 0,4 kV.

*Återanskaffningsvärde* – Värdet hos en tillgång. Används inom redovisning och räknas ut på samma sätt som anskaffningsvärdet, men enligt förhållandena på bokslutsdagen, d.v.s. vad det skulle kosta att återanskaffa tillgången på bokslutsdagen.

*Uppströms* – Används för att beskriva ett läge i elnätet i förhållande till en viss punkt. Om det är fråga om ett radiellt nät rör sig strömmen från producenterna via sjunkande spänningsnivåer till konsumenterna. Uppströms om en punkt på en el-linje är på den sida av punkten där transformatorstationen finns och därifrån strömmen normalt kommer.



## 15 Källförteckning

Arbets- och näringsministeriet, 23.1.2017. *Statsrådets redogörelse om nationell energi- och klimatstrategi fram till 2030*. <http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/79190> [hämtat 7.4.2018]

Arbets- och näringsministeriet, 9.10.2017. *Matkalla kohti joustavaa ja asiakas- keskeistä sähköjärjestelmää*.  
[http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/80792/TEMrap\\_38\\_2017\\_verkkojulkaisu.pdf](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/80792/TEMrap_38_2017_verkkojulkaisu.pdf) [hämtat 23.2.2018]

Bastman, J., 2011. *Kartoitus alueverkkojen nykytilasta*.  
[http://sgemfinalreport.fi/files/SGEM\\_WP255\\_Aluverkkokartoitus.pdf](http://sgemfinalreport.fi/files/SGEM_WP255_Aluverkkokartoitus.pdf) [hämtat 23.2.2018]

Elmarknadslagen 9.8.2013/588

Energimyndigheten, 30.11.2015. *Tillsynsmetoder under fjärde (1.1.2016–31.12.2019) och femte (1.1.2020–31.12.2023) tillsynsperioden*.  
[http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite\\_2\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu\\_final\\_261115\\_sv%28fi%29.pdf/7076eac3-2cf5-418e-9551-26d8a5839cfa](http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu_final_261115_sv%28fi%29.pdf/7076eac3-2cf5-418e-9551-26d8a5839cfa) [hämtat 4.3.2018]

Energimyndigheten, 20.1.2017. *Föreskrift om nyckeltal för elnätsverksamheten och deras publicering*.  
<https://www.finlex.fi/data/normit/43054/Tunnuslukumaarays%20SAHKO%202017%20S%20V.pdf> [hämtat 13.4.2018]

Energimyndigheten, 2017. *Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2016*.  
<https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2016> [hämtat 4.3.2018]

Energimyndigheten, 2018b. *Energimyndigheten*.  
<https://www.energiavirasto.fi/sv/energiavirasto> [hämtat 1.2.2018]

Energimyndigheten, 2018a. *Sähköverkon haltijat*.  
<https://www.energiavirasto.fi/sv/sahkoverkon-haltijat> [hämtat 6.2.2018]

European Commission, 22.1.2018a. *2020 climate & energy package*.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en) [hämtat 22.1.2018]

European Commission, 22.1.2018b. *2030 climate & energy framework*.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en) [hämtat 22.1.2018]

European Commission, 22.1.2018c. *2050 low-carbon economy*.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en) [hämtat 22.1.2018]

Fingrid, u.d. *Allmän beskrivning*. <https://www.fingrid.fi/sv/grid/allman-beskrivning/>  
[hämtat 17.4.2018]

Fingrid, 2017. *Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2017-2027*.  
<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2017-2027.pdf> [hämtat 23.2.2018]

Jacobsson, K., Lidström, S., Öhlen, C., Andersson, L., Blondell, R., Hermansson, H., Lundén, L., Uddman, E., 2016. *Elkraftshandboken – Elkraftsystem 1*. Liber, Stockholm. ISBN 978-91-47-11436-8.

Lyytikäinen, H., 2011. *Teollisuuden sähköjakeluverkon mallintaminen*. Opinnäytetyö. Savonia-ammattikorkeakoulu, Tekniikan ja liikenteen ala.

Northcote-Green, J., Wilson, R., 2007. *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*. CRC Press, Boca Raton. ISBN-13: 978-0-8247-2631-7.

Pylkkänen, K., 2015. *Tilannekuvan hallinta sähköjakeluverkon häiriötilanteissa*. Tampere: Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta.

Statistikcentralen, u.å. *Statistikcentralens PX-Web databaser*.  
[http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/sv/StatFin/StatFin\\_hin\\_khi/statfin\\_khi\\_pxt\\_006.px/?rxid=4f19de9e-11b2-42ac-b25d-cc57ad5987d0](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/sv/StatFin/StatFin_hin_khi/statfin_khi_pxt_006.px/?rxid=4f19de9e-11b2-42ac-b25d-cc57ad5987d0) [hämtat 10.2.2018]

Teknolohiateollisuus, 28.6.2017. *ABB rakentaa älyverkkoja*.  
<http://teknolohiateollisuus.fi/fi/abb-rakentaa-alyverkkoja> [hämtat 25.3.2018]

United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015. Adoption of the Paris Agreement. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, 12 December 2015.