

kWh-mätarbytesprojekt i samband med byte till kvartsvismätning

Noah Bergfelt

Examensarbete för ingenjör (YH)-examen

Utbildningsprogrammet för el- och automationsteknik

Vasa 2023

EXAMENSARBETE

Författare: Noah Bergfelt
Utbildning och ort: El-och automationsteknik, Vasa
Inriktning: Automationsteknik
Handledare: Tony Bäck, Vasa Elnät
Ronnie Sundsten, Yrkeshögskolan Novia

Titel: kWh-mätarbytesprojekt i samband med byte till kvartsvismätning

Datum: 18.5.2023 Sidantal: 30 Bilagor: 1

Abstrakt

Detta examensarbete är ett kWh-mätarbytesprojekt som omfattar mellanspänningsnätets kWh-mätare. Projektet utförs på grund av statsrådets nya förordning om ändring till kvartsvismätning vilket medför att alla gamla kWh-mätare i mellanspänningsnätet skall vara utbytta den 22.05.2023. Jag är ansvarig för projektet och skriver detta examensarbete under tiden projektet fortskrider.

I detta examensarbete presenteras projektets planering, problem och uppföljning samt en sammanfattning. Även de viktigaste egenskaperna rörande kWh-mätare samt flera kopplings- och mätningmetoder som används vid olika ström- och spänningsnivåer diskuteras. Skillnaden mellan direkta mätningmetoder som används i vanliga egnahemshus samt lägenheter och indirekta mätningmetoder som använder sig av en ström- och spänningstransformator eller endast en strömtransformator avhandlas. Utöver detta behandlas både direkta- och indirekta mätare av äldre modell och varför de nya versionerna är bättre tydliggörs. Ström- och spänningstransformatörerna använder sig av faktorer som behöver överensstämja med den nya mätarens faktor. Hur mätarens faktor beräknas och varför det är väldigt viktigt att dessa faktorer överensstämmer är en viktig del i projektet. Sist och slutligen diskuteras informationsutväxlingssystemet datahub och den nya versionen datahub 2.0. som är anpassad för kvartsvismätning.

Utförandet av projektet gick som planerat. Mätarbytena rullade på snabbare än beräknat med endast några få förändringar och problem. Under resultat berättas vad som skulle kunna göras annorlunda och förbättras i framtida mätarbytesprojekt.

Språk: svenska

Nyckelord: projekt, kWh-mätning, transformatorer, kvartsvismätning

OPINNÄYTETYÖ

Tekijä:	Noah Bergfelt
Koulutus ja paikkakunta:	Sähkö- ja automaatiotekniikka, Vasa
Suuntautumisvaihtoehto:	Automaatiotekniikka
Ohjaajat:	Tony Bäck, Vaasan Sähköverkko Ronnie Sundsten, Yrkeshögskolan Novia

Nimike: kWh-mittareiden vaihtohanke varttitase mittauksen yhteydessä

Päivämäärä: 18.5.2023 Sivumäärä: 30 Liitteet: 1

Tiivistelmä

Tämä opinnäytetyö on kWh-mittareiden vaihtohanke, joka käsittää keskijänniteverkon kWh-mittareita. Vaihtaminen johtuu hallituksen uudesta 15 minuutin mittauksia koskevasta asetuksesta, jonka mukaan kaikki vanhat mittarit on vaihdettava 22. toukokuuta 2023 mennessä. Vastaan hankkeesta ja kirjoitan samalla opinnäytetyötäni sen edetessä.

Tässä opinnäytetyössä esitellään hankkeen suunnittelu, ongelmat, seuranta ja tulokset. Lisäksi käsitellään kWh-mittareiden tärkeimpiä ominaisuuksia ja eri virta- ja jännitetasoilla käytettyjä menetelmiä. Työssä luodaan myös yleiskatsaus suorien mittausmenetelmien, (joita käytetään) taloissa ja asunnoissa, ja epäsuorien mittausmenetelmien, (joissa käytetään) virtamuuntajaa tai virta- ja jännitemuuntajaa, eroista. Lisäksi käsitellään vanhojen suorien ja epäsuorien mittareiden eri malleja sekä sitä, miten uusia mittareita on parannettu. Uusissa mittareissa käytetään kertoimia, joiden on oltava samat kuin virta- ja jännitemuuntajille annetut kertoimet. Esitetään, miten nämä mittarin kertoimet lasketaan ja miksi niiden on oltava samat. Lopuksi lukija voi lukea Datahub-tiedonkehitysjärjestelmästä ja sen uudesta versiosta Datahub 2.0, joka on räätälöity viidentoista minuutin mittauksia varten.

Hankkeen toteutus sujui hyvin, ja korvaukset olivat odotettua nopeampia vain muutamien muutosten ja ongelmien myötä. Tuloksia koskevassa osiossa kuvataan, mitä voitaisiin tehdä toisin ja parantaa tulevissa mittareiden vaihtohankkeissa.

Kieli: ruotsi

Avainsanat: projekti, kWh-mittaus, muuntajat, varttitase mittaus

BACHELOR'S THESIS

Author: Noah Bergfelt
Degree Programme: Electrical Engineering and automation
Specialisation: Automation technology
Supervisors: Tony Bäck, Vasa Elnät
Ronnie Sundsten, Yrkeshögskolan Novia

Title: kWh Meter Replacement Project in Connection with Switching to Fifteen-minute Measurement

Date: 18.5.2023 Number of pages: 30

Appendices: 1

Abstract

This thesis is a kWh-meter replacement project that comprises kWh-meters in the medium voltage network. The replacement is done due to the government's new regulation concerning fifteen-minute measurements whereupon all the old meters must be changed by May 22nd, 2023. I will be responsible for the project and at the same time write my thesis as it progresses.

In this thesis, the planning, problems, follow-up, and results of the project will be presented. The main properties of the kWh meters and the different methods used at various current- and voltage levels will also be discussed. The thesis also includes an overview of the differences between direct measurement methods which were used in houses along with apartments and indirect measurement methods that used a current-transformer or a current- and voltage transformer. Various models of old direct- and indirect meters were handled along with how the new meters have been improved. The new meters are using factors that must be the same as the factors given on the current-voltage transformers. How these meter factors are calculated and the importance of them being the same is presented. Last but not least the reader will be able to read about the information development system Datahub and its new version Datahub 2.0, customized for fifteen-minute measurements.

The project execution went well, and the replacements were faster than expected with only a few changes and problems. The results section describes what could be done differently and what could be improved in future meter replacement projects.

Language: swedish

Key words: project, kWh-measuring, transformers, fifteen-minute measurements

Innehållsförteckning

1	Introduktion	1
1.1	Vasa Elnät Ab	2
2	Förordning	3
2.1	Kvartsvis mätning	4
2.2	Timvis mätning	4
3	Allmänt om kWh-mätning.....	5
3.1	Direkt mätning	6
3.1.1	E360	7
3.1.2	Olika mätare	7
3.2	Indirekt mätning.....	7
3.3	Mättransformatorer	9
3.3.1	Spänningstransformator.....	11
3.3.2	Strömtransformator	13
4	SFS 3381	14
5	Datahub.....	16
5.1	Datahub 2.0.....	16
6	Mätarna	17
7	Projektet	19
7.1	Planering.....	21
7.2	Skolning.....	22
7.3	Uppföljning	25
7.4	Teoretisk tidsplan	26
8	Resultat	27
9	Diskussion	28
10	Källförteckning	29

1 Introduktion

Projektet där kWh-mätare byts ut utförs på grund av att statsrådet har utfärdat en ny förordning. Som resultat av denna förordning måste alla äldre mellanspänningsmätare som finns i Vasa elnät bytas ut mot nya. Detta eftersom vi övergår från timvis mätning till kvartsviss mätning. Examensarbetet skrivs samtidigt som projektet utförs och i arbetet kommer alla händelser i projektet dokumenteras. Arbetsuppgiften och examensarbetet är på uppdrag av Vasa Elnät.

Projektet började med att beräkna elmätarnas faktorer eftersom de behöver stämma överens med ström- och spänningstransformatorernas faktorer. Efter att faktorn var uträknad gick det att börja med beställning av samtliga mätare. En teoretisk tidsplan gjordes upp och om projektet gick enligt denna tidsplan skulle hela projektet genomföras problemfritt. Den största och mest tidskrävande delen av projektet var utförandet av mätarbytena. För att byta majoriteten av de gamla elmätarna räknade vi med en tidsåtgång på cirka 1 månad. Ytterligare 1 månad togs med i beräkningarna för att åtgärda byten där det uppstått problem och för att komma åt mätare som montörerna inte haft åtkomst till.

I arbetet presenteras grundliga förklaringar rörande mätningsmetoderna indirekt- och direkt mätning samt i vilka fall det behöver användas en strömtransformator och en spänningstransformator. Det finns många regler och standarder som behöver följas vid mätarbyten. Hur mätarna kopplas och vad man måste veta om säkerhet och granskning för att vara säker på att mätarkopplingarna fungerar som de ska diskuteras även i arbetet.

Både gamla och nya mätare uppmärksammas i arbetet för att ge läsaren en bättre förståelse för mätningen. Den tekniska delen angående informationsutväxling kommer att förklaras tillsammans med den uppgraderade, nyare versionen datahub 2.0.

Examensarbetet kommer avslutas med resultat och diskussion. Vad som gick enligt plan och vilka problem som uppdragat sig under projektets gång. Vad skulle förbättras till nästa gång, vilka misstag var de mest lärorika och vad som skulle gjorts annorlunda om projektet hade planerats igen.

1.1 Vasa Elnät Ab

Vasa Elnät Ab är dotterbolag till Vasa Elektriska Ab. Elnätets uppgift är att planera, bygga och underhålla elöverföringsnätet inom Vasaregionen. Elnätet har 32 anställda och år 2021 var omsättningen cirka 36 miljoner euro med en elöverföring på 1015 GWh. År 2022 steg antalet anställda till 33, men omsättningen minskades till 33 miljoner euro och elöverföringen blev endast 827 GWh. Det finns cirka 75 000 förbrukningsplatser som Vasa elnät ansvarar för samt själva elnätet som är 7 500 km långt (Vasa Elnät, 2022).



Figur 1. Koncernen där Vasa Elektriska och Vasa Elnät ingår.

2 Förordning

12.8.2021 utfärdade statsrådet en ny förordning som i huvudsak handlar om mätning av elleveranser. Förordningen nämner också flera andra justeringar som har att göra med elmätningen. Förutom ändring till kvartsvis mätningintervall så är de största förändringarna att det ställs hårdare krav på den nya generationens fjärravläsbara mätare som tas i bruk under fortsättningen av 2020-talet. Elhandeln behövde även en centraliserad informationsutbytestjänst, detta är datahub.

Finlands balansavräkning är för tillfället en gång i timmen och från och med 22.5.2023 kommer den nordiska elmarknaden att övergå till en balansavräkning på 15 minuter. För att balansavräkningen blir 15 minuter har man då bestämt att elmätningen också skall övergå till 15 minuters fördelning, detta är kvartsvis mätning.

Den nya generationens elmätare och dataöverföringssystem. Största delen av dagens elmätare kommer att nå slutet av sin livslängd under 2020-talet. Förordningen har gett nya funktionskrav för de nya elmätarna och systemen. Först i maj 2023 tillämpas dessa krav eftersom tillverkarna och nätinnehavarna skall ha tillräckligt med tid att anpassa sig till förändringarna samt att de gamla mätarnas livslängd inte förkortas i onödan. de fjärravläsbara mätarna som använts hittills har en livslängd på cirka 13 år. Förslagen för mätningssystemen baserar sig på arbetsgrupperna för smarta nät och arbets- och näringsministeriet (Valtioneuvosto, 2021) (Förordning om utredning och mätning av elleveranser 767/2021, 2021) (Regeringens proposition, 2021).

2.1 Kvartsvis mätning

Kvartsvis mätning är mätningen av den energi som passerar mätningsskåpet vid förbrukningsplatsen i perioder på 15 minuter dessa värden lagras i mätapparaturens minne, så att den första 15 minuters perioden under en timme börjar i början av den hela timmen alltså vid ingången av hela timmen.

Krav på apparatur för kvartsvis mätning enligt förordningen. Apparatur för kvartsvis mätning är en timmätningsskåp som har förmågan att mäta kvartsvist då den omprogrammeras till kvartsvis mätning. Med apparaturens dataöverföringsförbindelse är det möjligt att dagligen överföra kvartsvisa mätuppgifter till nätinnehavarens avläsnings system från mätapparaturen. Mätningsskåpet som har att göra med elförbrukningen och inmatningen i elnätet skall kunna bevaras i minst 11 dygn i 15 minuters perioder (Förordning om utredning och mätning av elleveranser 767/2021, 2021).

2.2 Timvis mätning

Förordningens tidigare krav på timvis mätning. Timvis mätning är mätningen av förbrukning varje hel timme samt registrering av mätningsskåpets i mätapparaturens minne.

Förordningens tidigare krav på timmätningsskåp. Timmätningsskåp är en apparatur eller en sammanställning av apparaturer som mäter elförbrukning och produktion till elnätet, detta görs varje hel timme och registreras sedan i apparaturens minne. Detta görs så att man vid behov kan avläsa apparaturens minne med hjälp av kommunikationsnätet. (Förordning om utredning och mätning av elleveranser 767/2021, 2021).

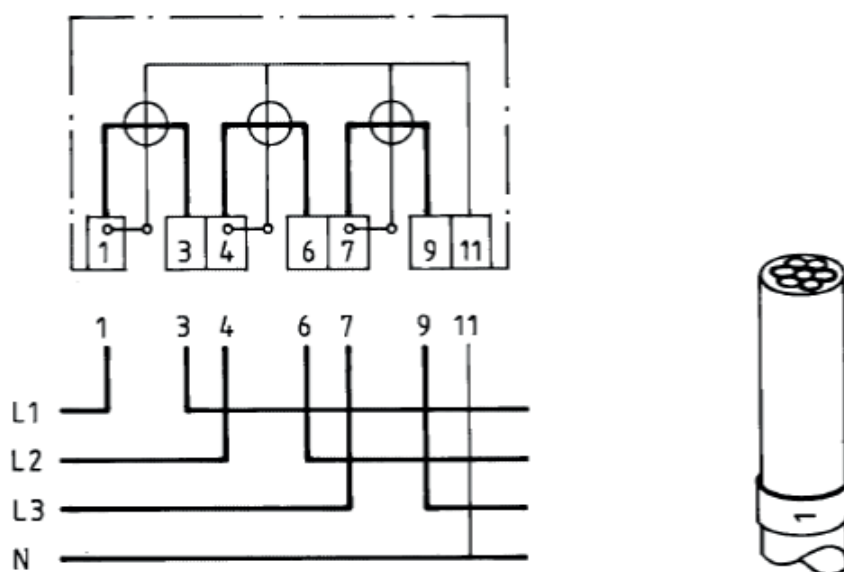
3 Allmänt om kWh-mätning

Elförbrukning mäts med hjälp av en elmätare som installerats på förbrukningsplatsen. kWh-mätningar utförs antingen direkt eller indirekt. Direkt mätning används vid den största delen av förbrukningsplatserna. Alla lägenheter, radhus och egnahemshus är enskilda förbrukningsplatser där elförbrukningen mäts med hjälp av direkt mätning. Vid direkt mätning är mätaren placerad i ett mätarskåp eller i en elcentral. I höghus finns mätarcentralen oftast i källaren eller på takvåningen men den kan också finnas i ett eget skåp i trappuppgången. I egnahemshus är mätaren oftast monterad i ett mätarskåp på utsidan av en vägg men i äldre byggnader så kan mätaren också vara monterad inne i kundens fastighet. I sådana fall är den oftast monterad i hallen vilket kan vara ett problem eftersom mätaren då är svårtillgänglig vid eventuella underhållsarbeten eller mätarbyten. En annan nackdel med direkt mätning är att man måste bryta strömmen under ett mätarbyte. Detta tar bara några minuter men kunden måste ändå meddelas så att hen är medveten om att strömmen slås av i några minuter.

Indirekt mätning används till fastigheter, byggcentraler och andra mer strömkrävande platser. Vid indirekt mätning krävs transformatorer som ändrar spänning och ström till en mätbar nivå. Till skillnad från direkt mätning behöver man inte bryta strömmen för att byta mätare vid indirekt mätning men man måste kortsluta transformatorn under bytet. De indirekta mätarna är också ofta placerade i elcentraler men de kan också finnas i transformatorutrymmen. Denna typ av mätning kan ha både en spännings- och strömtransformator eller endast en strömtransformator. I de fall där det endast används en strömtransformator behöver elmätaren vara kopplad till lågspänningsnätet. Detta eftersom det då inte finns något behov av en spänningstransformator.

3.1 Direkt mätning

Direkt mätning används vid lågspänningsanslutningar som använder sig av 63 A säkringar eller mindre. Vid gamla installationer kan det även användas ända upp till 80 A. Direkt mätning används till exempel i helt vanliga lägenheter. Det som kan skilja mellan lägenheter är om de använder sig av 1-fas direkt mätning eller 3-fas direkt mätning. Lägenheter har dock oftast 1-fas och mätarna är då väldigt enkelt kopplade. Strömledningen kommer först in till lägenheten eller till huvudcentralen beroende på var mätaren är placerad. Efter det kopplas den till huvudsäkringarna och sedan går den vidare till elmätaren. Från mätaren fortsätter ledningen till huvudbrytaren och sedan in i lägenheten. I fall lägenheten har 3-faser fungerar det exakt likadant fast med tre ledare.



Figur 2. Direkt mätning med 3-faser, kopplingsschemat visar matningsledningarna och anslutningspunkterna till mätaren.

3.1.1 E360

E360 är de nyaste versionerna av direkta mätare som används av Vasa Elnät och är tillverkad av Landis+gyr. E360 CT är den nyaste indirekta elmätaren. Det viktigaste med E360 mätaren är att den når upp till de högsta industriella säkerhetskraven. Det finns tre olika modeller av E360 mätaren och de är 1ph; E360, 3ph; E360 och 3ph; E360 CT. 1ph är enfasmätare och de kan endast mäta förbrukningen för 1-fas, 3ph är 3-fasmätare och kan mäta upp till tre olika faser. E360 CT är den nyaste versionen av indirekt mätare som mäter med 3-faser och en strömtransformator. Mätarens hårdvara är även väldigt svår att manipulera eftersom E360 är skräddarsydd för att förhindra just detta. Ifall mätarens skyddshölje avlägsnas, den påverkas av ett magnetfält eller förändringar i ledningsmatningen upptäcks så utlöses ett larm. Minnet i mätarens mikroprocessor är även krypterat (Juerg Haas, 2019).

3.1.2 Olika mätare

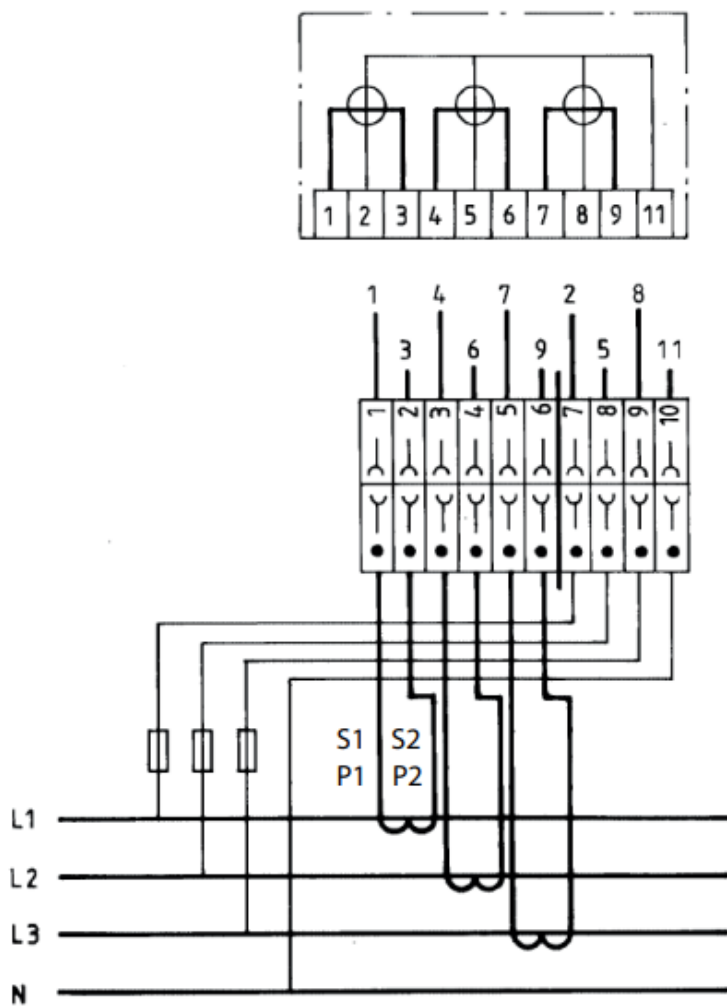
Vid direkt mätning så används det flera olika sorters mätare. Ett liknande mätarbytesprojekt som det detta examensarbete handlar om kommer att göras för alla direkta mätare. Det kommer att vara ett bytesprojekt som tar några år eftersom det finns så många mätare. Alla dessa direkta mätare kommer då bytas till E360 modellen.

De vanligaste direkta mätarna som används för tillfället är ET-10 för 1-fasmätning och E120Lime för 3-fasmätning men dessa kommer inom de närmsta två åren att tas ur bruk.

3.2 Indirekt mätning

Indirekt mätning används vid lågspänningsanslutningar ifall säkringsstorleken överskrider 63 A, vid högspänningsanslutningar används alltid indirekt mätning.

Det tidigare nämnda mätarbytesprojektet som byter direkta elmätare kommer också att byta alla indirekta mätare. De byts då till de nya E360 CT-mätarna eller den lite äldre modellen E570 som Vasa elnät för tillfället använder sig av.



Figur 3. Indirekt mätning, kopplingsschemat visar matningsledningarna med strömtransformatorer, terminalens anslutningspunkter samt mätarens anslutningspunkter.

3.3 Mättransformatorer

Det finns tre olika typer av transformatorer som används för mätning av kWh. De är strömtransformatorer, spänningstransformatorer och en kombination av dessa två.

Noggrannhetskraven är 0,2S för strömtransformatorer och 0,2 för spänningstransformatorer. Detta gäller alla effektområden enligt standarden SFS 3381.

Mättransformatorer skall installeras på alla tre faser och strömtransformatorerna har en rekommendation på 5 A som sekundärström. Strömtransformeringen motsvarar det faktiska driftområdet så väl som möjligt. Transformatorn måste vara vald så att den sekundära sidans ström motsvarar 5 – 120 % av märkströmmen i strömtransformatorns primärkrets. Alla tre faser måste ha egna returledare.

Enligt rekommendation är det bara enpoligt isolerade spänningstransformatorer som används. Spänningstransformatorerna har en sekundärspänning på 58 V.

Krav för att mättransformatorer skall hålla sin noggrannhetsklass är att sekundärkretsens ledare och anordningar väljs så att de bildar en last som utgör 25 – 100 % av märklasten för mättransformatorernas sekundärkrets. Det kan vara att strömtransformatorer byts ut mot de med lägre märklast eller så installeras extra last i sekundärkretsen (Energiateollisuus, 2010).

Det viktigaste med mätningen så att elöverföringen ska bli rätt är att mätaren har samma faktor som mättransformatorerna. Detta är alltså mättransformatorns avspegling från den primära kretsen till den sekundära. Mätaren måste då ha samma avspeglingsfaktor som mättransformatorn. Ifall en strömtransformator avspeglar med faktorn 100/5 betyder detta att 100 A går igenom primära kretsen och 5 A i den sekundära. Då måste mätaren vara inställd till samma faktor 100/5 så att mätaren förstår att det går 100 A i primära kretsen när den avläser 5 A i den sekundära kretsen.

Tabell 1. Jämförelse mellan spännings- och strömtransformatorer.

Grund för jämförelse	Strömtransformator	Spänningstransformator
Definition	Omvandlar hög inkommande ström till låg utgående ström.	Omvandlar hög inkommande spänning till låg utgående spänning.
Koppling	Seriekopplad med instrumentet.	Parallellkopplad med instrumentet.
Primära & sekundära lindningar	Litet antal primära lindningar jämfört med antalet sekundära lindningar.	Stort antal primära lindningar jämfört med antalet sekundära lindningar.
Kärnuppbyggnad	Kiselstål kärna	Högkvalitativt stål fungerande vid låga flödesdensiteter.
Typer	Lindad- och stavtyp	Elektromagnetiska och kapacitiva typer.
Öppen krets vid den sekundära sidan	Strömtransformatorers sekundära lindning kan inte vara öppen.	Spänningstransformatorers sekundära lindning kan vara öppen.
Tillämpningar	Strömmätning och drift av skyddsrelä i transformatorstationen.	Spänningsmätning och drift av skyddsrelä i transformatorstationen.

(ELKOR technologies inc, 2006).

3.3.1 Spänningstransformator

Det finns flera olika transformatorer men när det handlar om mätning så används PT-transformatorn, PT står för potentiell transformator. PT-transformatorn kallas ofta för volttransformator och används inom mätning för att sänka spänningen från mellanspänningsnätet som är 20 kV till en spänning som går att mäta. PT-transformatorn är uppbyggd med en primär lindning och en sekundär lindning. Den verkar genom att spänningen i den sekundära lindningen är direkt proportionell mot spänningen i den primära lindningen. Spänningstransformeringen beräknas genom att använda sig av formeln:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Där,

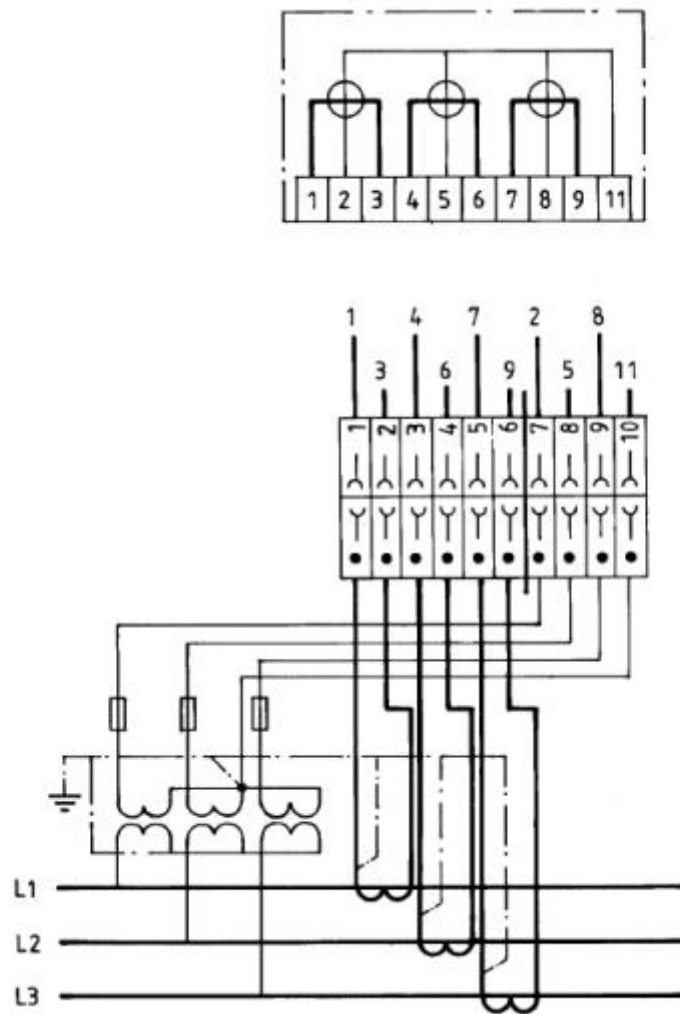
V_1 är antalet volt som anslutits till primära lindningen.

V_2 är antalet volt från den sekundära lindningen.

N_1 är antalet varv i den primära lindningen.

N_2 är antalet varv i den sekundära lindningen.

Till exempel, om en spänning på 10 V, V_1 , ansluts till den primära lindningen, N_1 , som har 1 lindningsvarv och den sekundära lindningen, N_2 , har 10 lindningsvarv så kommer man att få ut en spänning, V_2 , på 1 V ur den sekundära lindningen (Energiateollisuus, 2010).



Figur 4. Indirekt mätning med både spännings- och strömtransformator. Kopplingsschemat visar matningsledningarna med spänningstransformatorer och strömtransformatorer samt terminalens och mätarens anslutningspunkter.

3.3.2 Strömtransformator

Strömtransformatorn används för att omvandla stora primärströmmar till mindre sekundärströmmar som är lättare och säkrare att mäta. Det finns två olika typer av strömtransformatorer. Skillnaden mellan dem är att kärnan kan var öppen eller stängd. En stängd kärna betyder att kretsen i kärnan är sluten och att den inte går att öppna. Detta betyder att man måste bryta primärledaren för att installera denna transformator. Med öppen kärna kan man öppna kretsen tillfälligt för att installera transformatorn utan att behöva stänga av primärledaren. Detta används i de fall då det inte är praktiskt eller ekonomiskt gynnsamt att bryta primärledaren. Negativa sidor med att ha en öppen kärna är att de är väldigt mycket dyrare än stängda kärnor samt att transformeringen blir mer exakt med en stängd kärna.

Strömtransformatorer som används för elmätning använder sig av ett magnetfält. Detta är uppbyggt med hjälp av en primär ledare som dras genom en metallkärna. Metallkärnan har kopparlindningar som avgör omsättningen eller faktorn för strömtransformationen. I indirekta mätare ska sekundärlindningen alltid ha en ström på 0–5 A. Detta skall avspeglas från den primära lindningen som har mycket högre ström. För att räkna ut den rätta faktorn används formeln:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Där,

I_1 är antalet Ampere som går igenom den primära ledaren.

I_2 är antalet Ampere som fås ut ur den sekundära lindningen.

N_1 antalet varv på den primära lindningen.

N_2 antalet varv på den sekundära lindningen.

Till exempel, om det till den primära ledaren har det anslutits en ström på 500 A, I_1 , och den primära lindningen, N_1 , endast har ett lindningsvarv genom kärnan och den sekundära lindningen, N_2 , har 100 lindningsvarv kommer det att till de indirekta mätarna som finns efter den sekundära lindningen, I_2 , ge ett utslag på 5 A. Den avspeglade strömmen i den sekundära kretsen är alltså 100 gånger mindre än den i primära. I den sekundära kretsen går en ström på 5 A vilket indirekta mätare skall ha.

Detta betyder att faktorn är 500:5 (ELKOR technologies inc, 2006).

4 SFS 3381

I standarden SFS3381 Vaihtosähköenergian mittaus, mittauslaitteistot definieras mättransformatorers egenskaper. Standarden behöver dock uppdateras eftersom den strider mot de noggrannhetskrav som ställs på mätare i mätinstrumentdirektivet.

Enligt SFS 3381 används strömtransformatorer enligt standarden IEC 60044–1 och spänningstransformatorer enligt IEC 60186. Det finns även kombinerade ström- och spänningstransformatorer och de används enligt SFS 4925.

Standarden behandlar växelströms energiförbrukning och till det hör kWh-mätare, mätningstransformatorer, mätningsskretsar med tillhörande kopplingar, radklämmor och tillhörande märkningar samt skyddsanordningar. Elmätarna måste uppfylla kraven i EN 50470 (klasserna A, B och C) eller EN 62053 (klasserna 0.2 S och 0.5 S).

Tabell 2. Noggrannhetsklasser för mätare och mättransformatorer samt tillåtna spänningsfall för spänningsledare.

Mättningsgrupp	Mättningsätt & effektgräns	UN	Effektmätare	Strömtransformator	Spänningsmätare	Spänningsfall
1	Direktmätning	< 1 kV	A, B eller C	–	–	≤ 0,2 %
2	Strömtransformators-mätning	< 1 kV	B eller C	0.2 S	–	≤ 0,2 %
3	Effektgräns < 2 MW	≥ 1 kV	B eller C	0.2 S	0.2	≤ 0,2 %
4	Effektgräns 2–10 MW	≥ 1 kV	0,5 S	0.2 S	0.2	≤ 0,1 %
5	Effektgräns > 10 MW	≥ 1 kV	0,2 S	0.2 S	0.2	≤ 0,05 %

(SUOMEN STANDARDISOIMISLIITTO SFS, 2014).

5 Datahub

I Finland finns det cirka 3,6 miljoner elanslutningar. När kunder vill byta elleverantör eller elkontrakt så startar det en väldigt komplicerad kedja med informationsutväxling. Denna kedja med informationsutväxling mellan levererande och distribuerande företag är mycket långsam eftersom informationen är uppdelad och finns lagrad i olika system och företag. I Finland görs det i medeltal 400 000 byten av elleverantör per år. Information utväxlas från alla 3,6 miljoner anslutningar dagligen vilket medför att antalet meddelanden mellan företag överskrider 100 miljoner i året. Behovet av ett effektivt informationsutväxlingssystem är alltså mycket stort.

21.2.2022 togs den första versionen av datahub i bruk. Datahub är ett centraliserat informationsutbytessystem för elmarknaden. Maskinvaran för det finländska datahub är Central Market Solutions (CMS) produkt som är utvecklat av det kanadensiska företaget CGI. CGI är ett världsledande IT och konsultationsföretag. I CMS lagras alla kunders mätardata samt information. Informationen hålls uppdaterad och spårbar men även säkerheten och informationsskyddet av de högsta prioritet. Cirka 100 finländska elleverantörer, cirka 80 ansvariga för distributionsnätet och många tjänsteleverantörer kommunicerar numera med datahub. De som har rättigheter till viktig information har tack vare detta väldigt lätt att få tag på den och de som är konsumenter kan se sin information samt mätardata. Datahub förvaltas av Fingrid Datahub Oy som är ett dotterbolag till Fingrid Oyj (Fingrid, 2022).

5.1 Datahub 2.0

Datahub 2.0 är en den nyaste versionen av datahub. Versionen togs i bruk under december 2022 och orsaken till uppdateringen var att stöda de nya förändringarna som i huvudsak ändringen till 15 minuters mätning och 15 minuters balansavräkning (Fingrid, 2022).

6 Mätarna

E650 är de nya indirekta mätarna och E700 är de gamla. Det finns även ännu nyare mätare, E660 som har några fler tillämpningar än E650. E660 mätarna har blivit beställda av Vasa elnät men de använder sig fortsättningsvis endast av E650 mätarna. E660 är bra att ha till förfogande ifall kunden skulle behöva ha mer specifika läsningar av elförbrukningen eftersom E660 mätarna är lättare att modifiera för specifika ändamål.

Den äldre modellen, E700, är inte sämre än den nyare E650. De skulle klara av alla dagens mätningkrav förutom den kvartsvisa mätningen. E700 mätaren togs i användning år 2015 vilket betyder att den är inte alls gammal. E700 mätaren designades för att klara av de mest krävande funktionerna på elmarknaden men detta var före kraven på kvartsviss mätning togs i bruk och därför blir mätaren utbytt trots den korta användningstiden (Landis gyr, 2015).

E650 mätaren håller standarden för de nya säkerhetsstandarderna i IEC62052-31 medan den gamla E700 mätaren bara håller standarden upp till IEC62052-21.

E650 mäter den aktiva effekten för varje fas, fasernas ström och spänning, nätverkets frekvens och fasvinklar. Det finns olika versioner av mätaren och alla har lite olika specifikationer (Landis gyr, 2017).



Figur 5. E700 mätare (Landis gyr, 2015)

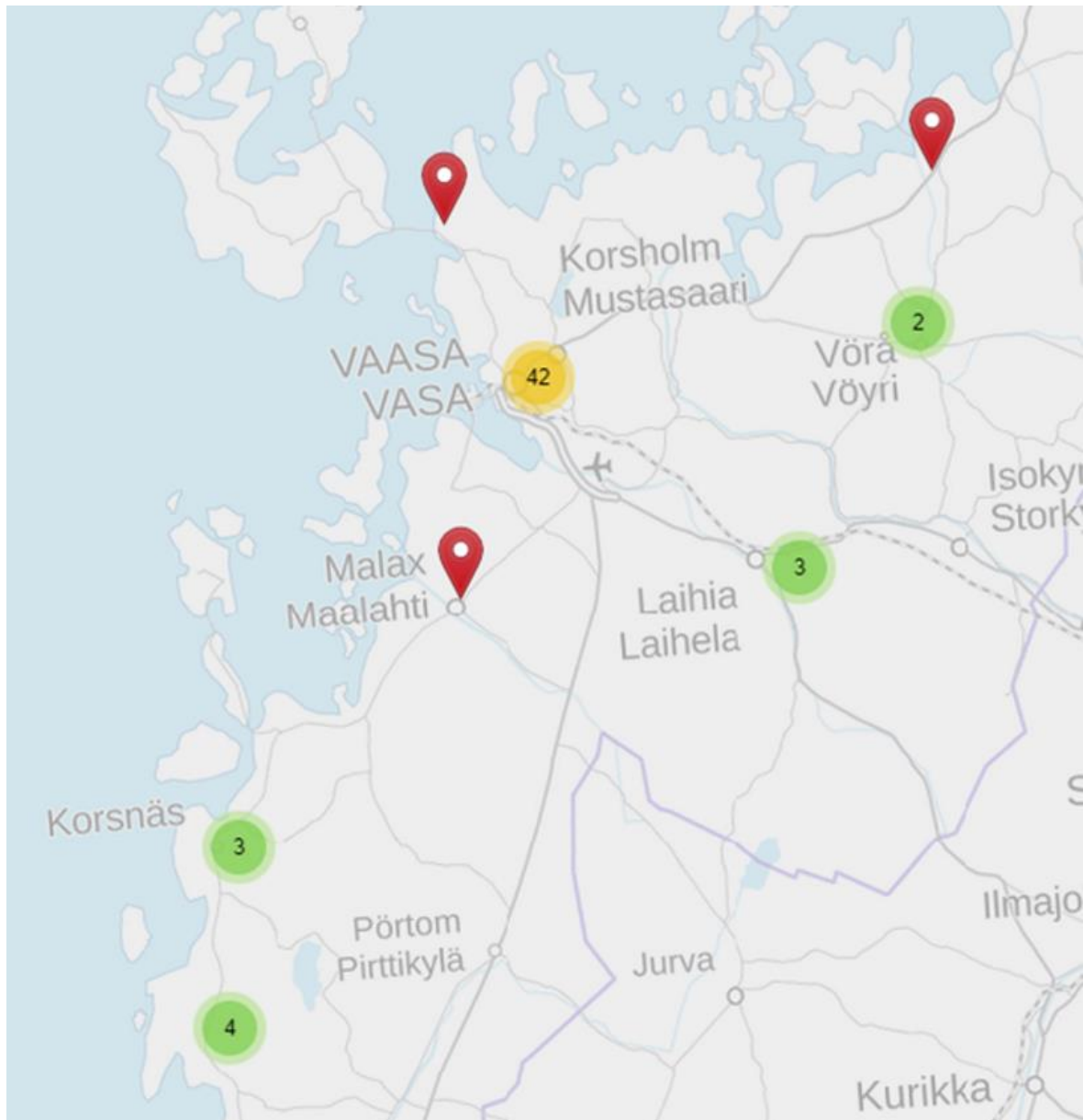


Figur 6. E650 Series 4 mätare (Landis gyr, 2017)

7 Projektet

Målet med projektet var att byta ut 57 kWh-mätare som är utspridda runt om i Vasa Elnäts område. Mätarna som skulle bytas ut är indirekta mätare som hör till mellanspänningsnätet. Det första stadiet i projektet var planering och uträkning. Det med högst prioritering var att räkna ut samtliga mätares faktorer eftersom elmätarna behövde bli beställda så snabbt som möjligt. kWh-mätarna är utspridda över ett stort område och med hjälp av ett program som mätaravdelningen använder sig av kunde vi se var alla mätare som skulle bytas fanns, vilket ses i Figur 7.

Då mätarna blivit beställda började planeringen. Det första steget var att göra upp en tidsplan med montörerna så att de skulle få en bättre bild av hur lång tid alla byten skulle komma att ta. Ett annat viktigt steg var att ta reda på vilka mätare som är otillgängliga och vad som krävs för att få åtkomst till dem. Vasa elnäts montörer är väldigt erfarna och därför var de den bästa källan för samtliga mätares placeringar. Tillsammans med dem konstruerades en Excel tabell där åtkomsten till mätarna begrundades. Vi kom fram till att 30 av mätarna är tillgängliga vilket betyder att det bara är ta sig till platsen och byta mätaren. 11 av mätarna är troligtvis tillgängliga men eftersom det har byggts, renoverats eller gjorts andra ändringar runt mätplatsen så är det inte helt säkert att mätarna faktiskt är tillgängliga. 14 är osäkra vilket betyder att mätarna till exempel kan vara bakom ett stängsel eller låsta dörrar. I fall som dessa lönar det sig oftast att först säkerställa saken fysiskt genom att åka till platsen och undersöka. Det går också att kontakta någon som har information eller befinner sig på platsen. Det är endast 2 mätare som inte är tillgängliga. Att mätare är otillgängliga betyder att man inte kommer åt mätaren utan hjälp från en utomstående. Vid vissa företag kan det till exempel vara en person med åtkomst till mätaren som behöver kontaktas varpå en tid för utförandet av mätarbytet bestäms.



Figur 7. Mätarkarta, här ses alla gamla E70 mätare som skall bytas ut.

7.1 Planering

Mätarbytesprojektet behövde vara klart den 22.5.2023 men enligt planeringen så skulle allt vara klart till den 22.4.2023. Detta för att det skulle finnas extra tid för att göra korrigeringar och lösa oförutsägbara problem som uppstått under projektets gång. Tidsplaneringens största fara, som kunde medföra att projektet drar ut på tiden, är att fler mätare än förväntat är otillgängliga. Vi behöver då söka upp nycklarna eller personer med behörighet för att få den åtkomst vi behöver, vilket i många fall kan vara väldigt tidskrävande. En annan fara i tidsplaneringen var att alla mätare behövde levereras vid utsatt tid av vår leverantör. Naturliga faror som montörers sjukledighet kunde också påverka tidsplanen. Andra faror som kunde påverka var att de nya mätarna gått sönder eller inte fungerade som de borde. Datorprogram och informationsutväxling som inte fungerar som de ska var också ett hot för tidsplaneringen.

Med hjälp av den med montörerna gjorda Excel-tabellen innehållande bland annat de gamla mätarnas placering, tillgänglighet och mätarnummer delades arbetet upp mellan de två montörerna. Med tanke på att en montör är svensk och en är finsk var det väldigt logiskt att ge mätarbytena österut i Laihela och Tervajoki där majoriteten av befolkningen är finskspråkiga till den finska montören. Mätarbytena söder och norrut, i Vörå och Närpes, där majoriteten av människorna är svenskspråkiga gavs till den svenska montören. Byten som fanns i Vasa centrum delades jämnt upp mellan montörerna och de tio närmaste mätarna som var de mest lättillgängliga byttes av Despro under mätarbytesskolningen.

Skolningen av mätarbytena skulle även planeras och hållas. Desto tidigare skolningen kunde hållas desto bättre, men eftersom elmätarnas leveranstid var osäker och de behövdes för att genomföra skolningen behövde den skjutas fram. Skolningen ägde rum i början av mars under en tidpunkt som passade alla inblandades kalendrar.

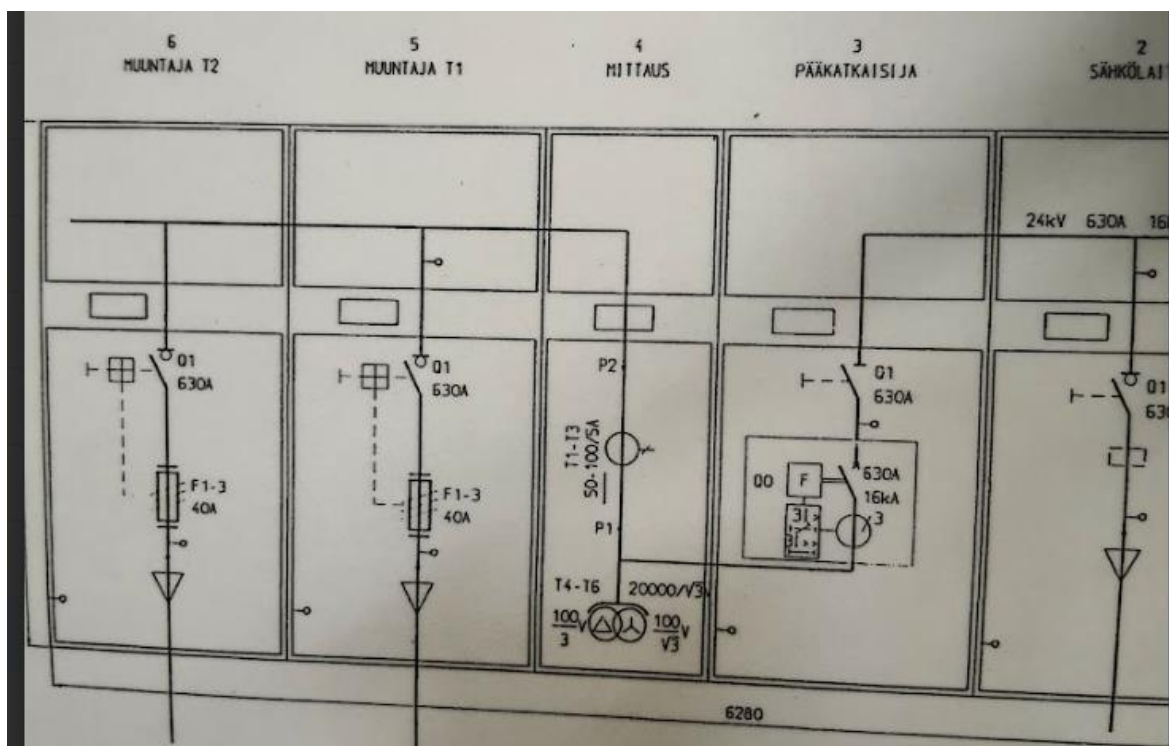
7.2 Skolning

Före utbytena av elmätarna kunde påbörjas behövde montörerna och jag som övervakare skolas i hur mätarbytena genomförs. Vi hyrde in Despro Ab för att hålla skolningen och utförde 10 av de 57 mätarbyten som totalt skulle utföras. Skolningen utfördes genom att Despro Ab skickade två montörer till Vasa som vi hade ett kort planeringsmöte med på morgonen. Under mötet planerades vilka mätare som skulle bytas ut, vilka saker som är viktiga tänka på samt eventuella problem. Efter mötet påbörjades skolningen och vi delade upp oss i två grupper, en av Despros montörer följde med mig och en med Vasa elnäts egen montör. Gruppen som jag tillhörde skulle utföra tre mätarbyten och alla byten genomfördes under en och samma dag. Den andra gruppen hade sju mätare att byta vilket tog dem två dagar, främst på grund av kylan.

Det viktigaste att tänka på när man byter mätarna är att kortsluta den tillhörande strömtransformatorn före man kopplar lös elmätaren. Då det går ström genom den primära kretsen får man aldrig koppla bort eller öppna den sekundära kretsen. Detta eftersom det då byggs upp väldigt höga spänningar i transformatorn som sedan kan bli skadliga och till och med dödliga för montören. Själva transformatorn kan också ta väldigt mycket skada om detta skulle ske. I vissa fall kan man koppla bort den primära källan men detta är inte möjligt i vårt fall.

De mätarbyten som gjordes tillsammans med utbildaren utfördes enligt följande. Det första steget var att undersöka var ström- och spänningstransformatorerna fanns. Detta görs lättast med hjälp av ritningar men i sådana fall där inga ritningar finns tillgängliga så måste man följa ledarna tills transformatorerna hittas. I Figur 8 ses att mätningen (mittaus) finns i skåp 4 i centralen vilket betyder att både ström- och spänningstransformatorn hittas där. Efter att vi hittat transformatorerna skulle faktorn på transformatorerna granskas. Det betyder att man säkerställer att elmätaren har samma faktor som strömtransformatorn. Det kan vara väldigt svårt att komma åt dessa faktorer för att granska dem. Det säkraste och smidigaste sättet är att zooma med en vanlig kamera eftersom vi inte kan bryta strömmen i ledningarna, (se Figur 9).

När det säkerställts att det är rätt faktor på mätaren som skall bytas så kortsluter man strömtransformatorn i terminalen, se Figur 10. Detta görs genom att man först öppnar alla brytare som finns i terminalen och sedan kopplar ihop alla tre faser och nollan. Efter att dessa steg är gjorda undersöker man ledarna med hjälp av en mätare så att de är spänningsfria varpå det är säkert att utföra bytet. Det sista steget före mätaren kan kopplas löst är att säkerställa att märkningarna på ledningarna som går in till mätaren är rätt. Det är även viktigt att de är kvar under bytet så att den nya mätaren blir kopplad på rätt sätt. Då märkningarna är på plats är det bara att byta ut mätaren och sedan är mätarbytet klart. Efter mätarbytet skall man alltid skriva ner tid och datum för mätarbytet samt den nya och gamla mätarens nummer. Detta för att minimera risken att behöva åka tillbaka till platsen.



Figur 8. En ritning med vars hjälp man kan hitta ström- och spänningstransformatorerna.



Figur 9. Granskning av strömtransformatorernas faktor med hjälp av att zooma med en kamera.



Figur 10. Kortslutning av strömtransformator i terminalen.

7.3 Uppföljning

För att följa med i mätarbytena och projektets framskridande använde jag mig av Excel. Vartefter elmätarna blev utbytta eller ny information om mätarna dykte upp så uppdaterade jag i Excel-tabellen och på så vis såg jag hur långt vi hade kommit. På så vis höll jag även koll på vilka mätare som inte var bytta, vem som hade bytt vilka mätare och vem som hade vilka mätare kvar att byta. Samma tabell uppdaterades också ifall det uppkom problem med någon mätare eller om det behövdes extra åtgärder för att kunna utföra bytet. Andra saker som också blev dokumenterade i tabellen var mätarbyten som fastnade i datorsystem och behövde redas ut och ett enstaka fall med en mätare som var en vanlig indirekt mätare och inte en 20 kV mätare, (se **bilaga**).

7.4 Teoretisk tidsplan

I detta kapitel presenteras en teoretisk tidsplan för projektet, månad för månad. Detta är för att kunna jämföra hur välutformad tidsplanen har varit då projektet är klart. Vid framtida planering av projekt kan detta hjälpa och effektivisera arbetet då en ny tidsplan konstrueras.

November

Beräkning av mätarnas faktorer och beställning av alla mätare.

December

Planering av projektets tidtabell. Till exempel när mätarna levereras och när de måste börja bytas ut. Planering av vad som behöver prioriteras.

Januari

Planering med montörer hur mätarbytena skall gå till. Var vi börjar och hur snabbt bytena kommer att utföras. Målet var att montörerna skall byta en till två mätare per dag. Excel tabellen angående vilka mätare som var tillgängliga och inte gjordes och det planerade även vilka åtgärder som behövde tas för att komma åt de otillgängliga mätarna.

Februari

Boka tid för visning av mätarbytena och skolning för montörerna. Cirka hälften av bytena blir klara.

Mars

Resterande byten blir gjorda, tid att lösa problem som uppstått.

April

Resterande hälft blir färdig bytt och vi kan börja lägga lite större fokus på de otillgängliga mätarna.

Maj

Allt är klart. Finns tid för att ännu reda ut oklarheter eller problem.

8 Resultat

Projektet påbörjades redan i november med uträkningar och planering. Dessa steg var väldigt enkla och inte speciellt tidskrävande vilket gjorde att allt flöt på utan problem. En del frågor uppstod när jag skulle räkna faktorerna för första gången eftersom jag endast hade den sammanlagda faktorn i en tabell. Eftersom alla mätarna skulle ha 100 V mellan faserna så löste sig problemet genom att spänningstransformationen alltid blev 200 gånger mindre. Detta betyder alltså att spänningstransformationen beräknades genom att dividera den sammanlagda faktorn med 200. Kvoten behövde sedan multipliceras med 5 eftersom det alltid skall gå en ström på 5 A till kWh-mätarna.

Då mätarna var beställda planerade jag vilken montör som skulle byta vilka mätare. Besluten var väldigt logiska med tanke på montörernas språkkunskaper. Att välja ett datum för skolningen blev lite problematiskt på grund av att vi inte visste när mätarna skulle levereras. Detta gjorde att ett säkert datum i början av mars fastslogs. Vilka mätare som skulle bytas under skolningen bestämdes genom att ta de tio närmsta förbrukningsplatserna som vi visste att hade tillgängliga mätare. Skolningen gick smidigt och som planerat förutom att kylan försvårade arbetet något. Fingrarna började tappa känsel vilket gjorde det svårt att utföra byten utomhus med följderna att skolningen tog två dagar i stället för en. Skolningen var nödvändig fastän vi redan visste hur man utförde bytena eftersom det var nyttigt att påminnas om säkerhetsåtgärderna och att få se steg för steg hur bytena skall gå till.

Mätarbytena rullade på bra och vi höll oss till det planerade tempot. Vi stötte på ett specialfall ganska tidigt in i projektet. Fallet som handlade om att förbrukningsplatsen var en vanlig indirekt mätning i stället för en 20 kV indirekt mätning. Det ledde dock inte till några större problem eftersom vi bara hade haft fel i tabellerna. Projektet försenades lite mot slutet på grund av tillgänglighetsproblem vid några byten men den 9 maj var sista bytet inbokad. Med andra ord gick hela projektet bra, vi hängde efter lite den planerade tidsplanen men vi blev ändå klara i tid.

Det var endast en av de nya, beställda kWh-mätarna som var söndring och som vi inte fick kontakt med. Den behövde vi alltså byta ut och sedan reklamera till tillverkaren.

9 Diskussion

Projektet gick väldigt bra och alla mätare blev utbytta. Trots att vi gick lite över den planerade tidsplanen så blev vi ändå klara i god tid. Det som jag nu i efterhand skulle göra annorlunda är att påbörja mätarbeställningen tidigare. Montörerna skulle då ha mer tid till att göra mätarbytena och det skulle också finnas mer tid till att reda upp problem. Under projektet gång var det endast några få ställen som vi hade problem med att få åtkomst till. Vid ett fabriksområde behövdes till exempel både ett passerkort och en ansvarsperson som eskorterade montören. Detta tog två veckor att verkställa eftersom det var mycket byråkrati som skulle godkännas och informationsuppgifter som skulle utväxlas före vi kunde komma överens om en tidpunkt för mätarbytet.

Om resurserna och tiden skulle räcka till vore det vara bra att kontrollerade mätarnas tillgänglighet i förväg samt hitta en lösning till de osäkra förbrukningsplatserna innan montören utför mätarbytet.

10 Källförteckning

- ELKOR technologies inc. (den 5 7 2006). *Introduction to Current Transformers*. Hämtat från Archive:
https://web.archive.org/web/20171118025817/http://www.elkor.net/pdfs/AN0305-Current_Transformers.pdf
- Energiateollisuus. (2010). *Tuntimittaussuositus*. Hämtat från energia.fi:
https://energia.fi/files/6869/Principer_for_timvis_matning_rekommendation.pdf
- Fingrid. (2022). *Datahub 2.0*. Hämtat från Fingrid:
<https://palvelut.datahub.fi/en/datahub/datahub-2-0-#testiymparistot>
- Fingrid. (2022). *fingrid datahub*. Hämtat från fingrid:
<https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/datahub/>
- Förordning om utredning och mätning av elleveranser 767/2021*. (den 12 08 2021). Hämtat från Finlex: <https://finlex.fi/sv/laki/ajantasa/2021/20210767>
- Juerg Haas. (den 25 06 2019). *E360: noggrant genomtänkt säkerhet*. Hämtat från landisgyr: https://eu.landisgyr.com/blog-se/e360-noggrant-genomt%C3%A4nkt-s%C3%A4kerhet?_hstc=170484287.74ea1c37b9532ead96f79ebc7b633f27.1669703433336.1669703433336.1669703433336.1&_hssc=170484287.3.1669703433337&_hsfp=1435595906
- Landis gyr. (2015). *E700_fact_sheet*. Hämtat från landisgyr.cz:
https://www.landisgyr.cz/webfoo/wp-content/uploads/product-files/E700_GB_Fact_Sheet.pdf
- Landis gyr. (den 11 09 2017). *E650 Series 4*. Hämtat från landisgyr.com:
<https://landisgyr.com.cn/uploadfiles/d000062026.pdf>
- Regeringens proposition. (2021). *RP 116/2021 rd*. Hämtat från Finlex:
<https://www.finlex.fi/sv/esitykset/he/2021/20210116.pdf>
- SUOMEN STANDARDISOIMISLIITTO SFS. (den 15 12 2014). *SFS Online*. Hämtat från Online.sfs.fi:
<https://online.sfs.fi/en/index/tuotteet/SFSsahko/SFS/ID2/3/1274344.html.stx>
- Valtioneuvosto. (den 12 8 2021). *Förordning*. Hämtat från Valtioneuvosto:
<https://valtioneuvosto.fi/sv/-/1410877/forordning-i-utredningen-av-elleveranser-mot-kvartsviis-matning-kundservicen-forbattras-och-byte-av-forsaljare-forenklas>
- Vasa Elnät. (2022). *Om Vasa Elnät*. Hämtat från Vaasansahkoverkko:
<https://www.vaasansahkoverkko.fi/sv/om-vasa-elnat/>

1	Ko	Adress	Förslag	Måsten av tillgänglig	monit	buks datum	smannlag/faktor	Faktor	måster nummer	Ok	Borde vara ok	Oskler	Nel	2
											30	11	14	
											färdig	berete	reljos	problem
2	0000160720				DK	17Mar	4000	100	2739					
3	00001493010				Oskler	17Mar	2000	50	20195					
4	00000500780				DK	9Mar	1200	300	3963					
5	00001800021				DK	31Mar	4000	100	20121					
6	00000800030				DK	31Mar	24000	600	20563					
7	00002020040				DK	9Mar	2000	50	20196					
8	000177007800				Oskler	17Apr	4000	100	3532					
9	000184003780				DK	4Apr x	4000	100	16371					
10	000184003910				DK	4Apr x	2000	50	20199					
11	000184004400				DK	5Apr	2000	50	20101					
12	000191002201				DK	5Apr x	8000	200	67885					
13	000191007350				DK	5Apr	4000	100	20120					
14	000198000531				DK	31Mar	4000	100	3321					
15	000302276001				DK	31Mar	40000	1000	20125					
16	000302507001				Maste ha kontak med överaget	9Mar	8000	200	68003					
17	000312043001				Borde vara Ok	20Mar	1200	30	67891					
18	000312043007				Oskler	20Mar	1200	30	20112					
19	000312668001				DK	22Mar	12000	300	6315					
20	00032027001				DK	21Mar	5000	125	67883					
21	000650007850				DK	27Mar	2000	50	20100					
22	000650007880				Oskler	27Mar	2000	50	3965					
23	000650007700				Borde vara Ok	24Mar x	2000	50	3960					
24	000951000010				Borde vara Ok	22Mar	2000	50	20102					
25	001290752001				DK	19Apr x	2000	50	20103					
26	001290752002				DK	19Apr x	2000	50	20103					
27	00151719001				Borde vara Ok	21Mar	2000	50	20181					
28	002023763002				DK	28Mar	1000	25	20118					
29	002023763002				Oskler	28Mar	1000	25	20118					
30	003619369001				DK	26Apr	2000	50	20162					
31	00502081860				Nel	19Apr x	4000	100	20111					
32	005094130520				Oskler	19Apr x	4000	100	20111					
33	00500028601				Oskler	13Apr	4000	100	20116					
34	005100959001				Oskler	5Apr x	4000	100	20110					
35	005300106360				Oskler	23Mar	800	20	20105					
36	011273424001				Oskler	11Apr	4000	100	68004					
37	013175870001				Borde vara Ok	4Apr x	8000	200	68000					
38	05016782001				Oskler	12Apr	4000	100	67894					
39	083284475001				Oskler	3Mar	2000	50	20160					
40	09537316003				DK	4Apr	1200	30	20113					
41	095378077001				Borde vara Ok	21Mar	2000	50	7307					
42	096363971001				DK	3Apr	4000	100	16504					
43	097330867001				Borde vara Ok	6Apr	16000	400	20123					
44	097345530003				DK	21Mar	4000	100	7308					
45	097356524002				Borde vara Ok	20Mar	12000	300	20127					
46	098310191001				DK	17Mar	12000	300	68002					
47	098312308002				Nel	20Mar	12000	300	67852					
48	098312308003				DK	9Mar	1200	30	3962					
49	098315304001				DK	27Mar	2000	50	7314					
50	099281479001				Oskler	9Mar	1200	30	20115					
51	099303886001				Oskler	8Mar	2000	50	6312					
52	099312717001				Oskler	23Mar	1200	30	20196					
53	099312319001				Borde vara Ok	30Mar	800	20	20114					
54	099314409001				DK	28Mar	2000	50	68057					
55	099317238003				DK	23Mar	8000	200	68056					
56	099324282002				DK	12Apr	2000	50	3961					
57	099331003002				Borde vara Ok									
58	100000010084													

igen Kjällager E570