

PRINCIPER FÖR TIMVIS MÄTNING

2010

Detta dokument är en översättning från motsvarande finskspråkiga dokument.
Vid tolkningskonflikter följs den finskspråkiga versionen.

Finlands Energiindustri rf:s elhandelskommitté
Finlands Energiindustri rf:s elnätskommitté

FINLANDS ENERGIINDUSTRI

Innehåll

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| INLEDNING | 4 |
| 1. ALLMÄNT OM MÄTNINGEN | 7 |
| 1.1 SKYLDIGHETER I FRÅGA OM MÄTNINGEN VILKA ÅLAGTS GENOM LAGAR OCH FÖRORDNINGAR | 7 |
| 1.1.1 <i>Elmarknadslag (386/1995 jämte ändringar)</i> | 7 |
| 1.1.2 <i>Statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (66/2009)</i> | 7 |
| 1.1.3 <i>Arbets- och näringsministeriets förordning om informationsutbytet i anslutning till utredningen av elleveranser (809/2008)</i> | 8 |
| 1.1.4 <i>EMV:s föreskrift om specificering av fakturor på elenergi och elöverföring (367/441/2006)</i> | 8 |
| 1.1.5 <i>Mätinstrumentdirektivet och nationella förpliktelser som åläggs med stöd av det (2004/22/EG)</i> | 8 |
| 1.1.6 <i>Lag om energieffektivitetstjänster hos företag på energimarknaden</i> | 9 |
| 1.2 MÄTNING AV ELFÖRBRUKNING | 9 |
| 1.3 MÄTNING AV PRODUKTION | 10 |
| 1.4 MÄTNING AV FASTIGHETSNÄT | 11 |
| 1.5 ANSVAR I SAMBAND MED MÄTNINGEN | 11 |
| 1.5.1 <i>Nätinnehavarens ansvar</i> | 11 |
| 1.5.2 <i>Elförsäljarens ansvar</i> | 11 |
| 1.5.3 <i>Elanvändarens ansvar</i> | 12 |
| 1.5.4 <i>Elproducentens ansvar</i> | 12 |
| 1.5.5 <i>Fastighetsnätsinnehavarens ansvar</i> | 12 |
| 1.5.6 <i>Mätapparatur som kunden äger</i> | 12 |
| 1.5.7 <i>Ansvar i samband med separat kontroll av mätapparaturen</i> | 13 |
| 1.6 MÄTNINGSFÖRORDNINGENS KRAV PÅ TIMMÄTNINGSAPPARATUR..... | 13 |
| 1.6.1 <i>Energimarknadsverkets tolkning av timmättningsapparatur</i> | 13 |
| 1.7 MÄTNINGS- OCH DATAKOMMUNIKATIONSKEDJAN..... | 14 |
| 2. MÄTANORDNINGARS EGENSKAPER OCH KOPPLING AV DEM | 15 |
| 2.1 KRAV PÅ MÄTAPPARATURENS NOGGRANNHET OCH FUNKTIONSGRÄNSER | 15 |
| TABELL 1. STÖRSTA TILLÅTNA FEL I PROCENT VID OLIKA BELASTNINGSNIVÅER | 15 |
| 2.2 TIMVÄRDEN SOM MÄTS OCH REGISTRERAS AV MÄTANORDNINGEN | 16 |
| 2.3 MÄTVÄRDEN ENLIGT ÖVERFÖRINGSPRODUKTEN SOM MÄTS OCH REGISTRERAS AV MÄTANORDNINGEN | 16 |
| 2.4 REGISTRERING AV UTTAG FRÅN OCH INMATNING TILL NÄTET | 17 |
| 2.5 KRAV PÅ TIMVÄRDENS NOGGRANNHET OCH AVRUNDNING | 17 |
| 2.6 MÄTVÄRDENS TIDSSTÄMPEL OCH STATUSKODER | 17 |
| 2.7 MÄTANORDNINGENS LAGRINGSKAPACITET | 18 |
| 2.8 MÄTANORDNINGENS FUNKTION UNDER ETT ELAVBROTT..... | 18 |
| 2.9 MÄTANORDNINGENS KLOCKA OCH KONTROLL AV KLOCKAN | 18 |
| 2.10 MÄTANORDNINGENS DISPLAY | 18 |
| 2.11 MÄTANORDNINGENS PROGRAMMERINGSEGENSKAPER | 19 |
| 2.12 FJÄRRÄVSTÄNGNING OCH FJÄRRINKOPPLING..... | 19 |
| 2.13 AVLÄSNING AV MÄTVÄRDEN UNDER ETT AVBROTT I FÖRBINDELSERNA | 19 |
| 2.14 MÄTANORDNINGENS IN- OCH UTGÅNGAR OCH ÖVERFÖRING AV INFORMATION TILL ANDRA SYSTEM | 19 |
| 2.15 MÄTANORDNINGENS LASTSTYRNINGSEGENSKAPER | 20 |
| 2.15.1 <i>Tariffbundna styrningar</i> | 20 |
| 2.15.2 <i>Efterfrågestyrning och effektsänkning</i> | 20 |
| 2.15.3 <i>Rekommendation om mätanordningars styregenskaper</i> | 20 |
| 2.16 MÄTPUNKTENS PLACERING..... | 21 |
| 2.17 KOPPLING AV MÄTNINGEN..... | 21 |
| 2.17.1 <i>Mätanordningens storlek och centralens konstruktion</i> | 21 |
| 2.17.2 <i>Koppling av mätanordningen i centralen</i> | 21 |
| 2.17.3 <i>Koppling vid indirekt mätning</i> | 21 |

| | | |
|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.17.4 | Mättransformatorer | 22 |
| 2.18 | MÄTANORDNINGENS DATAKOMMUNIKATIONSEGENSKAPER | 22 |
| 3. | EGENSKAPER I FRÅGA OM AVBROTTSINFORMATION OCH MÄTNING AV SPÄNNINGSKVALITETEN | 23 |
| 3.1 | EGENSKAPER I FRÅGA OM AVBROTTSREGISTRERING | 23 |
| 3.2 | EGENSKAPER I FRÅGA OM MÄTNING AV SPÄNNINGSNIVÅN | 23 |
| 3.3 | OPERATIVA FUNKTIONER..... | 23 |
| 3.4 | LAGRING AV INFORMATION OM AVBROTT OCH SPÄNNINGSKVALITET..... | 24 |
| 4. | KONTROLL AV MÄTAPPARATUREN | 25 |
| 4.1 | KONTROLLER I INSTALLATIONSSKEDET | 25 |
| 4.2 | EXTRA KONTROLLER AV INDIREKTA MÄTOBJEKT | 25 |
| 5. | AVLÄSNINGSSYSTEMET OCH DATAKOMMUNIKATIONSFÖRBINDELSEN | 26 |
| 5.1 | EGENSKAPER SOM KRÄVS AV DATAKOMMUNIKATIONSFÖRBINDELSEN..... | 26 |
| 5.2 | DATAKOMMUNIKATIONS PROTOKOLL..... | 27 |
| 5.3 | EGENSKAPER SOM KRÄVS AV AVLÄSNINGSSYSTEMET | 27 |
| 5.4 | INFORMATION SOM AVLÄSNINGSSYSTEMET AVLÄSER OCH LAGRING AV DEN | 27 |
| 5.5 | AVLÄSNINGSSYSTEMETS TIDSSVEP OCH KONTROLL AV MÄTARENS KLOCKA | 27 |
| 5.6 | KONTROLLER NÄR EN MÄTANORDNING ANSLUTS TILL AVLÄSNINGSSYSTEMET | 28 |
| 5.7 | DATASÄKERHET..... | 28 |
| 6. | HANTERING AV MÄTVÄRDEN | 29 |
| 6.1 | BERÄKNING AV TIMEFFEKTER UTIFRÅN TIMVÄRDEN | 29 |
| 6.2 | LAGRING AV TIMVÄRDEN | 29 |
| 6.3 | STATUSKODER FÖR TIMVÄRDEN..... | 29 |
| 6.4 | BEHANDLING AV SAKNADE TIMVÄRDEN..... | 30 |
| 6.5 | METODER FÖR UPPSKATTNING AV SAKNADE TIMVÄRDEN | 30 |
| 6.6 | BESTÅENDE PROBLEM VID ERHÅLLET AV VÄRDEN..... | 31 |
| 6.7 | MÄTVÄRDEN ENLIGT ÖVERFÖRINGSPRODUKTEN..... | 31 |
| 6.8 | FÖRVARINGSTID FÖR MÄTVÄRDEN..... | 31 |
| 6.9 | KONTROLL AV MÄTVÄRDEN..... | 31 |
| 7. | FÖRMEDLING AV MÄTVÄRDEN TILL ELMARKNADSPARTERNA | 33 |
| 7.1 | FÖRMEDLING AV MÄTVÄRDEN FRÅN OBJEKT MED TIMVIS MÄTNING TILL SÄLJARNA..... | 33 |
| 7.2 | FÖRMEDLING AV TIMVÄRDEN FRÅN ENSKILDA FÖRBRUKNINGSPLATSER | 33 |
| 7.3 | FÖRMEDLING AV NÄTFAKTURERINGSINFORMATION FRÅN OBJEKT MED TIMVIS MÄTNING | 34 |
| 7.4 | MEDDELANDE OM UTTAG FRÅN OCH INMATNING TILL NÄTET | 34 |
| 7.5 | TIMVÄRDENAS NOGGRANNHET OCH AVRUNDNINGSREGLER | 34 |
| 7.6 | ANVÄNDNING OCH FÖRMEDLING AV STATUSKODER FÖR MÄTVÄRDENA..... | 35 |
| 7.7 | BEHANDLING OCH FÖRMEDLING AV SAKNADE TIMVÄRDEN..... | 36 |
| 7.8 | FÖRMEDLING AV MÄTVÄRDEN EFTER ATT BALANSFÖNSTRET STÄNGTS | 37 |
| 7.9 | FÖRMEDLING AV MÄTVÄRDEN TILL BALANSKRAFTSENHETEN | 37 |
| 7.10 | KONTROLL AV RIKTIGHETEN I FÖRMEDLINGEN AV MÄTVÄRDEN | 37 |
| 8. | RAPPORTERING AV TIMMÄTVÄRDEN TILL KUNDEN | 38 |
| BILAGOR | Bestämning av totalfelet vid mätning (bilaga 1, 2 sidor) | |
| | Beaktande av mättransformatorns last (bilaga 2, 3 sidor) | |
| | Riktgivande dimensionering av strömtransformatorer vid lågspänning (bilaga 3, 1 sida) | |
| | Metoder för uppskattning av saknade timvärden (bilaga 4, 2 sidor) | |

Inledning

I denna rekommendation ges anvisningar för genomförande av timvis mätning som krävs i elmarknadslagstiftningen. Rekommendationen går igenom de krav som lagstiftningen ställer och ger närmare anvisningar och rekommendationer om genomförandet av timvis mätning samt behandlingen och förmedlingen av timvärden. Syftet med rekommendationen är att förenhetliga praxis inom branschen i fråga om timvis mätning och förmedling av timvärden. Rekommendationerna om apparaturens och systemens egenskaper borde beaktas när apparatur och system införskaffas eller uppdateras nästa gång.

Denna rekommendation gäller i regel distributionsnätet, om inte annat angetts.

Denna rekommendation upphäver föregående motsvarande rekommendation- "Sähkökaupan mitaus ja tiedonvälitys" från 2005.

I motsats till den tidigare versionen tar denna rekommendation inte upp mätning av eller förmedling av mätvärden från objekt som omfattas av förfarandet med belastningskurvor. Detta behandlas separat i Finsk Energiindustris anvisning Elmarknadens förfaringssätt i praktiken och i Tyypikkäyrämenettelyn laskentaohje som utarbetats av Enease Oy för Finsk Energiindustri.

Medlemmar i arbetsgruppen:

| | |
|------------------------|---------------------------|
| Markku Rissanen, ordf. | Savon Voima Oyj |
| Jari Mustaparta | Åbo Energi Elnät Ab |
| Janne Pirttimäki | JE-Siirto Oy |
| Jarmo Roiha | Vattenfall Sähkömyynti Oy |
| Juuso Ruottinen | Järvi-Suomen Energia Oy |
| Saku Ruottinen | Fortum Sähkösiirto Oy |
| Joel Seppälä | Helen Elnät Ab |
| Aarne Sievi | Vattenfall Verkko Oy |
| Riina Heinimäki | Finsk Energiindustri rf |
| Elina Lehtomäki, sekr. | Finsk Energiindustri rf |

Definitioner

| | |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tidsstämpel | Tidsregistrering som anger vilken tidsperiod ett mätvärde hänför sig till. |
| UN/EDIFACT | Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport: FN:s ISO-standardsamling för elektroniskt utbyte av strukturerad information. |
| EDIEL | Elbranschens system för elektroniskt utbyte av strukturerad information, utvecklat av nordiska Ediel Forum (http://www.ediel.org). Verksamheten har övertagits av ebIX (http://www.ebix.org). |
| Kumulativt värde | Ett ständigt växande värde på den uppmätta storheten. |
| Avläsningssystem | Ett system för insamling av mätvärden och underhåll av mätanordningens inställningar. |
| Mätanordning | Allmän term för på förbrukningsplatsen befintlig mätare för timvis energimätning. |
| Mätapparat | Helhet som består av mätanordning och överföringsförbindelse. |
| Mätkrets | Separata strömkretsar via vilka mängden förbrukad/producerad energi mäts och överförs till mätanordningen för registrering. |
| Mätpunkt | Punkt i elnätet till vilken leveranspunktens mätapparatur strömtransformator eller mätare är ansluten. |
| Mätvärde enligt överföringsprodukten | Mätvärde enligt kundens överföringsprodukt, kan ses på kundens mätanordnings display. Mätvärdet enligt överföringsprodukten som används vid fakturering och informationsförmedling kan vara ett värde som direkt avläses på mätaren eller ett värde som beräknats på basis av timeffekter. Om värdet beräknas på basis av timvärden bör man försäkra sig om att det överensstämmer med mätvärdena som visas på mätaren. |
| System för hantering av mätvärden | System för lagring och behandling av insamlad information från mätanordningen. I systemet för hantering av mätvärden granskas mätvärden, rättas statuskoder och vidareförmedlas timvärden. |
| Elmarknadspart | Säljare av el till leveranspunkten, säljare med leveransskyldighet, nätinnehavare eller balansansvarig för någon av de tidigare nämnda. |
| Balansfönster | Tiden från elleveransen till dess att balansräkningen för distributionsnätet stängs. Balansfönstret är 1 månad från leveransdagen fram till slutet av 2010 och 14 dagar från leveransdagen från och med 2011. |
| Kommunikationsprotokoll | Regler som anordningarna måste följa för att datakommunikation ska vara möjlig (datakommunikationens ramkonstruktion). |
| Leveranspunkt | Den punkt i elnätet där elenergin överförs från en part till en annan. |
| Avläst timvärde | Kumulativt värde för varje heltimme som mäts och registreras av mätanordningen och inte beaktar t.ex. två separata värden vid tvåtidsprodukter. |
| Timvis mätning | Mätning av mängden el varje timme och registrering av detta mätvärde i mätapparaturens minne. |
| Timmätningsapparat | Mätapparat som mäter och registrerar i anläggningens minne elförbrukningen eller inmatningen till nätet varje timme. Information som registrerats av mätapparaturen kan läsas ur anläggningens minne via kommunikationsnätet. |

| | |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Timeffekt | Medeltimeeffekten för varje timme. Denna kan beräknas som differensen mellan två på varandra följande timvärden. |
| Timvärde | Allmän term som avser antingen timeffekt eller avläst timvärde. |
| Timvärdestatus | Statuskoden för timvärdet anger för mottagaren hur tillförlitligt värdet är. |
| Officiell tid | Den armbandsurtid som följs i Finland. Tiden bestäms i förhållande till internationell normaltid (UTC). Vintertid i Finland (= normaltid) är två timmar före normaltid, det vill säga UTC + 2 medan sommartid är tre timmar före, det vill säga UTC + 3. |

1. Allmänt om mätningen

Rekommendationen är i första hand avsedd för nätinnehavare och mätansvariga, men även för andra parter i samband med mätning samt behandling, förmedling och mottagning av mätvärden. Rekommendationen inriktar sig huvudsakligen på mätning i distributionsnätet.

Rekommendationen presenterar grunderna för och tillvägagångssätten vid mätning samt behandling och förmedling av mätvärden. Lagstiftningens krav på timvis mätning går igenom och rekommendationer ges om mätanordningarnas och systemens egenskaper.

Aktörerna borde beakta rekommendationerna om anordningar och system senast i det skede när de nästa gång införskaffar eller uppdaterar anordningar eller system. Tillvägagångssätten vid förmedling av timvärden ska tas i bruk så snart som möjligt och senast från och med ingången av 2012, om inte annat anges i anvisningen. Samtidigt som mätarna byts bör aktörerna, såväl nätinnehavarna som säljarna, utveckla sina system så att timvärden från mätarna kan börja utnyttjas effektivt och tillförlitligt så snart som möjligt och i etapper. Målet är att undvika en situation där ett betydande antal objekt samtidigt överförs till timavläsning i början av 2012.

1.1 Skyldigheter i fråga om mätningen vilka ålagts genom lagar och förordningar

1.1.1 Elmarknadslag (386/1995 jämte ändringar)

I 10 paragrafen i elmarknadslagen sägs att nätinnehavaren ska organisera mätningen av levererad el på behörigt sätt enligt vad som bestäms närmare genom förordning av statsrådet.

I 16 c paragrafen i elmarknadslagen sägs i korthet om balansavräkningen att den ska grunda sig på elmätning eller en kombination av mätning och typbelastningskurva samt på anmälningar som gäller leveranserna, och att närmare bestämmelser utfärdas genom förordning av statsrådet.

I paragrafen sägs också att balansavräkningstjänster ska erbjudas parterna på elmarknaden på jämlika och icke-diskriminerande villkor. När balansavräkningstjänster bjuds ut får det inte förekomma villkor eller avgränsningar som är ogrundade eller som uppenbarligen begränsar konkurrensen i elhandeln.

1.1.2 Statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (66/2009)

Den mest centrala författningen som rör mätning är statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (mätningförordningen), som trädde i kraft den 1 mars 2009.

Enligt förordningen ska nätinnehavaren ordna den mätning av elleveranser som ligger till grund för balansavräkningen och faktureringen samt registreringen av mätuppgifterna och anmälandet av dem till parterna på elmarknaden. De mätuppgifter som behövs vid faktureringen ska lämnas till elleverantören per eldriftsställe eller per mätning. Nätinnehavaren ansvarar också för mätanordningarna som installeras på elförbruknings- och elproduktionsplatserna och för datakommunikationsförbindelserna. Ett undantag gäller fram till utgången av 2013 för kunder som har egen mätapparat som införskaffats under den tidigare förordningens giltighetstid.

Syftet med förordningen är att i framtiden nästan helt övergå till timvis mätning och enligt förordningen ska 80 % av nätinnehavarens förbrukningsplatser omfattas av timvis mätning före utgången av 2013. Alla förbrukningsplatser och produktionsobjekt med huvudsakringar på över 3x63A ska omfattas av timvis mätning före utgången av 2010. Kraven i fråga om mätning presenteras närmare i kapitlen 1.2 och 1.3.

I mätningförordningen anges även minimikrav på mätappareturens egenskaper samt skyldigheter i fråga om förvaringen av mätvärden. Närmare om detta i kapitlen 1.6 och 1.8.

Balansavräkningen ska basera sig på timvis mätning när ett objekt har timmätningsskylt enligt förordningen. I annat fall kan en kombination av traditionell mätning och typbelastningskurva tillämpas när det rör sig om en säljare som inte har leveransskyldighet.

I mättningsförordningen föreskrivs också om förmedling av mätvärden. Bestämmelser om detta finns också i arbets- och näringsministeriets förordning om informationsutbytet i anslutning till utredningen av elleveranser, varom mer i nästa kapitel. Förmedling av mätvärden behandlas närmare i kapitel 7.

De uppgifter som timmättningsapparaturen har registrerat ska ställas till kundens förfogande senast när uppgifterna överlämnas eller är färdiga att överlämnas till elleverantören, det vill säga dagen efter leveransen, senast från och med 1.1.2014.

1.1.3 Arbets- och näringsministeriets förordning om informationsutbytet i anslutning till utredningen av elleveranser (809/2008)

Med stöd av elmarknadslagen har förutom mättningsförordningen även utfärdats arbets- och näringsministeriets förordning om informationsutbytet i anslutning till utredningen av elleveranser (meddelandetrafikförordningen).

För balansavräkningen ska nätinnehavaren den följande vardagen efter en elleverans till balanskraftenheten preliminärt meddela summauppgifter om elmarknadsparternas leveranser som matats in i eller tagits ut ur nätet. De slutliga anmälningarna om summauppgifterna för leveranserna ska göras inom en månad och från och med 1.1.2011 inom 14 dagar från leveransdagen.

För realiserandet av balansansvaret och för faktureringen ska distributionsnätinnehavaren den följande vardagen efter en elleverans eller under en tid som har överenskommit med elleverantören till elleverantörerna preliminärt anmäla de leveranser som gäller elmarknadsparterna och som har räknats ut i samband med balansavräkningen. De slutliga anmälningarna om elleveranser ska göras inom en månad och från och med 1.1.2011 inom 14 dagar från leveransdagen. Meddelandetrafilen mellan aktörerna beskrivs närmare i Finsk Energiindustris Instruktion för förfarandet vid meddelandetrafilen och i Elmarknadens förfaringsätt i praktiken samt i de allmänna tillämpningsanvisningarna för Ediel meddelandeförmedling.

Vid byte av elleverantör ska nätinnehavaren meddela kundens nya och nuvarande leverantör de mätvärden som behövs inom 10 vardagar från det att leveransen börjat eller upphört.

1.1.4 EMV:s föreskrift om specificering av fakturor på elenergi och elöverföring (367/441/2006)

Energimarknadsverkets föreskrift om specificering av fakturor på elenergi och elöverföring (elfakturföreskriften) ska också beaktas vid bestämmandet av principer i samband med timvis mätning. I 5 § sägs bl.a. att man på avläsningsfaktura eller dess bilaga ska uppge mätarbelopp om mätarbeloppen är tillgängliga.

1.1.5 Mätinstrumentdirektivet och nationella förpliktelser som åläggs med stöd av det (2004/22/EG)

Mätinstrumentdirektivet (Measuring Instrument Directive, MID) trädde i kraft våren 2004. Direktivet omfattar en bred skala mätinstrument inklusive bränslemätare, taxametrar, vatten-, gas- och elenergimätare. Medlemsstaterna borde ha införlivat bestämmelserna inom två år, men vid utarbetandet av denna rekommendation är den finländska mätinstrumentlagstiftning som baserar sig på direktivet fortfarande under beredning. Man vet i alla fall att den slutliga lagen kommer att motsvara innehållet i direktivet. Mätinstrument som uppfyller de krav som gällde före tillämpningen av direktivet kan visserligen släppas ut på marknaden fram till 2016.

Syftet med mätinstrumentdirektivet och den mätinstrumentlag som är under beredning är att säkerställa att mätinstrumentens funktion, mätmetoderna och mätresultaten är tillförlitliga. I bestämmelserna tas bl.a. ställning till fel i ett mätinstrument, driftförhållandena och indikeringen samt till kontroll av mätinstrument före ibruktagandet och under användningstiden.

Det är ytterst sannolikt att särskilda förordningar kommer att utfärdas för mätinstruments egenskaper och kontroll av mätinstrument, och det närmare innehållet i dessa förordningar vet man

inte särskilt mycket om vid utarbetandet av denna rekommendation. I skrivande stund finns det alltså inga gällande bestämmelser om kontroll av mätinstrument under användningstiden.

Kontroller före ibruktagandet

Enligt direktivet och lagutkastet får ett mätinstrument inte tas i bruk förrän man påvisat överensstämmelsen med kraven och försäkrat sig om att instrumentet är tillförlitligt. I direktivet sägs allmänt bl.a. att tillverkaren av ett mätinstrument, dennes representant, den som släpper ut instrumentet på marknaden, importören och distributören, näringsidkaren och den som tar i bruk mätinstrumentet ska försäkra sig om och visa att instrumentet uppfyller kraven i denna lag.

Mätinstrumentets tillförlitlighet ska verifieras av ett anmält organ eller kontrollorgan före ibruktagandet. *Tillverkaren kan verifiera instrumentets tillförlitlighet, om han för ändamålet har en procedur som har motsvarande verkan och som godkänts och övervakas av ett anmält organ eller kontrollorgan.*

Lagen kommer att ålägga Säkerhetsteknikcentralen (TUKES) att ackreditera kontrollorganen enligt lagen. Verifiering av ett mätstruments tillförlitlighet före ibruktagandet innefattar kontroll av instrumentets konstruktion och funktion samt jämförelse av mätresultaten med de största tillåtna felmarginalerna på ett för ändamålet lämpligt sätt.

Kontroller under användningstiden

Enligt direktivet ansvarar näringsidkaren för att ett mätinstrument som är i bruk lämpar sig för användningsändamålet och användningsmiljön, fortlöpande fungerar tillförlitligt och för att användningen av instrumentet uppfyller lagens krav och att verifiering utförs med föreskrivna intervaller och alltid vid behov. Näringsidkaren ska alltså se till att tillförlitligheten hos ett mätinstrument som är i bruk verifieras med föreskrivna intervaller. Det finns dock inte ännu några särskilda bestämmelser om kontroll av elmätare under användningstiden, utan en förordning om saken kan vid behov utfärdas senare med stöd av mätinstrumentlagen.

Innan ett mätinstrument som genomgått service tas i bruk på nytt ska det verifieras att instrumentet fungerar tillförlitligt. Verifieringen kan också utföras av ett serviceföretag som ackrediterats av Säkerhetsteknikcentralen.

Om en näringsidkare försummar att verifiera ett mätinstrument under användningstiden eller om mätinstrumentet i övrigt inte uppfyller kraven, kan tillsynsmyndigheten förbjuda eller begränsa användningen av instrumentet.

1.1.6 Lag om energieffektivitetstjänster hos företag på energimarknaden

Syftet med lagen om energieffektivitetstjänster hos företag på energimarknaden (energitjänstlagen) är att verka för en effektiv och sparsam användning av energi i företagets kunders verksamhet bl.a. genom att ålägga energibranschen att ge kunderna närmare information om elförbrukningen samt råd om energisparande.

I fråga om mätning av el och förmedling av mätuppgifter innehåller lagen inga nämnvärda tillägg jämfört med vad som föreskrivs i elmarknadslagen. I fråga om möjligheterna att utnyttja mätuppgifter bör det dock beaktas att enligt energitjänstlagen ska energidetaljister en gång om året lämna sina kunder en rapport om deras energianvändning. Rapporten ska innehålla uppgift om slutförbrukarens energiförbrukning under rapporteringsperioden och de föregående tre åren, dock högst för den tid då kundförhållandet har varat. Rapporten ska även innehålla referensdata om slutförbrukarens energiförbrukning jämfört med andra motsvarande slutförbrukare. Rapporten ska lämnas till kunden första gången 2011 och den behöver inte innehålla uppgifter för tiden före 2010. Nätinnehavaren ska till elförsäljaren avgiftsfritt lämna de uppgifter om energianvändningen som behövs med tanke på rapporten.

1.2 Mätning av elförbrukning

Enligt mätningförordningen ska 80 % av nätinnehavarens förbrukningsplatser omfattas av timvis mätning före utgången av 2013. Det är närmast objekt med högst 3x25A huvudsäkringar som

kan lämnas utanför timvis mätning. Objekt med huvudsäkringar som är större än detta kan lämnas utanför timvis mätning bara om deras årsförbrukning är högst 5000 kWh och elen till objektet köps under de villkor som avses i 21 § i elmarknadslagen.

Stora förbrukningsplatser med över 3x63A huvudsäkringar ska utrustas med timvis mätning före utgången av 2010. Helt nya objekt på över 3x63A ska utrustas med timmättningsapparat vid den första installeringen av mätapparat. Även här kan visserligen objekt lämnas utanför timvis mätning om deras årsförbrukning är högst 5000 kWh och elen till objektet köps under de villkor som avses i 21 § i elmarknadslagen.

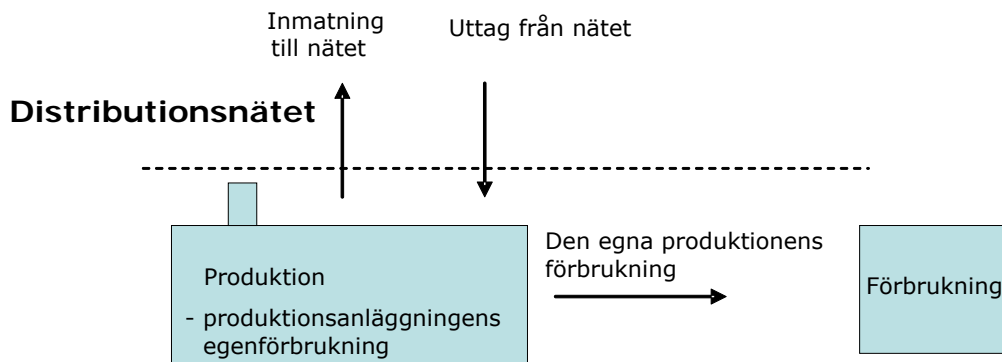
Objekt som inte omfattas av timvis mätning ska avläsas tre gånger per år. Nätinnehavaren ansvarar för att inhämta ett mätvärde per år medan kunden ansvarar för att lämna två andra mätvärden på nätinnehavarens begäran. Nätinnehavaren behöver inte separat inhämta dessa mätvärden om kunden trots anmodan inte lämnar dem.

1.3 Mätning av produktion

Produktionsobjekt från vilka el även överförs till det allmänna distributionsnätet ska utrustas med timvis mätning senast före utgången av 2010. Nya produktionsobjekt ska omedelbart utrustas med timvis mätning.

Vid produktionsobjekt ska inmatningen till nätet mätas timme för timme. Om objektet även har förbrukning ska uttag från nätet mätas separat timme för timme. Uttag från och inmatning till nätet får inte kvittas, utan mätanordningen ska ha separata register för dessa.

Om en produktionsanläggning finns på en förbrukningsplats på över 3x63A med både uttag från och inmatning till nätet ska förutom mätning av uttaget från och inmatningen till nätet även den egna produktionens förbrukning i objektet fastställas timme för timme. Den egna produktionens förbrukning erhålls genom att produktionsanläggningens egenförbrukning och den el som matats till nätet (inmatningen) subtraheras från den el som produktionsanläggningen producerat. Egenförbrukning är den el produktionsanläggningssystemet självt förbrukar. Närmare information om mätning av produktion finns i Finsk Energiindustri rf:s nätrekommendation YA9:09 Mikrotuotannon liittäminen sähköjakeluverkkoon.



Figur 1. Exempel på mätning av produktion

Producenten ansvarar själv för att ordna mätning av den egna produktionens förbrukning, om inte nätinnehavaren behöver denna information för att fullgöra sina egna uppgifter. Om nätinnehavaren använder den egna produktionens förbrukning som grund för överföringsavgifterna ordnar nätinnehavaren mätningen och då har nätinnehavaren också rätt att debitera skäliga avgifter för installation av mätapparat och mätning för mätningen av den egna produktionens förbrukning. I allmänhet använder nätinnehavarna den egna produktionens förbrukning som en grund för överföringsavgiften bara i objekt på över 1 MVA, orsaken är grunderna för stamnätsavgifter.

För objekt med över 1MVA produktion inrättas ett produktionsnät. Mätning av produktionsnät och förmedling av mätvärden från dem tas inte upp separat i denna rekommendation.

1.4 Mätning av fastighetsnät

Enligt mättningsförfordningen ska separata bostadslägenheter och affärslokaler i en nybyggnad utrustas med mätapparat, även om elen säljs via ett fastighetsnät. Lägenheterna ska också utrustas med mätapparat när det interna elnätet i en fastighet ändras så att el efter ändringen säljs via fastighetsnätet.

Mätningen ska organiseras så att den enskilda lägenhetens förbrukning på ett enkelt sätt både kan fogas till och skiljas från fastighetens förbrukning, om elanvändaren vill byta elförsäljare.

Innehavaren av fastighetsnätet ansvarar för erforderliga ändringar i nätet för att mätning av förbrukningen i enskilda lägenheter ska vara möjlig.

I 25d paragrafen i elmarknadslagen sägs även att om elanvändaren har köpt sin el via ett internt elnät i en fastighet, ska elanvändaren ersätta fastighetsinnehavaren för de kostnader som ändringsarbeten med anknäring till elmätningen har förorsakat när användaren övergår till att köpa sin el via distributionsnätsinnehavarens distributionsnät.

1.5 Ansvar i samband med mätningen

1.5.1 Nätinnehavarens ansvar

Nätinnehavaren ansvarar för att ordna mätning enligt elmarknadslagstiftningens krav, avläsa mätvärden, konstatera riktigheten samt förmedla och rapportera mätvärden. Nätinnehavaren ansvarar också för mätapparaturen jämte datakommunikationsförbindelser. Enligt den tidigare elmarknadslagstiftningen hade kunderna rätt att själva skaffa sig apparatur för timvis mätning. Närmare om detta i punkt 1.5.6.

Nätinnehavaren kan sköta uppgifterna i fråga själv eller köpa tjänsterna. Även om nätinnehavaren lägger ut mätfunktionerna kvarstår ansvaret för mätanordningarna och mätningen hos nätinnehavaren, vilket måste beaktas i avtalen som ingås med tjänsteleverantören.

Nätinnehavaren ansvarar också för mätaravläsningen och lagringen av mätvärden och för data-skyddet i samband med förmedlingen. Timvärden ska ända från mätanordningen behandlas som personuppgifter. Kunden och den som kunden bemyndigat har rätt att få tillgång till mätvärdena. Till elmarknadsparterna överläts information som dessa behöver bl.a. för uppfyllelse av balansansvaret och för faktureringen.

Rekommendationen från kapitel 2 framåt handlar om de uppgifter som ankommer på nätinnehavaren, om inte annat särskilt angivits.

1.5.2 Elförsäljarens ansvar

Elförsäljarens ansvar vid mätning av elleverans gäller närmast mottagning av mätvärden och användning av dem vid faktureringen samt förmedling till nätinnehavaren av information som inverkar på mätningen.

Säljaren ska kunna ta emot mätvärden som nätinnehavaren sänder i enlighet med lagstiftningen och instruktionerna. Säljaren ansvarar inte för informationens riktighet, utan nätinnehavaren bär ansvaret. Säljaren måste emellertid se till att värdena som nätinnehavaren sänder – även rättade värden – lagras korrekt i systemen. Säljaren ska också meddela nätinnehavaren om han upptäcker fel i mottagna värden.

Enligt instruktionerna för meddelandetraffiken ska säljaren meddela nätinnehavaren om avtalsändringar som inverkar på mätningen och förmedlingen av mätvärden, t.ex. att ett avtal börjar eller slutar samt förändringar i avtalsnumret.

Dessutom ska elförsäljarna enligt energitjänstlagen lämna kunderna en rapport om kundens elanvändning en gång om året.

1.5.3 Elanvändarens ansvar

En kund som står i avtalsförhållande till nätinnehavaren eller en säljare med leveransskyldighet, det vill säga en elanvändare, ansvarar för att hans egna elapparater och elanläggningar är i det skick som bestämmelser och föreskrifter förutsätter. Elanvändaren ska se till att elcentralen är i det skick som mätningen förutsätter. Elanvändaren ansvarar i första hand för de mättransformatorer som krävs vid indirekt mätning. Nätinnehavaren kan ta mättransformatorerna på sitt ansvar om han så önskar.

Om elanvändaren och nätinnehavaren har avtalat om laststyrning, exempelvis styrning av nattlast, ansvarar elanvändaren för kopplingar i elcentralen och ledningsdragningar i samband med detta. Kopplingar i själva mätaren får bara göras av nätinnehavaren.

1.5.4 Elproducentens ansvar

Elproducenten har motsvarande ansvar i samband med mätningen som elanvändarna i enlighet med föregående punkt.

Elproducenten ansvarar också själv för organiserandet av sådana mätningar som nätinnehavaren inte behöver för att uppfylla sina egna skyldigheter men som krävs t.ex. av beskattningsskäl. Om en producent enligt skattelagstiftningen ska mäta den egna produktionens förbrukning och nätinnehavaren inte behöver dessa mätvärden, organiserar elproducenten denna mätning själv. Elproducenten meddelar alltid själv skatteförvaltningen – i praktiken tullen – den information som behövs för beskattningen.

Kunden är alltid skyldig att meddela nätinnehavaren när elproduktion ansluts till en förbrukningsplats för att nätinnehavaren ska kunna försäkra sig om att nätet är säkert att använda och driftsäkert och kunna ordna mätning av objektet enligt elmarknadslagstiftningen.

1.5.5 Fastighetsnätsinnehavarens ansvar

Innehavaren av ett fastighetsnät ansvarar för ordnandet av intern mätning enligt punkt 1.4.

1.5.6 Mätapparatur som kunden äger

Enligt tidigare elmarknadslagstiftning hade elanvändaren och/eller elproducenten (kunden) rätt att själv införskaffa timmätningsapparatur som uppfyller nätinnehavarens tekniska krav eller därtill hörande datakommunikationsförbindelse. Dylig kundägd apparatur finns närmast i objekt på över 3x63A. Enligt statsrådets förordning och utredning och mätning av elleveranser som trädde i kraft den 1 mars 2009 har kunden inte längre denna rätt, utan nätinnehavaren installerar mätare i alla objekt.

De kunder som sedan tidigare har egen timmätningsapparatur eller därtill hörande datakommunikationsförbindelser har rätt att ha kvar denna apparatur i sin ägo fram till utgången av 2013. Detta förutsätter att timvärden tillförlitligt kan fjärravläsas från mätaren inom de tidslängder som lagstiftningen föreskriver. Om kundens mätsystem inte uppfyller dessa krav eller om kunden och nätinnehavaren kommer överens om byte av mätare redan tidigare, har nätinnehavaren rätt att byta ut mätaren före utgången av 2013.

I fallet ovan ansvarar kunden för den mätanordning och de datakommunikationsförbindelser han äger. Kunden har också underhålls- och kontrollansvaret för dessa. Kunden ska utan dröjsmål meddela nätinnehavaren om fel i apparaturen och om ändringar som görs i apparaturen. Bland annat ska nätinnehavaren utan dröjsmål meddelas om datakommunikationsförbindelsens nummer förändras.

Om en kundägd mätanordning får ett fel har nätinnehavaren rätt att kräva att kunden reparerar eller låter reparera felet *inom tre arbetsdagar räknat från anmälan*. Efter detta har nätinnehava-

ren rätt att själv göra reparationen eller byta ut mätanordningen och datakommunikationsförbindelsen mot nätinnehavarens apparatur. Nätinnehavaren kan debitera kunden på kostnaderna för omändringen.

När en datakommunikationsförbindelse som kunden äger får ett fel har nätinnehavaren rätt att kräva att kunden omedelbart låter reparera felet. Om felet inte har reparerats *inom en vecka* räknat från anmälan har nätinnehavaren rätt att fakturera för avläsning på platsen. Om datakommunikationsförbindelsen inte repareras inom skälig tid har nätinnehavaren rätt att byta ut mätanordningen och datakommunikationsförbindelsen mot nätinnehavarens apparatur. I detta fall har nätinnehavaren också rätt att debitera kunden på kostnaderna för omändringen.

1.5.7 Ansvar i samband med separat kontroll av mätapparaturen

Utöver kontroller i samband med normalt underhåll kan kunden kräva att nätinnehavaren låter granska mätapparaturen. Om det är fråga om mätapparatur som kunden äger enligt punkt 1.5.6 har nätinnehavaren för sin del rätt att kräva att mätapparaturen kontrolleras.

Om kontrollen visar sig obefogad betalas den av den part som begärde kontrollen. I annat fall betalas kontrollen av den som äger den kontrollerade mätapparaturen. Storleken på en eventuell korrigerings bestäms eller uppskattas med hjälp av tillgängliga mätvärden eller vid behov med hjälp av ett opartiskt sakkunnigutlåtande i enlighet med nättjänstvillkoren.

Enligt mätinstrumentdirektivet kan ett mätinstrument bara kontrolleras av ett ackrediterat kontrollorgan. Efter att den mätinstrumentlag som bereds samtidigt med denna rekommendation trätt i kraft kommer Säkerhetsteknikcentralen att ackreditera kontrollorgan enligt direktivet.

1.6 Mättningsförordningens krav på timmättningsapparatur

Med timmättningsapparatur avses enligt mättningsförordningen apparatur eller en kombination av apparater som mäter elförbrukningen eller inmatningen av el i nätet per timme och registrerar uppgiften i apparaturens minne, så att uppgiften som registrerats kan läsas ur apparaturens minne via ett kommunikationsnät.

Enligt mättningsförordningen ska timmättningsapparaturen och nätinnehavarens datasystem för behandling av mätuppgifter ha minst följande egenskaper. Kraven gäller timmättningsapparatur som beställts efter förordningens ikraftträdande.

- De uppgifter som mätapparaturen registrerat ska kunna läsas ur apparaturens minne via ett kommunikationsnät (fjärravläsningsegenskap).
- Mätapparaturen ska registrera tidpunkterna för när en spänningslös period som överstiger tre minuter börjar och slutar
- Mätapparaturen ska vara kapabel att ta emot och verkställa eller förmedla vidare sådana kommandon för styrning av belastningen som sänds via kommunikationsnätet och ha minst en styranordning som kan användas för styrning av belastningen och inte får reserveras för något annat bruk
- Mätuppgifterna samt uppgifterna om spänningslösa perioder ska lagras i nätinnehavarens datasystem för behandling av mätuppgifter i vilket de timvisa mätuppgifterna ska bevaras i minst sex år och uppgifterna om spänningslösa perioder i minst två år
- I fråga om mätapparaturen och nätinnehavarens datasystem för behandling av mätuppgifter ska dataskyddet vara säkerställt på behörigt sätt.
- Därtill ska nätinnehavaren på särskild beställning av kunden till kundens förfogande ställa timmättningsapparatur med standardanslutning för uppföljning av elförbrukningen i realtid.

1.6.1 Energimarknadsverkets tolkning av timmättningsapparatur

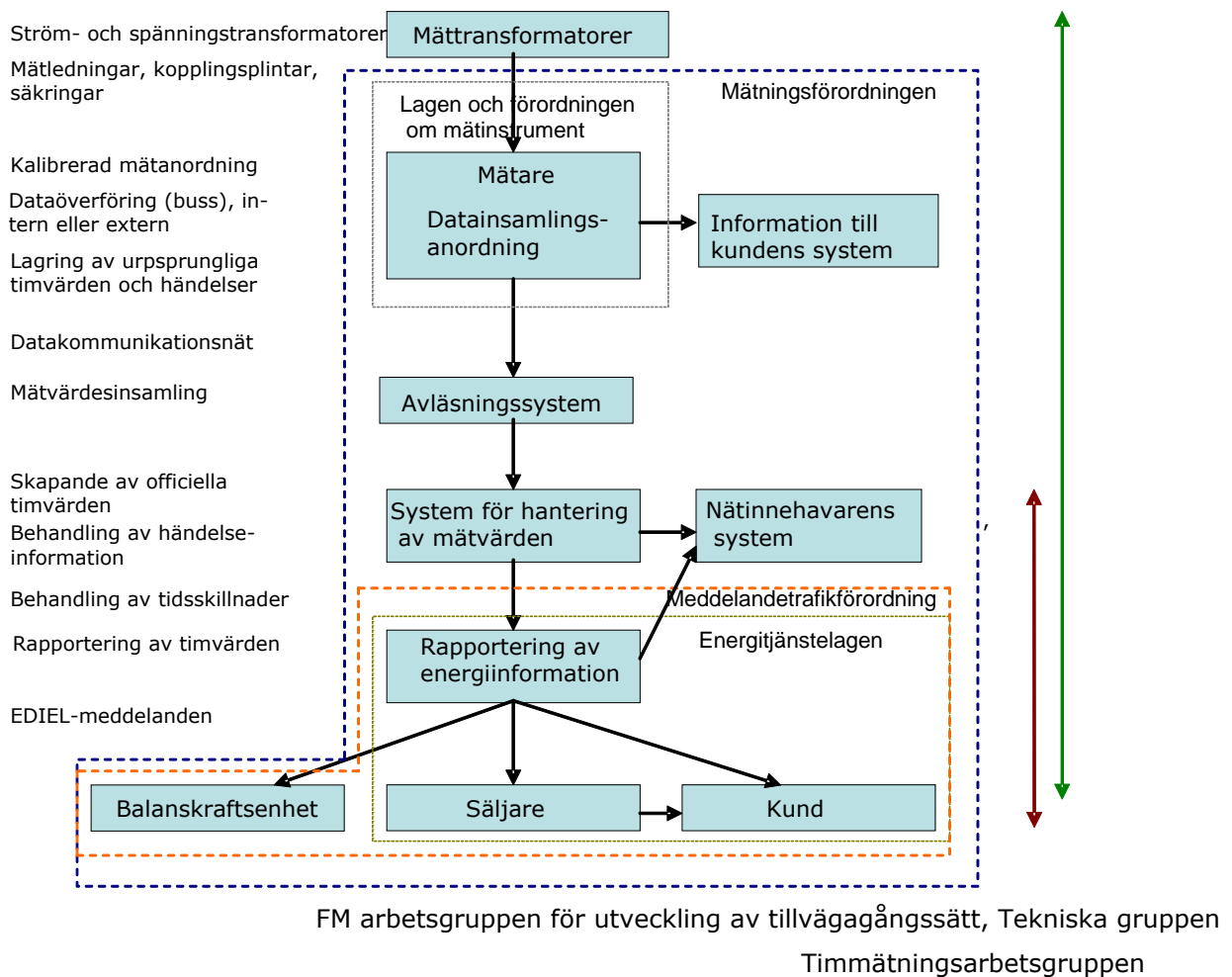
Enligt Energimarknadsverkets linje avses med timmättningsapparatur att

1. objektet har en mätanordning (timmätare) som klarar timvis registrering och
2. timmätaren har en datakommunikationsförbindelse med vars hjälp timvärden kan överföras dagligen och
3. avläsningssystemet är i ett sådant skick att man med det vid behov dagligen kan avläsa timvärden för alla objekt som är utrustade med timmätare.

I fråga om avläsningssystemet är det alltså inte tillräckligt att man med ett system som är avsett för avläsning av objekt på över 3x63A även kan avläsa en del mindre objekt. Definitionen av timmätningssystem innefattar inte beredskapen hos systemet för hantering av mätvärden att hantera timmätvärden.

1.7 Mätning- och datakommunikationskedjan

Figur 2 visar mätning- och datakommunikationskedjan för timvis avläsning, från datainsamlingsanordningen fram till parterna som behöver informationen.



Figur 2. Mätning- och datakommunikationskedjan

Figuren visar vilka delar av mätning- och datakommunikationskedjan åläggandena i de tidigare presenterade lagarna och förordningarna hänför sig till. Av figuren framgår också att Finsk Energi-

industri rf:s arbetsgrupp för utveckling av tillvägagångssätten på detaljmarknaden i sitt arbete huvudsakligen inriktar sig på tillvägagångssätten vid förmedling av mätvärden. Därmed har timmättningsarbetsgruppen som berett rekommendationen behandlat datakommunikationen mellan aktörerna bara till nödvändiga delar. Många definitioner i början av kedjan påverkar också innehållet i de meddelanden som förmedlas. Exempel på detta är bl.a. timmättningsarbetsgruppens rekommendationer om tidslängder och statuskoder för timvärden.

2. Mätanordningars egenskaper och koppling av dem

Med mätanordningar avses i denna rekommendation timmättningsapparat som mäter aktiv energi och eventuellt även reaktiv energi samt vissa kvalitetsegenskaper hos elektriciteten. Mättnings- och registreringsegenskaperna hos timvärden och avlästa värden tas upp i punkt 2.2 – 2.3. Mätning och registrering av egenskaper som hänför sig till elektricitetens kvalitet tas upp i kapitel 3.

Rekommendationerna gäller permanenta mätobjekt, både nya och sådana som saneras.

I mättningsförordningen samt i mätinstrumentlagen och förordningar som utfärdas med stöd av den (lagen är under beredning när denna rekommendation utarbetas) anges minimikrav på mätapparat. Minimikraven i mättningsförordningen har bl.a. behandlats i punkt 1.6.

2.1 Krav på mätappareturens noggrannhet och funktionsgränser

I bilaga MI-003 till mätinstrumentdirektivet anges krav på noggrannheten hos elenergimätare avsedda att användas i bostäder, butiks- och kontorslokaler samt lätta industrier. Kraven framgår av tabellen nedan (mätarklasser A, B, C). Kraven gäller mätning av aktiv energi. Noggrannhetskraven gäller enbart elenergimätare, inte mättransformatorer. Mätarkraven enligt direktivet har behandlats närmare i standarderna EN 50470-1, EN 50470-2 och EN 50470-3.

Tabell 1. Största tillåtna fel i procent vid olika belastningsnivåer.

Största tillåtna fel i procent av nominella driftförhållanden och fastställda belastningsnivåer och drifttemperatur

| | Drifttemperatur | | | Drifttemperatur | | | Drifttemperatur | | | Drifttemperatur | | |
|------------------------------------------------------|--------------------|-----|-----|----------------------------------------------------|-----|-----|-----------------------------------------------------|-----|-----|-----------------------------------------------------|-----|-----|
| | + 5 °C ... + 30 °C | | | - 10 °C ... + 5 °C eller + 30 °C ... + 40 °C | | | - 25 °C ... - 10 °C eller + 40 °C ... + 55 °C | | | - 40 °C ... - 25 °C eller + 55 °C ... + 70 °C | | |
| Mätarklass | A | B | C | A | B | C | A | B | C | A | B | C |
| Enfasmätare; flerfasmätare med symmetrisk belastning | | | | | | | | | | | | |
| $I_{\min} \leq I < I_{tr}$ | 3,5 | 2 | 1 | 5 | 2,5 | 1,3 | 7 | 3,5 | 1,7 | 9 | 4 | 2 |
| $I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$ | 3,5 | 2 | 0,7 | 4,5 | 2,5 | 1 | 7 | 3,5 | 1,3 | 9 | 4 | 1,5 |
| Flerfasmätare med en fas belastad | | | | | | | | | | | | |
| $I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$ se undantaget nedan | 4 | 2,5 | 1 | 5 | 3 | 1,3 | 7 | 4 | 1,7 | 9 | 4,5 | 2 |

För elektromekaniska flerfasmätare är strömområdet för enfaslasten begränsat till $5I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$

När mätaren är i drift inom olika temperaturområden, skall de relevanta värdena för största tillåtna fel vara tillämpliga.

I = den elektriska ström som passerar genom mätaren

I_{\min} = värde på I över vilket felet ligger inom gränsen för största tillåtna fel (flerfasmätare med symmetrisk belastning)

I_{tr} = värdet på I över vilket felet ligger inom gränsen för minsta tillåtna fel som motsvarar mätarens klassbeteckning

I_{\max} = det största värde på I för vilket felet ligger inom gränsen för största tillåtna fel

U = den elektriska spänning som tillförs mätaren
 U_n = den specificerade referensspänningen
f = den spänningsfrekvens som tillförs mätaren
 f_n = den specificerade referensfrekvensen

De krav i fråga om största tillåtna fel som definieras i tabellen gäller inom spänningsområdet $0,9xU_n \leq U \leq 1,1xU_n$ och frekvensområdet $0,98xf_n \leq f \leq 1,02xf_n$. Effektfaktorsområdet ska sträcka sig minst från $\cos\phi = 0,5$ vid induktiv last och $\cos\phi = 0,8$ vid kapacitiv last.

Under den nominella driftspänningen ska mätarens positiva fel inte överstiga +10 %.

Rekommendationerna om noggrannhetsklass gäller permanenta mätningsskopplingar, nya och sådana som saneras. Tillfälligt kan mindre noggranna mätningar användas, t.ex. vid servicesituationer eller motsvarande.

Enligt direktivet ska en medlemsstat tillåta att mätare av klass A används i bostäder. För särskilda ändamål får medlemsstaten kräva en mätare av klass B. Det är att rekommendera att åtminstone mätare som installeras utomhus eller i ett kallt utrymme åtminstone är av noggrannhetsklass B.

I butiks- eller kontorslokaler och/eller lätt industri ska en medlemsstat tillåta mätningar med mätare av klass B. För särskilda ändamål får medlemsstaten kräva en mätare av klass C.

Nätinnehavarna bör uppmärksamma att direktivets noggrannhetskrav på mätare är mindre stränga än noggrannhetskraven (mätarklass 1 och 2) på mätare som traditionellt använts i dessa objekt, krav som definieras i standarderna IEC 62052-11 och IEC 62053-21. För att försäkra sig om att mätningen är tillförlitlig kan nätinnehavaren välja mätare som är noggrannare än vad direktivet kräver.

För mätning av större objekt används fortsättningsvis mätning av aktiv effekt enligt standarden SFS-EN 62053-22 (klasserna 0,2S och 0,5S). Noggrannheten för mätning av reaktiv effekt definieras i standarden EN 62053-23. För mätning av reaktiv effekt krävs vid både direkt och indirekt mätning noggrannhetsklass 2 enligt standarden.

Avgörande för mätningens riktighet är totalfelet, som i sin tur bl.a. påverkas av de mättransformatorer och mätledning som väljs, närmare om dessa i punkt 2.17. Bilaga 1 innehåller praktiska anvisningar för konstaterande av totalfel på installationsplatsen.

2.2 Timvärden som mäts och registreras av mätanordningen

I fråga om energivärden ska mätanordningen varje timme *mäta och registrera* i mätanordningens minne *kumulativa värden (timvärde) eller timmedeleffekter (timeffekt)*, som sedan läses in i avläsningssystemet. Särskilt i objekt på högst 3x63A rekommenderas att uttryckligen kumulativa timvärden registreras och inte timmedeleffekter.

Ett kumulativt värde som registreras varje timme, d.v.s. timvärde, är ett obrutet totalvärde som inte beaktar två separata värden t.ex. vid tvåtidsprodukter. Det skiljer sig alltså från de kumulativa värdena enligt kundens överföringsprodukt, åtminstone om överföringsprodukten är en tvåtidsprodukt. Ett totalvärde som registreras varje timme motsvarar i allmänhet, men inte alltid, det värde som kan ses på en mätanordning med en entidsprodukt.

Med energivärden per timme avses alltså mätvärden eller effektvärden som registreras varje jämn timme, 1:00, 2:00, 3:00 och så vidare.

Vid indirekt timvis mätning rekommenderas det att en mätningfaktor lagras i mätanordningen så att färdigt multiplicerade värden kan lagras i mätaren.

2.3 Mätvärden enligt överföringsprodukten som mäts och registreras av mätanordningen

När det är fråga om en konsumentkund ska mätanordningen utöver vad som sägs i punkt 2.2 också åtminstone mäta kumulativa värden som indelats enligt kundens överföringsprodukt, efter-

som mätinstrumentdirektivet föreskriver att de aktuella kumulativa värdena i enlighet med överföringsprodukten ska synas på displayen på en konsuments mätanordning.

För enkelhetens skull rekommenderas det att alla mätanordningar som är avsedda för objekt på högst 3x63A mäter kumulativa värden enligt överföringsprodukten, vilka alltså visas på mätanordningens display.

Av värdena enligt överföringsprodukten kan t.ex. värdena vid månadsskiftet eller dygnsskiftet registreras i mätanordningens minne. Detta rekommenderas särskilt för objekt på högst 3x63A. Om kunden har en entidsprodukt är värdet enligt överföringsprodukten och det kumulativa totalvärdet i allmänhet detsamma, och då behövs ingen separat registrering av överföringsprodukten.

Om en mätanordning inte registrerar kumulativa värden per timme utan timmedeleffekter är det särskilt att rekommendera att värdena enligt överföringsprodukten registreras vid månads- eller dygnsskiftet.

På vissa mätanordningars display nollställs värdena enligt överföringsprodukten t.ex. i samband med uppdateringar. Denna egenskap som inte är att rekommendera måste beaktas framför allt vid anskaffning av nya mätanordningar. Enligt den mätinstrumentlagstiftning som är under beredning får det under användningstiden inte vara möjligt att nollställa det totalvärde som visas på mätanordningen. Mätanordningarnas totalvärde för hela deras livstid nollställs dock i allmänhet inte ens i samband med uppdateringar.

En mätanordning kan också förses med flertariffegenskap, så att den samtidigt mäter värden enligt olika överföringsprodukter. Värdena på en mätare med flertariffegenskap nollställs inte heller när överföringstariffen byts.

2.4 Registrering av uttag från och inmatning till nätet

Mätanordningen ska registrera uttag från nätet och inmatning till nätet separat. Mätanordningen får inte räkna ihop (kvitta) uttag från och inmatning till nätet under en timme, utan uttag från nätet och inmatning till nätet ska registreras i olika register för varje timme.

Uttag och inmatning som sker i samma ögonblick kan kvittas – om en fas matar in 100W till nätet vid en tidpunkt och de två andra faserna samtidigt tar ut sammanlagt 60W från nätet, kan dessa räknas ihop, vilket innebär att inmatningen till nätet vid den aktuella tidpunkten är 40W.

2.5 Krav på timvärdens noggrannhet och avrundning

Timvärden ska lagras med minst 10 Wh noggrannhet i objekt på högst 3x63A. Värden för objekt som är större än detta ska lagras med minst 1 kWh noggrannhet. Vid avrundningen av timvärden används trunkering och den resterande energin överförs till följande timme.

2.6 Mätvärdens tidsstämpel och statuskoder

Mätanordningen ska tidsstämpla timvärden (avlästa timvärden eller timeffekter) och eventuella övriga värden som den registrerar. Därtill ska timvärden förses med statuskoder, med vars hjälp eventuella osäkerhetsfaktorer som påverkar värdenas riktighet kan upptäckas.

Vid kumulativa värden per timme (timvärde) är tidsstämpelein tidpunkten för registreringen. Timeffekterna förses i allmänhet med tidsstämpel för tidpunkten då timmen i fråga börjar. Tidsstämpelarnas betydelse måste beaktas när timeffekttidsserier bildas för respektive dygn i systemet för hantering av mätvärden.

Mätanordningen ska ange statuskoder för timvärdena för att visa om värdena är tillförlitliga eller förbundna med någon risk för fel. Mätanordningarna på marknaden skiljer sig från varandra i fråga om statuskoderna för timvärden. Statuskoderna i fråga är information som närmast är avsedd för nättinnehavaren och med vars hjälp nättinnehavaren kan övervaka mätapparaturens funktion. Vid hanteringen av mätvärden ändras timvärdenas statuskoder till gemensamt överenskomna

statuskoder innan informationen överförs till andra marknadsparter. Mer om detta i punkt 6.3 och 7.6.

2.7 Mätanordningens lagringskapacitet

Mätanordningens minne ska ha plats för energivärden för minst den tid balansfönstret omspannar (1 mån/14 dygn). De övriga värden som mätanordningen mäter (särskilt avbrott som överstiger 3 minuter) ska finnas kvar för minst en vecka.

Det är bra att notera att när fjärravläsningsförbindelsen är i olag ska mätarens minne ha plats för lagrade värden för minst så lång tid att man hinner hämta värdena från mätaren och vid behov byta ut mätaren mot en ny.

2.8 Mätanordningens funktion under ett elavbrott

Mätanordningens klocka ska hålla tiden under ett elavbrott och informationen i mätarens minne ska finnas kvar korrekt i minnet. Mätanordningens program och mätvärden borde finnas kvar i mätanordningen även under en flera år lång period av elbortfall. Enligt mätinstrumentdirektivet ska den summerade mängden uppmätt elektrisk energi kunna avläsas under en period av minst fyra månader vid elbortfall i kretsen.

Det rekommenderas att mätanordningens klocka håller tiden i minst 7 dygn.

Mätanordningen ska kunna registrera start- och sluttidpunkten för ett långt avbrott i enlighet med punkt 3.1.

2.9 Mätanordningens klocka och kontroll av klockan

Mätanordningens klocka kontrolleras mot avläsningssystemets klocka i samband med dygnsavläsningen. Vid behov justeras mätanordningens klocka. Om avläsningssystemets klocka skiljer sig högst 36 sekunder från mätanordningens ställs klockan rätt, men timvärdena behöver inte ges status Osäkert. Om skillnaden är över 36 sekunder justeras klockan och timvärdena efter föregående avläsning förses med den statuskod som mätanordningens tillverkare tillämpar för att ange att tiden är inexakt. Nätinnehavaren kan också välja en annan tidsgräns om han så önskar.

Klockan ska kunna ställas på avstånd.

Mer om tiden som visas på displayen i följande punkt.

2.10 Mätanordningens display

Enligt mätinstrumentdirektivet ska mätvärdespresentationen vara tydlig och entydig. Man ska enkelt kunna avläsa det presenterade resultatet under normala användningsförhållanden. Oavsett om ett mätinstrument som är avsett för förbrukningsmätning kan fjärravläsas ska det ändå vara försedd med en metrologiskt kontrollerad mätvärdesvisare som är tillgänglig för konsumenten utan att använda verktyg. Det värde som avläses på denna visare utgör det mätresultat som ska ligga till grund för avgiftsdebiteringen.

Enligt mätinstrumentdirektivet ska displayen på en konsuments mätanordning åtminstone visa värdena indelade enligt överföringsprodukten. Det är att rekommendera att alla mätanordningar för objekt på högst 3x63A är utrustade med denna egenskap. På displayen behöver man inte kunna bläddra bland mätvärdena bakåt i tiden.

Nätinnehavaren kan eventuellt vilja att mätanordningens display även visar det registrerade kumulativa totalvärdet, som samlas in som timvärden. Det kumulativa värdet skiljer sig från värdena enligt överföringsprodukterna åtminstone om kunden har en tvåtidsprodukt.

Mätanordningens display kan också programmeras så att kunden själv kan bläddra fram värden enligt olika överföringsprodukter (flertariffegenskap).

Den uppmätta elenergin ska enligt mätinstrumentdirektivet visas i kilowattimmar eller megawattimmar beroende på objektets storlek.

Det rekommenderas att datum och klockslag visas på mätanordningens display. Klockan på displayen ska visa officiell finsk tid, med andra ord följa vinter- och sommartid, senast från och med 1.1.2014. Om tiden avviker från officiell tid ska kunden särskilt informeras om detta t.ex. med en skylt eller dekal på mätardosan eller anordningen, eller i anvisningen för avläsning av mätaren.

2.11 Mätanordningens programmeringsegenskaper

Mätanordningen ska vara programmerbar och programmeringen ska i första hand kunna göras på distans. Nätinnehavaren svarar för programmeringen, som bara kan göras av nätinnehavaren eller en aktör som denna bemyndigat. Det får inte vara möjligt att ändra inställningarna via datakommunikationsförbindelsen utan tillräckliga säkerhetsåtgärder.

Den överföringsprodukt som tillämpas vid respektive tidpunkt ska kunna styras via fjärrförbindelsen. Samtidigt ska mätanordningens display styras att visa värden enligt den valda överföringsprodukten.

Mätanordningens klocka ska likaså vara programmerbar via fjärrförbindelsen. Därtill borde det också gå att fjärrprogramera styrfördröjningen för nattlaster, styrtider och eventuella styrfunktioner som tjänar varierande efterfrågan.

Vid indirekt mätning är det att rekommendera att en mätningfaktor kan programmeras in i mätanordningen så att mätanordningen lagrar slutliga multiplicerade värden.

2.12 Fjärravstängning och fjärrinkoppling

Det är bra att utrusta en mätanordning med fjärravstängnings- och fjärrkopplingsfunktion, särskilt om mätanordningen finns i ett objekt där det ofta brukar förekomma avtalsändringar. I en del mätanordningar kan en fjärravstängningsenhet monteras i efterskott.

Nätinnehavarna bör beakta att en fjärrkopplingsenhet inte får användas som frånskiljare när strömtillförseln bryts på grund av elarbeten. En fjärrkopplingsenhet har inte den luftspalt som krävs i elsäkerhetsföreskrifterna och ingen synlig låsning av öppetläget.

En mätanordning kan också utrustas med en s.k. godkännandeknapp som kunden kan trycka på för att få el till objektet efter att nätinnehavaren först utfört fjärrkopplingen. I samband med detta bör nätinnehavaren dock uppmärksamma objekt där kunden inte kommer åt mätaren. På vissa mätanordningar kan godkännandeknappen förbikopplas.

2.13 Avläsning av mätvärden under ett avbrott i förbindelserna

Mätanordningen ska också kunna avläsas lokalt via datakommunikationsanslutning, om det av någon orsak inte lyckas att fjärravläsa mätanordningen.

2.14 Mätanordningens in- och utgångar och överföring av information till andra system

Mätanordningar kan också ha andra in- och utgångar, men de får inte påverka faktureringsmätningens tillförlitlighet, timregistreringen och överföringen av information.

Enligt mätningförordningen ska nätinnehavaren på särskild beställning av kunden till kundens förfogande ställa timmätningssapparat med standardanslutning för uppföljning av elförbrukning-

en i realtid. Om det blir nödvändigt att byta den befintliga mätaren av denna orsak har nätinnehavaren rätt att debitera kunden på kostnaderna för installation och ibruktagande av mätaren.

Mätvärden kan överföras till kundens apparatur bl.a. i pulsform (potentialfri kontakt). Vid tidpunkten för färdigställandet av denna rekommendation finns inte kännedom om några andra standardiserade metoder som är oberoende av mätinstrumenttillverkaren. När mätvärden överförs i pulsform används en puls-/reläutgång för överföring av mätvärden. En mätanordning kan också ha en annan lösning än pulsform för förmedling av information till kundens system i realtid.

Mätarna kommer att få sällskap av annan mätaroberoende teknik med vars hjälp kunden får information om sin energianvändning i realtid för utnyttjande t.ex. inom hemautomation. Utvecklingen av automationsanläggningar som installeras hos kunden och utnyttjar dataöverföring i realtid är just nu snabb.

2.15 Mätanordningens laststyrningsegenskaper

Mätningssystemen borde byggas upp så att laststyrningsegenskaper möjliggör styrning av lasten på förbrukningsplatsen. Detta borde särskilt beaktas vid byggande och sanering av flermätningssystemcentraler.

2.15.1 Tariffbundna styrningar

Med tariffbundna styrningar avses här styrning av nattlasten bl.a. i samband med natt/dagtariff.

Avsikten är inte att den tariffbaserade laststyrningen ska vara bunden till tidpunkten då tariffstyrningen börjar, utan nattlasten kan kopplas på först senare efter att natttariffen börjat. Fingrid har instruerat nätinnehavarna att sprida inkopplingen av kundernas nattlaster för att dämpa effekttoppen kl. 22.00. Det rekommenderas att lastinkopplingen sprids över en tillräckligt lång tid, minst en timme. Hur styrfördröjningen genomförs kan nätinnehavaren själv bestämma, fördröjningen kan alltså vara slumpmässig eller konstant för respektive förbrukningsplats.

Kunden får också själv styra in-/urkopplingen av last med egna automationsanordningar eller kopplingsur, om inte annat har avtalats med kunden.

2.15.2 Efterfrågestyrning och effektsänkning

Enligt mätningssystemförordningen ska mätapparaturen vara kapabel att ta emot och förmedla vidare kommandon för styrning av belastningen. Syftet med momentet i förordningen är att främja ibruktagande av efterfrågestyrning och hantering av situationer med effektbrist.

Förordningen föreskriver ingenting om det tekniska genomförandet av styrningarna.

Laststyrning kan genomföras även utan separata reläer via mätanordningens gränssnitt eller helt oberoende av mätaren, t.ex. genom utnyttjande av ett husautomationssystem.

2.15.3 Rekommendation om mätanordningars styregenskaper

Det rekommenderas att mätanordningarna i elvärmeobjekt med både direkt och ackumulerande uppvärmning utrustas med två reläer (eller någon annan teknik för genomförande av två styrningar) som är reserverade för styrändamål. Det ena reläet reserveras för styrning av nattlast och det andra för eventuell efterfrågestyrning och lastsänkningstyrning. I objekt med enbart ackumulerande uppvärmning räcker det med ett styrrelä eller en motsvarande alternativ teknik. I objekt utan tariffstyrning behövs det likaså ett styrrelä eller någon annan alternativ teknik.

Det rekommenderas att nätinnehavarna bevarar styrmöjligheterna (t.ex. lastsänkning, nattlast) i samband med mätarbyte.

2.16 Mätpunktens placering

Strävan är att i första hand placera mätpunkten vid energileveranspunkten. I vissa specialfall finns mätpunkten och leveranspunkten på olika platser (t.ex. på olika sidor av en distributionstransformator). I praktiken kan detta inträffa t.ex. när mätningen av en mellanspänningsanslutning placeras på en transformatorstations lågspänningssida. I dessa fall beräknar nätinnehavaren förlusterna med hjälp av en formel som härletts ur ledningarnas och transformatorns elektriska värden och uppmätta värden. Mätvärdena kan rättas med beräknade förlustvärden. Detta kan göras inom hanteringen av mätvärden. På marknaden finns det också mätanordningar med möjlighet till intern beräkning för beaktande av transformatorförluster. Användningen av denna funktion förutsätter givetvis att rätta parametrar ställs in på mätanordningen.

Det är befogat att nätinnehavaren även beaktar hur mätningen av reaktiv effekt är placerad i förhållande till kompenseringen.

2.17 Koppling av mätningen

Vid koppling av timmättningsapparat är det väsentligt att beakta om datakommunikationsförbindelsen till anordningen fungerar när strömtillförseln är bruten via huvudströmbrytaren i elcentralen. Anordningar som används vid mätning ska väljas och installeras så att de fungerar och tål förhållandena i installationsplatsens omgivning.

2.17.1 Mätanordningens storlek och centralens konstruktion

Nätinnehavaren ska se till att mätanordningen passar in i centralkonstruktioner enligt gällande standarder. Frågan behandlas bl.a. i standarden SFS 5601 Sähköenergiämittareiden tilat. Även i övrigt gör nätinnehavaren klokt i att välja mätanordningens storlek så att den passar in i de flesta elcentralerna på förbrukningsplatserna i nätområdet.

Kundens elcentral ska till mått och konstruktion överensstämma med standarderna.

2.17.2 Koppling av mätanordningen i centralen

När det är möjligt ska mätanordningen monteras mellan huvudsäkringarna och huvudströmbrytaren. Då ska mätanordningen förses med behöriga varningsskyltar av vilka det framgår att mätanordningens spänning inte bryts via huvudströmbrytaren. Nya centraler byggs enligt denna princip, men i gamla centraler kan det krävas mycket arbete för att ändra detta. När mätanordningen inte kan monteras på det ovannämnda sättet är det befogat att utreda om det är möjligt att ordna med hjälp till mätanordningen före huvudströmbrytaren. Hjälpspänningsmätningen ska skyddas med ett märkt överströmsskydd som ska kunna plomberas.

Om man beslutar att ändra kopplingarna även i gamla centraler så att mätanordningen placeras mellan huvudsäkringarna och huvudströmbrytaren eller om hjälpspänning kopplas till mätanordningen, ska detta nämnas i nätinnehavarens dokument om tekniska krav på mätningen eller i planeringsanvisningarna. Kunden debiteras inte separat för ändringarna.

Information om centralers konstruktion finns i Sähköinfos ST-kort och i gällande standarder för mätcentraler.

2.17.3 Koppling vid indirekt mätning

Mätledningarnas area ska vara minst 2,5 mm². När ledningar med större area används ska lasten från strömtransformatorer särskilt beaktas. Dimensioneringen av mättransformatorer behandlas närmare i bilaga 2 och 3.

Vid indirekt mätning ska kopplingsplintar som kan fränkopplas och är försedda med hylskontakter installeras både i spännings- och strömkretsarna så nära mättransformatorerna och mätarna som möjligt. För spänningar vid faktureringsmätning rekommenderas särskilda sekundärledningar

som skyddas med säkring eller automatsäkring. Kopplingsplintarna ska installeras i ett utrymme som kan plomberas eller också ska kopplingsplintarna kunna plomberas.

2.17.4 Mättransformatorer

Mättransformatorers egenskaper definieras i standarden SFS 3381 Vaihtosähköenergian mittaus, mittauslaitteistot. Denna standard strider dock mot de noggrannhetskrav som ställs på mätare i mätinstrumentdirektivet och därför torde standarden uppdateras när noggrannhetskraven enligt mätinstrumentdirektivet har införlivats i den nationella lagstiftningen.

Enligt SFS 3381 används som mättransformatorer strömtransformatorer enligt standarden IEC 60044-1 och spänningstransformatorer enligt IEC 60186 samt kombinerade ström- och spänningstransformatorer enligt SFS 4925.

Enligt SFS 3381 är noggrannhetskravet på en strömtransformator 0,2S och på en spänningstransformator 0,2 inom alla effektområden.

Mättransformatorer installeras på alla faser. Rekommendationen för strömtransformatorers sekundärström är 5A. Strömtransformatorn ska så väl som möjligt motsvara det faktiska driftsområdet. Strömtransformatorn ska väljas så att strömmen som mäts motsvarar 5 – 120 % av märkströmmen i strömtransformatorns primärkrets. Alla faser ska ha egna returströmledare.

Det rekommenderas att inga andra än enpoligt isolerade spänningstransformatorer används som spänningstransformatorer. Spänningstransformatorns sekundärspänning är 58 V.

För att mättransformatorer ska bevara sin noggrannhetsklass måste anordningarna och ledarna i sekundärkretsen väljas så att de bildar en last som utgör 25 – 100 % av märklasten för mättransformatorernas sekundärkrets.

Detta ska särskilt beaktas i en strömtransformators strömets när statiska mätare används (även när induktionsmätare byts mot statiska). Problemet accentueras när mättransformatorernas sekundärström är under 5 A eller när strömtransformatorernas last är stor (ofta gamla strömtransformatorer). Vid behov byts mättransformatorerna ut mot sådana som har lägre märklaster eller också installeras extra last i sekundärkretsen (t.ex. separata returledare och/eller 2,5 mm² i erforderlig längd).

I bilaga 2 och 3 presenteras räkneexempel på beaktande av mättransformatorlast och en tabell över dimensioneringen av strömtransformatorer i lågspänningsnät.

2.18 Mätanordningens datakommunikationsegenskaper

Det rekommenderas inte att mätanordningar är bundna till en enda datakommunikationsteknik. Det är bra att beakta den antagna livscykeln för den tillämpade datakommunikationstekniken.

Om nätbolaget vill ta emot automatiska larm från mätanordningen t.ex. i samband med avbrott ska mätanordningen kunna sända larmen utan impuls från avläsningssystemet.

3. Egenskaper i fråga om avbrottsinformation och mätning av spänningskvaliteten

Mättningsförordningen förutsätter att timmättningsapparat registrerar avbrott som överstiger tre minuter. Timmättningsapparaturen kan också utnyttjas bl.a. för uppföljning av spänningskvaliteten. Timmättningsapparat är dock inte heltäckande mätare av elkvaliteten, men med deras hjälp kan man få information som stödjer nätets driftfunktion.

Timmättningsapparaturens mätning av spänningen är inte fullständig och spänningsprovtagningens frekvens varierar hos olika mätare. Därför ger timmättningsapparat bara riktgivande information om spänningen och om korta avbrott.

3.1 Egenskaper i fråga om avbrottsregistrering

Enligt mättningsförordningen ska timmättningsapparat registrera avbrott som överstiger tre minuter. Det är bra att förutom långa avbrott även registrera korta avbrott med mätanordningarna. I fråga om korta avbrott bör man dock beakta att mätanordningen inte nödvändigtvis registrerar alla korta avbrott på grund av den relativt glesa provtagningens frekvensen.

Följande egenskaper bör beaktas vid granskningen av avbrottsinformation som en mätanordning registrerat:

- Provtagningsfrekvensen: registreras alla spänningsfall och korta avbrott?
- Långa avbrott: registrerar tidpunkten då avbrottet börjat och slutat eller avbrottets längd och tidpunkt då det slutat
- Korta avbrott: registrerar antalet och eventuellt tidpunkterna
- Det förinställda värdet för avbrott: resultatet påverkas av hur restspänningen är inställd ($10\% \cdot U_n / 5\% \cdot U_n^1$).

3.2 Egenskaper i fråga om mätning av spänningsnivån

Olika mätanordningar har olika sätt att mäta och registrera spänning. Spänningsinformationen från mätarna kan vara effektivvärden eller ett medelvärde av effektivvärden för en viss tid, t.ex. 1 min, 3 min, 10 min. Ur elkvalitetssynvinkel är ett 10 minuters medelvärde av effektivvärden intressant, eftersom långsamma variationer i spänningskvaliteten uttryckligen granskas under en 10 minuters mätperiod enligt standarderna om elkvalitet (EN 50160, EN 61000-4-30). Därtill är det bra om mätaren ger information om de största och minsta effektivvärdena under den senaste veckan.

Det rekommenderas att spänningen mäts på alla faser.

Det rekommenderas också att man själv kan definiera gränserna för över- och underspänning.

3.3 Operativa funktioner

En mätanordning borde kunna programmeras att indikera och slå larm vid avbrott och spänningsvariationer enligt inställbara gränsvärden.

I fråga om larm/indikeringar borde följande funktionskategorier finnas att välja bland: 1) avstängd, 2) lagring i händelselogg och 3) lagring i händelselogg och larm.

¹ EN 50160: 2010

Det borde finnas möjlighet att prioritera/låsa olika larm, så att bara den viktigaste informationen sänds till övervakningen vid flera samtidiga indikeringar.

Indikeringen och larmgränserna ska helst kunna ställas in fritt, t.ex. $Un - X\%$ under en viss tidsrymd. Gränser borde definieras för åtminstone över- och underspänning. Vid lämpliga gränsvärden för under- och överspänning är det också möjligt att observera nollfel, fasavbrott i mellan-spänningsnätet, frånvaro av en fas i lågspänningsnätet, frånvaro av två faser i lågspänningsnätet.

I praktiken räcker det om larmfunktionerna tas i bruk bakom transformatorn för bara en eller två mätanordningar. Trefasfel är vanligen fel i mellanspänningsnätet och därmed är det inte nödvändigt med larm vid dessa fel.

Mätaren ska föra händelselogg över larm och indikeringar för varje sak: t.ex. över de fem senaste händelserna jämte tidsstämplar.

Det är bra om spänningsinformationen för förbrukningsplatsen kan granskas i realtid med hjälp av fjärrförbindelse.

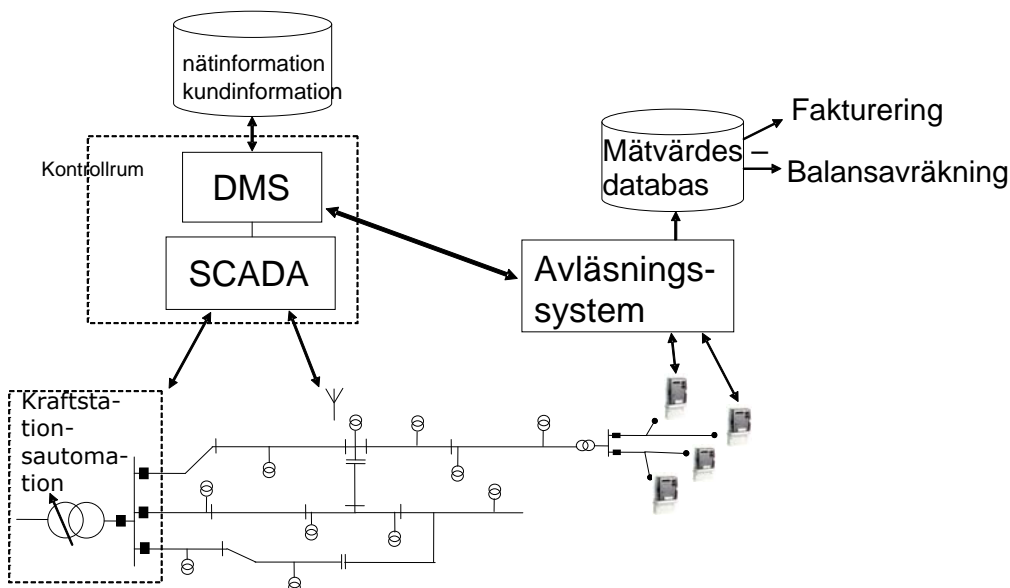
3.4 Lagring av information om avbrott och spänningskvalitet

Enligt förordningen ska information om avbrott lagras i minst två år. För denna tid ska informationen lagras i ett för ändamålet lämpligt system hos nätinnehavaren. Informationen kan lagras i avläsningssystemet om det har tillräcklig kapacitet. Informationen kan också lagras i systemet för hantering av mätvärden eller i ett separat elavbrotts-/kvalitetsinformationssystem hos nätinnehavaren. Det väsentliga är att informationen är tillgänglig i det redovisningssystem där avbrottsstatistiken och en eventuell uppföljning av långa avbrott sker. Drifthanteringssystemet för nätet kan vara ett sådant.

Mätarens lagringskapacitet och händelser som registreras

Mätaren ska kunna lagra avbrott och eventuell information om spänningskvaliteten för minst en vecka. Information om avbrott och spänningskvalitet ska precis som energivärdena kunna avläsas lokalt direkt på mätaren, om fjärravläsning inte lyckas.

I fråga om registreringskapaciteten är det bra att utreda hur många händelser som kan registreras för olika storheter och om mätanordningen har ett gemensamt register eller separata register för olika storheter.



Figur 3. Lagring av kvalitetsinformation i systemen (Källa: Tammerfors tekniska universitet, institutionen för elenergiteknik)

4. Kontroll av mätapparaturen

I detta kapitel behandlas kontroll av mätapparatur och kopplingar och datakommunikationsförbindelser i anslutning till den. I kapitel 5.6, 6.9 och 7.10 behandlas kontroll av mätvärden. Föreskrifter i fråga om kontroll av mätapparatur kommer sannolikt att utfärdas senare med stöd av den mätinstrumentlag som är under beredning, närmare om detta i kapitel 1.1.5.

4.1 Kontroller i installationsskedet

I installationsskedet ska i allmänhet följande kontrolleras:

- Att mätningsskopplingarna är korrekta; bl.a. att faserna – in- och utgående ledningar – är rätt kopplade
- Att det elektriska fältet har rätt rotationsriktning när det är fråga om mätning av reaktiv effekt
- Att datakommunikationsförbindelsen fungerar; t.ex. GSM-fältets styrka vid installationstillfället, på basis av vilken eventuella behov av extra antenn kan bedömas
- Plomberingar
- Mätarens energi- och effektvärden (t.ex. att effektens storleksklass är korrekt)
- Mätarinformationen (inkl. pulsinformation)
- Styrkopplingar

Därtill är det bra om montören rapporterar huvudströmbrytarens läge för att man senare ska veta varför avläsningen inte nödvändigtvis lyckas.

4.2 Extra kontroller av indirekta mätobjekt

Efter installationen kan utöver föregående punkt även följande kontrolleras:

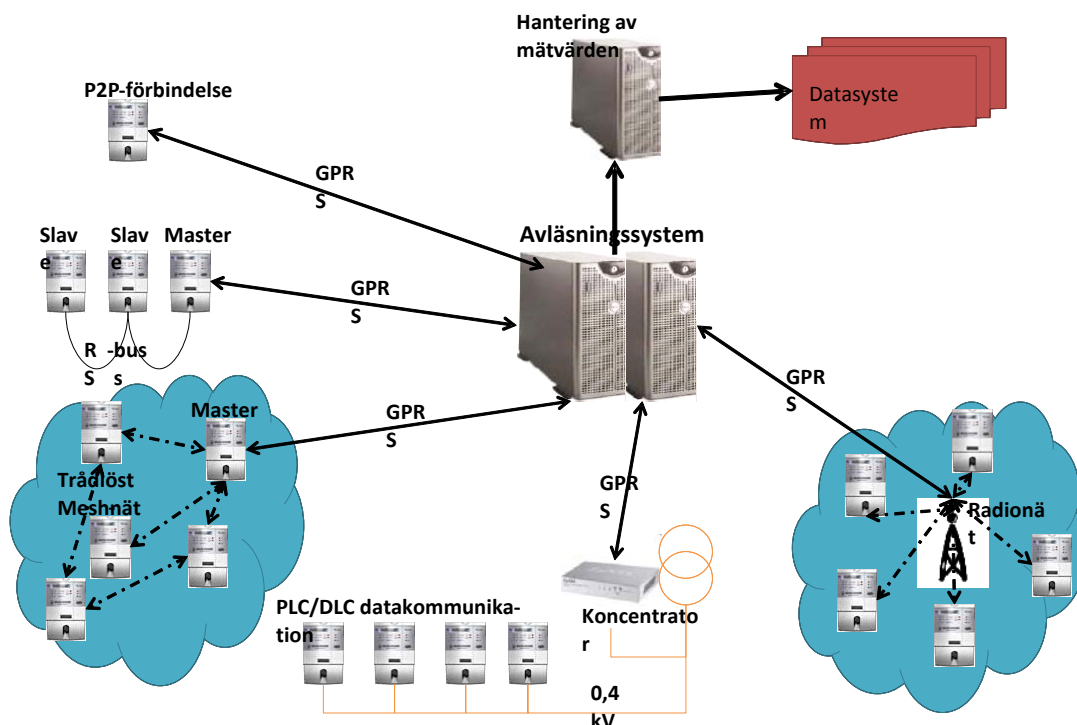
- Mätningens totalfel
- Ström- och spänningstransformatorernas skick, funktion och omvandlingsförhållanden
- Sekundärströmkretsens obrutenhet och last
- Mätarens noggrannhet
- Ström, spänning och effekt hos respektive fas på sekundärsidan

I bilaga 2 och 3 presenteras räkneexempel på beaktande av mättransformatorlast och en tabell över dimensioneringen av strömtransformatorer i lågspänningsnät.

5. Avläsningssystemet och datakommunikationsförbindelsen

Nedan beskrivs kraven på datakommunikationen och avläsningssystemet. Det är bra att beakta att samma krav på funktionalitet, tillgänglighet och dataskydd även gäller avläsningstjänster som nätinnehavaren köper.

Figuren nedan visar några alternativa sätt att överföra information från mätaren till avläsningssystemet.



Figur 4. Principerna för energimätarens datakommunikation.

5.1 Egenskaper som krävs av datakommunikationsförbindelsen

Datakommunikationsförbindelsen ska vara dubbelriktad. Minst den information som definieras i denna rekommendation ska kunna överföras via den.

Det rekommenderas att man för mätanordningen väljer en datakommunikationsförbindelse som möjliggör överföring av information alla tider av dygnet. Nätinnehavaren ska kunna läsa information som registrerats av mätanordningen vid vilken tidpunkt som helst.

En annan sak att beakta vid valet av datakommunikationsförbindelser och system är att det ska gå att bl.a. förmedla larm från mätaren till nätinnehavarens system och styrningar från nätinnehavarens system till mätaren med önskad responstid.

Det är befogat att nätinnehavaren ställer upp en miniminivå för en framgångsrik avläsning. Kraven kan ställas separat för datakommunikationen och avläsningssystemet. I fråga om överföringen av information måste man också beakta eventuella tekniska begränsningar i samband med den datakommunikationsteknik som väljs samt datakommunikationskanalens livscykel. Det är bra att omsorgsfullt skriva in förutsättningarna för och kraven på datakommunikationen och avläsningen i eventuella avtal med samarbetspartners.

5.2 Datakommunikationsprotokoll

Datakommunikationsprotokollet ska basera sig på en offentlig standard (t.ex. DLMS/COSEM). Det är bra att kräva öppna system så att olika leverantörers mätanordningar kan passas in i samma system. Å andra sidan måste man försäkra sig om att obehöriga inte kan komma åt informationen vid överföring och lagring av mätvärden.

Datakommunikationsprotokollet ska vara sådant att informationen inte kan förändras vid datakommunikationen utan att det upptäcks i avläsningssystemet. Denna metod för upptäckande av fel ska vara offentlig.

5.3 Egenskaper som krävs av avläsningssystemet

Mätanordningen, datakommunikationsförbindelsen och avläsningssystemet borde väljas så att informationen som registreras av mätaren kan avläsas både på separat kommando och automatiskt. Mätanordningen kan också skicka informationen till avläsningssystemet automatiskt.

Koden som identifierar mätanordningen och tiden som mätanordningens klocka visar ska kunna kontrolleras via datakommunikationsförbindelsen och varje mätanordning ska kunna identifieras i avläsningssystemet.

Avläsningen av en mätanordning får inte förstöra eller ändra mätvärden eller händelseinformation i mätanordningen.

Avläsningssystemet ska upptäcka eventuella fel som framgår av datakommunikationen och misslyckade avläsningar och rapportera dessa.

Det rekommenderas att nätinnehavaren empiriskt bestämmer den maximala tid inom vilken en tillfällig störning i förbindelsen borde försvinna. Avbrott som är längre än denna tid sätter igång korrigerande åtgärder för att återställa förbindelsen.

Det är befogat att nätinnehavaren ställer upp en miniminivå för en framgångsrik avläsning. Krav kan ställas separat för datakommunikationen och avläsningssystemets tillgänglighet. Krav kan ställas separat för den första avläsningen och för en förnyad avläsning som sker efter en viss tid, t.ex. 3 dygn.

5.4 Information som avläsningssystemet avläser och lagring av den

Avläsningssystemet ska minst en gång per dygn avläsa nya och saknade värden som registrerats av mätaren, jämte tidsstämplar och statuskoder som mätaren givit. Mer om avläst information i kapitel 2.2 – 2.4 och i fråga om avbrottsinformation i kapitel 3.

Avläsningssystemet ska dagligen avläsa timvärdena för föregående dygn så att de kan sändas till marknadsparterna för hela dygnet under det innevarande dygnet. Mer om detta i nästa stycke.

Avläsningssystemet ska lagra avlästa värden jämte uppgift om lagringstidpunkt minst en månad.

5.5 Avläsningssystemets tidssvep och kontroll av mätarens klocka

Avläsningens tidssvep är inte avgränsat, liksom inte heller tidssvepet för timvärdens tidsstämplar. Beträffande tillämplad tid är det dock centralt att beakta de skyldigheter som är förbundna med användningen av officiell finsk tid (sommars-/vintertid). I fråga om avläsningen måste man försäkra sig om att nätinnehavaren varje dag kan sända timtidsserier för föregående dygn till säljarna i form av hela dygn enligt officiell tid, d.v.s. armbandsurtid. Även övriga mätvärden förmedlas alltid enligt officiell tid. T.ex. ska värden som hänför sig till inledande och upphörande av avtal vara

dygnsskiftesvärden enligt officiell tid. Mätanordningens display och faktureringsregistren ska också fungera enligt officiell tid senast från och med ingången av 2014.

Tiden i avläsningssystemet får avvika högst +/- 2 s från rätt tid (vid tillfället då tiden ställs in på mätanordningen).

Mätanordningens klocka kontrolleras mot avläsningssystemets klocka i samband med varje avläsning och vid behov ska mätanordningens klocka ställas rätt efter avläsningen. Närmare om detta i punkt 2.9.

5.6 Kontroller när en mätanordning ansluts till avläsningssystemet

Vid användning av GSM-nätet borde systemet kontrollera mätar-ID och SIM-kortets ID och jämföra om de motsvarar informationen som skapats i databasen. Om uppgifterna om mätanordningen och SIM-kortet inte stämmer överens går det i allmänhet inte att få kontakt med mätaren.

Vid strömtransformatormätningar är det befogat att även kontrollera strömtransformatorfaktorn, om en sådan har ställts in på mätaren. Kontrollen kan i allmänhet göras på distans ur mätarens register.

5.7 Datasäkerhet

Fjärravläsningssystemet ska i sin helhet vara datasäkert. Datasäkerheten består av bl.a. personalsäkerhet, datamaterialsäkerhet (säkerhets- och skyddskopiering), fysisk säkerhet, anläggningssäkerhet, programvarusäkerhet, datakommunikationssäkerhet och användningssäkerhet (skydd mot skadliga program). Mer information om datasäkerhet finns bl.a. i den allmänna anvisningen om datasäkerhetsarbetet vid statliga myndigheter.

Även ur datasäkerhetssynvinkel är det befogat att datakommunikationen baserar sig på ett känt datakommunikationsprotokoll (t.ex. DLMS/COSEM). I fråga om överföring och lagring av mätvärden måste man försäkra sig om att obehöriga inte kan komma åt informationen. Ingen annan än nätinnehavaren eller en aktör som nätinnehavaren bemyndigat ska kunna fjärravläsa och programmera mätanordningen.

Avläsningssystemet ska upptäcka fel som inträffat i datakommunikationen.

Det är också bra om nätinnehavaren beaktar hur information och dataskyddet bevaras i en situation där det uppstår ett fel i avläsningssystemet.

Om fjärravläsningen köps externt ska det anges i tjänsteavtalet hur datasäkerheten sköts och hur ansvaret fördelas.

6. Hantering av mätvärden

I detta kapitel behandlas energiinformation som lagras i systemet för hantering av mätvärden och åtgärder som behövs för att säkerställa informationens riktighet.

Systemet för hantering av mätvärden är nätinnehavarens officiella plats för lagring av mätvärden, varifrån de efter de lagringsmetoder, kontroller och eventuella erforderliga behandlingar som beskrivs i detta kapitel är klara att distribueras till marknaden (= timeffekter försedda med allmänna statuskoder).

6.1 Beräkning av timeffekter utifrån timvärden

När kumulativa timvärden avläses från mätanordningen beräknas utifrån dessa i systemet för hantering av mätvärden de timvisa energimängder eller timeffekter som förmedlas till säljarna och används vid balansuträkningen. Vid beräkningen av timeffekter utifrån kumulativa timvärden gäller det att vara särskilt uppmärksam på att timvärdenas tidsstämplar blir rätt registrerade. Mätarna tidsstämplar kumulativa timvärden med tidpunkten då registreringen skedde. Timeffekter tidsstämplas i allmänhet med tidpunkten då timmen i fråga börjar.

6.2 Lagring av timvärden

Timvärden ska lagras i systemet för hantering av mätvärden så att ursprungliga och eventuellt senare ändrade värden jämte statuskoder senare kan spåras.

Närmare om förvaringstiderna för timeffektvärden och avlästa timvärden i kapitel 6.8. Tidsserien för timeffekter och tidsserien för kumulativa värden kan i praktiken vara spridda i olika system för hantering av mätvärden (i både nätinnehavarens eget och tjänsteleverantörens system).

I systemet för hantering av mätvärden lagras timvärden för objekt på högst 3x63A med 10 Wh noggrannhet och för objekt på över 3x63A med minst 1 kWh noggrannhet, men dock med högst 10 Wh noggrannhet. Om det blir nödvändigt att avrunda värden från mätanordningen ska matematisk avrundning användas i systemet för hantering av mätvärden. Mätvärdesnoggrannheten ska vara oförändrad från systemet för hantering av mätvärden ända fram till faktureringssystemet.

I systemet för hantering av mätvärden ska uttag från nätet (förbrukning) separeras från inmatning till nätet (produktion).

6.3 Statuskoder för timvärden

Mätanordningarna på marknaden skiljer sig från varandra i fråga om hur status anges för timvärden. Dessa statuskoder är närmast avsedda för nätinnehavarens bruk. När timeffektvärden beräknas utifrån kumulativa timvärden ändras statuskoderna för timeffektvärdena till branschens allmänna statuskoder. *De allmänna statuskoder som presenteras nedan ska tas i bruk senast från och med ingången av 2012.*

Som branschens allmänna statuskoder för mätvärden används statuskoder enligt EDIFACT-standarderna:

- Z03 Saknat
- Z02 Osäkert
- 99 Estimerat
- 136 OK (FG:uppmätt)
- Z01 Rättat-OK (FG: manuellt registrerat)

Status SAKNAT används för preliminära timvärden, om värden inte erhållits från mätaren och det saknade värdet förmedlas som nollförbrukning. Ett värde med status Saknat ska alltid ersättas inom 5 dygn med antingen ett uppmätt eller uppskattat värde.

Status OSÄKERT används när det kan antas att värdet senare kan preciseras eller förändras. Status Osäkert används vanligen när det är nödvändigt att uppskatta ett saknat timvärde, men ett uppmätt värde kan förväntas senare. Värden med status Osäkert ska alltid ersättas med värden med status OK eller Estimerat.

Status ESTIMERAT används när det är nödvändigt att uppskatta ett timvärde och man vet att ett uppmätt eller exaktare värde inte heller senare erhålls.

Status OK används för timvärden som erhållits från mätaren om det inte finns någon särskild orsak att anta att värdet från mätaren är felaktigt.

RÄTTAT OK används när ett timvärde som tidigare förmedlats med status OK eller Estimerat ändå måste rättas.

Mer om användningen av statuskoder i punkt 7.6 och 7.7.

Närmare anvisningar om användningen av statuskoder kan ges i en separat branschinstruktion om rättelse av balansfel.

6.4 Behandling av saknade timvärden

Behovet av att uppskatta saknade timvärden beror på en situation som lett till att värden saknas. Om det är fråga om ett förbindelseproblem och värden är att vänta inom ett par dagar finns det inget behov av att uppskatta timvärden. Om det däremot rör sig om ett fel i datakommunikationen (permanent svaga fält, trasig datakommunikationsmodul) kan det ta så lång tid att erhålla timvärden att de saknade värdena måste uppskattas. Om det rör sig om ett fel i mätanordningen som har lett till mätfel eller om registreringen av värden inte har lyckats alls, måste timvärdena alltid uppskattas. Mer om uppskattningsmetoder i följande punkt.

Om uppmätta värden inte erhålls från mätaren ska de saknade värdena uppskattas senast inom 5 dygn. Som status för detta värde anges:

- **Osäkert**, om man kan anta att det saknade värdet erhålls från mätaren senare. Tillfälliga förbindelseproblem är den vanligaste orsaken till att timvärden inte erhålls och då ges de uppskattade timvärdena uttryckligen status Osäkert, eftersom uppmätta värden erhålls efter att förbindelseproblemet är avhjälpt.
- **Estimerat**, om man vet att det saknade värdet inte alls kommer att erhållas. Att mätaren gått sönder är den vanligaste orsaken till att timvärden inte alls erhålls.

Mer om förmedling av saknade värden i punkt 7.7.

6.5 Metoder för uppskattning av saknade timvärden

Vid uppskattning av saknade timvärden ska alltid kumulativa värden utnyttjas, om sådana finns. För saknad förbrukning anges timvärden på basis av objektets tidigare förbrukningsprofil. Uppskattningen baseras på förbrukningen under motsvarande tid med beaktande av vardagar och helger.

Vid uppskattningen ska eventuella effekttoppar elimineras och eventuell temperaturinverkan beaktas, t.ex. för ett elvärmeobjekt görs alltså ingen uppskattning direkt på basis av förbrukningen under en kallare period.

När förbrukning saknas för bara en eller två timmar kan luckan fyllas på basis av timvärdena för de omgivande timmarna. Även här utnyttjas i första hand kumulativa värden. Även en enstaka lucka ska uppskattas med eftertanke, särskilt om kumulativa värden inte finns att tillgå, för att t.ex. övergången mellan olika tariffer ska bli korrekt uppskattad i objekt med tvåtidstariff.

Om uppgifter om objektets tidigare förbrukningsbeteende inte finns att tillgå kan timmarna under ett längre avbrott uppskattas med hjälp av belastningskurvor.

Det är bra ge akt på objekt där huvudströmbrytaren öppnas tidvis (sommarstugor). Saknade timvärden för dessa objekt borde uppskattas till noll. Nätinnehavaren sänder alltså saknade värden från ett objekt som man vet är ett huvudströmbrytarobjekt vidare som nolltimvärden med status Estimerat.

Mer om metoder för uppskattning av saknade värden i bilaga 4.

6.6 Bestående problem vid erhållandet av värden

Om bestående problem förekommer vid avläsningen av timvärden från någon timmätare kan man överväga att övergå till belastningskurva, om lagstiftningen tillåter att objektet i fråga behandlas som ett objekt med belastningskurva. Här gäller det bl.a. att beakta att från och med 2014 ska alla objekt på över 3x25A med en årlig elförbrukning som överstiger 5000 kWh vara utrustade med timvis mätning. Därtill ska minst 80 % av nätinnehavarens förbrukningsplatser omfattas av timvis mätning före 2014.

Om det blir nödvändigt att överföra ett objekt från timvis mätning tillbaka till ett förfarande med belastningskurva, ska säljaren av el till objektet informeras om ändringen.

6.7 Mätvärden enligt överföringsprodukten

Det rekommenderas att även mätvärden enligt överföringsprodukten lagras för objekt på högst 3x63A. Dessa värden utnyttjas bl.a. vid faktureringen av kunden.

Mätvärden enligt överföringsprodukten kan avläsas direkt på mätanordningen, om mätanordningen registrerar värdena i fråga. Värden enligt överföringsprodukten kan även beräknas utifrån timvärden, om nätinnehavaren känner till vilka utgångsvärden enligt överföringsprodukten som visats på mätanordningens display. Om värdena beräknas utifrån timvärden ska man särskilt ge akt på att de beräknade värdena så exakt som möjligt stämmer överens med de värden som kunden ser på mätanordningen.

Värt att notera är att det i en del av de införskaffade systemen inte går att avläsa mätvärden enligt överföringsprodukterna på mätanordningen eller beräkna värden utifrån timvärden. I dessa fall används värden enligt överföringsprodukten inte på t.ex. fakturorna eller i mätvärdesmeddelanden som förmedlas till säljarna. Enligt EMV:s föreskrift om elfakturor ska mätvärden visas på fakturan bara om sådana finns att tillgå.

6.8 Förvaringstid för mätvärden

Enligt mättningsförordningen ska de timvisa mätuppgifterna (timeffekter och/eller timvärden) bevaras i minst 6 år. Om enbart timeffektvärden bevaras rekommenderas det att tillgängliga kumulativa värden bevaras minst den tid som krävs för kontroll av mätvärden.

Faktureringsinformation ska bevaras den tid bokföringslagen kräver, det vill säga 6 år.

Vid planeringen av förvaringstiden för timvärden och faktureringsinformation är det bra att tänka på att enligt avtalsvillkoren kan avtalsparterna i regel kräva att få sina fordringar som baserar sig på fel i faktureringen, mätningen eller mätaravläsningen för de tre senaste åren, medan en konsument kan kräva sina fordringar för maximalt 10 år, om tidpunkten då felet uppkom och dess inverkan på debiteringen kan konstateras i efterhand.

6.9 Kontroll av mätvärden

Det ankommer på nätinnehavaren att försäkra sig om att mätvärdena är korrekta. Säljaren ska dock meddela nätinnehavaren om han upptäcker fel i de mottagna värdena. Mätvärdena kan kontrolleras antingen i systemet för hantering av mätvärden eller i avläsningssystemet.

Eftersom värdena som förmedlas till elmarknaden är timmedeleffekter koncentrerar sig texten nedan uttryckligen på kontroll av timeffektserier. Syftet med kontroll av timeffekter är att för elmarknaden producera en obruten tidsserie som är försedd med korrekta tidsstämplar, korrekta värden och acceptabla statuskoder. De nedan beskrivna åtgärderna kan även med en viss anpassning tillämpas på kumulativa timvärdesserier.

Konstaterande av att timvärden saknas

Inom hanteringen av mätvärden ska det finnas metoder för att upptäcka att värden saknas i en tidsserie. När brister upptäcks ska åtgärder vidtas för att skapa de saknade värdena så som beskrivs i punkt 6.4 och 6.5.

Kontroll av överstora timeffekter

Eftersom redan ett enda timvärde kan ha märkbar inverkan på den totala förbrukningen ska hanteringen av mätvärden ha metoder för kontroll av överstora timeffekter. Förbrukningsplatsens huvudsäkkring är avsedd att utgöra ett överbelastningsskydd och begränsar därmed maximivärdet för elförbrukningen per timme. I Finlands kalla förhållanden kan säkringen dock i extrema förhållanden släppa igenom 2 – 2,5 gånger märkströmmen.

En säkringsbaserad kontroll av timmedeleffekterna kan alltså göras genom en enkel maximikontroll som baserar sig på det maximivärde som säkringsstorleken på förbrukningsplatsen tillåter, med beaktande av ovannämnda faktor. Om maximivärdet överskrids ska nättinnehavaren kontrollera och vid behov rätta timvärdet. Ett överstort värde får inte förmedlas vidare förrän det kontrollerats.

Kontroll av negativa värden

Eftersom beräkningen av timmedeleffekter baserar sig på differensen mellan kumulativa timvärden är det möjligt att timmedeleffekten blir ett negativt värde. Denna situation kan vara en följd av ett mätfel, men kan också inträffa i samband med mätarbyte.

Hanteringen av mätvärden ska ha metoder för kontroll och korrigering av negativa timeffekter. Nättinnehavaren får inte förmedla negativa värden vidare.

Kontroll av statuskoder

Hanteringen av mätvärden ska ha metoder för att upptäcka mätvärden som av mätaren försetts med en statuskod som indikerar fel. Om fel upptäcks ska åtgärder enligt punkt 6.3 vidtas för att värdena ska få status Godkänt.

Långa nollvärdesserier

Ett nollvärde för förbrukningen är möjligt, men i allmänhet onormalt, i synnerhet om nollserien är långvarig. Av denna orsak rekommenderas det att långa nollserier (t.ex. 7 dygn) observeras.

Eftersom ett nollvärde ändå är möjligt finns det inte orsak att automatiskt ändra statuskoderna för tidsserien till Osäkert innan man har kontrollerat situationen på förbrukningsplatsen eller studerat mätarens logginformation.

Man kan också använda sig av en slutledningsmekanism i fråga om förbrukningsplatsens natur (t.ex. sommarstuga på vintern), och utifrån denna även godkänna längre nollserier.

Kontroll av summakurvans nivå för enskilda säljare

Om det av någon orsak inte har lyckats att kontrollera överstora timeffekter rekommenderas det att man dagligen t.ex. okulärt granskar hur jämn summakurvan är för enskilda säljare. Normalt kan där inte finnas värden som är märkbart större.

Kontroll av totalförbrukningen

Syftet med en kontroll som görs på basis av årsförbrukningsprognosen för en förbrukningsplats är att upptäcka ett systematiskt mätfel. Ett sådant kan uppstå dels om mätanordningen har ett oupptäckt fel, dels om det t.ex. har blivit ett faktorfel vid indirekt mätning.

Det rekommenderas att en sådan kontroll av mätningarna utförs minst en gång per år. Kontroll behövs särskilt om det har gjorts ändringar i mätningen.

7. Förmedling av mätvärden till elmarknadsparterna

I detta kapitel behandlas förmedling av mätvärden till säljarna och balanskraftsenheten för fakturering och balansavräkning.

Tillvägagångssätten vid förmedling av mätvärden ska tas i bruk senast från och med ingången av 2012, om inte annat särskilt anges.

7.1 Förmedling av mätvärden från objekt med timvis mätning till säljarna

Timvärdena ska förmedlas i enlighet med meddelandetrafikförordningen och branschens instruktioner. Timvärdena ska preliminärt anmälas till elförsäljarna den följande vardagen efter en elleverans. De slutliga anmälningarna om elleveranser ska göras inom en månad och från och med 1.1.2011 inom 14 dagar från leveransdagen (= balansfönster).

Meddelandetraffiken mellan aktörerna beskrivs närmare i Finsk Energiindustris Instruktion för förfarandet vid meddelandetraffiken och i Elmarknadens förfarings sätt i praktiken samt i de allmänna tillämpningsanvisningarna för Ediel meddelandeförmedling.

Enligt mättningsförordningen kan nätinnehavaren fram till utgången av 2011 genomföra balansavräkningen för ett objekt på högst 3x63A med timvis mätning som en timvärdessumma, om ingen el köps till förbrukningsplatsen i form av en elprodukt som baserar sig på timvis mätning. Till elförsäljaren överförs då månadsvärden för förbrukningsplatsen samt en egen profilsomma som bara är avsedd för objekt med timvis mätning och skapats den följande vardagen efter elleveransen av summavärdena för objekt med timvis mätning.

Enligt förordningen ska balansavräkningen för alla objekt med timvis mätning ske på timbasis senast från och med 2012, så att timserier för varje förbrukningsplats sänds till säljaren den följande vardagen efter en elleverans.

I detta sammanhang kan det konstateras att det enligt mättningsförordningen räcker med att enbart sända faktureringsvärden för objekt som har fjärrmättningsapparat men från vilka timvärden inte kan avläsas dagligen. Sådan mätapparat är enligt förordningen annan mätapparat än timmättningsapparat. Enligt branschens instruktioner borde ändå månadsvärden förmedlas från dessa objekt, om sådana finns att tillgå.

Punkterna nedan handlar uttryckligen om förmedling av timserier från enskilda förbrukningsplatser och tillvägagångssätten i samband härmed.

Nätinnehavaren ska minst 1 månad i förväg meddela säljarna om den tidpunkt då förmedling av timvärden från objekt på högst 3x63A inleds. Starttidpunkten behöver inte nödvändigtvis meddelas för varje enskild förbrukningsplats, utan det räcker med att anmäla den tidpunkt då förmedling av timvis mätta värden inleds vartefter som timvärden erhålls från objektet. Säljaren får information om enskilda förbrukningsplatser ur PRODAT-meddelandet (Z10[7]) om ändring av mätanordning eller av mätningssätt. Observeras bör att PRODAT-meddelanden om ändring av mätningssättet för enskilda förbrukningsplatser alltid måste sändas trots förhandsanmälan.

Om förmedling av timvärden inleds samtidigt i stora massor rekommenderas det att en excel-lista över de aktuella förbrukningsplatserna sänds som bilaga till förhandsmeddelandet.

7.2 Förmedling av timvärden från enskilda förbrukningsplatser

Nätinnehavaren förmedlar den följande vardagen efter en elleverans timeffektserier samt saknade eller rättade värden för en tidigare tidpunkt. Timeffektvärdena anges med gemensamt överenskomna statuskoder. Mer om statuskoder och användningen av dem i punkt 7.6 och 7.7.

Bara nya och förändrade värden meddelas

Grundprincipen är att bara nya och förändrade värden dagligen förmedlas till säljarna. Värdena förmedlas dock alltid för hela dygn, även om bara enskilda värden för dygnet är nya eller förändrade.

Timserier förmedlas enligt officiell finsk tid

Vid förmedlingen av timserier används officiell finsk tid. Nätinnehavaren sänder timserier för ett fullt dygn enligt officiell finsk tid till säljarna. Vid övergången från vinter- till sommartid har timserien 23 värden och vid övergången från sommar- till vintertid 25 värden. Vid tidpunkten för utarbetandet av denna rekommendation kan en del av systemen inte beakta sommartid. Det rekommenderas att en systemändring beställs i samband med någon annan eventuell uppdatering av systemet. Systemen borde kunna fungera enligt officiell tid senast vid ingången av 2012.

Att systemen fungerar i officiell tid inverkar inte på de tidsförskjutningar (UTC offset) som anges i meddelandena. I tidsstämplarna kan vilken tidsförskjutning (UTC offset) som helst användas så länge systemet kan tolka tidsförskjutningarna korrekt och sända värden för rätt tidpunkt både vinter och sommar.

I ett meddelande ska samma anmälda tidszon användas i alla tidsstämplar.

7.3 Förmedling av nätfaktureringsinformation från objekt med timvis mätning

Förmedling av faktureringsinformation från objekt med timvis mätning enligt denna punkt inleds så snart som möjligt och senast 1.3.2011.

Från objekt på högst 3x63A förmedlas förutom timvärden för förbrukningsplatsen även förbrukningsvärden som uppmätts enligt nätfaktureringen till säljarna med PRODAT-meddelandet (Z11[5]) i enlighet med instruktionerna för meddelandetrafiken. I praktiken innebär detta att av en nätfaktureringshändelse sänds till säljaren faktureringsintervallet samt mätvärdena vid intervallets början och slut samt förbrukningen, indelat enligt överföringsprodukten.

Om nätinnehavaren inte har tillgång till avlästa värden enligt överföringsprodukten (se 6.7) förmedlas i meddelandet enbart den förbrukning som legat till grund för faktureringen (se närmare PRODAT-inhouse definitioner och orsakskoder).

7.4 Meddelande om uttag från och inmatning till nätet

Vid förmedling av timvärden används reglerna för förtecken i balansavräkningen inom elhandeln enligt de allmänna tillämpningsanvisningarna för Ediel meddelandeförmedling. Mottagen energi anges med positivt förtecken (+) och överlåten energi med negativt förtecken (-).

Nätinnehavaren anger alltså alltid uttag från nätet (förbrukning) med negativt förtecken och inmatning i nätet (produktion) med positivt förtecken. Saken beskrivs närmare i de allmänna tillämpningsanvisningarna för EDIEL meddelandeförmedling (www.energia.fi/fi/sahko/sahkokauppa/ediel-sivut). Samma regler gäller för förmedling av timvärden till såväl säljarna som balanskraftsenheten. Här är det bra att notera att förmedlingen av mätvärden för gränspunkter sker på ett avvikande sätt, de värdena förmedlas utan förtecken.

Om ett objekt har både produktion och förbrukning ska separata timvisa tidsserier göras för inmatning till resp. uttag från nätet. En öppen leverantör som även köper den el som överförs till nätet från ett objekt ska få två separata timvisa tidsserier, en för produktion och en för förbrukning. Om objektets produktion däremot köps av någon annan elmarknadsparter än den öppna leverantören ska dessa bara få de timvisa tidsserier som rör deras respektive avtal.

7.5 Timvärdenas noggrannhet och avrundningsregler

Timvärdena levereras med samma noggrannhet till alla parter. Timserier förmedlas mellan aktörerna i MWh med fem decimaler och i kWh med två decimaler, alltså med 10 Wh noggrannhet.

Värdenas noggrannhet ska vara oförändrad från nätinnehavarens system för hantering av mätvärden till säljarens faktureringsystem, med andra ord tillåts ingen avrundning vid förmedlingen av värden. På fakturan avrundas förbrukningen t.ex. till kWh genom matematisk avrundning.

Aktörerna ska särskilt ge akt på att även enheten anges i meddelandena, i synnerhet när värdena levereras med enheten kWh/h. Om enheten helt saknas tolkar mottagarens system enheten som MWh/h i enlighet med standarderna för informationsförmedling.

7.6 Användning och förmedling av statuskoder för mätvärdena

Vid användningen av statuskoder följs principerna i tabellen nedan.

Tabell 2. Principer för användning av statuskoder

| Term | FG ediel-koder | Används | Rättas med |
|-----------|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Saknat | Z03 | <ul style="list-style-type: none"> När ett timvärde saknas kan ett preliminärt värde sändas som nollförbrukning med status Saknat | Ska rättas med värde som försetts med status Osäkert, Estimerat eller OK |
| Osäkert | Z02 | <ul style="list-style-type: none"> Vid misstanke om att värdena från mätaren är felaktiga och man kan förvänta sig noggrannare värden senare. När ett saknat värde uppskattas (senast 5 dagar efter förmedling av preliminära värden) och man kan förvänta sig noggrannare värden senare. | Ska rättas med värde som försetts med status Osäkert eller OK |
| Estimerat | 99 | <ul style="list-style-type: none"> När ett timvärde uppskattas och man vet att något annat värde inte kommer att erhållas. | Behöver inte rättas. Kan vid behov rättas med ett värde som försetts med status Rättat OK. |
| OK | 136 | <ul style="list-style-type: none"> När det rör sig om ett uppmätt (tillförlitligt) värde. När ett värde som förmedlats med status Saknat eller Osäkert rättas med ett uppmätt värde. | Behöver inte rättas. Kan vid behov rättas med ett värde som försetts med status Rättat OK. |
| Rättat OK | Z01 | <ul style="list-style-type: none"> När ett värde som förmedlats med status OK eller Estimerat måste rättas. Kan också användas när ett värde som sänts med status Rättat OK måste rättas. <p>(Kan inte användas som 1:a status!)</p> | Behöver inte rättas. |

Status **Osäkert** ges sådana timvärden som nätinnehavaren kan anta vara felaktiga och som kan rättas senare. Status Osäkert används oftast när nätinnehavaren uppskattar ett saknat värde och antar att det uppskattade värdet senare kan ersättas med ett uppmätt värde.

När en mätare har gett ett värde status Osäkert kan nätinnehavaren förmedla detta värde till säljaren med status OK, om man inte kan förvänta sig ett preciserat värde senare.

Om nätinnehavaren sänder ett timvärde med status Osäkert till säljaren ska det alltid ersättas med ett värde med status OK eller Estimerat. (En tidsgräns för detta kan senare komma att sättas i en separat anvisning om rättelse av balansfel).

Status **Rättat OK** används när man måste rätta ett timvärde som har status OK eller Estimerat. Ibland kan det bli nödvändigt att rätta ett timvärde flera gånger. För dessa situationer går det inte

att ange en särskild status inom ramen för EDIFACT-standarden. Säljaren ska alltså kunna upptäcka om ett värde kommer flera gånger med status Rättat OK.

Närmare anvisningar om användningen av statuskoder kan ges i en separat branschinstruktion om rättelse av balansfel.

Aktörerna bestämmer om statuskoderna även ska göras synliga för kunderna.

7.7 Behandling och förmedling av saknade timvärden

Ett saknat värde kan vara ett värde som aldrig erhålls eller ett värde som erhålls senare. Det senare beror vanligen på ett tillfälligt avbrott i förbindelserna.

Om mätvärden inte erhålls från mätaren kan man som preliminärt värde sända *nolltimeffekter med status Saknat* den följande vardagen efter en elleverans.

Saknade värden ska ersättas med antingen uppmätta eller uppskattade värden senast 5 dygn efter att preliminära värden förmedlats:

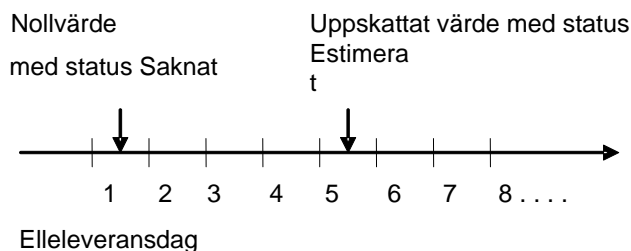
- 1) Om ett uppmätt värde erhålls inom denna tidsrymd sänds det normalt med status OK.
- 2) Om det däremot blir nödvändigt att uppskatta ett saknat timvärde ges den uppskattade timeffekten status Osäkert, om man kan förvänta sig det saknade värdet från mätaren senare.
- 3) Om man däremot vet att man inte kommer att erhålla det saknade värdet över huvud taget ges det uppskattade värdet status Estimerat. Då vet mottagaren att inte vänta på ett rättat värde.

En uppskattad timeffekt kan sändas med status Osäkert eller Estimerat som preliminärt värde i stället för ett saknat nollvärde genast den följande vardagen efter en elleverans.

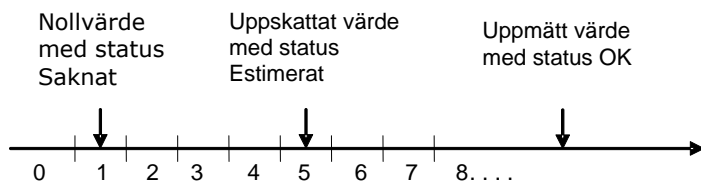
Om nättinnehavaren vet att ett objekt är ett huvudströmbrytarobjekt (sommartugor) kan han sända saknade värden från objektet som nolltimvärden med status Estimerat, eftersom orsaken till att värden saknas sannolikt är att kunden har stängt av elmatningen till objektet via huvudströmbrytaren och att objektet följaktligen inte har någon förbrukning.

Nedan några exempel på hur statuskoder används när värden saknas.

- 1) Värde saknas på grund av trasig mätare, värden kommer alltså över huvud taget inte att erhållas.



- 2) Värde saknas på grund av förbindelsefel. Uppmätt värde erhålls senare.



Figur 5. Exempel på förmedling av värden och användning av statuskoder.

Aktören avgör själv om han använder timeffekter med status Osäkert i sin fakturering. Det är befoget att beakta timvärden med status Estimerat i faktureringen, eftersom utgångspunkten är att dessa inte kommer att preciseras senare.

7.8 Förmedling av mätvärden efter att balansfönstret stängts

Om mätvärden förändras efter att balansfönstret stängts rättas balansavräkningen med en undantagsmetod om vilken en separat branschinstruktion kommer att utfärdas. Trots detta ska rättelser av mätvärden förmedlas till säljarna med stöd av energitjänstlagen.

För att undvika fel i faktureringen ska nätinnehavaren meddela säljaren när rättade mätvärden som tidigare getts status Estimerat, OK eller Rättat OK förmedlas efter att balansfönstret stängts.

7.9 Förmedling av mätvärden till balanskraftsenheten

Nätinnehavaren meddelar preliminärt den följande vardagen efter en elleverans till balanskraftsenheten summauppgifter om elmarknadspartnernas leveranser som matats in i eller tagits ut från nätet. De slutliga anmälningarna om summauppgifterna för leveranserna ska göras inom en månad och från och med 1.1.2011 inom 14 dagar från leveransdagen. Balanskraftsenhetens uppgift är att förmedla summauppgifterna vidare till parternas balansansvariga. I praktiken förmedlas informationen samtidigt till säljarna och balanskraftsenheten och för samma tidsperiod. *Denna princip borde följas så snart som möjligt och senast 1.1.2011.*

Timserier förmedlas även till balanskraftsenheten i MWh med fem decimaler och i kWh med två decimaler, alltså med 10 Wh noggrannhet.

I informationen som förmedlas till balanskraftsenheten används samma statuskoder som i timvärdena som förmedlas till säljarna. Summauppgiften för varje timme anges på basis av den svagaste statuskoden för enskilda timeffekter under varje timme. Statuskoderna är från den svagaste till den säkraste: saknat, osäkert, estimerat, OK, rättat-OK.

7.10 Kontroll av riktigheten i förmedlingen av mätvärden

När mätvärden sänds bör det noteras att den som förmedlar meddelandet, det vill säga nätinnehavaren, är ansvarig för att meddelandet går fram, tills han mottar ett kvittensmeddelande på det sända meddelandet. Om inget kvittensmeddelande kommer eller om det är negativt, vilket innebär att mottagarens system inte har kunnat ta emot meddelandet eftersom det varit felaktigt, ska sändaren sända meddelandet på nytt i rättad form.

I MSCONS-meddelanden som innehåller mätvärden är det på sin plats att lägga med en CONTRL-kvittensbegäran, med vars hjälp man kan försäkra sig om att meddelandet har passerat meddelandekonverteringen. Man kan också begära APERAK-kvittering. Man bör undvika att använda båda kvitteringarna samtidigt. En kvittensbegäran ska alltid besvaras.

När värden förmedlas med PRODAT-meddelanden ska sändaren försäkra sig om att meddelandet alltid har APERAK-kvittensbegäran.

Förmedling av meddelanden och användning av kvitteringsmeddelanden behandlas närmare i Instruktion för förfarandet vid meddelandefrafiken och de allmänna tillämpningsanvisningarna för Ediel meddelandeförmedling.

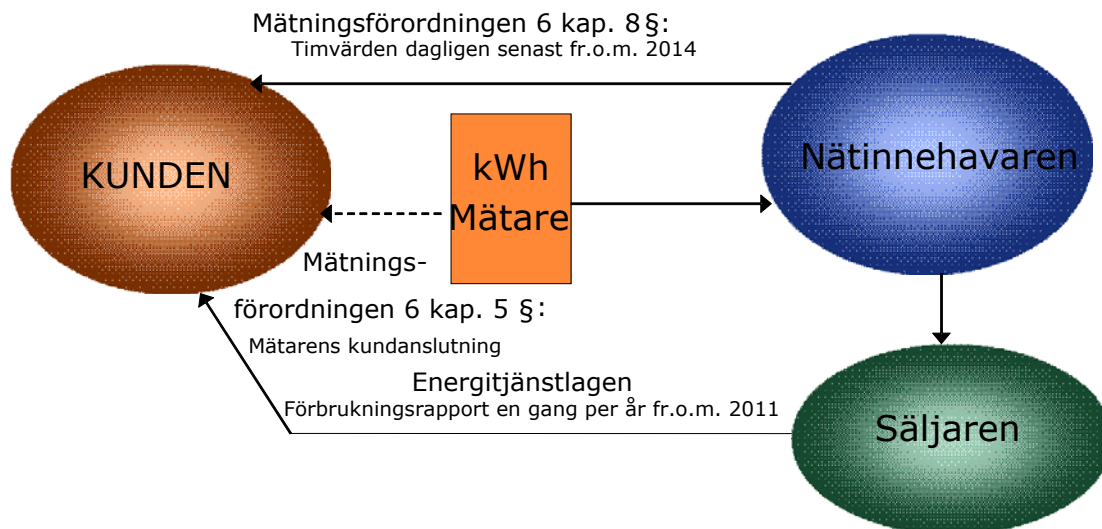
8. Rapportering av timmätvärden till kunden

Statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (mättningsförordningen) och energitjänstlagen föreskriver om rapportering av mätvärden till kunden.

Enligt mättningsförordningen ska de uppgifter som timmättningsapparaturen har registrerat ställas till kundens förfogande senast när uppgifterna överlämnas eller är färdiga att överlämnas till elleverantören, det vill säga dagen efter leveransen, senast från och med 1.1.2014. Uppgifterna överlämnas i en sådan form som motsvarar det förfarande som allmänt tillämpas inom branschen och av nätinnehavaren. I praktiken torde uppgifterna komma att lämnas till kunderna via online-tjänster. Till större kunder kan timvärden även levereras med EDI-meddelanden. När timvärden förmedlas till kunden med EDI-meddelanden (MSCONS) ska kunden ha en entydig partsidentifikation för informationsutbytet. I praktiken bestäms kundens partsidentifikation för informationsutbytet av kundens operatör på ett sätt som man gemensamt kommit överens om. Efter att kunden och nätinnehavaren kommit överens om att timvärden förmedlas med EDI-meddelanden meddelar nätinnehavaren sin egen EDI-operatör med vilken kundkod och till vilken adress meddelanden förmedlas. När det är fråga om en elmarknadspart som inte är officiell behövs ingen officiell partsidentifikation från Fingrid.

I mättningsförordningen åläggs nätinnehavaren också att på särskild beställning av kunden till kundens förfogande ställa timmättningsapparat med standardanslutning för uppföljning av elförbrukningen i realtid. Mätvärden kan överföras till kundens apparatur i bl.a. pulsform. Vid tidpunkten för färdigställandet av denna rekommendation finns inte kännedom om några andra standardiserade metoder som är oberoende av mätinstrumenttillverkaren. Närmare om detta i punkt 2.14.

Enligt energitjänstlagen ska säljarna en gång om året lämna sina kunder en rapport om deras energianvändning. Rapporten ska bl.a. innehålla uppgift om slutförbrukarens energiförbrukning under rapporteringsperioden och de föregående tre åren, dock högst för den tid då kundförhållandet har varat. Rapporten ska även innehålla referensdata om slutförbrukarens energiförbrukning jämfört med andra motsvarande slutförbrukare. Rapporten ska lämnas till kunden första gången 2011 och behöver inte innehålla uppgifter för tiden före 2010. Nätinnehavaren ska till elförsäljaren avgiftsfritt lämna de uppgifter om energianvändningen som behövs med tanke på rapporten.



Figur 6. Överlåtelse av information om elförbrukningen till kunden.

BILAGA 1

BESTÄMNING AV TOTALFELET VID MÄTNING

Vid bestämning av totalfelet vid mätning beaktas följande felfaktorer:

- Fel i energimätaren
- Omsättningsfel, d.v.s. ström- och spänningssfel i mättransformatorer
- Vinkelfel i mättransformatorer
- Spänningsfall som orsakas av en spänningstransformators sekundärledningar (kablar samt övergångsresistans i plintar, skyddsautomater, vippreläer eller från-skiljares hjälpkontakter)
- Vinkelfel som orsakas av spänningskablar (liten inverkan)

Totalfelet bestäms på installationsplatsen på följande sätt:

Mätningar på installationsplatsen utförs antingen i en normal driftsituation eller med hjälp av effektmatningsanordningar. Mätinstrumenten som används ska vara kalibrerade.

1. Energimätarens fel mäts med ett bärbart kontrollinstrument.
2. För att bestämma strömtransformatorernas arbetspunkter mäts mätledningarnas polspänningar och sekundärströmmar.
3. Vid mätningar med anslutning via spänningstransformator (mätningssgrupper 3-5) mäts mätledningarnas polspänningar, sekundärströmmar och sekundäreffekt för att bestämma transformatorernas arbetspunkter.
4. Om energimätningen har separata spänningskablar mäts också mätkretsarnas strömmar och sekundäreffekt för att bestämma vinkelfelet.
5. Spänningsfallet i spänningskablarna mäts vid behov med hjälp av en koaxialkabel.
6. Med hjälp av felkurvor som ritas upp på basis av transformator tillverkarens provningsprotokoll bestäms fel i arbetspunkterna som orsakas av mättransformatorerna.
7. Totalfelet beräknas med hjälp av formeln på nästa sida.

På basis av mätresultaten beräknas totalfelet vid mätning av aktiv energi på följande sätt:

- $F_{\text{kok}} = f_{\text{mitt}} + \mathbf{f_{vm}} + f_{jm} + f_{uh} + k (\delta_{vm} - \delta_{jm} - \delta_{uh}) \tan \varphi$
- Felen sätts in i formeln med förtecken. Mättransformatorernas fel är medelvärden för de olika fasernas komponenter. Vinkeln anges som absolut värde.
- $F_{\text{kok}} = \text{totalfel}$
- $f_{\text{mitt}} = \text{mätarens fel [\%]}$
- **$f_{vm} = \text{strömtransformatorns omsättningsfel [\%]} \text{ (VIKTIGASTE FAKTORN)}$**
- $f_{jm} = \text{spänningstransformatorns omsättningsfel [\%]}$
- $f_{uh} = \text{omsättningsfel som orsakas av spänningskretsens ledningar}$
- $\delta_{vm} = \text{strömtransformatorns vinkelfel [min]}$
- $\delta_{jm} = \text{spänningstransformatorns vinkelfel [min]}$
- $\delta_{uh} = \text{vinkelfel som orsakas av spänningskretsens ledningar}$
- $\varphi = \text{fasvinkel}$
- $k = \rho / (180^\circ 60') \cdot 100\% \approx 0,0291$

Eftersom omsättningsfel som beror på felaktig dimensionering av strömtransformatorerna är den viktigaste felfaktorn särskilt i mätningssgrupperna 2-4 innehåller bilaga 2 ett exempel på hur man försäkras sig om en strömtransformators driftlast.

I mätningssgrupperna 3-5 bör man även kontrollera att spänningstransformatorernas och de använda mätarnas laster passar ihop.

BILAGA 2

BEAKTANDE AV MÄTTRANSFORMATORLAST

Exempel 1. Byte från induktionsmätare till statisk mätare. Är lasten lämplig? Strömtransformator 200/5A, märklast 5 VA

Metod 1: Genom beräkning

| | 1. Induktionsmätare + ledning 2 x 2,5 m | 2. Statisk mätare + ledning 2 x 2,5 m | 3. Statisk mätare + ledning 2 x 3,4 m |
|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Mätarens last | 0,500 VA | 0,010 VA | 0,010 VA |
| Anslutningar | 0,075 VA | 0,075 VA | 0,075 VA |
| Ledningens (separata, 2,5 mm ² Cu) last | 0,875 VA | 0,875 VA | 1,190 VA |
| Total last | 1,450 VA | 0,960 VA | 1,275 VA |
| Last i % av strömtransformatorns märklast | 29 % | 19 % | 25,5 % |
| Ligger värdet inom tillåtna gränser (25 - 100 %) | Duger | Duger inte | Duger |

Mätarens last framgår av mätarens tekniska data.

Som anslutningarnas last kan värdet 0,075 VA användas

Ledningens last kan beräknas eller uppskattas med hjälp av diagram 1. Beräkningsformeln är:

$$S = I_{SN}^2 \times \rho \times l/A = 5^2 \times 0,0175 \times 5/2,5 = 0,875 \text{ VA, där}$$

S = ledarens last (VA)

I_{SN} = Nominell sekundärström (A)

ρ = Ledarens specifika motstånd ($\Omega / \text{mm}^2/\text{m}$), som för koppar är 0,0175 $\Omega / \text{mm}^2/\text{m}$

l = Ledarens längd (m)

A = Ledarens area (mm^2)

I det aktuella fallet går det inte att enbart byta från induktiv till statisk mätare, utan lasten måste ökas på strömkretsens sekundärsida **t.ex. enligt kolumn 3 i tabellen** eller också måste mättransformatorerna bytas mot transformatorer med lägre märklast.

Metod 2: Med hjälp av diagram och hjälptabell

Ledningens last uppskattas på basis av diagram 1. Enligt diagrammet är lasten 0,9 VA.

Strömtransformatorns strömkrets:

| | | | | | | | | |
|---------------------------------------|----|---|-------------------------|----|---|------------------------|--------|----|
| Strömtransformatorns märklast 5,00 | VA | x | Minimilast (%) 25 % | VA | = | + 1,25 | VA | |
| Mätarens last 0,01 | VA | + | Ledningens last 0,90 | VA | = | - Total last - 0,91 | VA | |
| | | | | | | = | + 0,34 | VA |

Behov av extra last, om värdet är positivt

Om värdet är positivt, byt till 2,5 mm² area eller

installera separata returledare eller extra ledare (2,5 mm² Cu) som extra last:

| | | | | | | | |
|----------------------------------------|------|---|-------------------------|---|---|------------------------|----|
| 2,5 mm ² Cu ledare 0,175 | VA/m | x | Den extra ledare 2,0 | m | = | - Extra last - 0,35 | VA |
|----------------------------------------|------|---|-------------------------|---|---|------------------------|----|

Som extra last behövs det alltså 2 m extra ledning, 1 m i vardera riktningen.

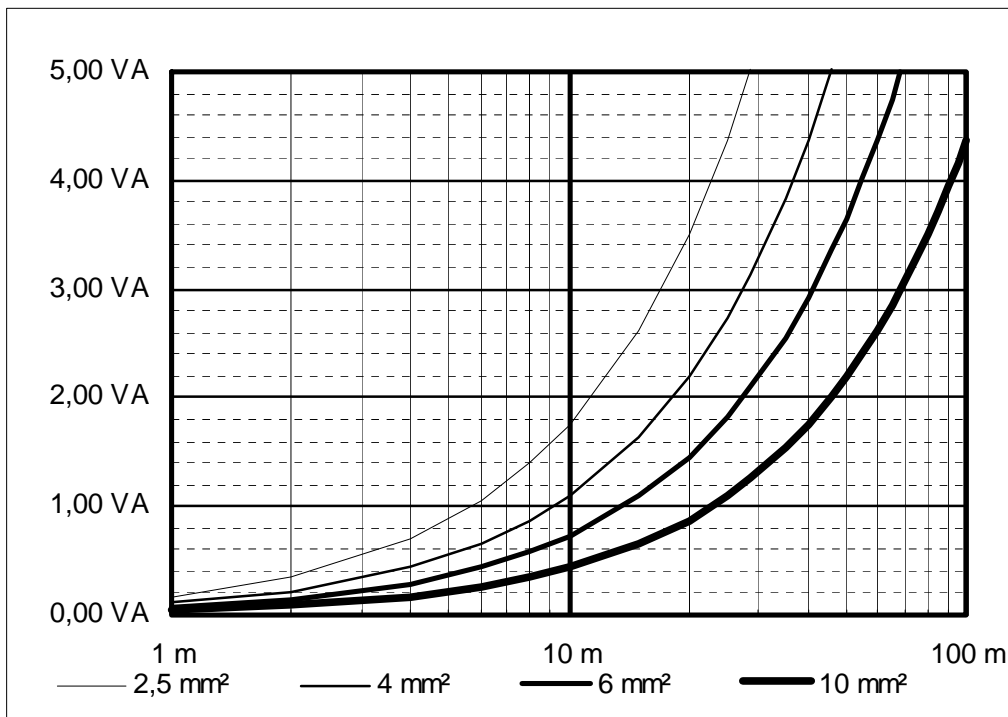


Diagram 1. En kopparledningens last med olika areor i en strömkrets med 5 A nominell sekundärström

(Avståndet bara i den ena riktningen om returledaren är gemensam)

Kontrollprotokoll: Utfört av: _____ Tidpunkt: _____

Strömtransformatorns strömkrets:

| | | | | | | | |
|-------------------------------|----|---|------------------------|----|---|----------------------|----|
| Strömtransformatorns märklast | VA | x | Minimilast (%) 25 % | VA | = | Minimilast (VA) + | VA |
| Mätarens last | VA | + | Ledningens last | VA | = | Total last - | VA |
| | | | | | | = | |

Behov av extra last, om värdet är positivt

Om värdet är positivt, byt till 2,5 mm² area eller installera separata returledare eller extra ledare (2,5 mm² Cu) som extra last.

| | | | | | | | |
|----------------------------------------|------|---|--------------------|---|---|----------------------|----|
| 2,5 mm ² Cu ledare 0,175 | VA/m | x | Den extra ledarens | m | = | Extra last (VA) - | VA |
|----------------------------------------|------|---|--------------------|---|---|----------------------|----|

Spänningstransformatorns strömkrets:

| | | | | | | | |
|--------------------------------|----|---|-----------------------------|----|---|------------------------|----|
| Spänningstransformatorns last | VA | x | Minimilast (%) 25 % | VA | = | Minimilast(VA) + | VA |
| Mätarens last (spänningssidan) | VA | + | Övriga apparaters last (VA) | VA | = | Total apparatlast - | VA |
| | | | | | | = | |

Byt spänningstransformatörer eller mätare, om positivt

BILAGA 3

RIKTGIVANDE DIMENSIONERING AV STRÖMTRANSFORMATORER VID LÅGSPÄNNING

| Mätningens primärsäk-ring A | Alternativa omsättnings-tal A/A | Genomfö-ringar på primärsi-dan | Kopplat om-sättningstal A/A | Faktor |
|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--------|
| 3 x 50 | 50/5 | 1 | 50/5 | 10 |
| 3 x 63 | 75/5 | 1 | 75/5 | 15 |
| eller | 150/5 | 2 | 75/5 | 15 |
| 3 x 80 | 300/5 | 4 | 75/5 | 15 |
| 3 x 100 | 100/5 | 1 | 100/5 | 20 |
| | 200/5 | 2 | 100/5 | 20 |
| | 300/5 | 3 | 100/5 | 20 |
| 3 x 125 | 125/5 | 1 | 125/5 | 25 |
| | 250/5 | 2 | 125/5 | 25 |
| 3 x 160 | 150/5 | 1 | 150/5 | 30 |
| | 300/5 | 2 | 150/5 | 30 |
| 3 x 200 | 200/5 | 1 | 200/5 | 40 |
| | 400/5 | 2 | 200/5 | 40 |
| 3 x 250 | 250/5 | 1 | 250/5 | 50 |
| 3 x 315 | 300/5 | 1 | 300/5 | 60 |
| 3 x 400 | 400/5 | 1 | 400/5 | 80 |
| 3 x 500 | 500/5 | 1 | 500/5 | 100 |
| 3 x 630 | 600/5 | 1 | 600/5 | 120 |
| 3 x 750 | 800/5 | 1 | 800/5 | 160 |
| 3 x 800 | 800/5 | 1 | 800/5 | 160 |
| 3 x 945 | 1000/5 | 1 | 1000/5 | 200 |
| 3 x 1000 | 1000/5 | 1 | 1000/5 | 200 |
| 3 x 1250 | 1200/5 | 1 | 1200/5 | 240 |

Noggrannhetsklass 0,2S

Last 2,5 VA, avvikelser från voltamperetalen kan göras om man matematiskt visar att lasten ligger inom området 0,25-1,0 från märklasten. Om sekundärledningen mellan mätanordningen och mättransformatorn har en totallängd på mer än 6 m utreds dimensioneringen från fall till fall.

Spänningskretsledningar 2,5 mm²

Strömkretsledningar 2,5 mm²

Kopplingsplintar enligt SFS 2529, anslutningar dras åt med skruvar

Spänningssäkringar 3 x 10 A proppsäkring eller automatsäkring

Styrdonets säkring 1 x 10 A proppsäkring eller automatsäkring

BILAGA 4

METODER FÖR UPPSKATTNING AV SAKNADE TIMVÄRDEN

Det ankommer på nätinnehavaren att uppskatta saknade värden. Säljaren kan inte uppskatta värden för kundprocesserna (bl.a. fakturering, rapportering).

Behovet av att uppskatta saknade timvärden beror på en situation som lett till att värden saknas. Nätavläsningsprocessen borde därför kunna informera hanteringen av mätvärden om orsaken till att värden saknas (förbindelseproblem, fel i datakommunikationen, fel i mätanordningen).

Om det är fråga om ett förbindelseproblem och värden förväntas inom ett par dagar finns det inget behov av att uppskatta timvärden. Om det däremot rör sig om ett fel i datakommunikationen (permanent svaga fält, trasig datakommunikationsmodul) kan det ta så lång tid att erhålla timvärden att de saknade värdena måste uppskattas. Om det rör sig om ett fel i mätanordningen som har lett till mätfel eller om registreringen av värden har misslyckats måste de saknade värdena alltid uppskattas.

Om uppmätta värden inte erhålls ska de saknade värdena uppskattas senast inom 5 dygn. Ett uppskattat värde ges status Osäkert, om man kan anta att det saknade värdet erhålls från mätaren senare (den typiska situationen). Om man däremot vet att det saknade värdet inte kommer att erhållas över huvud taget (ovanligare) kan det uppskattade värdet ges status Estimerat.

Nedan beskrivs allmänna principer för och exempel på metoder för uppskattning av saknade värden.

Uppskattningsmetoder:

- **Kumulativa värden utnyttjas** alltid när sådana finns att tillgå.
 - När en mätanordning mäter kumulativa värden varje timme erhålls den saknade förbrukningen direkt utifrån de kumulativa värdena på var sida om luckan.
 - Om kumulativa värden däremot lagras mera sällan, t.ex. dagligen, erhålls den saknade energin genom att från skillnaden mellan de tillgängliga värdena på var sida om luckan subtrahera registrerade timenergi för det aktuella tidsintervallet.
 - Saknad förbrukning som bestäms på basis av kumulativa värden registreras för de saknade timmarna på basis av objektets tidigare förbrukningsprofil (utnyttjande av historisk information).
- **Historisk information utnyttjas** om möjligt. Historisk information ger i allmänhet en exaktare uppskattning än användning av kurvor.
 - När historisk information utnyttjas används jämförelsedagsmetoden, med andra ord skapar man utifrån den historiska informationen en modell för objektets elförbrukning med beaktande av lördagar och helgdagar.
 - *Om den saknade förbrukningen är känd* fördelas den på de saknade timmarna enligt en profil som beräknas utifrån historisk information om objektets elförbrukning. Profilen borde basera sig på minst tre likadana perioder. Om värden t.ex. saknas från måndag till fredag skapar man en modell av den timvisa förbrukningen för den aktuella perioden på basis av förbrukningen under motsvarande tid under åtminstone de tre senaste veckorna. Beakta att söckenhelger inte används vid skapandet av en modell om sådana inte förekommer under den period som behandlas.
 - *Om den saknade förbrukningen inte är känd* tas motsvarande tid och dag ur den historiska informationen (med beaktande av helger) och sedan beräknas timmedelvärden för de saknade timmarna på basis av informationen. Det här betyder att om en av de saknade timmarna är den timme som börjar på måndag klockan 12 ska man ta motsvarande timmar för åtminstone de tre senaste måndagarna och använda medelvärdet för dem. Om någon av dessa måndagar är en helgdag tas den inte med.
- Om historisk information inte finns att tillgå kan timeffekterna uppskattas med hjälp av belastningskurvor.

- Eventuell temperaturinverkan beaktas, med andra ord görs t.ex. ingen uppskattning för ett elvärmeobjekt direkt på basis av förbrukningen under en kallare period. Detta accentueras särskilt då den saknade energin inte kan bestämmas på basis av kumulativa värden.
- Uppskattningen får inte orsaka en effekttopp. Eventuella effekttoppar (även reaktiv effekt) elimineras.
- Utgångspunkten är att både stora och små objekt behandlas på samma sätt. Om det rör sig om ett stort objekt och förbrukningen under den saknade tidsrymden är betydande måste man vid uppskattningen förutom allmänna uppskattningsmetoder (t.ex. jämförelsedag) även använda övervägande. Det kan vara befogat att be kunden om ytterligare information om elanvändningen under den tidsrymd för vilken värden saknas och utnyttja denna vid uppskattningen av saknade timvärden.

Korta tidsperioder (högst fem timmar):

- Den modellberäkningsmetod som beskrivs ovan rekommenderas även då värden saknas för en kort tidsperiod.
- Alternativt kan dock även följande lättare metod användas:
 - Om den saknade energin är känd:
 - Om den saknade förbrukningen kan beräknas på basis av kumulativa värden fylls luckan med denna energi.
 - Om luckan är längre än en timme kan den saknade energin fördelas jämnt på de saknade timmarna. Här bör dock eventuella laststyrningar beaktas.
 - Om den saknade energin inte är känd:
 - Värdena uppskattas på basis av historisk information. Saknade timmar kopieras från föregående dag (om föregående dag är måndag–torsdag) eller från motsvarande veckodag veckan innan. Toppar får inte infalla under den aktuella tidsperioden.
 - En lucka på högst två timmar kan fyllas på basis av timvärdena på var sida om luckan. Vid uppskattningen beaktas eventuella laststyrningar.