



# PRINCIPER FÖR ELMÄTNING

## 2024

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

Version	Beskrivning
28.4.2022	Uppdaterade principer för statusar som beskriver kortsiktig användning. I den långsiktiga planen följs situationens utveckling under 1-1,5 år, med hänsyn till införandet av 15-minuters statusar. En behovsbedömning av statusar görs igen omkring år 2024.
28.4.2022	Bilaga 3 har uppdaterats: standardreferensen SFS 2529 har ändrats till SFS 3381. Texten 'skruvförband' har tagits bort eftersom den inte längre beskriver den aktuella situationen. Tidigare krävdes skruvförband för tillförlitlighet, men förbindningstekniken har utvecklats och det är nu motiverat att ta bort detta krav som är strängare än standardens krav. Nätbolag kan ha egna anvisningar om tillåtna förbindningslösningar.
14.12.2023	Innehållsförteckningen har uppdaterats. Definitionerna har uppdaterats för att inkludera eSett som delägare i Energinet. Anvisningen har uppdaterats i enlighet med den ändrade elmarknadslagen (SML). Fakturans innehåll och faktureringsuppgifter har uppdaterats i kapitel 1.1.1 enligt SML kapitel 13 a. Uppdateringar har gjorts i enlighet med SML § 75 e i kapitel 1.1.1 och 9. Hänvisningar till Anvisning om förfarandena på detaljhandelsmarknaden för el -manual har lagts till i kapitel 1.1.1 och 1.1.4. Bedömningen av mätdata har kompletterats enligt förordning (839/2021) i kapitel 1.1.3. Ordet har ändrats till 'mätning' i kapitel

	<p>1.1.4. Information om tillsynsbrevet från Energimyndigheten, publicerat den 16.6.2023, har uppdaterats i kapitel 1.5.1 och 6.4. Länken till datahub-anvisningen har uppdaterats i kapitel 1.5.3. Tidsformerna har uppdaterats i enlighet med ikraftträdandet av datahub-ändringarna i kapitel 1.6.5, 6.4, 6.6, 6.7.1, 6.7.2 och 9. Uppdateringar har gjorts i enlighet med statsrådets förordning (767/2021) i kapitel 1.6.5. Tidsformerna för övergången till 15-minuters balansavräkning har uppdaterats i kapitel 1.6.5, 8.3 och bilaga 4. Tabellen i bilaga 3 har uppdaterats för cell 3 x 63 eller 3 x 80.</p>
12.12.2024	<p>I kapitel 6.4 har det ändrats så att utvärderingen kan omfatta inte bara användning utan även småskalig produktion. Rubriken och innehållet "Tidsstämplad användning i huvudbrytarpunkter" har ändrats till att även omfatta produktion: "Tidsstämplad energi i huvudbrytarpunkter". Rubriken "Tidsstämplad användningsenergi i huvudbrytarpunkter" har tagits bort, inklusive avsnitten om "spetsanvändning", som ansågs vara oklara.</p>
12.12.2024	<p>Bilaga 4 uppdaterad. Utvärderingsmetoder kan också användas för att bedöma aktiv energi i produktionen. Det har uppdaterats att kumulativa avläsningar alltid ska användas vid bedömning av saknade mätdata, om de är tillgängliga (som i kapitel 6.4).</p>
12.12.2024	<p>En ny bilaga 5 har lagts till: Exempel på bedömning av småskalig produktion. Vid bedömningen används en referens från närliggande område.</p>
12.12.2024	<p>Bilaga 5 har uppdaterats till bilaga 6.</p>

# Innehåll

<b>INLEDNING</b>	<b>6</b>
<b>1. ALLMÄNT OM MÄTNING</b>	<b>9</b>
<b>1.1 I lagar och förordningar ålagda skyldigheter som rör mätningen</b>	<b>9</b>
1.1.1 Elmarknadslagen (588/2013)	9
1.1.2 Statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (767/2021)	9
1.1.3 Arbets- och näringsministeriets förordning om det informationsutbyte som ska tillämpas vid handeln med el och vid utredning av elleveranser (839/2021)	10
1.1.4 Energimyndighetens föreskrift om specificering av fakturor på elförsäljning och eldistribution (1097/002/2013)	10
1.1.5 Mätinstrumentlagen (17.6.2011/707) och Statsrådets förordning om väsentliga krav på mätinstrument, visande av överensstämmelse med kraven och särskilda tekniska krav (21.12.2016/1432)	10
<b>1.2 Mätning av elförbrukning</b>	<b>11</b>
1.2.1 Objekt som saknar mätning	12
<b>1.3 Mätning av produktion</b>	<b>12</b>
<b>1.4 Mätning av fastighetsnät</b>	<b>14</b>
1.4.1 Ordnande av undermätning	14
<b>1.5 Ansvar i samband med mätningen</b>	<b>15</b>
1.5.1 Nätinnehavarens ansvar	15
1.5.2 Elförsäljarens ansvar	15
1.5.3 Datahubs ansvar	15
1.5.4 Elförbrukarens ansvar	16
1.5.5 Elproducentens ansvar	16
1.5.6 Fastighetsnätsinnehavarens ansvar	16
1.5.7 Ansvar i samband med separat kontroll av mätapparaturen	16
<b>1.6 Krav på mätapparatur enligt mätningförordningen</b>	<b>16</b>
1.6.1 Traditionell mätare	16
1.6.2 Timmätningssapparat	17
1.6.3 Apparat för kvartvis mätning	17
1.6.4 Ny fjärrmätningssapparat	17
1.6.5 Övergångstider för installation och användning av olika mätinstrument	18
1.6.6 Kundens rätt att få en mätare på separat beställning	18
<b>1.7 Mätning- och datakommunikationskedjan</b>	<b>19</b>
<b>2. FJÄRRÄVLÄSBARA MÄTINSTRUMENTS EGENSKAPER OCH KOPPLING AV DEM</b>	<b>20</b>
<b>2.1 Krav på mätapparaturens noggrannhet och funktionsgränser</b>	<b>20</b>
<b>2.2 Värdet som mäts och registreras av fjärrrävläsbara mätinstrument</b>	<b>21</b>
<b>2.3 Registrering av uttag från och inmatning till nätet</b>	<b>22</b>
<b>2.4 Krav på mätvärdens noggrannhet och avrundning</b>	<b>22</b>
<b>2.5 Mätvärdernas tidsstämpel och statuskoder</b>	<b>22</b>
<b>2.6 Fjärrrävläsbara mätinstruments lagringskapacitet</b>	<b>22</b>
<b>2.7 Fjärrrävläsbara mätinstruments funktion under ett elavbrott</b>	<b>23</b>
<b>2.8 Mätinstrumentets klocka och kontroll av klockan</b>	<b>23</b>
<b>2.9 Mätinstrumentets visare</b>	<b>23</b>
<b>2.10 Fjärrrävläsbara mätinstruments programmeringsegenskaper</b>	<b>24</b>
<b>2.11 Påslagning och avstängning på distans</b>	<b>24</b>
<b>2.12 Avläsning av mätvärdet under ett avbrott i förbindelserna</b>	<b>25</b>
<b>2.13 Mätinstrumentets in- och utgångar och överföring av information till andra system</b>	<b>25</b>
<b>2.14 Fjärrrävläsbara mätinstruments laststyrningsegenskaper</b>	<b>26</b>
2.14.1 Utförandet av laststyrning i ny fjärrmätningssapparat	26
2.14.2 Utförandet av laststyrning i timmätningssapparat och apparatur för kvartvis mätning	26

<b>2.15 Mätpunktens placering</b>	<b>26</b>
<b>2.16 Koppling av mätning</b>	<b>27</b>
2.16.1 Mätinstrumentets storlek och centralens konstruktion	27
2.16.2 Koppling av mätinstrumentet i centralen	27
2.16.3 Koppling vid indirekt mätning	27
2.16.4 Mättransformatorer	27
<b>2.17 Mätinstruments datakommunikationsegenskaper</b>	<b>28</b>
<b>3. EGENSKAPER I FRÅGA OM AVBROTTSINFORMATION OCH MÄTNING AV SPÄNNINGSKVALITETEN</b>	<b>29</b>
3.1 Egenskaper i fråga om avbrottsregistrering	29
3.2 Upptäckande av nollfel	29
3.3 Egenskaper i fråga om mätning av spänningsnivån	29
3.4 Operativa funktioner	30
3.5 Lagring av information om avbrott och spänningskvalitet	30
<b>4. KONTROLL AV MÄTAPPARATUR</b>	<b>32</b>
4.1 Kontroller i installationsskedet	32
4.2 Extra kontroller av indirekta mätobjekt	32
4.3 Självdiagnostik hos fjärravläsbara mätinstrument	32
4.4 Kontroll av mätapparaturen på särskild begäran	33
<b>5. AVLÄSNING AV FJÄRRAVLÄSBARA MÄTINSTRUMENT SAMT DATAKOMMUNIKATIONSFÖRBINDELSEN</b>	<b>34</b>
5.1 Egenskaper som krävs av datakommunikationsförbindelsen	34
5.2 Datakommunikationsprotokollet och systemens öppenhet	35
5.3 Egenskaper som krävs av avläsningssystemet	35
5.4 Information som avläsningssystemet avläser och lagring av den	35
5.5 Avläsningssystemets tidssvep och kontroll av mätarens klocka	35
5.6 Kontroller när ett mätinstrument ansluts till avläsningssystemet	36
5.7 Krav på datakommunikationen vid styrning av belastningen	36
5.8 Informationssäkerhet	36
<b>6. HANTERING AV FJÄRRAVLÄSBARA MÄTINSTRUMENTS MÄTVÄRDEN</b>	<b>36</b>
6.1 Beräkning av timenergier/kvartstimmensenergier utifrån timvärden/kvartstimmensvärden	36
6.2 Lagring av mätvärden	37
6.3 Fjärravlästa mätvärdens statuskoder	37
6.4 Behandling av saknade värden	37
Om mängden energi utan tidsstämpel under en kort period har varit stor, bör situationen bedömas separat. Dessutom bör det beaktas att om mängden energi som ska registreras för den första balansperioden är så stor att datahubens validering inte tillåter registrering av informationen, bör energin vid behov fördelas över flera av de första balansperioderna.	
6.5 Förvaringstid för mätvärden	39
6.6 Kontroll av mätvärden	39
6.7 Nettoberäkning och krediteringsberäkning per balansavräkningsperiod	40
6.7.1 Nettoberäkning per balansavräkningsperiod	40
6.7.2 Fastighetsintern krediteringsberäkning i energisammanslutningar	41
<b>7. AVLÄSNING AV TRADITIONELLA MÄTARE OCH HANTERING AV MÄTVÄRDEN</b>	<b>42</b>
7.1 Kontinuerlig avläsning av traditionella mätare	42
7.2 Avläsning av traditionella mätare i samband med förändringar på eldriftsstället	42
7.3 Balansavräkning för mätvärden från traditionella mätare	42
7.4 Förmedling av mätvärden från traditionella mätare till datahub	42

<b>8. LEVERANS AV MÄTVÄRDEN</b>	<b>44</b>
8.1 Leverans av mätvärden till datahub	44
8.2 Mätvärdenas noggrannhet och avrundningsregler	44
8.3 Användning och förmedling av statuskoder för mätvärdena	44
8.4 Förmedling av saknade mätvärden	45
8.5 Förmedling av mätvärden efter att balanserna stängts	46
8.6 Kontroll av riktigheten i förmedlingen av mätvärden	46
8.7 Förmedling av mätvärden från mätare med kvartsvis mätning	46
8.8 Leverans av information om ett eldriftsställe till datahub	47

<b>9. RAPPORTERING AV MÄTVÄRDEN TILL KUNDERNA</b>	<b>48</b>
---	-----------

LIITTEET	Bestämning av det totala mätfelet (bilaga 1, 2 sidor)
	Beaktande av mättransformatorbelastning (bilaga 2, 3 sidor)
	Vägledande dimensionering av strömtransformatorer vid lågspänning (bilaga 3, 1 sida)
	Metoder för bedömning av saknade mätdata (bilaga 4, 15 sidor)
	Bedömning av småskalig produktion (bilaga 5, 2 sidor)
	Bild av övergångstider enligt mätförordningen (bilaga 6, 1 sida)

## Inledning

Denna anvisning behandlar hur den elmätning som krävs enligt elmarknadslagstiftningen och lagstiftningen om mätinstrument ska genomföras i distributionsnäten. Anvisningen går igenom de krav som lagstiftningen ställer och för att förtydliga tolkningen av lagstiftningen ges anvisningar och rekommendationer om genomförandet av elmätning samt behandlingen och förmedlingen av mätvärden. Syftet med anvisningen är att förenhetliga praxis inom branschen i fråga om elmätning och förmedling av mätvärden.

Denna anvisning gäller i regel distributionsnätet, om inget annat angetts. Anvisningen tar inte upp genomförandet av gränspunktsmätningar.

Denna anvisning grundar sig på lagstiftningen om mätning, de praktiska tillvägagångssätten i branschen samt riktlinjer som man gemensamt kommit överens om i branschen. Anvisningen grundar sig i tillämpliga delar på Finsk Energiindustris tidigare rekommendationer angående mätning, framför allt på rekommendationen "Principer för timvis mätning".

Anvisningen har utarbetats i Finsk Energiindustris arbetsgrupp för elmätning och balansavräkning. Medlemmar i arbetsgruppen:

Sari Wessman	Alva Sähköverkko Oy
Saku Ruottinen	Caruna Oy (2019)
Kalle Liuhala	Caruna Oy (2020)
Ossi Juujärvi	Caruna Oy (2021)
Hanna Nurmi	Elenia Oy
Tom Backman	Fortum Markets Oy
Juha Kallio	Kervo Energi-bolagen
Tuomas Jääskeläinen	KSS Verkko Oy (2020-2021)
Juha Kaariaho	Kymmenedalens Elnät Ab (2020-2021)
Lasse Martikainen	Rejlers Oy (2020-2021)
Samuli Saine	Smart Energiapalvelut Oy (2019-2020)
Marjaana Rinne	Smart Energiapalvelut Oy (2021)
Matti Hirvonen	Tampereen Sähköverkko Oy
Annika Ahtiainen	Vattenfall Oy (2019)
Vesa Kankaanpää	Vattenfall Oy (2020-2021)
Riina Heinimäki	Finsk Energiindustri rf
Ina Lehto	Finsk Energiindustri rf

## Definitioner

Tidsstämpel	Tidsregistrering som anger vilken tidsperiod ett mätvärde hänförs till.
Datahub	En centraliserad lösning för informationsutbyte på detaljmarknaden för el. Via datahub, som förvaltas av Fingrid Datahub Oy, sköts det informationsutbyte och den informationshantering som krävs vid marknadsprocesserna för elhandeln i distributionsnäten samt balansavräkningen i distributionsnäten.
Energivärde	Den energi som mätinstrumentet registrerat per mätperiod.
eSett	Balansavräkningsenhet. Ett tjänstebolag som ägs gemensamt av Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät och som ansvarar för den operativa verksamheten i den samnordiska balansavräkningsmodellen.
Fjärrmättningsapparat	Mätapparat som mäter och registrerar i apparaturens minne elförbrukningen eller matningen till elnätet med bestämda intervall (t.ex. en timme eller en kvarts timme) och vars registrerade

	mätvärden kan avläsas från apparaturens minne via ett datakommunikationsnät.
Distributionsnät	Ett elnät vars nominella spänning är mindre än 110 kilovolt.
Distributionsnätsinnehavare	En sammanslutning eller ett bolag som har ett distributionsnät i sin besittning och utövar tillståndspliktig elnätsverksamhet.
Kumulativt värde	Ett ständigt växande värde på den uppmätta storheten.
Förfarande med typbelastningskurva	Med förfarande med typbelastningskurva avses en nationell beräkningsmodell med hjälp av vilken en elförbrukares timenergi beräknas för balansavräkningen utgående från en årsenergiuppskattning som distributionsnätsinnehavaren gjort på basis av föregående års elförbrukning.
Avläsningssystem	Ett system som används för att utföra insamling av mätvärden och underhålla mätinstrumentets inställningar.
Avläsningsvärde	Ett kumulativt värde för en viss tidpunkt, som mäts och registreras av ett mätinstrument och inte beaktar två separata avläsningsvärden t.ex. för tvåtidsprodukter. Beroende på den definierade registreringsperioden kan man tala om exempelvis timvärden eller kvartstimmesvärden.
Mätinstrument	Allmän term för på eldriftsstället befintlig mätare för energimätning.
Mätområde	Med mätområde avses stamnätet, ett högspänningsdistributionsnät, ett distributionsnät, ett slutet distributionsnät och delar av dessa samt ett sådant internt elnät i en fastighet eller en motsvarande fastighetsgrupp som bildar ett eget avräkningsområde i balansavräkningen.
Mätapparat	Helhet som består av mätinstrument och datakommunikationsförbindelse.
Mätkrets	Separata strömkretsar via vilka mängden förbrukad/producerad energi mäts och överförs till mätinstrumentet för registrering.
Mätpunkt	Punkt i elnätet till vilken leveranspunktens mätapparatur strömtransformator eller mätare är ansluten.
Mätvärde	Allmän term som avser antingen effekt, energi eller avläsningsvärde (en timme eller en kvarts timme).
System för hantering av mätvärden	System för lagring och behandling av insamlade värden från mätinstrumentet. I systemet för hantering av mätvärden granskas mätvärden, rättas statuskoder och vidareförmedlas timvärden.
Mätvärdets status	Den status som angetts för ett mätvärde anger för mottagaren hur pålitligt värdet är.
Gränspunkt	En punkt på gränsen mellan två mätområden, där elöverföringen mellan dessa mätområden mäts eller annars fastställs. Gränspunktsmätning är mätning mellan dessa två mätområden, genom vilken man mäter den elmängd som överförs mellan mätområdena.
Balansfönster	Tiden från elleveransen till det att distributionsnätets balanser stängs. Balansfönstret är 11 dygn från leveransen.

## 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.
Timenergi	Den energi som förbrukats per varje hel timme. Denna kan beräknas som differensen mellan två på varandra följande timvärden.
Timvis mätning	Mätning av mängden el per varje hel timme och registrering av detta mätvärde i mätapparaturens minne (se även kvartsvis mätning).
Timmättningsapparat	Mätapparat 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 (= timmätare). Enligt Energimyndighetens riktlinje ska även följande krav uppfyllas för att det ska vara fråga om timmättningsapparat.  Timmätaren har en datakommunikationsförbindelse med vars hjälp timvärden kan överföras dagligen och avläsningssystemet är i ett sådant skick att man med det vid behov dagligen kan avläsa timvärden för alla objekt som är utrustade med timmätare.  Definitionen av timmättningsapparat innefattar inte beredskapen att hantera timmätvärden i systemet för hantering av mätvärden.
Timeffekt	Medeltimeeffekten för varje timme. Denna kan beräknas som differensen mellan två på varandra följande timvärden.
Ny fjärrmättningsapparat	Fjärrmättningsapparat som uppfyller kraven enligt mättningsförordningen av den 1 november 2021 (se punkt 1.6.4)
Kvartstimmesenergi	Den energi som förbrukats per varje kvartstimme. Denna kan beräknas som differensen mellan två på varandra följande kvartstimmesvärden.
Kvartsvis mätning	Mätning av mängden el per varje kvarts timme och registrering av detta mätvärde i mätapparaturens minne (se även timvis mätning).
Apparat för kvartsvis mätning	Timmättningsapparat som har fjärrprogrammerats för kvartsvis mätning. Förutsättningen är att kvartsvisa mätvärden kan avläsas åtminstone dagligen och att kvartsvisa mätvärden kan bevaras i mätapparaturen för minst 11 dygn.
Kvartstimmeseffekt	Medeleffekten för varje kvarts timme. Denna kan beräknas genom att multiplicera differensen mellan två på varandra följande kvartstimmesvärden med fyra.
Officiell tid	Den armbandsurtid som följs i Finland. Tiden bestäms i förhållande till internationell normalt看 (UTC). Vintertid i Finland (= normalt看) är två timmar före normalt看, det vill säga UTC + 2 medan sommartid är tre timmar före, det vill säga UTC + 3.



# 1. Allmänt om mätning

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

Anvisningen presenterar grunderna för och tillvägagångssätten i samband med mätning samt behandling och förmedling av mätvärden. Lagstiftningens krav på elmätning går igenom och rekommendationer ges om mätinstrumentens och systemens egenskaper.

## 1.1 I lagar och förordningar ålagda skyldigheter som rör mätningen

### 1.1.1 Elmarknadslagen (588/2013)

I 22 paragrafen i elmarknadslagen sägs att nätinnehavaren ska ordna den mätning av elleveranser i sitt nät som ligger till grund för balansavräkningen och faktureringen samt registreringen av mätuppgifterna och deras anmälan till parterna på elmarknaden. De mätuppgifter som behövs vid balansavräkningen och faktureringen ska lämnas per eldriftsställe eller per mätning.

I 22 paragrafen sägs att nätinnehavaren ska sörja för en sakelig cybersäkerhet i sina mätningssystem och i informationsöverföringen av mätuppgifter. För att säkerställa en hög nivå på cybersäkerheten i sina mätningssystem och i informationsöverföringen av mätuppgifter ska nätinnehavaren på ett adekvat sätt beakta den bästa tillgängliga tekniken i förhållande till de kostnader som orsakas av anskaffningen och användningen av systemen.

Vidare sägs i 22 paragrafen att nätinnehavaren vid ordnandet av mättjänster ska verka för att nätanvändarna använder el effektivt och sparsamt och främja möjligheterna att styra elförbrukningen. Innan mätapparaturen installeras ska slutförbrukarna ges sakelig rådgivning och information om utnyttjandet av mätapparaturen samt om insamlandet och behandlingen av personuppgifter.

Enligt 22 paragrafen kan nätinnehavaren antingen tillhandahålla mättjänster som eget arbete eller skaffa tjänsterna hos utomstående. Tjänster kan därvid skaffas också hos andra parter på elmarknaden.

I 22 paragrafen sägs vidare att om en nätanvändare eller innehavaren av ett ellager beställer av nätinnehavaren mättjänster som överskrider de föreskrivna kraven, kan nätinnehavaren debitera beställaren av tjänsten för skäliga kostnader som uppstår av en sådan mättjänst.

Dessutom sägs i 22 paragrafen att närmare bestämmelser om mätning av elleveranser i elnät utfärdas genom förordning av statsrådet.

I 74 paragrafen i elmarknadslagen sägs kort om balansavräkning att den ska grunda sig på elmätning eller en kombination av mätning och typbelastningskurva och på anmälningar som gäller leveranserna, och att närmare bestämmelser utfärdas genom förordning av statsrådet.

I paragrafen sägs också att balansavräkningstjänster ska tillhandahållas parterna på elmarknaden på jämlika och icke-diskriminerande villkor. I utbudet av balansavräkningstjänster får det inte förekomma ogrundade villkor eller villkor som uppenbarligen begränsar konkurrensen i elhandeln.

I 75 e § i elmarknadslagen föreskrivs rätt för slutförbrukaren och elproducenten att få tillgång till information. Leverans av mätdata till kunden behandlas närmare i avsnitt 9. Lagförslagets innehåll och debiteringsuppgifter regleras i 105 a - 105 h §§ 13 a § (23.3.2023/497) i elmarknadslagen. Mer detaljerade anvisningar om fakturering finns i Anvisning om förfarandena på detaljhandelsmarknaden för el (Sähkön vähittäismarkkinoiden menettelyohje).

### 1.1.2 Statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (767/2021)

Den viktigaste författningen som behandlar mätning är statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (mätningförordningen), som utfärdats med stöd av elmarknadslagen. Den första mätningförordningen utfärdades 2009, och sedan dess har det gjorts ändringar i förordningen under årens lopp. I början av 2021 trädde en ny mätningförordning i kraft. Förordningen innehåller de flesta krav som gäller elmätning. I fråga om fjärravläsbara mätare

som installerats innan den nya mättningsförordningen trädde i kraft följs emellertid i tillämpliga delar kraven i den tidigare mättningsförordningen.

I mättningsförordningen föreskrivs om nätinnehavarens uppgifter vid balansavräkning och mätning.

Till nätinnehavarens skyldigheter hör mätning av elförbrukning och elproduktion, installation av behövliga mätinstrument, avläsning av mätare samt behandling och vidareförmedling av mätvärden på det sätt som föreskrivs i förordningen.

I mättningsförordningen föreskrivs om minimikrav på mätapparaturens egenskaper samt om krav på bevarande av mätvärden. Dessa behandlas närmare i punkterna 1.6 och 6.5.

I mättningsförordningen föreskrivs också om förmedling av mätvärden. Föreskrifter om detta finns också i arbets- och näringsministeriets förordning om informationsutbytet i anslutning till utredningen av elleveranser, varom mer i nästa kapitel. Förmedlingen av mätvärden behandlas närmare i kapitel 8.

### **1.1.3 Arbets- och näringsministeriets förordning om det informationsutbyte som ska tillämpas vid handeln med el och vid utredning av elleveranser (839/2021)**

Med stöd av elmarknadslagen har förutom mättningsförordningen även utfärdats arbets- och näringsministeriets förordning om det informationsutbyte som ska tillämpas vid handeln med el och vid utredning av elleveranser (informationsutbytesförordningen).

Enligt informationsutbytesförordningen ska distributionsnätsinnehavare senast före klockan 24 den andra dagen efter leveransdagen meddela till datahub per eldriftställe eller per mätning de leveranser inom mätområdet som omfattas av timvis och kvartsvis mätning vilka räknats fram i samband med balansavräkningen. De slutliga uppgifterna om leveranserna ska meddelas till datahub före klockan 24 den elfte dagen efter leveransdagen. Leveransen av uppgifter till datahub beskrivs närmare i anvisningarna som gäller datahub.

Om nämnda mätdata inte finns tillgängligt ska informationen rapporteras utifrån nätinnehavarens uppskattning inom fem dagar från det att mätdata saknas.

För datahub har det vidare föreskrivits om skyldighet att förmedla dessa uppgifter till försäljarna och till balansavräkningen. Leveransen av mätdata finns i kapitel 8, bearbetningen av saknade mätdata finns i kapitel 6.4 och bedömningsmetoderna finns i bilaga 4.

### **1.1.4 Energimyndighetens föreskrift om specificering av fakturor på elförsäljning och eldistribution (1097/002/2013)**

Energimyndighetens föreskrift om specificering av fakturor på elförsäljning och eldistribution (elfakturaföreskriften) ska också beaktas vid fastställandet av principerna för mätning. I 7 § i föreskriften sägs bl.a. att man i utjämningsfakturan eller i en bilaga till den ska meddela mätarvärdena om de är tillgängliga.

Mer detaljerade anvisningar om fakturering finns i Anvisning om förfarandena på detaljhandelsmarknaden för el (Sähkön vähittäismarkkinoiden menettelyohje).

### **1.1.5 Mätinstrumentlagen (17.6.2011/707) och Statsrådets förordning om väsentliga krav på mätinstrument, visande av överensstämmelse med kraven och särskilda tekniska krav (21.12.2016/1432)**

Mätinstrumentlagen och Statsrådets förordning om väsentliga krav på mätinstrument, visande av överensstämmelse med kraven och särskilda tekniska krav (mätinstrumentförordningen) med bilagor reglerar användningen av elenergimätare samt deras egenskaper. En del av författningarna finns i bilagorna till mätinstrumentdirektivet<sup>1</sup>. Syftet med lagstiftningen om mätinstrument är att säkerställa mätinstrumentens funktion samt mätmetodernas och mätresultatens tillförlitlighet. I

---

<sup>1</sup> Mätinstrumentdirektivet i svensk översättning: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/sv/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0032> Elmätare berörs framför allt av bilagorna I och V

lagstiftningen tas ställning bl.a. till fel i mätinstrument, omständigheterna under vilka de används och indikering av mätresultat samt instrumentkontroller före ibruktagandet och då instrumenten är i bruk.

Det kommer med stor sannolikhet att utfärdas separata förordningar om mätinstruments egenskaper och kontroll av dem då de är i bruk. Det närmare innehållet i dessa förordningar var inte känt när denna anvisning utarbetades. Då anvisningen utarbetades finns det alltså inga giltiga närmare författningar om kontroll av mätinstrument då de är i bruk.

### **Kontroller före ibruktagandet**

Enligt mätinstrumentlagen får ett mätinstrument inte tas i bruk förrän dess överensstämmelse med kraven har visats och tillförlitligheten har verifierats. När ett mätinstrument används inom näringsverksamhet för bestämmande av priset på en produkt eller tjänst eller någon annan ekonomisk fördel enligt mätresultaten, ska mätinstrumentets tillförlitlighet verifieras av ett anmält organ eller ett besiktningsorgan före ibruktagandet. Tillverkaren av instrumentet kan verifiera instrumentets tillförlitlighet, om tillverkaren har ett sådant förfarande med motsvarande verkningar som det anmälda organet har godkänt och övervakar.

Säkerhets- och kemikalieverket (TUKES) godkänner de besiktningsorgan som avses i lagen. Verifieringen av mätinstrumentets tillförlitlighet före ibruktagandet omfattar granskning av instrumentets konstruktion och funktion samt jämförelse av mätresultaten med de största tillåtna felmarginal.

### **Kontroller av mätinstrument som är i bruk**

Enligt mätinstrumentlagen svarar verksamhetsutövaren för att ett mätinstrument som är i bruk lämpar sig för sitt ändamål och sin användningsmiljö och kontinuerligt fungerar på ett tillförlitligt sätt och för att användningen av instrumentet uppfyller kraven i lagen, samt för att instrumentets tillförlitlighet verifieras inom föreskrivna tidsfrister och alltid vid behov. Verksamhetsutövaren ska alltså se till att tillförlitligheten hos ett mätinstrument som är i bruk verifieras inom föreskrivna tidsfrister. Det finns emellertid ännu inga separata bestämmelser om verifiering av elmätare som är i bruk, utan en förordning om detta kan vid behov meddelas senare med stöd av mätinstrumentlagen. Eftersom det inte finns någon bestämmelse om verifiering av mätinstrument som är i bruk, kan inga detaljerade instruktioner ges i denna anvisning, utan nättinnehavaren ska separat komma överens med sina egna mätinstrument- och tjänsteleverantörer om hur verifieringen ska genomföras.

Den tillförlitliga funktionen hos ett mätinstrument som det har utförts service på ska verifieras innan det tas i bruk på nytt.

Tillsynsmyndigheten kan förbjuda eller begränsa användningen av ett mätinstrument, om verksamhetsutövaren försummar att verifiera mätinstrumentet under användningstiden eller mätinstrumentet i övrigt inte uppfyller kraven.

## **1.2 Mätning av elförbrukning**

Enligt mätningförordningen ska mätningen av elförbrukning från och med 22.5.2023 basera sig på kvartsvis mätning och på fjärravläsning av mätapparaturen (kvartsmätningsskyldighet). Fram till dess har fjärravlästa eldriftsställen timvis mätning, även om mätapparatur får överföras till kvartsvis mätning i förväg med beaktande av de begränsningar som anges i punkt 1.6.5.

Också efter 22.5.2023 kan en del fjärravlästa eldriftsställen fortsätta att ha timvis mätning, dock högst till och med 31.12.2028. Sådana är till exempel eldriftsställen med mindre än 3x200 A huvudsäkring som har timvis mätning 1.11.2021 och inte kan omprogrammeras för kvartsvis mätning med hjälp av fjärrförbindelse.

Övergångstiderna och definitionerna som rör mätning tas närmare upp i punkt 1.6.5.

Eldriftsställen på vilka timmätningsskyltar inte har installerats före 1.11.2021 kan lämnas helt utanför fjärrmätning (kvartsvis eller timvis mätning). Ett sådant eldriftsställe kan ha mätning med så kallad traditionell mätapparatur, om eldriftsstället har högst 3x25 A huvudsäkringar och

omfattas av leveransskyldighet enligt 67 § i elmarknadslagen och har en årsförbrukning på högst 5000 kWh.

Helt utan mätning kan sådana eldriftsställen lämnas som har mindre än 3x25 A huvudsäkring och vars elförbrukning kan uppskattas med tillräcklig noggrannhet (objekt med s.k. konstant förbrukning).

I praktiken har närmare 100 % av nätinnehavarnas eldriftsställen fjärrmätning och nätinnehavarna strävar efter heltäckande fjärrmätning.

### **1.2.1 Objekt som saknar mätning**

Nätinnehavarna har fortfarande ett litet antal objekt som saknar mätning. Exempel på sådana objekt är förstärkarskåp för kabel-TV och andra motsvarande objekt. Faktureringen har grundat sig på konstant effekt och användningstider. Objektens anslutningseffekt till nätet är ytterst liten, allt från några watt upp till cirka 1 kW.

Enligt mättningsförordningen är mätapparatur inte obligatorisk i nätinnehavarens elutrustningar som har anslutits till elnätet och inte i eldriftsställen med huvudsäkringar som är mindre än 3 x 25 A, om elförbrukningen vid eldriftsstället kan uppskattas tillräckligt exakt. I utomhusbelysningsnät som installerats före 1.3.2009 är det möjligt att avvika från kravet på mätning tills utomhusbelysningscentralen byts ut, även om utomhusbelysningsnätets huvudsäkring är större än 3 x 25 A.

Enligt elmarknadslagen ska en balansavräkning grunda sig på elmätning eller en kombination av mätning och typbelastningskurva och på anmälningar som gäller leveranserna, på det sätt som bestäms närmare genom förordning.

Dessa objekt som saknar mätning kan behandlas på två sätt på elmarknaden.

1. Mätning ordnas för objekten. Om mätaren är en traditionell mätare (inte timmättningsapparat, apparatur för kvartsvis mätning eller ny fjärrmättningsapparat) behandlas objektet i enlighet med kapitel 7.
2. Om det är tekniskt omöjligt att ordna mätning, eller om ordnande av mätning är en dyr lösning i förhållande till elförbrukningen (kostnaderna högre än 10 års förbrukning), kan man göra på följande sätt med dessa objekt.

Objekten uppfyller kännetecknen för energimätning och registrering per balansavräkningsperiod så som avses i statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser, om alla följande förutsättningar föreligger:

1. Anslutningseffekten kan fastställas pålitligt
2. Drifttimmarna kan fastställas pålitligt
3. Energiförbrukningen kan registreras pålitligt så att balansavräkningen kan utföras på det sätt som föreskrivs i elmarknadslagstiftningen.

Punkt 3 kan uppfyllas så att man utifrån objektets anslutningseffekt och drifttid beräknar mätvärden per balansavräkningsperiod och behandlar dem på samma sätt som i fråga om andra eldriftsställen med fjärrmätning. De skapade mätvärdena ges status Uppskattat (fi. arvioitu) (mer om olika status och hur de används i punkt 8.3, 8.5 och 8.7).

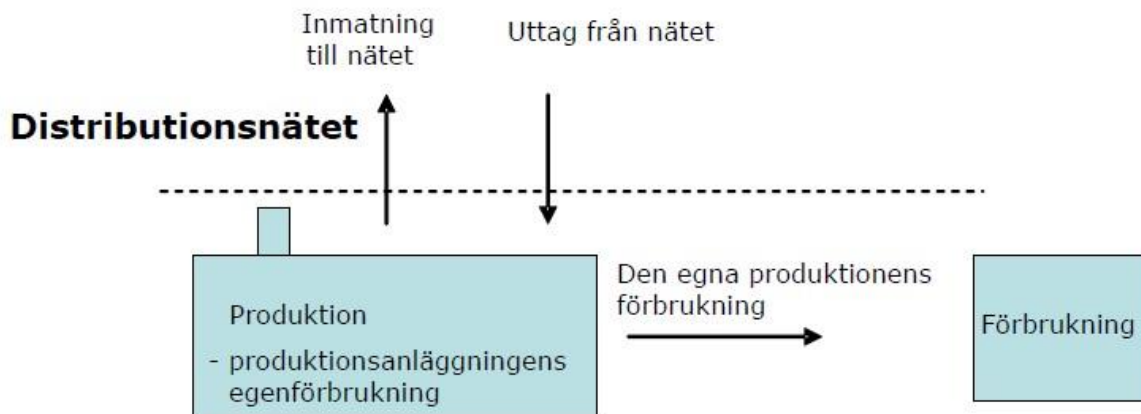
### **1.3 Mätning av produktion**

Ett elproduktionsaggregat som matar in el i elnätet för att överföras via nätet ska utrustas med mätapparatur.

Ett elproduktionsaggregat med en nominell effekt på högst 100 kVA behöver dock inte utrustas med någon separat mättningsapparat, om det eldriftsställe där elproduktionsaggregatet finns har försetts med fjärrmättningsapparat som kan mäta både den mängd el som tagits ut från nätet och den mängd el som matats in i nätet. Uttag från och inmatning till nätet får inte nettoberäkning utjämnas varann, utan mätinstrumentet ska ha separata register för dessa.

Produktionsaggregat behöver separat mätning för att skyldigheten att betala elskatt<sup>2</sup> ska kunna fastställas. Produktionsaggregat på högst 100 kVA är befriade från elskatt, och dessa produktionsaggregat behöver alltså inte mätas separat. För produktionsaggregat på över 100 kVA ska också produktionsaggregatets produktion mätas separat för att man ska kunna fastställa den egna produktionens förbrukning, som betalningen av elskatt grundar sig på. Den här informationen behövs endast för att fastställa skyldigheten att betala elskatt.

Den egna produktionens förbrukning erhålls genom att från den el som produktionsaggregatet producerat subtrahera produktionsaggregatets egenförbrukning och den el som matats till nätet (inmatningen). Egenförbrukning är den el produktionsaggregatssystemet självt förbrukar.



**Figur 1. Exempel på mätning av produktion**

Om information om den egna produktionens förbrukning endast behövs för att fastställa skyldigheten att betala elskatt, svarar producenten själv för att ordna mätning av den egna produktionens förbrukning. Elmarknadslagen förutsätter att nätinnehavaren ordnar den mätning av elleveranser i sitt nät som ligger till grund för balansavräkningen och faktureringen, vilket det dock inte är fråga om när ett produktionsaggregat är anslutet till en fastighets interna elnät och mätvärdena endast utnyttjas för fastställande av skyldigheten att betala elskatt. Enligt förarbetena för elmarknadslagen (RP 116/2021) skulle nätinnehavarens ansvar för ordnandet av mätningen inte sträcka sig till situationer där elleveransen sker via fastighetens eller motsvarande fastighetsgrupps interna elnät.

Nätinnehavaren bör dock på separat beställning av kunden tillhandahålla ny fjärrmättningsapparat för separat mätning av elproduktionen i ett elproduktionsaggregat eller ett kraftverk som det inte är obligatoriskt att utrusta med separat mätapparat. För sådan mätning ska ett eget eldriftsställe skapas med tanke på balansavräkningen. För den här tjänsten har nätinnehavaren rätt att ta ut skäliga avgifter för mätarinstallation och mätning.

För större produktionsobjekt (1 MW och större) ska ett eget mätområde skapas. Enligt elmarknadslagen kan, om ett internt elnät i en fastighet eller i en motsvarande fastighetsgrupp utgör ett mätområde, nätinnehavaren och produktionsaggregatets innehavare (i 71 § i elmarknadslagen används termen fastighetsinnehavare) komma överens att produktionsaggregatets innehavare ordnar gränspunktsmätningen mellan mätområdena. Mätning av mätområden och förmedling av mätvärden har inte behandlats närmare i denna anvisning. Mer information finns i handboken om nordisk balansavräkning, som finns på eSetts webbplats på adressen <https://www.esett.com/handbook/>.

<sup>2</sup> Länk till skattemyndighetens sidor: <https://www.vero.fi/sv/foretag-och-samfund/skatter-och-avgifter/punktbeskattning/elstrom-och-vissa-branslen/>

## 1.4 Mätning av fastighetsnät

Enligt mättningsförordningen ska separata bostadslägenheter och affärslokaler i en nybyggnad utrustas med mätapparatur, även om el säljs via fastighetens interna elnät. De enskilda lägenheterna ska också utrustas med mätapparatur när det interna elnätet i en fastighet ändras så att el efter ändringen säljs via fastighetsnätet.

Mätningen ska ordnas så att den enskilda lägenhetens förbrukning på ett enkelt sätt både tilläggas 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 paragraf 22 i elmarknadslagen sägs dessutom att om en slutförbrukare har köpt sin el via ett internt elnät i en fastighet, ska slutförbrukaren ersätta fastighetsinnehavaren för de kostnader som ändringsarbeten med anknötning till elmätningen har förorsakat när slutförbrukaren övergår till att köpa sin el via distributionsnätsinnehavarens distributionsnät.

### 1.4.1 Ordnande av undermätning

Med undermätning avses ett mätarrangemang där eldriftsställets mätare fysiskt är ansluten till ett annat eldriftsställes elanläggning eller elnät och den faktiska elförbrukningen för respektive eldriftsställe beräknas utifrån mätvärdena från dessa två (eller flera) mätare.

Nätinnehavarna borde undvika sådana undermättningslösningar som leder till att eldistributionen till ett enskilt eldriftsställe inte kan brytas utan att eldistributionen till ett annat eldriftsställe bryts samtidigt.

En nätinnehavare kan emellertid ha objekt där undermätning i praktiken är det enda möjliga sättet att ordna med möjlighet till konkurrensutsättning (egna separata elavtal för elförbrukarna). En sådan situation kan förekomma till exempel i mellanspänningsanslutningar.

Om en nätinnehavare tillåter undermättningsarrangemang ska det genom avtal säkerställas att nätinnehavaren fortsättningsvis har möjlighet att bryta elleveransen till huvudmättningsobjektet av skäl som beror på huvudmättningsobjektets användare eller dennas försäljare.

Enligt lagen går det inte att med en konsument avtala om utvidgade förutsättningar för avbrytande av elleveransen, när det gäller konsumentkunder borde dylika undermättningsarrangemang inte användas eller godkännas.

När det gäller företagskunder är det möjligt att med vissa begränsningar komma överens om ansvaren i samband med undermätning. För ett objekt med undermätning borde det i avtalet mellan kunden och distributionsnätsinnehavaren skrivas in nätinnehavarens rätt att avbryta elleveransen till undermättningsobjektet, om elleveransen till huvudmättningsobjektet avbryts av skäl som beror på huvudmättningsobjektets användare eller dennas försäljare. Nätinnehavaren ska meddela undermättningsobjektets kund om avbrytandet innan det verkställs.

Med basis av avtalet mellan distributionsnätsinnehavaren och undermättningsobjektet föreligger alltså inget fel i nättjänsten och distributionsnätsinnehavaren betalar följaktligen inte skadestånd eller prisavdrag, om avbrytandet av elleveransen till undermättningsobjektets kund beror på att elleveransen till huvudmättningsobjektet har avbrutits av skäl som beror på huvudmättningsobjektets användare eller dennas försäljare (t.ex. användarens avtalsbrott eller ett avtalslöst läge).

Observeras bör dock att det inte går att avvika från bestämmelserna om standardsättningar till användarens nackdel, utan standardsättningar ska betalas till undermättningsobjektets kund även när avbrottet har berott på huvudmättningsobjektets avtalsbrott eller ett avtalslöst tillstånd.

För objekt med undermätning lönar det sig att tydligt skriva in ansvarsbegränsningarna i avtalet mellan kunden och fastighetsnätets innehavare. Nätbolaget upprättar inte sådana här avtal, men kan påminna undermättningsobjektets kund och fastighetsnätets innehavare om saken.

## **1.5 Ansvar i samband med mätningen**

### **1.5.1 Nätinnehavarens ansvar**

Ansvar för ordnande av mätning, avläsning och validering av mätvärden enligt lagstiftningen om elmarknaden hör till distributionsnätinnehavaren. Nätinnehavaren svarar också för mätapparaturen och dess datakommunikationsförbindelser. Enligt den tidigare elmarknadslagstiftningen hade kunderna rätt att själva skaffa sig timmätningsapparatur. Kundens rätt att äga timmätningsapparatur slopades vid ingången av 2014.

Nätinnehavaren svarar för leveransen av distributionsnätets mätvärden till datahub. Nätinnehavaren svarar också för rapporteringen av mätvärdena till kunderna. Efter införandet av datahub kan nätinnehavaren ange datahub som utlämnare av mätvärden.

Nätinnehavaren kan sköta uppgifterna i fråga själv eller köpa dem som tjänster. Vid utlokalisering av mätningsfunktioner kvarstår ansvaret för mätinstrumenten och mätningen hos nätinnehavaren, vilket måste beaktas i avtalen med tjänsteleverantören. Enligt det övervakningsbrev som Energimyndigheten publicerade den 16 juni 2023 anses nätinnehavaren ha fått kännedom om bristen på mätdata senast inom fem dagar och ska vidta åtgärder för att lösa avläsningsproblemet.

Nätinnehavaren svarar också för dataskyddet i samband med mätaravläsningen och lagringen av mätvärden samt den förmedling som hör till nätinnehavaren. Mätvärden ska behandlas som personuppgifter ända från mätinstrumentet. Kunden och den som kunden gett fullmakt till har rätt att få tillgång till mätvärdena. Till elmarknadsparterna och datahub lämnas de mätvärden ut som behövs för bl.a. fullgörande av balansansvaret och faktureringen.

I balansavräkningen är mätområdet avräkningsområde. Den punkt i elnätet där el överförs från ett mätområde till ett annat ska ha gränspunktmätning. Nätinnehavarens elnät bildar ett mätområde<sup>3</sup>. Nätinnehavaren kan också bilda flera mätområden av sitt elnät. Mätområdet ska registreras i balansavräkningsenheten.

Från och med kapitel 2 framåt behandlar anvisningen uppgifter som åvilar distributionsnätinnehavaren, om inte annat särskilt anges.

### **1.5.2 Elförsäljarens ansvar**

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

Säljaren ska kunna ta emot värdena från datahub. Säljaren ansvarar inte för värdenas riktighet, utan nätinnehavaren och datahub bär ansvaret i enlighet med de skyldigheter de har. Säljaren måste emellertid se till att även rättade värden lagras korrekt i systemen. Säljaren ska också meddela datahub om han upptäcker fel i mottagna värden.

Säljaren ska följa datahubs anvisningar vid leveransen och behandlingen av motsvarande värden.

### **1.5.3 Datahubs ansvar**

Datahub ansvarar för mottagningen av de mätvärden nätinnehavaren sänder och för förmedlingen av dem till de rätta elmarknadspartnerna samt till kunderna. Datahub gör en balansavräkning för distributionsnätet på basis av mätvärdena. Datahub ansvarar för att informationen förvaras och behandlas i oförändrad form och så att informationssäkerheten tillgodoses.

Länk till anvisningarna för datahub: <https://palvelut.datahub.fi/fi/dokumentaatio/dokumentaatioja-materiaalit>

---

<sup>3</sup> Också en innehavare av en fastighet eller motsvarande fastighetsgrupp eller en balansansvarig som besitter ett sådant elnät kan bilda ett mätområde under vissa förutsättningar som fastställs i lagstiftningen. Se även punkterna 1.4 och 1.5.6

#### **1.5.4 Elförbrukarens ansvar**

En kund som står i avtalsförhållande till nätinnehavaren eller en säljare med leveransskyldighet, det vill säga en elförbrukare, ansvarar för att hans egna elapparater och elanläggningar är i det

---

skick som bestämmelser och föreskrifter förutsätter. Elförbrukaren ska se till att elcentralen är i det skick som mätningen förutsätter. Elförbrukaren ansvarar i första hand för de mättransformatorer som krävs vid indirekt mätning. Nätinnehavaren kan om så vill ta mättransformatorerna på sitt ansvar.

Om elförbrukaren och nätinnehavaren har avtalat om styrning av belastningen, exempelvis styrning av nattlast, ansvarar elförbrukaren för kopplingarna i elcentralen och ledningsdragningarna i samband med detta. Kopplingar i själva mätaren som kräver att mätarens sigill bryts får endast utföras av nätinnehavaren.

Ovan sagda gäller också kunder vilkas ellager tar el från elnätet.

#### **1.5.5 Elproducentens ansvar**

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

Dessutom ansvarar elproducenten själv för ordnandet av sådana mätningar som nätinnehavaren inte behöver för att fullgöra sina egna skyldigheter men som krävs t.ex. av beskattningsskäl. Om det i en fastighets interna elnät behövs separat mätning av produktion endast för att fullgöra skyldigheterna enligt skattelagstiftningen och nätinnehavaren inte behöver dessa mätvärden, ordnar elproducenten denna mätning själv. Enligt förarbetena för elmarknadslagen (RP 116/2021) skulle nätinnehavarens ansvar för ordnandet av mätningen inte sträcka sig till situationer där elleveransen sker via fastighetens eller motsvarande fastighetsgrupps interna elnät.

Enligt punkt 1.3 ska nätinnehavaren dock på separat beställning av kunden tillhandahålla ny fjärrmättningsapparat för separat mätning av elproduktionen i ett elproduktionsaggregat eller ett kraftverk som det inte är obligatoriskt att utrusta med separat mätapparat. För sådan mätning ska ett eget eldriftsställe skapas med tanke på balansavräkningen. För den här tjänsten har nätinnehavaren rätt att ta ut skäliga avgifter för mätarinstallation och mätning. Elproducenten meddelar alltid själv skatteförvaltningen den information som behövs för beskattningen.

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

Ovan sagda gäller också kunder vilkas ellager matar el till elnätet.

#### **1.5.6 Fastighetsnätsinnehavarens ansvar**

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

#### **1.5.7 Ansvar i samband med separat kontroll av mätapparaturen**

Utöver kontroller i samband med normalt underhåll kan kunden också kräva att nätinnehavaren låter granska mätapparaturen.

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 korrigerande bestäms eller uppskattas med hjälp av tillgängliga mätvärden eller vid behov med hjälp av ett opartiskt sakkunnigutlåtande i enlighet med nättjänstvillkoren.

### **1.6 Krav på mätapparat enligt mättningsförordningen**

I mättningsförordningen definieras mätapparat av fyra olika slag: traditionell mätare, timmättningsapparat, apparatur för kvartsvis mätning och ny fjärrmättningsapparat.

#### **1.6.1 Traditionell mätare**

Med *traditionell mätare* avses analoga mätare och digitala mätare som inte är fjärravläsbara.



### 1.6.2 Timmätningsapparat

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

Timmätningsapparaturen och datasystemet för behandling av nätinnehavarens mätvärden ska uppfylla åtminstone följande krav.

- 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.
- Mätvärdena samt uppgifterna om spänningslösa perioder ska lagras i nätinnehavarens datasystem för behandling av mätvärden, i vilket timvisa mätvärden ska bevaras i minst sex år och uppgifter om spänningslösa perioder i minst två år.
- Dataskyddet av mätapparaturen och av datasystemet som behandlar nätinnehavarens mätvärden ska vara säkerställt på ett adekvat sätt.
- På separat beställning av kunden ska nätinnehavaren dessutom ställa timmätningsapparat med standardiserad anslutning till kundens förfogande för uppföljning av elförbrukningen i realtid.

### 1.6.3 Apparat för kvartsvis mätning

Med *apparat för kvartsvis mätning* avses timmätningsapparat som har fjärrprogrammerats för kvartsvis mätning. Förutsättningen är att kvartsvisa mätvärden kan avläsas åtminstone dagligen och att kvartsvisa mätvärden kan bevaras i mätapparaturen i minst 11 dygn.

### 1.6.4 Ny fjärrmättningsapparat

Med *ny fjärrmättningsapparat* avses enligt mättningsförordningen av den 1 november 2021 nya mätare som uppfyller följande krav:

- De uppgifter som mätapparaturen registrerat ska kunna läsas ur apparaturens minne via ett kommunikationsnät (fjärravläsningsegenskap).
- Mätapparaturen ska i fråga om el som matats in i elnätet och el som tagits ut ur elnätet åtminstone mäta de fasspecifika värden för den aktiva och reaktiva energi som ligger till grund för faktureringen samt för varje balansavräkningsperiod registrera de värden för den aktiva och reaktiva energi som ligger till grund för faktureringen i fråga om el som matats in i elnätet och el som tagits ut ur elnätet utan nettoberäkning.
- Annan mätapparat än spänningstransformatormätapparat ska ha ett kundgränssnitt som möjliggör enkelriktad informationsöverföring för slutförbrukaren och som är utrustat med spänningsutgång och baserar sig på en öppen och uppdaterad europeisk standard som tillämpas också i någon annan av Europeiska unionens medlemsstater.
- Mätapparaturen ska registrera den tidpunkt när en spänningslös period börjar och hur länge den varar eller tidpunkterna för när den spänningslösa perioden börjar och slutar.

Annan mätapparat än apparatur för enfasmätning ska kunna upptäcka spänningsosymmetri som orsakas av nollfel i det matande elnätet när el förbrukas på ett eldriftsställe.

- De programvaror och inställningar som reglerar funktionerna hos mätapparaturen samt registreringsfrekvensen av mätuppgifter ska kunna uppdateras med hjälp av en fjärrförbindelse utan besök på eldriftsstället.
- Annan mätapparatur än ström- och spänningstransformatormätare ska ha en funktion för påkoppling och avstängning på distans.
- Mätapparaturen har ett relä för styrning av belastningen, om eldriftsstället har huvudsäkringar på högst 3x63 A och inte är beläget i en kontors-, affärs-, industri- eller lagerbyggnad eller i ett bostadshus med fler än två bostäder.

### **1.6.5 Övergångstider för installation och användning av olika mätinstrument**

#### Övergångstider för ny fjärrmättningsapparatur

Nya mätare som installeras ska ha ny fjärrmättningsapparatur från och med 1.5.2023. I enskilda fall är det möjligt att avvika från detta ända till 30.6.2025, om mätaren på eldriftsstället har skadats och måste bytas och nätinnehavaren ännu inte har vidtagit några åtgärder för att ersätta de nuvarande mätarna med ny fjärrmättningsapparatur.

Nätinnehavaren ska på separat beställning av kunden, senast fyra månader efter beställningen, tillhandahålla dennes driftställe ny fjärrmättningsapparatur eller ny fjärrmättningsapparatur med relä för styrning av belastningen. Detta krav gäller från och med 1.5.2023.

Alla fjärravläsbara mätare ska vara ny fjärrmättningsapparatur i enlighet med mättningsförordningen senast 4.7.2031.

#### Övergångstider för kvartsvis mätning

I Finland skedde övergången till 15 minuters balansavräkning 22.5.2023. Övergången till kvartsvis mätning skedde i etapper så att den dag då 15 minuters balansavräkningen infördes skedde alla nedanstående mätningar kvartsvis:

- Gränspunktsmätningar
- Mätningar av produktion på över 1 MVA
- Mätningar av eldriftsställen med huvudsäkringar på 3x200 ampere och större
- Mätningar anslutna till ett nätverk med en märkspänning på mer än 400 volt
- Mätning av ett sådant driftsställe vars mätapparatur kan omprogrammeras till apparatur för kvartsvis mätning med hjälp av fjärrförbindelse utan besök på platsen

Mätapparatur fick överföras till kvartsvis mätning i förväg från och med förordningens ikraftträdande, dock med beaktande av att datahub tog emot kvartsvisa värden tidigast 1.1.2023 och eSett tog emot kvartsvisa värden i enlighet med sin egen plan för övergång till 15 minuters balansavräkning (<https://www.esett.com/projects/15-minute-settlement/>).

All övrig timmättningsapparatur ska bytas ut (eller annars överföras till kvartsvis mätning) senast från och med 1.1.2029.

Övergångstiderna beskrivs också på en tidslinje i bilaga 5 till anvisningen.

### **1.6.6 Kundens rätt att få en mätare på separat beställning**

Enligt mättningsförordningen ska nätinnehavaren utöver det anordnande av mätning som beskrivs i denna anvisning dessutom på separat beställning av kunden, senast fyra månader efter beställningen, tillhandahålla dennes driftställe sådan ny fjärrmättningsapparatur som beskrivs i denna anvisning i följande fall:

- om nätinnehavaren enligt förordningen inte annars är skyldig att installera ny fjärrmättningsapparatur hos kunden,
- för separat mätning av elproduktionen i ett elproduktionsaggregat eller kraftverk, vars utrustande med separat mätapparatur inte är obligatoriskt,
- för separat mätning av elleveranser till en laddningspunkt för eldrivna fordon.

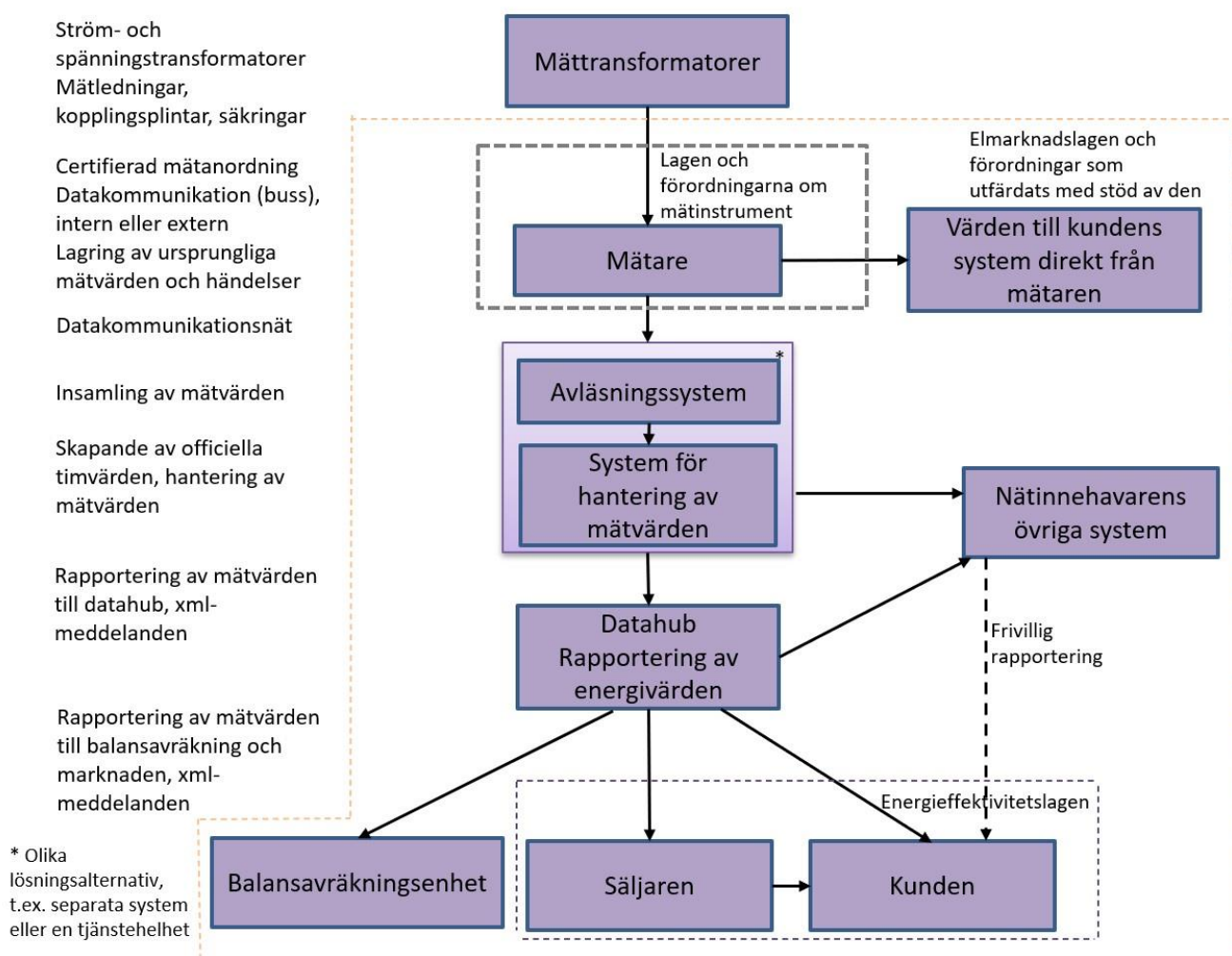
Dessutom ska nätinnehavaren tillhandahålla kunden ny fjärrmättningsapparat med relä för styrning av belastningen om nätinnehavaren inte annars är skyldig att installera mätapparat som är försedd med relä för styrning av belastningen på kundens driftställe. Mätinstrumenters laststyrningsegenskaper behandlas närmare i punkt 2.14.

I situationer med separat mätning av laddningspunkten för ett eldrivet fordon eller av elproduktionen skapas ett särskilt eldriftsställe av objekten för balansavräkningen.

För tjänsten som gäller installation av en mätare på separat beställning har nätinnehavaren rätt att ta ut skäliga avgifter för mätarinstallation och mätning.

## 1.7 Mättnings- och datakommunikationskedjan

Figur 2 visar mättnings- och datakommunikationskedjan för fjärravläsning, från datainsamlingsanordningen fram till parterna som behöver informationen. Figuren avser en situation där datahub är i bruk.



**Figur 2. Mättnings- och datakommunikationskedjan**

I figuren anges vilka delar av mättnings- och datakommunikationskedjan i de tidigare presenterade lagarna och förordningarna hänför sig till. Många av specifikationerna i början av kedjan påverkar också innehållet i de meddelanden som förmedlas. Exempel på detta är bl.a. rekommendationerna om tidslängder och statuskoder för timvärden.

Figuren åskådliggör hur fjärrmätning genomförs. När det gäller traditionella mätare och eldriftsställen som saknar mätning är figuren tillämplig med början från att de mätvärden som nätinnehavaren skapat levereras till datahub.

## 2. Fjärravläsbara mätinstruments egenskaper och koppling av dem

Med fjärravläsbara mätinstrument avses i denna anvisning timmättningsapparat, apparatur för kvartsvis mätning samt ny fjärrmättningsapparat. Beroende på mätartypen mäter fjärravläsbara mätinstrument aktiv energi, reaktiv energi samt vissa kvalitetsegenskaper hos elektriciteten. Mätvärdens mättnings- och registreringsegenskaper behandlas i punkterna 2.2 - 2.3. Mätning och registrering av egenskaper som hänför sig till elektricitetens kvalitet tas upp i kapitel 3.

I mättningsförordningen samt i lagen om mätinstrument och i förordningar som utfärdats med stöd av den anges minimikrav på fjärrmättningsapparat. Minimikraven enligt mättningsförordningen behandlas bl.a. i punkt 1.6.

### 2.1 Krav på mätappareturens noggrannhet och funktionsgränser

I en bilaga till mätinstrumentdirektivet (bilaga 5 (MI-003)<sup>4</sup> i den svenskspråkiga översättningen av Mätinstrumentdirektivet) anges krav på noggrannheten hos elenergimätare avsedda att användas i bostäder, butiks- och kontorslokaler samt små industrier. Kraven framgår av tabellen nedan (mätarklasser A, B, C). Kraven gäller mätning av aktiv energi. Noggrannhetskraven gäller enbart elenergimätare, inte mättransformatorer. Kraven på mätare behandlas närmare i standarderna SFS-EN 62053-21:2003/A1:2018, SFS-EN 62053-22:2003/A1:2018, SFS-EN 62053-23:2003/A1:2018 och SFS-EN 62053-24:2003/A1:2018.

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

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

	Drifttemperatur + 5 °C ... + 30 °C			Drifttemperatur - 10 °C ... + 5 °C eller + 30 °C ... + 40 °C			Drifttemperatur - 25 °C ... - 10 °C eller + 40 °C ... + 55 °C			Drifttemperatur - 40 °C ... - 25 °C eller + 55 °C ... + 70 °C		
	Mätarklass	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B
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)

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

<sup>4</sup> Direkt länk till den svenskspråkiga bilagan

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/sv/TXT/?uri=CELEX:32014L0032#d1e32-209-1>

$I_{max}$  = 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  $0,9 \times U_n \leq U \leq 1,1 \times U_n$  och frekvensområdet  $0,98 \times f_n \leq f \leq 1,02 \times f_n$ . 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 bilaga V (MI-003) i mätinstrumentdirektivet kan enfasenergimätning inomhus i byggnader avsedda för bostäder utföras med mätare av klass A, B eller C. I byggnader avsedda för bostäder kan trefasenergimätning eller elenergimätning utomhus utföras med mätare av klass B eller C. I butikslokaler och/eller lätta industrier kan energimätning inomhus utföras med mätare av klass B eller C. Energimätning utomhus utförs med mätare av klass C.

Nätinnehavarna gör klokt i att notera att bilagans 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 SFS-EN 62052-11:2003/A1:2018:en och SFS-EN 6205321:2003/A1:2018. För att försäkra sig om att mätningen är tillförlitlig kan nätinnehavaren välja mätare som är noggrannare än vad direktivbilagan kräver.

För mätning av större objekt används fortsättningsvis mätning av aktiv effekt enligt standarden SFS-EN 62053-22:2003/A1:2018 (klasserna 0,2S och 0,5S). Noggrannheten för mätning av reaktiv effekt definieras i standarden EN 62053-23:2003/A1:2018. 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 mätledningar som väljs, närmare om dessa i punkt 2.16. Bilaga 1 innehåller praktiska anvisningar för konstaterande av totalfel på installationsplatsen.

## 2.2 Värden som mäts och registreras av fjärravläsbara mätinstrument

I fråga om energivärden ska mätinstrumentet åtminstone per varje balansavräkningsperiod<sup>5</sup> mäta och i mätinstrumentets minne registrera kumulativa värden (timvärden eller kvartsvisa värden) eller energimängden (tim- eller kvartstimmeseenergi), vilka sedan läses in i avläsningssystemet.

Ett kumulativt värde som registreras per varje balansavräkningsperiod, d.v.s. timvärde eller kvartstimmessvärde, är ett obrutet totalvärde som inte beaktar två separata värden t.ex. vid tvåtidsprodukter. Ett totalvärde som registreras per varje balansavräkningsperiod motsvarar i allmänhet, men inte alltid, det värde som kan ses på ett mätinstrument med en entidsprodukt.

Med mätvärden per varje balansavräkningsperiod avses alltså vid timvis mätning mätvärden som registreras varje heltimme, 1:00, 2:00, 3:00 och så vidare, och vid kvartsvis mätning mätvärden som registreras var 15:e minut, 1:00, 1:15, 1:30 och så vidare.

Vid indirekt mätning är det viktigt att beakta mätfaktorn. Mätfaktorn kan sparas antingen i mätinstrumentet eller i datasystemen. När mätfaktorn anges är det viktigt att se till att faktorn registreras korrekt och att informationen behandlas på ett informationssäkert sätt. Om mätarens visare visar värden utan faktor, ska man se till att det på en separat märkplåt informeras om saken och anges vilket värde mätvärdena ska multipliceras med för att motsvara den faktiska förbrukningen. Faktorn ska vara synlig på ett ändamålsenligt ställe (t.ex. på märkplåten eller mätarens visare).

---

<sup>5</sup> Se övergångstiderna i fråga om kvartsvis mätning i punkt 1.6.5

---

Likaså ska kunden i fråga om värden som erhålls via ett lokalt öppet kundgränssnitt informeras om huruvida värdena ska multipliceras och i så fall med vilken faktor.

### **2.3 Registrering av uttag från och inmatning till nätet**

Mätinstrumentet ska registrera uttag från nätet och inmatning till nätet separat. Mätinstrumentet får inte räkna ihop (nettoberäkna) 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.

På basis av tolkningen av den tidigare mättningsförordningen angående mätare för timvis mätning nettoberäknar en del mätare för timvis mätning (och efter programmering mätare för kvartsvis mätning) samtidiga uttag från nätet och inmatningar till nätet mellan faserna.

Ny fjärrmättningsapparat ska för varje balansavräkningsperiod registrera de värden för den aktiva och reaktiva energi som ligger till grund för faktureringen i fråga om el som matats in i elnätet och el som tagits ut ur elnätet utan nettoberäkning. Momentan nettoberäkning mellan faserna är med andra ord inte tillåten i ny fjärrmättningsapparat.

I de värden mätinstrumentet registrerar anges den överförda elenergens riktning med förtecken. Uttag från nätet (import) anges med positivt förtecken (+) och inmatning till nätet (export) med negativt förtecken (-). För reaktiv energi anges på motsvarande sätt uttag av reaktiv energi (import reactive) med positivt förtecken (+) och inmatning av reaktiv energi (export reactive) med negativt förtecken (-).

### **2.4 Krav på mätvärdens noggrannhet och avrundning**

Mätvärdena ska lagras med minst 10 Wh noggrannhet för objekt på högst 3x63A. För objekt som är större än detta ska värdena lagras med minst 1 kWh noggrannhet. Vid avrundningen av mätvärden används trunkering och resterande energi överförs till följande mätperiod.

### **2.5 Mätvärdenas tidsstämpel och statuskoder**

Fjärravläsbara mätinstrument ska tidsstämpla mätvärden (avlästa timvärden/kvartstimmesvärden eller avläst timenergi/kvartstimmesenergi) och eventuella övriga värden som de registrerar. Dessutom ska mätvärdena förses med statuskoder, med vars hjälp eventuella osäkerhetsfaktorer som påverkar värdenas riktighet kan upptäckas.

Vid kumulativa värden (timvärden/kvartstimmesvärden) är tidsstämpelein tidpunkten då värdet registrerades. Timenergi/kvartstimmesenergi förses i allmänhet med tidsstämpel för tidpunkten då tidsperioden i fråga (timmen eller kvartstimmen) börjar. Tidsstämplarnas betydelse måste beaktas när energitidsserier bildas för respektive dygn i systemet för hantering av mätvärden.

Fjärravläsbara mätinstrumentet ska ange statuskoder för mätvärdena för att visa om värdet är tillförlitligt eller finns där någon risk för fel. Mätinstrumenten på marknaden skiljer sig från varandra i fråga om statuskoderna för mätvärden. Statuskoderna i fråga är information som närmast är avsedd för nätinnehavaren och med vars hjälp nätinnehavaren kan övervaka mätappareturens funktion. Vid hanteringen av mätvärden ändras mätvärdenas statuskoder till gemensamt överenskomna statuskoder innan informationen överförs till andra marknadsparter. Mer om detta i punkterna 6.3, 8.3, 8.5 och 8.7.

### **2.6 Fjärravläsbara mätinstruments lagringskapacitet**

Enligt ET:s tidigare anvisning Principer för timvis mätning ska mätinstrumentets minne ha plats för energivärden för minst den tid balansfönstret omspannar. Enligt mättningsförordningen ska apparatur för kvartsvis mätning ha plats i sitt minne för kvartsvisa mätvärden för minst 11 dygn.

I fråga om ny fjärrmättningsapparat innehåller lagstiftningen inga direkta skrivningar om mätinstrumentets lagringskapacitet. Beträffande indikering av mätresultat med ett mätinstrument hänvisas i förordningen dock till lagen om mätinstrument och bestämmelser som utfärdats med stöd av den. Detta behandlas närmare i punkt 2.9 om mätinstruments indikering.

Det är bra att observera att om fjärravläsningsförbindelsen är ur funktion måste mätarens minne ha plats för lagring av mätvärden (inklusive uppgifter om avbrott) för så lång tid att man hinner hämta värdena från mätaren och vid behov byta ut mätaren.

## **2.7 Fjärravläsbara mätinstruments funktion under ett elavbrott**

Ett fjärravläsbart mätinstruments klocka ska hålla tiden under ett elavbrott och informationen i mätarens minne ska bevaras korrekt i minnet. Mätinstrumentets program och mätvärden borde bevaras i mätinstrumentet även under en flera år lång period av elbortfall. Enligt mätinstrumentlagstiftningen ska den summerade mängden uppmätt elektrisk energi kunna avläsas under en period av minst fyra månader vid elbortfall i kretsen.

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

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

## **2.8 Mätinstrumentets klocka och kontroll av klockan**

Vid övergången till kortare mätperiod accentueras kraven på mätinstrumentets klockas precision. Man ska aktivt se till att mätinstrumentets klocka håller tiden och vid behov ställa klockan rätt. Vid behov ska också värdena i en tidsserie korrigeras på det sätt som felet förutsätter.

Klockan ska kunna ställas på distans.

Mer om tiden som visas på mätinstrumentets visare i följande punkt.

## **2.9 Mätinstrumentets visare**

Enligt mätinstrumentdirektivet ska ett mätinstrument uppfylla de grundläggande krav som anges i bilaga I. I bilagan i fråga sägs att oavsett om ett mätinstrument som är avsett för förbrukningsmätning kan avläsas på avstånd ska det ändå vara försett 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.

Mätinstrumentlagstiftningen förutsätter alltså att metrologiskt kontrollerade mätvärden visas för kunden antingen på mätapparaturens visare eller eventuellt via något annat användargränssnitt som uppfyller kraven i mätinstrumentlagstiftningen. Nätinnehavarens onlinetjänst eller motsvarande internettjänst har dock inte kunnat tolkas som ett sådant användargränssnitt, och när denna anvisning skrevs har en fysisk visare som är fast monterad i mätaren setts som det enda i bruk varande sättet att uppfylla mätinstrumentlagstiftningens krav på visare.

Enligt bilagan till direktivet utgör det värde som avläses på denna visare det mätresultat som ska ligga till grund för avgiftsdebiteringen. I lagstiftningen eller myndighetsföreskrifter beskrivs emellertid inte klart och tydligt vilken information som ska visas på mätinstrumentets visare och för hur lång tid.

Vid tolkningen av kraven beträffande visaren kan emellertid följande aspekter beaktas:

- På eldriftsställen med fjärravläsbara mätinstrument grundar sig faktureringen av el på de timvärden eller kvartsvisa värden som mätinstrumentet registrerat och som nätinnehavaren avläser och levererar till datahub. Säljaren och nätinnehavaren fakturerar kunden självständigt och aktörernas faktureringsgrunder kan skilja sig från varandra (t.ex. försäljningsavtal med timprissättning och tvåtidsnättjänstprodukt).
- Utöver timvärden och kvartsvisa värden skulle det vara översködligt för kunden om mätinstrumentets visare visar det kumulativa energivärdet vid varje tidpunkt (ett kumulativt totalvärde). Kunden har möjlighet att anteckna det kumulativa värdet exempelvis vid två olika tidpunkter och jämföra skillnaden mellan dessa värden med värdena i den rapporteringstjänst som nätinnehavaren eller datahub tillhandahåller utan kostnad. Ett kumulativt värde är inte heller en personuppgift om kunden, vilket i fråga om mätinstrumentets visare ger möjlighet att uppfylla bestämmelserna i dataskyddsreglerna till rimliga kostnader.

- När denna anvisning skrevs ska nätinnehavaren och detaljförsäljaren utföra fakturering på grundval av den konstaterade förbrukningen minst fyra gånger per år.
- I arbets- och näringsministeriets utkast till faktapromemoria för mättningsförordningen daterat 17.5 (obs. dock inte i den slutliga faktapromemorian) sägs att kunden borde kunna avläsa exempelvis de mätvärden som mätapparaturen registrerat per balansavräkningsperiod för faktureringsperioden. Och att visning av mätvärden för de senaste fyra månaderna skulle säkerställa att detaljförsäljaren eller distributionsnätinnehavaren inte skulle behöva tillämpa en faktureringsperiod som är kortare än det och att kunden skulle ha möjlighet att kontrollera uppgifterna i fakturan efter att ha fått fakturan.

I enlighet med bilaga I till mätinstrumentdirektivet ska mätvärdesvisaren inte kunna nollställas då mätinstrumentet är i bruk.

Den uppmätta elenergin ska i enlighet med mätinstrumentlagstiftningen anges i kilowattimmar eller megawattimmar beroende på objektets storlek.

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

## **2.10 Fjärravläsbara mätinstruments programmeringsegenskaper**

Fjärravläsbara mätinstrument ska vara programmerbara och programmeringen ska i första hand kunna göras på distans. De programvaror och inställningar som reglerar funktionerna hos ny fjärrmättningsapparat samt mätvärdenas registreringsfrekvens ska enligt mättningsförordningen kunna uppdateras med hjälp av en fjärrförbindelse utan besök på eldriftsstället.

För programmeringen svarar nätinnehavaren och programmeringen kan bara göras av nätinnehavaren eller en aktör som denna bemyndigat. Det får inte vara möjligt att ändra inställningarna via datakommunikationsförbindelsen utan tillräckliga säkerhetsåtgärder.

Likaså ska mätinstrumentets klocka kunna programmeras via fjärrförbindelse. Dessutom borde det gå att vid behov fjärrprogrammera styrfördröjningen för nattlaster, styrtider och eventuella styrfunktioner som tjänar flexibel efterfrågan. För ny fjärrmättningsapparat gäller från och med 1.1.2026 att nätinnehavarens datasystem ska möjliggöra verkställande av det kommando för styrning av belastningen som nätinnehavaren gett eller förmedlat inom sex timmar från det att styrkommandot gavs.

Vid indirekt mätning är rekommendationen att en mätfaktor kan programmeras in i mätinstrumentet, så att mätinstrumentet sparar de slutliga multiplicerade värdena. Alternativt kan faktorn sparas i nätinnehavarens datasystem, där mätvärdena behandlas.

## **2.11 Påslagning och avstängning på distans**

Ny fjärrmättningsapparat ska ha en funktion för påslagning och avstängning på distans.

Fjärrkopplingsanordningen får inte användas som frånskiljningsanordning när strömmen bryts på grund av elarbeten. En fjärrkopplingsanordning har inte den luftmellanrum som krävs i elsäkerhetsföreskrifterna och ingen synlig låsning av öppetläget.

Mätinstrumentet kan dessutom utrustas med en s.k. godkännandeknapp, så att kunden kan slå på strömmen till objektet genom att trycka på knappen efter att nätinnehavaren först har möjliggjort påslagningen. I samband med detta bör nätinnehavaren dock uppmärksamma objekt där kunden inte kommer åt mätaren. På vissa mätinstrument kan godkännandeknappen förbikopplas.

Det är inte obligatoriskt att utrusta timmättningsapparat eller apparatur för kvartsvis mätning med avstängning och påslagning på distans.



## 2.12 Avläsning av mätvärden under ett avbrott i förbindelserna

Det rekommenderas att nätinnehavaren också kan avläsa mätinstrumentet lokalt via en datakommunikationsanslutning, om det av någon orsak inte lyckas att fjärravläsa mätinstrumentet. Detta måste ske på ett informationssäkert sätt.

## 2.13 Mätinstrumentets in- och utgångar och överföring av information till andra system

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

### Krav som gäller kundgränssnittet i timmätningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning

För timmätningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning ska nätinnehavaren enligt mättningsförordningen på separat beställning tillhandahålla kunden en standardiserad anslutning som nätinnehavaren själv valt för uppföljning av elenergiförbrukningen i realtid. Om nätinnehavaren på grund av detta blir tvungen att byta ut mätaren innan han enligt mättningsförordningen är skyldig att göra det, har nätinnehavaren rätt att debitera kunden på kostnaderna för installation och ibruktagande av mätaren.

### Krav som gäller kundgränssnittet i ny fjärrmättningsapparat

Enligt mättningsförordningen ska ny fjärrmättningsapparat (annan mätapparatur än spänningstransformatormätapparatur) ha ett kundgränssnitt som möjliggör enkelriktad informationsöverföring för slutförbrukaren och som är utrustat med spänningsutgång och baserar sig på en öppen och uppdaterad europeisk standard som tillämpas också i någon annan av Europeiska unionens medlemsstater.

Det ska vara möjligt att från kundgränssnittet, när nätinnehavaren på slutförbrukarens begäran har aktiverat gränssnittet, via en RJ12-kontakt med iakttagande av ett dataöverföringssätt i ASCII-teckenformat med 10 sekunders intervall eller oftare få åtminstone fasspecifika effektivvärden för ström, aktiv effekt, reaktiv effekt och spänning i fråga om el som tagits ut ur elnätet och el som matats in i elnätet samt mätappareturens kumulativa elenergivärde med en minuts intervall eller oftare.

Den väsentligaste informationen som beskriver kundens elanvändning är aktiv effekt, reaktiv effekt, spänning och ström samt huruvida el tas ut från elnätet eller matas in i elnätet. Ur kundens synvinkel har det också betydelse hur belastningen fördelar sig på faserna. Av denna orsak ska informationen mätas separat för varje fas. Kunden ska kunna läsa den här informationen via kundgränssnittet, som uppdateras med 10 sekunders intervall eller oftare.

Dessutom ska kunden via gränssnittet få det kumulativa elenergivärdet från mätappareturen med en minuts intervall eller oftare. I praktiken motsvarar det kumulativa elenergivärdet inte nödvändigtvis informationens exakta tidsstämpel, på grund av mätappareturens interna fördröjningar i datakommunikationen. På grund av gränssnittets natur bör det observeras att mätappareturen under uppdatering av programvaran inte nödvändigtvis kan sända den information som avses i punkten via gränssnittet i realtid.

Via kontakten ska det också vara möjligt att mata spänning till den anordning som kopplas, så att det inte behövs någon nätadapter för själva anordningen.

För informationssäkerhetens skull ska gränssnittet vara enkelriktat.

Nätinnehavaren ska aktivera gränssnittet på slutförbrukarens begäran. För att skydda slutförbrukarens mätvärden (personuppgifter) ska den föreskrivna informationen fås från gränssnittet endast när kundgränssnittet har aktiverats på slutförbrukarens begäran. Inga extra kostnader får tas ut av kunden för aktiveringen.

SESKO har gett ut en rekommendation om utförandet av gränssnittet. Rekommendationen finns på SESKO-kommitténs SK13-sidor:

[https://www.sesko.fi/osallistuminen/komiteaesittelyt/sk\\_13\\_sahkoenergian\\_mittaus](https://www.sesko.fi/osallistuminen/komiteaesittelyt/sk_13_sahkoenergian_mittaus).

## 2.14 Fjärravläsbara mätinstruments laststyrningsegenskaper

Enligt mättningsförordningen ska timmättningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning kunna ta emot och verkställa eller förmedla vidare sådana kommandon för styrning av belastningen som sänds via ett kommunikationsnät.

Ny fjärrmättningsapparat ska utrustas med ett relä för styrning av belastningen, om mätaren installeras på ett eldriftsställe som finns någon annanstans än på ett eldriftsställe vars huvudsäkringar är större än 3x63A, i ett bostadshus med fler än två bostäder eller i en kontors-, affärs-, industri- eller lagerbyggnad. Kravet att utrusta fjärrmättningsapparat med ett relä för styrning av belastningen gäller alltså i praktiken egnahemshus, parhus samt fritidsbostäder.

Nätinnehavaren ska tillhandahålla kunden ny fjärrmättningsapparat som är utrustad med ett relä för styrning av belastningen också på separat beställning av kunden (se även punkt 1.6.6).

Det rekommenderas att mätsystemen byggs upp så att laststyrningsegenskaperna ger möjlighet till styrning av belastningen på ett enskilt eldriftsställe. Detta borde särskilt beaktas vid byggande och sanering av flermättningscentraler.

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

### 2.14.1 Utförandet av laststyrning i ny fjärrmättningsapparat

Nätinnehavarens datasystem ska möjliggöra verkställande av det kommando för styrning av belastningen som nätinnehavaren gett eller förmedlat inom sex timmar från det att styrkommandot gavs.<sup>6</sup>

Denna funktion ska vara möjlig senast från och med 1.1.2026.

### 2.14.2 Utförandet av laststyrning i timmättningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning

Enligt mättningsförordningen ska mätinstrument kunna ta emot och förmedla kommandon för styrning av belastningen. Syftet med momentet i förordningen är att främja ibruktagande av efterfrågestyrning och hantering av situationer då det råder effektbrist.

Förordningen föreskriver ingenting om det tekniska utförandet av styrningarna.

Nätinnehavarna använder laststyrning som baserar sig på nättjänsttariffen, bl.a. styrningar av nattlast som är bundna till natt/dagtariffen.

Dessa laststyrningar är inte tänkta att vara bundna till det klockslag då tariffstyrningen börjar, nattlasten kan alltså slås på först senare efter att natttariffen börjat. Fingrid har i tiden instruerat distributionsnätinnehavarna att sprida tillkopplingen av kundernas nattlaster för att dämpa effekttoppen klockan 22.00. Det rekommenderas att tillkopplingen sprids över en tillräcklig 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 till-/frånkopplingen av last med egna automationsanordningar eller kopplingsur, om inte annat har avtalats med kunden.

## 2.15 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 korrigeras med

---

<sup>6</sup> Uppfyllandet av detta krav har utretts närmare bl.a. i det av ST-poolen finansierade projektet Kuormanohjausrajapinnan määrittely: [https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/kuormanohjausrajapinnan\\_maarittely\\_-\\_sahkotutkimuspoolin\\_julkaisu.html#material-view](https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/kuormanohjausrajapinnan_maarittely_-_sahkotutkimuspoolin_julkaisu.html#material-view)

beräknade förlustvärden. Detta kan göras inom hanteringen av mätvärden. På marknaden finns det också mätinstrument med möjlighet till intern beräkning för beaktande av transformatorförluster. Användningen av denna funktion förutsätter givetvis att rätta parametrar ställs in på mätinstrumentet.

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

## **2.16 Koppling av mätning**

Vid koppling av fjärrmättningsapparat är det väsentligt att beakta om datakommunikationsförbindelsen till apparaturen fungerar när strömtillförseln är bruten via elcentralens huvudströmbrytare. Instrumenten som används vid mätning ska väljas och installeras så att de fungerar och tål förhållandena i installationsplatsens omgivning.

### **2.16.1 Mätinstrumentets storlek och centralens konstruktion**

Nätinnehavaren ska se till att mätinstrumentet passar i centralkonstruktionerna enligt gällande standarder. Frågan behandlas bl.a. i standarden SFS 5601 Sähköenergiamittareiden tilat. Även i övrigt gör nätinnehavaren klokt i att välja mätinstrumentets storlek så att det passar in i de flesta elcentralerna på eldriftsställena i nätområdet.

Kundens elcentral ska till mått och konstruktion överensstämma med standarderna.

### **2.16.2 Koppling av mätinstrumentet i centralen**

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

Om man går in för att ändra kopplingarna även i gamla centraler så att mätinstrumentet placeras mellan huvudsäkringarna och huvudströmbrytaren eller om hjälpspänning kopplas till mätinstrumentet, 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.

### **2.16.3 Koppling vid indirekt mätning**

Mätledarnas area ska vara minst 2,5 mm<sup>2</sup>. När ledare 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 sekundärledning som skyddas med säkring eller automatsäkring. Kopplingsplintarna ska installeras i ett utrymme som kan plomberas eller också ska kopplingsplintarna kunna plomberas.

### **2.16.4 Mättransformatorer**

Mättransformatorers egenskaper definieras i standarden SFS 3381 Vaihtosähköenergia mittaus, mittauslaitteistot (ingår i SFS handbok 640).

Enligt SFS 3381 ska mättransformatorer som överensstämmer med standarderna SFS-EN 618691, -2, -3 och -5 användas som mättransformatorer. 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 strömkrets 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 (gamla strömtransformatorer ofta). Vid behov byts mättransformatorerna ut mot sådana som har lägre märklast eller också installeras extra last i sekundärkretsen (t.ex. separata returledare och/eller 2,5 mm<sup>2</sup> tilläggsledare i erforderlig längd).

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

Strömtransformatorer som är utrustade med en enda mätkrets ska i regel inte användas för något annat än faktureringsmätning av energi. Om en strömtransformator är utrustad med fler än en mätkrets kan mätkretsar som inte används för faktureringsmätning användas för något annat ändamål. Man måste alltid komma överens med nätbolaget om att utnyttja mätkretsarna för något annat än faktureringsmätning, och utnyttjandet av dem får inte äventyra faktureringsmätningens mätprecision.

## **2.17 Mätinstruments datakommunikationsegenskaper**

Ett enskilt mätinstrument kan i allmänhet endast utnyttja en enda datakommunikationsteknik. Det rekommenderas dock att nätinnehavaren har möjlighet att använda olika typer av datakommunikationsteknik (vanligen alltså olika slags mätare) i sitt nät. Det är bra att beakta den antagna livscykeln för den tillämpade datakommunikationstekniken.

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

Det är bra om nätinnehavaren redan före den egentliga mätarinstallationen beaktar driftsställen som är krävande i fråga om datakommunikationsegenskaperna. Byggare kan t.ex. i nätinnehavarens entreprenörsanvisningar instrueras att säkerställa datakommunikationstäckningen. Anvisningarna kan t.ex. innehålla krav på att ordna tillräcklig signalstyrka i mätarskåpen och huvudcentralutrymmet, och om detta inte är möjligt ska det ordnas med en genomföring utomhus för dragning av antennkabel till en extra antenn. För att genomföra fjärravläsning av mätarcentraler som är belägna under jorden eller djupt inne i konstruktioner kan kunden åläggas att förevisa en plan för hur antennerutten ska utföras.

### 3. Egenskaper i fråga om avbrottsinformation och mätning av spänningskvaliteten

Fjärravläsbara mätinstrument kan utnyttjas bl.a. för uppföljning av spänningskvaliteten. Mätningen av spänningen i fjärravläsbara mätinstrument är emellertid inte heltäckande och provtagningsfrekvenserna varierar hos olika mätare. Fjärravläsbara mätinstrument är inte fullständiga elkvalitetsmätare, men med hjälp av dem kan man få information som stöder nätdriftsverksamheten.

Mättningsförordningen förutsätter att alla fjärravläsbara mätare ska upptäcka avbrott och registrera dem samt att ny fjärrmättningsapparat ska kunna upptäcka nollfel.

#### 3.1 Egenskaper i fråga om avbrottsregistrering

Mättningsförordningen förutsätter att mätapparaturen ska registrera tidpunkterna för när en spänningslös period som överstiger tre minuter börjar och slutar.

Ny fjärrmättningsapparat ska också registrera avbrott som är kortare än detta. Ny fjärrmättningsapparat ska för varje fas registrera alla elavbrott hos kunden som mätapparaturen upptäcker. Ny fjärrmättningsapparat ska registrera alla sådana avbrott som mätaren förmår upptäcka, men i motiveringen till förordningen sägs att mycket korta avbrott inte alltid är möjliga att upptäcka och att detta är tillåtet (t.ex. snabb återinkoppling).

Följande egenskaper ska beaktas när man granskar den avbrottsinformation som mätinstrumentet registrerat:

- Provtagningsfrekvensen: registreras alla spänningsfall och korta avbrott?
- Långa avbrott: registrerar tidpunkten då avbrottet börjat och slutat eller avbrottets längd och tidpunkten då det slutat eller börjat
- Korta avbrott: registrerar antalet och eventuellt tidpunkterna
- Förinställt värde för avbrott: resultatet påverkas av hur restspänningen är inställd ( $10\% \cdot U_n / 5\% \cdot U_n^7$ ).

#### 3.2 Upptäckande av nollfel

Mättningsförordningen förutsätter att annan mätapparat än apparatur för enfasmätning ska kunna upptäcka spänningsosymmetri som orsakas av nollfel i det matande elnätet när el förbrukas på ett eldriftsställe. Kravet gäller trefasmätare. Efter att ett nollfel upptäckts ska nätinnehavaren vidta adekvata åtgärder för att säkerställa elsäkerheten.

#### 3.3 Egenskaper i fråga om mätning av spänningsnivån

Olika mätinstrument 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 medelvärde av 10 minuters effektivvärden intressant, eftersom långsamma variationer i spänningskvaliteten uttryckligen granskas under en 10 minuters mätperiod enligt standarderna om elkvalitet (EN 50160, EN 61000-4-30). Dessutom är det bra om mätaren ger information om de största och minsta effektivvärdena under den senaste veckan.

Ny fjärrmättningsapparat ska mäta spänningen på alla faser. Detta rekommenderas också för timmättningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning.

Det rekommenderas också att det ska finnas möjlighet att själv definiera gränserna för över- och underspänning.

---

<sup>7</sup> EN 50160

### 3.4 Operativa funktioner

Utöver de egenskaper som krävs i lagstiftningen kan mätinstrument också ha andra egenskaper som nätinnehavaren valt och som kan utnyttjas i nätinnehavarens operativa verksamhet. Nya sådana tilläggsenskaper tas kontinuerligt fram och varje nätinnehavare ska välja lösningar som lämpar sig för de egna behoven.

I ET:s tidigare anvisning Principer för timvis mätning rekommenderades i tiden vissa tilläggsfunktioner, bland annat:

- 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.
- 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.  $U_n - X\%$  under en viss tid. Gränser borde definieras för åtminstone över- och underspänning. Vid lämpliga gränsvärden för under- och överspänning är det också möjligt att observera nollfel, fasavbrott i mellanspänningsnätet, 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 ett eller två mätinstrument. 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 eldriftsstället kan granskas i realtid med hjälp av fjärrförbindelse.

### 3.5 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 avbrottsinformation för åtminstone så lång tid att informationen kan avläsas från mätaren också i samband med eventuella avbrott i förbindelserna. Det rekommenderas att nätinnehavaren också kan avläsa avbrottsinformationen lokalt via en datakommunikationsanslutning, om det av någon orsak inte lyckas att fjärravläsa mätinstrumentet. 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.

#### *Avläsning av avbrottsinformation från ny fjärrmätningssapparat*

Enligt förordningen ska nätinnehavarens datasystem för behandling av mätuppgifter minst var sjätte timme samla de registrerade mätuppgifterna (inkl. avbrottsinformation) från den nya fjärrmätningssapparatens och överföra dem till systemet för avläsning av mätuppgifter (senast från och med 1.1.2026).

Avläsning av mätare behandlas närmare i punkt 5.4.

## 4. Kontroll av mätapparatur

I detta kapitel behandlas kontroll av mätapparatur och kopplingar och datakommunikationsförbindelser i anslutning till den. I punkterna 5.6, 6.6 och 8.6 behandlas kontroll av mätvärden och kontinuerlig felövervakning. Bestämmelser om verifiering av mätinstrument vid ibruktagandet utfärdas med stöd av lagen och förordningen om mätinstrument, närmare om detta i punkt 1.1.5. Bestämmelser om verifiering av mätinstrument som är i bruk var under arbete då denna anvisning uppdaterades.

### 4.1 Kontroller i installationsskedet

I installationsskedet ska i allmänhet följande kontrolleras:

- Att mätningsskopplingarna är korrekta; bl.a. att faserna, det vill säga 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 ett eventuellt behov av extra antenn kan bedömas
- Plomberingar
- Mätarens energi- och effektvärden (t.ex. att effektens storleksklass är korrekt)
- Mätarinformationen (inkl. pulsinformation)
- Styrkopplingar

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

Det rekommenderas att man vid kontrollen vid behov använder t.ex. konstgjorda laster, om det inte förekommer någon belastning i objektet vid kontrolltidpunkten.

### 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

Vid kontrollerna ska man beakta eldriftsställets belastningssituation och dess inverkan på hur kontrollerna lyckas och hur korrekta de är.

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

### 4.3 Självdiagnostik hos fjärravläsbara mätinstrument

Fjärravläsbar mätapparatur kan utföra interna självtest både vid installationstidpunkten och kontinuerligt under brukstiden. I mätapparaturen går det också att spara olika slags händelser och larm som berättar om exceptionella situationer i elmatningen.

Vid installationstidpunkten kan mätaren beroende på typen av mätinstrument t.ex. observera:

- Om mätaren har bakspänning. Bakspänning är i allmänhet ett tecken på felaktig koppling, om det inte finns elproduktionsutrustning på eldriftsstället.
- Vilka faser i mätaren som har ström. Om någon av de tre faserna saknas, kan mätaren mäta felaktigt.



Under användningen kan mätaren beroende på mätinstrumentets typ kontinuerligt utföra interna test av olika slag. Om mätaren upptäcker ett problem vid ett internt test, ska observationen dokumenteras och behandlas på ändamålsenligt sätt. Fel kan indelas i följande kategorier beroende på hur allvarliga de är.

- Kritiska fel. Det finns ett allvarligt fel i mätaren. Mätaren kan fortfarande fungera, men de uppmätta värdena och värdena som sparas i mätaren kan vara felaktiga.
- Fel i datakommunikationen. Kortvariga fel i datakommunikationen, som automatiskt försvinner när datakommunikationsförbindelsen återställs. Felen sparas dock i mätarens minne. Fel i datakommunikationen kräver i allmänhet inte att mätaren byts ut.
- Övriga fel. Eventuella övriga fel sparas i mätarens register. Oftast kan mätaren fortsätta fungera normalt och behöver i allmänhet inte bytas ut.

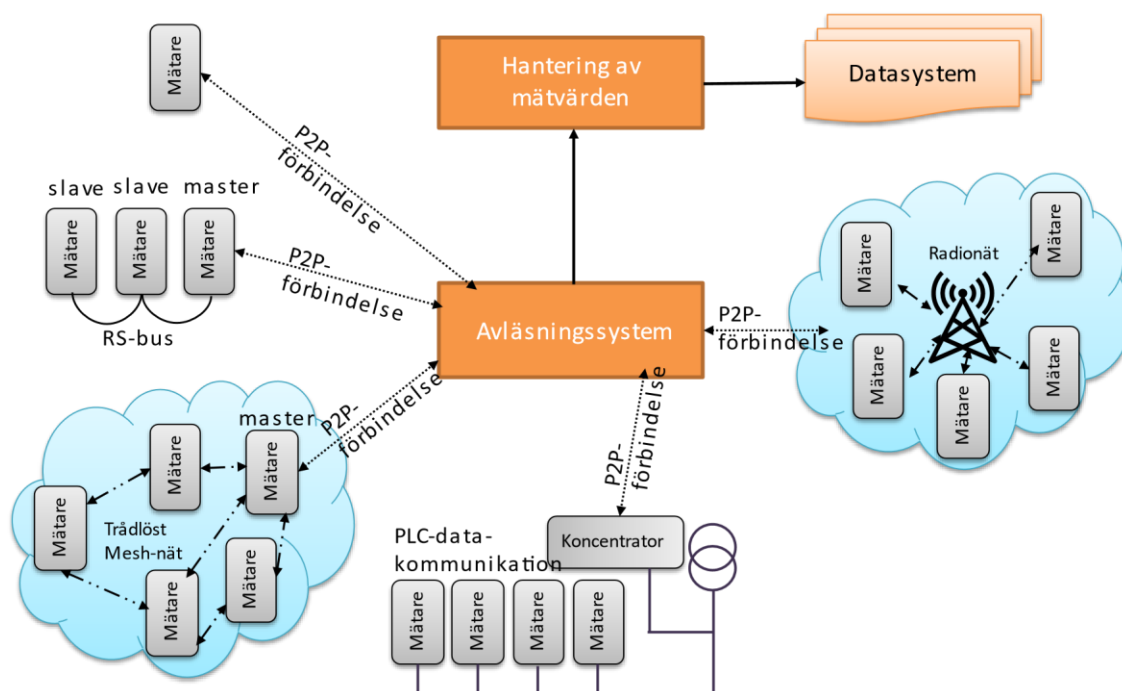
#### **4.4 Kontroll av mätapparaturen på särskild begäran**

Utöver kontroller i samband med normalt underhåll kan kunden kräva att nätinnehavaren låter granska mätinstrumentet. Om kontrollen visar sig obefogad ska den betalas av kunden. I annat fall betalas kontrollen av det felaktiga mätinstrumentets ägare. Storleken på ett eventuellt mätfel bestäms eller uppskattas med hjälp av tillgängliga mätvärden eller vid behov med hjälp av ett opartiskt sakkunnigutlåtande i enlighet med nättjänstvillkoren.

## 5. Avläsning av fjärravläsbara mätinstrument samt datakommunikationsförbindelsen

Nedan beskrivs kraven på överföring av fjärravläsbara mätvärden samt på avläsningssystemet. Det är bra att beakta att samma krav på funktionalitet, tillgänglighet, informationssäkerhet och dataskydd även gäller avläsningstjänster som nätinnehavaren köper.

**Figur 3** visar några alternativa sätt att överföra information från fjärravläsbara mätare till avläsningssystemet.



Exempel på P2P-teknik: 3G, 4G, 5G NBloT och LTE -M

Exempel på Mesh-nät: RF-Mesh

Exempel på PLC-teknik: OSGP, 3G-PLC, PRIME, Meters and More

Exempel på radionät: LoRa, WizeAlliance, Wi-Sun alliance och olika LTE-nät

**Figur 3. Principerna för energimätarens datakommunikation.**

### 5.1 Egenskaper som krävs av datakommunikationsförbindelsen

Datakommunikationsförbindelsen ska vara dubbelriktad. Via den ska åtminstone den information som definieras i denna anvisning kunna överföras.

Det rekommenderas att man för mätinstrumentet väljer en datakommunikationsförbindelse som möjliggör datakommunikation alla tider av dygnet. Nätinnehavaren ska vid vilken tidpunkt som helst kunna läsa information som registrerats av mätinstrumentet samt utföra de funktioner som lagstiftningen kräver av mätaren, så som påslagning och avstängning på distans samt förmedling av kommandon för styrning av belastningen.

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 samt styrningar från nätinnehavarens system till mätaren med önskad responstid.

Det är befogat att nätinnehavaren fastställer en miniminivå för 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 Datakommunikationsprotokollet och systemens öppenhet**

Det är bra att basera datakommunikationsprotokollet på en offentlig standard (t.ex. DLMS/COSEM) eller annars säkerställa att funktionerna är kompatibla och att lagstiftningens krav uppfylls. Det är bra att kräva öppna system så att olika leverantörers mätinstrument kan passas in i samma system. Man kan också sköta kompatibiliteten genom avtal. 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**

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

Koden som identifierar mätinstrumentet och tiden som mätinstrumentets klocka visar ska kunna kontrolleras via datakommunikationsförbindelsen och varje mätinstrument ska kunna identifieras i avläsningssystemet.

Avläsningen av ett mätinstrument får inte förstöra eller ändra mätvärden eller händelseinformation i mätinstrumentet.

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

Det rekommenderas att nätinnehavaren empiriskt fastställer 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 fastställer en miniminivå för 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 avläsa nya och saknade värden som mätaren har registrerat, jämte tidsstämplar och statuskoder som mätaren har gett. Mer om avläst information i punkterna 2.2-2.3 och i fråga om avbrottsinformation i kapitel 3.

Enligt mätningförordningen ska timmätningsapparat och apparatur för kvartsvis mätning avläsas minst en gång per dygn. Ny fjärrmätningsskåp ska avläsas minst var sjätte timme (från och med 1.1.2026).

## **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 kan sända de mättidsserier som förordningen kräver till datahub enligt officiell tid, d.v.s. armbandsurtid. Även övriga mätvärden förmedlas alltid enligt officiell tid. Dessutom ska mätinstrumentets visare fungera i officiell finsk tid.

Tiden i avläsningssystemet får avvika högst  $\pm 2$  s från rätt tid (vid tillfället då tiden ställs in på mätinstrumenten).

Mätinstrumentets klocka kontrolleras mot avläsningssystemets klocka i samband med varje avläsning och vid behov ska mätanordningens klocka ställas rätt efter avläsningen. Mer om detta i punkt 2.8.

## **5.6 Kontroller när ett mätinstrument 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 informationen om mätinstrumentet 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 Krav på datakommunikationen vid styrning av belastningen**

För ny fjärrmätningssapparat ska datasystemen och datakommunikationsförbindelsen möjliggöra verkställande av det kommando för styrning av belastningen som nätinnehavaren gett eller förmedlat inom sex timmar från det att styrkommandot gavs (från och med 1.1.2026).

## **5.8 Informationssäkerhet**

Fjärravläsningssystemet ska i sin helhet vara informationssäkert. Informationssäkerheten består av bl.a. personalsäkerhet, datamaterialsäkerhet (säkerhets- och skyddskopiering), fysisk säkerhet, anläggningssäkerhet, programvarusäkerhet, datakommunikationssäkerhet och användningssäkerhet (skydd mot skadliga program). Mer information om informationssäkerhet finns bl.a. på Cybersäkerhetscentrets webbplats <https://www.kyberturvallisuuskeskus.fi/fi>.

Även ur informationssäkerhetssynvinkel är det befogat att datakommunikationen baserar sig på ett känt datakommunikationsprotokoll (t.ex. DLMS/COSEM). Vid 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 mätinstrumentet. Informationssäkerhetsegenskaperna ska kunna uppdateras på distans, så att de nya egenskaperna kan tas i bruk och sårbarheter lappas genom uppdateringar på distans.

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 fjärravläsbara mätinstrumentets mätvärden**

I detta kapitel behandlas energiinformation som lagras i systemet för hantering av mätvärden och åtgärder som behövs för att säkerställa informationens riktighet. Kapitlet handlar om mätvärden som samlas in av fjärravläsbara mätinstrument. Avläsning av icke fjärravläsbara mätare och behandling av mätvärden från dem beskrivs i kapitel 7.

Distributionsnätinnehavaren ska utföra de kontroller och eventuella behövliga behandlingar av mätvärden som beskrivs i detta kapitel, varefter informationen är klar att distribueras till marknaden (timenergi/kvartstimmensenergi försedda med allmänna statuskoder).

## **6.1 Beräkning av timenergier/kvartstimmensenergier utifrån timvärden/kvartstimmensvärden**

När kumulativa timvärden avläses från mätinstrumentet beräknas utifrån dessa i systemet för hantering av mätvärden de timenergier/kvartstimmensenergier som förmedlas till datahub och används vid balansavräkningen. Vid beräkningen av energi utifrån kumulativa värden gäller det

att vara särskilt uppmärksam på att mätvärdenas tidsstämplar blir rätt registrerade. Mätarna tidsstämplar kumulativa värden med tidpunkten då registreringen skedde. Timenergi/kvartstimmesenergi tidsstämplas i allmänhet med tidpunkten då tidsperioden i fråga börjar.

## 6.2 Lagring av mätvärden

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

Närmare om förvaringstiderna för timenergier/kvartstimmesenergier i punkt 6.5. Tidsserierna för timenergier/kvartstimmesenergier kan i praktiken vara spridda i olika system för hantering av mätvärden (i både nätinnehavarens eget och tjänsteleverantörens system).

Det rekommenderas att man i system för hantering av mätvärden använder en noggrannhet på högst 1 Wh vid lagringen av mätvärden. Om mätvärdena lagras med större noggrannhet än så ökar risken för avrundningsfel vid förmedling av värdena. Vid förmedlingen av mätvärden är det väsentligt för de övriga parterna och för systemen att nätinnehavaren ser till att mätvärdena behandlas med samma noggrannhet i alla situationer och vid alla sändningar och att avrundningsfel inte uppkommer. Mätvärdenas noggrannhet ska alltså bevaras i hela processen från systemet för hantering av mätvärden ända till faktureringsystemet i samma form som mätvärdena levererades till de övriga elmarknadsparterna. Noggrannheten vid förmedling av mätvärden beskrivs närmare i punkt 8.2.

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

Mätvärdena ska förmedlas till aktörerna på elmarknaden med samma resolution som i balansavräkningsperioden. Det enda undantaget till detta är förmedling av timvärden till datahub efter införandet av 15 minuters balansavräkning från de objekt som enligt lagstiftningen inte behöver ha kvartsvis mätning. Om nätinnehavaren avläser mätvärdena från ett eldriftsställe eller elproduktionsställe med kortare resolution än balansavräkningsperioden, ska nätinnehavaren i sina egna system omvandla mätvärdena till mätvärden enligt balansavräkningsperioden innan de förmedlas till elmarknadsparterna.

## 6.3 Fjärravlästa mätvärdens statuskoder

De fjärravläsbara mätinstrumenten på marknaden skiljer sig från varandra i fråga om vilka statuskoder som anges för mätvärdena. Statuskoderna i fråga är information som närmast är avsedd för nätinnehavaren. När de värden som mätaren registrerat behandlas i systemet för hantering av mätvärden, ändras mätvärdenas status till branschens allmänna statuskoder som används i datahub.

**De statuskoder som används i datahub är:**

- Saknat (fi. puuttuva)
- Osäkert (fi. epävarma)
- Uppskattat (fi. arvioitu)
- OK
- Rättat-OK (fi. korjattu-OK)

Användningen av statuskoder och ersättande av en svagare statuskod med en starkare beskrivs närmare i datahubs affärsprocessanvisningar<sup>8</sup> samt i punkterna 8.3 och 8.4 i denna anvisning.

## 6.4 Behandling av saknade värden

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

---

<sup>8</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Saken behandlas i affärsprocessanvisningen i punkt 3.3.2.3 Statuskäsittelyt

Om mätdata inte kan erhållas från mätaren, ska saknade uppgifter om energiuppgifter för förbrukningsplatsen bedömas senast 5 dagar efter leveransdagen. Tillvägagångssättet vid uppskattningen av saknade mätvärden beror dock på vilken situation som lett till att värden saknas. Enligt det övervakningsbrev som Energimyndigheten publicerade den 16 juni 2023 anses nätinnehavaren ha fått kännedom om bristen på mätdata senast inom fem dagar och ska vidta åtgärder för att lösa avläsningsproblemet. Därför borde nätets avläsningsprocess kunna meddela orsaken till att värden saknas åt hanteringen av mätvärden .

- Om värdena fås inom 5 dygn och det alltså rör sig om t.ex. ett problem i förbindelserna, finns det inget behov av att uppskatta saknade mätvärden.
- Om det tar längre tid än så att få värdena, men det kan antas att de saknade värdena fås från mätaren senare, alltså att det är fråga om t.ex. ett datakommunikationsfel (fälten permanent svaga, datakommunikationsmodulen trasig), måste de saknade värdena uppskattas. Då ges de uppskattade värdena statusen Osäker.

Om man vet att de saknade värdena inte kommer att fås, alltså att det är fråga om t.ex. ett fel i mätinstrumentet som har lett till mätfel eller om registreringen av värden inte alls har lyckats, ska mätvärdena alltid uppskattas. Då ges värdena statusen Uppskattad. Vid uppskattningen av saknade mätvärden ska alltid kumulativa värden utnyttjas om sådana finns. Saknade värden noteras för öppna timmar 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 om möjligt eventuell temperaturinverkan beaktas, t.ex. så att uppskattningen för ett elvärmeobjekt inte görs direkt på basis av förbrukningen under en kallare period.

När förbrukning saknas för bara en eller två balansavräkningsperioder kan luckan fyllas utifrån de omgivande mätvärdena. 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. förbrukningen vid tidpunkten för tariffbyte ska bli korrekt uppskattad i objekt med tvåtidstariff.

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

Metoder för bedömning av saknade avläsningar beskrivs mer detaljerat i bilaga 4 till denna anvisning. Dessutom har bedömningsmetoderna för småskalig produktion förtydligats i bilaga 5 med hjälp av en referens från närliggande område. Information om dataöverföring finns i kapitel 8.4 i denna anvisning. **Hantering av saknade data i huvudbrytpunkter:**

Nätinnehavaren bör uppmärksamma objekt där huvudbrytaren öppnas då och då (sommarstugor). Saknade mätdata för dessa objekt bör bedömas som noll, eftersom det är sannolikt att kunden har stängt av strömförsörjningen till objektet via huvudbrytaren och det därför inte finns någon förbrukning. Nätinnehavaren skickar alltså vidare saknade data för objekt som är kända som huvudbrytpunkter som nollvärden med statusen Bedömd.

### **Tidsstämplad användningsenergi i huvudbrytpunkter::**

- När mätaren huvudsakligen är utan ström, till exempel under vintern, bedömer systemen vanligtvis nollförbrukning vid huvudbrytpunkten. Under en lång period utan ström nollställs mätarens klocka. Det kan dock ha förekommit kortvarig användning eller produktion av el vid något tillfälle under vintern, till exempel under jul- eller sportlovet. Om mätaren inte har kunnat nås under denna korta period, kommer ingen tidsstämpel att erhållas för energin under denna period.
- I en sådan situation, där det inte är möjligt att tilldela tidsstämplad energi för en kort period till rätt användningstid, kommer all tidsstämplad el som mätts under

vintern att bokföras på den första mätperioden som börjar när mätaren nästa gång får kontakt. På så sätt undviks korrigering av balansfel.

- Denna procedur får endast användas i sådana specifika fall när det av tekniska skäl inte går att få en korrekt tidsstämpel från mätaren för mätdata, och mätdata inte kan kopplas till rätt tidpunkt för förbrukningen, och mängden energi för förbrukningen utan tidsstämpel är liten..

**Om mängden energi utan tidsstämpel under en kort period har varit stor, bör situationen bedömas separat. Dessutom bör det beaktas att om mängden energi som ska registreras för den första balansperioden är så stor att datahubens validering inte tillåter registrering av informationen, bör energin vid behov fördelas över flera av de första balansperioderna.**

### 6.5 Förvaringstid för mätvärden

Enligt elmarknadslagen ska elföretag bevara mätvärden i sex års tid från den händelse som informationen hänför sig till. Enligt elmarknadslagen kan distributionsnätinnehavaren anvisa datahub som förvaringsplats för mätvärden. Datahub är skyldigt att bevara mätvärden på det sätt som föreskrivs i elmarknadslagen.

Faktureringsuppgifter ska bevaras den tid som föreskrivs i bokföringslagen och elmarknadslagen, det vill säga sex år.

Vid planeringen av förvaringstiden för mätvärden 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.

### 6.6 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 timenergier/kvartstimmesenergier, koncentrerar sig texten nedan uttryckligen på kontroll av energiserier. Syftet med kontrollen 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 mätvärdesserier. Det bör observeras att de åtgärder som beskrivs nedan är exempel och att nätinnehavaren också kan utföra kontroller som skiljer sig från dessa.

#### *Behandling av saknade värden*

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.

#### *Kontroll av överstora värden*

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

En säkringsbaserad kontroll av timvärden/kvartstimmesvärden kan alltså göras genom en enkel maximikontroll som baserar sig på det maximivärde som säkringsstorleken på eldriftsstället tillåter, med beaktande av ovan nämnda faktor. Om maximivärdet överskrids ska nätinnehavaren kontrollera och vid behov rätta timvärdet/kvartstimmesvärdet. Ett överstort värde får inte förmedlas vidare förrän det har kontrollerats.

### *Kontroll av negativa värden*

Om beräkningen av energi baserar sig på differensen mellan kumulativa värden är det möjligt att energin 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 korrigerings av negativa värden. Nätinnehavaren 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 eldriftsstället eller studerat mätarens logginformation.

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

### *Kontroll av totalförbrukningen*

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

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

### *Datahubs kontroller av mätvärden*

Utöver nätinnehavarens kontroller gör datahub kontroller av mätvärden. Mer information om datahubs kontroller finns i datahub-anvisningarna<sup>9</sup>.

## **6.7 Nettoberäkning och krediteringsberäkning per balansavräkningsperiod**

Enligt statsrådets förordning om utredning och mätning av elleveranser (767/2021) har nätinnehavaren rätt att för sina kunder vid småskalig produktion genomföra nettoberäkning per balansavräkningsperiod samt för energisammanslutningar fastighetsintern krediteringsberäkning på det sätt som beskrivs i kap. 4 1 a § och 1 b §.

### **6.7.1 Nettoberäkning per balansavräkningsperiod**

Vid nettoberäkning per balansavräkningsperiod (nettoberäkning) räknar man ihop den mängd el som under varje balansavräkningsperiod tas ut från och matas in i distributionsnätet och som mätts med samma mätapparat som tillhör nätinnehavaren. Detta hopräknade värde används både vid balansavräkningen och vid faktureringen av kunden. En förutsättning för nettoberäkning är att både inmatningen till nätet och uttaget från nätet mäts med samma mätapparat och att elproduktionsaggregatets effekt är högst 100 kVA. Nettoberäkningen ska genomföras så att det värde som utnyttjas i balansavräkningen per balansavräkningsperiod bildas av den hopräknade mängden el som ett eldriftsställe tar ut från distributionsnätet och matar in i distributionsnätet under balansavräkningsperioden i fråga<sup>10</sup>. Vid balansavräkningen ska separata tidsserier definieras för mätning av elförbrukningen och elproduktionen på eldriftsstället, så att det erhållna värdet registreras som ett mätvärde för den aktuella balansavräkningsperioden i antingen

<sup>9</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Saken behandlas i affärsprocessanvisningen i punkt 3.3.2.2 Mittaustietojen validointi

<sup>10</sup> Med beaktande av förtecknen. Reglerna för förtecknen beskrivs i punkt 2.3.



tidsserien för elförbrukning eller tidsserien för elproduktion, beroende på om hopräkningens slutresultat är uttag från nätet eller inmatning till nätet.

Nätinnehavaren kunde utföra nettoberäkning för sina kunder fram till 1.1.2023, då datahub började utföra nettoberäkningen för alla eldriftsställen med småskalig produktion.

### **6.7.2 Fastighetsintern krediteringsberäkning i energisammanslutningar**

Den el som matas in i distributionsnätinnehavarens distributionsnät från ett elproduktionsaggregat eller ett energilagring som tillhör en lokal energisammanslutning eller en grupp av aktiva kunder och som mätts med nätinnehavarens mätapparatur ska fördelas på de olika eldriftsställena inom energisammanslutningen i enlighet med de andelar som energisammanslutningen eller gruppen meddelat. Produktionsanläggningens eller ellagrets nominella effekt ska vara under 1 MVA.

Fördelningen ska göras så att den mängd el som tagits ut från distributionsnätet på eldriftsstället som tillhör en energisammanslutning och eldriftsställets andel av mängden el som matats in i distributionsnätet, enligt uppgift från energisammanslutningen, räknas ihop under varje balansavräkningsperiod (krediteringsberäkning).

Om ett eldriftsställets andel av den krediteringsberäknade mängd el som energisammanslutningen matat in i distributionsnätet under balansavräkningsperioden överskrider den mängd el som förbrukats på eldriftsstället ska den överstigande delen matas in i distributionsnätet för överföring där. Energisammanslutningen bestämmer om den mängd el som matats in i nätet ska fördelas på varje eldriftsställe som hör till energisammanslutningen, eller om den i sin helhet ska räknas till det eldriftsställe där elproduktionsaggregatet eller energilagret finns.

Om eldistributionen eller elleveransen har avbrutits för ett eldriftsställe som hör till en energisammanslutning ska eldriftsställets andel av elmängden räknas till det driftsställe där produktionsaggregatet eller energilagret finns vid krediteringsberäkningen.

Nettoberäkningen för eldriftsstället ska göras före krediteringsberäkningen.

De tidsserier för produktion och förbrukning som krediteringsberäkningen ger ska användas vid balansavräkningen och faktureringen.

Nätinnehavaren kunde utföra krediteringsberäkning som en tjänst för sina kunder högst fram till 20.6.2023. Från och med 1.1.2023 har datahub utfört krediteringsberäkningen för alla kunder som så önskar.

## **7. Avläsning av traditionella mätare och hantering av mätvärden**

Detta kapitel gäller avläsning av så kallade traditionella mätare och hantering av mätvärden från dessa enligt punkt 1.6.1 i denna anvisning. Med traditionell mätare avses en mätare som inte uppfyller mättningsförordningens definitioner på fjärravläsbara mätare (timmättningsapparat, apparatur för kvartsvis mätning eller ny fjärrmättningsapparat).

Antalet traditionella mätare är mycket litet i Finland, eftersom Finland är föregångare inom fjärravläsning och nästan alla eldriftsställen är fjärravlästa.

De noggrannhetskrav och funktionsgränser för mätapparatur som beskrivs i punkt 2.1 i denna anvisning gäller även traditionella mätare.

Balansavräkningen för eldriftsställen som mätts med traditionella mätare grundar sig på en kombination av mätning som baserar sig på en traditionell mätare och en typbelastningskurva (förfarande med typbelastningskurva).

### **7.1 Kontinuerlig avläsning av traditionella mätare**

Traditionella mätare ska avläsas minst fyra gånger per år. Nätinnehavaren ansvarar för minst en avläsning per år av traditionella mätare. Därmed kan nätinnehavaren uppskatta mätvärdet, om kunden inte lämnar de tre övriga mätvärdena på nätinnehavarens begäran.

Distributionsnätinnehavaren kan utföra regelbunden mätaravläsning genom att utnyttja fjärravläsning eller genom att avläsa mätaren på ort och ställe (antingen själv eller genom att anlita en underleverantör). Utöver det avläsningsvärde som distributionsnätinnehavaren själv avläser åtminstone en gång per år kan mätvärden också samlas in med hjälp av kundens självavläsningskort eller mätvärden som kunden meddelar på något annat sätt.

### **7.2 Avläsning av traditionella mätare i samband med förändringar på eldriftsstället**

Distributionsnätinnehavaren ska avläsa en traditionell mätare när elförsäljaren eller kunden byts ut på ett eldriftsställe. Avläsningen ska utföras inom +/- 5 vardagar från avtalets start-/sluttidpunkt. Då är felet i energierna så litet att ingen separat korrigerings av mätvärdena behövs. Avläsningsvärdena bör sparas för avtalets start-/sluttidpunkt.

Vid byte av elförsäljare får distributionsnätinnehavaren uppskatta mätvärdena, om kunden inte har lämnat de avlästa mätvärdena till nätinnehavaren på dennas begäran inom en skälig tid som denna har fastställt, eller om mätapparaturen är belägen på en plats som kunden inte har tillträde till.

Vid flyttning dokumenteras mätvärdena alltid för flyttdagen. Kunden kan också själv avläsa sin mätare om han har möjlighet till det. De mätvärden kunden meddelar bör användas om det inte finns skäl att misstänka avläsningsfel. Om kunden trots begäran inte meddelar mätvärdena inom tidsfristerna och nätinnehavaren inte har tillträde till mätaren, är det i dessa undantagsfall möjligt att använda uppskattade mätvärden. Möjligheten att uppskatta mätvärden bör avgränsas till att endast gälla sådana undantagsfall där det trots försök inte går att få ett konstaterat mätvärde.

### **7.3 Balansavräkning för mätvärden från traditionella mätare**

Balansavräkningen för eldriftsställen som mätts med traditionella mätare grundar sig på ett förfarande med typbelastningskurva.

### **7.4 Förmedling av mätvärden från traditionella mätare till datahub**

Från och med införandet av datahub ska distributionsnätinnehavaren beräkna timenergin för varje eldriftsställe som omfattas av förfarandet med typbelastningskurva för varje timme genom att multiplicera jämförelsekurvas värde med förhållandet mellan den uppskattade årsenergin för eldriftsstället uttryckt i kilowattimmar och 10 000 kilowattimmar. Jämförelsekurvan tillämpas utgående från uppskattningen av årsenergin för varje tidszon. Distributionsnätinnehavaren meddelar timenergivärdena till datahub.

När en traditionell mätare har mätts ska distributionsnätinnehavaren för varje eldriftsställe som omfattas av förfarandet med typbelastningskurva beräkna de slutliga timenergierna på basis av de uppmätta uppgifterna för eldriftsstället. Distributionsnätinnehavaren ska meddela datahub de slutliga timenergiuppgifterna för att beaktas i utjämningsberäkningen.

Informationsutbytet som gäller datahub beskrivs närmare i datahub-processbeskrivningarna<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar.

## 8. Leverans av mätvärden

I detta kapitel behandlas leveransen av mätvärden till datahub för fakturering och balansavräkning.

Mer information om informationsförmedlingen finns i datahub-anvisningarna som finns samlade i portalen Datahub Palvelut<sup>12</sup>.

### 8.1 Leverans av mätvärden till datahub

Mätvärdena ska levereras i enlighet med meddelandetrafikförordningen och datahub-anvisningarna. Mätvärdena ska preliminärt levereras till datahub före klockan 24 dagen efter leveransdagen. De slutliga värdena ska meddelas före klockan 24 den elfte dagen efter leveransdagen.

Mätvärdena som levereras förses med gemensamt överenskomna statuskoder. Statuskoderna och användningen av dem behandlas närmare i punkterna 8.3 och 8.4.

Grundprincipen är att endast nya och förändrade värden dagligen meddelas till datahub.

Vid förmedlingen av tidsserier beaktas officiell finsk tid. Nätinnehavaren sänder tidsserier för ett fullt dygn enligt officiell finsk tid till datahub. Vid övergången från vinter- till sommartid är dygnets längd 23 timmar och vid övergången från sommar- till vintertid 25 timmar.

Om ett objekt har produktion och förbrukning skapas separata eldriftsställen i datahub för inmatning till och uttag från nätet, och för dessa skapas separata tidsserier som levereras till datahub.

### 8.2 Mätvärdenas noggrannhet och avrundningsregler

Mätvärdena levereras till alla parter med samma noggrannhet. Tidsserier för ett enskilt eldriftsställe förmedlas alltid med samma noggrannhet mellan aktörerna. Värdena kan som noggrannast förmedlas i MWh med sex decimaler och i kWh med tre decimaler, alltså med 1 Wh noggrannhet.

Värdenas noggrannhet ska vara oförändrad från nätinnehavarens system för hantering av mätvärden till datahub, med andra ord tillåts ingen avrundning vid förmedlingen av värden. På fakturan avrundas förbrukningen t.ex. till kWh genom matematisk avrundning. Nätinnehavaren ska i alla situationer se till att värdena sänds med samma noggrannhet till alla aktörer som mätvärden skickas till från nätets system (inkl. nätinnehavarens onlinetjänst, nätinnehavarens fakturering, värden som skickas till datahub). Vid beräkning av summaserier ska nätet se till att summorna beräknas med samma noggrannhet som när de enskilda värdena sänds vidare, alltså att utgångsvärdena för summaberäkningen är angivna med samma noggrannhet som slutresultatet. På så sätt försäkras man sig om att beräkningen av summaserier inte medför avrundningsfel, utan att mottagaren ska kunna nå samma resultat genom att beräkna summan utifrån sina egna utgångsvärden.

När mätvärden sänds till datahub ska utöver själva mätvärdet även enheten anges (t.ex. kWh/h eller MWh/h).

### 8.3 Användning och förmedling av statuskoder för mätvärdena

Det är viktigt att den som utnyttjar mätvärden vet hur tillförlitligt mätvärdet i fråga är och hur sannolikt det är att värdet senare kommer att förändras och huruvida värdet grundar sig på information från en mätare eller om det är uppskattat. Mätvärdets status anger för mottagaren hur tillförlitligt värdet är. Det bör dock noteras att reglerna för hantering av status tillåter att användningen av status inte är helt enhetlig mellan distributionsnätinnehavare.

Distributionsnätinnehavare ska förse mätvärden som levereras till datahub med statuskoder enligt datahub-anvisningarna. **De statuskoder som används i datahub är:**

- Saknat (fi. puuttuva)

---

<sup>12</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar.

- Osäkert (fi. epävarma)
- Uppskattat (fi. arvioitu)
- OK
- Rättat-OK (fi. korjattu-OK)

Användningen av statuskoder och ersättande av en svagare statuskod med en starkare beskrivs också i datahub-anvisningarna<sup>13</sup>.

Vid användningen av statuskoder följs principerna i tabellen nedan.

**Tabell 2. Principer för användning av statuskoder**

Term	Används	Rättas med
Saknat	<ul style="list-style-type: none"> <li>När ett timvärde saknas kan ett preliminärt värde sändas som nollförbrukning med status Saknat</li> </ul>	Ska rättas med värde som försetts med samma eller starkare status.
Osäkert	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vid misstanke om att värdena från mätaren är felaktiga och man kan förvänta sig noggrannare värden senare.</li> <li>När ett saknat värde uppskattas (senast 5 dagar efter förmedling av preliminära värden) och man kan förvänta sig noggrannare värden senare.</li> </ul>	Ska rättas med värde som försetts med samma eller starkare status.
Estimerat	<ul style="list-style-type: none"> <li>När ett timvärde uppskattas och man vet att något annat värde inte kommer att erhållas.</li> </ul>	Ska rättas med värde som försetts med samma eller starkare status.
OK	<ul style="list-style-type: none"> <li>När det rör sig om ett uppmätt (tillförlitligt) värde.</li> <li>När ett värde som förmedlats med status Saknat eller Osäkert rättas med ett uppmätt värde.</li> </ul>	Ska rättas med värde som försetts med samma eller starkare status.
Rättat OK	<ul style="list-style-type: none"> <li>När ett värde som förmedlats med status OK eller Estimerat måste rättas.</li> <li>Kan också användas när ett värde som sänts med status Rättat OK måste rättas.</li> </ul> <p>Kan användas i objekt utan elmätning ifall objektet inte kan förfarande med typbelastningskurva.</p>	Kan vid behov rättas med ett värde som försetts med status Rättat OK.

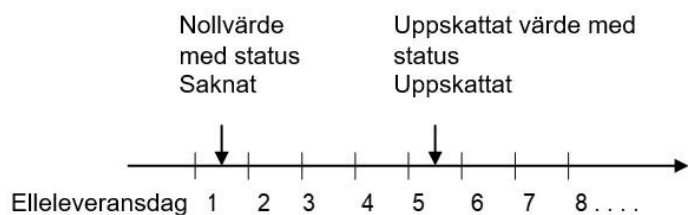
## 8.4 Förmedling av saknade mätvärden

Om mätvärden inte erhålls från mätaren kan preliminära värden sändas med nollvärde genom att använda statuskoden Saknat. Ett saknat värde ska ersättas med en starkare statuskod senast 5 dygn efter leveransdagen.

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.

<sup>13</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Saken behandlas i affärsprocessanvisningen i punkt 3.3.2.3 Statuskäsittelyt



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



**Figur 4. Exempel på förmedling av värden och användning av statuskoder.**

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

### 8.5 Förmedling av mätvärden efter att balanserna stängts

Nätinnehavaren ska med alla medel sträva efter att få de slutliga mätvärdena sända till datahub innan balansfönstret stängs. Det här är det primära målet och en del av nätinnehavarens lagstadgade uppgifter. I undantagssituationer, om mätvärdena ändras efter att balansfönstret stängts, korrigeras balansavräkningen genom ett undantagsförfarande, om vilket separata anvisningar har meddelats<sup>14</sup>. Korrigeringar av mätvärden ska förmedlas till datahub.

Efter att balansfönstret stängts sänds ändrade mätvärden (mätvärden eller statuskoder) regelmässigt till datahub så fort de är tillgängliga. Alla mätvärden som nätinnehavaren sänt med status Osäkert ska alltid senare ersättas med värden som har status OK, Rättat-OK eller Uppskattat.

### 8.6 Kontroll av riktigheten i förmedlingen av mätvärden

När mätvärden sänds bör det noteras att nätinnehavaren är ansvarig för att mätvärdena går fram, tills han mottar ett positivt kvittensmeddelande från datahub. Om kvittensen är negativ ska nätinnehavaren sända värdena på nytt efter att ha korrigerat dem. Om nätinnehavaren inte får någon kvittens från datahub över huvud taget, ska han ta kontakt med datahub för att utreda orsaken till problemet.

### 8.7 Förmedling av mätvärden från mätare med kvartsvis mätning

Från och med 1.1.2023 är det möjligt att leverera kvartsvisa mätvärden till datahub. Fram till dess ska nätinnehavaren förmedla mätvärdena som timvärden. Om nätinnehavaren avläser mätvärdena från ett eldriftsställe eller elproduktionsställe med kortare resolution än en timme (t.ex. kvartsvis mätning), ska nätinnehavaren i sina egna system omvandla mätvärdena till timvärden innan de förmedlas till datahub.

När mätvärden för balansavräkningsperioden i detta fall ges en statuskod ska följande principer följas:

<sup>14</sup> [https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/tasevirheiden\\_kasittelyohje\\_2021.html#material-view](https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/tasevirheiden_kasittelyohje_2021.html#material-view)

- Om en del av de mätvärden som bildar mätvärdet för balansavräkningsperioden saknas, ges mätvärdet för balansavräkningsperioden status Osäkert. Status Saknat används endast om värden saknas för hela balansavräkningsperioden.
- Om nätinnehavaren har tillgång till kumulativa start- och slutvärden för balansavräkningsperioden när mätvärdet för balansavräkningsperioden bildas, ges mätvärdet för balansavräkningsperioden status OK. Om nätinnehavaren endast har tillgång till energivärden är status Osäkert, även om mätvärdets start- och slutvärde för balansavräkningsperioden skulle vara känt.

## **8.8 Leverans av information om ett eldriftsställe till datahub**

Nätinnehavaren ska leverera övrig information om ett eldriftsställe till datahub i enlighet med datahub-anvisningarna. Exempel på sådan information är uppgift om huruvida det på eldriftsstället finns belastning som ska styras och som är kopplad till mätaren.

Distributionsnätsinnehavaren ska på det sätt som beskrivs i datahub-anvisningarna<sup>15</sup> separat för varje eldriftsställe upprätthålla information om belastning som styrs via mätaren och om tidsinställningarna för den samt om styrningsbegränsningar.

---

<sup>15</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Saken behandlas i affärsprocessanvisningen i punkt 3.1.1

## 9. Rapportering av mätvärden till kunderna

I mättningsföreskriften och elmarknadslagen föreskrivs om skyldigheter angående rapporteringen av mätvärden till kunderna.

### Leverans av mät- och förbrukningsuppgifter till kunden

I 75 e § första stycket elmarknadslagen föreskrivs följande om rapportering av mätvärden:

*Nätinnehavaren ska ge slutförbrukaren och elproducenten eller en aktör som dessa utsett en kopia av de mät- och förbrukningsuppgifter som gäller slutförbrukarens eller elproducentens egen elförbrukning och elproduktion och som nätinnehavaren samlat från mätapparaturen vid eldriftsstället. Slutförbrukaren, som har en fjärrmätutrustning installerad, eller den enhet som slutförbrukaren utser, ska även på slutförbrukarens begäran förses med information som beskriver dennes tidigare elförbrukning under olika perioder, vilket möjliggör detaljerade genomgångar av slutförbrukarens elförbrukning. Uppgifterna ska lämnas per eldriftsställe eller per mätning i maskinläsbart standardformat som lätt kan bearbetas.*

I förarbetet till elmarknadslagen sägs dessutom följande:

*De uppgifter som timmättningsapparaturen har samlat ska ställas till kundens förfogande senast när uppgifterna har överlämnats eller är färdiga att överlämnas till elleverantören. I den standardisering som gäller överlämnandet av uppgifter ska ett så öppet format som möjligt eftersträvas, vilket i vid omfattning skulle kunna samordnas med olika analys- och styrsystem. Slutförbrukaren och elproducenten ska dock ha ansvaret för att uppgifterna i standardformat bearbetas så att de ur deras synvinkel har den mest användbara formen. Uppgifterna skulle kunna lämnas ut till kunden exempelvis genom nätinnehavarens mättningsdatasystem eller direkt från mättningsapparaturen, om kunden till sitt förfogande har en mättningsapparat som lämpar sig för ändamålet, eller från enheten för centraliserat informationsutbyte för elhandeln.*

Enligt elmarknadslagen får Energimyndigheten meddela närmare föreskrifter om i vilken form uppgifterna ska lämnas ut, vilket förfarande som ska följas vid utlämnandet av informationen samt om fördelningen av uppgifter om tidigare elförbrukning och genomförd förbrukningsflexibilitet. När denna anvisning utarbetades hade inga sådana föreskrifter meddelats.

Enligt Finsk Energiindustri rf:s tolkning är en excel/csv-fil som kan laddas ned via nätinnehavarens onlinetjänst en sådan kopia av uppgifterna i maskinläsbart standardformat som lätt kan bearbetas, så som avses i elmarknadslagen.

Enligt 75 e § i elmarknadslagen kan distributionsnätinnehavaren ange datahub som den som lämnar ut mät- och förbrukningsuppgifter. Nätinnehavaren kan tillhandahålla mät- och förbrukningsuppgifter via onlinetjänsten eller ange datahub som den som levererar uppgifter, så att kunden får mät- och förbrukningsuppgifter från datahub i enlighet med datahub-anvisningarna<sup>16</sup>.

Enligt 75 e § i elmarknadslagen ska uppgifterna lämnas till slutförbrukaren utan separat ersättning.

Enligt ET:s tolkning kräver lagstiftningen inte att flera alternativa sätt att lämna ut uppgifter tillhandahålls (i 75 e § i elmarknadslagen sägs uttryckligen standardformat). Om en kund eller en part som kunden bemyndigat ber att få mät- och förbrukningsuppgifter på något annat sätt än via onlinetjänsten eller datahub, och om nätinnehavaren har angett att datahub är leverantör av uppgifterna (t.ex. i form av en fil som sammanställs och sänds separat), ska en avgift som motsvarar kostnaderna för det extra arbetet i regel tas ut för detta skräddarsydda extra arbete. I

---

<sup>16</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Kundens tillgång till sina egna uppgifter behandlas i affärsprocessanvisningen i punkt 3.12 Asiakkaan pääsy omiin tietoihin



den vanliga nättjänsten ingår endast leverans av uppgifter i standardformat i enlighet med lagstiftningen.

I samband med införandet av datahub upphörde PRODAT- och MSCONS-meddelandetrafi ken på detaljmarknaden för el. I och med införandet av datahub har man också kunnat sluta sända

MSCONS-meddelanden om mät- och förbrukningsuppgifter till kunderna och till aktörer som kunderna bemyndigat.

#### Leverans av mät- och förbrukningsuppgifter till aktörer som kunden bemyndigat

De aktörer som kunden bemyndigat har samma rätt att få tillgång till kundens mät- och förbrukningsuppgifter som kunden själv har. Nätinnehavaren kan ange datahub som den som lämnar ut uppgifter, och den aktör som kunden bemyndigat får då de mät- och förbrukningsuppgifter som fullmakten berättigar till från datahub. Hanteringen av datahub-fullmakter beskrivs närmare i datahub-anvisningarna<sup>17</sup>.

På serviceavgifterna för tjänstetillhandahållare och övriga tredje parter som agerar med fullmakt från slutanvändaren tillämpas datahubs prissättning i enlighet med 49 b § (avgifter för den systemansvariga stamnätsinnehavarens informationsutbytestjänster) i elmarknadslagen.

#### Leverans av mätvärden i realtid

I mättningsförordningen har nätinnehavaren dessutom ålagts att på separat beställning av kunden tillhandahålla kunden ny fjärrmättningsapparat ur med RJ12-kontakt och realtidsgränssnitt enligt förordningen. Kunden kan utnyttja det här gränssnittet för att bevaka elförbrukningen i realtid. Detta behandlas närmare i punkt 2.13.

---

<sup>17</sup> Se länk till datahub-anvisningarna i punkt 1.5.3 Datahubs ansvar. Behandlingen av fullmakter beskrivs närmare i affärsprocessanvisningen i punkt 3.9.1 Asiakkaan antamat valtuutukset

# 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 spänningsfel i mättransformatorer
- Vinkelfel i mättransformatorer
- Spänningsfall som orsakas av en spänningstransformators sekundärledningar (kablar samt övergångsresistans i plintar, skyddsautomater, vippreläer eller frånskiljares 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. Felet i energimätaren mäts med ett bärbart kontrollinstrument.
2. För att bestämma strömtransformatorernas arbetspunkter mäts mätlindningarnas polspänningar och sekundärströmmar.
3. Vid mätningar med anslutning via spänningstransformator (mätningssgrupper 3-5) mäts mätlindningarnas 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:

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

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 säkerställer en strömtransformators driftlast.

I mätningssgrupperna 3-5 bör man även kontrollera att spänningstransformatorernas och de använda mätarnas laster passar ihop. 2

## 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

	<b>1. Induktion mätare + ledning 2 x 2,5 m</b>	<b>2. Statisk mätare + ledning 2 x 2,5 m</b>	<b>3. Statisk mätare + ledning 2 x 3,4 m</b>
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 <sup>2</sup> Cu) last	0,875 VA	0,875 VA	1,190 VA
<b>Total last</b>	<b>1,450 VA</b>	<b>0,960 VA</b>	<b>1,275 VA</b>
Last i % av strömtransformatorns märklast	29 %	19 %	25,5 %
Ligger värdet inom tillåtna gränser (25 - 100 %)	Duger	<b>Duger inte</b>	<b>Duger</b>

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)  $\rho$  = Ledarens

specifika motstånd ( $\Omega$  /mm<sup>2</sup>/m), som för koppar är 0,0175  $\Omega$  /mm<sup>2</sup>/m l = Ledarens längd (m)

A = Ledarens area (mm<sup>2</sup>)

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:

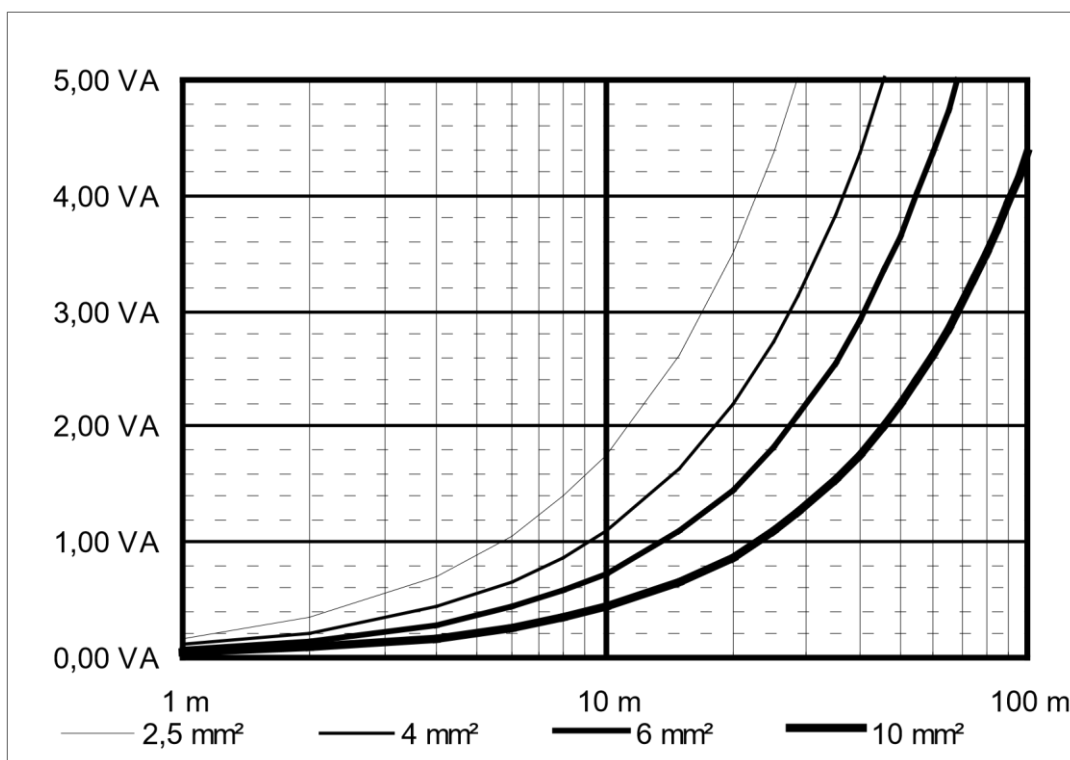
Strömtransformatorns märklaster			Minimilast (%)		Minimilast (VA)
5,00	VA	x	25 %	$V = VA + 1,25$	
Mätarens last			Ledarens last (VA)	A	- Total last
0,01	VA	+	0,90	$V = VA - 0,91$	
<b>Behov av tilläggslast, om värdet är positivt</b>				A = VA	+ 0,34

Om värdet är positivt, byt till 2,5 mm<sup>2</sup> area eller

installera separata returledare eller tilläggsledare (2,5 mm<sup>2</sup> Cu) som tilläggslast:

2,5 mm <sup>2</sup> Cu ledare			Tilläggsledarens längd		- Tilläggslast
0,175	VA/m	x	( ) 2,0	m =	- 0,35
					VA

Som tilläggslast behövs alltså 2 m tilläggsledning, 1 m i vardera riktningen.



**Diagram 1.** En kopparlednings 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: \_\_\_\_\_

Tid: \_\_\_\_\_

Strömtransformatorns strömkrets:

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

A Behov av tilläggslast, om värdet är positivt

**Om värdet är positivt, byt till 2,5 mm<sup>2</sup> area eller installera separata returledare eller tilläggsledare (2,5 mm<sup>2</sup> Cu) som tilläggslast:**

2,5 mm <sup>2</sup> Cu ledare 0,175	VA/m	x	Tilläggsledarens längd	m	=	Tilläggslast (VA) -	VA
--	------	---	------------------------	---	---	------------------------	----

Spänningstransformatorns strömkrets:

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

**Byt spänningstransformatörer eller mätare, om positivt = VA**

## BILAGA 3

### RIKTVANDE DIMENSIONERING AV STRÖMTRANSFORMATORER VID LÅGSPÄNNING

Mätningens primärsäkring A	Alternativa omsättningstal A/A	Genomföringar på primärsidan	Strömtransformatorns omsättningsförhållande A/A	Faktor
3 x 50	50/5	1	50/5	10
3 x 63 eller 3 x 80	75/5	1	75/5	15
	150/5	2	75/5	15
	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 mätinstrumentet och mättransformatorn har en totallängd på mer än 6 m utreds dimensioneringen från fall till fall.

Spänningskretsledningar 2,5 mm<sup>2</sup>

Strömkretsledningar 2,5 mm<sup>2</sup>

Kopplingsplintar enligt SFS 3381

Spänningssäkringar 3 x 10 A proppsäkring eller automatsäkring

Styrdonets säkring 1 x 10 A proppsäkring eller automatsäkring

# BILAGA 4

## METODER FÖR UPPSKATTNING AV SAKNADE MÄTVÄRDEN

Denna bilaga preciserar förutsättningarna för uppskattning av saknade mätvärden genom att fastställa ingående metoder för uppskattning av saknade mätvärden i olika situationer.

Det ankommer på nätinnehavaren att uppskatta saknade värden. Beräkningen sker i allmänhet i systemet för hantering av mätvärden. Mätvärden kan saknas av flera olika orsaker, vilket också inverkar på behovet av uppskattning och vilken metod som används. Ofta kan saknade mätvärden hämtas från mätarens register senare, när t.ex. problem i datakommunikationsförbindelserna undanröjts. Ibland har registreringen av värden emellertid misslyckats helt och hållet och då måste värdena uppskattas även i den slutliga balansinformationen. Uppskattningen ska göras senast inom 5 dygn från den tidpunkt för vilken värden saknas, även om man vet att korrekt uppmätta värden kommer att erhållas från mätarens register senare. Uppskattade värden ersätts alltid med korrekta värden som erhållits i efterhand.

Balansavräkningsperioden ändrades från en timme till en kvarts timme 22.5.2023.

Nätinnehavaren kan tillämpa motsvarande metoder för uppskattning av såväl timvärden som kvartstimmessvärden, bara uppskattningsverktyget klarar av att beakta vilken balansavräkningsperiod som ska användas i respektive fall.

Vid uppskattningen ska historiska data från eldriftsstället utnyttjas alltid när det är möjligt. Vid uppskattningen ska mätvärden från mätarens kumulativa mätvärdesregister alltid utnyttjas, om de är tillgängliga för tiden före och efter avbrottet. Genom att subtrahera de kumulativa värdena från varandra kan den totala energin för den saknade tiden beräknas exakt.

Vilken status mätvärdena ska ges vid uppskattningen beror på av vilken orsak mätvärden saknas.

- Status *Osäke* (fi. *epävarma*) används om det finns möjlighet att erhålla uppmätta värden från mätaren senare.
- Status *Uppskattad* (fi. *arvioitu*) används först när det är säkert att de ursprungliga mätvärdena inte kommer att erhållas, till exempel om mätaren gått sönder.

I praktiken uppskattas värdena i allmänhet inom 5 dygn med status *Osäker*, och statusen ändras senare till *Uppskattad*, om faktiska uppmätta värden inte erhålls.

Med alla statuskoder som nämns i denna bilaga avses de allmänna statuskoder som definierats i datahubs affärsprocessanvisningar<sup>18</sup> och som används vid informationsutbyte med andra parter gällande mätvärden för enskilda eldriftsställen. Utöver dessa kan nätinnehavaren också ha andra statuskoder i internt bruk.

Bedömningsmetoderna i denna bilaga kan användas för att bedöma aktiv energi för konsumtions- och småproduktionsanläggningar. I bilaga 5 har bedömningsmetoderna för småproduktion preciserats med hjälp av en referens från ett närliggande område. Reaktiv energi påverkar inte balansavräkningen eller säljarnas fakturering, och därför kan nätinnehavarna om de så vill själva genomföra eventuella metoder för uppskattning av reaktiv energi.

## UPPSKATTNINGSMETODER

Den noggrannaste uppskattningen erhålls när man har tillgång både till den totala energin för den saknade tiden, beräknad utifrån kumulativa värden, och till historiska data om eldriftsställets tidigare förbrukningsprofil. Om man inte har tillgång till den totala energin ska uppskattningen i första hand göras enbart med hjälp av historiska data.

Med hjälp av historiska data skapar man en profil för det enskilda eldriftsstället utifrån de föregående veckornas förbrukning, och med dess hjälp kan man uppskatta mätvärdena för den

---

<sup>18</sup> Länk till anvisningen i punkt 1.5.3



saknade tidsperioden tillförlitligare än genom att t.ex. använda en allmänt definierad belastningskurva.

Profilen för det enskilda eldriftsstället beräknas separat för varje balansavräkningsperiod med utnyttjande av medelvärdet för motsvarande mätvärden under de föregående veckorna. För varje saknad period under balansavräkningsperioden beräknar man alltså ett visst standardvärde utifrån motsvarande balansavräkningsperioder under de föregående veckorna. Vid beräkningen används alltid perioder som stämmer överens med officiell tid. Som jämförelsevärden i beräkningen tar man med de tre senaste dugliga värdena. Värden för de närmast föregående tre veckorna är inte alltid tillgängliga, eftersom det t.ex. kan ha infallit en söckenhelg under denna tid. Då ska man använda motsvarande värden för veckorna före de närmast föregående tre veckorna, ifall dessa värden går att använda. Det är möjligt att använda endast två (och i ytterst extrema fall endast ett) värden ur historiska data, när det inte går att få tre värden för en rimlig tid som föregår den saknade perioden. I det specialfall att den saknade perioden är extremt lång (flera veckor) eller om det inte går att få användbara jämförelsevärden för flera föregående veckor, kan man vid beräkningen av profilen också använda värden för motsvarande period året innan.

Om kunden på eldriftsstället nyligen har bytts ut, kan man vid uppskattningen t.ex. använda en allmän referensprofil som nätbolaget skapat och som t.ex. kan grunda sig på andra kunders historiska data. Att använda den föregående kundens historiska data som sådana uppfyller inte nödvändigtvis dataskyddsförordningens krav.

I objekt för vilka inga historiska data finns att tillgå kan man vid uppskattningen av saknade värden utnyttja nätinnehavarens erfarenhet av motsvarande förbrukare. Alternativt kan man t.ex. utnyttja kundens uppskattade årsförbrukning och en referenskurva som nätinnehavaren skapat. Sådana objekt borde dock inte finnas, eftersom nätbolagen ska se till att mätaren och datakommunikationsförbindelsen fungerar innan mätvärden börjar förmedlas.

Om mätvärden saknas för ett objekt där förbrukningen under den saknade tiden är betydande, ska man vid uppskattningen förutom de uppskattningsmetoder som tagits upp i denna användning också använda övervägande i det enskilda fallet. Det kan vara befogat att be kunden om ytterligare information om förbrukningen under den tid för vilken värden saknas och utnyttja denna vid uppskattningen.

Vid uppskattningen används alltid samma noggrannhet som nätinnehavaren använder vid förmedlingen av mätvärden till datahub.

## **1. UPPSKATTNING NÄR FÖRBRUKNINGEN UNDER DEN SAKNADE TIDEN ÄR KÄND (INTERPOLERING)**

När den exakta förbrukningen på ett eldriftsställe kan beräknas med hjälp av kumulativa värden för den tid då mätvärden saknas, ska den förbrukningsplatsprofil som erhållits med hjälp av historiska data skalas för det saknade tidsintervallet enligt denna fastställda förbrukning. På så sätt erhålls den korrekta uppmätta förbrukningen för den saknade tidsperioden fördelad på balansavräkningsperioder i enlighet med den profil för eldriftsstället som fastställts med hjälp av historiska data.

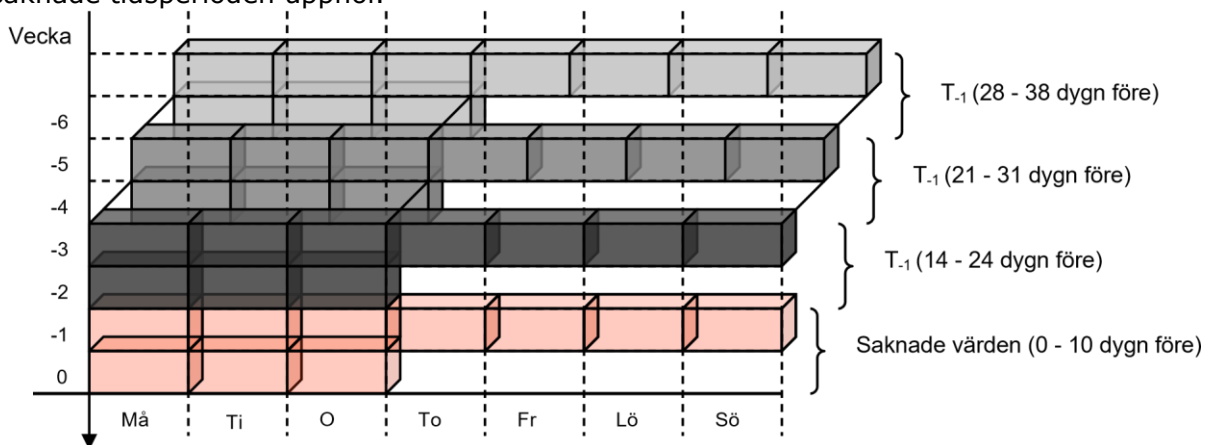
Förbrukningen under en enskild balansavräkningsperiod beräknas då enligt följande formel:

$$W_{T_0} = \frac{W_{PKE}}{W_{PKE_{T-1}} + W_{PKE_{T-2}} + W_{PKE_{T-3}}} \times (W_{T-1} + W_{T-2} + W_{T-3})$$

där  $W_{T_0}$  är förbrukningen under den balansavräkningsperiod som uppskattas och  $W_{T-1}$  är förbrukningen under motsvarande balansavräkningsperiod föregående vecka o.s.v.  $W_{PKE}$  är den totala energi som saknas, alltså den totala förbrukningen under det saknade tidsintervallet beräknad utifrån kumulativa värden. På motsvarande sätt är  $W_{PKE_{T-1}}$  förbrukningen under motsvarande period föregående vecka o.s.v.

Vid beräkningen av medelvärde används endast uppgifter för dagar av motsvarande typ. Om uppskattningen t.ex. gäller en vardag och motsvarande dag föregående vecka är en söckenhelg, ska mätvärdena för dagen i fråga inte beaktas vid beräkningen av medelvärdet, utan de veckor som tas med i medelvärdet ska förskjutas en vecka bakåt i tiden. Det betyder att i exempelfallet, när en söckenhelg infaller under vecka T-1, ska man som historiska data välja veckorna T-2 - T-4. Närmare anvisningar om uppskattningen av saknade mätvärden under söckenhelger ges längre fram i denna anvisning.

Om den saknade tidsperioden är längre än en vecka tillämpas formeln ovan så att de saknade totala energierna för föregående motsvarande tidsperioder som är med i beräkningen börjar från och med första möjliga tidpunkt för vilken energi som motsvarar hela den saknade tiden erhålls. I detta fall kan tidsperioderna delvis överlappa varandra så som figuren nedan visar. När alltså det saknade tidsintervallet är 10 dygn, är tidsintervallet  $W_{PKE\ T-1}$  14 - 24 dygn innan den saknade tidsperioden upphör. På motsvarande sätt är tidsintervallet  $W_{PKE\ T-2}$  21 - 31 dygn innan den saknade tidsperioden upphör.



## 2. UPPSKATTNING ENBART PÅ GRUNDVAL AV HISTORISKA DATA (EXTRAPOLERING)

När den exakta förbrukningen för ett eldriftsställe inte finns att tillgå för den saknade tidsperioden, t.ex. om mätaren endast sparar effekt- eller energitidsserier, ska uppskattningen göras per balansavräkningsperiod för eldriftsstället med hjälp av mätvärden för de föregående veckorna i enlighet med den beräknade profilen.

Ett enskilt mätvärde uppskattas alltså enligt följande formel:

$$W_{T_0} = \frac{W_{T_{-1}} + W_{T_{-2}} + W_{T_{-3}}}{3}$$

där  $W_{T_0}$  är förbrukningen under den balansavräkningsperiod som uppskattas och  $W_{T_{-1}}$  är förbrukningen under motsvarande balansavräkningsperiod föregående vecka o.s.v.

Också med extrapoleringsmetoden ska man som historiska data endast använda motsvarande dagar – man ska alltså inte ta med t.ex. söckenhelger i historiska data när man uppskattar en normal vardag. Vid extrapolering ska historiska data med status *Osäkert* inte användas, eftersom den totala energin under den saknade perioden inte är känd och den uppskattade energin därmed kan bli felaktig när osäkra historiska data används. Om ett sådant värde infaller bland historiska data ska veckorna som räknas med i medelvärdet förskjutas en vecka bakåt i tiden, på samma sätt som i det tidigare nämnda fallet med söckenhelger.

## 3. UPPSKATTNING AV KORTA TIDSPERIODER

När mätvärden endast saknas för en mycket kort tid (5 timmar eller mindre), kan den energi som beräknas på grundval av kumulativa värden fördelas jämnt på de saknade balansavräkningsperioderna. Också i dessa fall rekommenderas det dock att man utnyttjar den förbrukningskurva som beräknats utifrån historiska data för det enskilda eldriftsstället.

#### 4. UPPSKATTNING AV SÖCKENHELGER OCH DAGAR FÖRE HELG

För söckenhelger kan man inte tillämpa helt samma uppskattningsmetod som för normala vardagar. Vid uppskattningen av ett mätvärde som infaller under en söckenhelg ska man som jämförelsedag tillämpa veckodagar enligt tabellen nedan, eller föregående söckenhelgdagar om sådana infaller under jämförelseperioden. Annars görs beräkningen på samma sätt som i normala fall.

<b>Söckenhelg</b>	<b>Tillämplig jämförelsedag</b>
Trettondag	Söndag
Långfredag	Söndag
Annandag påsk	Söndag
Första maj	Söndag
Kristi himmelfärdsdag	Söndag
Midsommarafton	Lördag
Midsommardagen	Söndag
Alla helgons dag	Söndag
Självständighetsdagen	Söndag
Julafton	Lördag
Juldagen	Söndag
Annandag jul	Söndag
Nyårsdagen	Söndag

Användningen av söckenhelgdagar fungerar också åt andra hållet, så att man vid uppskattningen av saknade värden under lördagar och söndagar kan använda som historiska data de söckenhelgdagar som infaller under jämförelseperioden för den saknade tidsperioden.

#### 5. OBJEKT MED SPÄNNINGSLÖS MÄTARE

För att undvika situationer där förbindelsen mellan avläsningssystemet och mätaren bryts när kunden öppnar huvudströmbrytaren på eldriftsstället, rekommenderas det att fjärravläsbara mätare alltid kopplas så att mätaren inte blir spänningslös även om huvudströmbrytaren öppnas. Då kan mätaren sända mätvärden enligt nollförbrukning i stället för att mätvärden saknas helt och hållet.

##### 5.1. Objekt som man inte vet om de är huvudströmbrytarobjekt

Nätinnehavarna kan inte ha kännedom om alla så kallade huvudströmbrytarobjekt, alltså objekt där datakommunikationsförbindelsen bryts när kunden öppnar huvudströmbrytaren. Sommarstugor är exempel på sådana objekt. När det finns skäl att misstänka att kunden har orsakat avsaknaden av mätvärden genom att bryta spänningen till mätaren, ska man gå till väga på följande sätt. Först dokumenteras de saknade värdena som noll med status *Saknat*. Inom 5 dygn uppskattas värdena enligt de principer som presenterats tidigare i denna anvisning och förses med status *Osäkert*. Till sist, när man vet att objektet är ett s.k. huvudströmbrytarobjekt, ändras mätvärdena till noll och ges status *Uppskattat*.

## 5.2. Objekt som man vet att är huvudströmbrytarobjekt

När det gäller objekt som nätbolaget vet att är huvudströmbrytarobjekt tillämpas inte de uppskattningsmetoder som presenterats tidigare i denna anvisning, utan de saknade energierna kan direkt uppskattas till noll med status *Uppskattat* redan inom 5 dygn. Samma tillvägagångssätt används för objekt där distributionsnätbolaget vet att spänningen är bruten på grund av reparationsarbeten, fel eller någon annan motsvarande orsak.

## EXEMPEL

### EXTRAPOLERING (DEN TOTALA ENERGIN FÖR DET SAKNADE TIDSINTERVALLET ÄR INTE KÄND)

När den totala förbrukningen under den saknade tidsperioden inte är känd, beräknas förbrukningen för en enskild balansavräkningsperiod enkelt som ett medelvärde av historiska data för motsvarande balansavräkningsperioder enligt följande formel:

$$W_{T_0} = \frac{W_{T_{-1}} + W_{T_{-2}} + W_{T_{-3}}}{3}$$

där  $W_{T_0}$  är förbrukningen under den balansavräkningsperiod som uppskattas och  $W_{T_{-1}}$  är förbrukningen under motsvarande balansavräkningsperiod föregående vecka o.s.v.

**Exempel 1, eldriftsställe med timvis mätning:** Timvärden saknas för intervallet 1.12.2010 onsdag kl. 10 – 20 finsk tid, värden saknas alltså för tidsstämplarna 1.12.2010 10.00 – 1.12.2010 19.00. I exemplet beräknas timenergin för tidsstämpeln 1.12.2010 11:00, som alltså anger förbrukningen kl. 11 – 12. (Obs. vid timenergi är tidsstämpeln vanligen det klockslag då timmen i fråga började)

Nedan värden ur historiska data för eldriftsstället vid motsvarande tidpunkter under de föregående veckorna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
24.11.2010 10:00	W <sub>T-1</sub>	1.34	OK
24.11.2010 11:00		1.70	OK
24.11.2010 12:00		1.45	OK
...			
17.11.2010 10:00	W <sub>T-2</sub>	1.45	OK
17.11.2010 11:00		1.34	OK
17.11.2010 12:00		1.53	OK
...			
10.11.2010 10:00	W <sub>T-3</sub>	1.23	OK
10.11.2010 11:00		1.22	OK
10.11.2010 12:00		1.11	OK

En enskild timme uppskattas på följande sätt:

$$W_{T_0} = \frac{1.70 + 1.34 + 1.22}{3} = 1.42 \text{ kWh}$$

Beräkningen ska göras separat för alla timmar under den saknade tidsperioden.

**Exempel 2, eldriftsställe med timvis mätning:** Timenergi saknas för tidsintervallet 1.12.2010 onsdag kl. 10 – 20 finsk tid. I exemplet beräknas timenergin för tidsstämpeln 1.12.2010 11:00. I

det här exemplet är status svagt för en av veckorna i historiska data och veckan kan därför inte användas.

Nedan värden ur historiska data för eldriftsstället vid motsvarande tidpunkter under de föregående veckorna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
24.11.2010 10:00	WT-1	1.04	OK
24.11.2010 11:00		1.70	OK
24.11.2010 12:00		1.41	OK
...			
17.11.2010 10:00	WT-2	1.23	OK
17.11.2010 11:00		1.22	OK
17.11.2010 12:00		1.11	OK
...			
10.11.2010 10:00	Kan inte användas	1.45	Osäkert
10.11.2010 11:00		1.34	Osäkert
10.11.2010 12:00		1.53	Osäkert
...			
3.11.2010 10:00	WT-3	1.04	OK
3.11.2010 11:00		1.18	OK
3.11.2010 12:00		1.41	OK

En enskild timme uppskattas enligt följande formel:

$$W_{T_0} = 1.37 \text{ kWh} = \frac{1.70 + 1.22 + 1.18}{3}$$

**Exempel 3, eldriftsställe med kvartsvis mätning:** Kvartsvisa värden saknas för intervallet 5.12.2023 tisdag kl. 10 – 20 finsk tid, värden saknas alltså för tidsstämplarna 5.12.2023 10.00 – 5.12.2023 19:45. I exemplet beräknas kvartstimmesenergin för tidsstämplarna 5.12.2023 11:30, som alltså anger förbrukningen kl. 11:30 – 11:45. (Obs. vid kvartstimmesenergi är tidsstämplarna vanligen det klockslag då kvartstimmen i fråga började)

Nedan värden ur historiska data för eldriftsstället vid motsvarande tidpunkter under de föregående veckorna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
28.11.2023 11:15	WT-1	1.34	OK

28.11.2023 11:30		1.70	OK
28.11.2023 11:45		1.45	OK
...			
21.11.2023 11:15	WT-2	1.45	OK
21.11.2023 11:30		1.34	OK
21.11.2023 11:45		1.53	OK
...			
14.11.2023 11:15	WT-3	1.23	OK
14.11.2023 11:30		1.22	OK
14.11.2023 11:45		1.11	OK

En enskild kvartstimme uppskattas på följande sätt:

$$W_{T_0} = 1.42 \text{ kWh} \quad \frac{1.70 + 1.34 + 1.22}{3}$$

Beräkningen ska göras separat för alla kvartstimmar under den saknade tidsperioden.

### INTERPOLERING (DEN TOTALA ENERGIN FÖR DET SAKNADE TIDSINTERVALLET ÄR KÄND)

När den totala förbrukningen under den saknade tidsperioden är känd med hjälp av kumulativa värden, beräknas förbrukningen för en enskild balansavräkningsperiod enligt följande formel:

$$W_{T_0} = \frac{W_{PKE}}{W_{PKE_{T-1}} + W_{PKE_{T-2}} + W_{PKE_{T-3}}} \times (W_{T-1} + W_{T-2} + W_{T-3})$$

där  $W_{PKE}$  är den totala energi som saknas, alltså den totala förbrukningen under det saknade tidsintervallet beräknad utifrån kumulativa värden. På motsvarande sätt är  $W_{PKE_{T-1}}$  förbrukningen under motsvarande period föregående vecka o.s.v.

**Exempel 4, eldriftsställe med timvis mätning:** Timenergi saknas för intervallet 1.12.2010 onsdag kl. 10 – 20 finsk tid, värden saknas alltså för tidsstämplarna 1.12.2010 10.00 – 1.12.2010 19.00. I det här exemplet sparar mätaren också kumulativa värden. (Obs. tidsstämplarna för kumulativa värden är den tidpunkt då mätningen registrerades, man ska alltså inte blanda ihop tidsstämplarna för timenergi och för avläsningsvärden). I exemplet beräknas timenergin för tidsstämplarna 1.12.2010 11:00.

Nedan de kumulativa värden som mätaren sparar för den saknade tidsperioden och för motsvarande tidsperioder i historiska data:

Tidsstämpel	Värde [kWh]	Status
-------------	-------------	--------

1.12.2010 10:00	W <sub>PKE</sub>	9751.32	OK
1.12.2010 20:00		9766.32	OK
...			
24.11.2010 10:00	W <sub>PKE T-1</sub>	9524.34	OK
24.11.2010 20:00		9540.34	OK
...			
17.11.2010 10:00	W <sub>PKE T-2</sub>	9320.45	OK
17.11.2010 20:00		9334.45	OK
...			
10.11.2010 10:00	W <sub>PKE T-3</sub>	9100.23	OK
10.11.2010 20:00		9112.23	OK

Den totala energin för den saknade tidsperioden (1.12 kl. 10-20) beräknad utifrån kumulativa värden är **15 kWh**. Den totala energin för de tre tidigare motsvarande tidsperioderna är (24.11 kl. 10-20) **16 kWh**, (17.11 kl. 10-20) **14 kWh** och (10.11 kl. 10-20) **12 kWh**.

Nedan timenergier ur historiska data för eldriftsstället vid motsvarande tidpunkter under de föregående veckorna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
24.11.2010 10:00	W <sub>T-1</sub>	1.34	OK
24.11.2010 11:00		1.70	OK
24.11.2010 12:00		1.45	OK
...			
17.11.2010 10:00	W <sub>T-2</sub>	1.45	OK
17.11.2010 11:00		1.34	OK
17.11.2010 12:00		1.53	OK
...			
10.11.2010 10:00	W <sub>T-3</sub>	1.23	OK
10.11.2010 11:00		1.22	OK
10.11.2010 12:00		1.11	OK

Timenergin för tidsstämpeln 1.12.2010 11:00 beräknas härvid på följande sätt:



$$= \frac{15}{16+14+12} \times (1.70 + 1.34 + 1.22) \approx 1,52 \quad W_T$$

kW  
h

**Exempel 5, eldriftsställe med kvartsvis mätning:** Kvartsvisa värden saknas för intervallet 5.12.2023 tisdag kl. 10 – 20 finsk tid, värden saknas alltså för tidsstämplarna 5.12.2023 10.00 – 5.12.2023 19:45. I det här exemplet sparar mätaren också kumulativa värden. (Obs. tidsstämpeln för kumulativa värden är den tidpunkt då mätningen registrerades, man ska alltså inte blanda ihop tidsstämplarna för kvartstimmesenergi och för avläsningsvärden). I exemplet beräknas kvartstimmesenergin för tidsstämpeln 5.12.2023 11:30, som alltså anger förbrukningen kl. 11:30 – 11.45.

Nedan de kumulativa värden som mätaren sparar för den saknade tidsperioden och för motsvarande tidsperioder i historiska data:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
5.12.2023 10:00	W <sub>PKE</sub>	9751.32	OK
5.12.2023 20:00		9766.32	OK
...			
28.11.2023 10:00	W <sub>PKE T-1</sub>	9524.34	OK
28.11.2023 20:00		9540.34	OK
...			
21.11.2023 10:00	W <sub>PKE T-2</sub>	9320.45	OK
21.11.2023 20:00		9334.45	OK
...			
14.11.2023 10:00	W <sub>PKE T-3</sub>	9100.23	OK
14.11.2023 20:00		9112.23	OK

Den totala energin för den saknade tidsperioden (5.12 kl. 10-20) beräknad utifrån kumulativa värden är **15 kWh**. Den totala energin för de tre tidigare motsvarande tidsperioderna är (28.11 kl. 10-20) **16 kWh**, (21.11 kl. 10-20) **14 kWh** och (14.11 kl. 10-20) **12 kWh**.

Nedan kvartstimmesenergi ur historiska data för eldriftsstället vid tidpunkter som motsvarar den kvartstimme som ska uppskattas:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
28.11.2023 11:15	W <sub>T-1</sub>	1.34	OK
28.11.2023 11:30		1.70	OK
28.11.2023 11:45		1.45	OK

...			
21.11.2023 11:15	WT-2	1.45	OK
21.11.2023 11:30		1.34	OK
21.11.2023 11:45		1.53	OK
...			
14.11.2023 11:15	WT-3	1.23	OK
14.11.2023 11:30		1.22	OK
14.11.2023 11:45		1.11	OK

Timenergin för tidsstämpeln 5.12.2023 11:30 beräknas härvid på följande sätt:

$$e = \frac{15}{16+14+12} \times (1.70 + 1.34 + 1.22) \approx 1,52 \quad \begin{matrix} W_T \\ \text{kW} \\ \text{h} \end{matrix}$$

## SÖCKENHELG

Som historiska data för mätvärden som saknas för en söckenhelg väljs de tre föregående söndagarna eller söckenhelgerna. Midsommarafton och julafton jämställs med lördagar.

**Exempel 6, eldriftsställe med timvis mätning:** Timvärden saknas för trettondagen 6.1.2011 för tidsintervallet kl. 00 – 24. Trettondagen är en söckenhelg, som föregås av flera andra söckenhelger under veckorna innan. De tre föregående motsvarande dagarna är föregående söndag (2.1.2011), nyårsdagen (1.1.2011) och annandag jul (26.12.2011). I exemplet beräknas timenergin för tidsstämpeln 6.1.2011 01:00 (alltså 01:00 – 02:00).

Kumulativa värden från mätaren:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status	
6.1.2011 00:00	WPKE	4711.40	OK	Trettondag
7.1.2011 00:00		4721.40	OK	
...				
2.1.2011 00:00	W <sub>PKE T-1</sub>	4637.10	OK	Söndag
3.1.2011 00:00		4649.60	OK	
...				
1.1.2011 00:00	W <sub>PKE T-2</sub>	4628.10	OK	Nyårsdagen
2.1.2011 00:00		4637.10	OK	
...				
26.12.2010 00:00	W <sub>PKE T-3</sub>	4561.55	OK	Annandag jul / söndag
27.12.2010 00:00		4574.55	OK	

Den totala energin för den saknade tidsperioden (6.1 kl. 00-24) beräknad utifrån kumulativa värden är **10 kWh**. Den totala energin för de tre föregående motsvarande tidsperioderna var (2.1. kl. 00-24) **12.50 kWh**, (1.1. kl. 00-24) **9.00 kWh** och (26.12. kl. 00-24) **13.00 kWh**.

Eldriftsställets timenergier för de tre föregående motsvarande tidpunkterna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
2.1.2011 01:00	WT-1	0.40	OK
...			
1.1.2011 01:00	WT-2	1,07	OK
...			
26.12.2010 01:00	WT-3	0.65	OK

Timenergin för tidsstämpeln 6.1.2011 01:00 beräknas härvid på följande sätt:

$$e = \frac{10.00}{12.50 + 9.00 + 13.00} \times (0.40 + 1.07 + 0.65) \approx 0.61 \quad W_T$$

## ÖVERGÅNG MELLAN SOMMAR- OCH VINTERTID

Övergången från sommartid till vintertid och omvänt innebär en specialsituation vid uppskattningen av mätvärden, eftersom dygnet i fråga har sammanlagt antingen 25 eller 23 timenergier och antingen 100 eller 92 kvartstimmesvärden. Vilken inverkan på uppskattningen det avvikande antalet timmar eller kvartstimmar under dygnet har beror emellertid på mätaren och på det tidssystem som används i mätningsdatabasen, som t.ex. kan vara UTC-tid, normalt tid (UTC+2) och officiell tid (finsk vinter- och sommartid).

Om mätvärden sparas i mätningsdatabasen utan övergång mellan sommar- och vintertid, alltså t.ex. i normalt tid, behöver övergången inte beaktas och man kan direkt använda värdena i databasen som historiska data på normalt sätt. Mätvärdenas tidsstämplar i historiska data i samband med övergångstidpunkten stämmer i detta fall visserligen inte helt överens med officiell tid, men det eventuella felet är ändå litet. De tidsstämplar för mätvärdena som sänds till säljarna ska dock alltid ändras så att de motsvarar officiell tid.

Om mätvärden sparas i systemet enligt officiell tid, är antalet värden avvikande två dagar per år. Då går man till väga som i exemplen nedan.

**Exempel 7, eldriftsställe med timvis mätning:** Timvärden saknas 30.10.2011 kl. 02.00 – 06.00, då Finland övergår från sommartid till vintertid och klockan ställs tillbaka en timme kl. 04.00 på natten. Dygnet har alltså två timvärden med tidsstämpeln 03.00. Totalt har dygnet då 25 timmar. Timenergin uppskattas för tidsstämpeln 30.10.2011 03:00.

För enkelhetens skull är den totala energin för den saknade tiden inte känd i det här exemplet, och timenergierna beräknas därför genom extrapolering.

Eldriftsställets timenergier för den saknade tidsperioden och föregående motsvarande tidpunkter:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
30.10.2011 02:00	W <sub>T0</sub>	-	Saknat
30.10.2011 03:00		-	Saknat
30.10.2011 03:00		-	Saknat
30.10.2011 04:00		-	Saknat
...			
23.10.2011 02:00	W <sub>T-1</sub>	0.48	OK
23.10.2011 03:00		0.81	OK
23.10.2011 04:00		0.52	OK
...			
16.10.2011 02:00	W <sub>T-2</sub>	0.29	OK
16.10.2011 03:00		0.34	OK
16.10.2011 04:00		0.50	OK
...			
9.10.2011 02:00	W <sub>T-3</sub>	0.85	OK
9.10.2011 03:00		0.93	OK
9.10.2011 04:00		1.02	OK

Båda timvärdena med tidsstämpeln 30.10.2011 03:00 uppskattas på grundval av samma timmar i historiska data och därför är värdena desamma:

$$W_{T_0} = 0,69 \text{ kWh} = \frac{0,93 + 0,34 + 0,81}{3}$$

I ett fall där timvärden saknas 6.11.2011 03:00, alltså om det föregående värdet i historiska data skulle infalla just vid övergången mellan sommar- och vintertid, används bara det ena av dessa två timvärden som registrerats med samma tidsstämpel, och de två övriga jämförelsevärdena tas från tidigare veckor.

**Exempel 8, eldriftsställe med timvis mätning:** Timvärden saknas 10.4.2011 00:00 – 08:00. Vintertid övergår till sommartid 27.3.2011, vilket är en av jämförelsetidpunkterna i historiska data för de saknade timvärdena. Då ställs klockan fram en timme 03:00, vilket innebär att timenergi helt saknas för 27.3.2011 03:00. Timenergin uppskattas för tidsstämplarna 10.4.2011 03:00 och 10.4.2011 04:00.

Att ett timvärde helt saknas gör det svårare att använda interpoleringsmetoden, eftersom den totala energin från historiska data  $W_{PKE T-2}$  som motsvarar den totala energin för den saknade tidsperioden inte kan beräknas direkt som differensen mellan kumulativa värden. Vid beräkningen av den totala energin i den aktuella situationen ska därför energin för timmen före den timenergi som saknas på grund av övergången till sommartid adderas till det värde  $W_{PKE T-2}$  som beräknats

på grundval av kumulativa värden. Då innehåller  $W_{PKE\ T-2}$  samma antal timvärden som den totala energin för den saknade tidsperioden.

Eldriftsställets timenergier för de tre föregående motsvarande tidpunkterna:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
10.4.2011 02:00	$W_{T0}$	-	Saknat
10.4.2011 03:00		-	Saknat
10.4.2011 04:00		-	Saknat
...			
3.4.2011 02:00	$W_{T-1}$	0.48	OK
3.4.2011 03:00		0.81	OK
3.4.2011 04:00		0.52	OK
...			
27.3.2011 02:00	$W_{T-2}$ (* )	0.29	OK
27.3.2011 03:00		-	-
27.3.2011 04:00		0.50	OK
...			
20.3.2011 02:00	$W_{T-2}$ / $W_{T-3}$ (* )	0.85	OK
20.3.2011 03:00		0.93	OK
20.3.2011 04:00		1.02	OK
...			
13.3.2011 02:00	$W_{T-3}$ (* )	0.56	OK
13.3.2011 03:00		0.64	OK
13.3.2011 04:00		0.60	OK

(\* ) För tidsstämpeln 10.4.2011 03:00 kan man inte använda värdet med tidsstämpeln 27.3.2011 03:00 i historiska data, eftersom värdet inte existerar. Därför ska man i stället använda data från föregående vecka vid uppskattningen av den aktuella timmen.

Kumulativa värden från mätaren:

Tidsstämpel		Värde [kWh]	Status
10.4.2011 00:00	$W_{T0}$	3422.00	OK

10.4.2011 08:00		3429.00	OK
...			
3.4.2011 00:00	W <sub>T-1</sub>	3366.00	OK
3.4.2011 08:00		3370.00	OK
...			
27.3.2011 00:00	W <sub>T-2</sub>	3272.00	OK
27.3.2011 08:00		3280.00	OK
...			
20.3.2011 00:00	W <sub>T-2</sub> /	3190.00	OK
20.3.2011 08:00	W <sub>T-3</sub>	3198.00	OK
...			
13.3.2011 00:00	W <sub>T-3</sub>	3100.00	OK
13.3.2011 08:00		3105.00	OK

Den totala energin för den saknade tidsperioden (10.4 kl. 00-08) beräknad utifrån kumulativa värden är **7 kWh**. De totala energierna för föregående tidsperioder som motsvarar den saknade tidsperioden är (3.4.2011 00 - 08) **4.00 kWh**, (27.3 00 - 08) **8.00 + 0.29 kWh**, (20.3 00 - 08) **8.00 kWh** och (13.3 00 - 08) **5.00 kWh**.

Timenergin för tidsstämpeln 10.4.2011 **03:00** beräknas på följande sätt:

$$W_{7kWh} = \frac{7.00}{4.00 + 8.00 + 5.00} \times (0.81 + 0.93 + 0.64) \approx 0.98$$

Timenergin för tidsstämpeln 10.4.2011 **04:00** beräknas på följande sätt:

$$W_{7kWh} = \frac{7.00}{4.00 + 8.29 + 8.00} \times (0.52 + 0.50 + 1.02) \approx 0.70$$



# BILAGA 5

## Bedömning av småskalig produktion

Vid bedömning av småskalig produktion kan bedömningen i denna bilaga användas med en referens från ett närliggande område. Vid bedömning av småskalig produktion kan även bedömningsmetoderna i bilaga 4 användas.

## Bedömning av småskalig produktion med referens från närliggande område

Vid bedömning av produktionskapaciteten för småskaliga produktionsanläggningar är det möjligt att använda andra anläggningar i närliggande områden genom att ta medelvärdet. Detta ger ett väderberoende bedömningsresultat för sol- och vindkraftsbaserade produktionsmetoder.

Referensen kan beräknas genom att samla in anläggningar med samma effektklass och produktionsmetod i det önskade området (t.ex. postnummer, eller avläsningsområde, stadsnätet kan ha hela nätområdet) och beräkna medelvärdet av dessa. Denna medelvärdesserie fungerar som en referens som kan användas som en uppskattning för en saknad anläggning med motsvarande effekt. Nätbolaget kan välja områdesindelningen efter eget önskemål.

För att beräkna referenserna kan grupperingen göras enligt följande exempel:

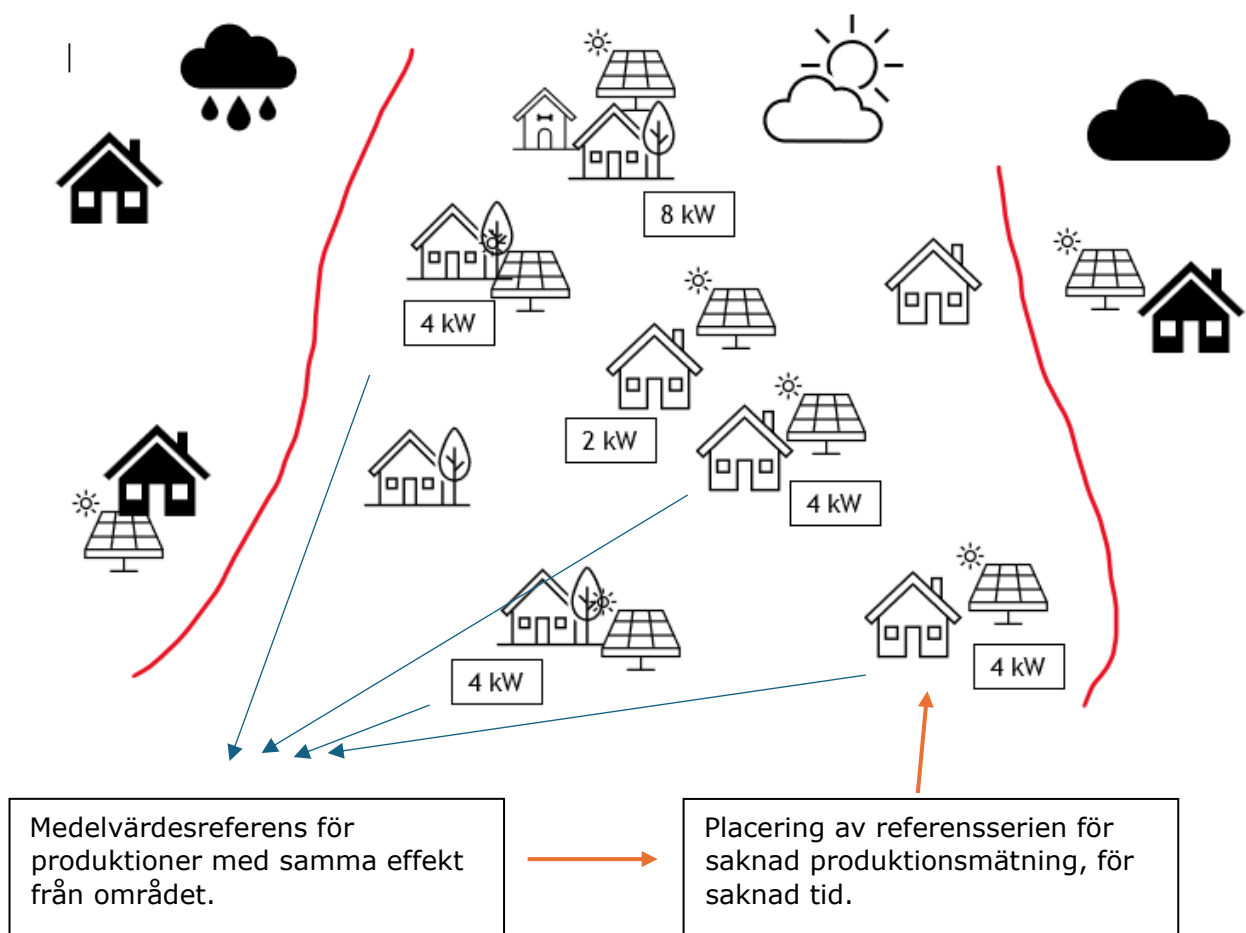
- Produktionsmetod: Sol
- Plats: Postnummer
- Effektklasser: 2-5 kW, 5-8kW, 8-15 kW

I varje referensgrupp bör det dock finnas tillräckligt många anläggningar för att beräkningsresultatet inte ska ligga för nära någon enskild kunds mätserie. Det är dock inte nödvändigt att använda alla anläggningar i området om det finns många.

### **Exempel**

I postnummerområdet finns n antal småskaliga solproducenter, varav en saknas för en dag.



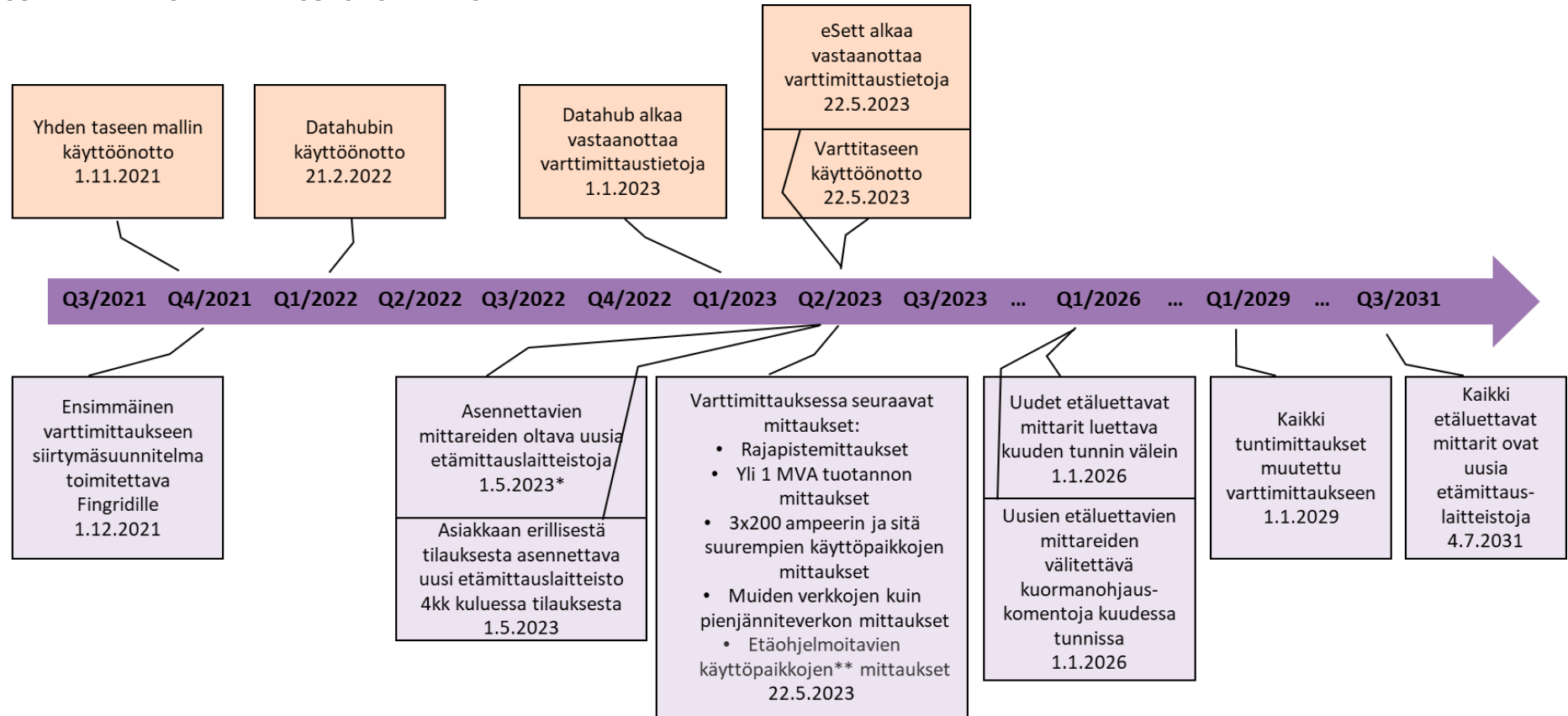


Bilden visar ett exempel på hur en referensserie kan beräknas genom att ta medelvärdet av anläggningar med motsvarande produktionsmetod och effekt, som sedan kan användas för att uppskatta saknade mätvärden. Referensberäkning från ett begränsat område ger också en korrekt uppskattning beroende på vädret. Referensen kan beräknas från producenter med olika effekt genom att använda normalisering och skalas för att motsvara uppskattningsserien för producenter med olika effekt. På så sätt kan alla produktioner i området samlas i samma referensserie som ett viktat medelvärde av produktionen per kW ansluten kapacitet.

Bedömningen bör göras i enlighet med de kumulativa värdena när det är möjligt.

# BILAGA 6

## ÖVERGÅNGSTIDER ENLIGT MÄTNINGSFÖRORDNINGEN



\*Mahdollisuus poiketa yksittäistapauksissa 30.6.2025 asti, silloin kun käyttöpaikan mittari joudutaan vaihtamaan vikaantumisen takia, eikä verkonhaltija ole vielä aloittanut nykyisten mittareiden korvaamista uusilla etämittausratkaisulla.

\*\*Sellaisen käyttöpaikan mittaus, jonka mittauslaitteisto voidaan etäyhteyksin (käymättä paikan päällä) ohjelmoida varttimittauslaitteistoksi (varttimittauslaitteisto = varttiedot tulee voida lukea päivittäin ja ne tulee tallettaa mittarin muistiin vähintään 11 vuorokauden ajan)