

Krav til måling av
Sentralnettsutveksling



1 INNHOLDSFORTEGNELSE

2	Innledning	1
2.1	Formål	1
2.2	Nettavtalen og innleiekontrakten	1
2.3	Hva er nytt	1
2.4	Akkreditering	2
2.5	Virkeområde	2
2.6	Et eksempel.....	2
3	Funksjonskrav	4
3.1	Total maksimal feilvisning	4
3.2	Målerens tilgjengelighet.....	5
3.3	Tilstandskontroll	5
3.4	Kommunikasjonssystem.....	5
3.5	Målekjedens oppetid	6
3.6	Hjelpespenning.....	6
3.7	Tidssynkronisering	6
4	Andre bestemmelser	7
4.1	Krav til målepunkt.....	7
4.2	Avbrudd	7
5	kontrolltidspunkt/ -intervall	8

VEDLEGG

Vedlegg 1: Grunnlag for akkreditert kontroll av målekjeden

Vedlegg 2: Kontrollpunkter ved kontroll av måler

Vedlegg 3: Forslag til sjekkpunktliste ved kontroll

Vedlegg 4: anbefalte spesifikasjoner på tekniske installasjoner

Vedlegg 5: Vurdering av et målepunkts totalfeil

2 INNLEDNING

2.1 FORMÅL

Måling av energiutveksling i sentralnettet legges til grunn for det økonomiske oppgjøret innenfor sentralnettsordningen. Feil måling kan gi en uriktig fordeling av kostnadene i nettet, og dermed være til hinder for et velfungerende kraftmarked. Måling av kraftutveksling skjer der aktører i kraftmarkedet møtes, og det er behov for et samordnet regelverk for å ivareta en tilstrekkelig kvalitet på målingene. Dette dokumentet skal sikre gode måletekniske løsninger som sikrer effektiv og rasjonell etablering, drift og vedlikehold av målerinstallasjoner. Det gis en oversikt over krav og anbefalinger for målepunkt, tekniske installasjoner, kommunikasjonsstien mellom elmåler og innsamlingsystem og utførelse for anlegg som omfattes av sentralnettordningen.

Formålet er å bidra til riktige økonomiske oppgjør slik at nettselskap, kraftleverandører, kunder og myndigheter har tillit til kvaliteten på måleverdiene.

2.2 NETTAVTALEN OG INNLEIEKONTRAKTEN

Statnett SF, som er sentralnettoperatør, har både i nettavtalen og i innleieavtalen vist til dette dokumentet. Innleieavtalen gjør det klart at netteier er ansvarlig for at måledata tilfredsstiller de krav som settes til måling. Netteier har ansvaret for anskaffelse og drift av nødvendig måleutstyr i egne anlegg. Nettavtalen forplikter kunden å rette seg etter de krav til måling Statnett fastsetter – etter forutgående drøftinger med kundene. Et vilkår for å få nettavtale i sentralnettet er at kunden, i egenskap av eier eller leier, har overføringsanlegg som er direkte tilkoblet eller inngår i et tilknytningspunkt i sentralnettet. En henvisning fra både innleieavtalen og nettavtalen skal således sikre at alle relevante målinger for sentralnettavregningen omfattes av kravene.

2.3 HVA ER NYTT

Dette dokumentet erstatter tidligere "Krav til måling av sentralnettsutveksling" fra 2001. Dokumentet bekjentgjøres sommeren 2015 og det gis 6 måneder for implementering. Dokumentet trer i kraft 1. januar 2016. Dokumentet stiller krav til målekjeden og målerverdiinnsamling for energimålinger som inngår i sentralnettsavregningen, herunder avregningsmålere og kontrollmålere. Det er lagt vekt på funksjonelle krav, der det i stor grad overlates til de ansvarlige å finne hensiktsmessige tekniske løsninger. Det er innlemmet noen nye krav i denne versjonen som trer i kraft for alle nye anlegg og komponenter som skiftes ut etter 1. januar 2016.

- Krav om at nye målere også skal kunne måle reaktiv effekt
- Registreringsfrekvens for målestander skal kunne stilles mellom 5 – 60 min
- Elmåler skal ha IP-basert kommunikasjon
- Elmåler skal være tilkoblet ekstern hjelpespenning
- For målere installert etter 1. januar 2016 skal målerverdier være referert til norsk normaltid, UTC + 1 tid

2.4 AKKREDITERING

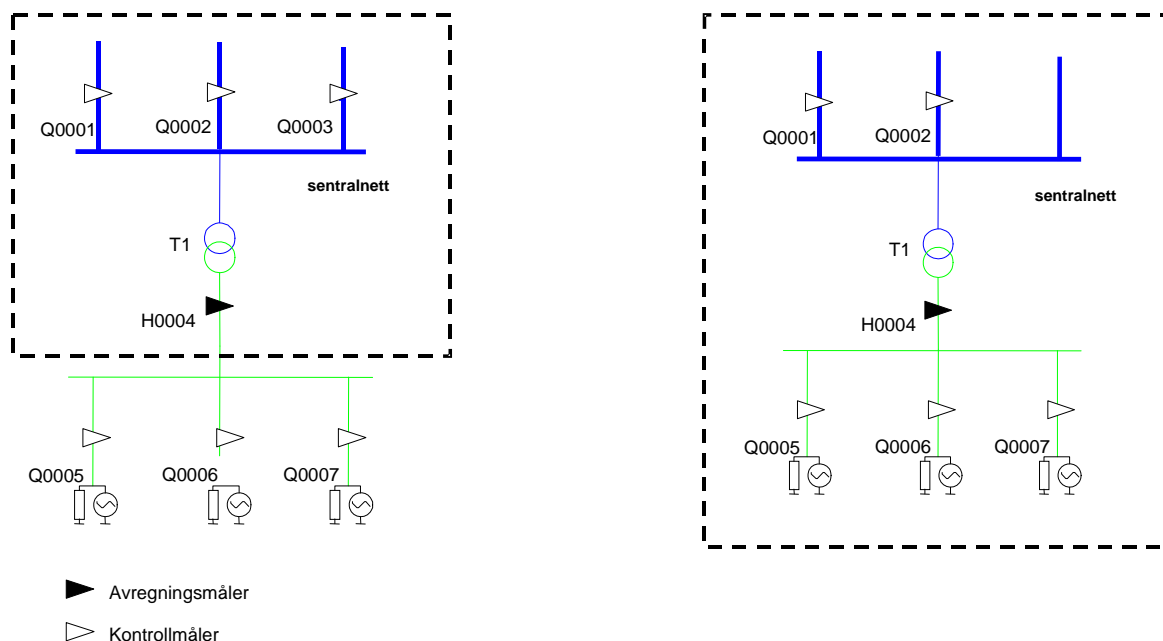
Det er krav om at hele målekjeden med unntak av terminal skal kontrolleres av en organisasjon akkreditert i henhold til NS-EN ISO/IEC 17025 (eller tilsvarende). I tillegg skal vedlegg 1 Grunnlag for akkreditert kontroll av målekjeden i dette dokumentet oppfylles ved akkreditering.

2.5 VIRKEOMRÅDE

Krav til måling av sentralnettsutveksling (KtM) gjelder alle målekjeder som inngår i energiavregning av sentralnettet eller kontroll av energiavregningen. Dvs. alle målepunkter i sentralnett samt alle målepunkter i underliggende nett som inngår i linje – eller stasjonsbalanse mot sentralnett. KtM gjelder også alle målekjeder på alle linjer i sentralnettet da disse er viktige for beregning av linjebalanser som inngår i den kontinuerlige tilstandskontrollen fra sentralnettoperatorens side. Det er et mål at det skal være kontrollmålere på alle sentralnettavganger. For anlegg idriftsatt etter 1. januar 2002 er dette et krav.

2.6 ET EKSEMPEL

I figur 1 nedenfor er det vist eksempler på hvilke målere som omfattes av KtM. På skissen til venstre inngår *ikke* målere nedenfor H0004, da det kan beregnes fullstendig stasjonsbalanse for kontroll av avregningsmåleren ved hjelp av målerne i firkanten. På skissen til høyre omfattes *alle* målerne i stasjonen av KtM da Q0005, Q0006 og Q0007 må inkluderes for beregne balanse for kontroll av avregningsmåleren H0004. Kontrollmålerne Q0001, Q0002 og Q0003 omfattes av KtM fordi de også inngår i linjebalanser i sentralnettet. Ved uklarheter avtales det mellom operatør og anleggseier hvilke målere som omfattes av kravene nedfelt i dette dokument.



Figur 1 Eksempler på hvilke målere som omfattes av KtM.

Kravene i dette dokumentet representerer minimumskrav. Anleggseier står fritt til å utøve en strengere kontroll og å oppfylle strengere krav enn det som er nedfelt i dette dokument. Statnett viser til bransjestandarden for elmåling i høyspenningsanlegg ved REN-bladene 4010, 4011 og 4012. Skulle det oppstå motstrid mellom kravene i REN-bladene og kravene i KtM er det KtM som gjelder for målepunktene som omfattes av sentralnettsordningen.

For de tilfeller at myndighetenes regelverk måtte komme i motstrid med innholdet i disse krav, settes kravene til side så langt det er nødvendig for å bringe regelkonflikten til opphør.

3 FUNKSJONSKRAV

Riktig og rask avregning av sentralnettet fordrer at sentralnettoperaterør får verdier raskt og av tilstrekkelig kvalitet. Dette stiller krav til den målte verdiens maksimale feilvisning, tilgjengeligheten til målerverdiene, målekjedens oppetid og tidssynkronisering.

3.1 TOTAL MAKSIMAL FEILVISNING

Alle nye målere som installeres etter 1. januar 2016 skal kunne måle aktiv og reaktiv energi i begge retninger. Dette vil også gjelde ved reinvesteringer. Ved målepunkt hvor hele målekjeden er installert etter 1. januar 2016 skal hele målekjeden ikke ha en samlet antatt feilvisning på mer enn

Aktiv energi 0,5 %

Reaktiv energi 1,0 %

Ved målepunkter hvor målekjeden er installert før 1. januar 2016 skal målekjeden ikke ha en samlet antatt feilvisning på mer enn

Aktiv energi 0,8 %

Reaktiv energi -

Ved målepunkter hvor målekjeden er installert før 1. januar 2002 skal målekjeden ikke ha en samlet antatt feilvisning på mer enn

Aktiv energi 1,0 %

Reaktiv energi -

Ved avvik utover angitt målefeil for målekjeden, skal det kartlegges hvor årsaken ligger og hva som kan gjøres for å oppnå tilfredsstillende kvalitet. Eksempel på hvordan feilvisning beregnes er gitt i vedlegg 5. Fra anleggseier er gjort oppmerksom på, eller selv har oppdaget målefeil, skal feilen rettes så raskt som praktisk mulig og målekjeden underlegges målepunktkontroll.

3.2 MÅLERENS TILGJENGELIGHET

Anleggseier er ansvarlig for det interne datalageret (loggregisteret) i elmåleren eller terminal der dette benyttes. Elmåler og terminal skal ha maksimal tilgjengelighet. Fra anleggseier er gjort oppmerksom på, eller selv har oppdaget feil, bør feilen være rettet innen rimelig tid.

For elmålere installert etter 1. januar 2016 skal lagringskapasiteten for målestander til elmålerens interne datalager tilsvare minst ett år ved timesoppløsning. Registreringsfrekvens for målestander skal kunne stilles inn i området 5-60 minutter. Elmåler skal lagre data lokalt for målestander som følger tidsoppløsningen til kraftmarkedet. Energiverdier skal gjøres tilgjengelig med samme tidsoppløsning som kraftmarkedet. Sentralnettoperør skal ha tilgang til alle elmålere/terminaler som inngår i sentralnettavregningen der anleggseier selv ikke rapporter inn til Elhub.

3.3 TILSTANDSKONTROLL

Som grunnlag for kontinuerlig tilstandskontroll fra sentralnettoperørs side skal anleggseier legge til rette for at det skal kunne beregnes stasjonsbalanse i alle stasjoner hvor det foregår sentralnettutveksling. Tilstandskontrollen skal kunne utføres med samme intervall som det kraftmarkedet opererer med. Enten ved at anleggseier sender måleverdiene direkte til Statnett eller til Elhub.

3.4 KOMMUNIKASJONSSYSTEM

Elmålere som er installert etter 1. januar 2016 skal være tilknyttet IP-basert kommunikasjon. Det skal velges et kommunikasjonssystem som er stabilt der stasjonen er geografisk plassert. Det skal være toveiskommunikasjon mellom måler og innsamlingssystem. Kommunikasjonen over elmåler-kanalen, kommunikasjonstien i nettverket mellom elmåler og innsamlingssystem, skal enten foregå i et lukket nett, stengt for uvedkommende, eller ved at kommunikasjon over offentlige nett krypteres. Det skal være autentisering mellom sender og mottaker. Kommunikasjonsprotokoll og standard for elmålere skal følge IEC 62056. Det skal være mulig å legge inn passord som beskytter mot konfigurering av elmåleren via elmåler-kanal. For elmålere som er installert etter 1. januar 2016 skal innsamling av måleverdier gå over elmåler-kanal og innsamlingsfrekvensen skal minimum være på timesbasis. For anlegg som bygges etter 1. januar 2016 skal løsningen med sendemåler med impulsutgang tilknyttet målerterminal ikke benyttes. Alle anlegg som baserer seg på oppringning av modem skal fases ut før 1. januar 2019. Etter 1. januar 2019 skal all kommunikasjon mellom måler og innsamlingssystem

foregå over lukket nett eller ved at kommunikasjon over offentlige nett krypteres.

Alle elmålere mot slutt kunder i sentralnettet skal ha muligheten til å registrere aktiv og reaktiv energi i begge retninger innen 1. januar 2019 slik som forskrift 301 tilsier.

3.5 MÅLEKJEDENS OPPETID

Et utvekslingspunkt skal kunne måles kontinuerlig. Dersom en målekjede er ute av drift, skal balansemåling gi entydig erstatningsverdi. Det skal til enhver tid ikke være mer enn en målekjede ute av drift i en stasjon med balanse. Målekjeden må settes i drift igjen så raskt som praktisk mulig. I de tilfeller der avbrudd medfører tap av entydige erstatningsverdier (stasjon uten balanse), skal feilen være rettet innen 24 timer fra anleggseier er gjort oppmerksom på, eller selv har oppdaget avbrudd.

3.6 HJELPESPENNING

Elmålere installert etter 1. januar 2016 skal ha to hjelpspenningssystemer hvorav den ene skal være backup for den andre. Primær hjelpspenning skal hentes fra vekselrettersystem/batterisystem.

3.7 TIDSSYNKRONISERING

For målepunkt hvor elmåler er installert etter 1. januar 2016 skal avviket over timeskiftet ikke overstige +/- 4 sekunder. Alle elmålere skal ha egen sanntidsklokke og skal kunne synkroniseres via innsamlingssystemet. Tidsangivelsen i måleren skal angis ved år, måned, dag, time og tidsoppløsning i kraftmarkedet. For alle nye anlegg installert etter 1. januar 2016, der Statnett samler inn måleverdier, skal måleverdiene være referert til UTC +1 tid. Overgangen mellom sommertid og norsk normaltid gjøres i innsamlingssystemet. For elmålere som er installert før 1. januar 2016 skal avvik relatert til timeskift ikke overstige +/-7 sekunder.

4 ANDRE BESTEMMELSER

4.1 KRAV TIL MÅLEPUNKT

Alle målere og målekretser skal være basert på 3-systems og 4-lednings måling. Strøm og spenning skal måles på samme spenningsnivå og ikke være galvanisk adskilt. Spenningstransformatoren skal ikke benyttes i flere målekjeder. Det skal være en egen sekundærledning fra feltskap/første sikring, til elmåleren. Dette for å redusere spenningsfallet til et minimum. For strømtransformatoren skal byrden i sekundærkretsen være konstant og uten mulighet for variasjon ved betjening eller drift av anlegget. I felt hvor det er to sett strømtransformatorer skal det også være to elmålere.

4.2 AVBRUDD

Ved planlagt avbrudd, for eksempel hvis måleren tas ut for kontroll, skal sentralnettoperatør gis melding om dette samme dag som avbruddet finner sted. Meldingen skal inneholde følgende informasjon:

Informasjon:	Eksempel:
-stasjon	Meråker
-komponentkode(måler-id)	H 1234
-dato	16.12.16
-tid ut	13:05
-tid inn	15:57

Ved uforutsette avbrudd skal sentralnettoperatør informeres umiddelbart etter at avbruddet er kjent.

5 KONTROLLTIDSPUNKT/ -INTERVALL

Det er et mål å operere med kontrollintervaller som fører til at kostnadene ved kontroll samsvarer med nytten, der både sannsynlighet for feil og konsekvenser av feil inngår. Med basis i dette avhenger kontrollintervallet for et utvekslingspunkt av to forhold:

- 1) Utvekslingspunkts økonomiske betydning
- 2) Hvorvidt sentralnettoperatør kan beregne automatisk stasjonsbalanse

Ad. pkt. 1:

Den økonomiske betydning avhenger av volumet på innmating eller uttak av energi. Utvekslingspunkt med stor økonomisk betydning skal kontrolleres hyppigere enn utvekslingspunkt med liten økonomisk betydning. Det er den måler i den aktuelle stasjon med høyest brutto utvekslet ukegjennomsnitt som er bestemmende for hvilken kontrollfrekvens alle målekjeder i stasjonen skal underlegges, altså hvor ofte alle målekjeder i stasjonen skal kontrolleres. Dette omfatter også de kontrollmålerne i stasjonen som er underlagt KtM.

Alle kontrollmålere og avregningsmålere som inngår i KtM er registrert i nettportalen Nettweb (<https://www.nettavregning.no/>). Rapportering av målepunktkontroll skjer i denne portalen. Anleggseier plikter å følge kontrollintervallene for sine målere og holde databasen oppdatert. I denne nettportalen finnes det oversikt over:

- Måler
- Avgang
- Ukegjennomsnitt
- Dato for når kommende kontroll skal være utført
- Dato for når måleren sist var kontrollert og godkjent
- Oversikt over målere hvor kontrolldato har passert
- Dokumentet krav til måling
- Målerens maksimale antatte feilvisning ved sist kontroll

Ad. pkt. 2:

Hvorvidt det kan beregnes stasjonsbalanse avhenger av om det er installert tilstrekkelig med kontrollmålere.

Det opereres med to faste kontrollintervaller:

Brutto utveksling	Ved idriftsettelse	Deretter hvert
Under 10.000 MWh/uke	Ja	8. år
Over 10.000 MWh/uke	Ja	4. år

I stasjoner hvor det ennå ikke er tilrettelagt for at sentralnettoperatør kan beregne stasjonsbalanse, skal kontrollhyppigheten dobles – dvs. enten hvert 4. eller hvert 2. år avhengig av utvekslet energivolum.

Det forutsettes at hele målekjeden kontrolleres etter arbeid, utskiftninger eller etter andre inngrep og retting av feil i målekjeden. Kvaliteten på målingen skal ikke forringes som følge av dette. Det er anleggseier som har ansvaret for at kvaliteten på målingene til enhver tid er innenfor krav til måling. Utskifting av enkeltkomponenter i måleinstallasjonen vil ikke medføre ytterligere krav til utskifting av andre komponenter i målepunktet. Kvalitetskravene for nye komponenter skal være som for nyanlegg.

Kunden kan ved mistanke om feil be om kontroll av et målepunkt for egen regning. Hvis det så avdekkes feil, skal kostnadene til kontroll og feilretting dekkes av anleggseier.

Sentralnettoperatør kan ved begrunnet mistanke om feil på basis av balansekontroll eller annet be om kontroll for anleggseiers regning. Kontroll skal utføres så raskt som praktisk mulig.

Ved avdekking av feil er anleggseier ansvarlig for å gjennomføre korrektive tiltak i rimelig tid etter at feil er avdekket.

Anleggseier er ansvarlig for arkivering av dokumentasjon fra målepunktskontrollen i 10 år. Disse skal kunne være tilgjengelige for sentralnettoperatør på forespørsel.

DEFINISJONER

<i>Utvekslingspunkt</i>	Punkt i sentralnettet hvor det tas ut eller leveres inn energi.
<i>Elmåler</i>	Instrument som måler energistrømmen gjennom et punkt.
<i>Avregningsmåler</i>	Måler hvis måleverdi legges til grunn for økonomiske oppgjør i sentralnettet.
<i>Kontrollmåler</i>	Måler hvis verdi brukes for å kontrollere øvrige målinger.
<i>Måletransformator</i>	Strøm- eller spenningstransformator som transformerer målestørrelser i målepunktet til passende sekundære verdier.
<i>Terminal</i>	Timesynkronisert datalagringsenhet som registrerer og lagrer målte data. Terminaler vil fases ut på sikt.
<i>Målekjede</i>	Måletrafo, måler og terminal med tilhørende forbindelse mellom disse.
<i>Sentralnettoperatør</i>	Statnett SF som operatør av de nettanlegg som til enhver tid er med i sentralnettordningen.
<i>Anleggseier</i>	Eier av anlegg som inngår i sentralnettordningen eller som er direkte tilknyttet et tilknytningspunkt i sentralnettet. Netteier, produsent eller sluttbruker som har nettavtale med definerte tilknytningspunkt i sentralnettet.
<i>Målepunktskontroll</i>	Kontroll av målekjeden i et målepunkt i henhold til krav i dette dokument.
<i>Belastningspunkt</i>	Med belastningspunkt menes det en gitt fasespenning, fasestrøm og fasevinkel.
<i>Elmåler-kanal</i>	Kommunikasjonsstien i nettverket mellom måler og innsamlingssystem.
<i>Byrde</i>	Belastning på måletransformatorens sekundærside
<i>Effektfaktor</i>	Cosinus til fasevinkelen ϕ mellom strøm og spenning
<i>Omsetningsforhold</i>	Forhold mellom primær -og sekundærside i en måletrafo
<i>Prøveprotokoll</i>	Signert og datert dokument fra produsent der det bekreftes at produktet er målt og testet, og at produktet tilfredsstillende relevante kvalitetskrav

<i>Stasjonsbalanse</i>	Totalt tap i stasjon. Summen av kraft inn og ut av en stasjon skal være tilnærmet lik null
<i>Linjebalanse</i>	Nettap på en linje. Forskjellen på hva som leveres inn og tas ut av en linje

Vedlegg 1 Grunnlag for akkreditert kontroll av målekjeden

Innholdet i dette vedlegget skal legges til grunn ved akkreditering av organisasjoner for målepunktskontroll.

Hele målekjeden, med unntak av ekstern terminalen, skal kontrolleres ved den akkrediterte målekontrollen.

Kontroll av måleinstallasjonen skal dokumenteres i kalibreringsbevis/prøvingsbevis. Dette kalibreringsbeviset skal være utstedt av organisasjon akkreditert i henhold til NS-EN ISO/IEC 17025 (eller tilsvarende) av akkrediteringsorgan som selv tilfredsstiller krav fra EA (European co-operation for Accreditation) eller tilsvarende.

Anleggseier er ansvarlig for at målekjeden kontrolleres i henhold til de krav som er fastsatt.

Utførelse av målepunktskontroll

I installasjoner installert etter 1. januar 2016 skal målekjeden ha en maksimal antatt feilvisning på 0,5 % ved nominell strøm og spenning for aktiv effekt og 1,0 % for reaktiv effekt.

I installasjoner installert etter 1. januar 2002 skal målekjeden ha en maksimal antatt feilvisning på 0,8 % ved nominell strøm og spenning for aktiv effekt.

I installasjoner installert før 1. januar 2002 skal målekjeden ha en maksimal antatt feilvisning på 1,0 % ved nominell strøm og spenning for aktiv effekt.

Det skal da fremkomme hvilke deler av måleledningene som er undersøkt. Det skal for de deler av måleledningene der det ikke er mulig å foreta kontrollmålinger, angis et feilbidrag basert på observasjoner og beregninger. Slike beregninger/vurderinger skal rapporteres i prøvingsrapporten.

Det skal rapporteres en vurdering av byrden på måletrafoens klemmer basert på målinger eller informasjon fra anleggseier. Både den totale byrden og tapet i den elektriske målerkretsen skal måles og kontrolleres.

Det skal minimum utføres kalibrering av måleren i målepunktene gitt i vedlegg 2. Øvrige kontrollmålinger som nødvendigvis må foretas på anlegg i drift, skal utføres ved anleggets belastningspunkt, og rapporteres i forhold til merkebyrder for strøm- og spenningstransformator. Angivelse av samlet feil for målepunktet oppgis ved målerens nominelle spenning og strøm ved $\cos\phi=1$. For reaktive verdier settes målerens feil til 0, og det tas utgangspunkt

i klassen til måleren for å beregne usikkerheten. Et eksempel på hvordan dette beregnes finnes i vedlegg 5.

Når måler tas ut for kalibrering skal følgende punkter gjennomføres:

- Sentralnettoperatør skal informeres samme døgn og kvittere for mottatt.
- I den grad det er mulig skal elmåleren tas ut og settes inn, innenfor en klokke time, slik at avregningsgrunnlaget ikke påvirkes unødvendig mye.

Ved idriftsettelse av elmålere for stasjonsforbruk skal hele målekjeden kontrolleres. Elmålere for stasjonsforbruk underlegges deretter kontroll av hele målekjeden hvert 8. år. Med stasjonsforbruk menes forbruk i stasjonen og elmålere for drift av reaktive komponenter.

Protokoll fra den enkelte kontroll skal i tillegg til resultatet fra kalibrering av måleren, observasjon av belastningspunkt, spenningsfall og byrder samt tilhørende vurderinger inneholde den informasjon som fremkommer i forslag til sjekkpunktsliste, se vedlegg 3.

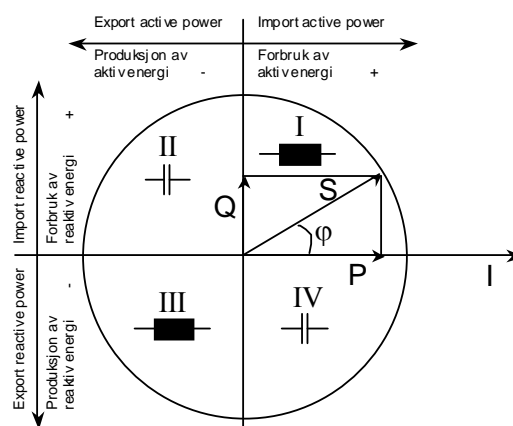
Vedlegg 2 Kontrollpunkter ved kontroll av måler

	Belastningspunkt	I_n [%]	Effektfaktor	Faser	Kvadrant	Vinkel i grader [°]
Forbruk aktiv energi P+ ($\cos\varphi$)						
	1	5	1,0	Alle	I	0
	2	10	0,5 [ind]	Alle	I	60
	3	10	0,8[kap]	Alle	IV	323,13
	4	50	1,0	Alle	I	0
	4	100	1,0	L1	I	0
	6	100	1,0	L2	I	0
	7	100	1,0	L3	I	0
	8	100	0,5 [ind]	Alle	I	60
	9	100	0,8 [kap]	Alle	IV	323,13
	10	100	1,0	Alle	I	0
	10b ²	100	1,0	Alle	I	0
Produksjon aktiv energi P- ($\cos\varphi$)						
	11	50	-1,0	Alle	III	180
	12	100	-0,8 [kap]	Alle	II	143,13
	13	100	-0,5 [ind]	Alle	III	240
	14	100	-1,0	Alle	III	180
	14b ²	100	-1,0	Alle	III	180
Forbruk reaktiv energi Q+ ($\sin\varphi$)						
	15	100	0,8 [kap]	Alle	I	53,13
	16	100	0,8 [ind]	Alle	II	126,87
Produksjon reaktiv energi Q- ($\sin\varphi$)						
	17	100	-0,8 [kap]	Alle	III	233,13
	18	100	-0,8 [ind]	Alle	IV	306,87

2) Giver (impulsutgang)

Spenningen skal være 100 % av U_n for alle målinger. Både U_n og I_n viser til spenning og strøm programmert i måleren. Det skal foretas kontroll av alle kontrollpunkter så fremt dette lar seg gjøre.

Elmåler skal holde sin klasse for alle kontrollpunkter i hht gjeldende IEC norm (Aktiv: IEC 62053-22 – Reaktiv: IEC 62053-24, og senere revisjoner)



Vedlegg 3 Forslag til sjekkpunktliste ved kontroll

Det akkrediterte organet utformer selv egnet prøveprotokoll.

Prøveprotokollen bør minimum inneholde følgende sjekkpunkter:

Stasjon:

1. Spenningstransformatorer.

- a. Data fra merkeskilt/kartotek registrert.
- b. Prøveprotokoll for spenningstransformatorer fra produsent registrert.
- c. Sekundærbelastning kontrollert.
- d. Sammenligning av sekundærspenning med andre spenningstransformatorer tilknyttet samme driftsspenning utført.

2. Strømtransformatorer.

- a. Data fra merkeskilt/kartotek (aktuell kjerne) registrert.
- b. Prøveprotokoll for strømtransformatorer fra produsent registrert.
- c. Sekundærbelastning (aktuell kjerne) kontrollert.

3. Spenningsledninger.

- a. Kontrollert spenningsfall fra spenningstransformator til elmåler.

4. Måler.

- a. Data fra merkeskilt registrert.
- b. Prøveprotokoll for måler fra produsent registrert.
- c. Data for måler og måletrafoer i overensstemmelse.
- d. Tilkoblingskontroll under drift utført (vektorkontroll).
- e. Målerkontroll utført i hht. prøveprotokoll.
- f. Impulsutgang ført fram til lokal og/eller fjernregistrering av timeverdier. Rett funksjon kontrollert.
- g. Måleren er plombert.

Gis etter oppsett av det enkelte akkrediterte selskap for resultater etter kontroll av målepunktet.

Vedlegg 4 Spesifikasjoner på tekniske installasjoner

Målere

Elmålere installert *før* dette dokumentets ikrafttredelse bør være av klasse 0,2S for aktiv effekt i henhold til IEC 62053*.

Elmålere installert etter 1.januar 2016 skal være av klasse 0,2S for aktiv effekt og 0,5S for reaktiv effekt i henhold til IEC 62053*.

Måletrafoer installert før 1. januar 2002

Strømtransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 61869* og være av klasse 0,5 eller bedre.

Spenningstransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 61869* og være av klasse 0,5 eller bedre.

Måletrafoer installert etter 1. januar 2016

Strømtransformatorer skal overholde gjeldende krav i IEC 61869* og være av klasse 0,2S eller bedre.

Spenningstransformatorer skal overholde gjeldende krav i IEC 61869* og være av klasse 0,2 eller bedre.

Alle måletrafoer skal leveres med sporbare prøveprotokoller og angitt usikkerhet.

* Det henvises til de funksjonelle krav som fremkommer av siste revisjon av denne standard eller tilsvarende standard.

Vedlegg 5 Vurdering av et målepunkts totalfeil

For vurdering av et målepunkts totalfeil for både aktiv og reaktiv effekt i henhold til Statnetts krav til måling (KtM), skal følgende prinsipp benyttes:

$$| F_{\text{total}} | + U_{\text{total}} < F_{\text{maks}}$$

Der:

F_{total} : målepunktets totale målefeil hensyntatt målerens feil, tilgjengelige tilledningers feil og strøm- og spenningstransformatorens feil

U_{total} : måleusikkerheten knyttet til vurderingen av målepunktet

F_{maks} : målepunktets maksimale tillatte feil i henhold til KtM.

For reaktive verdier settes målerens feil til 0, og det tas utgangspunkt i klassen til måleren for å beregne usikkerheten. Vurderingen for aktiv effekt skal gjøres i forhold til målerens nominelle verdier (U_n , I_n) og ved $\cos \varphi = 1$.

Målepunktets totale feil for aktiv effekt fremkommer ved å summere absoluttverdien av feilbidragene fra måler, ledninger og strøm- og spenningstransformator med den totale måleusikkerhet. Det er akseptert å benytte følgende forenklinger:

- Der det finnes sporbare prøveprotokoller bør det benyttes reell feil og oppgitt usikkerhet, hvis sporbare protokoller ikke finnes så settes feilbidraget til 0 og transformatorens klasse gir usikkerhetsbidraget. Det benyttes verdier som svarer til den nominelle strøm og spenning på måleren.
- Kontroll av ledninger, foretas på den tilgjengelige del av ledningsføringen. Det gis da tilleggsinformasjon om antatt lengde og tverrsnitt for resterende del basert på observasjon eller dokumentasjon av anlegget.
- Det er ikke nødvendig å vurdere feilbidrag fra strømtransformatorens måleledninger for vurderinger ved $\cos \varphi = 1$.
- Ved tresystems måling antas bidraget fra fasefeil som neglisjerbart p.g.a. $\cos \varphi = 1$.

EKSEMPEL PÅ UTREGNING VED TRESYSTEMS MÅLING:

Målepunktets antatte totale målefeil i henhold til kravene i dette dokument, fremkommer gjennom å summere alle bidrag:

$$\begin{aligned}
 F_{total} = & F_{måler} - \frac{1}{3} \left(F_{spenningsledningerL1} + F_{spenningsledningerL2} + F_{spenningsledningerL3} \right) \\
 & - \frac{1}{3} \left(F_{strømledningerL1} + F_{strømledningerL2} + F_{strømledningerL3} \right) \\
 & + \frac{1}{3} \left(F_{spenningst\ rafoL1} + F_{spenningst\ rafoL2} + F_{spenningst\ rafoL3} \right) \\
 & + \frac{1}{3} \left(F_{strømtrafoL1} + F_{strømtrafoL2} + F_{strømtrafoL3} \right)
 \end{aligned}$$

Siden fasefeilen i transformatorer og ledninger gir et svært lite bidrag til den totale målefeil når $\cos \varphi = 1$, kan dette uttrykket forenkles ved å fjerne bidraget fra strømtransformatorenes ledninger. Da det av økonomiske og driftsmessige hensyn ofte ikke er mulig å foreta kalibrering av måletrafoer, vil målepunktets feil fremkomme fra følgende formel:

$$F_{total} = F_{måler} - \frac{1}{3} \left(F_{spenningsledningerL1} + F_{spenningsledningerL2} + F_{spenningsledningerL3} \right)$$

Gitt følgende observasjoner:

- Kalibrering av måler ved nominell strøm og spenning, har gitt følgende resultat:
+ 0.01 ± 0.10 %.
- Ved det gitte arbeidspunkt er det observert følgende relative spenningsfall i de tre målekretsene:
(0.150 ± 0.050) %, (0.120 ± 0.050) % og (0.080 ± 0.050) %.

Målepunktets målefeil ved nominell belastning blir da:

$$F_{total} = 0.01\% - \frac{1}{3} (0.15\% + 0.12\% + 0.08\%) = -0.107\%$$

Tilsvarende finnes usikkerheten i estimatet av punktets totale målefeil ved den kvadratiske sum av alle komponentene:

$$U_{F_{\text{målepunkt}}} = 2 * \sqrt{\left(\frac{0.10\%}{2}\right)^2 + \left(\frac{0.05\%}{2}\right)^2 + 0 + \left(\frac{0.2\%}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{0.2\%}{\sqrt{3}}\right)^2} = 0.345\%$$

Gitt følgende observasjoner:

- Kalibreringen av måleren hadde en total usikkerhet (k=2) på 0.10 % (se over).
- Kontroll av spenningsfall i ledninger hadde en total usikkerhet (k=2) på 0.05 %.
- Spennings- og strømtransformatorer var alle av klasse 0.2 (S), og byrdekontroll har vist at byrdene ligger mellom 25 % og 100 % ved målerens nominelle strøm og spenning Dette gir et bidrag på 0.2 % / $\sqrt{3}$ (firkantfordeling) ut fra transformatorens spesifisering.

Merknad: Normalt skal det ikke tas med noen feil for strømledningene i et system med 3-systems måling der en kun ser på strøm og spenning i fase, så den komponenten blir 0.

Kriterium for å godkjenne et målepunkt:

$$\left| F_{\text{målepunkt}} \right| + U_{F_{\text{målepunkt}}} < F_{\text{maks}}$$

Summen av F_{total} og $U_{F_{\text{målepunkt}}}$ i eksempelet er:

$$\underline{0.107\% + 0.345\% \approx 0.45\%}$$

I forhold til et krav om maksimalt 0.5 % feilvisning kan målepunktet godkjennes. Det kan sies at målepunktet kan godkjennes på bakgrunn av KtM gitt Statnetts prosedyre for utregning.