

Krav til måling av sentralnettsutveksling

15. juni 2001

INNHALDSFORTEGNELSE:1	INNLEDNING 3
2 FUNKSJONSKRAV	5
3 KONTROLLTIDSPUNKT/ -INTERVALL	6

1 INNLEDNING

Formål

Måling av energiutveksling i sentralnettet legges til grunn for økonomiske oppgjør innenfor sentralnettordningen. 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 målingen. Statnett SF som *sentralnettoperator* har både i tilknytningskontrakten og i innleieavtalen vist til dette dokumentet.

Innleieavtalen gjør det klart at *netteier* er ansvarlig for at måledata tilfredsstillende de krav som settes til måling. Tilknytningskontrakten forplikter *kunden* å rette seg etter de krav til måling (ktm) Statnett fastsetter. Et vilkår for å få tilknytningskontrakt 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 tilknytningskontrakten skal således sikre at alle relevante målinger for sentralnettavregningen omfattes av kravene.

Dette dokumentet erstatter tidligere "Krav til måling av sentralnettsutveksling" av 1995. Dokumentet stiller krav til målekjeden for målinger som inngår i sentralnettavregningen, 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 et krav at hele målekjeden med unntak av terminalen 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 akkrediteringen.

Dokumentet bekjentgjøres sommeren 2001 og det gis 6 mnd. for implementering. Dokumentet trer dermed i kraft 01.01.02.

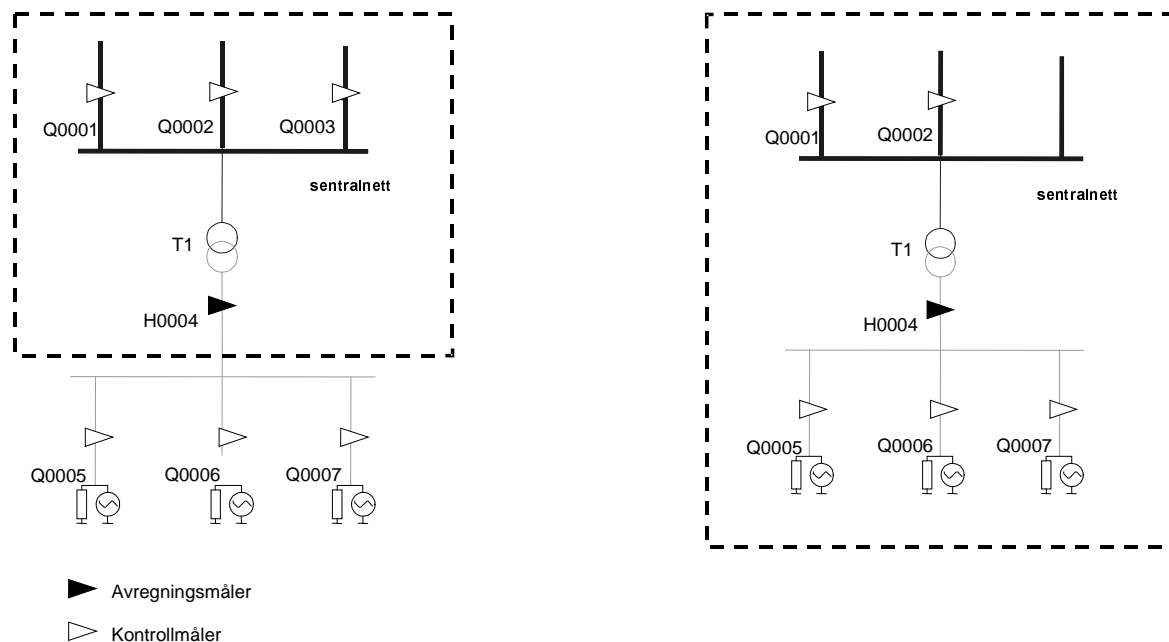
I særskilte tilfeller, for eksempel ved urimelig høye kostnader til nyinvesteringer som følge av nye krav til måling, kan det gis dispensasjon fra kravene nedfelt i dette dokument, etter avtale mellom den aktuelle anleggseier og sentralnettoperator.

Virkeområde

Ktm gjelder alle målekjeder som inngår i energiavregning av sentralnettet eller kontroll av energiavregningen. 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. Ved anlegg idriftsatt etter 01.01.02 er dette et krav.

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.

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.

Definisjoner

<i>Utvekslingspunkt</i>	Punkt i sentralnettet hvor det tas ut eller leveres inn energi.
<i>Elektrisitetmåler</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>Måletrafo</i>	Komponent i målekjeden som omformer strøm og spenning til håndterbare størrelser for måleren.
<i>Terminal</i>	Timesynkronisert datalagringsenhet som registrerer og lagrer målte data.
<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 tilknytningskontrakt 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.

2 FUNKSJONSKRAV

Riktig og rask avregning av sentralnettet fordrer at sentralnettoperatør får verdier raskt og med tilstrekkelig kvalitet. Dette stiller krav til den *målte verdiens maksimale feilvisning*, *målekjedens oppetid* og *terminalens tilgjengelighet*. Utover dette er det enkelte andre funksjonskrav til målekjeden.

Måleverdiens maksimale feilvisning:

Ved målepunkt hvor hele målekjeden er installert *etter* 01.01.02 skal hele målekjeden ikke ha en samlet antatt feilvisning på mer enn 0,8 % ved nominell strøm og spenning. Ved målepunkter hvor målekjeden er installert *før* 01.01.02 skal hele målekjeden ikke ha en samlet antatt feilvisning på mer enn 1,0 % ved nominell strøm og spenning. Eksempel på hvordan feilvisning beregnes er gitt i vedlegg 5. Målefeil vil normalt oppdages av sentralnettoperatør. Fra anleggseier er gjort oppmerksom på eller selv har oppdaget målefeil, skal feilen rettes så raskt som praktisk mulig og målekjeden underlegges målepunktskontroll, ref. kap. 3.

Målekjedens oppetid:

Et utvekslingspunkt skal kunne måles kontinuerlig. Dersom en målekjede er ute av drift skal balansemåling gi entydig erstatningsverdi. Det kan 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. Avbrudd vil normalt oppdages av sentralnettoperatør. 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.

Terminalens tilgjengelighet:

Anleggseier er ansvarlig for terminalen. Alle målekjeder skal være tilknyttet en terminal. Terminalen skal ha maksimal tilgjengelighet. Feil vil normalt oppdages av sentralnettoperatør. Fra anleggseier er gjort oppmerksom på, eller selv har oppdaget feil skal feilen være rettet innen 24 timer. Sentralnettoperatør skal ha tilgang til terminalen via åpen telefonlinje. Dersom andre løsninger ønskes benyttet skal dette reguleres i en egen avtale mellom sentralnettoperatør og anleggseier i det enkelte tilfelle. Terminalen skal kunne ta vare på alle data i minimum 3 uker – 21 dager.

Andre bestemmelser:

Strøm og spenning skal måles på samme spenningsnivå. Spenningstransformatoren skal ikke benyttes i flere målekjeder.

Som grunnlag for beregning av spenningsfall i ledningsførsler som ikke kan etterprøves i felt, skal informasjon om lengde og tverrsnitt, eller ledningens resistans fremskaffes av anleggseier. Når feltet er spenningsløst for generelt vedlikehold vil det være aktuelt å måle resistans i ledningsførsel, og anleggseier skal i etterkant kunne vise til dokumentasjon for gjennomført resistansmåling.

Som grunnlag for kontinuerlig tilstandskontroll fra sentralnettoperators side skal anleggseier legge til rette for at det skal kunne beregnes stasjonsbalanse på timebasis i alle stasjoner hvor det foregår sentralnettsutveksling.

Tidsangivelsen i terminalen skal angis ved år, måned, dag og time. Energiverdier skal gjøres tilgjengelig med timeoppløsning.

Avvik relatert til timeskift må ikke overstige +/- 7 sekunder. Hvorvidt det korrigeres for skifte mellom sommertid og vintertid, avtales mellom anleggseier og sentralnettoperator. Hvis det er ønskelig, kan sentralnettoperator foreta synkronisering etter nærmere avtale.

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

<u>Informasjon:</u>	<u>Eksempel:</u>
- stasjon	Meråker
- komponentkode	H1234
- dato	12.12.03
- tid ut	13:00
- tid inn	15:59
- estimerte timeverdier	12 MWh, 18 MWh, 13 MWh

Ved uforutsette avbrudd skal estimat for timeverdier sendes sentralnettoperator innen kl. 12.00 dagen etter at avbruddet er kjent.

3 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, samt:
- 2) hvorvidt sentralnettoperator 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 ukesgjennomsnitt 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.

Til grunn for fastsettelse av kontrollintervall legges ukesgjennomsnitt for år 2000. Anleggseier vil bli gjort kjent med hvilket kontrollintervall hver enkelt stasjon/målekjede skal underlegges. Ved vesentlige endringer i premissene for fastsettelsen av intervallet, for eksempel store endringer i energiflyten i stasjonen kan sentralnettoperatør fastsette nytt kontrollintervall for de aktuelle målekjeder.

Ad. pkt. 2:

Hvorvidt det kan beregnes stasjonsbalanse avhenger av om det er installert tilstrekkelig med kontrollmålere, og at kontrollmålerens verdier registreres i terminalen.

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 skal dessuten foretas kontroll ved arbeid, utskiftninger eller etter andre inngrep og retting av feil i målekjeden.

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.

Rapportering av målepunktskontroll skjer i form av en årlig rapport til sentralnettsoperatør der det fremkommer hvilke målekjeder som er kontrollert, dato for kontroll og om målekjedene er funnet å oppfylle ktm.

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

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 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 tilfredsstillende ISO/IEC Guide 58.

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

Utførelse av målepunktskontroll

I installasjoner installert etter 01.01.02 skal målekjeden ha en maksimal antatt feilvisning på 0,8 % ved nominell strøm og spenning.

I installasjoner installert før 01.01.02 skal målekjeden ha en maksimal antatt feilvisning på 1,0 % ved nominell strøm og spenning.

Der det ikke er mulig å gjøre målinger i måletrafoens tilkoblingspunkter, skal det fremgå av prøvingsresultatene at det er en begrenset prøving. 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 separat i prøvingsrapporten.

Spenningsnivåene på spenningstransformatorene skal rapporteres, og det skal gjøres en vurdering av spenningsvariasjonen mellom fasene. Hvis den største forskjellen mellom to faser overstiger 1 % relativt til den laveste målte verdien skal dette oppgis som en separat vurdering i prøvingsrapporten.

Byrden skal rapporteres. Det kan også rapporteres en vurdering av byrden på måletrafoens klemmer basert på målinger eller informasjon fra anleggseier.

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 $\cos \varphi = 1$. (for måleren benyttes dermed verdiene fra målepunkt nr. 9 i vedlegg 2).

Når måler tas ut for kalibrering skal følgende punkter gjennomføres:

- Sentralnettoperatør skal informeres samme døgn og kvittere for mottatt. Estimat for timeverdier skal utarbeides, jfr. beskrivelse i kap. 2.
- Måleren skal tas ut rett etter timeskift, og settes inn rett før timeskift.

Målere for stasjonsforbruk skal underlegges kontroll når det foretas øvrig målepunktskontroll i stasjonen. For disse målerne er det tilstrekkelig med kontroll av selve måleren. Det skal og foretas vektoriell kontroll. Med stasjonsforbruk menes forbruk i stasjonen, og som ikke overstiger 5 GWh/år.

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	Spenning [%]	Strøm [%]	Effektfaktor	Fase	Kommentar
1 ¹⁾	100	0,1	1	L1 - L2 - L3	Kontrollen i én retning
2	100	10	0,5 [ind]	L1 - L2 - L3	
3	100	5	1	L1 - L2 - L3	
4	100	50	1	L1 - L2 - L3	
5	100	100	1	L1	Kontrollen i én retning
6	100	100	1	L2	Kontrollen i én retning
7	100	100	1	L3	Kontrollen i én retning
8	100	100	0,5 [ind]	L1 - L2 - L3	
9	100	100	1	L1 - L2 - L3	
10 ²⁾	100	100	1	L1 - L2 - L3	

¹⁾ Start (el.måler (kl. 0,2S) skal starte ved 0,1% strøm, andre klasser er avhengig av hva IEC normen sier)

²⁾ Giver (Impulsutgang)

Vedlegg 3 Forslag til sjekkpunktliste ved kontroll

Det akkrediterte organet utformer selv egnet prøveprotokoll

Side 2 i prøveprotokollen bør minimum inneholde følgende sjekkpunkter:

Stasjon:

1. Spenningstransformatorer.

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

3. Spenningsledninger.

- a. Kontrollert spenningsfall fra spenningstransformator til el.måler.

4. Måler.

- a. Data fra merkeskilt registrert.
- b. Prøveprotokoll for måler 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.

Side 3 gis etter oppsett av den enkelte akkreditert selskap for resultater etter kontroll av el.målepunktet.

Vedlegg 4 Anbefalte spesifikasjoner på tekniske installasjoner

Målere

Avregningsmålere bør være av klasse 0,2S i henhold til IEC 60687*.

Kontrollmålere installert *før* dette dokumentets ikrafttredelse bør minimum være av klasse 0,5S i henhold til IEC 60687*. Kontrollmålere av nøyaktighetsklasse 1,0 i henhold til IEC 1036* kan også være akseptable. Kontrollmålere installert *etter* denne dato bør være av klasse 0,2S i henhold til IEC 60687*.

Målere for stasjonsforbruk bør minimum ha klasse 1 i henhold til IEC 60521* (elektromekaniske) eller IEC 61036* (statiske).

Målere bør avgi informasjonen på en slik måte at timeverdiene blir mest mulig riktig. For målere som benytter pulser betyr dette at antall pulser/kWh må være så høyt at man får god nok oppløsning.

Måletrafoer installert før dette dokumentets ikrafttredelse

Strømtransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 60044-1 (alt. IEC 185)* og være av klasse 0,5 eller bedre.

Spenningstransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 60044-2 (alt. IEC 186)* og være av klasse 0,5 eller bedre.

Måletrafoer installert etter dette dokumentets ikrafttredelse

Strømtransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 60044-1* og være av klasse 0,2S eller bedre.

Spenningstransformatorer bør overholde gjeldende krav i IEC 60044-2* og være av klasse 0,2 eller bedre.

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

Vedlegg 5 Vurdering av et målepunkts totalfeil i sentralnettet

For vurdering av et målepunkts totalfeil 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.

Vurderingen skal gjøres i forhold til målerens nominelle verdier (U_n , I_n) og ved $\cos \varphi = 1$.

Målepunktets totale feil 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 er uhensiktsmessig ut fra kostnader eller driftsforhold å foreta kalibrering av strøm- og spenningstransformator, 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 strømtransformatorenes 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:

$$\begin{aligned} F_{total} = & F_{måler} - \frac{1}{3} \left(F_{spenningsledningerL1} + F_{spenningsledningerL2} + F_{spenningsledningerL3} \right) \\ & - \frac{1}{3} \left(F_{strømledningerL1} + F_{strømledningerL2} + F_{strømledningerL3} \right) \\ & + \frac{1}{3} \left(F_{spenningst\ rafoL\ 1} + F_{spenningst\ rafoL\ 2} + F_{spenningst\ rafoL\ 3} \right) \\ & + \frac{1}{3} \left(F_{strømtrafoL1} + F_{strømtrafoL2} + F_{strømtrafoL3} \right) \end{aligned}$$

Siden fasefeilen i transformatorer og ledninger gir et svært lite bidrager 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: $+0.01 \pm 0.10\%$.
- Ved det gitte arbeidspunkt er det observert følgende relative spenningsfall i de tre målekretsene: $(0.150 \pm 0.050)\%$, $(0.120 \pm 0.050)\%$ og $(0.080 \pm 0.050)\%$.

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:

$$U_{F_{\text{målepunkt}}} = 2 * \sqrt{\left(\frac{0.10\%}{2}\right)^2 + \left(\frac{0.10\%}{2}\right)^2 + 0 + \left(\frac{0.2\%}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{0.2\%}{\sqrt{3}}\right)^2} = 0.356\%$$

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 0.050 %.
- 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 spesifikasjon.

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:

$$\underline{0.107\% + 0.356\% \approx 0.46\%}$$

I forhold til et krav om maksimalt 0.8 % feilvisning kan målepunktet godkjennes. Det kan sies at målepunktet kan godkjennes på bakgrunn av ktm gitt Statnetts prosedyre for utregning.