

AMS + HAN

**Om å gjøre sanntid måledata
tilgjengelig for forbruker**

Hoveddokument

Versjon 2.0

Tittel	AMS + HAN – om å gjøre sanntid måldata tilgjengelig for forbruker
Initiert av	Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)
Ansvarlig	Fagsjef Leif T. Aanensen, NEK (hovedforfatter) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Steinar Fines, leder av NK 13 (medvirkende) ➤ Roger Ek, medlem av NK 13 (medvirkende)
Dato	22.01.2015
Versjon	2.0 (bearbeidet utgave av versjon 1.0 etter høring)

Sammendrag

De neste årene skal det foretas store investeringer på oppgradering av eksisterende elektrisitmålere til moderne «smarte målere» (AMS-måler). Oppgraderingen henger sammen med den sterke globale satsingen på «smarte energinett». Slike målerne kan øke bevissthet hos forbruker om effektiv energibruk.

Utredningens mål er å fremlegge anbefaling til fysisk grensesnitt mellom AMS-måler og forbrukerens nettverk (HAN). Forutsetningen for effektiv lokal styring av effekter er at måldata er tilgjengelig i sanntid. Da kan forbrukeren respondere på prissignal i energimarkedet og eventuelle på dynamisk prising av nett-tjenester.

Utredningens første versjon var basert på omfattende konsultasjoner, dokumentstudier, vurdering av relevante globale standarder og rapporter. Første versjon av utredningen ble sirkulert på høring, synspunkt som ble registrert er inkorporert i denne reviderte versjonen.

NEKs anbefaling er et alternativ til den allerede foreliggende tilrådommen fra Energi Norge fra 2012. NEK har falt ned på en anbefaling som innebærer et trådbundet grensesnitt mot målerens M-BUS. Viktige faktorer for valget har vært å definere et tydelig juridisk grensesnitt, redusere risiko for kompromittering, redusere utfordringer med rekkevidde på trådløs forbindelse samt å gi enklere vilkår for å oppnå tilfredsstillende informasjonssikkerhet.

NEK mener å fremlegge en løsning som er ikke-diskriminerende blant leverandørene, er rimelig enkelt å få på plass og til en tilfredsstillende lav kostnad. Utredningen har avdekket at det ikke er mangel på alternative løsninger, utfordringen består i å falle ned på en beslutning.

Oppsummering og konklusjon

NEK har gitt sin tilrådning i åtte punkter, jf. konklusjon. NEK anbefaler et fysisk grensesnitt over en RJ-45 kontakt, som strømmes predefinert data fra målerens M-BUS i faste intervaller. NEK foreslår videre metode for å sikre datastrømmen i tråd med kravene i personopplysningsloven. NEK foreslår at regler for konfigurering av datastrøm fastlegges innen utgangen av 2016 og skal være operativ senest innen 1. juli 2017. Sistnevnte foreslås gjennomført ved oppgradering av software for allerede monterte AMS-målere og ved at dette er på plass i AMS-målere som leveres etter den tid.

Innhold

Innledning.....	5
Problemstilling.....	6
Kort om historikk og status	6
Filosofi	6
Prinsippskisse	6
Hvem skal nyttiggjøre seg grensesnittet?	7
Sanntidsdata vs. innsamlede data.....	8
IP-basert vs. annen protokoll	8
Netteiers ansvar – ikke strekk dette lenger enn nødvendig	9
Myndighetskravene.....	9
Personopplysningsloven.....	9
Hvem eier måledata?	9
Informasjonssikkerhet.....	10
Tiltak	10
Energiloven – relevant forskrift.....	11
Føringer og forvaltningspraksis fra NVE	11
Andre relevante «kravsettere»	12
Kort om smarte elektriske nett – Smart Grid	12
Standardisering som problemløser	13
Europeisk perspektiv – politisk styring.....	13
Metodisk tilnærming fra europeisk hold.....	14
Tyngde på de globale standarder	15
Hvem arbeider med disse forhold globalt?	15
Sentrale dokumenter	16
Standarder sentrale for AMS-målere	16
Nærmere om IEC 62056	17
Spesielt om IEC 62056-7-5.....	17
Tre aktuelle fysiske «porter» og en trådløs.....	18
Kort om trådløs forbindelse	18
Optisk port.....	18
TP med «carrier signal interface»	19
RS-grensesnitt ved bruk av RS232 eller RS485.....	19



Kartlegging i forbindelse med utredningens versjon 1.0	20
Kartlegging blant leverandørene av AMS.....	20
Hovedinntrykk	20
Kartlegging i forbindelse med utredningens versjon 2.0	22
Synspunkter fra HAN-leverandørene	22
Kort oppsummering av synspunkter	22
Synspunkter fra netteiere	22
Kort oppsummering av synspunkter	22
Respons fra måleleverandørene	23
Kort oppsummering av synspunktene	23
Diskusjon	23
Konklusjon	26
Kilder	27
Tillegg A – Sentrale begreper	28
Appendix B – Conclusion in English.....	29
Tillegg C – oversikt over IEC 62056-serien	30
Tillegg D – Pågående revisjonsarbeider med IEC 62056	31

Innledning

Forklaring til sentrale og forkortede begreper er listet i tillegg A.

NVE utfordret Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) i møte den 8. september 2014 med følgende spørsmål:

«Foreligger det standardisert fysiske grensesnitt for AMS-målere som er beregnet for eller egnet til å knyttes mot forbrukers HAN, herunder mot display som gir forbruker oversikt over eget energiforbruk?»

NEK utarbeidet et notat av 10. september 2014, hvor følgende konklusjon ble trukket¹:

«NEK vil tilråde at netteierne bestiller energimålere som er utformet i samsvar med IEC 62056-serien. Dette vil ivareta det meste hva gjelder interoperabilitet mellom energimåler og øvrige systemer. Når det gjelder selve fysiske utformingen av plugg i grensesnittet har vi dessverre ikke noe klar tilrådning med basis i standardene.....Etter vårt syn kan man lande på hvilken som helst fysisk plugg, så lenge måleren over et av de tre nevnte grensesnitt støtter IEC 62056-seriens protokoller.....»

Notatet av 10. september 2014 var en kortfattet foreløpig vurdering, hvor man utelukkende støttet seg på dokumenter fra IEC og en enkelt konsultasjon. Den 24. oktober 2014 leverte NEK en utredning (versjon 1.0) som bygde på en rekke konsultasjoner, dokumentstudier og systematisk innhenting av synspunkter. Alle konsultasjoner ble dokumentert med referat/logg, jf. tilleggsdokumentet. Utredningen stod dermed på et mer solid fundament. I foreliggende versjon (2.0) er det gjennomført høring mot flere berørte bransjeaktører. Foreliggende utgave er revidert i lys av synspunkter som er kommet inn i denne prosessen.

NEK har preferanse om å velge løsninger som finner støtte i standarder fastsatt av ISO eller IEC. Dette er globale standarder, som er fastsatt etter en grundig prosess. Hvert medlemsland har kommet med innspill og hvor man tilslutt har oppnådd konsensus. Samtidig må dette kontrolleres mot eventuelle endringer/justeringer som foretas på europeisk plan av enten CEN eller CENELEC. Kun i de tilfeller hvor det mangler standarder bør man introduserer «egenutviklede løsninger». Videre, om standardene introduserer alternativ må man selvsagt kunne velge blant disse. De nevnte preferansene er bakt inn i filosofien som presenteres under og påvirker NEKs vurderinger og konklusjon.

Aktiv bruk av globale standarder er et viktig bidrag til å senke kostnadene ved innføring av AMS. Standardene er eller i det minst bør være velkjent kost for produsentene. De har vanligvis selv vært aktive i prosessen med å utvikle dem. I den prosessen har de «brynt seg» på representanter for de som stiller krav. Resultatet er normalt et godt balansepunkt mellom ønsker fra de som stiller krav, de som skal levere i henhold til disse og en tilfredsstillende økonomi. Dersom man introduserer andre krav, vil en leverandør prise dette som kontraktspesifikk endring samt regne inn et risikotillegg siden slike endringer ofte kan være mangelfullt testet og kan føre til komplikasjoner. Mange ekstra krav

¹ Kun relevante deler av konklusjonen er tatt med.



kan også medføre at flere tilbydere trekker seg fra markedet og at man får redusert konkurranse. Det norske markedet er med sine i underkant av 3 millioner målere tross alt et begrenset marked.

Problemstilling

Utredningen tar sikte på å løse følgende utfordring:

Det skal fremlegges et forslag til et trådbunnet fysisk grensesnitt mellom AMS-måler og HAN. Forslaget skal bygge på internasjonalt anerkjente standarder og det skal tilstrebes mest mulig aksept hos berørte parter. Utredningen skal også inneholde råd om hvordan man oppnår tilfredsstillende personvern og forslag til hvordan format på data (omfang, mengde og tidsaspekt) som sendes ut fra AMS-måler kan håndteres.

Kort om historikk og status

Historikken er godt dekket i andre kilder og det henvises til disse. NEK vil kun legge til at man er kjent med tilrådingen som ble gitt av Energi Norge i 2012 om samme sak. NEK har vært i dialog med Energi Norge, som har sluttet seg til at det kan være fornuftig å se på saken på nytt, i lys av ny kunnskap på området.

Kravet fra NVE om pliktmessig montasje av såkalt AMS-målere har vært kjent for netteierne lenge. Regelverket krever at slike målere skal være på plass innen 1. januar 2019. Mange er allerede i anskaffelsesprosess. Det er derfor viktig å komme frem til en omforent beslutning om hvordan grensesnittet mellom AMS-måler og HAN skal løses så raskt som mulig.

Filosofi

Denne utredning tuftes på en grunnleggende filosofi. Denne lanseres tidlig i dokumentet slik at leser tidlig identifiserer den «røde tråden» som gjennomsyrrer forslaget, diskusjonene og senere til konklusjonen som trekkes.

Forslag til grensesnitt mellom AMS-måler og HAN bør bygge på vedtatte eller nært forestående globale standarder. Det fysiske grensesnittet bør benytte en av de tre fysiske grensesnitt som beskrives i IEC 62056-serien: Optisk, TP- eller RS-grensesnitt. Løsningen bør fortrinnsvis kunne realiseres med hardware som allerede er påkrevd i måleren – slik at tilpasninger avgrenses til endringer i software (med unntak av fysisk plugg og tilhørende ledninger). Den fysiske pluggen skal baseres på standardisert, velkjent og utprøvd teknologi som er lite plasskrevende og lite kostnadsdrivende. Grensesnittet mot HAN skal ha en predefinert, men konfigurert sikret datastrøm ut av AMS-måler (push), som muliggjør tilknytning av valgfritt perifert utstyr som støtter IEC 62056-serien. Måledata og grensesnittet skal beskyttes med hensyn til konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet der det er påkrevd.

Dersom man er uenig i ovennevnte filosofi, er sannsynligheten stor for at man heller ikke støtter konklusjonene.

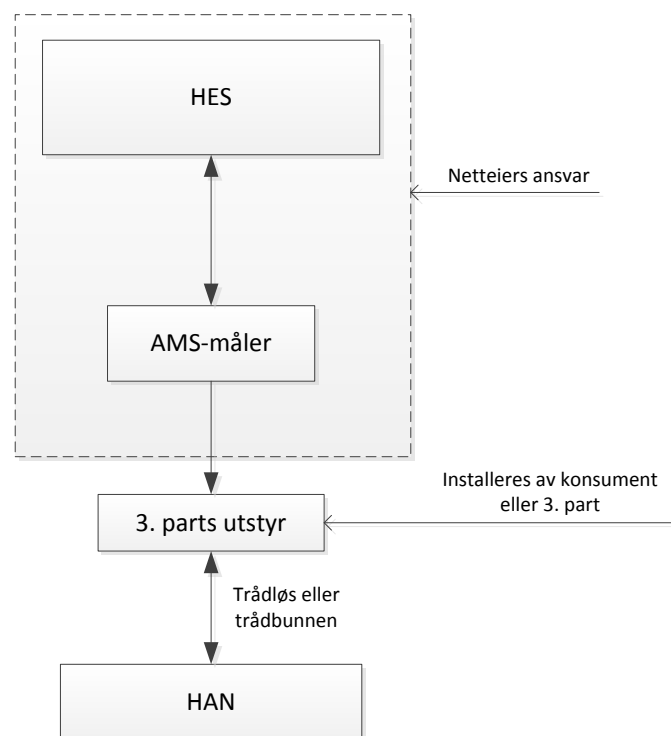
Prinsippskisse

Skissen under illustrerer den overordnede arkitekturen i filosofien. Sett i forhold til AMS-måleren vil man ha et oppstrøms system – netteiers system for forvaltning av AMS-systemet i det aktuelle

området (HES) og et nedstrøms system – et apparat for mottak, prosessering og videreformidling av måledata til HAN. Skissen illustrerer også hvordan ansvarsforholdene kan tydeliggjøres:

Netteiers rolle er å transportere elektrisk energi frem til forbruker, foreta måling av forbruket, samle inn relevante måledata, fakturere riktig pris og stille måledata til rådighet for forbruker.

At noen netteiere tilbyr tilleggstenester kommer ikke i motstrid til dette, det vil i så fall være en tilleggsteneste som tilbys i konkurranse med andre tjeneste tilbydere.



Figur: Overordnet arkitektur

Hvem skal nyttiggjøre seg grensesnittet?

Flere leverandører har vært inne på erfaringer man har trukket i andre land – at forbrukeren i liten grad har vist interesse for HAN-grensesnittet. De advarer mot å legge kostnadsdrivende krav på selve måleren.

Sistnevnte innvending har berettigelse. Det er kan bli liten interesse for grensesnittet blant forbrukerne; de økonomiske motivene er rett og slett for svake. Døgnvariasjonen i pris for elektrisk energi alene er for lav til private forbrukere finner det lønnsomt å investere i laststyring. Vi ser likevel for oss at det kan endre seg om man får en annen prisstrukturen for nettleie. En dynamisk prising av effekt i nettleien kan for eksempel endre forholdet drastisk.



NEK vil også legge til at viljen hos forbruket til å bruke penger på lokalt display (kjøkkendisplay) kan være begrenset. De fleste vil trolig leve godt med løsninger hvor de enten benytter PC, smarttelefon, nettbrett eller benytter display på selve måleren til å få tilgang til eget forbruk. Slike grensesnitt gir presentasjonsmuligheter som ofte går langt utover funksjoner som legges i et lokalt display.

Når ovennevnte er sagt, er det ikke NEKs oppgave å drøfte berettigelsen av kravene i regelverket. Regelverket er klar på området: Sanntid måldata skal gjøre tilgjengelig for de forbrukere som ønsker det.

Flere målerleverandører peker i retning av at målerens oppgave må være å generere en beskyttet datastrøm over et standardisert grensesnitt som eksternt utstyr kan nyttiggjøre seg. De peker på at det er vanskelig å overskue utviklingen i et 10-15 års perspektiv som er målerens påkrevde levetid. Så lenge datastrøm, konfigurasjon og fysisk grensesnitt er besluttet, vil det være håndterbart for tilbydere av tilleggstjenester å nyttiggjøre seg måldata.

Sanntidsdata vs. innsamlede data

Det er viktig å presisere skille mellom sanntidsdata og innsamlede data. Førstnevnte er nødvendig dersom det skal foretas respons i sanntid, for eksempel som reaksjon på prissignal i markedet eller for å redusere topplast. Forbrukere som ikke har eller bryr seg om konkret respons vil som nevnt kunne få relevante data via egnet nettside eller applikasjon på telefon eller nettbrett. Slik informasjon vil kunne ha en tidsforsinkelse på inntil 24 timer, men som kan være tilfredsstillende for slik bruk.

En forbruker som verken responderer på prissignal i markedet eller tilpasser seg nett-tariff er neppe i tråd med myndighetenes, kraftprodusentenes eller netteierens interesse. Signalene fra myndighetene er krav om et stadig sterkere vekt på redusert energibruk, mens nettselskapene synes å ha en økende oppmerksomhet på riktig prising av effekt. Sistnevnte kan medføre en langt mer aggressiv prising av topplast. Slike endringer kan medføre en betydelig økt interesse fra forbruker til å respondere. Da vil interessen for HAN-grensesnittet kunne endres raskt.

IP-basert vs. annen protokoll

Trenden er klar: all form for kommunikasjon går i retning av å bli IP-basert. Årsaken til det er at stadig mer utstyr kobles til internett – som har IP-basert kommunikasjon som en av sine grunnsteiner. Den interne kommunikasjonen i utstyret går imidlertid på andre «protokoller». Først når man kommer på grensesnittet mot omverden må kommunikasjonen være standardisert på IP. Dette skjer ved et internt eller eksternt nettverksgrensesnitt – et trådbunnet eller trådløst.

NEK legger til grunn at kommunikasjonen fra et ytre grensesnitt mot andre systemer bør baseres på IP. Det kan imidlertid stilles spørsmål med om det er forsvarlig å kjøre IP-basert kommunikasjon helt inn i måleren. Tvert imot kan det være fornuftig at målerens oppgave er å sende en beskyttet datastrøm til en ekstern enhet som enten prosesserer data lokalt eller videreformidler disse til andre systemer. Slik kommunikasjon bør fortrinnsvis av IP-basert og må da beskyttes med adekvat sikkerhetstiltak. Sistnevnte vil dog være nettselskapet uvedkommen, siden det vil være en tjenestetilbyder eller forbrukeren selv som «tar over stafettpinnen».

Netteiers ansvar – ikke strekk dette lenger enn nødvendig

NEK mener at netteiers ansvar bør avgrenses til å sørge for tilfredsstillende konfidensialitet, integritet og tilgjengelig til data som ligger på måleren – og sørge for beskyttet datastrøm til en ekstern modul når dette bestilles. Her er det naturlig å legge til at leverandørene av AMS-målerne er en part som må bidra for å håndtere sistnevnte. Måleren må nemlig ha støtte for beskyttelse ved bruk av digitale sertifikater, videre kan det være naturlig at leverandør bistår med forvaltning av nøkler. Dette er noe produsentene av AMS-målere har god kompetanse på, men det må etterspørres av netteierne i forbindelse med anskaffelsen. I motsatt fall vil det komme som en endring i ettertid – gjerne til en langt høyere kostnad. Avklaring av hvilken «support» leverandørene av AMS-målere har i forhold til beskyttelsestiltak bør være en konkurransefaktor.

Som det drøftes og utdypes i kapittelet om personvern, er det høy sannsynlighet for at personvernmyndighetene vil reagere på løsninger som har ubeskyttede grensesnitt mot HAN. De vil trolig kunne akseptere dette inne i en privat avlåst bolig, men dersom måleren plasseres i områder hvor andre har tilgang, blir dette neppe akseptert. Ny standard (NEK 399) for tilknytning av el- og ekomannlegg for bolig til allment nett legger opp til plassering av AMS-måler utomhus i et såkalt tilknytningsskap. I slike tilfeller må datastrømmen sikres.

Myndighetskravene

Det er etter det NEK erfarer fire myndigheter og deres regelverk som er relevant i forhold til AMS:

- Justervesenet – i forhold til målenøyaktighet,
- DSB – i forhold til elsikkerhet,
- Post- og Teletilsynet – i forhold til kommunikasjon,
- Datatilsynet – i forhold til personvern, og
- NVE – i forhold til målerens anvendelse, funksjon og sikkerhet

I denne utredningen berøres kun forhold knyttet til de to sistnevnte, siden disse anses mest relevant i foreliggende sak.

Personopplysningsloven

Lov om behandling av personopplysninger forvaltes av Datatilsynet. Loven regulerer all behandling av personopplysninger, herunder måledata. Slike data har alltid vært innenfor lovens virkeområde, men omfanget som nå skal samles inn utløser en helt annen interesse fra tilsynets side.

Hvem eier måledata?

Opplysninger om en kundes forbruk av elektrisk energi inngår som en nødvendig forutsetning for å levere kunden produktet. Behandlingsgrunnlaget fremgår dermed av tjenestens art – å levere elektrisk energi til en nærmere bestemt og tidsvariert pris. Innsamlingen av forbruksdata må avstemmes mot behovet som foreligger, og innsamling av overskuddsinformasjon må unngås. Tekniske data som går på forsvarlig drift av elektrisitetsnettet, for eksempel knyttet til spenningskvalitet er karakteristika for nettet. Det er etter NEKs oppfatning tvilsomt om slike opplysninger ligger innenfor lovens definisjon av personopplysninger. Slike data beskriver en teknisk



tilstand i nettet og man må virkelig legge godviljen til for å vurdere dette innenfor lovens virkeområde.

Netteier har anledning til å behandle måleropplysningene til et nærmere angitt formål; nemlig de leveranser og tjenester som inngår i avtale med kunden. Utover dette må netteier eventuelt fremskaffe et annet rettslig grunnlag, for eksempel samtykke fra kunden. Kunden beslutter dermed på hvilken måte netteier eller andre han bemyndiger har anledning til å behandle opplysningene. Dette skjer ved at kunden samtykker til slik alternativ bruk.

Informasjonssikkerhet

Personopplysningslovens § 13 oppstiller krav om tilfredsstillende informasjonssikkerhet.

Bestemmelsen legger vekt på tre forhold: Konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet. Hvilke av disse tre elementene som slår ut avhenger blant annet av behandlingens formål. Det er likevel ikke tvil om at bestemmelsen som sådan vil få anvendelse for måledata. NEK vil derfor tilråde at nettselskapene allerede ved anskaffelse og i tett dialog med målerleverandørene avklarer hvordan måledata skal beskyttes. Sett i forhold til Personopplysningsloven vil det trolig være beskyttelse med hensyn til konfidensialitet som vil være mest relevant. NEK vil imidlertid trekke frem integritet og tilgjengelighet som like sentralt, sett fra netteiers og NVEs side. NEK vil oppsummere med følgende nøkkelementer:

- Beskyttelse mot uautorisert tilgang på måledata (på selve måleren)
- Beskyttelse mot uautorisert uthenting av måledata
- Beskyttelse mot manipulering eller endring av måledata
- Sikkerhet for at måledata er tilgjengelig ved behov

Tiltak

Det er nærliggende å anbefale at det foretas en nærmere avklaring om hvilke tekniske tiltak som må implementeres i AMS-måleren og perifere systemer for å oppnå tilfredsstillende informasjonssikkerhet. En ting er forholdet til personopplysningsloven, men minst like viktig er netteiers eget behov for å unngå kompromittering av systemets integritet og etterrettelighet. Mangel på god informasjonssikkerhet kan i ytterste konsekvens påføre netteier store økonomiske tap, i tillegg til omdømmetap ved utilfredsstillende håndtering av personopplysningene.

Beskyttelse av målers integritet er for eksempel den viktigste årsak til at mange ønsker en enveis kommunikasjon, såkalt «push» av måledata til HAN. Alle muligheter for at bruker kan sende data inn i måleren kan misbrukes til kompromittering av måler.

Rammen for denne utredningen gir ikke rom for å gå dypere inn på nødvendige sikkerhetstiltak. NEK vil imidlertid henstille om å ta de nevnte faktorer med i de videre diskusjonene.

Energiloven – relevant forskrift

Det er forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester som er relevant i denne sammenheng. Videre avgrenses gjennomgangen til forskriftens kapittel 4 – Avanserte måle- og styringssystemer (AMS). Bestemmelsen § 4-2 om funksjonskrav trekkes frem som spesielt sentral:

AMS skal:

- a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter,
- b) ha et standardisert grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder,
- c) kunne tilknyttes og kommunisere med andre typer målere,
- d) sikre at lagrede data ikke går tapt ved spenningsavbrudd,
- e) kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg,
- f) kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal,
- g) gi sikkerhet mot misbruk av data og uønsket tilgang til styrefunksjoner og
- h) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

Norges vassdrags- og energidirektorat kan etter søknad i særlige tilfeller gi dispensasjon fra enkelte funksjonskrav.

Bestemmelsen i § 4-2, 2. bokstav krever et «standardisert grensesnitt». Det er vanskelig å tro at regelverksutvikler sikter til noe annet enn anerkjente standarder. Den 3. bokstav stiller krav til interoperabilitet – måler skal kunne motta signal fra andre målere, for eksempel vannmålere. Det forutsetter etter NEKs oppfatning av alle målere som leveres til det norske markedet må ha såkalt M-BUS. Det er nemlig M-BUS som er definert som standardisert europeisk grensesnitt mot andre målepunkt. Videre, 4. bokstav stiller krav til tilgjengelighet.

Bestemmelsen i § 4-2, 7. bokstav understøtter kravene satt i Personopplysningsloven – og vil medføre at NVE får et supplerende tilsynsansvar for at målerne har tilfredsstillende informasjonssikkerhet.

NEK vil legge til at § 4-8 oppstiller krav til at måledata skal gjøres tilgjengelig for forbruker.

Føringer og forvaltningspraksis fra NVE

Det er NVE som har stilt krav om montering av AMS-måler, videre stilt opp krav som netteier skal legge til grunn. De er videre aktive medspillere til å finne løsninger som oppfyller regelverkets krav. Strategien synes å ha vært at direktoratet er villig til «å sparre» med bransjen om løsninger, men mener at disse bør komme fra bransjen selv. Dette var da også bakgrunnen for at en arbeidsgruppe, i regi av Energi Norge som bransjeforening, fremla sitt forslag i 2012.

Siden har ettertiden har visst at den skisserte løsningen kan by på en del problemer, da det er kostnadskreven for enkelte av leverandørene av AMS-målere å oppdrive løsninger som understøtter forslaget. Videre har de hevdet at løsningen vil bli kostnadsdrivende fordi man må gjøre kostbare endringer i AMS-målerens hardware.

I praksis står man dermed nesten på samme sted som forut for Energi Norges utredning, bare at tidsfristen 1. januar 2019 er enda nærmere.



Det er påtrengende nødvendig å komme frem til en felles løsning raskt, slik at man unngår at mange nettselskaper foretar anskaffelser man senere må gjøre endringer på. Det vil kunne bli meget kostbart.

Det er NVE som har tatt initiativet til denne utredningen. Etter hva NEK erfarer er det et forsøk på å komme bransjen i møte med «å lande en løsning». Dette vil alle parter være tjent med.

Andre relevante «kravsettere»

NEK foretok, som ledd i utredningen, en utsjekk om de såkalte «Network Codes» vil ha noen innvirkning på utformingen av grensesnittet mellom måler og HAN.

En forespørsel ble sendt til normkomiteen NK 8. Etter det NEK erfarer vil ikke Network Codes ha direkte innvirkning i forhold til denne rapportens tema.

NEK er klar over at SINTEF, etter oppdrag fra Energi Norge, har utarbeidet en kravspesifikasjon for AMS-anskaffelser: «TR A7138 Kravspesifikasjon fullskala utbygging av Avanserte Måle- og Styringssystemer». Denne omtaler etter det NEK erfarer også grenseflaten AMS-måler og HAN. Innenfor utredningens tidsramme har ikke NEK hatt anledning til å studere denne og eventuelle konflikter i anbefalingene.

Kort om smarte elektriske nett – Smart Grid

Energi og tilgang på tilstrekkelig effekt i høylastperiode er en global knapphetsressurs. Ambisiøse mål innen energipolitikken er nedtegnet og forplikter de ulike land til handling. Stikkordene er et skifte i retning av fornybar energi, smartere forvaltning av ressursene, smartere effektbalansering og høyere bevissthet rundt forbruk.

Norge har i et normalår netto eksport av elektrisk energi – og er dermed sammenliknet med andre land i en gunstig situasjon. Vi sliter likevel med de samme utfordringene når det gjelder overførings- og distribusjonsnett: Effektknapphet i høylastperioder. Effekt under topplast er en knapphetsressurs som krever en aktiv forvaltning av når og hvordan energien tas ut. Topplaster er dimensjonerende og kan dermed være kostnadsdrivende for overførings- og distribusjonsnett.

Smarte energinett er en teknologi som griper inn i alle de nevnte begrepene. Det satses tungt på å få til et bedre samspill mellom produksjon og forbruk av energi – både i Europa og i de andre verdensdelene. Det arbeides på mange plan for å få realisert disse planene: Politisk, teknisk og innen FOU.

Standardiseringsorganisasjonene er en viktig brikke i arbeidet med å få realisert de politiske målene. Integrasjon, interoperabilitet og kompatibilitet er velbrukte ord i den politiske retorikken, men disse begrepene må fylles med et innhold. Innholdet bør tuftes på et felles fundament, slik at delene i puslespillet passer sammen. Det er her standardiseringsarbeidet har sin styrke. De kan bringe sammen ulike interesser, som i fellesskap og basert på konsensus kan få bitene til å passe sammen.

Standardisering som problemløser

I globalt perspektiv finner vi de tre standardiseringsorganisasjonene: ISO, IEC og ITU innen dette feltet. Utfordringene går på tvers av organisasjonenes arbeidsområde og krever samordning av innsats.

ISO ser ut til å legge størst vekt på «Energy Management» hos bygningsforvaltere. IEC strekker på sitt nett over hele verdikjeden innen kraftforsyningen. De er en aktiv aktør gjennom sitt program «Roadmap for Smart Grid». Dette programmet inneholder satsing både innen sol og vindkraft, intelligente styringssystemer innen kraftforsyning, smarte målere og styring av laster. Til sist har ITU sin «Focus Group on Smart Grid» som har hatt et tilsvarende program for å standardisere innen ekom. Store deler av ekom ivaretas imidlertid av IEC på dette området. Figuren under illustrerer «de tre søyler innen standardiseringsarbeidet; el og ekom til venstre, allmennstandardiseringen i midten og telestandardiseringen til høyre.



Figur: Oversikt over global-, europeisk- og norsk standardisering

Det foregår også standardiseringsarbeid innen andre organisasjoner, men disse har ikke samme tyngde som ovennevnte.

Europeisk perspektiv – politisk styring

På europeisk plan har EU tatt en styrende rolle. Det er utformet klare politiske målsetninger om et tettere integrert europeisk energimarked, hvor smarte energinett utgjør en viktig kjerne. EU-kommisjonen har videre gitt mandat (mandat M/441) til de tre europeiske standardiseringsorganisasjonene: CEN, CENELEC og ETSI (ESO) hvor målet er å utvikle standarder som støtter opp om de politiske målsetningene og direktivene. Merk at mandat M/441 ikke avgrenses til elektrisk energi, men tar også for seg gass, vann og fjernvarme. Politikerne har forstått at man ikke vil nå målene uten at de tekniske utfordringene løses. Det er gitt to mandater som skal fremme økt satsning innen



smarte energinett som helhet og et eget mandat for smarte målere. Det foreligger også et mandat om mobilitet for den europeiske elbilparken (M/492) som vil gripe inn i samme tematikk.

Også på europeisk plan synes den elektrotekniske standardiseringen å være mest aktiv. I det felles strategidokumentet «Standards for Smart Grid» hvor satsningen nedfelles er det stort sett komiteer i regi av CENELEC som nevnes. Det innebærer imidlertid ikke at det ikke vil foregå viktig arbeid i CEN- og ETSI-komiteene.

Under mandatet av M/441 har man opprettet en «Smart metering coordination group» som har et spesielt ansvar for å overvåke at komiteene arbeider for åpne grensesnitt mellom de ulike delene av systemet som «smart metering» inngår i. Koordineringsgruppen består av representanter fra alle de europeiske standardiseringsorganisasjonene CEN, CENELEC og ETSI. Gruppen publiserte i 2011 en rapport med tittelen «Functional reference architecture for communications in smart metering systems». Rapporten har fått status som CEN/CLC/ETSI teknisk rapport (CEN/CLC/ETSI/TR 50572).

Metodisk tilnærming fra europeisk hold

CEN/CLC/ETSI /TR 50572 trekker opp sentrale prinsipper for den europeiske integreringen av smarte målere. Merk at involveringen av alle de tre europeiske standardiseringsorganisasjonene betyr at man ser helhetlig i forhold til «smart metering». Rapporten omhandler dermed både elektrisk energi, fjernvarme og gass.

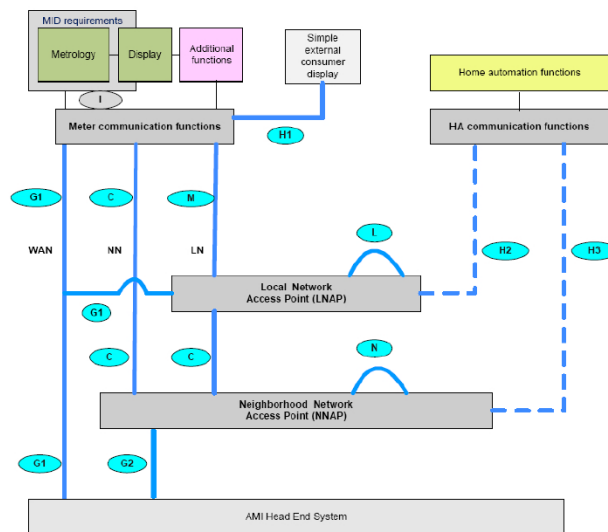
Den tekniske rapporten skisserer opp en såkalt referansearkitektur (se figur), som har til hensikt å illustrere sammenhengen mellom de ulike systemene og grensesnitt.

Figuren er tatt med som et illustrativt element, den illustrerer hvor komplisert bildet er; Det er et utall av grensesnitt som skal håndteres. Hvert grensesnitt krever at man standardiserer på alle relevante lag, jf. OSI-modellen: Fysisk-, datalink-, nettverk-, transport-, sesjon-, presentasjon- og applikasjonslaget.

Hvis man avgrenser seg til denne utredningens anliggende, ser man tydelig hvordan standardene fra IECs tekniske komite TC 13 setter sine fotavtrykk. IEC 62056-serien er spesielt relevant i denne sammenheng.

Etter NEKs oppfatning gir rapporten (TR 50572) et bestemt inntrykk av at man innenfor denne utredningens område vil støtte seg på IECs dokumentportefølje. Dette er på ingen måte en overraskende strategi, men føyer seg inn i rekken av tilsvarende beslutninger tatt ved tidligere anledninger. Rundt 70-75 % av Europa-normene innen elektroområdet stammer fra IEC. De fleste tas inn uendret som europanormer, men enkelte foretas det mindre justeringer på.

Hvis man ser på arkitekturmodellen synes det å være grensesnittene H1, H2 og H3 som er relevant i denne sammenheng. Førstnevnte definerer grensesnitt på «simple external consumer display» mens de to sistnevnte er grensesnitt mot mer avanserte behov, slik som grensesnitt mot HAN vil være.



Figur: Referansearkitektur diagram for «smart metering communications»

I denne utredningen er det H1, H2 og H3 som er relevant. I foreliggende utredning avgrenses målerens funksjon til å levere måledata (underlag) for lokal avlesning og styring, men er selv ikke en aktiv del av styringen. Vi er kjent med at det er ulike oppfatninger om målerens rolle i å styre laster. Noen mener at AMS grensesnittet bør benyttes til aktiv styring av laster. I den grad dette skal skje, så må slik styring skje gjennom netteierens systemer. Det vil være beheftet med for stor risiko å skulle slippe tredjepart inn på måleren. Etter NEKs oppfatning må ønsket fleksibilitet i energimarkedet løses gjennom prismekanismen, ikke ved at netteier benytter AMS-kanalen til å styre inn/ut laster. Utover at dette er unødvendig komplisert, skaper det en rekke juridiske utfordringer – og kan også skape sikkerhetsmessige utfordringer.

Tyngde på de globale standarder

Det er nærliggende for Norge å følge prosessene på det europeiske plan. De europeiske organisasjonens praksis viser at de følger i kjølevannet av de globale organisasjonene. Strategien for Norge kan dermed være å følge IEC-standardene, men ha sideblikk på de europeiske arbeidene.

Kontakten NEK har hatt med leverandørene av AMS-målere tyder på at de i hovedsak orienterer seg mot globale standarder. Dette er helt naturlig siden markedet for «smarte målere» er globalt. Europeiske og nasjonale tilpasninger innebærer en ekstra kostnad for dem som må dekkes inn et sted, normalt ved at kunden betaler en høyere pris for produktet.

Hvem arbeider med disse forhold globalt?

Det er primært tre globale tekniske komiteer (IEC) som arbeider innen nevnte problematikk:

- TC 13 Electrical energy measurement and control
- TC 57 Power systems management and associated information exchange
- PC 118 Smart grid user interface

NEK har identifisert førstnevnte og sistnevnte som de mest sentrale i forhold forliggende problemstilling. TC 13 har korresponderende speilkomite på europeisk plan (CLC13) og i Norge (NK



13). TC 57 arbeider med automatisering innen kraftforsyningen, herunder med SCADA og fjernstyringssystemer. Når det gjelder sistnevnte er ikke den en fullverdig komite, men er en prosjektkomite satt sammen for å løse en konkret utfordring som går på tvers av flere komitegrenser. En prosjektkomite vil normalt ikke utarbeide standarder, men tekniske rapporter og spesifikasjoner. Slike har lavere trinnhøyde enn en standard, men vil likevel gi føringer for industri og andre komiteer.

Sentrale dokumenter

PC 118 har laget et utkast til en teknisk rapport «IEC DTR 62939 Smart grid user interface» hvor ulike løsninger for lokal utveksling av data drøftes. Grensesnittet avgrenses ikke bare til måledata, men også til kommunikasjon mot lokale energistyringssystem. Komiteen for energimålere (TC 13) kan, når rapporten er ferdig, støtte seg på tilråkningene. Rapportens formål viser tydelig hvor sentral den er i forhold til NVEs spørsmål:

“This technical report presents an international consensus perspective on the vision for a smart grid user interface (SGUI) including: SGUI requirements distilled from use cases for communications across the customer interface (the SGUI); an analysis of existing IEC and other international standards that relate to the SGUI; and an identification of standards gaps that need to be filled and might become potential work items for IEC/PC. The PC118 scope is, “Standardization in the field of information exchange for demand response and in connecting demand side equipment and/or systems into the smart grid”. This report presents the information exchange and interface requirements leading to standards to support effective integration of consumer systems and devices into the smart grid.»

To standardserier trekkes frem som sentrale i forhold til datautveksling:

- IEC 61850-serien som omhandler datakommunikasjon i kraftnettet
- IEC 62056-serien som omhandler elektrisitetsmålere og konkret datautveksling for måleavlesning, tariffer og laststyring.

De to standardseriene slår inn på ulike nivåer i nettet. Førstnevnte primært i forhold til overførings- og distribusjonsnettet, mens sistnevnte slår fullt inn for temaet for denne utredningen. Rapporten slår fast at bruk av globale standarder er avgjørende for interoperabilitet mellom systemer på ulike nivå.

Standarder sentrale for AMS-målere

NEK gjennomførte tidligere en selvstendig analyse av standarder som er spesielt relevant for AMS-målere. Følgende serier ble trukket frem:

- **IEC 62052**-serien om «electrical metering equipment» som inneholder *generelle* krav til målere, samt testing og testkriterier.
- **IEC 62053**-serien om «electrical metering equipment» som inneholder *spesifikke* krav til energimålerne i de ulike klassene.
- **IEC 62054**-serien, som inneholder krav om tariff og laststyring.
- **IEC 62056**-serien om «electricity metering data exchange». Denne serien er spesielt sentral i forhold til AMS, da det er her utvekslingsformat, grensesnitt og datatekniske protokoller beskrives.

NEK trekker samme konklusjon som PC 118 at det er IEC 62056-serien som er mest sentral i forhold til denne rapportens tema.

IEC 62056 består av en rekke delstandarder, som til sammen gir en helhet. I tillegg A er det listet opp innholdet i serien. Det er primært leverandørene som må forholde seg til standardserien, men netteierne må passe på at de bestiller AMS-målere som støtter serien.

Nærmere om IEC 62056

Det har vært stor aktivitet i IECs tekniske komite; TC 13 for å supplere serien til å dekke de behov som foreligger i forhold til «smart metering». I skrivende stund arbeider man blant med å få på plass en ny IEC 62056-7-5 som beskriver tre metoder for fysisk grensesnitt mellom måler og perifert utstyr:

- Optical interface
 - Standard var ferdig i 2002: IEC 62056-21
- TP with carrier signaling Interface
 - Standard var ferdig nå i 2014: IEC 62056-3-1
- Electrical port RS232/485
 - Standarden er den samme som for optisk utgang og var ferdig i 2002: IEC 62056-21

Alle de ovennevnte fysiske grensesnitt, gitt at de utformes i samsvar med 62056-serien, vil støtte applikasjonslaget og datakommunikasjonslaget DLMS/COSEM. De gir altså støtte for “IEC 62056-5-3 The DLMS/COSEM suite -- Part 5-3: DLMS/COSEM application layer” – en standard som ble ferdig i 2014. IEC 62056-7-5: «Communication profiles for local data transmission», går rett i kjernen av temaet som denne utredning – den lokale datautvekslingen.

Med basis i gjennomgangen av publikasjoner i IEC 62056-serien, så synes det å foreligge tre alternative fysiske grensesnitt. Disse er allerede fastlagt i standarder, nemlig i IEC 62056-21 og IEC 62056-3-1. Standarden IEC 62056-7-5 i samme serien som forventes klar i desember 2015, viser til disse tre alternativene – uten å rangere dem. Problemet er imidlertid at de samme standardene ikke synes å spesifisere den fysiske pluggen. Ifølge sekretæren i arbeidsgruppen for standarden, skyltes det uenighet om hvordan pluggen skulle utformes. Dette innebærer at man pr. dato ikke finner støtte i normserien i forhold til den fysiske utformingen av pluggene.

Spesielt om IEC 62056-7-5

I introduksjonen til IEC 62056-7-5 står å lese:

“This standard follows the principles described in IEC 62056-1-0. In particular, it specifies how the data model of IEC 62056-6-2 is used to configure the local data transmission. It is assumed that the interfaces support the application layer services of IEC 62056-5-3 and therefore data transmission features the full functionality of DLMS/COSEM (e.g. well defined encoding of all attributes defined in IEC 62056-6-2, security tools defined in 62056-5-3). Different communication profiles covering a variety of physical interfaces are considered.”

Teksten indikerer tydelig hensikten med denne nye delen av IEC 62056-serien; den gir en overbygning og introduserer hvordan grensesnittet mot forbruker kan sys sammen. Forutsetningen



for at standarden kan legges til grunn er at det lokale grensesnittet støtter DLMS/COSEM applikasjonslag slik det er beskrevet i standardseriens øvrige deler.

Merk av IEC 62056-7-5 dreier seg om kommunikasjonsprofiler – en slags overbygning for DLMS/COSEM. At denne først er ferdig i desember 2015 bør ikke by på problemer, siden denne ikke opererer på det fysiske laget (utover de ovennevnte henvisninger).

Eksisterende standarder fastsetter ikke hvilke plugger som skal benyttes. Sverige² har derfor sammen med Finland og Frankrike arbeidet med et dokument hvor man forsøker å enes om den fysiske utformingen på pluggen. Arbeidet hevdes å ha fått støtte fra andre land også. De kaller dette «Companion Specification» - en slags enighet mellom enkelte land som vil ha dette på plass. NEK opplevde lite støtte for å henge seg på denne gruppen under konsultasjonene blant leverandørene.

Tre aktuelle fysiske «porter» og en trådløs

IEC 62056-serien inneholder beskrivelse av tre aktuelle porter for HAN:

- Optisk – med bruk av optisk plugg, for eksempel type «SC»
- TP – for eksempel med bruk av plugg type RJ11 eller RJ45
- RS – for eksempel med bruk av plugg type RS232 eller RS485 eller RJ11/RJ45

I tillegg til de ovennevnte kommer mulighetene for trådløs protokoll, for eksempel ved bruk av vanlig WIFI, Zigbee eller tilsvarende.

Kort om trådløs forbindelse

Bakgrunnen for at NVE ba om en utredning fra NEK var at den eksisterende tilrådommen fra Energi Norge om grensesnittet AMS og HAN var satt under lupen. Tilrådommen innebar en anbefaling om trådløs forbindelse basert på Zigbee og hvor SEP 2.0 skulle benyttes for kommunikasjon.

Direktoratet hadde mottatt en rekke henvendelser fra bransjeaktører hvor man trakk i tvil om tilrådommen var hensiktsmessig. Etter at NEK startet utredningsarbeidet, fikk man bekreftelse på at flere var skeptiske til løsningen. Den syntes å utløse behov for utfordrende justeringer i målerens hardware hos flere av leverandørene. Dette kunne gi betydelig økning i kostnadene for netteierne og/eller redusere konkurransen.

NEK har med ovennevnte utgangspunkt lagt til grunn at det ligger en føring: Det skal fremlegges et alternativ som er trådbundet og hvor grensesnittet går over en fysisk plugg.

I den grad man likevel skulle falle ned på et alternativ med trådløs forbindelse henviser vi til anbefalingen fra Energi Norge fra 2012.

Optisk port

Standard for optisk port er gitt i IEC 62056, del 21. Standarden var ferdig i 2002. Dersom man går for en optisk port vil det være naturlig at valget av plugg faller ned på type «SC». Denne er definert i IEC 61754-4 og beskrevet for bruk i ekominstallasjon i Europeanormen EN 50173.

² Basert på samtale med Ulf Hagstrand, som er sekretær i arbeidsgruppen for IEC 62056-7-5.

En optisk port vil være galvanisk skilt fra omverden – intet elektrisk potensiale føres inn eller ut av porten. Porten kan konfigureres til kun å sende en beskyttet datastrøm ut av måleren, eventuelt med begrensede muligheter for toveiskommunikasjon. Sistnevnte kan være påkrevd for å håndtere nøkkelhåndtering i forbindelse med kryptering av måledata.

En optisk port har kapasitet til overføring av store datamengder. Det vil imidlertid ikke være nødvendig i grensesnittet AMS og HAN, da informasjonsmengden er begrenset.

En optisk port vil ikke kunne gi strømforsyning til eksternt utstyr. Optisk port er en enkel standard som har vært til stede lenge.

Tilbakemeldingene fra målerleverandørene er noe lunken i forhold til bruk av optisk port.

TP med «carrier signal interface»

TP – forkortelsen for «twisted pair» eller «tvunnet tråddar» på norsk er regulert i standarden ISO/IEC 11081. Standarden for bruk av TP i forbindelse med AMS-målere er gitt i IEC 62056, del 3-1. Denne er nylig revidert og foreligger i ny utgave fra 2014.

TP er en galvanisk forbindelse inn mot målerens system. Den kan for eksempel knyttes mot den interne M-BUS, jf. europanorm EN13757-2, som er «påkrevd» i AMS-forskriften – «for å kunne avlese andre målere». M-bus er på plass i målere som allerede er levert, men det er ikke sikkert at alle måleleverandørene faktisk har terminert bussen til et koblingsbrett.

M-BUS kan levere spenning på 12-24V, med effekt opp til 700mW, som kan være tilstrekkelig til å drive en enkel radio. I prinsippet kan man dermed – om ønskelig – gå over til en radioforbindelse umiddelbart etter den fysiske kontakten

Dersom man skal knytte grensesnittet direkte mot M-BUS vil det ta opp en enhet (en plass) på bussen. Det vil likevel være enheter igjen til andre formål. Videre må det anordnes ledning fra M-BUS til den fysiske kontakten på dekselet.

Flere av målerleverandørene er skeptiske til at målerne skal forsyne eksterne enheter med strøm, mens andre mener dette er uproblematisk.

RS-grensesnitt ved bruk av RS232 eller RS485

Standarden er den samme som for optisk port; IEC 62056, del 21 og var ferdig i 2002.

RS232 er en såkalt «full duplex» kommunikasjon (signaler kan sendes begge veier samtidig). Rekkevidden er 20-30 meter. Det er en enkel standard som ble utviklet på 1960-tallet og som er benyttet for et enormt antall grensesnitt mellom en hovedenhet og perifert utstyr opp gjennom årene. Den er brukt for såkalt «point-to-point» kommunikasjon – en enhet til en annen enhet. Anbefalt datahastighet er så lav som 20 kb/sekund, men praksis har vist at man kan kjøre inntil fem ganger denne hastigheten. Før USB ble etablert som standard ble RS232 ofte benyttet som grensesnitt mellom datamaskiner og perifert utstyr.

I faglitteraturen trekkes det frem en rekke ulemper med RS 232, de viktigste forhold dreier seg om sårbarhet for støy, kort rekkevidde, høyt strømforbruk.



Flere toneangivende aktører begynte på 1990-tallet å fraråde bruk av RS 232 på grunn av de mange tekniske utfordringene. I dag er RS 232-standarden i begrenset bruk.

RS485 er såkalt «halv dupleks» - en sender signal om gangen, mens øvrig utstyr på bussen lytter. Dette med mindre man benytter dobbelt signalpar for å få til full dupleks. Rekkevidde er opp til 1000 meter, avhengig av hvilken overføringshastighet som er påkrevd. I motsetning til RS232 er RS 485 «en til flere» protokoll. Den er vesentlig mer immun i forhold til støy, har høyere overføringskapasitet kan knytte flere enheter sammen og har lengre rekkevidde.

Kartlegging i forbindelse med utredningens versjon 1.0

Kartlegging blant leverandørene av AMS

NEK sendte ut en spørreundersøkelse til åtte leverandører av AMS-målere eller tilstøtende systemer. Det kom inn synspunkter fra i alt fem leverandørene:

- Aidon AS
- Embriq AS
- Landis+Gyr AS
- NES Corporation AS (tidligere Echelon)
- Kamstrup AS
- Metering AS

Hovedinntrykk

Kartleggingen gir dessverre ikke et entydig bilde eller anbefaling, sett fra leverandørenes side. Man får et inntrykk av tilrådingene de gir i stor grad er forankret i hvilke forberedelser de selv har gjort.

Presentasjonen som gis under er summarisk. Det vises til vedleggene for utdypende gjennomgang av svarene.

RS 232/485-grensesnitt

Tre av leverandørene; Aidon og Embriq og Metering fremholder bruk av RS grensesnittet som foretrukket, men de er ikke samstemte på om det er RS 232 eller RS 485 som bør velges.

Tilleggs kommentaren tyder på at også Kamstrup kan støtte et RS 232 grensesnitt.

Vi siterer Aidon:

«Aidon foretrekker valget alternativ begrunnet i at det er tilgjengelig, rimelig og ofte benyttet teknologi. Valget (RS 232/485) harmoniserer også meget godt med pr EN 62056-7-5 som ligger an til å bli en standard i Europa. Siden denne også beskriver samme teknologi. Aidon er medlem av CENELEC TC13 WG14 som fremmer denne i dette standardiseringsarbeidet.»

Leverandørene ikke er samstemte på i sin anbefaling hva gjelder RS -grensesnitt.

TP-grensesnitt

Det er kun Landis+Gyr som trekker frem TP som et ønsket grensesnitt. De foreslår at M-BUS benyttes.

Landis+Gyr trekker frem følgende i sin argumentasjon:

«Wired M-Bus: EN 13757-2 som knyttes mot «TP with carrier signalling). M/441 H1 og H2/H3 forbrukergrensesnittet setter i våre øyne følgende krav til grensesnittet:

1. Må være helt og holdent strengt standardisert i alle ledd for å sikre en åpen og interoperable multi-leverandør modell.

2. Være praktisk å implementere i et regulert, industrialisert og med et forventet lang levetid produkt (målerne) betyr:

a) Må være i seg selv en så enkel løsning at den ikke kompromitterer målerens tiltenkte levetid eller andre operasjonelle parametere ved å introdusere for mange tilleggskomponenter eller komponenter som ikke er tilpasset det industrielle settingen produktet er i (målerens karakteristikk er standardisert under IEC 62059-32-1, IEC 60068-2-x, IEC 62052-31, IEC 62053-x, EN 50470-x, osv)

b) Må være energigjerrig slik at den ikke går på bekostning av målerens egetforbruk som er standardisert i IEC62053-61 og som vil øke et nett-tapet siden dette er umålt.

3. Være gjenstand for å gi nettselskap en lav risiko med tanke på; sikkerhet, ansvar, forbrukerhenvendelser, teknologisk velegnethet og totalkostnaden (Total cost of ownership – TCO) – både investering, men også vedlikehold og sluttkundedialog. Med tanke på TCO mener vi at HAN-løsning burde leveres ut fra det allerede påkrevde hardware for en måler enn å påføre den ekstra og tilleggskostnader (som en radio vil gjøre) ved å f.eks. gjenbruke trådbasert MBUS sine egenskaper til å levere data til sluttkunden. Dette vil også gjøre det mulig for de som allerede har bygget ut løsninger å tilgjengeliggjøre funksjonen ved en programvareoppdatering, enn å måtte bytte ut hele måleren igjen.»

Ovennevnte står seg bra i forhold til utredningens utgangspunkt, jf. filosofi. Landis+Gyr har trukket frem et par viktige tilleggsmomenter: TCO og målerens egenforbruk av energi. Redegjørelsen styrker kravet om at den tekniske løsningen må være konsistent i forhold til den lange levetiden som er tiltenkt for målerne. Videre at netteier/leverandør, innenfor et rimelig handlingsrom, må ha muligheter for å justere sine valg i ettertid.

Optisk

Landis+Gyr og Metering trekker også inn optisk grensesnitt som en mulig opsjon.

Trådløs protokoll

Kamstrup og NES Corporation foreslår bruk av trådløs kommunikasjon, hvor man bruker SEP 2.0 som protokoll. NES Corporation supplerer med å si anbefale at man benytter en tidligere versjon av SEP 2.0, nemlig SEP 1.1 eller SEP 1.2.

NES Corporation er inne på en interessant mulighet:

«Også i stedet for å spesifisere protokollen, kan det være bedre å spesifisere den fysiske tilkoblingen, for eksempel Wireless M-Bus eller RS-232 og krever at støtteenheten har fjernoppdateringsmuligheter. På den måten kan protokollen endre seg over livsløpet til måleren og HAN enhet.»



Kort oppsummering

Som den korte gjennomgangen viser er det ikke lett å trekke frem en rød tråd i leverandørenes anbefaling. De synes å sprike i alle retninger. Leverandørene lanserte også ytterlig forslag i kommentarfeltene, hvilket kompliserer bildet enda mer.

Hvis man likevel skal gjøre et forsøk på å trekke ut en vag indikasjon så måtte det være bruk av RS-grensesnitt.

Kartlegging i forbindelse med utredningens versjon 2.0

I dette dokumentet gjengis kun hovedtrekkene i de ulike interessenters synspunkt og tilbakemelding. Ytterlig utdyping av innspillene foreligger vedleggsdokumentet.

Synspunkter fra HAN-leverandørene

HAN-leverandørene ble ikke involvert i forbindelse med den opprinnelige utredningen. Man var bevisst at disse var en interessegruppe, men de var ikke tatt med i rammene for utredningens versjon 1.0. NEK presiserer imidlertid i den opprinnelige utredningen at man i konklusjonen legger inn en økt fleksibilitet for måleleverandørene, ved at de kan velge mellom to måter å strømmemåledata, på bekostning av HAN-leverandørene. De måtte nemlig støtte begge metodene hvis konklusjonene ble stående.

Kort oppsummering av synspunkter

I runden med HAN-leverandørene kom det ikke uventet reaksjoner på at disse måtte støtte to metoder. De mente det ville være urimelig og kostnadskrevende for dem. Et slikt krav kunne medføre avskalling av tilbydere til det norske markedet.

Ovennevnte innvendig er viktig å merke seg. Det å øke fleksibiliteten for en interessegruppe på bekostning av en annen, skaper naturligvis motstand i gruppen som blir rammet. Etter grundige vurderinger valgte utredningsgruppen å varsle justeringer i konklusjonen i retning av HAN-leverandørenes standpunkter.

Synspunkter fra netteiere

Det var ikke tid til å gjennomføre en større kartlegging mot netteierne før overlevering av utredningens versjon 1.0. Det var likevel enkelte konsultasjoner og innspill fra netteierne. Representanter for netteierne (bransjeforeninger) ble videre orientert i et eget møte som ble avholdt hos NVE den 27. oktober 2014. Representantene samtykke i dette møte til å fremlegge rapportens konklusjoner og samle inn synspunkter fra medlemmene. Bransjeforeningene har egnede fora for slike konsultasjoner.

NEK har vært i kontakt med Energi Norge og KS bedrift. Disse har gjennomført drøfting med medlemsbedrifter om konklusjonene i utredningens versjon 1.0. Tilbakemeldingene oppsummeres i neste avsnitt.

Kort oppsummering av synspunkter

NEK noterte seg følgende hovedmomenter etter den uformelle høringen bransjeorganisasjonene gjennomførte:

- Netteierne er opptatt av at det raskt ble fattet en beslutning om hvordan grensesnittet AMS – HAN skulle løses. Flere av dem var i anskaffelsesprosess og trengte avklaring om forholdet.
- Bransjeaktørene var opptatt av leverandørene var leveringsdyktig i forhold til foreslått løsning. Særnorske krav burde i det lengste unngås.
- Begge bransjeforeningene hadde stort sett fått positiv respons fra medlemsbedriftene til konklusjonene i utredningens versjon 1.0. Energi Norge la til at flere medlemsbedrifter hadde lagt til at løsningene harmoniserte godt med egne strategier for utrulling av AMS.

Respons fra måleleverandørene

Måleleverandørene har vært en viktig sparringspartner gjennom hele utredningsprosessen. Disse har mottatt utkast til konklusjoner, vurderinger og momenter som de har hatt muligheter til å respondere på. Etter at NVE gjennomførte samtaler med HAN-leverandørene, foretok utredningsgruppen som nevnt en revurdering av konklusjonene i utredningens versjon 1.0. Revurderingen førte til at man justerte noe på konklusjonene for å imøtekomme HAN-leverandørenes viktigste innvending – de var kun villig til å støtte en strømme-løsning.

NEK sendte ut varsel om mulig justering av konklusjonene fra utredningens versjon 1.0 til måleleverandørene medio desember 2014.

Kort oppsummering av synspunktene

Tilbakemeldingene er dokumentert i vedleggsdokumentet til denne rapporten. Etter NEKs vurdering kom det ikke momenter som tydet på at man skulle reversere de varslede justeringene i konklusjonene. Måleleverandørene hadde fortsatt egne preferanser, avhengig av hvilke valg de selv har gjort eller forberedt seg på, men de underkjenner ikke den fremlagte løsningen.

Diskusjon

NEK vil presisere et viktig skille: Forskjellen i endringer på henholdsvis «hardware» og «software». Med AMS-målerne antatt lange levetid, må man kreve stor fleksibilitet med hensyn til å kunne foreta oppdateringer og endringer i AMS-målerens software. Videre at dette kan gjøres med fjernoppdatering via netteiers systemer. Dette til forskjell fra endringer i hardware, som bør/må være på plass når måleren monteres. Senere endringer vil være meget kostnadskrevenende – det vil kreve utskifting av hele eller deler av målere. Videre må netteier sende ut personell for å foreta utskiftingen. Det vil i seg selv være meget kostnadsdrivende.

NEK vil anbefale og stille som en forutsetning at det bestilles systemer som kan konfigureres systemteknisk fra netteiers systemer – uten at man må ut på forbrukerens anlegg.

Konfigurasjonsmulighetene må minst omfatte:

- Mulighetene for beskytte, føre kontroll med, vedlikeholde og oppdatere firmware
- Muligheter for å laste opp og konfigurere opplastet programvare
- Mulighetene for å konfigurere innholdet og intervall for en datastrøm mot det gitte fysiske grensesnitt
- Muligheter for å starte/stoppe datastrømmen
- Muligheter for å konfigurere AMS-måler mht. datasikkerhet



- Muligheter for å laste opp sertifikater slik at kryptert trafikk kan settes opp mot fysisk grensesnitt
- Muligheter for å endre/oppdatere protokoll som benyttes mot eksterne enheter

Etter NEKs vurdering vil ovennevnte forventning om konfigurasjonsmuligheter måtte oppfylles uavhengig av hvilket fysisk grensesnitt som velges.

Når det gjelder det fysiske grensesnittet handler det i større grad om «å lande på en løsning». Så lenge netteier eller dens leverandør kan foreta oppdateringer og/eller konfigurasjonsendringer er de gjenværende spørsmål:

1. Over hvilken fysisk «kanal» skal måledata strøkke ut fra?
2. Skal datastrømmen gå over RS, TP, optisk eller trådløs?
3. Hvilken plugg skal benyttes?

Diskusjonene som er gjennomført viser at man kan lande på en fysisk plugg. I utredningens versjon 1.0 landet man på at det skulle kunne settes opp to alternative strømmeløsninger. NEK presiserte at introduksjon av to metoder ville innebære en økt kostnad for eksternt utstyr, siden disse må utvikles til å støtte to grensesnitt. Reaksjonene kom – ikke uventet – fra de som ikke hadde blitt konsultert i første runde: Leverandørene til HAN. Det reagerte negativt på at kostnadene for økt fleksibilitet for måleleverandørene ble kanalisert til dem.

Utredningens konklusjon om å tillate både M-BUS og RS 232 settes med det under press. Signalene fra HAN-leverandørene var tydelig – de ville ikke støtte mer enn ett grensesnitt. NEK har forståelse for HAN-leverandørenes synspunkter. Det kan synes urimelig og unødvendig byrdefullt å kreve en tilpassing til to grensesnitt. NEK mener at HAN-leverandørenes anførsler bør tas til følge.

I valget mellom de to ovennevnte alternativ viser NEK til betraktningen som ble gjort i versjon 1.0:

«NEK ønsker å være tydelig på at RS 232 er en meget gammel «standard», som mange mener burde vært tatt ut av bruk for lengst. Den har en del svakheter som vi allerede har redegjort for, men velges likevel på grunn av sin enkelhet og fordi leverandørene ønsker dette. De nevnte svakhetene er videre ikke så relevant i denne sammenhengen.»

Det er vanskelig å opprettholde en anbefaling av RS 232 dersom et av alternativene skal velges bort. NEK lander dermed på at det er alternativet med M-BUS som skal opprettholdes.

NEK opprettholder standpunktet om at man ikke forhaster seg med å bestemme innholdet i og intervall for datastrømmen. Når dette blir fastlagt kan man konfigurere M-BUS-grensesnittet i ettertids. Forutsetningen man uansett må stille er at grensesnittet må kunne konfigureres med oppdatering via fjernoppdateringsmulighet.

NEK foreslår at man legger inn krav til at datastrømmen i utgangspunktet skal være av, men at denne kan åpnes individuelt via netteiers systemer. Videre at det også kan settes opp om datastrømmen skal være kryptert eller ikke. Sistnevnte er viktig for å være konform med personopplysningslovens krav til informasjonssikkerhet.

I sluttdiskusjonene med leverandørene før overlevering av utredningens versjon 1.0 var det kontakten som kalles RJ-11 som ble presentert. RJ-11 og RJ-45 er teknisk og konstruksjonsmessig likeverdige plugger, forskjellen er at sistnevnte er standardisert i ISO/IEC 11801. Det er ikke RJ-11. Dessuten har RJ-45 8 pin, mens RJ-11 har 4 pin.

NEK har fått klare råd fra eksperter i normkomiteen NK 205/215/225 om å velge RJ-45. Denne er fysisk litt større en RJ-11, men det vil samtidig være enklere å få tak i kontakter, plugger og koblingskabler til RJ-45. Disse er nemlig de samme som benyttes for PC-nettverk. Ett av argumentene for at man opprinnelig gikk for RJ-11 var at man ville redusere risiko for at noen koblet til bærbar PC med standard kabel for å forsøke å kompromittere måleren. Når grensesnittet settes opp som ren «push» skal ikke dette være en mulighet. NEK endrer med det pluggvalget i konklusjonen for egen risiko, men finner støtte i filosofien som er satt opp innledningsvis: Man bruker etablerte, anerkjente standarder (les: IEC/ISO/CEN/CENELC) der det er mulig.



Konklusjon

NEKs konklusjon / tilrådning er som følger

1. Grensesnittet mellom AMS-måler og HAN arrangeres via M-BUS.
2. Grensesnittet skal være klargjort for å strømmen predefinert data (push) til en fysisk RJ-45 kontakt. RJ-45 kontakten skal plasseres utenfor netteiers forsegling.
3. Pin 1 og 2 på RJ-45 kontakten reserveres for M-BUS (tråddpar) til å strømmen data mot grensesnittet.
4. Forbruker må kunne be om aktivisering av datastrøm på en kundetjeneste, herunder velge om datastrømmen skal være kryptert. Sistnevnte avhenger av hvor trygg målerens plassering er.
5. Netteier må automatisk kunne fjernaktivere predefinert datastrøm via sine systemer.
6. Den predefinert datastrøm settes opp mot RJ-45 kontakten. Kontakten vil være det juridiske grensesnittet mot eksternt utstyr.
7. Datastrømmen skal inneholde valgte data blant OBIS-kodene, strømmet til faste intervaller.
8. Om forbrukeren velger kryptert datastrøm må det lastes ned og installeres et sertifikat fra kundesidene, enten av forbrukeren selv eller av tjenestetilbyder.

Sikkerhetsløsningen, jf. punkt 4, bør baseres på kommende IEC 62056-7-5.

Innholdet i datastrømmen, jf. punkt 2, 5, 6 og 7 bør defineres senest innen utgangen av 2016. Det innstilles videre på at måler må støtte profilen for datastrøm etter denne artikkel senest innen 1. juli 2017.

Kilder

1. Lovdata: Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester
2. Lovdata: Personopplysningsloven
3. Datatilsynet, 12.9.2013: Behandling av personopplysninger ved automatisk strømmåling, <https://www.datatilsynet.no/Teknologi/Stromavlesing/>
4. Google Docs, 17.10.2014: Kartlegging hos leverandører av AMS-målere: AMS – grensesnitt mot forbruker (HAN)
5. NEK, 20.10.2014: Referat fra telefonsamtaler ifm. utredning «AMS og HAN - Grensesnitt mellom AMS-målere og HAN»
6. NEK, 20.10.2014: Diverse e-post korrespondanse med NVE, målerleverandører, medlemmer av NK13 og netteiere.
7. CEN/CLC/ETSI: Teknisk rapport (CEN/CLC/ETSI /TR 50572), 2011
8. Electronicdesign: www.electronicdesign.com, 16.4.2013: What's The Difference Between The RS-232 And RS-485 Serial Interfaces?
9. IEC: IEC 62056-serien, publisert i perioden 2002-2014 (hele serien), IEC
10. IEC: Utkast til standarder i IEC 62056-serien, med spesiell vekt på utkast til IEC 62056-7-5. For øvrig 13/1507/NP, 13/1539/NP, 13/1557/CD, 13/1570/CDV, 13/1571/CDV, 13/1572/CDV, 13/1573/CDV, 13/1581/CD
11. IEC: utkast til teknisk rapport fra PC 118 - IEC 62939 TR: Smart grid user interface
12. Wikipedia – definisjonssøk, 10.10.2014
13. www.Smartgrid.gov, 10.10.2014
14. IEC: Hjemmeside – «Roadmap for Smart Grid», 17.10.2014



Tillegg A – Sentrale begreper

AMS – er forkortelsen for «avanserte måle- og styringssystem». Ha til hensikt å foreta rasjonell måling og innsamling av måledata for ulike typer energibærere, understøtte med data i forhold til smart energinett og stille måledata til rådighet for eksterne styringssystem

DLMS/COSEM – tuftet på IEC 62056-serien og er henholdsvis «Device Language Message Specification» og «Companion Specification for Energy Metering». De to elementene hører tett sammen da COSEM definerer transport og applikasjonslaget for DLMS protokollen. Benyttes for styring av og samhandling mellom måler og øvrige systemer.

Grid Codes – Slike koder utarbeides innenfor et europeisk samarbeid med sikte på å gjøre det europeiske kraftnettet enklere å knytte sammen. Sentrale deltakere fra norsk side er NVE og Statnett.

HAN (Home automation network) – System for automatisering i hjem, blant annet styring av laster

HES (Head End System) - er et generelt innsamlingssystem som etablerer kommunikasjon og datainnsamling mellom AMS-måler og IT integrasjon. Systemet muliggjør sikker kommunikasjon til AMS-måleren, og er interoperatibel med tredjeparts enheter.

IP – Internettprotokoll, som er kommunikasjonsprotokollen på de fleste nettverk i dag, herunder internett.

M-BUS – er beskrevet i den europeiske standarden EN 13757 kommunikasjonssystemer for målere og fjernavlesning av målere for elektrisitet og gass. M-BUS ble utviklet for innsamling av måledata fra andre målere i en master - slave relasjon.

Smarte energinett (Smart Grid) - Smarte energinett er et strømforsyningsnett som bruker datateknologi til automatisk å samle inn og agere basert på informasjon om adferd til produsenter og forbrukere

USB – Universal seriell bus system som benyttes som grensesnitt mellom ulike datatekniske enheter, for eksempel mellom en datamaskin og en skriver.

WIFI – Verdens mest anvendte teknologi for trådløst nettverk som benyttes til sammenkobling av enheter med støtte for trådløs kommunikasjon.

Zigbee – En standard for trådløs nettverk tilsvarende som WIFI, men med egenskaper som gjør at nettverket blant annet har lengre rekkevidde.

Merk av ovennevnte er ordforklaringer – ikke definisjoner.

Appendix B – Conclusion in English

This is a translation of the conclusion in the report from NEK – “*AMS and HAN – to provide costumer with real-time data from smart meter*” – version 2.0 of 22. January 2015:

1. The interface between AMS-meter and HAN must be arranged via wired M-BUS.
2. The interface should be prepared to push a predefined data stream to a physical RJ-45 contact. The RJ-45 contact shall be placed outside enclosure sealed by grid owner.
3. PIN 1 and 2 of RJ-45 contact shall be reserved for M-BUS (TP) push interface.
4. The costumer must order a data stream at the customer service, select encrypted or no encrypted data stream. The later depends on the location of the smart meter.
5. Grid owner should be able to remotely automatic activate predefined data stream.
6. The predefined data stream is provided to external device via RJ 45 contact. The RJ 45 contact is the legal interface between grid owner and costumer.
7. The data stream shall contain preselected data according to chosen OBIS-code, pushed at a fixed interval.
8. If costumer selects encryption, a certificate needs to be downloaded from customer service and installed in external device – either by the costumer or by service provider.

Security measures, see item 4, should be based on the coming IEC 62056-7-5.

The content of the data stream, see item 2, 5, 6 and 7, and its interval should be defined within end of 2016. Full service possibility should be provided on delivered equipment no later than 1 July 2017.

If conflict of text, the Norwegian text has preference.



Tillegg C – oversikt over IEC 62056-serien

Reference	Edition	Date	Title
IEC 62056-1-0:2014	Edition 1.0	2014-06-04	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 1-0: Smart metering standardisation framework
IEC 62056-3-1:2013	Edition 1.0	2013-08-20	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 3-1: Use of local area networks on twisted pair with carrier signalling
IEC 62056-5-3:2013	Edition 1.0	2013-06-05	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 5-3: DLMS/COSEM application layer
IEC 62056-6-1:2013	Edition 1.0	2013-05-30	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 6-1: Object Identification System (OBIS)
IEC 62056-6-2:2013	Edition 1.0	2013-05-30	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 6-2: COSEM interface classes
IEC 62056-7-6:2013	Edition 1.0	2013-05-16	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 7-6: The 3-layer, connection-oriented HDLC based communication profile
IEC 62056-8-3:2013	Edition 1.0	2013-05-16	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 8-3: Communication profile for PLC S-FSK neighbourhood networks
IEC 62056-9-7:2013	Edition 1.0	2013-04-23	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 9-7: Communication profile for TCP-UDP/IP networks
IEC 62056-21:2002	Edition 1.0	2002-05-15	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 21: Direct local data exchange
IEC 62056-42:2002	Edition 1.0	2002-02-18	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange
IEC 62056-46:2002+AMD1:2006 CSV	Edition 1.1	2007-02-15	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 46: Data link layer using HDLC protocol
IEC 62056-46:2002	Edition 1.0	2002-02-18	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 46: Data link layer using HDLC protocol
IEC 62056-46:2002/AMD1:2006	Edition 1.0	2006-12-12	Amendment 1 - Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 46: Data link layer using HDLC protocol
IEC 62056-47:2006	Edition 1.0	2006-11-15	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 47: COSEM transport layers for IPv4 networks

Tillegg D – Pågående revisjonsarbeider med IEC 62056

Project Reference	Title	Stage	Document Reference	Forecast Publication Date
IEC 62056-4-7 Ed. 1.0	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 4-7: COSEM transport layers for IPv4 networks	CCDV	13/1570/CDV	2015-05
IEC 62056-5-3 Ed. 2.0	ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 5-3: DLMS/COSEM application layer	CCDV	13/1571/CDV	2015-05
IEC 62056-6-1 am1 Ed. 1.0	Amendment 1: Electricity Metering Data Exchange - The DLMS/COSEM Suite - Part 6-1: Object Identification System (OBIS)	CCDV	13/1572/CDV	2015-05
IEC 62056-6-2 am1 Ed. 1.0	Amendment 1 - Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 6-2: COSEM interface classes	CCDV	13/1573/CDV	2015-05
IEC 62056-6-9 Ed. 1.0	Mapping between the Common Information Model CIM (IEC 61968-9) and DLMS/COSEM (IEC 62056) data models and message profiles	ANW	13/1507/NP	2014-12
IEC 62056-7-5 Ed. 1.0	ELECTRICITY METERING - DATA EXCHANGE FOR METER READING, TARIFF AND LOAD CONTROL - Part 21: Direct local data exchange; Amendment A: Mode D DFI interface with OBIS codes	1CD	13/1581/CD	2015-12
IEC 62056-8-20 Ed. 1.0	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM Suite - Part 8-20: RF Mesh Communication Profile	ANW	13/1539/NP	2015-08
IEC 62056-8-6 Ed. 1.0	ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 8-X: DMT PLC profile for neighbourhood networks	CDM	13/1557/CD	2014-12



