

CHPCOM

Slutrapport til ForskEL projekt nr. 12095

Version: 1.0

Titel: CHPCOM Slutrapport

Forfatter: Philip J. Douglass / Dansk Energi
Claus Amtrup Andersen / Eurisco
Carsten Strunge / Energinet.dk
Morten Stryge / Dansk Energi
Anne Bastrup Holm / Dansk Fjernvarme
Kasper Lyneborg Damgård / Alexandra Instituttet

Dato: februar 2016

Indhold

1.	Dansk Resumé	6
2.	English Summary	8
3.	Indledning	10
	Læsevejledning/ Rapportens opbygning	10
4.	Konklusion	11
	'Lessons Learnt'	12
	Det videre arbejde.....	13
5.	Baggrund og vision for CHPCOM-projektet.....	14
	Fordele og ulemper med proprietære kommunikationsprotokoller	15
	IEC 61850.....	16
	Visionen og målet for CHPCOM.....	16
	Mål 1- Afprøve standardiseret datakommunikation mellem værkerne og elsystemets aktører	17
	Mål 2 – Løft sikkerheden i datakommunikation.....	17
	Mål 3 - Sænke transaktionsomkostningerne for elsystemets aktører	17
	Mål 4 - Finde de økonomiske potentialer i standardiseret kommunikation.....	17
	Mål 5 – Udbrede kendskab til fordelene ved standardiseret kommunikation	18
	CHPCOM's projektorganisering	18
6.	Potentialer, Use cases og Business cases	20
	"Potentiale og interessentanalyse"	20
	"Use case-dokumentation"	21
	"Business case-analyse"	22
7.	CHPCOMs Systemarkitektur	27
	Hvad er et PKI?	28
	På værket.....	29
	Gateway.....	29
8.	Flexgrid Software System	31
	SigSpec.....	32
	SigCheck.....	34
	SigDMI (Data Management Interface)	35
	Vælg værk og signalliste	35
	Indtastning af data.....	36

9.	Brug af Standarder i praksis.....	37
	IEC 61850.....	37
	Informationsmodel.....	37
	IEC 61850 system konfiguration.....	38
	IEC 61850 Services.....	38
	IEC 61850 protokol.....	39
	Andre IEC 61850 elementer.....	39
	IEC 61850 signalbetegnelser.....	39
	Kobling mellem IEC 61850 signal og ISO/IEC 81346 anlægsbeskrivelse.....	40
	ISO/IEC 81346 referencenavngivning.....	41
	Tilpasning af Standarder.....	43
	Nye anvendelser af IEC 61850: Planudveksling.....	44
10.	Sikkerhed: Analyse og valgte løsning.....	45
11.	Demonstration.....	48
	WP 2.1 Fase 1-pilot på Brædstrup.....	48
	WP 2.1 Læring.....	49
	WP 2.2 Forberede fase 2 med deltagelse af nye projektpartnere.....	49
	WP 2.2 Læring.....	50
	WP 2.3 Opgradering og udvikling af produkter og leverandørsystemer.....	50
	WP 2.3 læring.....	51
	WP 2.4 Installation til storskalatest.....	51
	Signallister, specifikationer og testbeskrivelser.....	52
	Afklaring af tekniske spørgsmål.....	53
	Indtastning af signallister i FlexGrid SigSpec.....	53
	Testforløbet.....	54
	WP 2.4 Læring.....	55
12.	Formidling.....	56
	Udbredelse af de samlede resultater.....	56
	Vejledning for implementering af kommunikation med kraftvarmeværk.....	56
	Følgende mål er opnået:.....	57
	Oprette en database med implementerings-vejledninger.....	57
	Skabe kendskab til projektets metoder og resultater.....	57
	Bilag.....	58

Bilag 1: Potentiale- og interessentanalyse	58
Bilag 2: Use Case-dokumentation	58
Bilag 3: Business-Case-analyser	58
Bilag 4: Vejledning til CHPCOM-Værker	58
Bilag 5: Sikkerhedsanalyse.....	58
Bilag 6: Current and new challenges for Public-Key Infrastructure standardization within ITU-T.....	58
Bilag 7: IT-Sikkerheds-Whitepaper	58
Bilag 8: Reference Signalliste.....	58
Bilag 9: Kommunikationsplan	59
Bilag 10: Planudveksling	59
Bilag 11: Fælles datakommunikation i Energisystemet.....	59
Bilag 12: CHPCOM New or modified LNs and CDCs	59
Bilag 13: Rammer for støtte til de enkelte værker	60

1. Dansk Resumé

CHPCOM (Combined Heat and Power Communications) er et forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekt støttet af ForskEL. Projektet har demonstreret et sikkert standardbaseret kommunikationssystem til overvågning og styring af decentrale kraftvarmeværker.

Projektet var initieret af partnere fra elsektoren (Energinet.dk og Dansk Energi), fjernvarmesektoren (Dansk Fjernvarme og Foreningen Danske Kraftvarmeværker) og softwareleverandører (Eurisco og Alexandra Instituttet).

I dag bruges der flere forskellige kommunikationskanaler for at hente data fra decentrale kraftvarmeværker. Kraftvarmeværkerne optimerer deres produktion ved at gøre brug af proprietære kommunikationsløsninger med deres balanceansvarlige. Til driftsformål overvåges den elektriske produktion fra værkerne af det lokale netselskab. Dette gøres ved hjælp af netselskabets eget måleudstyr, og netselskabet sender ofte disse måledata videre til Energinet.dk. Kraftvarmeværkerne er desuden forpligtet til at indberette historiske produktionsdata til Energinet.dk og andre offentlige myndigheder (fx skat, miljøstyrelsen). Denne indberetning laves og fremsendes typisk manuelt (med et brev i posten, eller en web-portal), og de samme data bliver ofte indhentet af flere myndigheder.

Formålet med projektet har været at demonstrere en ny generation datakommunikationssystem for kraftvarmeværker, baseret på den internationale standard IEC 61850, der forbedrer den nuværende situationen ved at:

- Tillade at data fra et kraftvarmeværk tilgås direkte af alle relevante aktører
- Forbedrer datasikkerhed
- Gøre det nemmere for et værk at skifte balanceansvarlige
- Kan køre over en almindelig 'best-effort' internetforbindelse
- Er understøttet af flere kommercielle leverandører

Projektet havde også til formål at analysere business cases for anvendelse af standardiseret kommunikation. Disse mål blev opnået i projektet, hvilket kan læses i nærværende rapport.

Projektet har demonstreret datakommunikation mellem kraftvarmeværker og deres balanceansvarlige, netselskabet og Energinet.dk med protokollerne defineret i IEC 61850 og sikkerhedsprotokollerne defineret i IEC 62351. Demonstrationen fandt sted på 7 kraftvarmeværker og inkluderede 3 balanceansvarlige, 2 netselskaber og en systemoperatør. Indledningsvis blev markedet undersøgt for egnede produkter, men de tilgængelige produkter blev fundet mangelfulde. IEC 61850, med sine mange valgfrie funktioner, gjorde det ugennemskueligt, hvilke dele af standarden der var understøttet, når et produkt var mærket "kompatibelt med IEC 61850". CHPCOM-projektet fandt det nødvendigt at definere en omfattende testprocedure for at sikre interoperabilitet. Undervejs i projektet blev testværktøjer udviklet for at specificere og udføre testene.

Der var krav om et højt niveau af sikkerhed, når værkernes IEC 61850-server var tilgængelig fra internettet. Rollebaseret adgangskontrol blev demonstreret, hvilket sikrede, at værkejerne kontrollerede, hvem der havde adgang til hvilke data. Projektet etablerede en infrastruktur til distribuering af sikkerhedscertifikater,

som tillod en høj grad af automatisering af processer omkring tildeling og fornyelse og certifikater. Projektet udviklede et separat apparat for at håndtere autentificering af brugere og kryptering af data. Demonstrationen viste, at standardiserede sikkerhedsprotokoller kan bruges for at sikre IEC 61850-kommunikation over internettet.

Business-case analysen undersøgte de unikke fordele med af bruge IEC 61850. Fordelene var følgende:

- Reduktion i mængden af kommunikationsudstyr inden for værket
- Sænkning af engangsomkostninger ved skift af balanceansvarlig
- Automatisering af myndighedsafrapportering
- Udveksling af planer (fx varmeplaner, elproduktionsplaner) mellem balanceansvarlige, netselskab og systemansvarlig.

Der var store usikkerheder ved estimering af værdien af disse egenskaber, og omkostninger afholdt i projektet var ikke nødvendigvis retvisende for omkostningerne forbundet med implementering af IEC 61850 i fremtiden. Ikke desto mindre kunne det konkluderes, at der var et solidt økonomisk argument for at anvende sikker standardiseret datakommunikation i nye anlæg.

Resultater fra CHPCOM har været brugt til at ændre og forbedre IEC-standarder, og disse vil præge fremtidige tekniske forskrifter for nye kraftvarmeanlæg i Danmark. Projektet har medført, at den kommercielle tilgængelighed af produkter, der understøtter IEC 61850, er blevet øget. Sidst, men ikke mindst, fortsætter projektpartnere med at arbejde mod øget standardisering af kommunikation i energisektoren.

I modsætning til de fleste ForksEL-rapporter er denne rapport skrevet på dansk, fordi alle deltagere i projektet og rapportens primære publikum er danske.

2. English Summary

CHPCOM – Combined Heat and Power Communications, is a Danish research, development and demonstration project supported by the ForskEL research program. The project demonstrated a standards-based secure communication system for monitoring and controlling decentral power plants.

The project was initiated by partners from the electric power industry (the Danish system operator Energinet.dk, and the Danish Energy Association, representing power distribution companies), the district heating industry (the Danish District Heating Association, and the Association of Danish CHP plants), and software suppliers (Eurisco, and the Alexandra Institute).

Today, decentral CHP plants optimize their production for power markets by communicating with their balance responsible party (BRP) via proprietary communication systems. The electric output of CHP plants is monitored by the local DSO, using the DSO's own equipment. The DSO forwards these measurements to the TSO. The CHPs are also obligated to report historical information about their operation to the TSO and other public authorities (i.e. tax authorities, environmental monitoring authorities). This reporting is typically done manually (via paper, or a web portal), and the same data is often collected by different authorities.

The project sought to demonstrate a new generation of data communication system for distributed energy resources, based on the international standard IEC 61850 that improves on the current situation by:

- Allowing the CHP plants' data to be accessed directly by all relevant external actors.
- Improving data security
- Being easy to configure when changing BRP
- Requiring nothing more than regular "best-effort" internet service
- Being supported by multiple commercial suppliers

In addition, the project sought to analyze the business case for adopting standardized communication. These goals were achieved in the project, as this final report describes.

The project demonstrated data communication between CHP plants and their BRP, their DSO, and the system operator using the protocols defined in IEC 61850, with security provided by the protocols defined in IEC 62351. The demonstration took place at 7 CHP plants, involving 3 BRPs, 2 DSOs and one TSO. When preparing the demonstration, the partners tried various commercially available products, but found them all lacking in some way. The nature of IEC 61850, with its many optional features, made it unclear what parts of the standard a "IEC 61850 compliant" device actually supported. The CHPCOM project found that a rigorous test procedure was required to insure interoperability. During the project, tools were developed to facilitate the specification and execution of conformance tests.

A high level of security was required when placing the CHP plants' IEC 61850 server on the internet. Role Based Access Control (RBAC) was demonstrated, which ensured that CHP plant owners had control over who had access to what data. A Public Key Infrastructure that automated the creation and renewal of security credentials was created for the project. A standalone security appliance was developed by the project partners to handle the authentication and encryption. The demonstration showed that standard security protocols could be used to secure IEC 61850 communication over the internet.

The business case analysis examined the value of the unique advantages of IEC 61850. These unique advantages of the CHPCOM system were:

- The removal of redundant communication equipment within the CHP plant
- A reduction in the one-time cost to the plant when changing BRP
- The automation of reporting of production data to public authorities, and the exchange of production plans with the BRP, DSO and TSO.

There were large uncertainties in estimating values of these features, and the costs of the demonstration project were not necessarily indicative of the cost of implementing IEC 61850 in future plants. Nevertheless, it was concluded that for new CHP plants, there is a solid economic argument for adoption of secure, shared data communication.

The results from this project have been used to revise and improve the IEC standards, and the results will be used in the future to shape grid codes for new CHP plants in Denmark. As a result of the project, the commercial availability of standards-compliant products has been increased. And finally, the project participants will continue to advocate for the use of international standards for communication in the energy system.

This final report is written in Danish, as are the majority of other reports produced by the project, because all the project partners, and the primary audience for the reports, are Danish.

3. Indledning

Data og styring er to sider af samme sag. Hvis et kraftvarmeanlæg skal styres mere effektivt i fremtidens elsystem, skal styresystemet have adgang til mere data. Det er generelt anerkendt, at standarder er til gavn for indkøbere, fordi de øger konkurrencen, og at standarder skaber platforme for innovation hos både små og store aktører. Standarder for dataudveksling i elsystemet kan sænke omkostningerne til at få adgang til nye datakilder og dermed være nøglen til effektivisering af hele energisystemet.

Alle moderne kraftvarmeanlæg er udstyret med mange målepunkter og sofistikerede kontrolsystemer. Men der mangler en nem måde at flytte data mellem værket og eksterne aktører, som fx balanceansvarlige, netselskaber og myndigheder.

Dataudveksling mellem værker og omverdenen finder allerede sted i elsystemet, men er ikke standardiseret. Alle gør det med hver deres protokol, hvilket resulterer i, at hver enkelt aktør opstiller deres egne kommunikationssystemer (hardware og software) med alt det besvær og omkostninger, der følger med. Det er indlysende, at hvis flere aktører har brug for samme data, fra den samme kilde, burde de deles om et fælles kommunikationssystem – som skal være kraftvarmeværkets ejendom.

CHPCOM-projektet sætter fokus på de barrierer, der forhindrer indførelse af fælles dataudveksling, nemlig: modenhed af produkter og standarder, datasikkerhed, og manglende praktisk erfaring med kommunikationsstandarder hos energisystemets aktører.

Læsevejledning/ Rapportens opbygning

Resten af rapporten er struktureret således:

Kapitel 4 beskriver projektets konklusioner, det fremtidige arbejde og de vigtigste læringer.

Kapitel 5 handler om projektets udgangspunkt, dvs. eksisterende teknologi, projektets målsætninger og organisering.

Kapitel 6 beskriver, hvordan målsætningerne blev konkretiseret i use cases, som dannede grundlag for både forretningsanalysen og demonstrationen.

I kapitel 7 gives et overblik over den tekniske løsning, CHPCOM har demonstreret, og kapitel 8 beskriver de værktøjer der blev udviklet sideløbende med CHPCOM-projektet for at facilitere dets gennemførelse.

Kapitel 9 beskriver IEC standarderne generelt, og hvordan de blev brugte i CHPCOM projektet.

I kapitel 10 gives en kort introduktion til arbejdet omkring IT-sikkerhed i CHPCOM og kapitel 11 har et mere detaljeret indblik i demonstration of CHPCOM-løsningen.

Til sidst er formidlingsaktiviteter beskrevet.

Denne slutrapport giver et resumé af hele projektet og henviser den interesserede læser til eksterne bilag for flere tekniske detaljer. Bilagene er tilgængelige på CHPCOMs hjemmeside: <http://www.chpcom.dk>

4. Konklusion

CHPCOM-projektet har demonstreret, at standarden IEC 61850 og tilhørende IT-sikkerhedsprotokoller er klar til anvendelse i det danske energisystem. Uden for Danmarks grænser er der konsensus for, at IEC 61850 er essentielt for at integrere måle- og styresystemer i et stadig mere komplekst og mangfoldigt energisystem. På trods af denne internationale opbakning er der konstateret en mangel på "hyldevare"-produkter, som er egnet til kraftvarmeværker og de andre aktører i CHPCOM-projektet (netselskaber, balanceansvarlige, TSO). Derfor har CHPCOM-projektet været med til at udvikle nye softwaresystemer og værktøjer, der følger standarderne. Dele af standarderne er ret nye, og dermed har CHPCOM haft betydelig indflydelse internationalt ved at være først til at afprøve disse nye dele. Erfaringer fra udviklingsprocesserne viste, at standarderne – med mindre justeringer – kunne bruges som specifikation til systemerne.

Det var en skuffelse og overraskende, at der ikke var et stort udvalg af IEC 61850-produkter på markedet i dag. Dog var der kommercielt tilgængelige softwarebiblioteker, der kunne bruges af softwareudviklerne, således at de ikke skulle lave hele systemet fra bunden. Denne erfaring illustrerer en fordel ved at bruge en åben, moden standard: der fandtes et velafprøvet fundament, man kunne bygge videre på, og der fandtes sågar gennemskuelig dokumentation for, hvordan udbygningen skulle laves. Det gjorde opgaven overkommelig, selv med begrænsede ressourcer.

CHPCOM har vist, at IT-sikkerhedsstandard IEC 62351 kan bruges til at administrere adgangen til kraftvarmeværkeres data. Her er systemet afhængigt af tilstedeværelsen af et nøgle-håndteringssystem, på engelsk kendt under betegnelsen "Public Key Infrastructure (PKI)", for at værkerne kan automatisere arbejdsgangen med at tildele rettigheder. Sådant en PKI er kritisk som "trust-anchor", dvs. en betroet 3. part, der står inde for aktørernes digitale identitet. Denne funktion er ikke fundamentalt forskellig fra andre IT-sikkerhedssystemer, fx dem der kendes fra den finansielle sektor. For at sprede driftsomkostninger over en større brugerbase, anbefaler CHPCOM, at energibranchen forsøger at melde sig til en PKI-løsning brugt af andre end kun energibranchen, fx NemID. Denne anbefaling er i tråd med projektets fokus på standardbaserede fællesløsninger, der gør brug af den bedste tilgængelige teknologi.

Business case-analysen har fundet, at der med standardiseret datakommunikation opnås mange fordele for både netselskaber og den systemansvarlige, fx simplificerede interne processer, systemer og IT-kompetencer. Desuden vil øget mængde data og driftsplaner fra værker kunne føre til mere effektiv drift af elsystemet, og på længere sigt skabe mulighed for nye systemydelser. For eksisterende decentrale kraftvarmeanlæg vil det være forbundet med nye omkostninger at ombygge til IEC61850 og IEC 61850-baseret kommunikation. Derfor bør der fokuseres på ombygningen i forbindelse med løbende opgraderinger af anlæg og SCADA-systemer. En væsentlig gevinst ved investeringen er, at de fremtidige omkostninger ved skift af balanceansvarlig kan sænkes betydeligt pga. genbrug af udstyr og opsætning. For nye anlæg på decentrale kraftvarmeværker er der ikke væsentlige ekstraomkostninger forbundet med CHPCOM-løsningen i forhold til traditionelle opsætninger, og det giver dermed rigtig god mening økonomisk, at bruge standardiseret datakommunikation for alle nye el-producerende og –forbrugende anlæg.

'Lessons Learnt'

CHPCOM har indholdsmæssigt dækket lige fra klassisk forskning og udvikling (F&U) med analyser og metodeudvikling – til praktisk implementering og demonstration på 7 værker, hos balanceansvarlige, netselskaber og systemansvarlig.

Dette har betydet, at rigtig mange erfaringer er frembragt gennem praktisk afprøvning, hvor detaljeringsgraden for resultaterne og problemstillingerne har været meget høj og værdifuld for den videre anvendelse.

Nedenfor er listet nogle af de erfaringer og resultater, som er frembragt gennem den praktiske implementering (Proof-of-Concept) og demonstration:

- **Kommercielle produkter, som forventes at følge en given produktstandard (eks. IEC61850-7-420), skal gennem 'conformance test' dokumentere, hvilke dele af standarden der understøttes.**
 - Erfaringer fra systemintegrationen i CHPCOM med forskellige produktfabrikater har vist, at det er meget individuelt, hvilke dele af standarderne producenterne har implementeret. Manglende conformance testresultater gør det svært for en systemintegrator at evaluere, om et produkt implementerer de dele af standarden, de har brug for.
 - En 'conformity assessment' for IEC 61850 kunne hente inspiration fra den ordning ENTSO-E har for at give 'conformity certificates' til produkter, som er kompatible med 'Common Grid Exchange Standard (CGMES)'.
- **Signallister, tekniske snitflader og metoder skal være meget veldefinerede imellem den systemansvarlige part (CHPCOM) og leverandørerne (værker/systemintegratorer).**
 - CHPCOM er et F&U-projekt hvor signallister, tekniske snitflader og metoder først skulle udvikles og specificeres, før der kunne implementeres og systemintegreres efter dem – hvilket har givet en række udfordringer i projektet.
 - IT-værktøjer måtte udvikles sideløbende med projektet for at imødekomme de behov, der opstod undervejs omkring projektstyringen af signallister og test.
 - I et 'rent' demonstrationsprojekt efter CHPCOM kan man med fordel basere projektstyringen på gennemførelse af de 3 grundlæggende testfaser (se kapitel11), hvor der er en helt klar ansvarsfordeling imellem 'produkttest', 'funktionstest' og 'systemtest'.
- **Datasikkerhed er et område, som værker og aktører er opmærksomme på, men hvor den praktiske ansvarsfordeling på nogle områder er uafklaret.**
 - Teknisk udstyr på værket, som er adgangsgivende for datakommunikation til og fra SCADA/SRO-anlægget, er værkets ansvar. Det har i praksis vist sig at være en svær øvelse at få afprøvet metoderne for rolle/rettighedstildeling, samt afprøve processer for certifikathåndtering.
 - Brugervenlige IT-værktøjer skal tilbydes værkerne, så de let kan tildele adgang for de aktører, der skal kommunikere med værket.

Det videre arbejde

Løsningerne, som er demonstreret i CHPCOM, er parate til at overgå fra at køre på forsøgsbasis til at køre i normal drift, dog med én undtagelse. PKI'en fra projektet har en begrænset levetid efter projektets lukning, og fravær af en PKI vil nødvendiggøre manuel håndtering af digitale nøgler. På nuværende tidspunkt (tidligt 2016) pågår specificeringen af den næste generation NemID, den fælles PKI der bruges i privat og offentlig regi i Danmark. Partnere fra CHPCOM-projektet deltager i følgegruppen, der giver input til specifikationen, og når den nye NemID er klar i 2018 (tidligst), forventes det, at den vil kunne bruges til automatiseret nøglehåndtering i energibranchen. Der er således risiko for, at der vil være et længere tidsrum, efter at projektet er afsluttet, før en langsigtet løsning af PKI er på plads.

Gennem tekniske forskrifter udøver Energinet.dk beføjelser for at stille krav til nye elanlæg (både el-producerende og -forbrugende). Disse forskrifter er under revidering i 2016, og CHPCOM-projektets erfaringer er med i overvejelserne om, hvordan de nye anlæg skal kommunikere med Energinet.dk og lokale netselskaber.

Som beskrevet i afsnit 9 har projektet refereret sine erfaringer til IEC standardiseringskomiteer. Projektpartnere deltager fortsat i disse komiteer for at følge de indsendte forslag indtil deres inklusion i kommende udgaver af standarderne.

Et nyt forsknings- og demonstrationsprojekt med fokus på kommunikation til små forbrug, EcoGrid 2.0, bliver startet i 2016 under ledelse af Dansk Energi. Projektet sigter mod at få private husstande til at deltage i leverance af systemydelser, en parallel til CHPCOMs fokus på ydelser fra kraftvarmeværker. EcoGrid 2.0 vil demonstrere kommunikationsprotokoller mellem slutkunder og aggregatorer, der gør det nemt for slutkunder at skifte aggregator. CHPCOM er en vigtig reference for at vise, hvordan internationale standarder reducerer skifteomkostninger. Udfordringen for EcoGrid 2.0 er at lave løsninger, der fungerer med mange flere enheder og gøre systemet tilgængeligt for brugere med færre tekniske kompetencer.



Der arbejdes også med konceptet i et demonstrationsprojekt kaldet DERCUM, som har til formål at sikre en større udbredelse af IEC 61850-standarden, ikke kun for kraftvarmeværkerne, men også alle andre distribuerede energiresourcer. DERCUM har stor fokus på, at datasikkerhed skal indbygges som en naturlig del af datakommunikationen.

5. Baggrund og vision for CHPCOM-projektet

Måling og styring af anlæg i elsystemet hænger uløseligt sammen. I tidernes morgen var alle målinger analoge, og de var kun brugt til styring internt i anlæggene. Selvom alle målinger for længst er blevet digitale, bruges interne kontrolløkker stadig i elsystemet i dag for de mest basale og tidskritiske systemtjenester. Mens intern, autonom styring af elanlæg er afgørende for stabil og pålidelig drift af elsystemet, er det ikke nok til samtidig at sikre den mest effektive drift af systemet.

I dag foregår kommunikation mellem elanlæg og elbørsen NordPool via den balanceansvarlige og produktionen planlægges et døgn forud. Derudover er driftsreserver allokeret time for time fra de billigste leverandører, hvilket igen forudsætter datakommunikation. Standarden¹, for den nødvendige markedsinformation og udveksling heraf, bliver sat af elbørsen. Den er det centrale knudepunkt, alle skal kommunikere med.

Kraftvarmeværkerne har ikke en central aktør som Nord Pool til at gennemtvinge en bestemt protokol og derfor skal CHPCOM-løsningen implementeres frivilligt hos disse.

Markedsinformationen er kommunikeret flere timer før den bliver anvendt, men mange systemtjenester er afhængige af real-tids datakommunikation. I dag bliver real-tidsmålinger udvekslet mellem den overordnede nationale systemansvarlige, Energinet.dk, og de regionale distributionsselskaber med den pensions-modne protokol IEC 60870-5-104 ("104" i daglige tale). I mange år har "104" fyldt rollen som den standardiserede måde at få kontrolrummene til at tale sammen, men den har flere svagheder, som gør den uegnet til fremtidens behov:

- Først og fremmest er videreudviklingen meget begrænset. Standarden er frosset fast og anbefales ikke for nye anlæg.
- Den er mangelfuld med hensyn til IT-sikkerhed. Den blev udviklet i en verden af lukkede netværk, hermetisk adskilt fra internettet. Når data skal overføres mellem firmaer, skal der først etableres et virtuelt privat netværk (VPN), hvilket øger omkostninger og begrænser kommunikationen til dem, man har lavet bilaterale aftaler med.
- Der er ingen indbygget informationsmodel. Det betyder, at hver gang man forbinder til en ny partner, skal der defineres navngivning og betydning af hvert eneste datasignal.

Når der er behov for at foretage real-tidsmålinger på fysiske anlæg, såsom kraftværker, vil det lokale netselskab typisk installere deres eget måleudstyr med tilhørende VPN kommunikationsudstyr. Måledata flyttes først fra værket til det regionale netselskab og derfra videre til Energinet.dk.

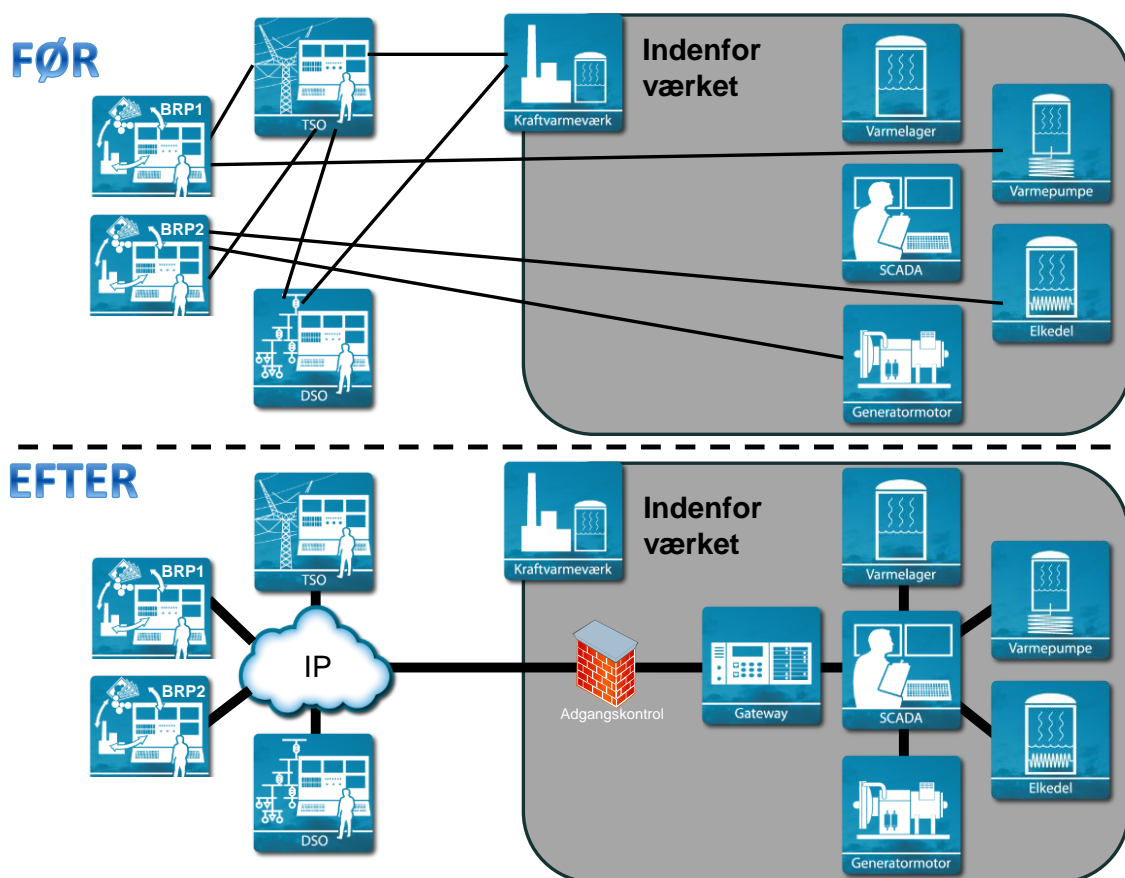
I fremtiden vil krav til endnu mere effektiv drift føre til øget behov for real-tidsdata fra flere aktører. Dette behov kan bedst indfries med et system, der tillader dataudveksling mellem aktører og er:

- Sikkert per design, baseret på state-of-the-art sikkerhedsprotokoller. Men behovet for forsyningssikkerhed er en højere prioritet end behovet for datasikkerhed.
- Fleksibelt, således at den samme måleværdi kan tilgås af flere aktører igennem den samme gateway. Dataejere bestemmer, hvem der skal have adgang til hvilke data.

¹ se <http://energinet.dk/DA/EI/Forskrifter/Markedsforskrifter>

- Nemt at konfigurere. Standardiserede datamodeller sikrer, at det samme signal kaldes præcist det samme på alle anlæg.
- Kompatibelt med en almindelig ('best – effort') internetforbindelse for at holde omkostninger nede.
- Understøttet af flere leverandører for at sikre konkurrence og muliggøre systemer sammensat af produkter fra flere producenter.

Disse overordnede krav er opfyldt af løsningen demonstreret i CHPCOM.



Figur 5-1 Illustration af kommunikationsvej i dag ("Før") og med CHPCOM-løsningen ("Efter").

Fordele og ulemper med proprietære kommunikationsprotokoller

I dag kommunikerer decentrale kraftvarmeværker med deres balanceansvarlige for at planlægge og optimere deres produktion. Denne datakommunikation er ikke genstand for standardisering, og derfor findes der lige så mange løsninger, som der er balanceansvarlige. Hvor godt eller dårligt dette kommunikationssystem er, kan differentiere de balanceansvarlige, hvilket giver et vist pres på innovationen. Problemet er, at installationsomkostninger er betydelige, fordi en balanceansvarligs løsning skal kobles op til værket, og alle værker er forskellige. Skræddersyede løsninger forhindrer dermed stordriftsfordele og udgør en teknisk barriere for, at værkerne kan skifte balanceansvarlig.

En mangfoldighed af løsninger kan være til gavn for IT-sikkerheden, fordi ingen udefrakommende er bekendt med, hvordan systemerne virker ('security by obscurity'), og der er mindre chance for, at den samme sårbarhed vil påvirke alle værker. Til gengæld, idet hvert værk skal etablere deres egen løsning, vil der være nogle, der halter bagud sikkerhedsmæssigt, og disse vil være eksponerede for større risiko for indbrud. Når der er en generel samfundsinteresse i, at alle er modstandsdygtige over for angreb på IT-infrastrukturen, er universal-anvendelsen af den bedste tilgængelige teknologi vejen frem.

Både datakommunikation mellem parter i elsystemet og tilhørende IT-sikkerhedsløsninger er på vej til standardisering på det internationale plan, hvilket danske aktører kan drage fordele af for at reducere omkostninger til anskaffelse og drift af dataudvekslingssystemer.

IEC 61850

Standarden IEC 61850 opstod i midten af 1990'erne som en måde, hvorpå udstyr fra forskellige producenter kunne dele et datanetværk inden for en understation. Over årene er standarden vokset til at omfatte flere og flere anvendelser, og i 2005 begyndte standardisering af information fra decentral produktion såsom kraftvarmeværker.

IEC 61850 adskiller sig fra andre ældre kommunikationsprotokoller, fordi den definerer de fleste lag i kommunikations-'stack'en: fra adgang til det fysiske kommunikationsmedium til formatering af data, og hele vejen op til strukturering af data ind til logiske enheder. Den definerer metoder til 'discovery' – dvs. opdagelse - af de signaler som en modpart understøtter. Værktøjer, der understøtter IEC 61850, gør det forholdsvist nemt for brugere at komme i gang med at forbinde til nye servere.

I Europa har EU-Kommissionen bedt de europæiske standardiseringsorganisationer om at pege på, hvilke standarder der er nødvendige for at realisere den grønne omstilling. Arbejdet blev aftalt gennem EU mandat M/490, og der bliver i dag peget på brugen af IEC 61850 til kommunikation med fysiske anlæg i energisystemet.

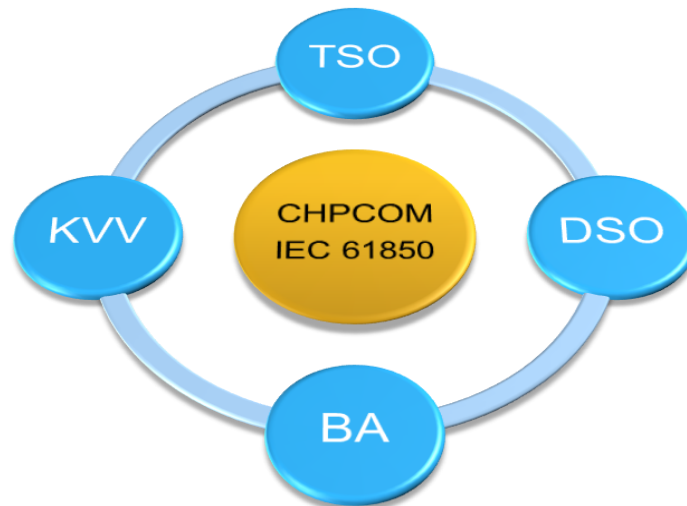
Producenter af apparater tilbyder nu IEC 61850-grænseflader på deres produkter, og leverandører af SCADA/SRO-systemer har også indbygget understøttelse af IEC 61850 i deres løsninger. Der er i dag installeret millioner af IEC 61850-enheder i verden, men protokollen er kun brugt i beskedent omfang mellem decentrale anlæg og deres eksterne aktører.

Visionen og målet for CHPCOM

CHPCOMs overordnede vision er at skabe merværdi for elsystemets aktører.

Med udgangspunkt i decentrale kraftvarmeværker vil CHPCOM reducere teknologiske og forretningsmæssige usikkerheder, således at decentrale kraftvarmeværker kan levere serviceydelser til elsystemets aktører så teknisk/økonomisk optimalt som muligt. Udviklingen af en standardiseret kommunikationsplatform, implementeringsvejledninger og positive forretningsmodeller skal derved være med til at reducere investeringsrisikoen.

CHPCOM-projektet skal være med til at gøre Danmark til en af Europas førende nationer, når det handler om at skabe grøn vækst, eksport og beskæftigelse. Danmark skal være Europas demonstrationsland for værdiskabende smartgrid-løsninger.



Figur 5-2 Alle aktører, netselskaber (DSO), balanceansvarlige (BA), kraftvarmeværker (KVV), og den systemansvarlige (TSO) samles rundt om CHPCOM IEC 61850-løsningen for at realisere visionen.

Mål 1 - Afprøve standardiseret datakommunikation mellem værkerne og elsystemets aktører

CHPCOM-projektet skal afprøve standardiseret datakommunikation mellem de decentrale kraftvarmeværker og elsystemets aktører (BA, DSO, TSO). Internationalt peges på, at det er de internationale standarder for datakommunikation i IEC (IEC 61850, IEC 61970, IEC 61968 og IEC 62351), som skal blive grundlaget for datakommunikationen mellem aktører og DER i fremtidens smartgrid. Disse standarder er, efter mange års udvikling, modne til implementering, men der mangler vejledninger og praktiske erfaringer for udbredelse af disse standarder i en bredere kontekst.

Mål 2 - Løft sikkerheden i datakommunikation

Alle aktører i elsystemet har en interesse i at sikre kommunikation til værket. IT-sikkerhed er ofte en eftertanke, men de bedste løsninger opnås med at designe sikkerhedsforanstaltninger i systemerne fra bunden. CHPCOM vil demonstrere, at flere aktører kan tilgå det samme data på sikker vis, og samtidig gøre styring af adgangen mere overskuelig for værksejere. Systemet vil bygge på internationale standarder, specifikt IEC 62351 og X.509.

Mål 3 - Sænke transaktionsomkostningerne for elsystemets aktører

Økonomien er ofte en af de helt store begrænsninger, når smartgrid-projekter skal realiseres. Derfor vil der i projektet være fokus på at sænke de transaktionsomkostninger, der opstår, når en aktør skal levere en ydelse til en anden. Ved at udvikle en metode til at sænke transaktionsomkostningerne vil det være lettere at finde en positiv forretningsmodel for forskellige serviceydelser.

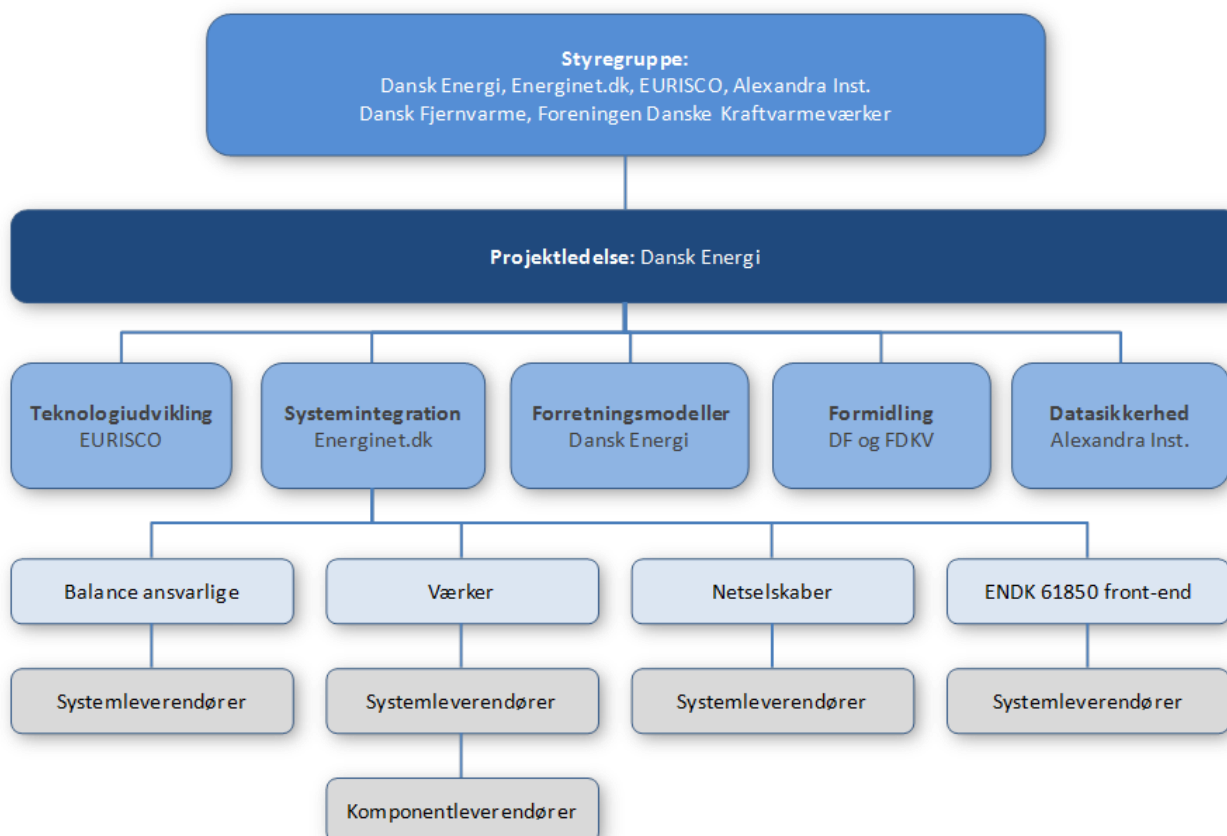
Mål 4 - Finde de økonomiske potentialer i standardiseret kommunikation

Et rigtig godt argument for at udrulle en smartgrid-løsning her og nu er, hvis man kan vise en positiv forretningsmodel bag. Det er et mål i CHPCOM-projektet at finde alle de potentielle værdikilder i standardiseret kommunikation for værkerne, BA, DSO og TSO.

Mål 5 – Udbrede kendskab til fordelene ved standardiseret kommunikation

For at gøre den viden som er opnået i projektet tilgængelig for alle interessenter i det danske energisystem, vil alle implementeringsvejledninger og andre relevante resultater blive lagt ud til offentlig skue via hjemmesiden <http://www.chpcom.dk>.

CHPCOM's projektorganisering



Figur 5-3 Projektstruktur med de 5 arbejdsopgaver i den 3. række.

Et konsortium bestående af repræsentanter fra elbranchen (Energinet.dk og Dansk Energi), fjernvarmebranchen (Dansk Fjernvarme og Foreningen Danske Kraftvarmeværker) og teknologileverandører (EURISCO og Alexandra Instituttet) gik sammen for at realisere disse målsætninger i CHPCOM-projektet. Styregruppen havde det overordnede ansvar for projektet, og Dansk Energi varetog den daglige projektledelse. Projektet blev delt op i 5 arbejdsopgaver:

- WP1 Teknologiudvikling (se kapitel 7 og 8): Analyser af standarderne, og skabelse af den overordnede CHPCOM-løsning. Udvikling af testspecifikation.
- WP2 Systemintegration og demonstration (se kapitel 9 og 11): selve afviklingen af demonstration inklusiv support til kraftvarmeværkernes underleverandører.
- WP3 Forretningsmodeller (se kapitel 6): Økonomiske analyser af CHPCOM-løsningen fra samfundsøkonomiske og privatøkonomiske synspunkter.

- WP4 Formidling af resultater: Kommunikation af projektets fremdrift og resultater til energibranchen.
- WP5 Datasikkerhed (se kapitel 10): Udvikling og demonstration af datasikkerhedskoncept for CHPCOM-løsning.

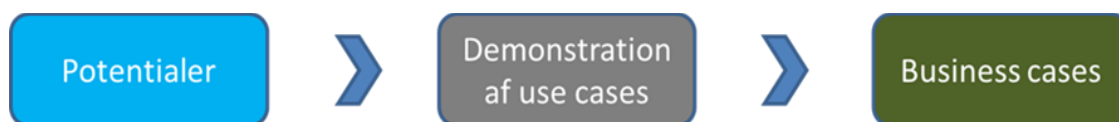
6. Potentialer, Use cases og Business cases

CHPCOM WP3 havde til formål at analysere forretningspotentialer for aktørerne (værk, BA, TSO og DSO) ved datakommunikation baseret på IEC 61850.

Der er lavet tre rapporter for at besvare dette formål:

- "Potentiale og interessentanalyse" (november 2013) – bilag 1.
Rapporten er lavet ud fra indledende interviews med projektdeltagerne, der kortlagde ønsker og potentialer ved standardiseret datakommunikation. Rapporten indeholder desuden også baggrund om, hvilke danske og internationale anbefalinger der findes til IEC 61850-standarden, samt årsagen til, at CHPCOM-projektet blev etableret for at udvikle og demonstrere standarden i en dansk kontekst.
- "Use case Dokumentation" (maj 2014) – bilag 2.
Use cases er anvendelsesscenarier, der beskriver brugen af standardiseret datakommunikation i forhold til business-as-usual. Udvalgte potentialer er konkretiseret via use cases, hvoraf flere efterfølgende er demonstreret i CHPCOM-projektet. Rapporten indeholder en detaljeret gennemgang af de use cases, der kan anvendes i forbindelse med interoperabilitetstest i CHPCOM.
- "Business case-analyse" (januar 2016) – bilag 3.
Rapporten samler viden fra de to tidligere rapporter samt test-erfaringer fra CHPCOM, som anvendes til at vurdere de væsentligste ekstraomkostninger og gevinster for aktørerne ved IEC 61850-baseret datakommunikation.

Den overordnede metode i Business case-analysen var at udarbejde business cases ud fra de identificerede potentialer for aktørerne i CHPCOM-projektet. Disse potentialer blev gjort mere konkrete ved at beskrive use cases, som efterfølgende blev demonstreret i projektet. Erfaringerne fra demonstrationen af use cases blev brugt som input til business case-analyserne.



I de følgende afsnit findes et kort resumé af hver rapport.

"Potentiale og interessentanalyse"

På baggrund af identificerede udfordringer samt aktørernes vurdering af muligheder ved standardiseret datakommunikation er nedenstående potentiale-kategorier beskrevet:

	Udfordring	Potentiale
A	Uklarhed om endelige standarder og omfanget af omstilling til IEC 61850	Øget investeringssikkerhed
B	Mange individuelle systemer, der kører parallelt	Forbedret datahåndtering
C	Manuelle målinger og rapporter	Lettere administration
D	Et system per aktør, der skal bruge hvert signal.	Besparelser i hardware og fortrådning
E	Store omkostninger til fortrådning og nye systemer ved leverandørsift.	Større konkurrence og bedre services
F	Eksklusiv eller ingen adgang til information	Øget og sikker adgang til information
G	Individuelle løsninger for kommunikation til værker	Forbedret konkurrenceevne
H	Samarbejde via end-to-end VPN løsning	Lettere etablering af driftssamarbejder
I	Værker leverer få typer systemydelser til netoperatører.	Flere systemydelser fra værker

Tabel 6-1 Resultat af identificerede udfordringer og potentialer i "Potentiale- og interessentanalyse" (2013), bilag X.

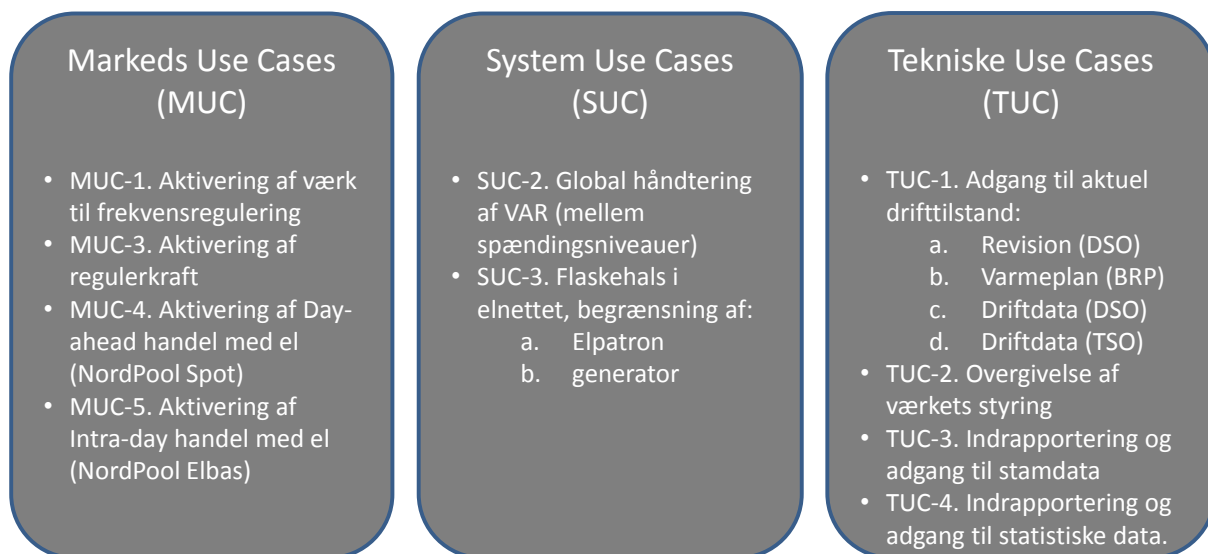
Potentialerne kan grupperes inden for fire hovedkategorier:

- **Forretningsmæssige rammevilkår:** Investorsikkerheden hos aktørerne (A) og forbedret konkurrenceevne (G)
- **Etablerings- og skifteomkostninger:** Forbedret datahåndtering via delt adgang til data (B) og lavere samlet etablerings- og skifteomkostninger for værker og balanceansvarlig (D+E)
- **Effektivisering af processor:** Lettere administration og højere datakvalitet på kraftvarmeværket og hos andre aktører + Automatiseret dataudveksling af miljø- og måledata mellem kraftvarmeværker og andre aktører (C)
- **Nye muligheder:** Sikker adgang til aktuelle driftsmålinger fra andre aktører (F + H) og mere fleksibel produktion samt levering af nye ydelser (I)

"Use case-dokumentation"

De kommunikationssystemer som er demonstreret i CHPCOM kan bruges til mange formål. Men i CHPCOM måtte vi begrænse vores demonstration til en håndfuld konkrete anvendelsesscenarier. Disse anvendelsesscenarier, eller use cases, er delt op i 3 brede kategorier:

1. **Market use cases (MUC):** Anvendelser der i dag er markedsbaseret. Disse use cases omhandler kommunikation mellem værket og deres BA. Kommunikation finder allerede sted i dag, men foregår over proprietære, lukkede systemer. Nogle af disse use cases er tids-kritiske, andre er ikke tids-kritiske.
2. **System use cases (SUC):** Disse use cases indebærer levering af en ydelse til TSO eller DSO, men involverer ikke et marked. Disse er tids-kritiske ydelser.
3. **Tekniske use cases (TUC):** Omhandler use cases der alene indebærer en teknisk handling eller funktion. Eksempelvis læsning eller skrivning af en dataværdi. Disse use cases kan lyde banale, men har høj værdi i forbindelse med automatisering af indrapportering af data. Disse handlinger er ikke tids-kritiske.



Tabel 6-2 Udvalgte Use Cases i CHPCOM-projektet

For en komplet beskrivelse af alle use-cases, se bilag 2

Værkerne, der deltog i projektet, valgte 3 use cases og demonstrerede dem – dette er beskrevet i kapitel 11.

”Business case-analyse”

Hovedformålet med rapporten har været at beskrive business cases ved en standardiseret datakommunikation baseret på IEC 61850 for de centrale aktører i CHPCOM-projektet: Energinet.dk (TSO), netselskaber (DSO), balanceansvarlige (BA) samt de decentrale kraftvarmeværker.

Analysen indeholder en indledende udvælgelse af fire business case-emner, der vurderes at dække de mest centrale potentialer, som standardisering medfører samt de tilhørende omkostninger og gevinster. Efterfølgende beskrives de centrale aktørers business cases inden for de fire emner. En generel konklusion fra arbejdet er, at det for nuværende er vanskeligt at værdisætte gevinsterne ved standardiseringen, da de ofte findes i driftsfasen efter standardiseringen, og der findes derfor ikke mange konkrete erfaringer endnu.

Nedenstående er en kort opsummering af de fire udvalgte business case-emner:

1) Datakommunikation uden for værket, dvs. de nødvendige éngangsinvesteringer og gevinster som eksterne aktører uden for værket (TSO, DSO og BA) har og får uafhængigt af, hvor mange værker der konverteres til IEC 61850-datakommunikation. En unik fordel ved IEC 61850 i forhold til datakommunikation uden for værket er, at der er en standardiseret informationsmodel, dvs. en standard for hvad signaler skal hedde, hvilket fører til mindre behov for oversættelsessystemer hos aktørerne uden for værkerne.

Der er forholdsvis få centrale aktører uden for værkerne; dvs. Energinet, ca. 10-15 større netselskaber samt nuværende 4 kommercielle balanceansvarlige i Danmark. Disse skal have IEC 61850-kompatibel datakommunikation, for at en stor del af de decentrale kraftvarmeværker får mulighed for at bruge

standarden for at kommunikere med disse eksterne aktører. Omkostningerne til udvikling af den nødvendige IT-sikkerhed i konceptet kan være en væsentlig del af de samlede omkostninger til datakommunikation uden for værkerne.

En væsentlig del af gevinsten for Energinet og netselskaber opstår, når interne systemer og kompetencer kan målrettes mod én standardiseret datakommunikation, som værkerne følger. Det er primært driftsfordele, der skal sikre, at investeringen i ny hardware og integrationsomkostninger til IEC 61850 hos de eksterne aktører er en god forretning.

2) Etablerings- og skifteomkostninger ved ændringer på værker, dvs. omkostninger og gevinster for aktørerne (værk, TSO, DSO, BA) når et eksisterende værk/anlæg omstilles til standardiseret datakommunikation med IEC 61850, samt når et nyt værk/anlæg følger IEC 61850-standard i forhold til traditionel datakommunikation. En unik fordel ved IEC 61850-standarden i forhold til etablerings- og skifteomkostninger er, at kun én gateway er nødvendig på værket til flere aktører, dvs. omkostninger til at installere og drive parallelle adgange undgås.

Det må overordnet set fremhæves, at business casen for etablerings- og skifteomkostninger er forskellig fra værk til værk. Rapporten indeholder estimater for, hvor mange data-signaler der skal konverteres til IEC 61850-standard for forskellige anlægstyper (motoranlæg, kedler, elpatroner, varmepumper, etc.), samt omkostninger pr. signal og yderligere omkostninger til hardware, dvs. server og adgangskontrol. Dette viser, at de samlede omkostninger divergerer i forhold til anlægstype. Således er elproduktionsanlæg dyrere pga. flere signaler end fx elpatroner eller varmepumper. De samlede omkostninger afhænger også af, hvor mange nødvendige signaler der allerede findes i værkets SCADA/SRO-system, fordi grundlæggende integration (fortrådning) hermed undgås.

Det er vanskeligt at værdisætte gevinster ved IEC 61850 – primært pga. manglende reelle erfaringer fra gevinster i driftsfasen og ved skift af balanceansvarlig. Sparede omkostninger ved skift af balanceansvarlig kan være et betydeligt bidrag til værkets business case for IEC 61850-konvertering, fordi dette kan gøres billigere end traditionelt, hvor der installeres og opsættes nyt udstyr, mens standardisering genbruger IEC 61850-server og signal-opsætning. Det er derfor væsentligt, at værkerne kan være sikre på, at en investering i IEC 61850-baseret udstyr og datakommunikation er fremtidssikret, således at der via driftsbesparelser fås en positiv business case.

Situationer der fremmer omkostningseffektivt skift til IEC61850:

- Ved skift af balanceansvarlig, hvor nyt udstyr og integration alligevel er påkrævet.
- Ved opførelse af nyt anlæg på værket, fx hvis RTU fra netselskabet kan undværes pga. IEC 61850-serveren.
- Ved udskiftning af SCADA/SRO på hele værket, hvor eksisterende anlæg/signaler alligevel skal integreres på ny.
- Ved opførelse af nyt værk med flere anlæg – hvor IEC 61850 kan være billigere end traditionelle løsninger, idet parallelle installationer undgås

Tilsvarende vil en situation, hvor eksisterende anlæg/værkers fremtidige drift er uvis, gøre det usikkert, om de potentielle driftsbesparelser bliver opnået, således at konvertering til IEC61850 medfører en positiv business case.

3). Udveksling og brug af statistiske data, dvs. omkostninger og gevinster forbundet med at gøre udvekslingen standardiseret frem for i dag, hvor værker manuelt skal indberette data til forskellige myndigheder. En unik fordel ved IEC 61850 i forhold til statistiske data er overførsel af tidsserier/loggede data, fx miljødata og brændselsdata. Desuden i forhold til statistiske data understøttes overførsel af tekststreng, fx stamdata, navne, adresser.

Det blev i projektet konkluderet, at der er behov for mere analyse af dette business case-emne for at komme med en dybdegående vurdering af potentialet for værker og andre aktører. I CHPCOM-projektet er der ikke demonstreret en fuld automatisering af statistiske data. Eksisterende IEC 61850-servere brugt i projektet, understøttede ikke logging af data. Desuden er det ikke forsøgt at automatisere indmelding af statistiske data til andre myndigheder end Energinet.dk.

På værket kan eksisterende data-signaler i SCADA/SRO-systemet automatiseres med væsentlig lavere omkostninger end data fra værket, hvor der ikke er fjernaflæsning. Det vil være forskelligt fra værk til værk, hvilket behov der er for investering i evt. nye målere og/eller fjernaflæsning samt integration af signaler i SCADA/SRO eller PLC. Her er der behov for yderligere teknisk analyse for at klarlægge de mest omkostningseffektive løsninger.

Gevinster ved øget automatisering af statistiske data betyder for værket, at færre ressourcer skal afsættes til manuel indsamling og indmelding af data. Især affaldsforbrændingsanlæg har potentiale for store gevinster, fordi de både har et stort behov af rapportering af statistiske data og en høj grad af fjernaflæsning. For netoperatører er der blandt andet gevinster i kraft af højere datakvalitet og færre ressourcer til validering ved øget automatisering af statistiske data.

4) Udveksling af planer, dvs. omkostninger og gevinster til at aktørerne kan få adgang til planer. En unik fordel ved IEC61850 er, at planudveksling er integreret i standarden, fx varmeplaner eller produktionsplaner fra værker.

Der er behov for mere driftserfaring for at klarlægge omkostningerne hos både værket og eksterne aktører i business case-emne 4. Nedenstående beskriver nogle af de gevinster, som øget planudveksling kan medføre:

- Energinet.dk kan få bedre kendskab til værkets planer, hvilket medfører, at der kan gås "tættere på nettets grænser".
- Hos netselskaber kan udveksling af planer gå begge veje:
 - a) Kendskab til værkets planer kan give bedre planlægning af netdrift.
 - b) Mulighed for at sende egne planer (fx om begrænset netadgang) til mange værker og balanceansvarlige på en gang kan spare ressourcer og sikre, at informationen er tilgængelig hurtigere.
- Værker/balanceansvarlige kan få bedre forvarsel om netbegrænsninger fra netselskaber.

- Balanceansvarlige får i dag nødvendige data fra værker, fx kendskab til varmebehov, via proprietære data-løsninger. Derfor vil den standardiserede datakommunikation give samme muligheder, men ikke en ekstra gevinst.

På baggrund af de fire analyserede business case-emner, er her opsummeret væsentlige gevinster for aktørerne pga. IEC61850-standardisering:

For værker: Samlet set har hverken omkostninger eller gevinster i forbindelse med datakommunikation afgørende betydning for værkets samlede økonomi (varmeproduktionsomkostninger), der primært afgøres af fx brændselsomkostninger, grundbeløb og elproduktionsindtægt. Derfor bør implementering af standardiseret datakommunikation tilpasses eksisterende og nye anlægs forventede driftssituation.

Det er vigtigt, at værker opnår investeringssikkerhed ved at satse på datakommunikation baseret på IEC 61850 (underforstået at det bliver et krav), dvs. at driftsbesparelser samt besparelser ved skift af balanceansvarlig over en årrække kan gøre det attraktivt at foretage konvertering af eksisterende anlæg/værker til IEC 61850.

Det standardiserede koncept sikrer, at omkostninger til at kommunikere med værket sænkes ved, at der kun skal opsættes én IEC 61850-server frem for adskillige RTU'er fra forskellige eksterne aktører. For nye værker/anlæg kan det alene ud fra hardwareomkostninger, fx sparet RTU til netselskab eller sparede parallelle RTU'er til flere balanceansvarlige, være attraktivt at vælge et standardiseret koncept. Besparelsen på RTU til netselskabet forventes at være relativt konstant uafhængig af anlæggets størrelse og vil derfor – for især mindre anlæg – have betydning ved fx opførelse af elkedler eller eldrevne varmepumper på mindre decentrale værker.

Automatiseret udveksling af statistiske data kan give besparelser (mindre manuelt kontrol- og indtastningsarbejde), som i dag ikke kan opnås for værkerne ved traditionel data-indmelding.

For netoperatører (netselskaber og Energinet.dk): Et netselskab kan simplificere interne processer og fokusere behovet for løsninger og IT-kompetencer i selskabet pga. et standardiseret koncept for IT-kommunikation med eksterne aktører og anlæg (både kraftvarmeværker, vindmøller og solceller). Kommunikationsløsningerne går hermed mod standardoperationer, der passer ind som driftsopgaver for netselskabet. Udveksling af planer kan give netselskaber nye muligheder for at kommunikere med værker og kommercielle aktører (balanceansvarlige).

Netoperatører kan opnå et bedre netsystemoverblik via mere onlinedata og planer fra decentrale ressourcer i nettet. Desuden kan mere automatiseret dataindmelding medføre højere datakvalitet og færre ressourcer til validering.

For balanceansvarlige: Standardisering af datakommunikation vil bidrage til øget konkurrence på markedet ved at sænke skifteomkostningerne. IEC 61850-baseret datakommunikation kan på længere sigt skabe potentiale for, at værker (og hermed balanceansvarlige) kan levere nye ydelser til netoperatører, idet omkostningerne til yderligere adgang til driftskontrol og data fra værket er lave efter at den grundlæggende konvertering er foretaget.

På baggrund af de fire analyserede business case-emner er følgende væsentlige omkostninger for aktørerne pga. IEC 61850-standardisering opsummeret:

For værker: Som konsekvens af de ukvantificerbare driftsgevinster bør der fokuseres på en omkostningseffektiv implementering af IEC 61850 på værkerne. Situationer, der fremmer omkostningseffektivt skift til IEC 61850 på værker, er nævnt tidligere under business case-emne 2. Erfaringen fra CHPCOM peger på, at integrationsomkostningerne er væsentlige for værket. En række signaler skal konverteres, dvs. opsættes i forhold til IEC 61850-standard samt kvalitetstestes. En yderligere modning af CHPCOM-konceptet i forhold til tests og signalliste samt forbedret understøttelse af IEC 61850-standarden i produkter og hos systemintegratorer vil medvirke til, at omkostninger til integration kan sænkes.

For eksterne aktører (netselskaber, Energinet.dk og balanceansvarlige): De eksterne aktører skal konvertere eksisterende systemer til at være IEC 61850-kompatible for at modtage data fra værkerne. Erfaringer fra både netselskaber og balanceansvarlige viser, at nyere SCADA-systemer er compatible, og at udgiften til integration primært ligger hos aktørerne.

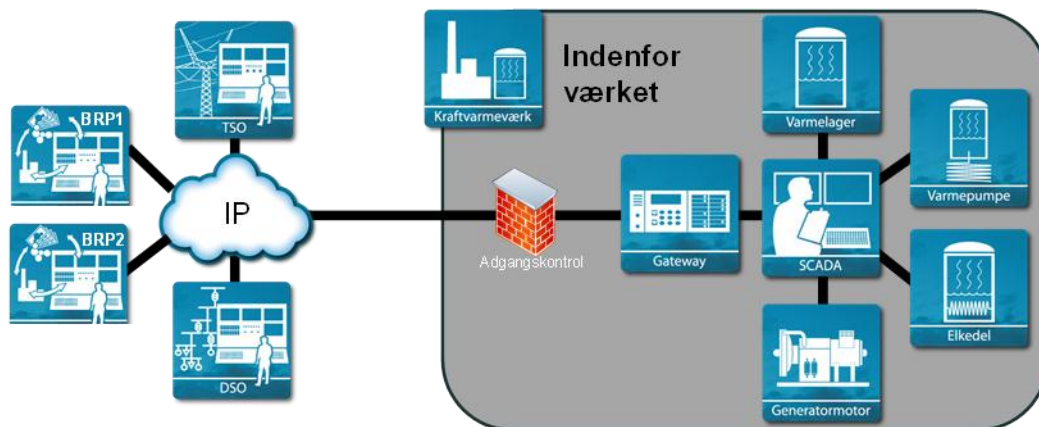
Indførelse af IEC61850-baseret datakommunikation kan få indflydelse på kommercielle aktørernes forretningsmodeller:

- **Balanceansvarlige (BRP):** Standardisering med IEC61850-baseret datakommunikation sænker skifteomkostninger og vil dermed øge muligheden for at tiltrække og miste kunder. Standardisering vil sandsynligvis medføre øget ensretning af koncepter mellem de balanceansvarlige i forhold til installation og datakommunikation til værkerne.
- **Værket:** Samlet set vil standardiseret datakommunikation ikke ændre væsentligt på den samlede økonomi på værket, idet økonomien primært bestemmes af produktionsomkostning og -indtægter til el og varme. Der er derfor ikke ændringer i den grundlæggende forretningsmodel for decentrale værker, men business casen for datakommunikation bør, som analyseret i denne rapport, ses isoleret set i forhold til traditionel datakommunikation.
- **Systemleverandører:** Standardisering vil påvirke de produkter og services, som kunder efterspørger, og hermed hvilke løsninger systemleverandørerne skal kunne tilbyde. Fx vil øget fokus på automatisering af statistiske data og planer skabe nye efterspørgsler.
- Standardiseret og billigere dataadgang kan føre til fx innovative dataløsninger, der kan skabe nye forretningsmodeller, som både nye og eksisterende aktører kan udnytte til at sælge nye services til fx værker og netselskaber. Et eksempel er standardiseret økonomiopfølgning ud fra standardiseret data.

Datastandardiseringen kan også få indflydelse på netoperatørers (DSO og TSO) ansvar og driftsopgaver. Ved at værker kun har én IEC61850-server, der kan kommunikere med alle eksterne aktører, kan fx en separat RTU til netselskaber undværes. For netselskabet vil der være behov for en ny måde at udøve måleansvaret på i forhold til at have en dedikeret RTU. For Energinet.dk medfører dataadgangen på værket, at der kan hjemtages data direkte fra værket, uden at disse skal indhentes via netselskabet.

7. CHPCOMs Systemarkitektur

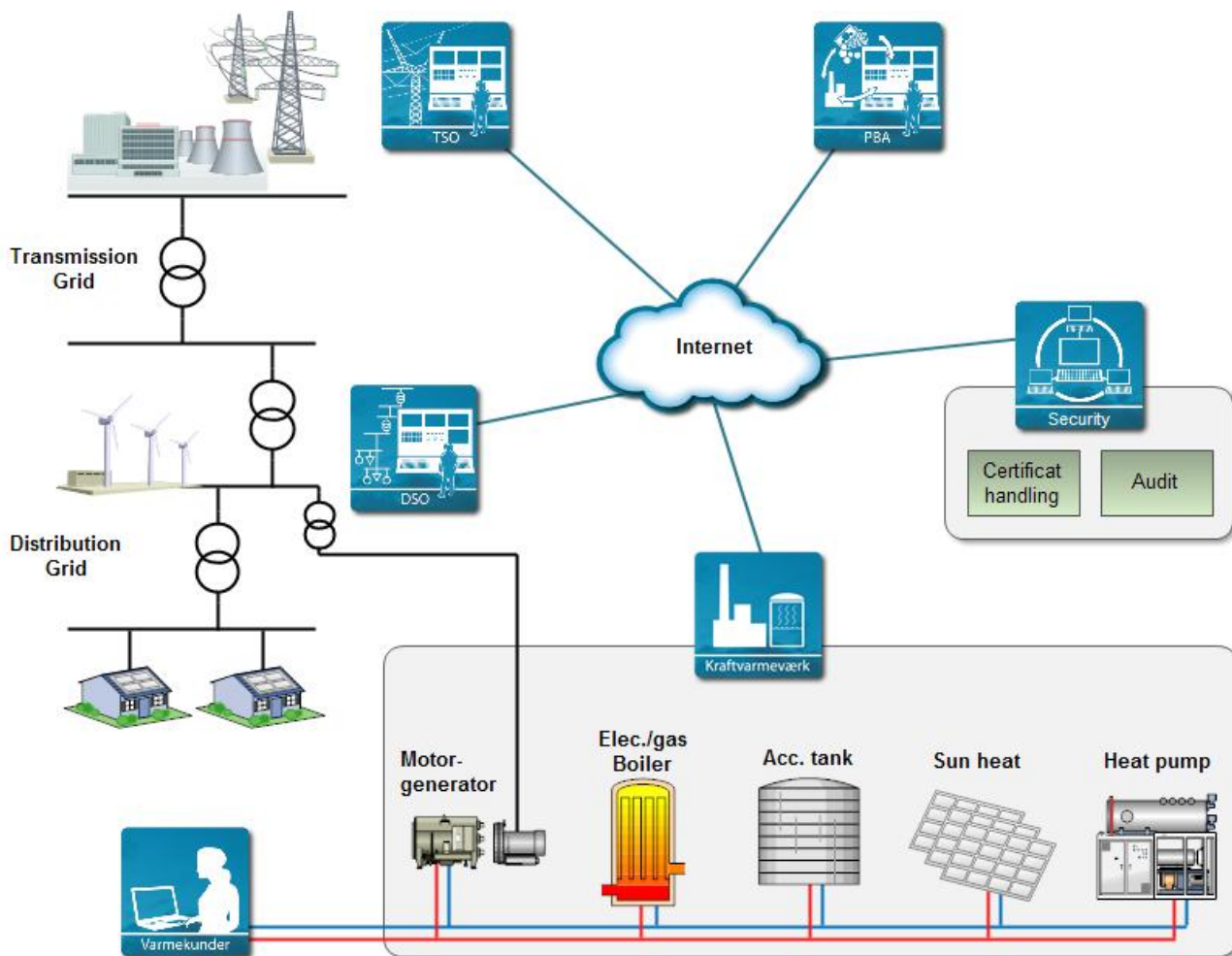
Dette afsnit giver et overblik over systemet i sin helhed. Mål for systemet blev beskrevet i afsnit 5, og detaljer om implementeringen er beskrevet i de efterfølgende afsnit. Dette afsnit vil introducere de koncepter og grundideer, der er anvendt i CHPCOM-systemet. Systemarkitekturen er beskrevet ved hjælp af diagrammer, der illustrerer forskellige detaljer i systemet.



Figur 7-1 CHPCOM-løsningen giver eksterne aktører adgang til værkets data via internettet.

Figur 7-1 viser på et abstrakt plan, hvordan et kraftvarmeværk, via internettet, tilbyder adgange til sine interne data for alle aktører, der kunne have interesse i disse data. Systemet er en klassisk klient-server-løsning, sammenlignelig med en webserver. Serveren hos værket har en database med måleværdier og kommandoinstillinger, og klienter hos aktører initierer transaktioner for at hente data og skrive kommandoer. Ligesom en webserver, bruger CHPCOM internetprotokollerne TCP/IP for at etablere en pålidelig forbindelse mellem klienten og serveren. Hvor en webserver bruger hypertext transfer protokol (HTTP) for at adressere data og pakke data ind i transaktioner, bruger CHPCOMs IEC 61850-server Manufacturing Message Specification (MMS) protokollen. IT-sikkerhed i CHPCOM bruger de samme standarder, der ligger bag HTTPS sikkerhedsmekanismen for webtrafik.

Figur 7-2 viser flere detaljer omkring adgangskontrol og sammenhænge mellem datakommunikation og elsystemets fysiske anlæg.



Figur 7-2 Topniveau-diagram: Tekniske komponenter i CHPCOM-systemet.

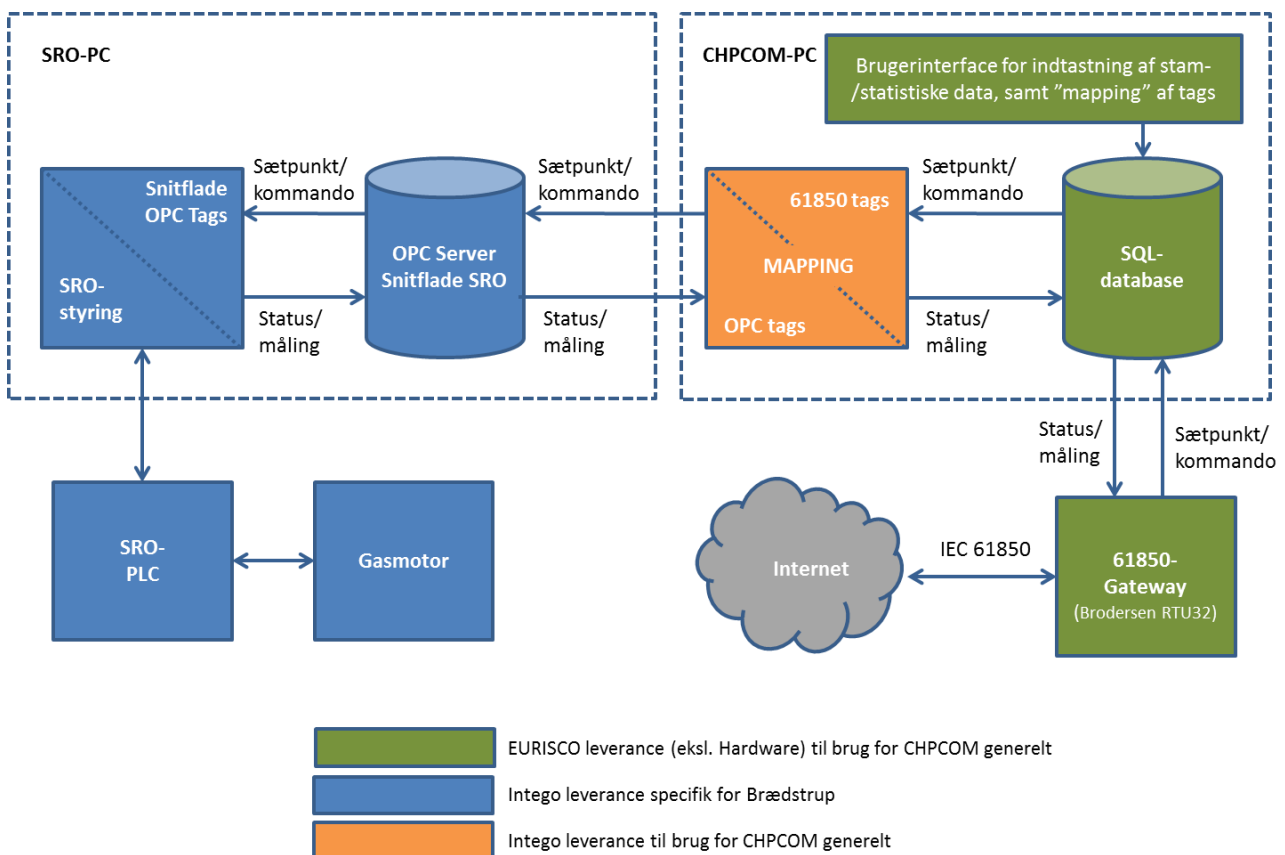
Dette diagram viser, at internettet forbinder kraftvarmeværket med sin PBA, DSO, TSO og PKI "Sikkerheds"-infrastruktur. DSO og TSO overvåger elnettet (vist til venstre) og får gavn af elektriske målinger foretaget inde i værket. PBA bruger data for at optimere værket's drift i forhold til markedet. PKI'en er kendt på forhånd af alle aktører, som en betroet 3. part der validerer de digitale nøgler, der garanterer, at klienten har fat i den rigtige server, og at serveren ikke er i tvivl om, hvem der står bag klienternes forespørgsler.

Hvad er et PKI?

Etablering af en sikker dataforbindelse over et usikkert internet sker ved at bruge asymmetrisk kryptering, også kaldet "Public Key Encryption". Hvert værk har to nøgler; en hemmelig og en offentlig. I grove træk er den hemmelige nøgle brugt til at signere beskeder, og den offentlige nøgle er brugt til at validere, at beskederne ikke var ændret efter signering. PKI'en holder alle offentlige nøgler og garanterer, at den offentlige nøgle virkelig tilhører en given aktør. Når parterne har valideret hinandens identitet, kan de initiere sikker kommunikation ved at bruge "transport level security", dvs. kryptering af alle følsomme data der bliver sendt. De basale mekanismer brugt i CHPCOM er velafprøvede, fordi de anvendes i HTTPS-trafik. Forskellen mellem PKI for webtrafik og CHPCOM-løsningen er, at CHPCOM skal understøtte en højere grad af automatisering, når nøgler skal udstedes og vedligeholdes, og dermed bane vejen for storskala-udrulning.

På værket

Et kraftvarmeværk har typisk flere el-producerende og –forbrugende enheder, der alle sammen styres lokalt via et SCADA/SRO-anlæg. Formålet med CHPCOM-systemet er at benytte SCADA-systemets data og gøre det tilgængeligt for aktører uden for værket. Nyere SCADA-systemer reklamerer med indbygget understøttelse af IEC 61850 (selvom disse påstande må tages med et gran salt, i fravær af conformance tests), men de værker, der deltog i projektet, havde ikke IEC 61850-understøttelse på forhånd. I stedet kunne deres SCADA eksportere data til, og importere data fra, en standardiseret grænseflade kaldet "Open Platform Communications (OPC)". OPC er primært til at integrere IT-applikationer inden for et værk, kan ikke levere data direkte over internettet og har heller ikke tilstrækkelige sikkerhedsforanstaltninger. Men den fungerede som bro imellem værkernes interne IT-systemer (som ikke skulle ændres) og den nye CHPCOM fælles datakommunikation. Figur 7-3 viser komponenterne i pilotværket i Brædstrup. CHPCOM-PCen henter data fra SRO-systemet og mapper data til en SQL-database. Denne database bliver så brugt af en IEC 61850-gateway som interface til omverdenen.



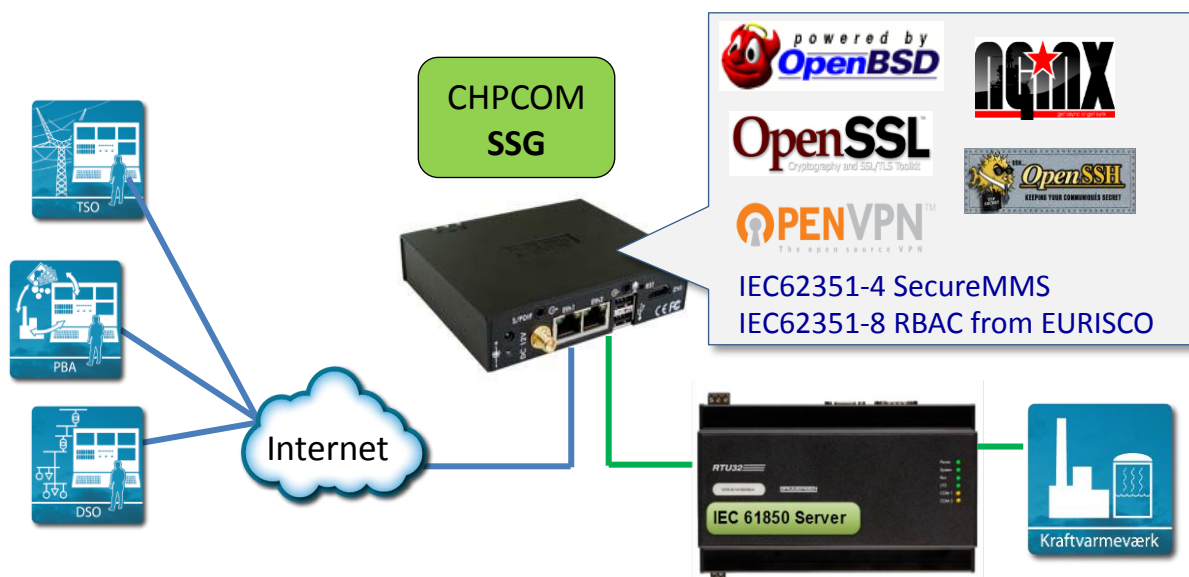
Figur 7-3 Systemer inden for Brædstrup Fjernvarmeværk. Bemærk at figuren er forsimplet ved at undlade RBAC- enheden, som står mellem "61850-Gateway" og internettet.

Gateway

Gateway'en var den fysiske manifestering af IEC 61850-serveren, men den havde ikke tilstrækkelige sikkerhedsmekanismer indbygget til at være direkte forbundet til det åbne internet. Derfor blev der

placeret en "Role-based access control (RBAC)" firewall appliance imellem gateway'en og internettet for at begrænse datatrafikken til IEC 61850-serveren og for at sikre en rollebaseret adgangskontrol.

'Server Security Gateway (SSG)', er en firewall, der arbejder på "lag 7"³. Det betyder, at den er programmeret til at inspicere al trafik fra internettet og genkender formatet af IEC 61850 MMS-beskeder ligesom en IEC 61850-server. Efter at SSGen har fortolket beskederne fra internettet, bedømmer den, om beskederne skal passere videre til IEC 61850-serveren, eller om de skal nægtes adgang. Denne bedømmelse foretages på basis af, hvem klienten er, hvilken rolle klienten har, og hvilken data der forespørges. Boksen er en indlejret PC udviklet af Eurisco og baseret på Open Source sikkerhedssoftware, såsom OpenBSD.



Figur 7-4 Server Security Gateway (SSG) er placeret imellem den åbne IEC 61850-server og det åbne farefyldte internet.

Hele CHPCOM-systemet bestod af 3 diskrete kasser leveret til værket – CHPCOM-PCen, IEC 61850-serveren, og RBAC-boksen. En af kasserne, IEC 61850-serveren, var et tilrettet standardprodukt, de to andre var udviklet til projektet. Der er ingen tekniske grunde som forhindrer, at funktionaliteten i alle 3 kasser bliver implementeret i 1 enhed, eller at alle bliver overflødiggjorte af et moderne SCADA-system.

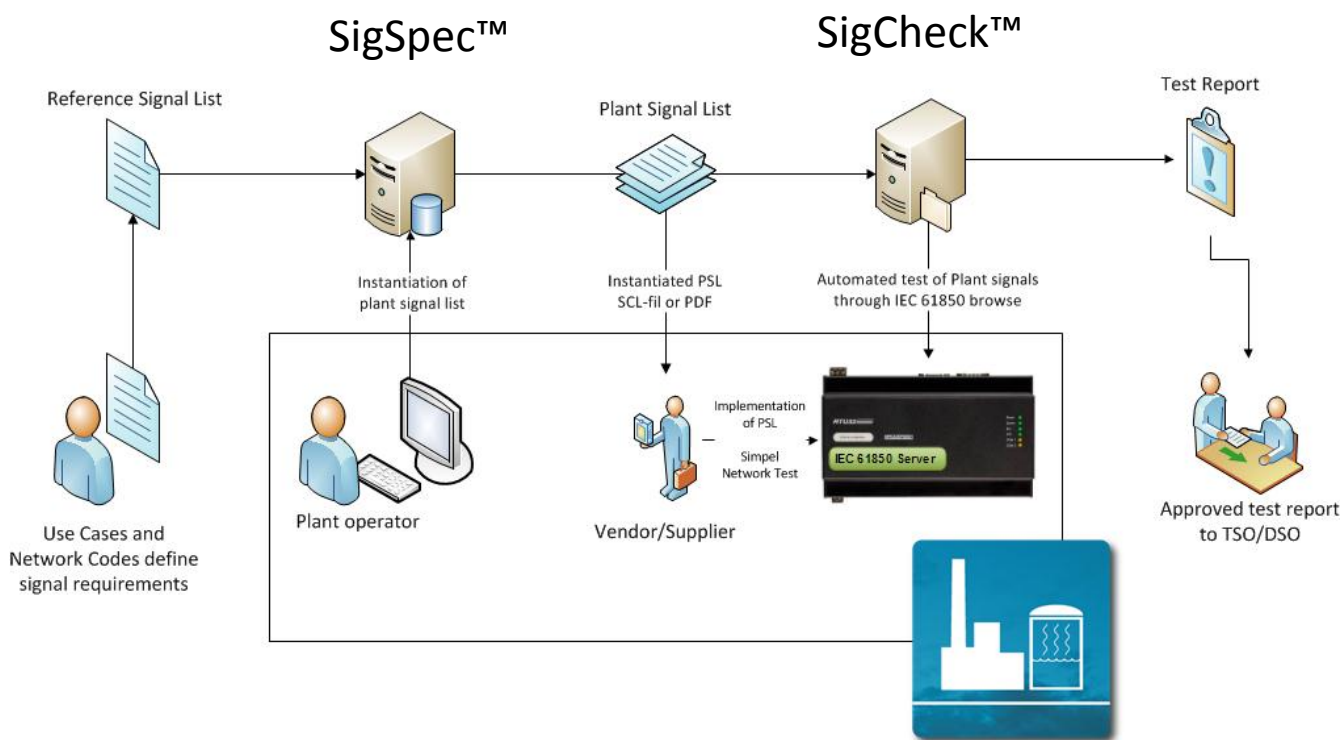
³ "Lag 7" filtrering kan også kaldes "deep packet inspection".

8. Flexgrid Software System

I den indledende fase af CHPCOM-projektet, hvor den første signalliste skulle tilrettes i samarbejde med systemintegratoren på et kraftvarmeværk, stod det klart, at dette ikke kunne foregå med et simpelt regneark, fx i Excel. Tilretninger af signalernes navngivning, attributter, typer, enheder mm. for i størrelsesordenen 500 signaler, skabte for mange fejl og misforståelser.

Det blev derfor besluttet, at der uden for CHPCOM-projektet skulle udvikles et web-baseret IT-værktøj, som i projektet kunne bruges til indtastning og administration af de mange signaler fra alle værkerne i projektet.

IT-værktøjerne blev udviklet af FlexGrid (datterselskab til EURISCO som er partner i CHPCOM) og vederlagsfrit stillet til rådighed for projektdeltagerene.

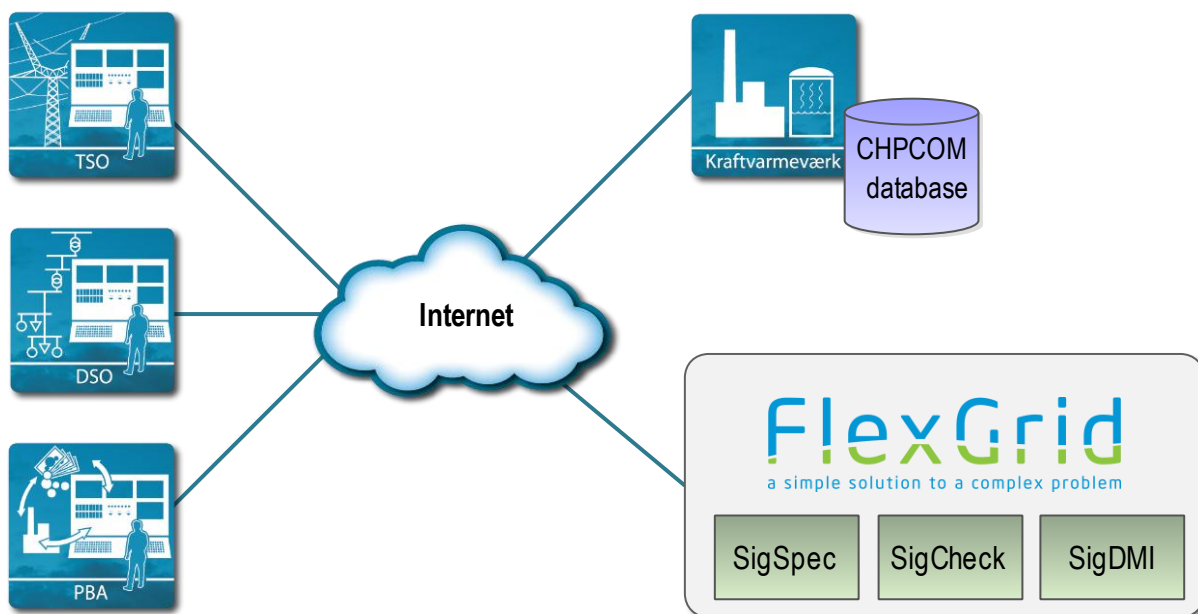


Figur 8-1 Figuren viser processen, hvorved systemoperatoren udarbejder en reference Signal List (til venstre), og værkejerer instantierer deres data via SigSpec. SigSpec producerer en SCL-fil (eller PDF) for værkets systemleverandør. SCL-filen er givet til SigCheck for at teste systemleverandørens produkt. Når SigCheck har valideret tilstedeværelse af signaler, kan systemoperatøren godkende implementeringen.

Grundlæggende består FlexGrid IT-værktøjerne af disse 3 elementer:

- SigSpec – Specificering af signallister (referencelister og værkslister)
- SigCheck – Validering mellem signallisterne og implementeringen på værket
- SigDMI – Brugerinterface til indtastning af statistiske data og stamdata i CHPCOM-databasen

Nedenfor er en mere detaljeret beskrivelse af de enkelte FlexGrid IT-værktøjer, og hvis man ønsker yderligere information, så kontakt FlexGrid på info@flexgrid.dk eller www.flexgrid.dk.



Figur 8-2 Illustration af FlexGrid IT-værktøjerne.

SigSpec

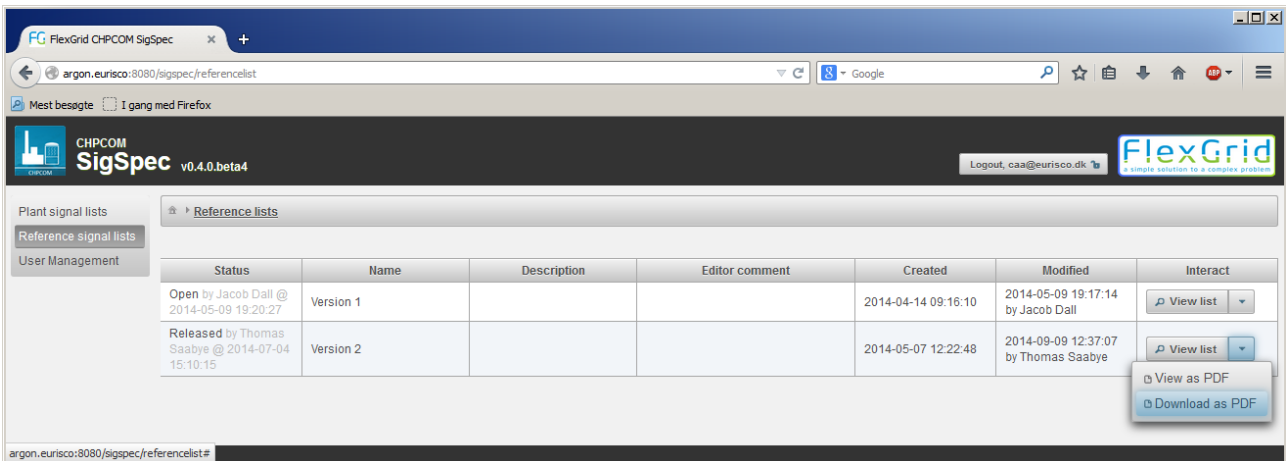
SigSpec bruges både til at specificere en generisk signallisteskabelon (referencesignalliste) og for at instantiere skabelonen for specifikke værker (værkssignallisterne).

Først skal der udarbejdes en **referencesignalliste** af den systemansvarlige aktør. Denne signalliste er 'brutto'-listen af signaler, som kan benyttes til at specificere værkssignallisten ud fra. Referencesignallisten fra demonstrationen findes i bilag 8.

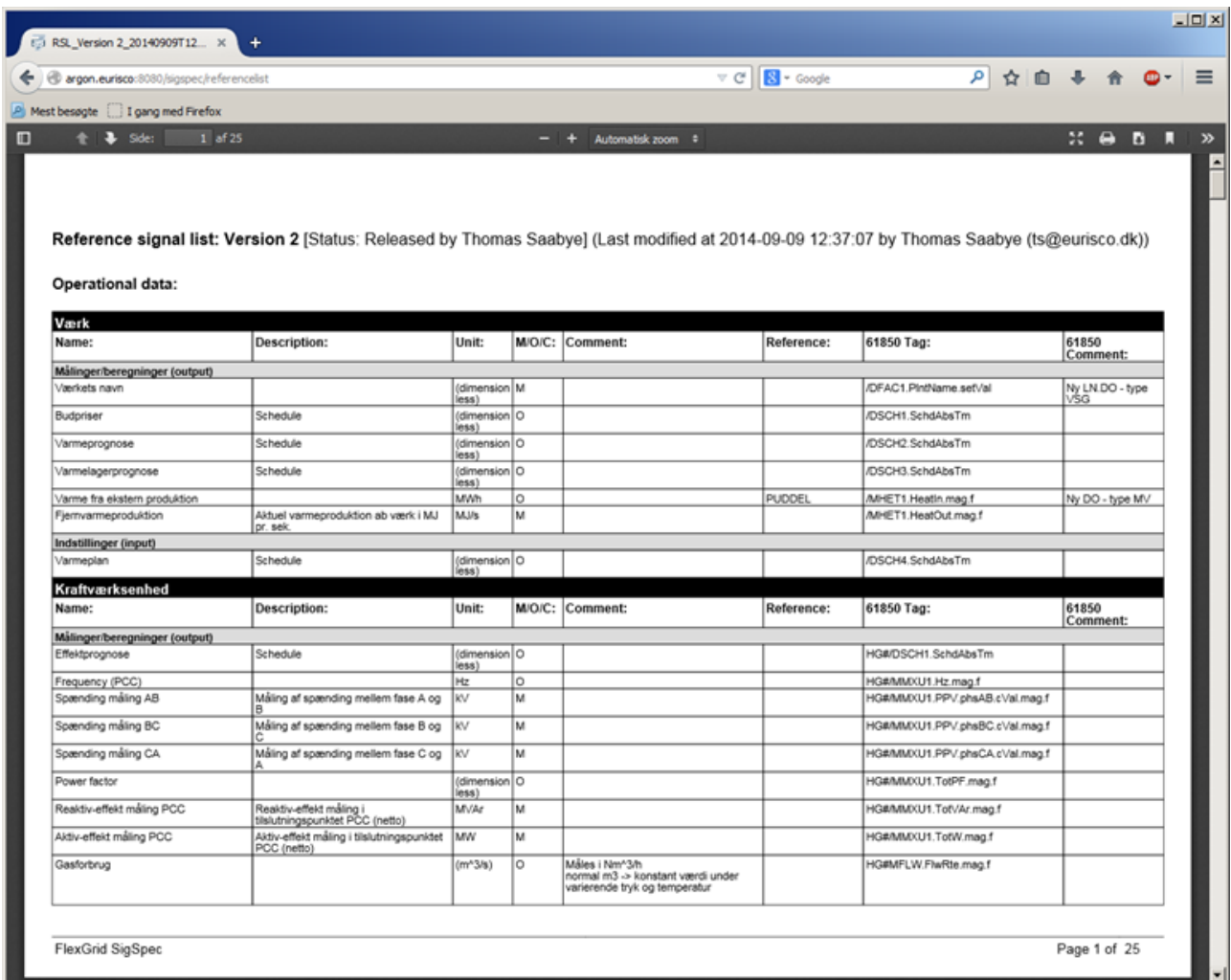
Referencelisten kan vises i SigSpec af en systemintegrator.

Status	Name	Description	Editor comment	Created	Modified	Interact
Open by Jacob Dall @ 2014-05-09 19:20:27	Version 1			2014-04-14 09:16:10	2014-05-09 19:17:14 by Jacob Dall	View list
Released by Thomas Saabye @ 2014-07-04 15:10:15	Version 2			2014-05-07 12:22:48	2014-09-09 12:37:07 by Thomas Saabye	View list

Figur 8-3 Indgang til SigSpecs funktioner for håndtering af referencesignallister.



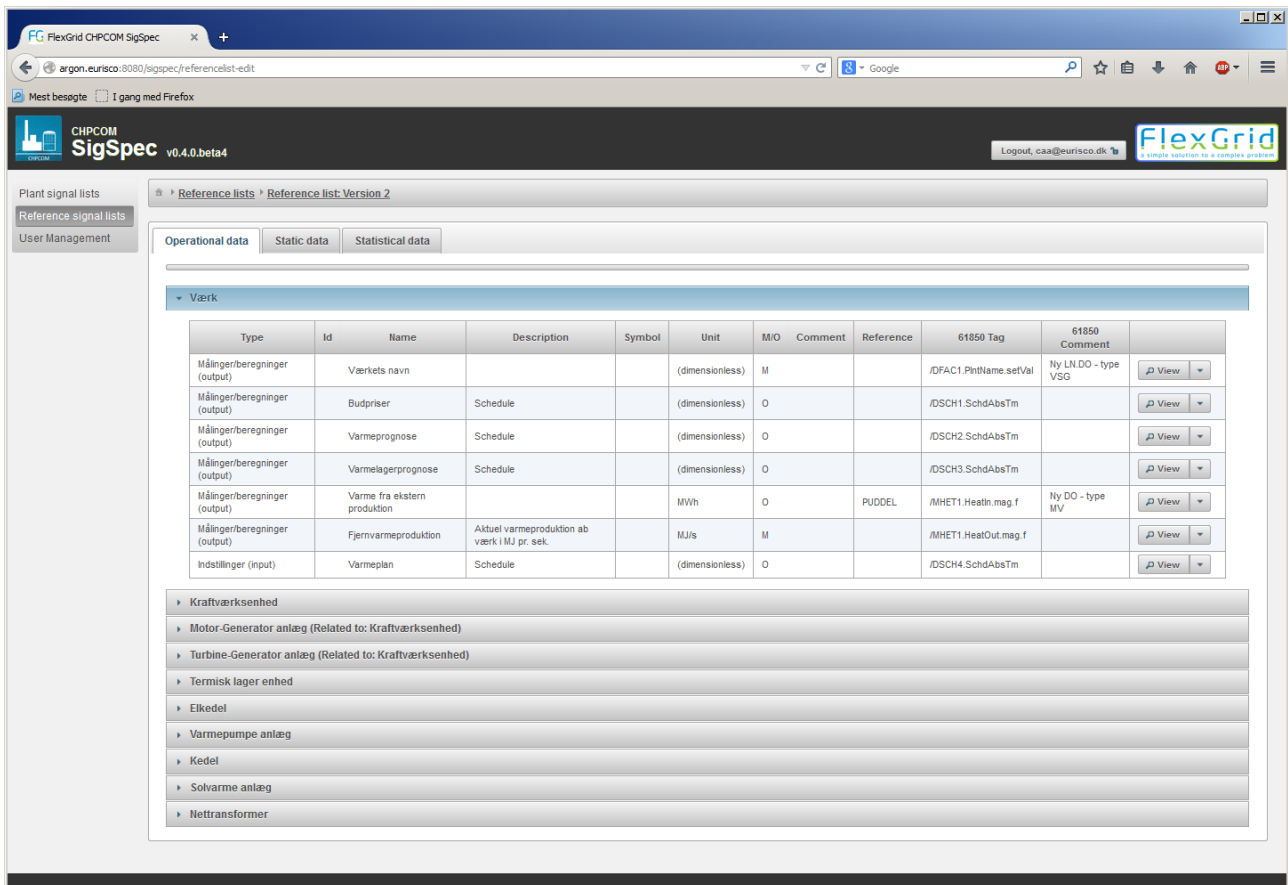
Figur 8-4 Referencelisten kan også downloades som PDF-dokument eller udskrives.



Figur 8-5 Referencesignalliste vist som PDF-dokument.

På baggrund af referencesignallisten udvælger systemintegratoren nu de signaler som værket skal understøtte og indtaster den navngivning, der er benyttet i værkets SCADA/SRO-anlæg.

Billedet nedenfor viser, hvordan værkssignallisten kan udfyldes.



Figur 8-6 SigSpec grænseflade for redigering af referencesignalliste.

Hvis et signal fra referencesignallisten ikke findes på værket, sættes værdien i kolonnen 'Available' til "No", og ellers er det blot et spørgsmål om at udfylde felterne og være særlig opmærksom på, at 'SRO tag'-navnet er korrekt i forhold til det faktiske signal.

Available	Type	Id	Name	Description	Symbol	Unit	M/O	61850 Tag	Interface Tag	SRO Tag	Comment	Edit
yes	Målinger/beregninger (output)	Fjernvarmeproduktion	Aktuel varmeproduktion ab værk i MJ pr. sek.			MJ/s	M	DKQBRE/MHET1.HeatOut.mag.f	P_DCTS1.ThrmOut.mag.f	Værk(1).DCTS_ThrmOut		

Figur 8-7 Detaljer om signaler i værkssignalliste. 'Available'-flag er vist helt til venstre.

Når alle signaler er indtastet af systemintegratoren, er det meget vigtigt, at der foretages en funktionstest af alle signaler. Denne test udføres af systemintegratoren, som også har ansvaret for, at alle signaler er mappet korrekt imellem SRO-anlægget og CHPCOM-databasen.

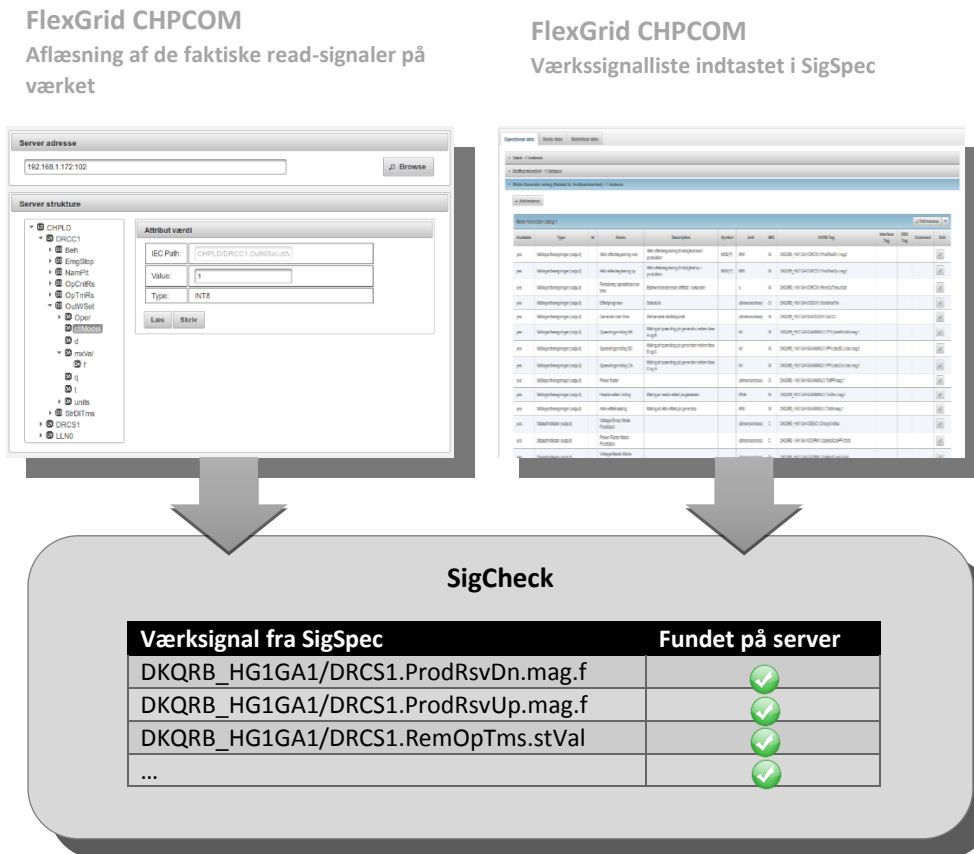
Vigtigt: Funktionstesten er værkets og systemintegratorens ansvar, og FlexGrid IT-værktøjerne kan i den sammenhæng understøtte processen omkring funktionstest af de enkelte signaler.

SigCheck

SigCheck er et udvidelsesmodul til FlexGrid CHPCOM-systemet, som har til formål at sammenholde den værksspecifikke signalliste, som er indtastet i SigSpec, med den faktiske implementering på værket.

SigCheck kan både bruges af systemintegratoren og værket i forbindelse med validering af den faktiske installation, men også af den myndighed som måtte have ansvaret for, at signallisten stemmer overens med den faktiske installation.

SigCheck er et selvstændigt udvidelsesmodul under FlexGrid CHPCOM men forudsætter, at man har brugeradgang til SigSpec, samt adgang til at hente data fra det specifikke værk.



SigCheck har indbygget en IEC 61850-klient, som laver et opkald til værket og gennemfører en 'discovery'-funktionalitet for at finde alle logiske devices, logiske noder og dataobjekter. Dermed vil SigCheck ikke validere for selve måleværdien eller kvaliteten af målingen men udelukkende for, at signalet er til stede på CHPCOM-databasen i henhold til SigSpec værkssignallisten.

SigDMI (Data Management Interface)

SigDMI tilgås med en internet browser (SigDMI er optimeret til FireFox) via : <https://sigdmi.flexgrid.dk>

Enkelte værker og systemintegratorer valgte i projektet selv at udvikle en indmeldingsportal, således at SRO-systemet var indtastningsinterfacet for CHPCOMs statistiske data og stamdata.

Vælg værk og signalliste

Via scroll-listen, hvor der står 'Select Plant', vælges det værk, man vil arbejde med, hvorefter der etableres en forbindelse til værket og værkssignallister indlæses.

Dernæst vælges den signalliste-version, som danner grundlag for den efterfølgende dataindtastning, og kort efter præsenteres tilgængelige signaler for stam- og statistiske data.

Name	Symbol	Unit	61850 Tag	Value	Edit
Idriftsættelsestidspunkt		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.CommisDate.setCal	(signal not on server)	-
Currency (møntfod)		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.Currency.cur		
Værksadresse		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.PIAddr.setVal		

Figur 8-8 Brugergrenseflade for visning af signallisten i SigDMI.

Indtastning af data

Indtastning af data for et givent signal startes ved at klikke på blyanten ud for signalet, hvorefter der fremkommer et redigeringsfelt til brug for indtastning.

Indtastningen kan godkendes og afsluttes ved at klikke på fluebenet eller fortrydes ved at trykke på .

Name	Symbol	Unit	61850 Tag	Value	Edit
Idriftsættelsestidspunkt		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.CommisDate.setCal	(signal not on server)	-
Currency (møntfod)		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.Currency.cur		
Værksadresse		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.PIAddr.setVal	Fjernevarmevej 2	
Værk oprindelse		(dimensionless)	EIC45W0000000000021_AF/DFAC1.PIRseAmdt.setMan f	142 0	

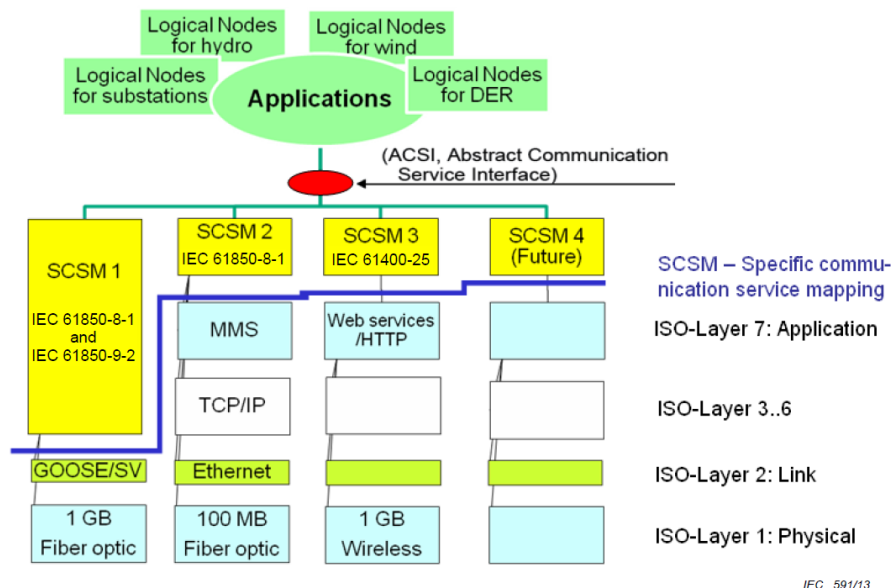
9. Brug af Standarder i praksis

IEC 61850

IEC 61850 er oprindeligt udviklet til beskyttelses- og monitoreringsudstyr i transformestationer, men siden 2009 er standarden udviklet til også at omfatte DER (Distributed Energy Resources) – som fx udstyr på kraftvarmeværker (Combined Heat and Power), solceller (Photo Voltaics), vandkraft (Hydro), vindmøller (Wind turbines) og mange forskellige sensorer og komponenter til brug for måling og styring af elsystemet.

Standarden IEC 61850 er ikke blot en enkelt standard, men en serie af standarder, der beskriver alle elementer af datakommunikationen mellem en afsender (klient) og en modtager (server).

Mange dele af IEC 61850 bygger på andre etablerede standarder. Dette gælder fx netværkskabler/fibre, Ethernet og TCP/IP, mens andre dele specifikt er beskrevet til brug i el- og energisystemsammenhæng.

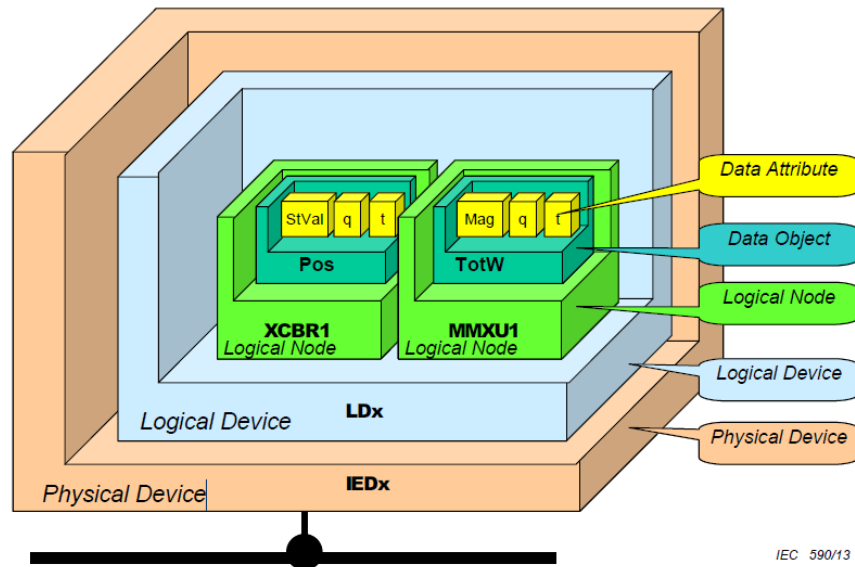


Figur 9-1 IEC 61850 Basic reference model (IEC/TR 61850-1:2013)

Informationsmodel

IEC 61850-standarden er særlig interessant i forhold til andre dataprotokoller, idet den, ud over at kunne 'flytte datapakker', også indeholder en beskrivelse af alle komponenterne i systemet, som udveksler informationer – kaldet 'informationsmodellen'.

Informationsmodellen er opbygget af 'logiske' byggeklodser, som grundlæggende følger strukturen vist i Figur 9-2.



Figur 9-2 IEC 61850 Datamodel (IEC/TR 61850-1:2013)

Hver eneste fysiske komponent er defineret som en eller flere logiske enheder (Logical Device), som hver især beskriver en delfunktionalitet (Logical Node). Denne delfunktionalitet indeholder en beskrivelse af datapunkter (Data Object), som via et antal attributter (Data Attribute) fastlægger de informationer, der kan udveksles med datapunktet.

Informationsmodellen for IEC 61850 er beskrevet i de dele af standarden, som benævnes IEC 61850-7-4 og IEC 61850-7-420.

Grundlæggende kan de enkelte logiske noder udveksle følgende typer af information:

- Generel information om den specifikke logiske node
- Status information
- Indstillinger (settings)
- Målinger og beregninger (measured values)
- Styringssignaler (controls)

Hvilket i detaljer er beskrevet i standarden IEC 61850-7-3 under betegnelsen 'Common Data Classes' (CDC).

IEC 61850 system konfiguration

For at lette administrationen og opbygningen af informationsmodellen indeholder IEC 61850 også et System Configuration Language (SCL iht. IEC 61850-6). SCL er baseret på XML og bruges til at beskrive de logiske byggeklodser og sammenhængen mellem disse for det anlæg, som beskrives.

IEC 61850 Services

Standarden beskriver også en række metoder for, hvordan data/informationen kan udveksles, hvilket benævnes 'Abstract Communication Service Interface' eller kort ACSI i standarden IEC 61850-7-2.

Hvor informationsmodellen beskriver de enkelte logiske byggeklodser relation til den fysiske verden, så beskriver ACSI brugen af enkelte objekttyper, herunder hvordan data struktureres, og hvilke operationer der kan foretages med data.

Ud over en beskrivelse af informationsmodellens byggeklodser består ACSI-metoderne grundlæggende af:

- Opbygning af datasæt (Data set)
- Automatiske rapporter og logning (Reporting and logging)
- Kontrol og styrefunktioner (Control)
- Tid og tidssynkronisering (Time and Time-synchronisation)
- Filhåndtering (File system)
- Data og systemovervågning (Tracking)

IEC 61850 protokol

Transportprotokollen i IEC 61850 baserer sig på ISO 9506 MMS (Manufacturing Message Specification). Fordi IEC 61850 er en lagdelt datakommunikationsstandard, er det dog muligt at bruge andre protokoller. Fx arbejdes på en XMPP webservice-baseret protokol til IEC 61850.

Den umiddelbare fordel ved anvendelse af MMS-protokollen er, at den er kompakt og robust, og der er mange års erfaring med brugen af denne standard. Ulempen er, at der kun er få værktøjer, der understøtter udviklingen af MMS til generiske hardware- og softwareplatforme.

MMS-protokollen muliggør også reeltidsstyring af processer, lange objektnavne, tidsstempling af data og overvågning af dataudvekslingen.

Andre IEC 61850 elementer

Ud over det allerede nævnte er følgende dele af IEC 61850 og relaterede standarder også benyttet i CHPCOM:

- IEC 61850-3 generelle krav til udstyr som anvender standarden
- IEC 61850-4 støtte til projektledelse af IEC 61850 implementeringer
- IEC 61850-10 beskrivelse af testprocedurer for standarden
- IEC 62351 beskrivelse af IT-sikkerhed i forhold til brug af standarden.

IEC 61850 signalbetegnelser

I CHPCOM-signallisten anvendes IEC 61850 informationsmodellen for, hvad de enkelte signaler skal hedde.

De enkelte logiske noder i IEC 61850-7-4 og IEC 61850-7-420 bestemmer navngivningen af de enkelte signaler til forskellige specifikke anvendelser på kraftvarmeverket eller i elsystemet. Derudover beskriver IEC 61850-7-3 såkaldte Common Data Classes, som er de meta-data, der skal (eller kan) beskrives for hvert signal i den logiske node.

Et eksempel er den logiske node DGEN, som er den logiske node til beskrivelse af en *generatorenheds tilstand*. DGEN indeholder en række dataobjekter (signaler), fx TotWh, som er *generatorens totale elektriske energileverance*. TotWh er af fælles dataklasse (CDC): MV, for Measured Value. MV har en række obligatoriske og endnu flere valgfrie attributter. De obligatoriske er "mag" for magnitude, "q" for quality for værdien og "t" for TimeStamp. Mange af de andre metadata-attributter kan dog stærkt anbefales, fx "unit", så der ikke er tvivl om anvendte SI-enhed og 10-talsmultiplikator eller "rangeC", som beskriver måleområdet og dets grænser.

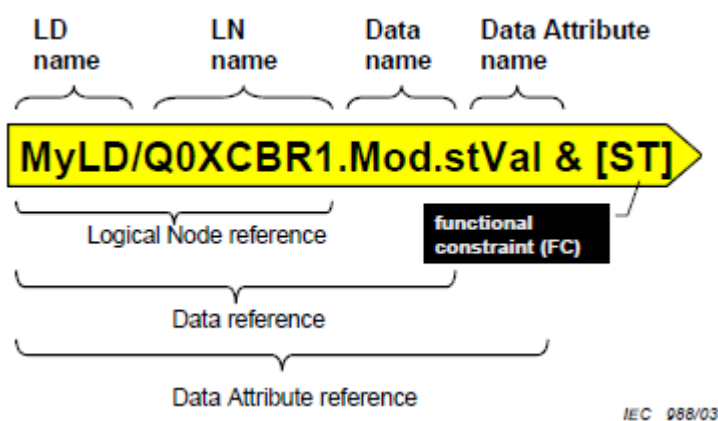
Kobling mellem IEC 61850 signal og ISO/IEC 81346 anlægsbeskrivelse

IEC 61850-6 beskriver koblingen mellem de fysiske objekter (fx en generator) og de logiske objekter (fx værdien af den elektriske energimåling på generatoren).

Til at beskrive og strukturere de fysiske objekter skal principperne i ISO/IEC 81346-1 anvendes, og til anlægsklassifikation (dvs. teknisk navngivning) bør ISO/IEC 81346-2 anvendes.

Funktionsbeskrivelsen skal anvendes i henhold til ISO/IEC 81346.

Således bliver den fulde syntax for et signal i henhold til IEC 61850:



Figur 9-3 IEC 61850 referencesyntax (IEC 61850-7-1)

Ovenstående figur indeholder:

- LDname (Logical Device name) er det funktionelle navn i henhold til ISO/IEC 81346
- LN name (Logical Node name) er den logiske node i henhold til IEC 61850-7-4xx
- Data name (Data Object name) er signalet fra den logiske node i IEC 61850-7-4xx
- Data Attribute name er dataattribut med metadata til det enkelte signal i henhold til IEC 61850-7-3
- [FC] (Functional Constraint vises normalt ikke i objektreferencen. Denne beskriver evt. binding til andre logiske objekter.

Samlet set er IEC 61850 signalsyntaxen som anvendt i CHPCOM:

- [funktionsreferencenavn]/[Logisk Nodenavn].[Dataobjektnavn].[Dataattributnavn]

For at kunne identificere de enkelte værker både nationalt og internationalt, benyttes funktionsreferencenavnet fra den europæisk harmoniserede EIC-kode (www.eiccodes.eu). Denne anvendes til rapportering af information fra el- og gas-systemtilsluttede anlæg og -aktører på tværs i Europa.

Således kan et signal, som følgende, beskrive et specifikt signal med en specifik information fra et specifikt værk i Europa:

- 45W000000001237_HG1GA2/DGEN1.GnOpSt.stVal

I dette eksempel er "45W000000001237" EIC-koden. Det er i CHPCOM valgt at adskille EIC-koden med ISO/IEC 81346-referencen med tegnet "_" (understreg). "HG1GA1" er referencebetegnelse for Elforsynings/kraftværksenhed 1 – Generatoranlæg 1, med referenceklasserne fra ISO/IEC 81346-2.

ISO/IEC 81346 referencenavngivning

Selv om meget er givet i ISO/IEC 81346, er der desværre også dele af standarden, der kræver tolkning. Standarden giver dog metoder til fastsættelse af yderligere referenceklassificering.

I CHPCOM har det været tilstræbt at anvende det, der allerede var beskrevet i standarden så langt som over hovedet muligt.

For at komme i gang med arbejdet med ISO/IEC 81346 bad CHPCOM WP2 om assistance fra Henrik Balslev (Systems Engineering A/S). Han har været mangeårig formand for det danske standardiseringsudvalg for ISO/IEC 81346.

Når de fysiske funktioner på et værk skulle beskrives med en referencemodel, var det nødvendigt at tage højde for de forskellige aktører, der skal bruge information fra et værk. Det skulle i denne forbindelse analyseres, hvilket detaljeringsniveau hver enkelt aktør skulle bruge af information.

Resultatet blev følgende struktur med udgangspunkt i 3 niveauer: Værk, Enhed og Anlæg (Tabel 9-1):

Værk/Plant	Enhed/Unit	Anlæg/Device	Tilgang/Input	Afgang/Output
Værk	Kraftværksenhed	Kedel, Turbine, Generator	Brændsel, Varme	Varme, El, Emissioner, Restprodukter
		Motor, Generator	Flydende brændsel, Varme	Varme, El, Emissioner
	Varmeforsyningsenhed	Elpatron, Termisk lager	El, Varme	Varme
		Kedel	Brændsel, Varme	Varme, Emissioner, Restprodukter
		Solvarmeanlæg	Solenergi, Varme	Varme
		Akkumulatortank	Varme	Varme
		Borehulslager	Varme	Varme
		Elpatron	El, Varme	Varme
		Varmepumpe	El, Varme	Varme

Tabel 9-1 CHPCOM data-referencestruktur

ISO/IEC 81346 foreskriver, at strukturen ikke må være bundet af et bestemt antal niveauer. CHPCOM-data-referencestrukturen kan således fx sættes ind i en selskabsstruktur, hvor flere værker styres fra et fælles kontrolrum, eller "Anlæg" kan underdeles i flere underkomponenter for det samme anlæg.

De 3 niveauer i CHPCOM er defineret som:

Værk: En gruppe af enheder med organisatorisk og funktionel sammenhæng, dog uden direkte afhængighed. Til værks-niveauet får værket i CHPCOM officielt oprettet og tildelt EIC-kode gennem Energinet.dk.

Enhed: Et anlæg eller en gruppe af anlæg, der omformer tilført materiale til et produkt med et specifikt formål (fx el eller varme), og hvor der er direkte funktionel sammenhæng mellem anlæggets hoveddele.

- **Kraftværksenhed:** Et anlæg eller en gruppe af anlæg, der producerer trefaset vekselstrøm til levering i samme afregnede tilslutningspunkt i elnettet, og hvor der er direkte funktionel sammenhæng mellem anlæggenes hoveddele (fx kedel, turbine og generator). Definitionen er på

linje med definitionen i Energinet.dks tekniske forskrifter for nettilslutning af elproducerende anlæg.

- **Varmeforsyningsenhed:** Et anlæg eller en gruppe af anlæg, der producerer varme til et varmforsyningssystem, uden samtidig produktion af elektrisk energi til elsystemet.

Anlæg: Et anlæg defineres som en komponent eller en gruppe af komponenter, og hvor der er direkte funktionel sammenhæng mellem anlæggets hoveddele (fx kedel, turbine og generator).

- Anlæg og enhed adskilles ved, at der kan være flere anlæg til en enhed, hvor de enkelte anlæg kan fungere indbyrdes uafhængigt, men har en afhængighed i deres leverede produkt.
- Specifikt defineres kraftværksenhed som en række anlæg (fx gasmotor-generator-anlæg) der er afregnet i samme elektriske tilslutningspunkt til elsystemet.
- Der er fra CHPCOM-projektets side ikke defineret, hvornår rene varmeproduktionsanlæg bør være samlet i samme varmforsyningsenhed.

De primære funktionelle referencenavne for CHPCOM er følgende (Tabel 9-2):

Værk/Plant	Enhed/Unit	Anlæg/Device (System)	RDS Name
Plant			+<EIC-kode>
	Plant General		=AF
	Power Unit		=HG1
		Boiler-turbine-generator-device	=HG2=GA1
		Boiler	=HG2=GA1=EM
		Turbine	=HG2=GA1=MN
		Generator	=HG2=GA1=GA
		Motor-generator-anlæg	=HG3=GA1
		Motor	=HG3=GA1=MS
		Generator	=HG3=GA1=GA
	Heat Supply Unit		=HD4
		Electric boiler	=HD4=EB1
		Thermal storage	=HD5=CP1
		Electric boiler in thermal storage	=HD6=CP1=EB1
		Boiler	=HD7=EM1
		Solar heating device	=HD8=EVA1
		Heatpump	=HD9=EPD1

Tabel 9-2 De primære funktionelle referencenavne for CHPCOM

En mere detaljeret liste over funktionelle referencenavne til CHPCOM kan findes i CHPCOM-Vejledningen, bilag 4.

Tilpasning af Standarder

En styrke ved IEC 61850 er, at den er fleksibel, når den implementeres. Mange af de standardiserede signaler er valgfrie, således at man kan nøjes med kun at implementere de relevante signaler. Værktøjer, der understøtter IEC 61850, kan tilpasses med nye ikke-standard-signaler, der kan tilføjes efter behov for at understøtte lokale ønsker. Ideelt vil det ikke være nødvendigt at introducere ikke-standard-signaler, men når der arbejdes med en teknologi under udvikling, som i CHPCOM, kan det ikke undgås at skulle implementere signaler, som mangler i standarden.

Et stort arbejde – og en af de væsentlige formål med CHPCOM-projektet – har været at udarbejde og tilføre det internationale standardiseringsarbejde erfaringerne fra CHPCOM-projektet. Dermed kan de nye signaler, der er introduceret for at løse konkrete behov i projektet, blive en del af den næste udgave af den internationale standard.

Listen nedenfor (Tabel 9-3) viser de nye og tilrettede elementer, der er frembragt i projektet, og hele specificeringsarbejdet er vedlagt som bilag 12. Disse elementer er bragt ind i arbejdet med IEC 61850 gennem IEC TC57 arbejdsgruppen WG17 for DER, som arbejder med IEC 61850 informationsudveksling for kraftvarmeværker.

Ud over nedenstående liste (Tabel 9-3) er der i CHPCOM identificeret et behov for at udveksle flere økonomiske nøgleværdier mellem kraftvarmeværker og deres eksterne aktører. Dette gælder i driftsøjemed mellem værket og den balanceansvarlige og for visse systemydelse mellem værket og netoperatøren (TSO eller DSO). Endvidere til statistisk rapportering mellem værket og forskellige myndigheder og samarbejdsorganisationer.

Det blev i CHPCOM af ressourcemæssige hensyn prioriteret ikke at gå videre med IEC 61850-modellering i projektet eller i IEC. Det vil give god mening at arbejde videre med udvikling af IEC 61850-baseret udveksling af teknisk-økonomisk information.

IEC61850-7-420	4
LN: DER economic dispatch parameters Name: DCCT (modified).....	4
LN: CHP system controller Name: DCHC (modified).....	4
LN: DER plant corporate characteristics at the ECP Name: DCRP (modified).....	4
LN: Generator Cost Name: DCST (modified).....	5
LN: Thermal Storage Name: DCTS (modified).....	5
LN: DER Facility Name: DFAC (new).....	5
LN: DER unit generator Name: DGEN (modified).....	7
LN: Heat Pump Name: DHTP (new).....	7
LN: Operating Mode at ECP Name: DOPM (modified).....	9
LN: DER generator ratings Name: DRAT (modified).....	9
LN: DER advanced generator ratings Name: DRAZ (modified).....	10
LN: DER Supervisory Controller Name: DRCC (modified).....	10
LN: DER Controller Status Name: DRCS (modified).....	10
LN: DER Controller Characteristics Name: DRCT (modified).....	11
LN: DER Historical Data Input Name: DHDI (new).....	12
LN: DER Historical Data Output Name: DHDO (new).....	13
IEC61850-7-4.....	14
LN: Environmental information Name: MENV (modified).....	14
LN: Heat measured values Name: MHET (modified).....	14
LN: Byproduct supervision Name: SBPD (new).....	14
LN: Fuel supervision Name: SFUL (modified).....	14
LN: Tap Changer Name: YLTC (modified).....	15
LN: Power Transformer Name: YPTR (modified).....	15
IEC61850-7-3.....	16
CDC: Location Setting Group Name: LSG (new).....	16
Enumerated data attribute types.....	17
Input Result Kind (InputResultKind).....	17
Abbreviated terms used in data object names.....	18

Tabel 9-3 Indholdsfortegnelse fra bilag 12 der viser alle de signaler, som er tilføjet eller ændret i CHPCOM

Nye anvendelser af IEC 61850: Planudveksling

I princippet burde man med IEC 61850 kunne udveksle alle former for data, som man kan udveksle med en regnearkfil. IEC 61850 er blevet udbygget over tid efter behov, men hidtil, har der åbenbart ikke været behov for at udveksle tidsserier.

For et kraftvarmeværk er der behov for at udveksle tidsserier med deres BA for at optimere varme- og el-produktion, og det kan de eksisterende proprietære løsninger understøtte. Projektet har været først til at demonstrere, at et standardudkast i IEC 61850-familien, 61850-90-10, kan bruges i praksis. Signalerne, som er defineret i standardudkastet, gav ikke en komplet specifikation for, hvordan disse signaler skal bruges for at implementere planudveksling mellem værket og deres BA. Projektet lavede derfor et dokument (bilag 10), der beskriver, hvordan man bruger dette standardudkast til at implementere planudveksling i CHPCOM. Dette dokument blev basis for demonstrationen af planudveksling mellem Markedskraft og Ribe Fjernvarme.

10. Sikkerhed: Analyse og valgte løsning

I projektet har WP5 analyseret sikkerheden hos værkerne under antagelse af, at CHPCOM-løsningen er implementeret, men hvor værkerne stadig har samme niveau af IT-sikkerhed som i dag. Rapporten 'Sikkerhedskrav – sikkerhedsanalyser i CHPCOM-projektet' (bilag 5) går i detaljer med dette ved først at stille forudsætningerne op for derefter at gennemgå adskillige scenarier, der på den ene eller anden måde kan true sikkerheden på værket. Der tales ikke om, hvordan dette påvirker elsystemet som helhed, men i stedet hvorledes værket påvirkes. Konklusionen er, at computerne bag PKI'en er en 'single-point-of-failure', og dermed er et oplagt mål for angreb. 'Defence-in-depth' dvs. flere overlappende, redundante lag af sikkerhed er den bedste måde at forhindre succesfulde angreb. Der er en særlig problemstilling omkring, hvordan man tildeler sikkerhedsnøgler i første omgang. Det kræver, at systemleverandøren lever op til procedurer omkring sikker håndtering af følsomme og fortrolige data. Hos kraftvarmeværker er deres sikkerhedsgateway ('Server Security Gateway') sårbare over for aktører med fysiske adgange til apparatet. Hvad angår resten, kan værkerne øge sikkerheden ved at implementere et eller flere af de tiltag, der omtales i rapporten. Minimumskravene for alle værker, store som små, følger her:

- Der skal anvendes separate netværk (dvs. separate internetforbindelser), således at kontornetværket adskilles fra IEC 61850 og SCADA/SRO-kommunikationen.
- Der må ikke opstilles trådløse netværk på værkerne, medmindre det er til et kontornetværk, som er fysisk adskilt fra IEC 61850-netværket.
- Der skal være en form for fysisk sikkerhed, således at det kun er personale, der er autoriseret af værket, der kan tilgå evt. USB porte, Ethernet adgang mm.
- Server Security Gateway'en skal være sikret mod brand samt høje eller lave temperaturer og, hvis relevant, sikres mod oversvømmelse.
- Der skal være en passwordpolitik, der sikrer mod anvendelse af svage passwords.
- Der skal være en beredskabsplan. Dvs. en politik omkring hvad der skal ske, såfremt kommunikationen ikke længere virker.
- Sørg for at holde software og hardware up to date med sikkerhedskritiske opdateringer.
- Sørg for, at værket har en eller flere personer, der er ansvarlig for sikkerheden - både den fysiske sikkerhed samt datasikkerhed.
- Hav en backup Server Security Gateway på en sikker lokation eller hurtig adgang til én i tilfælde af brand/nedbrud af den eksisterende.

Fra elsystemets perspektiv er det besluttet, at ubrudt kommunikation (forsyningssikkerhed) kommer før IT-sikkerhed i de tilfælde, hvor der kan være en konflikt imellem disse to. Selv i tilfælde af afbrudt kommunikation skal systemerne kunne køre videre i en vis periode.

WP5 har også medvirket til den egentlige implementering af IT-sikkerhedsstandarder, IEC 62351, som hører sammen med IEC 61850. Til den Server Security Gateway, som er bygget til CHPCOM, anvendes en række interface- og funktionsspecifikke standarder. De primære grupper af standarder er:

- IEC 61850-7-x anvendes sammen med IEC 62351-8 RBAC for at identificere, hvilke signaler en bruger må få adgang til.

- IEC 61850-8-1 beskriver IEC 61850-7-x mapping til MMS (ISO 9506-1 og ISO 9506-2) og hertil IEC 62351-4 om, hvordan MMS signeres og sikres under transport.
- IEC 62351-6 og -7 om sikring af netværk og IEC 61850 generelt.
- IEC 62351-9 sammen med X.509 og IETF RFC standarder om håndtering af certifikater til sikker identifikation.

Et bibliotek fra firmet SISCO er benyttet som basis for videreudvikling af systemet. En ny klientapplikation bruger SISCO-biblioteket til at implementere de specifikke features, der var brug for i projektet. WP5 har også implementeret en Public Key Infrastructure (PKI), som inkluderer features, der ikke er tilgængelige i det nuværende NemID. Dette inkluderer et API til udstedelse og automatisk fornyelse af certifikater, således at der ikke kræves menneskelig indblanding. Derudover giver PKI'en også mulighed for at indlejre en rolle i certifikatet, sådan som IEC 62351-standarder kræver det. Tilpasning af PKI'en for maskine-til-maskine kommunikation er beskrevet i bilag 6. Komplet dokumentation af hele CHPCOMs sikkerhedsløsning findes i bilag 7.

Baseret på erfaringer fra implementeringen og demonstrationen kan følgende læringer fremhæves:

En PKI udelukkende til elnettet, således at man sikrer sig mod programmeringsfejl etc. vil være dyr i drift og dyr at udvikle. Derfor vil det være optimalt, hvis man i stedet kan anvende den næste generation NemID til dette formål. Dette ville kræve, at det bliver muligt at indsætte roller i certifikatet, som standarden kræver. Et andet problem vil være at afgøre, hvem der skal vurdere, hvem der må få tildelt hvilke roller, og hvordan denne enhed dernæst informerer NemID om dette. Dette skal afgøres i et fremtidigt arbejde mod næste generations NemID.

WP5 har også anbefalet, at den fremtidige PKI skal supportere automatisk fornyelse af certifikater. Grunden hertil er, at specielt værkerne ikke nødvendigvis har kompetencerne til selv at gøre dette, og der er risiko for, at det bliver glemt. Systemet skulle derfor gerne selv styre den automatiske fornyelse for værkerne. Det vil også være en fordel, hvis udstedelsen af certifikater blev en delvist automatiseret proces, men det er nødvendigt selv i CHPCOM-løsningen at involvere en person til at indtaste engangsnøglen.

Det kritiske svage led ser ud til at være registreringsprocessen. Er man først inde, stoler alle i systemet på én, så den nemmeste angrebsvinkel er at udgive sig for at være en anden. Som NemID er organiseret nu, kræver det ikke fysisk tilstedeværelse og visning af ID at blive inkluderet. Det kræver blot en valid folkeregisteradresse. Det vil måske være nødvendigt at indføre ekstra check, såfremt man vil deltage i elsystemets setup.

Der var i starten af projektet en diskussion om, hvorvidt vi selv skulle udvikle softwaren til at håndtere skiftet fra IEC 61850-kommunikation til IEC 62351-kommunikation. Dette blev fravalgt til fordel for SISCO's bibliotek, der kun lige nåede at blive færdigudviklet. Det har desuden vist sig utroligt brugbart at have tæt kontakt til udviklerne af softwaren for hurtigt at kunne rette op på fejl og for at forstå mulighederne i softwaren.

Selve IEC 62351-standarder indeholder en fejl i designet, der gør den usikker, når data bliver overført via multiple hop. Derudover kan man heller ikke være helt sikker på, at de data man modtager, kommer fra den, man tror, da kun et tidsstempel og ikke al data er signeret. CHPCOM har bidraget til standardiseringsarbejde med forslag og input til, hvordan dette kan løses. Det skal pointeres, at denne fejl

ikke har indflydelse på CHPCOM-projektet, men vil muligvis have indflydelse på en evt. national udrulning, såfremt man benytter multiple hop i kommunikationen.

Mange steder er der også mulighed for at implementere standarden på flere forskellige måder. For at sikre kompatibilitet er det derfor nødvendigt med en national profilering af standarden, så alle implementeringer på tværs opfylder samme krav og sætter hver bit i den samme rækkefølge.

11. Demonstration

CHPCOM-demonstrationen er valgt gennemført i 2 faser. Fase 1 med et pilotværk (Brædstrup), og fase 2 med yderligere 6 værker. Hver fase er begyndt med udvælgelse af værk og – i samarbejde med værkets aktører, dens balanceansvarlige virksomhed og netvirksomheden – analyse af nødvendig og potentiel signaludveksling. Efter de indledende signalanalyser indgås aftaler med systemintegratorer hos de enkelte værker og aktører. Udgangspunktet var at anvende værkets eller aktørens eksisterende systemintegratorer.

CHPCOM WP2 var opdelt i følgende aktiviteter:

- WP 2.1 Real-life pilot på Brædstrup
- WP 2.2 Forberede fase 2 med deltagelse af nye projektpartnere
- WP 2.3 Opgradering og udvikling af produkter og leverandørsystemer
- WP 2.4 Installation til storskalatest
- WP 2.5 Storskalatest - planlægning, gennemførelse, afrapportering og opfølgning
- WP 2.6 Best App-konkurrence -> Informationsfolder
- WP 2.7 Dokumentation og formidling

Alle aktiviteter på nær WP2.6 blev gennemført som planlagt. WP2.6 blev besluttet ændret til udarbejdelse af en informationsfolder (bilag 11), som beskriver CHPCOM-projektets potentialer samt forankring og videre arbejde med konceptet og de internationale standardiserede løsninger.

WP 2.1 Fase 1-pilot på Brædstrup

19. december 2012: Projektet holdt kick-off pilot med pilot-værket Brædstrup og dets aktører NEAS Energy, EnergiMidt og Energinet.dk.

Første kvartal 2013: første version af en potentialeliste og tilhørende signalliste blev udarbejdet sammen med pilot-værket og dets aktører. Dette skete i samarbejde mellem WP1, WP2 og WP3.

Ud fra den første version af signallisten aftales løsninger og løsningsforslag til pilotinstallation med værket og dennes systemintegrator (Intego).

Der blev valgt en løsning med en selvstændig CHPCOM-PC som proxy mellem værkets systemer og IEC 61850 gateway og sikkerhedsgateway til internettet. For ikke at forstyrre værkets daglige drift blev det valgt at etablere en selvstændig internetforbindelse med egen IP-adresse.

Det blev for pilot-værket aftalt, at CHPCOM WP1 (EURISCO) stod for installation af RBAC og IEC 61850 gateway. På efterfølgende fase 2-værker installerede værkets systemintegrator IEC 61850 gatewayen. Installation af CHPCOM-PC blev gennemført af værkets systemintegrator, mens SQL database-specifikationer blev leveret af CHPCOM WP1.

Alle aftaler mellem værket og systemintegrator har været administreret af værket, men CHPCOM WP1 og WP2 har bidraget med specificering af leverancen.

WP1 opbyggede et referencesystem, som værket skulle teste op imod, inden der blev etableret kommunikation til værkets aktører.

Efterår 2014: Installationer på Brædstrup er på plads, men Brædstrup som pilotværk kan ikke afslutte interoperabilitetstest (IOP-test), før dets aktører er klar. Det blev derfor besluttet, at Brædstrup til IOP-testen skal følge de øvrige fase 2-værker. Dermed lukkes opgaven WP2.1. Brædstrup har som pilotværk været brugt i udviklingen af CHPCOM-løsningen.

WP 2.1 Læring

En vigtig læring fra denne proces har været, at det ikke skal undervurderes, hvor lang tid det tager for en systemintegrator at lære en ny teknologi at kende. Dette kom til at betyde, at tiden for at lære den nye terminologi og teknologi at kende, blev undervurderet. Der har i denne sammenhæng også været udfordringer med samspejlet mellem den udviklingsprægede organisering hos CHPCOM-projektets parter og den time- og leveranceprægede organisering hos systemintegratorerne.

Det blev i CHPCOM valgt at opstarte arbejdet med fase 2-værkerne efter den forud planlagte tidsplan. Til andre tilsvarende projekter kan det dog anbefales ikke at undervurdere den tid, det tager at engagere nye parter og introducere disse til en ny teknologi, også selvom teknologi og koncept synes at være velgennemprøvet i laboratorium. Retrospektivt skulle installation, test og opdatering af specifikationer være afsluttet på pilot-værket inden aftaler med nye værkers systemintegratorer indgås.

WP 2.2 Forberede fase 2 med deltagelse af nye projektpartnere

1. februar 2012: Annoncering om interessetilkendegivelser i forbindelse med artikler i Fjernvarmen nr. 2, i KraftvarmeNYT nr. 115 og på CHPCOMs hjemmeside (www.chpcom.dk).

I perioden 2. februar 2012 – 1. december 2012 indsamling af interessetilkendegivelser via hjemmeside. Rammerne for værkernes deltagelse bliver fastlagt, se bilag 12.

Fra februar - marts 2013 blev alle interessetilkendegivelser vurderet og planlægning af besøg på værker og hos balanceansvarlige og netvirksomheder påbegyndt.

I perioden april – august 2013 blev i alt 15 værker kontaktet og vurderet, og 12 værker besøgt. Der skulle udvælges 6 ekstra værker til fase 2. Værkerne skulle først og fremmest have deres balanceansvarlige med og være indforstået med projektets samarbejdsbetingelser.

Værkerne er udvalgt ud fra kriterier som størrelse, teknologi, lokale kompetencer, interesse, systemleverandører, DSO og PBA med henblik på at få den bedst mulige repræsentation teknologisk og geografisk.

Der blev indgået samarbejdsaftaler med kraftvarmeværkerne: Helsingør, KARA/Novoren, Skagen, Sæby, Bjerringbro, Brædstrup og Ribe. Med disse 7 værker blev der indgået samarbejdsaftaler med deres balanceansvarlige, Markedskraft, NEAS Energy og EnergiDanmark, samt netvirksomhederne Nord Energi, EnergiMidt og DONG Energy.

Alle valgte værker havde SCADA-systemer og en vision om at være mere datadrevne. Alle værkers BA deltog i projektet, men ikke alle havde deres DSO med i projektet.

Værk	Balance Ansvarlige	Netselskab	Systemintegrator
Bredstrup Fjernvarme	NEAS	Energimidt	Intego
Sæby Fjernvarme	Markedskraft	N/A	Tjæreborg Industri

Værk	Balance Ansvarlige	Netselskab	Systemintegrator
Ribe Fjernvarme	Markedskraft	N/A	Tjæreborg Industri
Helsingør Fjernvarme	NEAS	DONG	Inopower
Bjerringbro Fjernvarme	NEAS	Energimidt	Dansk Miljø og Energistyring
Skagen Fjernvarme	NEAS	Nordenergi	Inopower
KARA/Novaren (Roskilde Fjernvarme)	Energi Danmark	DONG	Intellisys

Tabel 11-1 Deltagere i demonstrationen. Bemærk: Deltagere vist i grå farver gennemførte ikke IOP-testen.

September 2013: blev indstilling og aftaler om deltagelse i CHPCOM fase 2 fremsendt til CHPCOMs styregruppe og efterfølgende til ForskEL.

WP 2.2 Læring

Det har generelt været en god proces omkring indsamling af interessetilkendegivelser og udvælgelse af værker og aktører til deltagelse i CHPCOM. Det kan klart anbefales i lignende projekter, at gøre en indsats for at besøge de parter der ønskes involveret i projektet.

WP 2.3 Opgradering og udvikling af produkter og leverandørsystemer

Meget af dialogen med produktleverandører om opgradering og udvikling af deres produkter til at kunne understøtte IEC 61850-7-420 til CHPCOM-løsningen har først kunnet afsluttes efter den praktiske afprøvning hos værkernes SCADA/SRO-underleverandører og hos aktørerne.

Der har været dialog med leverandørerne Brothersen om deres RTU32, Bechhoff om deres CX2020, samt deres underleverandør Copalp, og der har været dialog med Triangle Microworks vedr. deres test og gatewayprodukter.

Følgende IEC 61850 produktleverandører og produkter har været involveret i CHPCOM (Tabel 11-2):

Implementering	IEC 61850 gateway produkt	IEC 61850 Gateway producent
Aktør	CHPCOM Data Gateway	EURISCO
Aktør	Egen impl. baseret på OpenIEC61850	NEAS Energy
Aktør	SCADA Data Gateway	Triangle Microworks
Aktør	Siemens TM1703-RTU	Siemens
Testværktøjer	Anvil	Triangle Microworks
Testværktøjer	Client Security Gateway	EURISCO
Testværktøjer	Hammer	Triangle Microworks
Testværktøjer	IEDscout	Omicron
Værk	CX2020	Bechhoff
Værk	RTU32	Brodersen

Tabel 11-2 IEC 61850 produkter og produktleverandører i CHPCOM

WP 2.3 læring

En af de vigtigste læringer fra dialogen med produktleverandører til IEC 61850 er, at der er behov for en øget indsats for at specificere, hvilke dele af IEC 61850 der skal anvendes og implementeres i produkter, der skal anvendes som gateway mellem et kraftvarmeværk og aktører i et markedsbaseret elsystem, som det danske. CHPCOM har vist, hvad der skal til for at kunne kommunikere i den danske kontekst, men disse erfaringer og proof-of-concept-demonstrationer skal omsættes til specifikationer, som kan leveres til de leverandører, der skal implementere disse gateways på værkerne og hos aktørerne.

Vigtigt: For at sikre interoperabilitet er det nødvendigt, at der etableres et 'reference- og testsystem' fra elsystemets side, som kan sikre, at alle produkter og systemer er testet op imod samme specifikationer.

Et eksempel på manglende understøttelse af IEC 61850 til gateway-formål er den manglende understøttelse af LOGNING i RTU'er. Traditionelt har IEC 61850 RTU'er kun erstattet DNP3 eller IEC 60870-5-104 med IEC 61850. Og disse DNP3 og IEC-104 kan ikke overføre tidsserier, som gøres med LOGNING i IEC 61850. Derfor er dette ikke implementeret i RTU'erne. Derimod er IEC 61850 LOGNING almindelig i moderne relæer, hvor den klassiske fejlskriverfunktion er blevet en integreret funktion i relæet, fordi relæingeniøren kendte funktionen og brugte funktionerne fra begge.

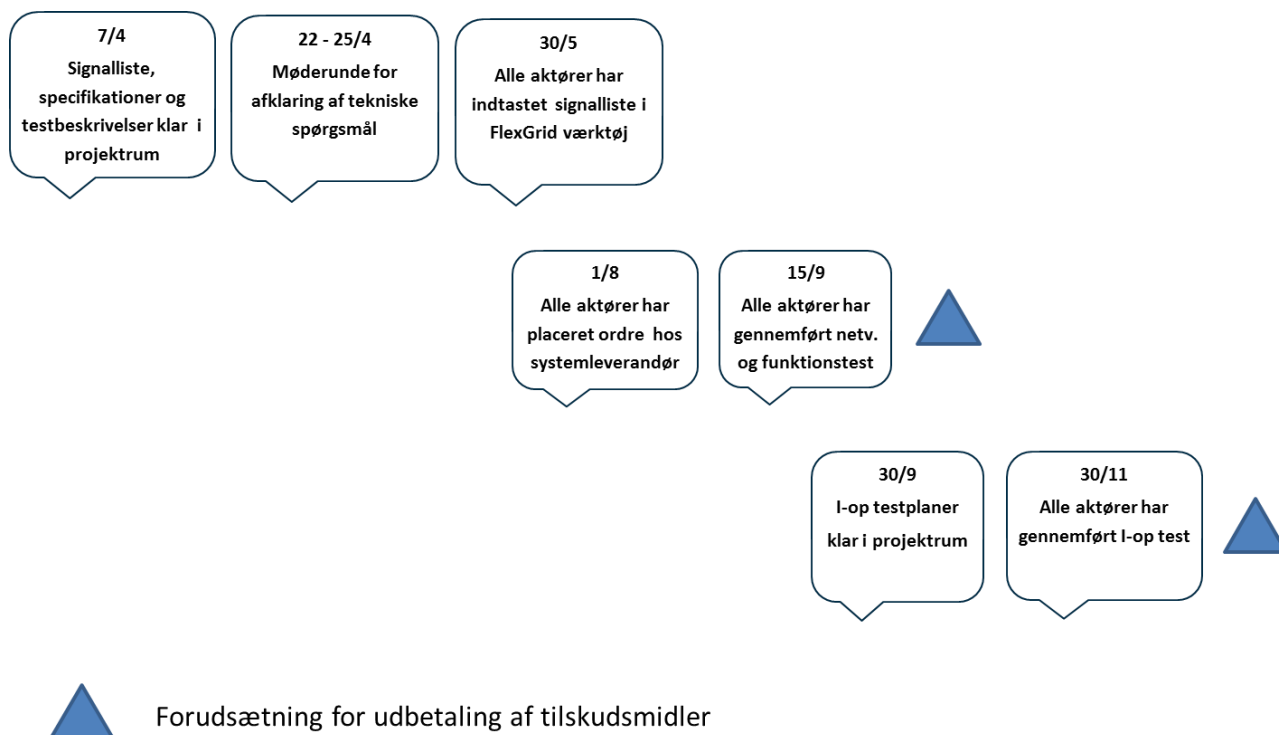
Et andet eksempel er krav om fælles produkttest-referencer og krav til gennemgribende test. Sandsynligvis på grund af manglende testspecifikationer i standarderne er det op til hver enkelt producent af IEC 61850-udstyr, hvor gennemgribende testen af deres udstyr skal være. Dette resulterer desværre i, at ikke alle produkter overholder standarden uden for det normale anvendelsesområde, produktet er tiltænkt. I denne forbindelse er det måske endnu værre, at der heller ikke er noget krav til, hvordan leverandørerne skal specificere, hvilke dele af standarden deres produkter overholder. Dette resulterer i, at det ikke kan ses af leverandørernes produktspecifikationer, om alle dele af standarden er implementeret eller testet. I den internationale standardisering af IEC 61850 ligger pt. et forslag på vandkraftområdet om at indføre en detaljeret implementerings- og testspecifikation.

WP 2.4 Installation til storskalatest

12. november 2013: Kick-off med projektpartnere og deres underleverandører. Kick-off-mødet introducerede CHPCOM-projektets baggrund, vision og koncept, de internationale standarder, som skulle prøves, samt de foreløbige resultater fra potentialeanalyse og pilot-værket. Sidst men ikke mindst blev forventninger til tidsplan og udveksling af signaler afstemt på overordnet niveau.

20. marts 2014: Aktørmøde med gennemgang og forventningsafstemning om processen fra udlevering af signallisterne til gennemførelse af test. Aktørmødet havde udelukkende fokus på installation og test og gik således mere i detaljer med signalliste og testforløb i forhold til fase 2 kick-off-mødet 12. november 2013.

Implementerings- og testplanen var på dette tidspunkt (Figur 11-1):



Figur 11-1 Implementering og testplan 2014

Planens elementer er beskrevet i detaljer nedenfor:

Signallister, specifikationer og testbeskrivelser

1) Gennemgang af signalliste

Hvert værk skulle sammen med deres aktører gennemgå referencesignallisten (bilag 8) og beslutte, hvilke af de valgfrie ('optional')-signaler der implementeres i værkets SCADA.

Derudover skulle det afgøres, hvilke enheder og anlæg der skulle udveksles driftsdata for. Dog var følgende 3 grupper obligatoriske: elproduktionsanlæg, varmforsyningsanlæg med fossile brændsler og elforbrugsanlæg som drives på elmarkeder af en balanceansvarlig.

Stamdata og statistiske data er obligatoriske, men tilpasses værkets anlæg.

Aktørerne havde i samarbejde med deres værker ansvar for at afgøre, hvilke test der gennemføres. Test skulle udvælges i henhold til krav herom (mere herom senere). Signaler skulle implementeres i test- eller back-end-system til gennemførelse af interoperabilitetstest. Valg af test meldes tilbage til WP2.

Ud fra valg af test skulle afgøres, hvilke informationer der udveksles med værket. Udgangspunktet for informationsudvekslingen er signallisten.

Efter tilbagemelding fra værker og aktører om signalbehov blev version 2 af signallisten konsolideret og implementeret i Flexgrid SigSpec-systemet (se afsnit 8 - Flexgrid Software System).

2) Fortråde eller forbinde de obligatoriske (Mandatory) signaler

Hvert værk skulle undersøge, om der var målinger på værket, som manglede fortrådning (fremført til SCADA). Signaler til spændings-, var-, eller effektfaktorindstillinger er obligatoriske, hvis disse er på værket. Signaler til frekvensregulering er obligatoriske, hvis værket sælger frekvensreserver. Af hensyn til budget prioriteres obligatoriske driftssignaler før andre signaler.

Der blev ikke ydet tilskud til etablering af nye målinger på værket.

Afklaring af tekniske spørgsmål

3) Aftaler om tekniske løsninger, tidsplan og budget

De enkelte værker og aktører havde mulighed for rådgivning hos CHPCOM WP1 og WP2, for sammen med deres systemintegratorer at vælge den bedste tekniske løsning for integration med IEC 61850 gateway.

Fra CHPCOM blev lagt op til 2 løsninger:

- a) SCADA-implementeret IEC 61850 gateway fra SCADA-leverandør
 - Princip: Leverandøren har eget produkt integreret i SCADA/SRO eller komponenter efter eget valg
 - CHPCOMs kravspecifikation til IEC 61850 gateway skal følges
 - Der skal være et brugerinterface med mulighed for indtastning og vedligehold af stamdata, indtastning eller indlæsning af periodiske værksdata
 - Værkets daglige personale skal kunne indtaste og vedligeholde stamdata og indtaste og/eller redigere i periodisk indrapporterede data.
- b) CHPCOM-PC mellem SCADA og IEC 61850 gateway
 - Princip: CHPCOM-PC-løsning fra pilot-værket Brædstrup Totalenergianlæg anvendes
 - CHPCOM-projektet stiller MySQL-databaseløsning med brugerinterface til rådighed
 - Leverandøren skal installere Server/PC med MySQL-databaseløsningen
 - Leverandøren skal omsætte/mappe værkets SCADA/SRO-data til IEC 61850 i CHPCOM MySQL-databasen.

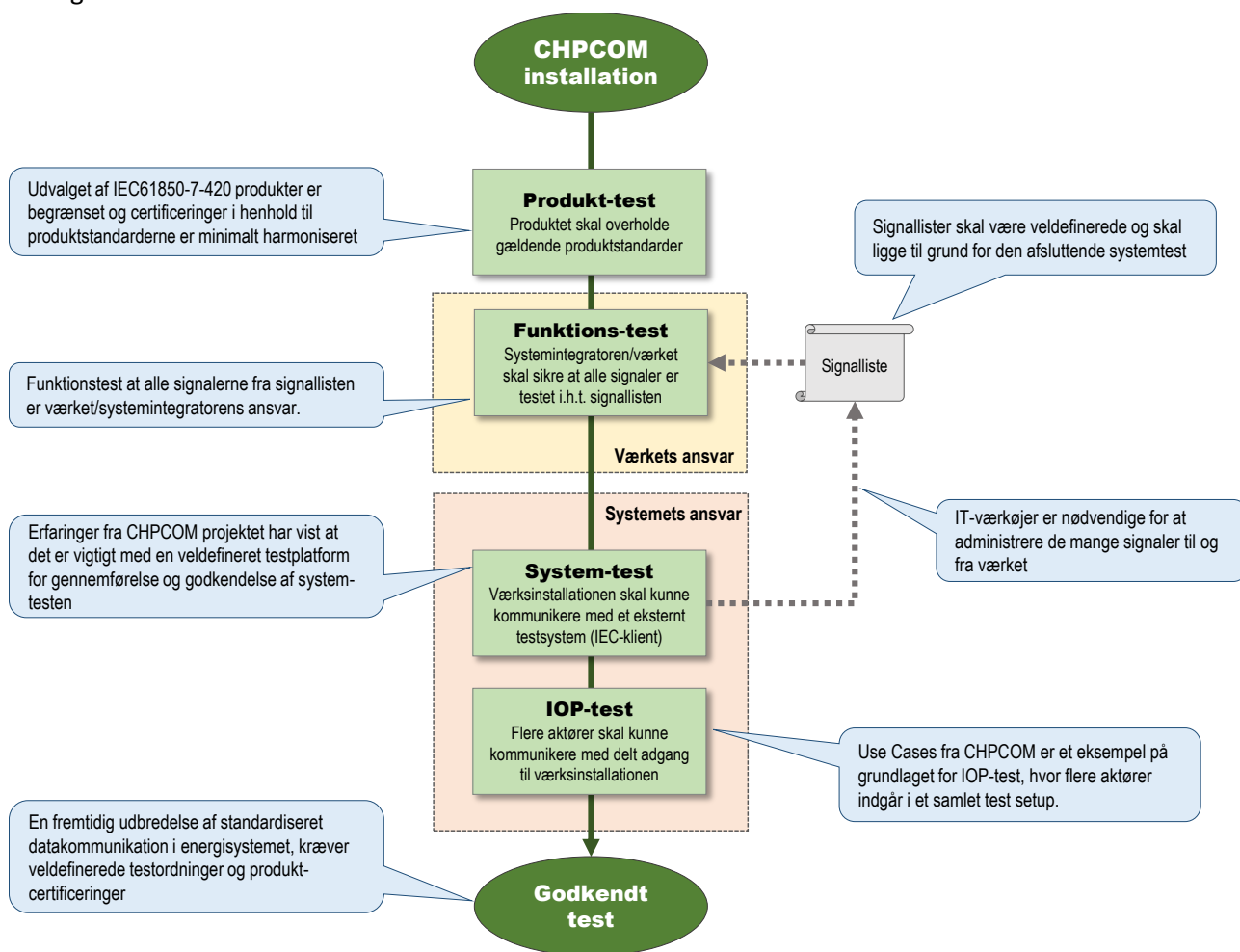
I praksis valgte de fleste værker en kombination af de foreslåede løsninger. Flere valgte at bruge CHPCOM SQL-løsning på egen PC/serverløsning, men med samme Brothersen RTU32 som på pilot-værket. To værker valgte RTU'er og database fra egen systemintegrator. Ingen havde IEC 61850 gateway-løsninger direkte integreret i deres SCADA.

Indtastning af signallister i FlexGrid SigSpec

Se afsnit 8 for detaljer omkring FlexGrid SigSpec.

Testforløbet

Kraftvarmeværkernes implementeringer af CHPCOM-løsningen blev valideret i 3 trin, vist i Figur 11-2. Det første trin, funktions-testen, var hos værket selv. Når værket syntes det var klar, gennemførte systemoperatøren en system-test for at validere, at signaler fra værket var tilgængelige for eksterne aktører. FlexGrid-systemet, med SigCheck modulet, fungerede som det referencesystem som værket validerede op imod. Derefter havde værkets andre aktører sikkerhed for, at værket var klar til at kommunikere. Når alle andre aktører havde testet, at de også havde adgang til værkets data, var IOP-testen færdig.



Figur 11-2 Erfaringer fra test i CHPCOM..

Det lykkedes desværre ikke leverandørerne at blive klar til IOP-test (interoperabilitetstest) i 2014.

Det lykkedes flere af aktørerne at gennemføre en simpel funktionstest til referencesystemet hos EURISCO uden IEC 62351-sikkerhed og uden krav til udveksling af specifik information. Værkerne havde derimod større problemer sammen med deres underleverandører. Problemerne skyldtes til dels manglende forståelse for den stringente, men stadig fleksible, informationsmodellering i IEC 61850, og til dels manglende dialog mellem værker, aktører og projektet om den konkrete leverance og implementering af signaler på værkerne.

Det blev derfor i foråret 2015 besluttet at besøge alle underleverandører, og sammen med værker og aktører indgå konkrete aftaler om implementering på de enkelte værker. Aftaler om implementering blev tilpasset de enkelte aktørers og værkers ambitioner og tekniske muligheder. Der blev – for at kunne teste den nyudviklede IEC 61850 Edition 2 version af Schedules – aftalt ekstra finansiering med støtte/bidrag fra både systemintegratorer, aktører og projekt. Således har flere projektparter og deres underleverandører leveret til CHPCOM-projektets succes ud over det planlagte og støttede beløb fra ForskEL.

Undervejs valgte 3 aktører også at skifte fra Triangle Microworks SCADA Data Gateway til EURISCO CHPCOM Data Gateway. Skiftet skyldtes, at Triangle Microworks ikke ville prioritere at implementere dele af IEC 61850, som var vigtige for CHPCOM-projektets gennemførelse, herunder LOGNING, Schedules og et interface til en SQL-database. Der blev også identificeret dele med inkonsistens til IEC 61850, som TMW hurtigt fik rettet i samarbejde med CHPCOM. TMW har tilkendegivet, at de vil overveje anbefalingerne fra CHPCOM.

Det lykkedes alle værker og aktører, på nær Kara/Novaren, at få implementeret og gennemført funktionstest inden 1. august 2015.

WP 2.4 Læring

En af de meget vigtige erfaringer har været nødvendigheden af veldefinerede snitflader imellem de grundlæggende test, som vist i Figur 11-2.

- Produkterne (RTU'erne) skal overholde den anførte IEC 61850-standard, hvilket skal sikres gennem 'conformance test' og kreditering ved et certificeret testinstitut.
- Funktionstestene er værket/systemintegratorens ansvar – og ikke 'systemets' eller i dette tilfælde CHPCOM-projektet.
- Systemtest (CHPCOM-referencesystem) er en nødvendighed for at sikre en harmoniseret test imellem forskellige produkter, implementeringer og aktører – og denne del skal være meget veldefineret og med mulighed for at værket/systemintegratoren kan funktionsteste værket op i mod dette system.

12. Formidling

WP4 har været ansvarlig for formidlingen i projektet, herunder den løbende interne og eksterne formidling, og - nok så vigtigt - den formidling der skal ske til værkerne. Metoderne har været gennem dels nyhedsbreve via hjemmesiden, CHPCOM.dk, og dels via artikler i fagblade og gennem den daglige kontakt med værkerne, hvor det er væsentligt, at der både formidles fra projektet og ud, men bestemt også input fra værkerne til projektdeltagerne. Alle formidlingsaktiviteter er beskrevet i kommunikationsplanen, se bilag 9.

Den primære løbende formidling af projektets fremgang har været kommunikeret via nyhedsbreve, som er udsendt via hjemmesiden, CHPCOM.dk. Derudover er der udsendt interne nyhedsbreve blandt projektdeltagerne.

I løbet af projektperioden har projektet løbende været omtalt, og resultater er blevet præsenteret på projektets hjemmeside www.chpcom.dk og i relevante fagtidsskrifter. Disse omfatter projektdeltagerne egne medlemsblade dvs. "OmEnergi", "Nyhedsbladet Dansk Energi", "Fjernvarmen" og "Kraftvarmenyt". Intern udveksling af dokumenter er sket via Energinet.dks sharepoint-portal. Ydermere er projektet også blevet omtalt på internationale medier som "PacWorld".

Der er i løbet af projektet gjort meget for at udbrede kendskabet til projektet og anvendelsen af IEC 61850. Dette er sket gennem deltagelse på årsmøder og ERFA-træf hos brancheforeningerne og gennem oplæg på relevante konferencer.

Udbredelse af de samlede resultater

Spredningen af de endelige resultater og erfaringer fra CHPCOM-projektet vil omfatte alle de involverede aktører. Der har været afholdt flere workshops for at få formidlet projektets resultater. De samlede resultater vil ligeledes egne sig til afsluttende og perspektiverende artikler i projektdeltagerne egne medlemsblade mv. Den afsluttende konference er gennemført d. 23. februar 2016, hvor projektets resultater er blevet fremlagt, ligesom projektet er blevet perspektiveret til fremtidens intelligente energisystem.

Projektets hjemmeside, CHPCOM.dk er ved projektets afslutning lavet om til en statisk hjemmeside med alt relevant materiale, som vil være tilgængelig til og med år 2020. Her vil det være muligt at finde tidligere udgivne artikler og nyhedsbreve samt alle rapporter og vejledninger, som i løbet af projektet er blevet udarbejdet.

Vejledning for implementering af kommunikation med kraftvarmeværk

Af hensyn til den praktiske implementering af nye kommunikationsstandarder på kraftvarmeværkerne er der udarbejdet en vejledning, bilag 4, som på sigt kan få effekt som teknisk forskrift. Vejledningen er at finde på projektets hjemmeside, CHPCOM.dk, og henvender sig både til kraftvarmeværker, de balanceansvarlige og deres leverandører af systemer.

Følgende mål er opnået:

Oprette en database med implementerings-vejledninger

For at gøre den viden som er opnået i projektet tilgængelig for alle interessenter i det danske energisystem, vil alle implementeringsvejledninger, rapporter, nyhedsbreve, artikler og andre relevante resultater løbende være tilgængelige på hjemmesiden www.chpcom.dk.

Skabe kendskab til projektets metoder og resultater

Det vil være en samfundsøkonomisk gevinst at få implementeret de positive forretningsmodeller – der er ved at bruge en standardiseret kommunikationsplatform – til at købe og sælge serviceydelser i energisystemet.

Derfor har det under hele projektet været et mål for CHPCOM, at få spredt projektets resultater og metoder til alle relevante aktører i energibranchen. Dette har løbende været opfyldt gennem de aktiviteter, som er beskrevet ovenfor og i kommunikationsplanen (bilag 9). Som det fremgår af kommunikationsplanen, har projektet ud over skriftlig formidling også deltaget i både Dansk Energis og Dansk Fjernvarmes årsmøder, og der er blevet holdt flere oplæg om projektet og IEC 61850, herunder til Kraftvarme ERFA-træf.

Bilag

[Disse bilag findes i projektets interne dokumentdelingsplatform. Linkene nedenfor kræver login. Når den endelige udgave af CHPCOM.dk er klar, vil rapporten blive opdateret med links der peger på offentlige tilgængelige udgaver af bilagene på CHPCOM.dk.]

Bilag 1: Potentiale- og interessentanalyse

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP3/CHPCOM%20WP3%20Potentiale%20og%20interessentanalyse%20Ver%202.docx>

Bilag 2: Use Case-dokumentation

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/Slutrapport/Use%20Case%20Dokumentation%20-%20Endelig%20Rapport%20Version1%20201406.pdf>

Bilag 3: Business-Case-analyser

https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP3/Business%20case%20analyse/CHPCOM%20Business%20case%20analyse%20-%20ver%202_0.docx

Bilag 4: Vejledning til CHPCOM-Værker

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP2/Vejledning/Vejledning%20til%20etablering%20af%20IEC61850%20gateway,%20v3.0%20udkast-v3.docx>

Bilag 5: Sikkerhedsanalyse

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP5/WP5.1%20-%20Sikkerhedskrav%20for%20CHPCOM,%20CAS-overf%C3%B8rsel,%2005nov15.docx>

Bilag 6: Current and new challenges for Public-Key Infrastructure standardization within ITU-T

http://www.itu.int/dms_pub/itu-t/opb/tut/T-TUT-SEC-2014-PDF-E.pdf

Bilag 7: IT-Sikkerheds-Whitepaper

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP5/WP5.4/WP5.4%20-%20Whitepaper-final.docx>

Bilag 8: Reference Signalliste

https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP1/Signallisten/RSL_Version%202.3.pdf

Bilag 9: Kommunikationsplan

<https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP4/Kommunikationsplan%20CHPCOM%20-%20feb2016.doc>

Bilag 10: Planudveksling

https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP1/Schedules/Schedules_Best_Practices_og_Signallist.pdf

Bilag 11: Fælles datakommunikation i Energisystemet

Folder på Chpcom.dk

Bilag 12: CHPCOM New or modified LNs and CDCs

https://projects.energinet.dk/CHPCOM/Project%20Documents/WP1/TC57_WG17_new_or_modified_LNs_and_CDCs_DK20150605.pdf

Bilag 13: Rammer for støtte til de enkelte værker

- Budget pr.
 - Total støtte 2.000 kkr. dog max støtteprocent 76,9 %
 - I alt 2.600 kkr. egen betaling + støtte
 - Budget pr. værk ved 8 værker: 325 kkr.
 - Max støtte pr. værk ved 8 værker: 250 kkr.
- Støtteprocenter (materialer/timer)
 - Der ydes 100 % støtte på HW/SW og 50 % på timer
 - Der ydes ikke støtte til etablering af målinger
- Betingelser og forpligtelser
 - Begrænsning i støtte, hvis ikke projekt gennemføres.
 - Udbetaling ved milestones:
 - 50 % ved udstyr installeret og testet mod referencesystem
 - 100 % ved gennemført interoperabilitetstest med PBA og ENDK (evt. også DSO)

Forberede indgåelse af kontrakt/forpligtende aftale om deltagelse i projekt:

- Gensidig aftalt
 - CHPCOM-projektet forpligter sig til at gennemføre med det valgte værk
 - Værket - ditto - med CHPCOM-projektet
 - ENDK (CHPCOM WP2) inddragelse i implementeringen på værket
 - Validering af specifikationer
 - Overvågning af tilbudsgivningen
 - Afklaring af spørgsmål i forbindelse med installation
 - Opfølgning på fremdrift
 - Tids- og betalingsplan
- Hvem gør hvad:
 - Værket sørger for underleverandører, køb af HW/SW, stiller interne ressourcer til rådighed til projektets gennemførelse
 - Værker leverer projektstatus undervejs (efter aftale)
 - CHPCOM rådgiver om valg af HW/SW i forhold til projektgennemførelse
 - CHPCOM stiller referencesystem til rådighed til test af installation
 - CHPCOM udvikler, sammen med projektets parter, testprogram til gennemførelse af interoperabilitetstesten

Indsamle viden om værkets modenhed til deltagelse i projektet:

- Vurdere kompleksitet af mulig IEC 61850-installation
 - Behov for hård fortrådning eller protokolkonvertering
 - Undersøge mulighed for at benytte
 - SCADA som IEC 61850-gateway
 - PBA-boks som IEC 61850-gateway
 - tilslutte IEC 61850 gateway til PLC
 - Data eller målinger tilgængelige elektronisk (i forhold til signalliste)
- Vurdere værkets kompetenceniveau,
 - hos værket selv
 - hos underleverandører / rådgivere