



„Podporujeme výskumné aktivity na Slovensku/Projekt je spolufinancovaný zo zdrojov EÚ“

Názov projektu :

Medzinárodné centrum excelentnosti pre výskum inteligentných a bezpečných informačno-komunikačných technológií a systémov

ITMS : 26240120039

Názov výstupu :

Výskum koncových zariadení inteligentných sietí

Obsah

Obsah.....	2
Zoznam obrázkov	5
Zoznam tabuliek	7
Zoznam skratiek	8
Úvod	12
1 Architektúra inteligentných sietí.....	14
1.1 Systémy inteligentnej siete	22
1.2 Zobrazovanie prípadov použitia do SGAM modelu.....	24
2 Komunikačné technológie v inteligentných meracích systémoch.....	27
3 Analýza komunikačných PLC štandardov	30
3.1 PLC technológie	33
3.2 Štandardy v PLC komunikačných systémoch v elektrickej distribučnej sieti	35
3.2.1 OFDM modulácia	36
3.3 PRIME ŠTANDARD.....	38
3.3.1 PRIME štandard – L1 vrstva	38
3.3.2 PRIME štandard – L2 vrstva	45
3.4 Architektúra PRIME siete.....	48
4 Testovanie PLC PRIME štandardu v laboratórnom prostredí	50
4.1 Experimentálne zapojenie merania v laboratóriu inteligentných sietí.....	50
4.2 Opis programu pre obsluhu modemov Texas Instruments.....	51
4.3 Experimentálne meranie PLC PRIME.....	52
4.3.1 Vyhodnotenie výsledkov merania	54
5 Analýza potenciálu dát z inteligentných meradiel	56
5.1 Namerané dáta.....	57
5.2 Servisné údaje o stave zariadenia a komunikačné cesty AMI	61
5.3 Vonkajšie napadnutie IMS a príľahlej infraštruktúry	62
5.4 Využitie dát z AMI.....	63
5.4.1 Vyúčtovanie a fakturácia	64
5.4.2 Zákaznícky servis DS	65
5.4.3 Zlepšenie hospodárskej súťaže a efektívnosti na energetických trhoch	65

5.4.4	Riadenie dopytu pre trh s elektrinou a pre podporu prevádzky siete, obmedzenie špičkového zaťaženia.....	66
5.4.5	RTP („Real Time Pricing“)	67
5.4.6	Podporné služby	69
5.4.7	Služby pre monitorovanie a zlepšovanie energetickej účinnosti a distribuovanej výroby, zákaznícky informačný systém	69
5.4.8	Poskytovanie informácií pre orgány štátnej správy a výskumu	70
5.4.9	Energetický manažment koncového zákazníka	70
5.4.10	Energetické úspory	71
5.4.11	Inteligentné domy	71
5.4.12	Virtuálne elektrárne	72
5.4.13	Platba vopred	72
5.4.14	Odhad stavu distribučných sietí	72
5.4.15	Monitorovanie kvality elektriny a spoľahlivosti dodávky	73
5.4.16	Analýzy zaťaženia, modelovanie a predikcie.....	73
5.4.17	Preventívna údržba a analýza porúch	74
5.4.18	Identifikácia netechnických strát	74
5.4.19	Manažment elektromera a meracieho miesta.....	74
5.4.20	Pripojenie, odpojenie, diaľkové obmedzenie zaťaženia	75
5.4.21	Udalosti z inteligentných elektromerov	75
5.4.22	Použitie udalostí z inteligentných elektromerov pre OMS	77
5.4.23	Identifikácia netechnických strát	78
6	Inteligentné koncové zariadenia	80
6.1	Referenčná architektúra pre komunikácie v inteligentných meracích systémoch	84
6.2	Inteligentné koncové zariadenia a ich komunikácia s lokálnymi rozhraniami na inteligentných elektromeroch	85
6.3	Demand Response Systém a inteligentné koncové zariadenia.....	87
6.3.1	Riadenie a kontrola prostredníctvom CEM	89
6.3.2	Priama komunikácie s inteligentnými zariadeniami v inteligentnej domácnosti a CEM.....	91
6.4	Výskum a vývoj inteligentného systému pre koncového odberateľa.	91
6.5	Návrh koncepcie využitia multimodálneho rozhrania pri inteligentných koncových zariadeniach v domácnosti	95

6.6	Systém virtuálnej domácnosti	99
6.6.1	Modelovanie spotrebičov na základe fyzikálnych princípov	101
6.6.2	Modelovanie spotrebičov pomocou časového profilu prevádzky	101
6.6.3	Simulátor spotrebičov	103
6.7	Automatizovaný systém pre testovanie elektromerov	104
7	Záver	109

Zoznam obrázkov

Obr. 1 „Meta model“ - vzťah aktér a úloha.....	14
Obr. 2 Európsky koncepčný model inteligentnej siete	16
Obr. 3 Referenčná architektúra inteligentnej siete	18
Obr. 4 Rovina inteligentnej siete.....	19
Obr. 5 Systémy inteligentnej siete	23
Obr. 6 Proces zobrazenie prípadu použitia do SGAM modelu.....	24
Obr. 7 Možnosti komunikačnej architektúry IMS v podmienkach SR.....	27
Obr. 8 Spôsoby komunikácie v IMS.....	29
Obr. 9 Komunikačný PLC kanál.....	31
Obr. 10 Model komunikačného PLC kanálu	33
Obr. 11 Frekvenčné pásma PLC technológií.....	34
Obr. 12 PLC OSI model	36
Obr. 13 Rozmiestnenie spektier sub-nosných frekvenčných kanálov v rámci časti OFDM spektra definované $s_i(x)$ funkciou	36
Obr. 14 Spôsob práce OFDM.....	37
Obr. 15 Formát L1 rámca PRIME podľa časovania	39
Obr. 16 Bloková schéma PRIME vysieláča.....	39
Obr. 17 QPSK modulácia	41
Obr. 18 Modulačná schéma 16-QAM (zobrazenie stavov v prijímači podľa odstupu signál/šum v prenosovom kanáli)	43
Obr. 19 Konstelačný diagram, A)- BPSK, B)-DQPSK, C)-D8PSK.....	44
Obr. 20 Formát L2 rámca PRIME podľa časovania	46
Obr. 21 Detail polí L2 rámca v PRIME technológii označovaného ako PPDU	46
Obr. 22 Prídavné identifikátory v rámci adresovania uzlov a spojení.....	48
Obr. 23 Príklad topológie PRIME siete	49
Obr. 24 Meracie pracovisko - spektrálny analyzátor a PLC PRIME modem.....	50
Obr. 25 Zapojenie experimentu pre meranie vplyvu šumu na PLC komunikáciu.....	51
Obr. 26 Grafické zobrazenie parametrov komunikácie - D8PSK mol 0 FEC ON 1024 B.....	53
Obr. 27 Grafické zobrazenie parametrov komunikácie - DQPSK mol 15 FEC ON 128 B.....	53
Obr. 28 Výsledky merania PLC PRIME technológie v laboratórnom prostredí.....	54
Obr. 29 Kategorizácia jedného spotrebiteľa na základe niekoľkých denných meraní priebehu výkonového zaťaženia	57
Obr. 30 Principiálna schéma riadenia ES na strane spotreby	67
Obr. 31 Principiálne zobrazenie vzťahu medzi službami, funkcionalitami, užívateľmi a infraštruktúrou inteligentnej siete	82
Obr. 32 Referenčná architektúra v IMS – prepojenie na inteligentné domácnosti.....	85
Obr. 33 Komunikačné požiadavky na DRS.....	88
Obr. 34 Príklad komunikácie s inteligentnou domácnosťou	88

Obr. 35 Spôsoby komunikácie s inteligentnou domácnosťou podľa M/490 a M/441 pre DRS	89
Obr. 36 Diagram prípadu použitia - Informácie týkajúce sa spotreby alebo výroby energie individuálneho zariadenia	90
Obr. 37 Principiálna systémová architektúra SHEMS	93
Obr. 38 ukážka grafického web rozhrania GUI SHEMS – riadenie spotrebičov a aktuálne hodnoty	94
Obr. 39 Aplikácia pre programovanie prevádzky spotrebičov – zoznam podmienok	94
Obr. 40 Tabuľkové a grafické zobrazovanie nameraných údajov z inteligentného elektromera	95
Obr. 41 Systémová architektúra „integrovaného MMI“ a jej prepojenie so systémom SHEMS	96
Obr. 42 Vrstvový model architektúry MMI	98
Obr. 43 Principiálna schéma simulačného modelu domácnosti	100
Obr. 44 Časový profil prevádzky chladničky	102
Obr. 45 Časový profil prevádzky bojlera	102
Obr. 46 Užívateľské rozhranie modelu virtuálnej domácnosti	103
Obr. 47 Automatizovaný systém pre testovanie elektromerov	104
Obr. 48 Úvodná obrazovka aplikácie	106
Obr. 49 Panel testovanie	106
Obr. 50 Panel meranie	107
Obr. 51 Panel nastavenie zdroja	107
Obr. 52 Panel nastavenie optickej hlavy	108

Zoznam tabuliek

Tab. 1 Frekvenčné pásma podľa štandardu CENELEC	35
Tab. 2 Parametre fyzickej vrstvy štandardu PRIME	39
Tab. 3 Prenosové rýchlosti na fyzickej úrovni pre jednotlivé modulácie a FEC (Concolutional Core 1/2), MSDU	45

Zoznam skratiek

ACK	Acknowledgement Method
	(metóda potvrdenia prijatia správy)
AES	Advanced Encryption Standard
	(symetrický algoritmus šifrovania)
AM	Amplitude Modulation
	(amplitúdová modulácia)
AMI	Advanced Metering Infrastructure
	(pokročilá meracia infraštruktúra)
APP	Application Server
	(aplikačný server)
ARQ	Automatic Repeat Request
	(metóda overovania chýb)
ASK	Amplitude-Shift Keying
	(amplitúdové kľúčovanie)
BAS	Building Automation System
	(automatizovaný systém budovy/objektu)
BPSK	Binary Phase-Shift Keying
	(binárne fázové kľúčovanie)
BB	Broad Band
	(široké pásmo)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
	(index priemernej doby prerušenia napájania zákazníka)
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
	(európsky komitét pre štandardizáciu v elektrotechnike)
CEM	Customer Energy Management
	(systém koncového odberateľa pre riadenie energií)
CFP	Contention Free Period
	(časové obdobie pre vysielanie dát)
CIS	Customer Information Systems
	(zákaznícke informačné systémy)
CRC	Cyclic Redundancy Check
	(kontrolný súčet cyklického kódu)
CSMA-CA	Carrier Sense Multiple Access with Collision Avoidance
	(metóda zabránenia vysielania dát od viacerých zdrojov naraz na jedno médium)
D8PSK	Differential Eight-Phase Shift Keying
	(diferenciálne 8-stavové fázové kľúčovanie)
DAC	Digital to Analog Converter
	(prevodník z digitálneho signálu na analógový)
DBPSK	Differential Binary Phase Shift Keying
	(diferenciálne binárne fázové kľúčovanie)

DER	Distributed Energy Resources
	(distribúované zdroje energie)
DFT	Discrete Fourier Transform
	(diskrétna Fourierova transformácia)
DLMS/COSEM	Device Language Message specification/Companion Specification for Energy Metering
	(označenie aplikačného štandardu pre energetické meradlá)
DPSK	Differential Phase-Shift Keying
	(diferenciálne fázové kľúčovanie)
DQPSK	Differential Quadrature Phase Shift Keying
	(diferenciálne kvadrátne fázové kľúčovanie)
DR	Demand Response
	(reakcia spotreby)
DRS	Demand Response System
	(systém reakcie spotreby)
DS	distribučná sústava
DTS	distribučná transformátorová stanica
ES	elektrizačná sústava
ESP	Energy Services Provider
	(poskytovateľ energetických služieb)
FEC	Forward Error Correction
	(metóda zisťovania a opráv chýb)
FFT	Fast Fourier Transform
	(rýchla Fourierova transformácia)
FM	Firmware
	(pevné programové vybavenie počítača)
FSK	Frequency-Shift Keying
	(kľúčovanie signálu zmenou frekvencie)
GUI	Graphic User Interface
	(grafické užívateľské rozhranie)
H2M	Human to Machine
	(rozhranie „človek - stroj")
HCI	Human Computer Interaction
	(interakcia na rozhraní „človek-stroj")
HDO	hromadné diaľkové ovládanie
HDR	High Data Rate
	(vysoká dátová rýchlosť)
HES	Head-End System
	(dátová centrála)
http	HyperText Transfer Protocol
	(hypertextový prenosový protokol)
HW	hardvér
ICT	Information Communication Technologies
	(informačno-komunikačné technológie)
IHD	In-home Display
	(domáci displej)

IMS	inteligentné meracie systémy
IP	Internet Protocol
	(internetový protokol)
LDR	Low Data Rate
	(nízka dátová rýchlosť)
LNAP	Local Network Access Point
	(prístupový bod do lokálnej siete)
LCID	Local Connection Identifier
	(identifikátor pripájania uzla)
LNID	Local Node Identifier
	(lokálny identifikátor uzla)
LSID	Local Switch Identifier
	(lokálny identifikátor switch uzla)
MDM	Metering Data Managemet
	(systém na spracovanie, validáciu, ukladanie, údajov z metrov)
MMI	Multimodal Interface
	(multimodálne rozhranie)
MSDU	MAC Service Data Unit
	(dátová jednotka MAC vrstvy)
NB	Narow Band
	(úzke pásmo)
NNAP	Neighborhood Network Access Point
	(prístupový bod do susedskej siete)
NN	napäťová úroveň - nízke napätie
OFDM	Orthogonal Frequency Division Multiplexing
	(ortogonálny multiplex s frekvenčným delením)
OM	odberné miesto
OZE	obnoviteľné zdroje energie
PLC	Power Line Communication
	(komunikácia po silovom vedení)
PPDU	Physical Protocol Data Unit
	(dátová jednotka fyzickej vrstvy)
PS	prenosová sústava
PSK	Phase-Shift Keying
	(kľúčovanie signálu zmenou fázy)
QAM	Quadrature Amplitude Modulation
	(kvadratúrna amplitúdová modulácia)
QPSK	Quadrature Phase-Shift Keying
	(kvadrátúrne amplitúdové kľúčovanie)
OMS	Outage Management System
	(systém riadenia výpadkov)
OSI model	Open System Interconnection Model
	(OSI model)
PRIME	Powerline Intelligent Metering Evolution
	(označenie štandardu úzkopásmovej technológie)

RTP	Real Time Pricing
	(stanovenie ceny v reálnom čase)
RTU	Remote Terminal Unit
	(vzdialená terminálová jednotka pre riadiace systémy)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
	(index priemernej doby prerušenia napájania)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
	(systém pre dispečerské riadenie a zber dát)
SHEMS	Smart Home Energy Management System
	(systém riadenia energií v inteligentnej domácnosti)
SNA	Subnetwork Address
	(adresa podsiete)
SNR	Signal to Noise Ratio
	(odstup signál-šum)
SW	softvér
TDO	typový diagram odberu
UNB	Ultra Narrow Band
	(ultra úzke pásmo)
VN	napäťová úroveň - vysoké napätie
VVN	napäťová úroveň - veľmi vysoké napätie
WiFi	Wireless Fidelity
	(„bezdrôtová vernosť“ - bezdrôtová komunikácia v počítačových sieťach)
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access
	(celosvetová interoperabilita pre mikrovlnný prístup)
WMS	Work Management System
	(Systémy riadenia práce)
xDSL	x Digital Subscriber Line
	(digitálna účastnícka linka typu DSL)
XML	eXtensible Markup Language
	(rozšíriteľný značkovací jazyk)

Úvod

Téma rozvoja energetiky a jej smerovanie k budovaniu inteligentných sietí je v súčasnosti vysoko aktuálnou témou, ktorej sa venuje veľká pozornosť. Snaha vybudovať inteligentný systém riadenia v energetike je výsledkom prirodzeného pokroku v oblasti informačných a telekomunikačných technológií, pokroku v oblasti samotnej energetiky a obnoviteľných zdrojov energie a taktiež nástrojom pre dosiahnutie cieľov energetickej politiky. V súvislosti s inteligentnými sieťami sa častokrát poukazuje na konečný stav, ktorý predstavuje funkčný inteligentný systém riadenia spotreby a výroby energií na ekonomickom a efektívnom princípe, integrujúci všetky subjekty na trhu s elektrinou. Skutkový stav súčasných elektrizačných sústav však nie je jednoduché zmeniť ani v priebehu niekoľkých rokov do stavu využívania inteligentných sietí. V prípade, že nedôjde k modernizácii existujúcich sietí a systémov merania, spomalí sa integrácia obnoviteľných zdrojov, vznikne riziko ohrozenia bezpečnosti sietí, nedôjde k využitiu príležitosti na úsporu energie a dosiahnutie energetickej efektívnosti a vnútorný trh s energiou sa bude vyvíjať omnoho pomalšie. Inteligentné siete umožňujú priamu interakciu a komunikáciu medzi odberateľmi, domácnosťami či spoločnosťami, iným používateľmi siete a dodávateľmi energie. Vytvárajú pre odberateľov nové možnosti sledovania a riadenia svojej individuálnej spotreby a poskytujú tak silnú motiváciu pre nich na efektívne využívanie energie. Zavedenie inteligentných sietí predstavuje možnosť dosiahnuť v budúcnosti konkurencieschopnosť a celosvetové prvenstvo európskych dodávateľov technológií, napríklad elektrotechnického a elektronického priemyslu. V súčasnosti elektrické siete do určitej miery už obsahujú prvky podporujúce funkcie, ktoré by sa dali označiť za inteligentné funkcie. Takéto prvky možno nájsť na vyšších napäťových úrovniach v distribučných sústavách a v prenosových sústavách. Rozdiel medzi sieťami v súčasných podmienkach a budúcimi inteligentnými sieťami je predovšetkým v schopnosti integrovať všetky funkcionality obsiahnuté v komplexnom riešení a efektívnej prevádzke inteligentných sietí s pokročilými funkcionalitami. Inteligentná sieť zahŕňa inovatívne produkty a riešenia, spolu s inteligentným monitoringom, riadením, komunikačnými technológiami ktorá umožňuje koncovému odberateľovi participovať pri optimalizácii prevádzky systému a poskytnúť dodávateľom energií a ich zákazníkom viacej informácií a umožniť im tak vylepšiť svoje produkty a ponuky pre koncového odberateľa. Inteligentné siete umožňujú zlepšiť technické podmienky pripojenia a prevádzku výrobní elektrickej energie z veľkých konečných zdrojov a rôznych technológií najmä v súvislosti s prechodom od centrálnej výroby k decentralizovanej výrobe z menších zdrojov a využiť špičkovú prebytočnú energiu z OZE prostredníctvom riadenia na strane spotreby.

Výskumná správa sa venuje inteligentným koncovým zariadeniam, ktoré sú dôležitou a neoddeliteľnou súčasťou inteligentných sietí. Výskumná správa sa venuje architektúre inteligentnej siete a architektúre pre komunikácie v rámci inteligentných meracích systémov. V správe sú opísané výsledky podrobnej analýzy zameranej na identifikáciu a využitie údajov z inteligentných meradiel a návrh využitia tohto potenciálu pre rôzne účely a procesy v rámci inteligentnej siete. Komunikačné technológie a štandardy sú dôležitým aspektom pri

návrhu a realizácii ako inteligentných meracích systémov, tak aj inteligentných sietí. Výskumná správa opisuje podrobnú analýzu komunikačných technológií s detailným zameraním na technológiu PLC, ktorá má predovšetkým ekonomický prínos pri prevádzke inteligentných meracích systémov na týchto technológiách. Súčasťou správy je aj opis vývoja a návrhu inteligentného koncového zariadenia v súlade s odporúčaniami a požiadavkami na takéto zariadenia ako aj vývoj a návrh podporných nástrojov pre testovanie inteligentných koncových zariadení v laboratórnych podmienkach.

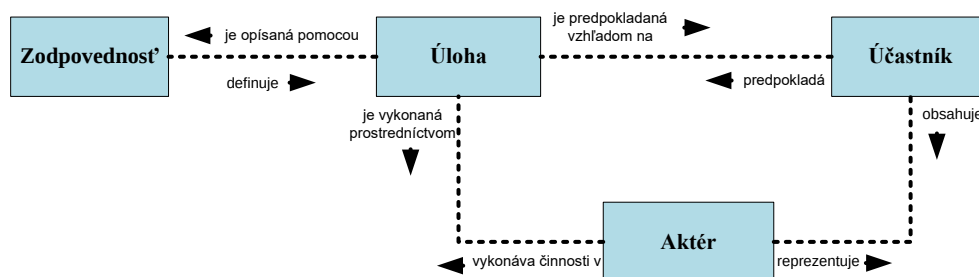
1 Architektúra inteligentných sietí

V nasledujúcich rokoch energetický systém prejde zásadnými zmenami. Aby bolo možné definovať štandardy, ktoré tieto zmeny umožnia, a budú použiteľné vo všetkých európskych trhoch, je potrebné prijať všeobecný európsky koncepčný model. Tento spoločný model predstavuje základ, akýsi východiskový bod pre tvorbu všetkých modelov, rámcov a architektúr, ktoré sa používajú k tomu aby sa definovali štandardy potrebné pre inteligentné siete. Štandardy inteligentných sietí v súčasnom i budúcom európskom energetickom systéme musia byť použiteľné pri predpokladanom budúcom rozvoji energetického systému.

Z pohľadu návrhu štandardov inteligentných sietí bol mimoriadne dôležité, aby bol „kompatibilný“ s vyvíjajúcimi sa trhovými štruktúrami v EÚ. Z tohto dôvodu bol zavedený koncept trhových úloh („market role“) a aktérov („actor“). Tieto dve zložky tvoria základ európskeho koncepčného modelu, SGAM modelu a prípadov použitia. Koncept tvorený trhovými úlohami a aktérmi umožňuje opis súčasných a návrh a vývoj budúcich trhových štruktúr a relevantných štandardov.

Trhové úlohy - európsky model trhu definuje aktivity, ktoré sú regulovateľné a ktoré aktivity využívajú trhovú mechanizmus. V tomto duchu, aktivity (činnosti) účastníkov inteligentnej siete, tzv. „parties“ (napríklad PDS, PPS, dodávateľ, obchodník, zákazník a podobne) sú definovaní pomocou svojich úloh a zodpovedností („responsibilities“). Toto priradenie úlohy účastníkom inteligentnej siete môže podliehať regulačným a právnym predpisom.

Aktéri – návrh a vývoj systémových požiadaviek je kľúčovým prvkom pre rozvoj štandardov inteligentných sietí a trhových mechanizmov v rámci inteligentných sietí. Identifikácia aktérov a ich vzájomných interakcií v rámci inteligentných sietí a trhov je dôležitým krokom prechodu z trhových mechanizmov k použitiu a výberu vhodných technológií. Ako aktér môžu vystupovať ľudia, softvérové aplikácie, systémy, databázy ba dokonca samotný energetický systém. Zoznam tzv. všeobecných aktérov („generic actor list“) a ich prepojenie s úlohami je podrobne definovaný v správe skupiny SG-CG/E („SG-CG/M490/E_Smart Grid Use Case Management Process“). Na nasledujúcom obrázku je zobrazený tzv. „meta model“, ktorý opisuje vzťah medzi úlohami, aktérmi, zodpovednosťami a účastníkmi inteligentnej siete.



Obr. 1 „Meta model“ - vzťah aktér a úloha

Vzťahy medzi jednotlivými časťami „meta-modelu“ môžu byť prezentované oboma smermi v závislosti od šípky, ktorá udáva vzťah ako napr. aktér vykonáva činnosti v danej úlohe. Pre lepšie pochopenie „meta-modelu“ a súvislostí medzi jeho časťami sú tieto definované nasledovne:

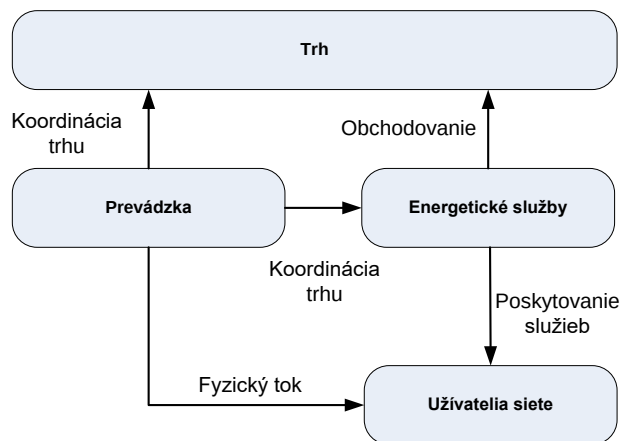
- **účastník („party“)** – sú právnické alebo fyzické osoby (osoba, organizácia),
- **zodpovednosť („responsibility“)** – definuje vonkajšie správanie, vykonávané prostredníctvom účastníka. Pod týmto výkladom si možno predstaviť napr. nominácie diagramov, prevádzka siete, určenie trhovej ceny energie po uplatnení technických obmedzení,
- **úloha („role“)** – reprezentuje určené konkrétne správanie (t.j. zodpovednosť) účastníka. Účastníci nemôžu vykonávať rovnakú úlohu. Účastníci vykonávajú svoje činnosti v zmysle predpokladanej úlohy,
- **aktér („actor“)** – aktér reprezentuje účastníka, ktorý sa podieľa na obchodných transakciách. V rámci transakcie, aktér vykonáva činnosti v danej úlohe alebo vo viacerých úlohách. (napr. zamestnanec, zákazník, elektromobil, „demand-response“ systém). Aktér môže byť chápaný ako obchodný aktér v prípade činnosti, alebo systémový aktér, v prípade technologických systémov.

V rámci elektroenergetiky existuje mnoho rôznych procesov a aktivít, ktoré musia byť vzhľadom na špecifickosť takej komodity, akou je elektrická energia, koordinované a riadené medzi jednotlivými subjektmi. Európsky koncepčný model vychádza zo zoskupovania harmonizovaných úloh a systémových aktérov v súlade s európskym trhom s elektrinou.

Na Obr. 2 je uvedený európsky koncepčný model IS pozostávajúci zo 4 hlavných domén:

- prevádzka,
- užívatelia siete,
- trh,
- energetické služby.

Každá z týchto hlavných domén pozostáva z jedenej alebo z viacerých tzv. sub-domén, ktoré zoskupujú úlohy na európskom trhu s elektrinou. Prevádzka a užívatelia siete sú domény, ktoré priamo súvisia s fyzickými procesmi energetickej sústavy od výroby, cez prenos a distribúciu až po spotrebu a využitie elektrickej energie. Trh a energetické služby sú definované cez úlohy a aktérov a ich aktivitami na trhu s elektrickou energiou (poskytovanie produktov a služieb).



Obr. 2 Európsky koncepčný model inteligentnej siete

Doména prevádzka - doména je definovaná úlohami a aktérmi v súvislosti s bezpečnou a spoľahlivou prevádzkou elektrizačnej sústavy. Doména zabezpečuje využitie siete v rámci svojich prevádzkových obmedzení a pomáha vykonávať činnosti na trhu. Aktéri v tejto doméne využívajú služby na trhu k naplneniu týchto zodpovedností. Systémový aktér v tejto doméne sú zariadenia ako transformátory, vypínače, systémy manažovania distribúcie, systémy manažovania energií, systémy riadenia mikrosietí, systémy meraní, centrálny systém riadenia a podobne.

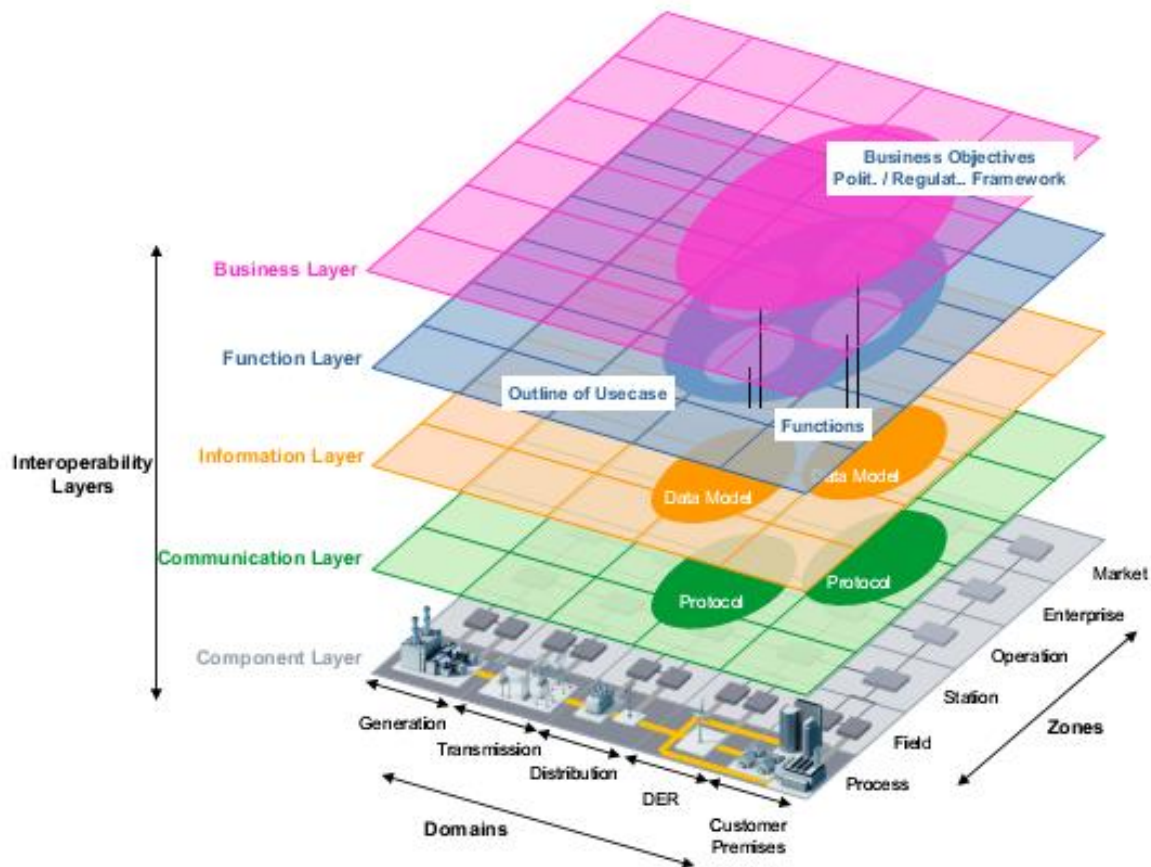
Doména užívateľov siete – doména označená ako užívateľov siete je definovaná úlohami a aktérmi, ktorí pôsobia vo výrobe z veľkých konvenčných centrálnych zdrojov, komerčné a industriálne typy spotrebiteľov, distribuované zdroje, akumulčné systémy a spotrebiteľ elektriny v domácnosti. Úlohy a jednotlivé aktéri v tejto doméne využívajú sieť k prenosu, a distribúcii elektriny z výroby ku spotrebe. Spotrebiteľovia využívajú sieť k napájaniu a dodávke elektrickej energie. Okrem úloh súvisiacich s výrobou, spotrebou a akumuláciou, táto doména zahŕňa okrem typických aktérov (generátor, prenosová sústava a podobne) aj aktérov typu zákaznícky systém manažovania energií (CEM). Užívateľovia siete predstavujú určitú mieru flexibility, pretože v rámci inteligentnej siete sa stávajú aktívnym účastníkom energetického systému.

Doména energetické služby – doména je definovaná úlohami a aktérmi zapojenými od poskytovania energetických služieb pre doménu užívateľov siete. Tieto služby zahŕňajú vyrovňovanie výkonovej bilancie siete a obchodovanie s vyrobenou elektrickou energiou, spotrebovanou alebo akumulovanou v doméne užívateľov siete. Zabezpečuje koordináciu aktivít v doméne užívateľov siete využívajúc mechanizmy balansovania a systémy informačných služieb pre zákazníka. Prostredníctvom domény energetických služieb, užívateľovia siete realizujú svoje aktivity ako napríklad obchodovanie a balansovanie systému. Z domény užívateľov siete sa využíva flexibilita v dodávke a spotrebe energií. Táto flexibilita sa využíva pri balansovaní (vyrovňovaní výkonovej bilancie siete) prostredníctvom podporných služieb a obchodovania na trhu s elektrinou. Táto doména uľahčuje procesy v energetickom systéme a to prostredníctvom úloh, ktoré zabezpečujú fungujúce prepojenie domény užívateľov siete (prevádzka) a trhovej domény (obchodovanie).

Doména trh s elektrickou energiou – táto doména je definovaná prostredníctvom úloh a aktérov, ktorí podporujú obchodovanie s elektrinou (napríklad denné obchodovanie) a ostatné produkty (kapacita siete, podporné služby). Zabezpečuje operácie na trhu v rámci celého reťazca dodávky elektrickej energie. Doména obsahuje tri sub-domény, trh s komoditou, trh s kapacitou prenosovej sústavy a trh s podpornými službami (vrátane flexibility). Aktivita v tejto doméne sú koordinované s doménou prevádzky v záujme zabezpečenia spoľahlivej a bezpečnej prevádzky elektrizačnej sústavy.

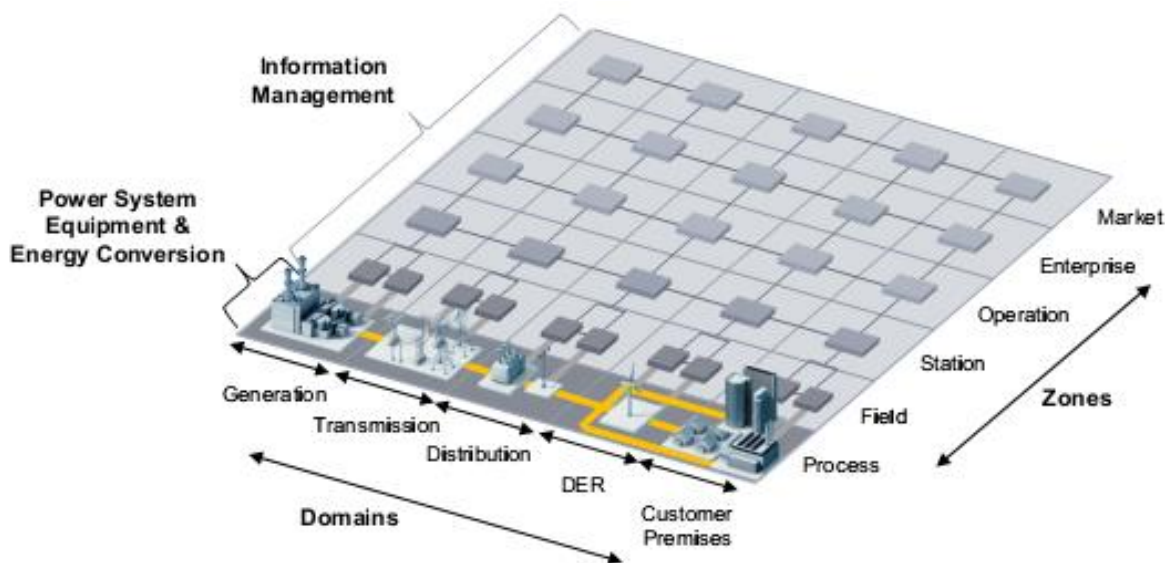
Inteligentná sieť pozostáva z veľkého množstva zariadení prevádzkovaných rôznymi účastníkmi trhu, ktoré pracujú spoločne a ako celok fyzicky tvoria elektrizačnú sústavu. (generátory, transformátory, vedenia, ochrany a automatiky, meracie zariadenia, prenosové a distribučné stanice a pod.). Okrem samotných fyzických prvkov v sústave, v elektroenergetike funguje veľké množstvo rôznych procesov, do ktorých vstupujú a v ktorých zohrávajú jednotlivé úlohy účastníci trhu a užívatelia sústavy. Ako v prípade fyzických zariadení, tak aj v prípade procesov je dôležitá fungujúca komunikácia. Na prevádzku inteligentnej siete s využitím požadovaných funkčností a služieb je potrebná interoperabilita jednotlivých zariadení a procesov. V prípade fyzických prvkov sa jedná o komunikáciu medzi jednotlivými prvkami, v prípade procesov sa jedná aj o komunikáciu medzi jednotlivými účastníkmi trhu a užívateľmi sústavy.

Referenčná architektúra inteligentnej siete (SGAM) reprezentuje informačné toky dát medzi hlavnými doménami a integruje odlišné architektúry viacerých systémov a subsystémov. Takáto technická architektúra je známa pod pojmom SGAM model („Smart Grid Architecture Model“). SGAM opisuje aspekty interoperability a spôsob, akým sú zahrnuté v jednotlivých doménach, zónach využívajúc vrstvomý model (hladiny). Ak vezmeme široký zámer a obsah interoperability v inteligentných sieťach, SGAM je metóda, ktorá hovorí o tom ako prideliť a kategorizovať jednotlivé procesy, operácie, služby a produkty a prideliť k nim vhodné štandardy. SGAM model je rozdelený do troch hlavných dimenzií (oblastí), ktoré tvoria domény („domains“), zóny („zones“) a hladiny („layers“). Tento model je zobrazený na Obr. 3.



Obr. 3 Referenčná architektúra inteligentnej siete

V prevádzke elektrizačnej sústavy rozlišujeme medzi fyzickými procesmi v celom reťazci dodávky elektrickej energie („Energy Conversion“) a procesmi v súvislosti s poskytovaním a výmenou informácií, tzv. informačný manažment („Information Management“) medzi jednotlivými relevantnými subjektmi/resp. zariadeniami v elektrizačnej sústave. Tento pohľad je reprezentovaný „dvojrozmernou rovinou inteligentnej siete“ („Smart Grid Plane“). V tejto rovine je v jednom smere obsiahnutý celý fyzikálny reťazec dodávky elektrickej energie reprezentovaný prostredníctvom jednotlivých tzv. domén, z ktorých každá prislúcha k danej časti reťazca dodávky elektriny. V druhom smere je táto rovina rozdelená do tzv. hierarchických zón, ktoré reprezentujú úroveň informačného manažmentu. Rovina inteligentnej siete umožňuje zastúpiť rôzne systémy a vzťahy medzi jednotlivými systémami v kontexte domén celej elektrizačnej sústavy a hierarchickej štruktúry informačného manažmentu jednotlivých domén. Takáto dvojrozmerná rovina inteligentnej siete je zobrazená na Obr. 4.



Obr. 4 Rovina inteligentnej siete

Celý reťazec dodávky elektrickej energie od výroby až po konečnú spotrebu je v rámci SGAM modelu rozdelený do nasledovných domén:

- **centralizovaná výroba („Generation“),**
 - táto doména reprezentuje výrobu elektrickej energie vo veľkých konvenčných elektrárnach (atómové, tepelné, veľké vodné elektrárne, veľkých veterné parky, veľké solárne elektrárne. Centralizovaná výroba je zvyčajne pripojená do prenosovej sústavy,
- **prenos („Transmission“),**
 - doména reprezentuje energetickú infraštruktúru a organizáciu, ktorá má za úlohu preniesť elektrinu na veľké vzdialenosti. Inými slovami, jedná sa o prenosovú sústavu,
- **distribúcia („Distribution“),**
 - reprezentuje energetickú infraštruktúru a organizáciu, má za úlohu distribúciu elektrinu koncovým odberateľom. Jedná sa o prevádzkovateľa distribučnej sústavy,
- **distribúovaná výroba („Distributed Energy Resources“),**
 - reprezentuje distribuované zdroje elektrickej energie pripojené priamo k verejnej distribučnej sústave. Spravidla sú to malé zdroje s menším inštalovaným výkonom (v rozsahu od 3 kW – 10 MW). Tieto zdroje elektrickej energie sú zvyčajne ovládané priamo prevádzkovateľom distribučnej sústavy ale môžu byť taktiež riadené prevádzkovateľom prenosovej sústavy alebo aj napríklad agregátorom,
- **koncový zákazník („Customer Premises“),**
 - táto časť zastupuje koncových odberateľov ako aj lokálnych výrobcov elektriny. Pod koncového zákazníka spadajú priemyselní odberatelia ako aj odberatelia v domácnosti. Taktiež do tejto domény môžeme zahrnúť aj výrobcov z malých fotovoltických elektrární, akumuláciu vo forme elektromobilov, iné akumulčné zariadenia batérií, mikroturbíny.

Každá z uvedených fyzických domén elektrizačnej sústavy je rozdelená do šiestich hierarchických úrovni manažmentu, tzv. zón:

- **proces („Process“),**
 - zahŕňa fyzickú, chemickú, alebo inú premenu energie (elektrina, slnko, teplo, voda, vietor a podobne) a fyzické zariadenia priamo súvisiace s výrobou, prenosom/distribúciou, transformáciou a spotrebou elektrickej energie. Patria sem generátory, transformátory, výkonové vypínače, vzdušné a káblové vedenia, záťaže a rôzne druhy snímačov a pohonov ktoré sú priamo spojené s procesom,
- **pole („Field“),**
 - zahŕňa zariadenie súvisiace s ochranou, ovládaním a sledovaním procesu v elektrizačnej sústave (napr. ochrany, ovládacie terminály, rôzne druhy inteligentných elektronických zariadení, ktoré získavajú dáta z procesu elektrizačnej sústavy,
- **stanica („Station“),**
 - údaje z pola sú zvyčajne agregované a koncentrované v tejto zóne za účelom redukcie veľkého množstva údajov pochádzajúcich z pola. Stanica reprezentuje úroveň lokálnej agregácie pre úroveň poľa, napr. zber a koncentráciu dát, automatiky elektrickej stanice, lokálne systémy SCADA, riadenie bloku a pod.,
- **prevádzka („Operation“),**
 - predstavuje riadenie a prevádzku danej domény elektrizačnej sústavy, teda distribučný systém riadenia, systém riadenia spotreby bloku, alebo prenosovej sústavy, systémy riadenia dobíjania elektromobilov a pod.,
- **podnik („Enterprise“),**
 - zahŕňa obchodné a organizačné procesy, služby a infraštruktúry daného podniku (prevádzkovateľa sústavy, poskytovateľa služieb, obchodníka s energiou a podobne). Predstavuje procesy v správe majetku, logistika, riadenie pracovnej sily, školenia zamestnancov, zákaznícky servis, účtovníctvo a pod.,
- **trh („Market“),**
 - odzrkadľuje možné operácie na trhu pozdĺž celého reťazca premeny energie, teda obchodovanie s energiami, trh so surovinami, maloobchodné trhy, a pod.

Pre plnosť opisu jednotlivých „rozmerov“ SGAM modelu je potrebné uviesť dôležitú súčasť ktorou je interoperabilita v inteligentných sieťach. Pre skúmanie a zabezpečenie interoperability medzi systémami a komponentmi, SGAM využíva rozdelenie do piatich abstraktných hladín interoperability, pričom tieto jednotlivé hladiny reprezentujú rôzne časti pohľadu na interoperabilitu. Každá hladina pokrýva rovinu inteligentnej siete tvorenú elektrickými doménami a ich zónami informačného manažmentu. Cieľom takéhoto hladinového modelu je vedieť určiť, v ktorej zóne informačného manažmentu prebieha interakcia medzi doménami. To umožňuje prezentovať nielen súčasný stav v elektrizačnej sústave, ale navyše to umožňuje zobrazíť rôzne scenáre pre budúce inteligentné siete.

Tie hladiny reprezentujú rôzne oblasti interoperability:

- **obchodná hladina („Business Layer“),**
 - hladina predstavuje pohľad na výmenu informácií z pohľadu obchodných procesov v rámci inteligentných sietí. SGAM môže byť použitý na zobrazenie regulačných a ekonomických (trhových) štruktúr (s použitím harmonizovaných činností a povinností tzv. „harmonized roles“ a „responsibilities“) a regulačných politík, obchodných modelov a prípadov použitia, tzv. use cases, obchodného portfólia (produkty a služby) zúčastnených subjektov na trhu,
- **funkčná hladina („Function Layer“),**
 - predstavuje hladinu funkcií, popisuje teda funkcie a služby, vrátane ich vzájomných vzťahov z pohľadu architektúry systému. Tieto funkcie sú prezentované nezávisle od hráčov („actor“) a fyzickej implementácie v aplikáciách v systémoch a použitých HW komponentov. Tieto funkcie sa získavajú z prípadov použitia („use case“ functionality), ktoré sú nezávislé od hráčov,
- **informačná hladina („Information Layer“),**
 - informačná hladina opisuje informáciu, ktorá je použitá a vzájomne sa vymieňa medzi funkciami, službami a komponentmi. Obsahuje informačné objekty a základné dátové modely. Tieto informačné objekty a dátové modely predstavujú vzájomnú sémantickú zrozumiteľnosť pre funkcie a služby s cieľom umožniť interoperabilitu pri výmene informácií prostredníctvom komunikačných prostriedkov,
- **komunikačná hladina („Communication Layer“),**
 - pomocou komunikačnej hladiny sa opisujú protokoly a mechanizmy pre interoperabilnú výmenu informácií medzi komponentmi, vychádzajúc z prípadu použitia, funkcií a služieb, informačných objektov a dátových modelov,
- **hladina komponentov („Component Layer“),**
 - hladina komponentov opisuje fyzickú realizáciu všetkých použitých komponentov v kontexte inteligentnej siete. To zahŕňa množinu systémových aktérov a technologických aktérov ako sú zariadenia v prenosovej sústave (typicky umiestnené v zóne procesy a zóne pole), ochrany a automatiky, sieťová infraštruktúra (bezdrôtové a káblové komunikačné spojenia, smerovače, prepínače, servery) a všetky typy počítačov.

Každá hladina pokrýva rovinu inteligentnej siete tvorenú elektrickými doménami elektrizačnej sústavy a ich zónami informačného manažmentu.

1.1 Systémy inteligentnej siete

Rôzne systémy zahrnuté v inteligentnej sieti umožňujú interakciu rôznych hierarchických úrovní (zóny) v rámci jednej domény elektrizačnej sústavy, alebo spájajú viacero domén na úrovni jednej zóny. Z tohto dôvodu môžeme systémy inteligentnej siete rozdeliť do nasledovných kategórií:

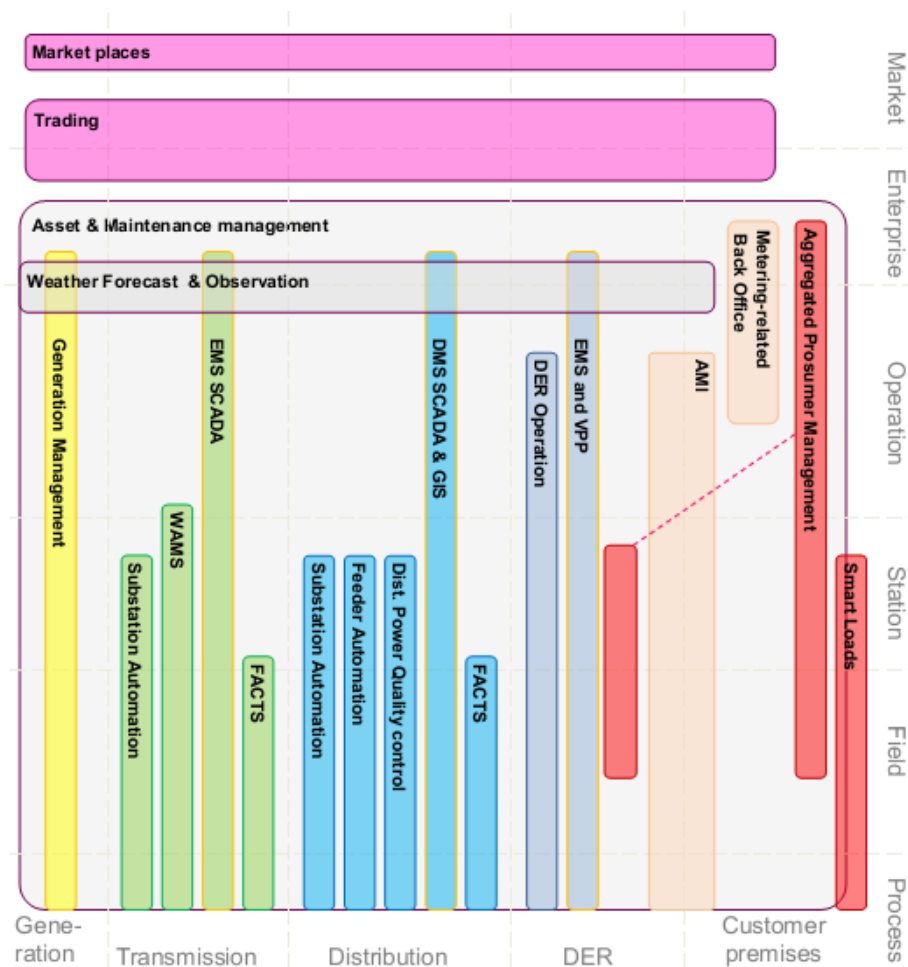
- systémy pracujúce v rámci domény (výroba, prenos, distribúcia, distribuovaná výroba, koncoví zákazníci),
- funkčné systémy (prevažne prekračujú hranice domény) napr. systém riadiaci burzu, systém riadenia spotreby a pod.,
- ostatné systémy prevažne zamerané na administratívu (referenčný čas, správa zariadení a podobne).

Elektrizačná sústava obsahuje centralizovanú výrobu, prenosovú a distribučnú sústavu, distribuované zdroje, riadenie spotreby, elektromobilitu, trh s elektrinou a administratívne systémy. Pracovná skupina SG-CG v rámci mandátu definovala zoznam systémov, ktoré tvoria inteligentnú sieť. Tieto systémy sú rozdelené do viacerých kategórií:

- centralizovaná výroba,
 - riadiaci systém výroby,
- systémy riadenia prenosovej sústavy,
 - ochrany a automatiky elektrickej stanice,
 - WAMS (monitorovací systém rozsiahlej oblasti),
 - systém riadenia spotreby energie SCADA,
 - systémy FACTS,
- systémy riadenia distribučnej sústavy,
 - ochrany a automatiky elektrickej stanice,
 - systém chránenia napájача / inteligentné automatiky opätovného zapínania,
 - systém riadenia kvality dodávky,
 - systém riadenia distribúcie energie SCADA a GIS,
 - systémy FACTS,
- systémy riadenia distribuovanej výroby,
 - riadenie prevádzky distribuovaného zdroja elektriny,
 - systém DER EMS a systém virtuálneho bloku elektrárne,
- inteligentné meracia systémy,
 - systém pokročilej meracej infraštruktúry,
 - servisný systém merania,
- systémy vyvažovania (balancovania) spotreby a výroby,
 - systém agregátora („Aggregation Prosumers Management System“),
- trhové systémy,
 - trh s elektrinou,
 - obchodné systémy,

- elektromobily (pripojené k sieti),
 - systém elektromobility,
- administratívne systémy,
 - systém riadenia a údržby aktív,
 - systém správy komunikačnej siete,
 - systém referenčného času,
 - systém overenia oprávnení účtov,
 - systém vzdialenej správy zariadení,
 - systém sledovania a predpovede počasia.

Na Obr. 5 sú zobrazené tieto systémy tvoriace inteligentnú sieť v jednotlivých doménach a zónach SGAM modelu.



Obr. 5 Systémy inteligentnej siete

1.2 Zobrazovanie prípadov použitia do SGAM modelu

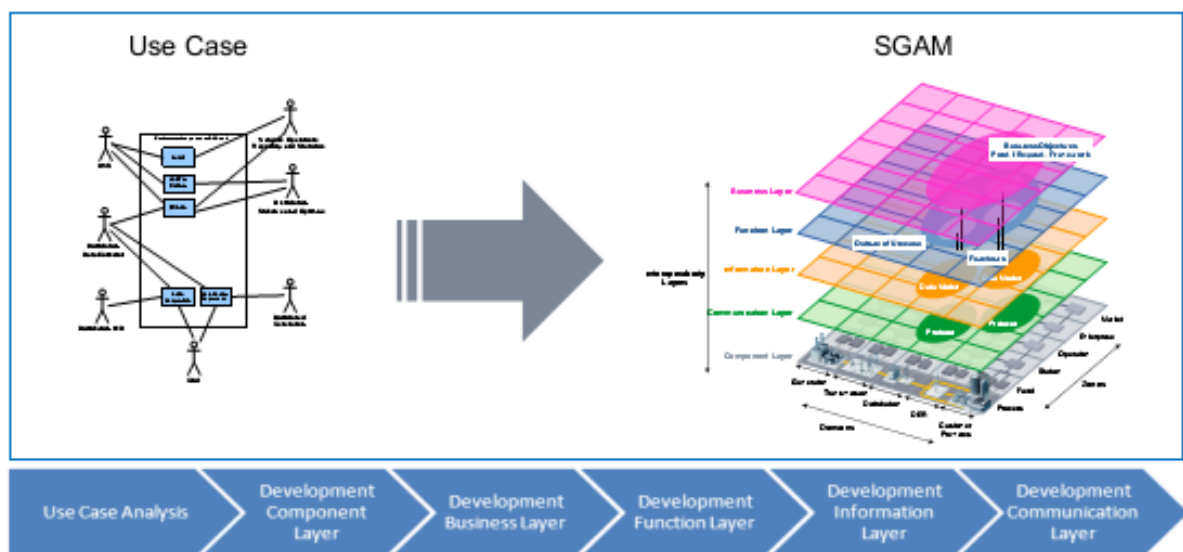
Mapovanie procesu do SGAM modelu môže byť využité pre súvisiace úlohy:

- zobrazenie prípadu použitia („use case“) v snahe za účelom potvrdenia štandardov podporujúcich daný proces,
- identifikácia nedostatkov súvisiacich so štandardmi,
- zobrazenie existujúcich architektúr do všeobecného obrazu,
- vývoj architektúr inteligentnej siete.

Zobrazovanie, alebo často nazývané aj ako mapovanie procesu do SGAM modelu je tvorené viacerými krokmi:

- analýza prípadu použitia,
- vývoj hladiny komponentov,
- vývoj obchodnej hladiny,
- vývoj funkčnej hladiny,
- vývoj informačnej hladiny,
- vývoj komunikačnej hladiny.

Na Obr. 6 je zobrazený principiálny proces zobrazenia prípadu použitia do SGAM modelu.



Obr. 6 Proces zobrazenie prípadu použitia do SGAM modelu

Analýza prípadu použitia

Prvým krokom je analýza prípadu použitia, ktorý má byť zobrazený do SGAM modelu. Zároveň je nevyhnutné, aby opis prípadu použitia bol dostatočný na to, aby bolo možné prípad použitia zobraziť. To si vyžaduje opis prípadu použitia obsahoval nasledovné informácie:

- meno, rozsah a účel prípadu použitia,
- diagram prípadu použitia,
- typy a názvy použitých aktérov,
- predpoklady a podmienky,
- kroky prípadu použitia („use case steps“),
- informácie, ktoré budú vzájomne vymieňané medzi aktérmi,
- funkčné a ostatné požiadavky.

Z uvedeného vyplýva, že pred tým než sa pristúpi k zobrazeniu prípadu použitia v SGAM modeli, musí byť tento prípad použitia vopred definovaný a opísaný.

Vývoj hladiny komponentov – obsah hladiny komponentov je odvodený od informácií, ktoré vyplývajú z prípadu použitia vzhľadom na aktérov s ktorými prípad použitia počíta. ako aktéri môžu vystupovať rôzne typy zariadení, aplikácie, osoby a organizácie. Aktéri môžu byť spojení s relevantnými doménami pre prípad použitia. Rovnakým spôsobom môžu byť identifikované zóny, kde pôsobia jednotliví aktéri.

Vývoj obchodnej hladiny – v obchodnej hladine sa vykonávajú obchodné procesy a služby a zahŕňa organizácie, ktoré súvisia s prípadom použitia, ktorý má byť zobrazený do SGAM modelu. To sa týka aj obchodných cieľov, ekonomických a regulačných obmedzení súvisiacich s prípadom použitia. Tieto podnikateľské subjekty sú zobrazené (umiestnené) do vhodných domén a zón.

Vývoj funkčnej hladiny – funkčná hladina má predstavovať funkcie a ich vzájomné vzťahy, vzhľadom na domény a zóny ktoré sa objavujú v danom prípade použitia. Funkcie sú odvodené od prípadu použitia tým, že sú opísané a známe jeho funkcionality. Typický prípad použitia sa skladá z niekoľkých čiastkových prípadov použitia („sub use cases“) s konkrétnymi vzťahmi. Tieto čiastkové prípady použitia môžu byť pretransformované do funkcií pri ich formulovaní nezávisle od aktérov.

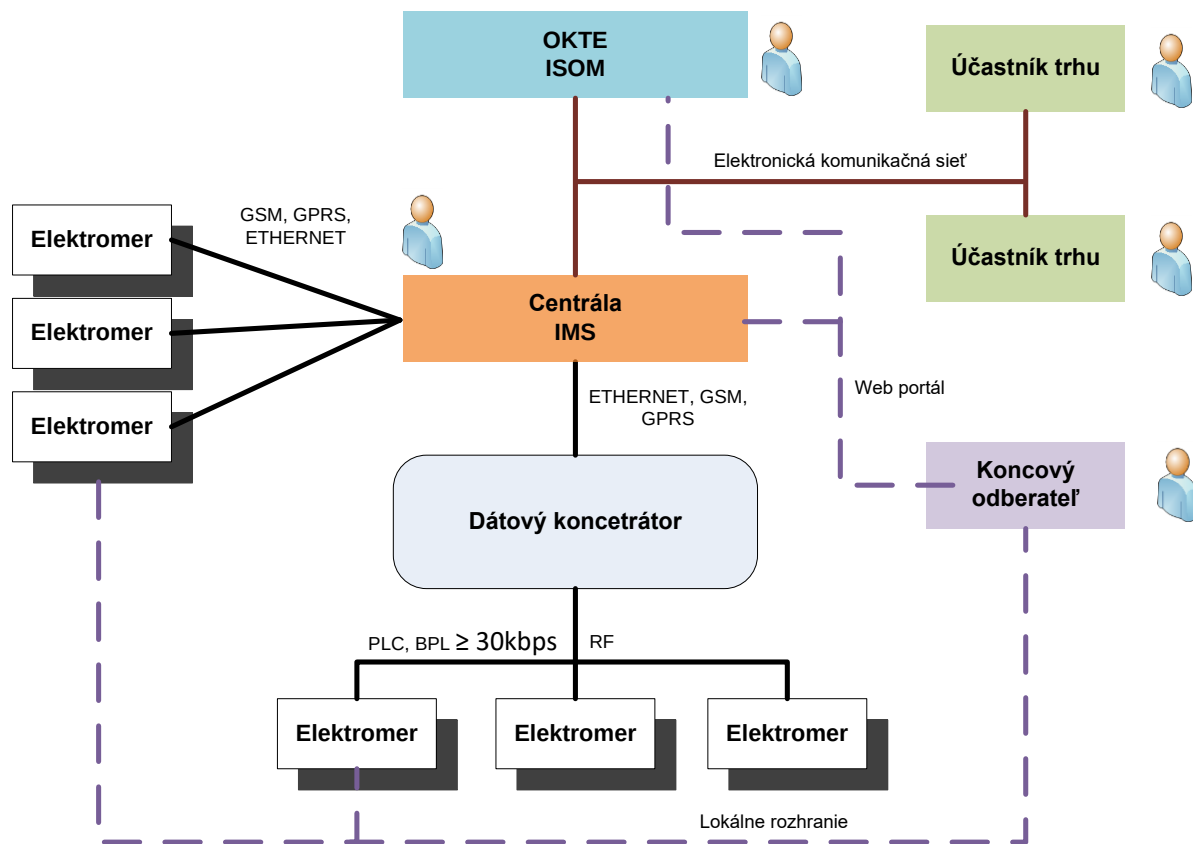
Vývoj informačnej hladiny – informačná hladina popisuje informácie, ktoré sú požité a vzájomne vymieňané medzi funkciami, službami a komponentmi. Informačné objekty, ktoré sú vymieňané medzi účastníkmi sú odvodené z opisu prípadov použitia vo forme krokov prípadu použitia a sekvenčných diagramov. Základné dátové modely sú identifikované pomocou analýzy dostupných štandardov, pokiaľ tieto poskytujú podporu vymieňania informačných objektov. Informačné objekty a základné dátové modely sú umiestnené v rámci SGAM modelu do príslušných domén a zón.

Vývoj komunikačnej hladiny - účelom komunikačnej hladiny je popísať protokoly a mechanizmy pre interoperabilnú vzájomnú výmenu informácií medzi aktérmi prípadu použitia. Vhodné protokoly a mechanizmy sú identifikované na základe informačných objektov a dátových modelov. Jednotlivé komunikačné protokoly a mechanizmy výmeny informácií sú umiestnené do príslušných domén a zón SGAM modelu, vzhľadom na ich použitie.

2 Komunikačné technológie v inteligentných meracích systémoch

Každý inteligentný merací systém sa skladá z dvoch hlavných prvkov – samotný inteligentný elektromer a hlavná dátová centrála, ktorú z pravidla prevádzkuje prevádzkovateľ distribučnej sústavy. Medzi týmito dvoma prvkami, musí existovať komunikačné spojenie podporujúce obojsmernú komunikáciu a prenos údajov (inteligentný elektromer musí byť vybavený minimálne jedným komunikačným modulom).

V podmienkach SR definuje požiadavky na dátové a komunikačné siete dokument s názvom Vyhláška č. 358/2013 Z.z., ktorou sa ustanovuje postup a podmienky v oblasti zavádzania a prevádzky inteligentných meracích systémov v elektroenergetike. Predmetná vyhláška definuje minimálne požiadavky na dátové a komunikačné siete, prostredníctvom ktorých sa majú zdieľať údaje v rámci IMS, a prostredníctvom ktorých budú jednotliví účastníci trhu s elektrinou medzi sebou komunikovať. Podľa platnej legislatívy časť komunikačnej architektúry Inteligentný elektromer – centrála inteligentného meracieho systému môže byť riešená systémom priamej komunikácie („bod-bod“) alebo nepriamej komunikácie s využitím koncentrátorovej technológie. Uvedená vyhláška poskytuje možnosť využiť v komunikačnej architektúre tiež iné v súčasnosti dostupné komunikačné technológie pre vzájomnú komunikáciu medzi jednotlivými účastníkmi trhu s elektrinou, ktoré možno všeobecne definovať ako elektronickú komunikačnú sieť. Na Obr. 7 je zobrazená principiálna schéma komunikačnej siete pre IMS v SR.



Obr. 7 Možnosti komunikačnej architektúry IMS v podmienkach SR

(Poznámka: Elektronická komunikačná sieť je funkčne prepojená sústava prenosových systémov, a ak je to potrebné, prepájacích alebo smerovacích zariadení, vrátane sieťových prvkov, ktoré nie sú aktívne, ktoré umožňujú prenos signálov po vedení, rádiovými, optickými alebo inými elektromagnetickými prostriedkami, vrátane družicových sietí, pevných sietí s prepájaním okruhov a s prepájaním paketov, internetu a mobilných pozemských sietí, sietí na rozvod elektrickej energie v rozsahu, v ktorom sa používajú na prenos signálov, sietí pre rozhlasové a televízne vysielanie a káblových distribučných systémov bez ohľadu na druh prenášaných informácií.)

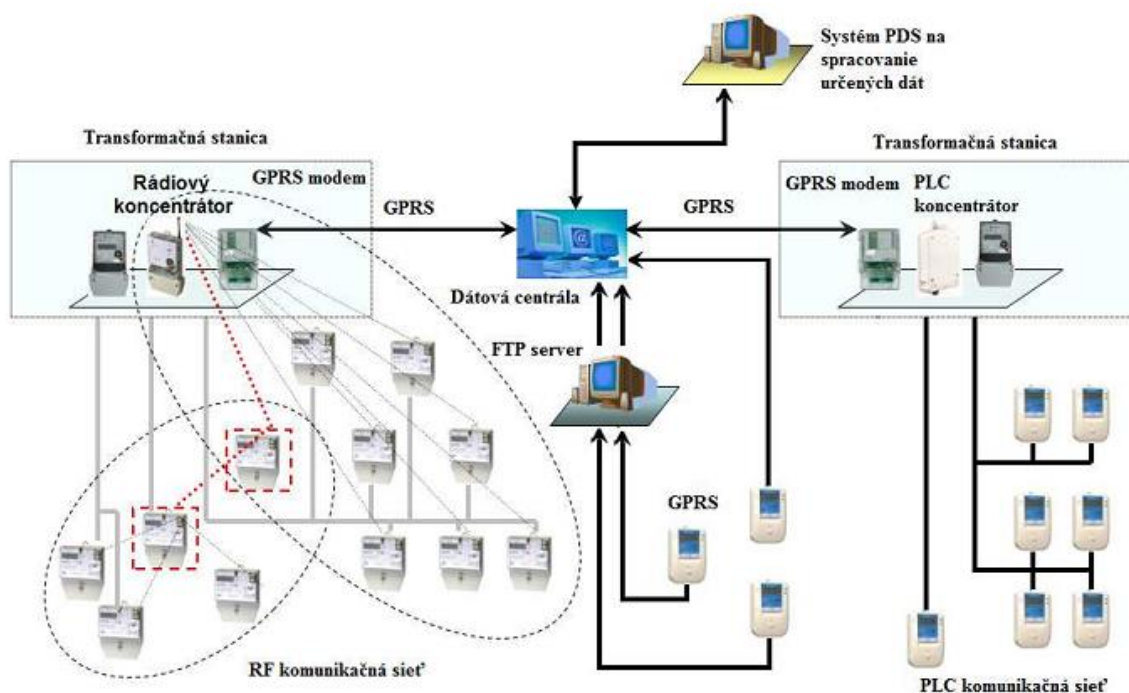
Dôležitou vlastnosťou komunikačného systému je aj rýchlosť a predovšetkým spoľahlivosť prenosu údajov, ktorú daná použitá technológia podporuje. Požiadavka na rýchlosť sa môže v rôznych prípadoch líšiť a súvisí s množstvom a typom prenášaných údajov. Inteligentný merací systém môže byť využívaný aj na podporu riadenia distribučnej sústavy (napríklad dynamické tarify a riadenie sústavy na strane spotrebiteľa). V takomto prípade sa kladie väčší dôraz na rýchlosť prenosu údajov. Pri „jednoduchšom“ procese, akým je len zber profilových údajov a mesačných registrov, môže byť použitá aj technológia podporujúca nižšie rýchlosti. V týchto prípadoch je potrebné použiť takú technológiu, ktorá umožní zozbierať údaje z všetkých elektromerov tak rýchlo a spoľahlivo, aby boli tieto údaje dostupné pre ďalšie spracovanie a odosielanie. (spravidla sa vyžaduje úspešnosť prvotného odpočtu aspoň 95 % a dostupnosť v systéme ISOM do 9:00 hod. ráno nasledujúceho dňa v prípade meraní typu A – priebehové merania s denným odpočtom). Pri výbere komunikačnej technológie je dôležité dbať aj na zabezpečenie komunikácie a ochranu osobných údajov.

Komunikácia medzi určeným meradlom a dátovou centrálou môže byť:

- **priama komunikácia („bod-bod“),**
 - pri priamej komunikácii dochádza k priamemu spojeniu medzi centrálou a inteligentným elektromerom. Pri priamej komunikácii sa najčastejšie využívajú technológie GSM, GPRS, Ethernet,
- **nepriama komunikácia,**
 - pri nepriamej komunikácii je komunikačná cesta rozdelená do dvoch častí. V prvej časti komunikuje centrála s dátovým koncentrátorom a v druhej časti komunikuje dátový koncentrátor s inteligentným elektromerom alebo skupinou inteligentných elektromerov. Dátový koncentrátor býva spravidla umiestnený v distribučnej transformačnej stanici. Pri nepriamej komunikácii dátová centrála komunikuje s elektromerom cez dátový koncentrátor. Výhodou takého riešenia je to, že dátový koncentrátor môže obsluhovať viacero elektromerov a voči centrále vystupuje ako jeden komunikačný bod. Dátový koncentrátor obsahuje integrovaný modul pre obojsmernú komunikáciu s elektromermi a umožňuje aj ich konfiguráciu, resetovanie alebo synchronizáciu času. Tak isto je možné v danom koncentrátore naplánovať odpočtové úlohy, čím sa odľahčí komunikácia smerom z centrály. Koncentrátor môže prevziať na seba niektoré úlohy, čím sa dosiahne tzv. „rozdelenie inteligencie“. Komunikácia medzi inteligentným elektromerom a koncentrátorom je spravidla realizovaná technológiou PLC po silových, menej často rádiovou technológiou. Výmena informácií sa môže realizovať taktiež prostredníctvom optických vlákien, zabudovaných

v zemných lanách silových vedení. Druhá časť komunikácie medzi koncentrátorom a hlavnou dátovou centrálou býva realizovaná spravidla technológiou GPRS alebo WAN sieťou.

Hlavná dátová centrála zabezpečuje zber a archiváciu všetkých nameraných dáta z elektromerov a zároveň generuje a vysiela povely k elektromerom. Hoci IMS umožňuje stiahnutie dát v ľubovoľnom čase, bežne sa používa denná frekvencia na sťahovanie meraných dát. Obojsmerná komunikácia dátovej centrály smerom k elektromerom umožňuje požadovať dáta z elektromerov, ale aj posilať smerom k elektromerom príkazy, ako napríklad programovanie firmwaru, synchronizovanie času a zisťovanie parametrov pre sledovanie stavu sústavy a podobne. Na Obr. 8 sú zobrazené komunikačné cesty v IMS.



Obr. 8 Spôsoby komunikácie v IMS

Súčasťou IMS je aj systém PDS na spracovanie údajov, ten však v zmysle komunikácie nie je súčasťou tej časti komunikácie IMS medzi centrálou a inteligentným elektromerom. Tento systém pre spracovanie určených dát dátovej centrály obsahuje kmeňové dáta o odberných miestach - technické údaje a zmluvné údaje o koncových odberateľoch elektriny. V príslušných moduloch tohto systému sú ukladané údaje o meracích prístrojoch na odberných miestach, odpočtoch nameraných dát, dátach pre fakturáciu a servisné zákazky. Z tohto systému sú poskytované dáta účastníkom trhu s elektrinou – odberateľom, dodávateľom elektriny a do centrálneho dátového skladu spoločnosti OKTE, a.s.

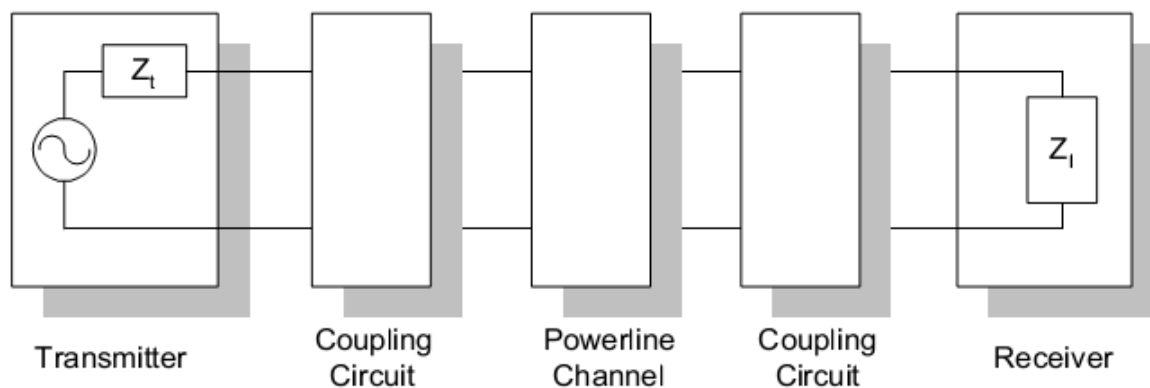
3 Analýza komunikačných PLC štandardov

Technológia PLC sa vo svete používa už približne od 50. rokov 20. storočia. Ide o využívanie silovej infraštruktúry energetickej siete na prenos informácií. Prečo sa táto technológia používa vyplýva z jej hlavnej výhody, ktorou je prenos dát už po súčasnom vedení veľmi vysokého, vysokého alebo nízkeho napätia. To umožňuje rôzne využitia automatizácie ako v priemyselných závodoch, v inteligentných meracích systémoch na diaľkový odpočet údajov tak aj v bežných budovách a domácnostiach pre inteligentné ovládanie spotrebičov. Tým, že pri realizácii takejto komunikácii odpadá potreba zariadenia iných komunikačných kanálov, PLC technológia výrazne znižuje náklady na budovanie komunikačného systému. Touto výhodou sa technológia PLC dostáva do popredia pri budovaní inteligentných meracích systémov a inteligentných sietí.

Komunikácia po silovom vedení sa používa kvôli možnosti využitia existujúcej rozvodnej striedavej siete. Keďže primárnym využitím silových vedení je prenos elektrickej energie s frekvenciou 50 Hz, vyskytuje sa celý rad problémov pri prenose dát. Silové vedenie na rozdiel od vední priamo určených na prenos údajov (optické vedenia, telefónne vedenia a podobne) predstavuje komunikačný kanál/prostredie, ktorého fyzikálne parametre ovplyvňujúce komunikáciu sa v čase menia. Týmto parametrami sú napríklad silné rušenie, rôzna impedancia vedenia, útlm signálu, a podobne.

PLC modemy medzi sebou komunikujú v polo-duplexnom režime, čo znamená režim striedavej obojsmernej komunikácie po jednej linke. Komunikácia prebieha v určitom čase len jedným smerom, smer komunikácie sa však mení. Pripojenie PLC zariadenia k silovej elektrickej sieti sa realizuje cez tzv. väzobné členy ktoré môžu byť induktívne alebo kapacitné. Po galvanickom oddelení a odfiltrovaní napájacej zložky (50 Hz) zostáva pásmo, ktoré sa využíva pre modulovaný prenos dát. Použitím niektorej z úzkopásmových alebo širokopásmových modulácií signálu, sú prenášané dáta z PLC zariadenia injektované pomocou väzobného člena do elektrickej siete na nosnú frekvenciu ktorá je výrazne väčšia než frekvencia sieťového napätia (50 Hz) a amplitúda signálu je výrazne nižšia ako amplitúda silovej frekvencie. Takto prenesený signál je na strane prijímača za pomoci väzobného obvodu (frekvenčného filtra) oddelený od nosnej frekvencie, čo znamená získanie pôvodného dátového signálu. S veľkosťou rušenia priamo súvisí rýchlosť prenosu a jeho chybovosť, čo tiež ovplyvňuje výber použitej modulácie a výber údajov, ktoré sú prostredníctvom PLC technológie prenášané. Rušenie signálu predstavuje veľký problém u akejkoľvek komunikácie po napájacom vedení.

Všetky nízkonapäťové siete vzhľadom na ich konštrukciu predstavujú komunikačnú sieť tvorenú mnohými komunikačnými kanálmi, z ktorých každý má svoje charakteristiky a kvalitu. Na nasledujúcom obrázku je zjednodušene principiálne zobrazený jeden komunikačný kanál PLC technológie.



Obr. 9 Komunikačný PLC kanál

Úspešnosť komunikácie PLC, resp. kvalitu komunikačného kanála ako silového vedenia ovplyvňuje viacero faktorov:

- kolísanie impedancie - impedančné prispôsobenie vysielača a prijímača,
- útlm kanálu/signálu,
- rušenie signálu,
- časovo závislá zmena parametrov vplývajúcich na kvalitu komunikačného kanála.

Kolísanie impedancie - Impedančné prispôsobenie

Pri klasických komunikačných kanáloch je impedančné prispôsobenie podstatne jednoduchšie, nakoľko sú vopred relatívne dobre známe impedancie komunikačného vedenia (káble). Pri silových vedeniach to však nie je jednoduché a nedochádza k impedančnému prispôsobeniu vysielača/prijímača. Impedancia sa v čase mení rádovo od $m\Omega$ po $k\Omega$. Zvyčajne sa odporúča doplniť filtre na stabilizáciu siete. Tieto by však museli byť umiestnené v každej domácnosti (vybavenej s elektromerom s PLC komunikáciou), čím by sa zvýšili investičné náklady do budovania komunikačnej infraštruktúry.

Útlm kanálu/signálu

Silové vedenie nie je primárne určené na prenos signálu o vyšších frekvenciách ako je 50Hz. Silové vedenia sú charakteristické svojimi elektrickými parametrami ako je odpor, indukčnosť, kapacita a zvod. Vedenie tak samo o sebe predstavuje filter, ktorý má svoju frekvenčnú charakteristiku a môže spôsobiť útlm signálu na určitých frekvenciách. Okrem parametrov samotných vedení, na útlm signálu má výrazný vplyv aj samotná záťaž. Impedancia nn siete je potom tvorená impedanciou samotných vedení a záťažami pripojených do tejto siete. Doterajšie výsledky hovoria o tom, že na útlm signálu majú najväčší vplyv práve záťaže. Útlm signálu sa vyjadruje v dB a predstavuje pokles amplitúdy signálu. Čím je hodnota útlmu menšia, tým je signál menej tlmený.

Rušenie PLC signálu

V PLC systémoch sa rušenie delí do dvoch prípadov. Prvý prípad nastáva, keď zariadenie PLC môže byť objektom rušenia pochádzajúceho od iných zariadení. V druhom prípade PLC zariadenie môže byť zdrojom rušenia pre ostatné zariadenia nachádzajúce sa v jeho blízkosti.

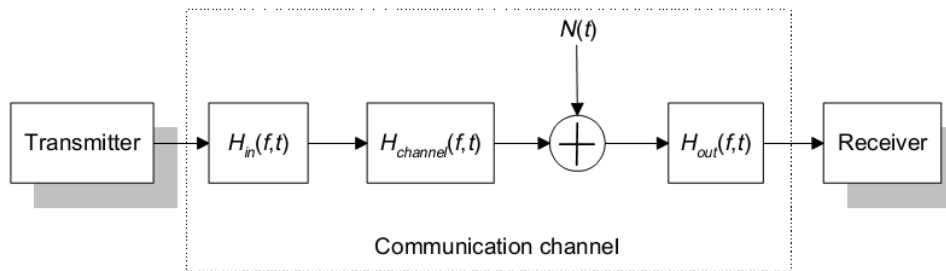
Rušenie je taktiež veľký problém u technológií PLC, kedy je dôležité dosiahnuť flexibilného riešenia. Preto je nutné použiť kvalitné modulačné techniky pre prenos dát s čo najvyššou rýchlosťou a čo najmenšou chybovosťou. Mimo rušenia sa na komunikácii prejavujú napríklad presluchy a interferencie, ktoré sa objavujú aj náhodne.

Rozdelenie typov rušení:

- šum na pozadí,
 - v sieti je vždy prítomný,
 - zložený z množstva zdrojov rušenia s nízkou intenzitou,
 - premenné v čase,
- úzkopásmové rušenie,
 - prejavuje sa formou úzkych špičiek s vysokou spektrálnou výkonovou hustotou (PSD),
 - do frekvencie 150 kHz ho spôsobujú spínané procesy, meniče frekvencie, žiarivky, televízne a počítačové monitory,
 - od frekvencie 150 kHz je rušenie spôsobené rozhlasovými stanicami ktoré vysielajú na stredných a krátkych vlnách,
- impulzné rušenie,
 - spôsobené spínanými zdrojmi, tyristorovými regulátormi, kolektorovými elektromotormi,
 - veľmi častý typ rušenia,
 - prejavuje sa formou krátkych napäťových špičiek s dĺžkou trvania zvyčajne do stoviek s,
- asynchrónne rušenie,
 - spôsobujú ho spínacie prvky v sieti (počítače),
- synchronné rušenie,
 - najčastejšie je spôsobené napäťovými konvertormi.

Rušenie sa vyhodnocuje pomocou veličiny SNR. Čím väčšia je hodnota SNR, tým je komunikácia odolnejšia voči rušeniu.

Model PLC komunikačného kanála možno vytvoriť spojením vyššie uvedených faktorov/parametroch charakterizujúcich tento kanál. Na nasledujúcom obrázku je zobrazený zjednodušený matematický model komunikačného PLC kanálu. Všetky tieto parametre okrem rušenia sú modelované ako časovo závislé lineárne filtre charakteristické svojou frekvenčnou odozvou, ktorá je daná prenosovou funkciou $H(f,t)$. Rušenie je modelové ako prídavné aditívne náhodné rušenie $(N(t))$.



Obr. 10 Model komunikačného PLC kanálu

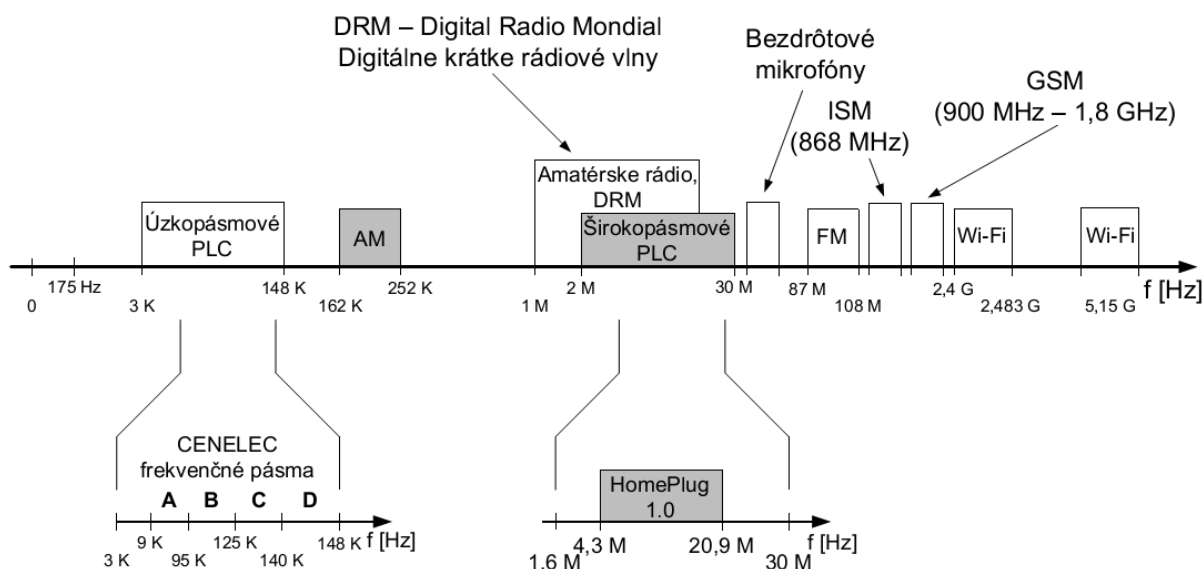
Aby bolo možné prenášať dáta po silových vedeniach s prijateľnou chybovosťou, a dostatočnou rýchlosťou, je nutné použiť systém, ktorý minimalizuje najčastejšie chyby a čo najrýchlejšie sa obnovuje po výpadkoch. V konečnom dôsledku sa potom javí prenos ako bezchybný. Preto je nutné použiť dobré techniky detekcie a korekcie chýb prenosu (redundancie). Všeobecne môžeme chybovosť znížiť napríklad rozšírením komunikačného pásma, kde budú mať nosné frekvencie dostatočný rozstup a pri dostatočným počte nosných sa zvýši tak aj rýchlosť prenosu.

3.1 PLC technológie

PLC technológie rozdeľujeme do troch hlavných typov:

- ultra úzkopásmové,
 - technológia pre veľmi nízke prenosové rýchlosti (približne 100 b/s) v pásme 0,3-3 kHz, alebo 30-300 Hz. Z dôvodu nízkych frekvencií majú zariadenia UNB veľký dosah (až 150 km a viac). Hoci rýchlosť prenosu dát je nízka, tieto systémy používajú rôzne formy paralelizácie a efektívneho adresovania, ktoré podporujú dobrú škálovateľnosť. Ide väčšinou o lokálne riešenia, ktoré sú v prevádzkované už niekoľko rokov,
- úzkopásmové
 - technológia pracujúca vo frekvenčnom pásme 3-500 kHz, ktorá zahŕňa Európske pásma CENELEC, Americkú FCC, Japonské ARIB a čínske pásma. NB technológie môžeme ďalej rozdeliť na:
 - technológie s nízkou rýchlosťou prenosu dát („Low Data Rate“) - technológia využívajúca jednu nosnú frekvenciu, a dosahuje prenosové rýchlosti maximálne niekoľko kb/s. Niektoré typické príklady sú napríklad štandardy LonWorks, IEC 61334,
 - technológie s vysokou rýchlosťou prenosu dát („High Data Rate“) - technológia využíva viaceré nosné frekvencie a dosahuje prenosové rýchlosti desiatky kb/s až do 500 kb/s. Typickým príkladom sú technológie ako ITU-T G.hnem, IEEE 1901.2, PRIME, G3-PLC,
- širokopásmové,
 - technológia pracujúca vo frekvenčnom pásme (1,8-250 MHz), ktorá dosahuje na fyzickej vrstve rýchlosti v rozmedzí od niekoľkých Mb/s do stoviek Mb/s. Typickými príkladmi BB technológie sú HomePlug 1.0 (a novšie verzie), IEE 1901, ITU-T G.hnem, atď.

PLC modemy sa z hľadiska frekvenčného pásma delia na dve skupiny a to úzkopásmové a širokopásmové. Každá z týchto skupín sa vyznačuje inými možnosťami využitia vďaka ich odlišným vlastnostiam. Na nasledujúcom obrázku sú zobrazené frekvenčné pásma, v ktorých pracujú úzkopásmové a širokopásmové PLC systémy. Frekvenčné pásma pre úzkopásmové a širokopásmové PLC patria medzi bezlicencované pásma, t.j. pre používanie týchto frekvenčných pásem nie sú potrebné žiadne poplatky.



Obr. 11 Frekvenčné pásma PLC technológií

Úzkopásmový PLC systém používa na vysielanie frekvenčný rozsah definovaný Európskou normou CELENEC EN 50065-1 (STN EN 50065-1 - Signalizácia v nízkonapäťových elektrických inštaláciách vo frekvenčnom rozsahu od 3 kHz do 148,5 kHz. Časť 1: Všeobecné požiadavky, frekvenčné pásma a elektromagnetické rušenie). Tá definuje frekvenčný rozsah od 3kHz do 148,5 kHz. Úzkopásmové PLC sa využívajú napríklad v priemyselnej automatizácii, automatizačných systémoch v domácnosti (ovládanie brán, roliet, regulácia teploty a ostatných zariadení ktoré je možné elektricky ovládať a regulovať), ďalej automatizovaný odpočet z meracích prístrojov (aj v IMS) a tiež v priemyselnej automatizácii k továrenskému monitorovaniu a kontrole výrobných procesov. Pri dodržaní noriem CELENEC je možné dosiahnuť prenosové rýchlosti niekoľkých kilobitov na vzdialenosť 1 km bez použitia opakovačov. Pri väčších vzdialenostiach alebo v prípadoch zhoršenia prenosu je potrebné použiť opakovače signálu. Opakovače sú sieťové prvky, využívané k regenerácii signálu, ktorý je prenášaný na dlhých vzdialenostiach. V tejto súvislosti je dôležité si uvedomiť, že inštalácia opakovačov do sietí má za následok zvyšovanie nákladov na ich realizáciu. Preto je potrebné dbať na to, aby počet opakovačov bol čo najmenší.

Frekvenčné delenie pásma podľa štandardu CENELEC je uvedené v Tab. 1, podľa ktorého väčšina PLC technológií používaná na prenos informácií po elektrických rozvodoch bude používať pásmo CENELEC A.

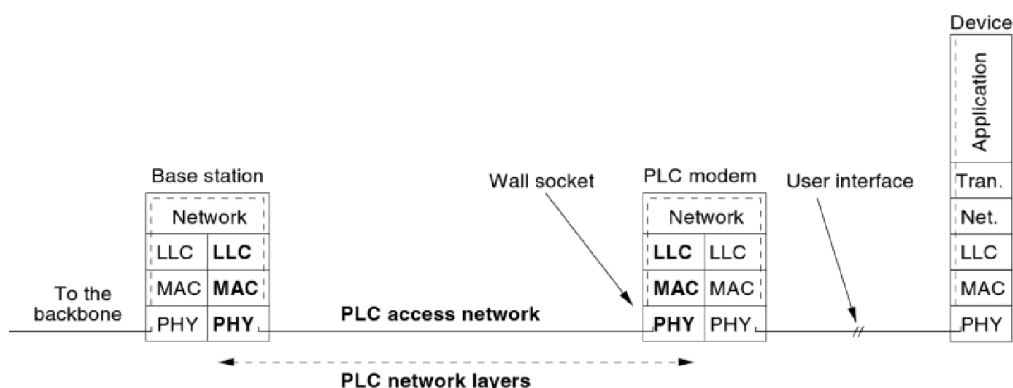
Tab. 1 Frekvenčné pásma podľa štandardu CENELEC

CENELEC A Band	3 kHz – 95 kHz vyhradené pre spoločnosti pracujúce v oblasti energetiky
CENELEC B Band	95 kHz – 125 kHz všeobecné využitie bez potreby používania schváleného protokolu na prístup k médiu
CENELEC C Band	125 kHz – 140 kHz systémy pre domácu sieť s povinnou implementáciou CSMA/CD
CENELEC D Band	140 kHz – 148,5 kHz bezpečnostné systémy bez použitia schváleného protokolu na prístup k médiu

Širokopásmové PLC modemy dokážu konkurovať súčasným iným prenosovým technológiám práve vďaka vysokým prenosovým rýchlostiam. Na rozdiel od úzkopásmových PLC modemov, ktoré slúžia výhradne na správu systémov v budovách, širokopásmové PLC modemy dokážu prenášať signál náročnejší na parametre prenosu. Prenos takéhoto signálu je ohraničený vzdialenosťami medzi prenosovými systémami. Širokopásmové PLC zariadenia pracujú podstatne na vyšších frekvenciách. Keďže pracujú v silovej elektrickej sieti, v ktorej sú pripojené aj iné elektrické zariadenia, dochádza k obmedzeniu frekvenčného pásma z hľadiska EMC. Frekvenčné pásmo je potrebné dostať nad hodnotu 30 MHz. Pre zariadenia pracujúce na tejto frekvencii (napr. rôzne rozhlasové služby) sa stávajú PLC zariadenia zdrojom rušenia, dôsledkom čoho sú obmedzené prenosové rýchlosti, čo má za následok zníženie ich výkonu.

3.2 Štandardy v PLC komunikačných systémoch v elektrickej distribučnej sieti

Každý štandard PLC si vyžaduje definíciu niekoľkých vrstiev OSI modelu. Pre definíciu PLC je nevyhnutná definícia fyzickej vrstvy. Táto vrstva rieši prenos bitov cez komunikačné médium, kódovanie, moduláciu a úroveň signálu (logické 0 a 1). Jednotkou na tejto vrstve sú bity. Definícia tejto vrstvy je obsiahnutá v náležitom štandarde (IEEE 1901.2, PRIME, G3-PLC, G.hnem). Linková vrstva PLC siete je rozdelená na podvrstvy MAC a LLC. MAC riadi prístup k médiu, LLC formuje rámce fyzickej vrstvy. V tomto prípade PLC sieť tvorí iba infraštruktúru pre užívateľské zariadenia, na úrovni PLC siete sa riešia iba tri nižšie vrstvy. Inými slovami PLC sieť poskytuje iba konektivitu užívateľským zariadeniam.

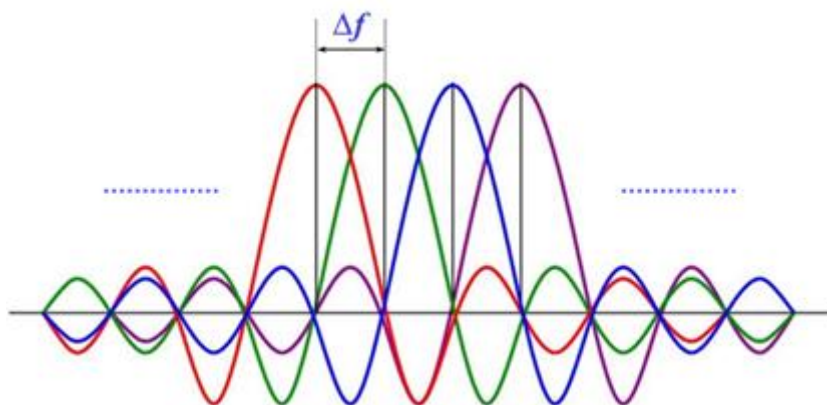


Obr. 12 PLC OSI model

Hlavnými štandardmi využívanými v elektrickej distribučnej sieti sú G3 a PRIME. Taktiež existuje niekoľko ďalších implementácií a niekoľko ďalších štandardov ako napr. S-FSK („Spread Frequency Shift Keying“ v štandarde IEC 61334).

3.2.1 OFDM modulácia

PLC-lite je proprietárna implementácia PLC modemovej technológie založenej na PRIME technológii využívajúc OFDM („Orthogonal Frequency Division Multiplexing“) technológiu na využívanie frekvenčného pásma a BPSK („Binary Phase-Shift Keying“) modulácie. Taktiež implementuje technológie prebrané zo štandardu G3 na zvýšenie odolnosti prenosu voči rušeniu. Hlavným cieľom OFDM technológie je rozdelenie dostupnej šírky pásma udávanej v Hz (kHz, MHz) na menšie frekvenčné úseky, ktoré je možné používať na prenos samostatne, a teda nezávisle od iných úsekov. Vďaka tomu je možné v rámci jedného úseku používať iný typ modulácie ako v iných, t.j. ide o technológiu na širokopásmový prenos dát kanálom. V základe rozdeľuje spektrum pomocou viacerých sub-nosných frekvencií, ktoré sú umiestňované tak, aby susedné kanály (niekoľko susedných kanálov) na seba vplývali čo najmenej. Takýto stav minimálneho rušenia susedných kanálov je dosiahnutý tzv. ortogonálnym umiestňovaním stredu jednotlivých frekvenčných kanálov uvedeným na nasledujúcom obrázku.



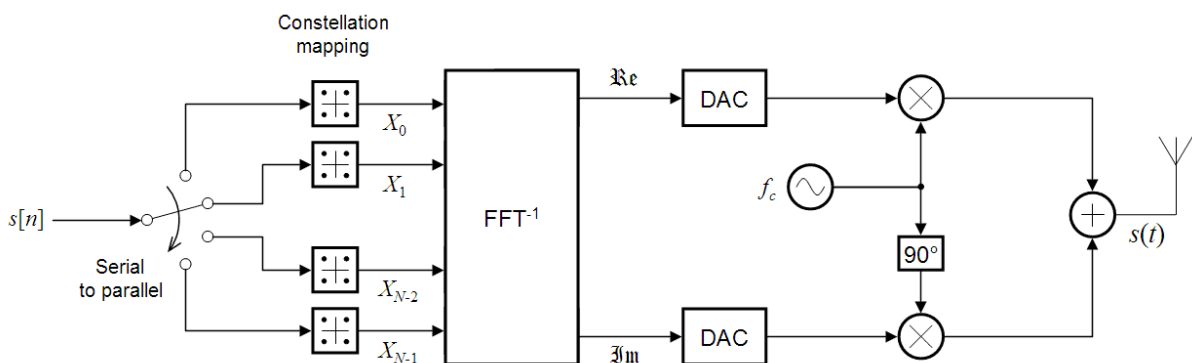
Obr. 13 Rozmiestnenie spektier sub-nosných frekvenčných kanálov v rámci časti OFDM spektra definované si(x) funkciou

Výhody nasadenia OFDM

Používanie kvázi úzkopásmových frekvenčných kanálov s pomalou prenosovou rýchlosťou voči jednému širokopásmovému signálu má výhodu v možnosti ovplyvňovania prenosu v týchto úzkopásmových kanáloch. Jednotlivé úzkopásmové kanály zaberajú celé spektrum signálu. Ak sú niektoré sub-kanály viac rušené alebo tlmené ako iné, možno v týchto sub-kanáloch používať robustnejšie modulácie. Robustnejšie modulácie majú za následok zníženie prenosovej rýchlosti, ale za to signál má menšiu chybovosť pri prenose. Použitie modulácie s vyššou prenosovou rýchlosťou má za následok zvýšenie rýchlosti prenosu dát, ale samotný prenos je náchylnejší na rušenie. Okrem PLC technológií sa preto OFDM používa aj v bezdrôtových sieťach ako WiFi, WiMAX, ale aj v drôtových prenosoch ako je xDSL.

Vytváranie OFDM kanálov a predspracovanie pred prenosom

Na začiatku prenosu v OFDM kanáli sa sériovo–paralelným prevodníkom prenesú dáta jedného súvislého sériového toku do viacerých tokov. OFDM prenáša dáta paralelne v N kanáloch. Na nasledujúcom obrázku sú zobrazené kanály X_0 až X_{N-1} , teda spolu N kanálov. V každom kanáli sú dáta prenášané definovanou modulačnou schémou („Constellation Mapping“ - konstelačný diagram), napríklad DBPSK, DQPSK, D8PSK.



Obr. 14 Spôsob práce OFDM

Následne sa aplikuje tzv. inverzná Fourierova transformácia, ktorá umožňuje prevod časového signálu na frekvenčné vzorky, ktoré sú prenášané v separátnych kanáloch OFDM. DFT je štandardný spôsob výpočtu, ktorý je však oveľa pomalší v porovnaní s FFT. Výsledok po FFT je totožný s výsledkom po aplikovaní DFT. Táto transformácia sa využíva na prevod časovej oblasti signálu do frekvenčnej oblasti. Vo frekvenčnej oblasti sa niektoré výpočty nad signálmi ako napr. konvolúcia dvoch signálov výrazne zjednodušujú. Vstupom FFT sú vzorky a kvôli spôsobu výpočtu FFT je ich počet vzoriek braný ako mocnina 2. Pre PRIME je to hodnota 256 a pre G3 hodnota 512.

Po prevode signálu do frekvenčnej oblasti sa z nich stávajú sínusové signály v reálnej a imaginárnej osi. Tieto sa po prevedení pomocou DAC prevedú na analógovú formu, v ktorej sú ďalej vysielané. V prípade PRIME, pre ktorý je vzorkovacia frekvencia 250 kHz, je frekvencia DAC rovnaká.

3.3 PRIME ŠTANDARD

Štandard PRIME („Powerline Intelligent Metering Evolution“) definuje spodnú vrstvu úzkopásmovej dátové prenosovej sústavy. Referenčný model je založený na IEEE Std. 802.16.

Vrstva CS („Convergence Sublayer“) klasifikuje prenášané dáta a priraduje ich príslušnému spojeniu na vrstve MAC. Táto vrstva vykonáva mapovanie prenášaných dát do SDU vrstvy MAC. To môže tiež zahŕňať kompresiu hlavičiek prenášaných dát. Existuje niekoľko vrstiev CS pre používané protokoly.

Vrstva MAC poskytuje základnú funkčnosť systému prístupu k zdieľanému médiu, pridelovanie šírky pásma, riadenie spojenia a zisťovanie topológie. Architektúra systému bola definovaná pre spojenie typu „Master-Slave“ a optimalizovaná pre siete nízkeho napätia. všeobecne táto vrstva zaisťuje prístup k médiu.

Fyzická vrstva (PHY) prenáša MPDU („Mac Protocol Data Unit“) medzi susednými uzlami pomocou OFDM („Orthogonal Frequency Division Multiplexing“) a rôznymi spôsobmi kľúčovania (DPSK, DQPSK, D8PSK) v pásme CENELEC A.

3.3.1 PRIME štandard – L1 vrstva

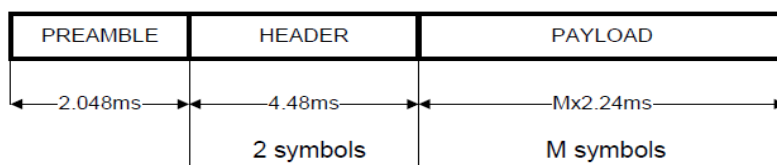
V súvislosti so spektrom signálu v PRIME je vzorkovacia frekvencia signálu 250 kHz, pričom vzorky sú posielané do modulačnej časti. Frekvenčné pásmo pre CENELEC A je v rozsahu 3 kHz – 95 kHz, a teda výstup musí byť v tomto pásme. Zo vzorkovacej frekvencie je možné vypočítať dĺžku jedného symbolu v čase $250 \times 10^{-6} = 4 \mu\text{s}$.

Vzdialenosti medzi stredmi sub-nosných resp. ich šírka je daná súčinom dĺžky trvania symbolu na vstupe a počtu vzoriek, ktoré berie FFT ako vstup pri výpočte: $4 \mu\text{s} \times 512 = 488,28125 \text{ Hz}$. Jednotlivé sub-nosné frekvencie kanálov sú od seba vzdialené 488,28125 Hz. Aby sa signál zmestil do pásma CENELEC A, nesmú sa použiť všetky výsledky z FFT na prenos dát:

- frekvencia kanála 86,
 - $86 \times \text{šírka jedného kanála} = 86 \times 488,25125 \text{ Hz} = 41\,992,1875 = 42 \text{ kHz}$,
- Frekvencia kanála 182,
 - $182 \times 488,25125 = 88\,867,1875 \text{ Hz} = 89 \text{ kHz}$.

Výsledný signál sa nachádza v rozmedzí frekvencií 42 kHz až 89 kHz. Zvyšok možno považovať aj ako ochranný interval frekvencií. Frekvencie pod 40 kHz spôsobujú v NN sieťach problémy so šumom.

Dĺžka trvania jedného prenášaného OFDM symbolu je $2240 \mu\text{s} + 192 \mu\text{s}$ pre cyklický prefix (ochranný interval). Nasledujúci obrázok zobrazuje formát rámca L1 vrstvy.



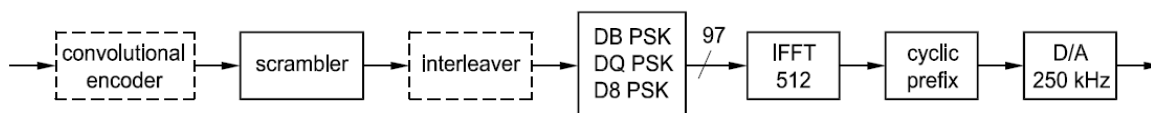
Obr. 15 Formát L1 rámca PRIME podľa časovania

V Tab. 2 sú podrobne opísané technické parametre fyzickej vrstvy štandardu PRIME.

Tab. 2 Parametre fyzickej vrstvy štandardu PRIME

Transmission Band	42-89 kHz
Carriers. num.	86 – 182 (97 kanálov, 96 + 1 pilot)
Frequencies	42 kHz – 89 kHz
Baseband sampling rate	250 kHz
Subcarrier spacing	488.28125 Hz
Number of subcarriers	256
FFT size	512 samples
Cyclic prefix length	48 samples
Number of data tones	84 (header) / 96 (payload)
Number of pilot tones	13 (header) / 1 (payload)
Subchannel constellation	Phase-shift keying (2, 4 or 8 levels – DBPSK, DQPSK, D8PSK)
Coding	convolutional coding (rate ½)
Max bit rate (uncoded)	42.9 kbps, 85.7 kbps, 128.6 kbps
Interleaving	Per OFDM symbol

Bloková schéma vysieláča je zobrazená na Obr. 16.



Obr. 16 Bloková schéma PRIME vysieláča

Cyklický prefix

Dĺžka cyklického prefixu alebo aj ochranný interval („Guard Interval“) je definovaný časom resp. počtom symbolov pri danej vzorkovacej frekvencii. V Tab. 2 je určený ako 48 vzoriek, pričom jedna vzorka má dĺžku trvania 4 μ s. Preto je dĺžka ochranného intervalu 48 x 4 μ s = 192 μ s. Ochranný interval je čas, kedy sa neprenášajú užitočné dáta. V rámci jednotlivých prenosových systémov na paralelný alebo sériový prenos sa dáva buď na začiatok, alebo na koniec prenášaných dát. V rámci OFDM technológie sa ochranný interval dáva pred prenos samotných symbolov. Slúži na časové oddeľovanie symbolov a tým zvyšuje odolnosť technológie voči echu., odrazom resp. fázovým posuvom signálu. Ak by bol ochranný interval nulový a niektoré frekvenčné kanály v rámci OFDM by boli kvôli nelineárnej fázovej charakteristike média oneskorené, došlo by v ďalšom vyslanom sete symbolov k interferencii medzi symbolmi v čase. Vďaka pridaniu týchto ochranných časových intervalov k tomuto javu dôjde ťažšie resp. je potrebné väčšie oneskorenie ako 192 μ s, aby nastala medzisymbolová interferencia v čase. Čím väčší je ochranný interval, tým je menej v čase využívaný kanál na prenos užitočných dát. Preto je z hľadiska spoľahlivosti prenosu ho

mať čo najväčší, ale z hľadiska rýchlosti prenosu je žiadané, aby bol čo najmenší. Jeho hodnota sa prispôsobuje k vlastnostiam prenosového média, v prípade PRIME technológie sú to vedenia NN. Pod pojmom medzisymbolová interferencia si je možné predstaviť sčítanie dvoch vzoriek a následné nemožné oddelenie ich hodnôt do dvoch separátnych prijímaných symbolov. Ak zanedbáme potrebu rozlíšiť druhý symbol, aj tak je potreba správne rozoznať prvý poslaný symbol, ktorý je však deformovaný energiou nasledujúceho. Takto deformovaný symbol má väčšiu pravdepodobnosť, že bude v prijímači zle rozpoznaný, a teda nebude sedieť ani následná kontrola platnosti symbolu pomocou FEC („Forward Error Correction“).

Konvolučný kóder

Nekódovaný tok dát môže byť zakódovaný použitím konvolučného kódera („Convolutional Encoder“). PRIME štandard používa konvolučné kódy na opravu nájdených chýb v prijatom vektore bitov resp. slove. Vektor bitov je vlastne časová postupnosť bitov, ktorá môže byť vyslaná sériovo aj paralelne. Z hľadiska spôsobu fungovania PRIME technológie sa konvolučné kódy uplatňujú hneď za dátovým vstupom. Okrem samoopravnej funkcie majú aj detekčnú funkciu. Spôsob nasadenia týchto samoopravných kódov je vo zväčšení veľkosti vstupného dátového toku na ešte väčší, a to tým, že sa pridávajú navyše bity. Tieto bity navyše sú výsledkom po matematických operáciách. Čím väčší je podiel nadbytočných dát pre vstupné dáta, tým viac chýb vie daných kód opraviť. Pomer užitočných dát (informačné slovo - m) voči celkovo vyslaným dátam (kódové slovo -n) sa označuje ako rýchlosť kódu: m/n . Toto číslo je menšie ako 1. Čím je menšie, tým je nadbytočnosť dát vyššia. Rýchlosť kódu $\frac{1}{2}$ znamená, že na každé kódové slovo o dĺžke 256 bit pripadá 128 bit informačné slovo. Hodnota $\frac{7}{8}$ hovorí o 256 bit kódovom slove, ktoré nesie 224 bit informácií. Zostatkových 32 bitov je určených ako redundantná informácia pre účely opráv chýb alebo ich detekcii.

Z hľadiska opravovania chýb sa opravujú časté a v čase rozložené chyby ľahšie ako menej časté časovo koncentrované chyby. Ak je v prenášanom rámci detegovaná chyba a nedá sa opraviť, rámec sa musí zahodiť a nový rámec sa musí vyslať. V prípade časov rozložených chýb je zasiahnutých chybou viacero rámcov, ktoré spravidla možno opraviť. Ak sa však vyskytujú chyby zhlukovo, teda viacero bitov toho istého dátového rámca sú postihnuté, rámec sa nedá opraviť a musí sa zahodiť. Takéto chyby spôsobujú impulzné rušenia. Aby sa ich vplyvu zabránilo čo najviac, používa sa tzv. prekladanie („Interleaving“).

Kóder kanála („Scrambling“)

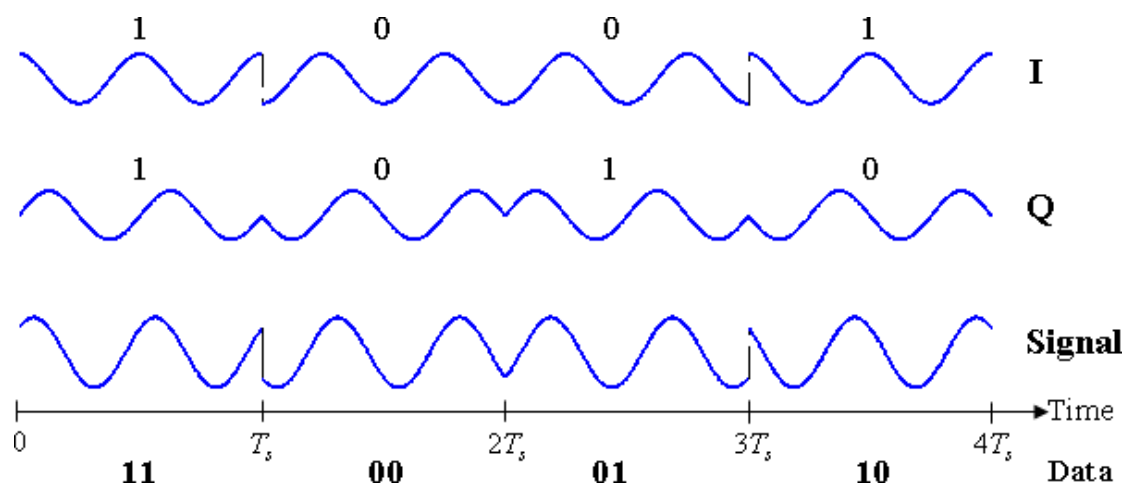
Jeho úlohou je zabrániť dlhým postupom 1 alebo 0, aby boli vyslané za sebou, t.j. premení tieto postupnosti tak, aby boli zmenené na iné postupnosti, ktoré nie sú 1111 alebo 00000. Dlhé postupnosti rovnakých hodnôt majú za následok problém rozoznávania začiatkov bitov.

Prekladanie („Interleaving“)

V rámci PRIME štandardu sa nachádza za kóderom, t.j. deje sa za sebou vysielaným tokom dát. Vo výsledku to robí prehadzovanie poradia bitov tak, aby susedné bity boli od seba prenášané čo najďalej. Samozrejme pre takúto účely je potrebná pamäť, ktorá pozdrží niekoľko bitov, aby mohli byť vyslané mimo poradia. Vďaka tomu sa pri rekonštrukcii prenášaných dátových rámcov v prijímači impulzné rušenie prejaví na viacerých rámcoch a nie len na jednom resp. na viacerých miestach v jednom rámci. Vďaka tomu je vyššia pravdepodobnosť opravy poškodených rámcov bez potreby ich preposielania pomocou ACK metód. V PRIME technológii sa nasadzuje len ak sa používa konvolučný kóder. Hlavnou úlohou prekladača je rozdelenie bitov vysielaných za sebou do viacerých frekvenčných kanálov. Vďaka tomu sa rôzne rušenia v jednotlivých kanáloch neprenesú na bity, ktoré sú vyslané priamo za sebou.

PSK („Phase-Shift Keying“)

Na digitálnu moduláciu používa PSK zmenu fázy signálu s definovanými zmenami, ktoré sú povolenými stavmi, ktoré výstupný signál môže nadobúdať. Zmena fázy je vlastne časovo posunutý signál. Na Obr. 17 je zobrazený namodulovaný sínusový priebeh signálu pomocou QPSK modulácie. QPSK znamená, že definuje 4 stavy zmeny fázy v signáli. To znamená, že 4 stavy umožňujú preniesť 2 bity na jeden stav, t.j. $2^2 = 4$, pričom modulovaný signál je sínus.



Obr. 17 QPSK modulácia

Z hľadiska demodulátora sa rozlišujú dva hlavné typy PSK demodulátorov. Prvý využíva referenčný signál o rovnakých parametroch ako signál vstupujúci do modulátora, pomocou ktorého porovnáva fázu prijatého signálu. Takéto modulátory sú tzv. koherentné, lebo signály sú koherentné.

DPSK na rozdiel od koherentného demodulátora používa samotný signál na zisťovanie zmien vo fáze, v prechode fáz voči predošlej fáze. Aktuálny signál zachytený v demodulátore je porovnávaný s predošlým prijatým signálom a nie s lokálne generovanou kópiou. Výhoda je jednoduchšie riešenie demodulátora, nevýhoda je menej presná detekcia zmien kvôli degradácii kvality predošlého prijatého signálu.

Kľúčovanie (DBPSK, DQPSK, D8PSK)

Existuje viacero typov kľúčovania signálu. Kľúčovanie signálu si môžeme predstaviť ako spôsob reprezentácie jednotlivých bitov (0 alebo 1) prostredníctvom analógového signálu namodelovaného na základnú frekvenciu siete (50Hz).

DBPSK (Differential Binary Phase Shift Keying) – diferenciálne binárne kľúčovanie fázovým posunom

Jedná sa o najjednoduchšiu formu kľúčovanie fázovým posunom. Využíva dvoch stavov (fáz), ktoré sa líšia o 180° . Nie je dôležité, kde presne sa nachádzajú konštalačný body, dôležité je aby ich rozdiel bol 180° . Na obrázku 46 sú znázornené na reálne osi z uhla 0° a 180° . Binárne 1 je použitá ako zmena fázy o 180° (π). DBPSK je najrobustnejší zo všetkých PSK. takto je popísaná aj modulácia ROBO použitá u G3-PLC. Najmenší robustnosť teda znamená vysokú stratovosť pri vyšších rýchlostiach v prostredí s vyšším rušením.

DQPSK (Differential Quadrature Phase Shift Keying) – diferenciálne kvadrátúrne fázové kľúčovanie

Rýchlejšie modulácia na od DBPSK je kvadrátúrne fázové kľúčovanie. Konštalačné body sú v tomto prípade štyri a sú rovnomerne rozmiestnené po jednotkovej kružnici o 90° . Z toho vyplýva, že modulácia je 4-stavová. Jedna z kombinácií dvoch bitov (00, 01, 10, 11) je priradená ku štyrom stavom nosnej frekvencie. Dvojica bitov je nazývaná aj ako dicit. Táto modulácia dosahuje väčších rýchlostí.

D8PSK (Differential Eight-Phase Shift Keying) – diferenciálne 8- stavové fázové kľúčovanie

Je dokonalejšia verzia DQPSK kľúčovania, ktorá používa osem stavov a je o polovicu priepustnejšia, pretože prenáša tri bity na jeden stav. Informácia je tiež uložená v zmene fázy susedných symbolov. Najhlavnejšie výhoda D8PSK je vyššia prenosová rýchlosť voči modulačným technológiám s menej stavmi.

Základný rozdiel medzi kľúčovaním a moduláciou je v reprezentácii výsledného analógového signálu, ktorý je výstupom ako po kľúčovaní tak aj po modulácii. Každý signál je reálne prenášaný ako spojitý. Rozdiel medzi analógovým a digitálnym signálom je v jeho reprezentácii. Analógový signál má povolený neobmedzený počet stavov (napätových úrovní), teda neexistujú prechody medzi týmito stavmi, a preto vlastne nemožno oddeliť šum od užitočného analógového signálu. Digitálny signál je taktiež prenášaný ako sústavný tok elektrónov, je aj tak prijatý, ale oproti analógovému je vyhodnocovaný podľa definovaných stavov. Analógový signál nemá definované stavy, ale len rozpätie, kedy je signál platný (rozpätie z hľadiska amplitúdy, frekvencie či fázy signálu). Digitálny signál má definované stavy, ktoré sú platné.

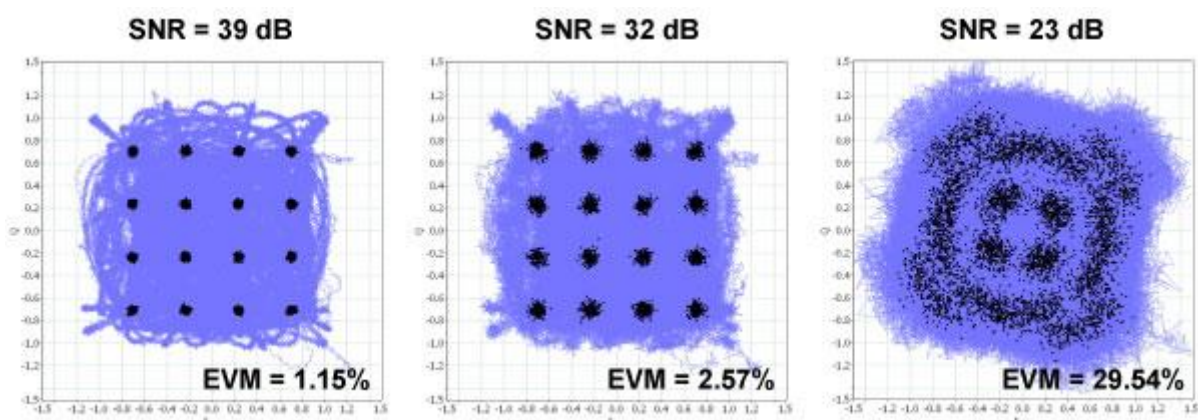
Amplitúdovo spracovaný signál vo forme kľúčovania môže definovať napr. 4 stavy, ktoré sa sledujú. Takýto signál je vysielaný ako spojitý, pričom zmeny medzi týmito 4 stavmi sú spojité a prebiehajú rýchlo. V prijímači je potrebné z tohto analógového signálu určiť, kde

začína daný stav a akú má hodnotu. Najprv je potrebné zistiť začiatok resp. stred sledovaného stavu/symbolu. Na to sa používa v prenose tzv. preambula, cyklický prefix resp. nejaká definovaná postupnosť, ktorá čo najlepšie umožní prijímaču, aby sa vedel zosynchronizovať, a teda určovať stredy stavov/symbolov v čase. Následne sa aplikuje prepočet, ktorý podľa istých kritérií rozhodne, či prijatá analógová hodnota je bližšie k jednému, alebo k druhému stavu. Čím viac je prijímaný signál zašumený resp. skreslený, tak tým je menšia pravdepodobnosť odhadnutia správneho stavu, ktorý bol vyslaný. Teda zvyšuje sa bitová chybovosť. Kľúčovanie („keying“) sa používa, ak je vstupný signál digitálny a výstupný je prenášaný v normálnej, teda analógovej forme.

Kľúčovanie (ASK, FSK, PSK) sa používa na prenos digitálnej informácie cez definovaný kanál. Podľa druhu kanála (kanál je kombinácia vysielača, prenosové médium a jeho fyzikálne vlastnosti, prijímač) sa volí aj vhodné kľúčovanie. Často sa možno stretnúť s pojmom robustnosť modulácie resp. kľúčovania. Pojmy modulácia a kľúčovanie sú často zamieňané kvôli použitiu modulačných techník ako v analógových aj v digitálnych prenosoch (QAM). Umožňujú prenášať dáta s vyššou prenosovou rýchlosťou ako je frekvencia signálu na vstupe. Príkladom jednoduchého no voči aditívnemu šumu málo odolnej modulácie je amplitúdová modulácia. Keď vstupný signál je definovaný ako „log. 0“ alebo „log. 1“ dvoma napäťovými úrovňami, tak výsledný signál po amplitúdovej modulácii môže mať napr. 8 stavov napätia, ktoré vysielač vysiela a prijímač je schopný odlíšiť. V tomto prípade je 8 stavov vlastne 23 stavov.

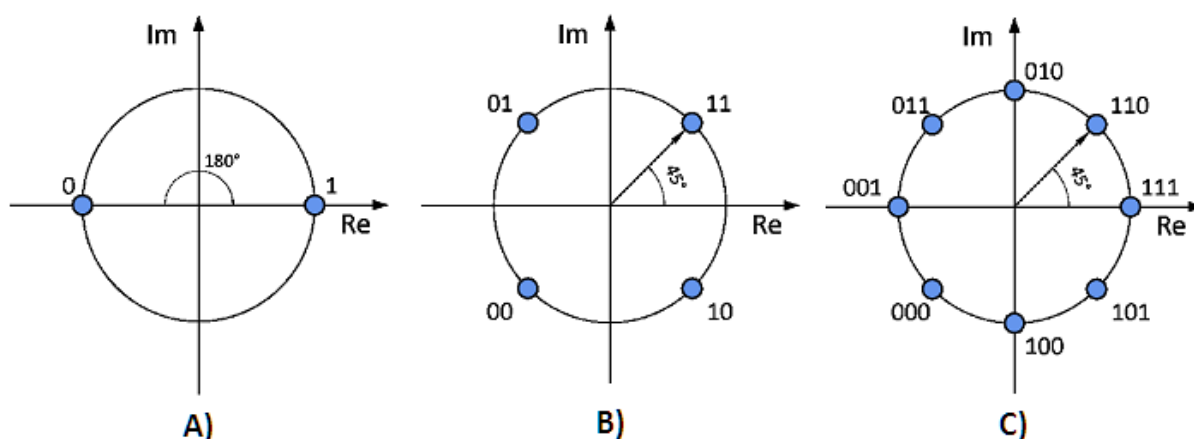
Reprezentácia modulovaného signálu pomocou konstelačného diagramu

Možné výstupné stavy modulátora sú označované ako symboly. Tieto symboly sú reprezentované ako komplexné čísla. Komplexné čísla možno zakresliť do komplexnej roviny, ktorá sa volá konstelačný diagram. Ten obsahuje všetky možné výstupné stavy/symboly z modulátora.



Obr. 18 Modulačná schéma 16-QAM (zobrazenie stavov v prijímači podľa odstupu signál/šum v prenosovom kanáli)

Reálne zobrazenie prijatých symbolov je zobrazené na Obr. 18, ktoré sú určené na rozoznanie. Teda je prijatý signál veľkého počtu rôznych stavov, v demodulátore rozoznaný a zakreslený do konstelačného diagramu. Následne je potrebné určiť, ktorý stav/symbol bol prijatý, čo sa určuje na základe Euklidovej vzdialenosti a tzv. maximum „likelihood“ kritéria. Čím viac stavov/symbol je použitých v modulačnej schéme, tým väčšia rýchlosť prenosu je umožnená. Čím viac stavová je modulačná schéma, tým viac je náchylná na fázové rušenie. Na nasledujúcom obrázku konstelačné diagramy 2, 4 a 8 stavovej PSK modulácie.



Obr. 19 Konstelačný diagram, A)- BPSK, B)-DQPSK, C)-D8PSK

Ak by nebolo v kanáli rušenie, tak by pri rovnakej frekvencii prenosu pri 4PSK bola rýchlosť prenosu dvojnásobná oproti 2PSK a pri 8PSK by bola trojnásobná oproti 2PSK. Ako bolo spomenuté, viacstavové modulácie sú viac náchylné na rušenie, preto sa pri viacstavových moduláciách nasadzujú kódy s vyššou schopnosťou opravovať chyby, čím sa znižuje rýchlosť kódu a teda aj efektívna prenosová rýchlosť.

Efektívna prenosová rýchlosť je prenosová rýchlosť užitočných informácií, napr. HomePlug PLC modemy udávajú rýchlosť prenosu 400 Mbit/s, ale pri tejto rýchlosti prenosu je užitočná prenosová rýchlosť na IP úrovni (s IP hlavičkami) niečo nad 200 Mbit/s. Zvyšnú časť prenosovej rýchlosti zaberajú mechanizmy umožňujúce a zabezpečujúce prenos na L2 a L1 vrstve OSI modelu.

Prenosové rýchlosti na fyzickej úrovni

V Tab. 3 sú zobrazené prenosové rýchlosti údajov na fyzickej úrovni (to je vyššia rýchlosť ako rýchlosť užitočných dát) pri nasadení modulácii a FEC. Ak sa aktivuje FEC, táto sa nezaráta do prenosovej rýchlosti, nakoľko neprenáša žiadne užitočné dáta ani adresné dáta, ale predstavuje iba kvázi kontrolný súčet už prenášaných dát, preto sú pri zapnutom FEC rýchlosti polovičné.

Tab. 3 Prenosové rýchlosti na fyzickej úrovni pre jednotlivé modulácie a FEC (Convolutional Code 1/2), MSDU

Convolutional Code (1/2)	DBPSK		DQPSK		D8PSK	
	On	Off	On	Off	On	Off
Information bits per subcarrier NBPSC	0.5	1	1	2	1.5	3
Information bits per OFDM symbol NBPSC	48	96	96	192	144	288
Raw data rate (kbps approx)	21.4	42.9	42.9	85.7	64.3	128.6
Maximum MSDU length with 63 symbols (in bits)	3016	6048	6040	12096	9064	18144
Maximum MSDU length with 63 symbols (in bytes)	377	756	755	1512	1133	2268

3.3.2 PRIME štandard – L2 vrstva

Vrstva L2 okrem dátového formátu rámca (v akej časti rámca je čo zapísané) definuje aj metódy a spôsob overovania, t.j. či bol daný rámec doručený. Štandardné spôsoby overovania sú:

- vôbec sa neuskutočňuje, alebo
- uskutočňuje sa pomocou ARQ metód.

ARQ metódy („Automatic Repeat Request“)

PRIME má spojovo orientovanú L2 vrstvu, teda najskôr sa vytvorí spojenie a následne sa prenášajú dáta. V rámci ARQ metód sa definuje premenná WINDOW, čo je veľkosť okna, ktorá určuje počet paketov, ktorý je možné poslať bez toho, aby sa čakalo na ACK potvrdenie o prijíme od prijímača týchto paketov.

V súvislosti s ARQ, týchto metód existuje veľké množstvo. Vo výsledku sa snažia o spoľahlivé doručenie dátových rámcov. Dátový rámec je zhluk bitov, ktoré sú prenášané za sebou alebo paralelne, sú nad nimi realizované výpočty, nesú užitočná dáta ako napr. text, súbory a pod. Väčšina technológií ako aj PRIME používajú v hlavičky pre svoje dátové rámce. Hlavičky dátových rámcov sú prídavné informácie, ktoré slúžia na adresovanie uzlov (odlíšenie jednotlivých PLC metrov od seba pomocou MAC adres a prípadne iných identifikátorov) a majú aj prídavné funkcie ako napr. v prípade ACK metód - číslo rámca. Ak sa prenáša rámec od vysielača k prijímaču a rámec sa nebol správne prijatý a súčasne nebolo ho možné opraviť, zahodí sa. Následne musí začať prenos zahodeného rámca nanovo, aby celkový tok dát bol dodržaný (aby nechýbala nejaká časť užitočných informácií, napr. o spotrebe v kWh).

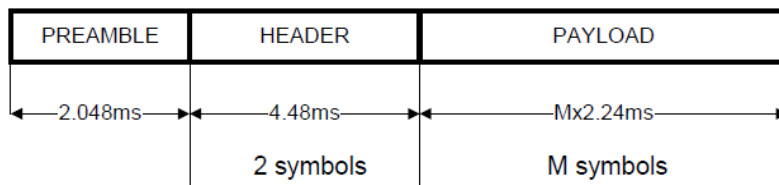
Podľa metódy ACK resp. NACK alebo hybridných metód sa používajú prídavné správy na prenos. PRIME používa metódu ACK. Táto metóda je pozitívne overenie prijatia rámca. Ak vysielač A vyšle informačný rámec a prijímač B ho prijíme, tak prijímač B musí o tomto úspešnom prijatí informovať vysielač A tak, že pošle malý rámec bez užitočných dát, kde hovorí ACK = potvrdenie o prijatí. Ak rámec nesúci ACK správu prijíme vysielač A, začne vysielať nasledujúci dátový rámec. Ak však vysielač A ACK nedostane (rámec sa v prijímači B zahodí, alebo ACK sa stratí, alebo rámec do B vôbec nie je doručený), počká istú definovanú dobu a začne naposledy vyslaný rámec nanovo vysielať. Ak napr. nedostane ďalšie ACK, tak sa o to pokúsi ešte niekoľko krát a pri neúspešnom prijatí akéhokoľvek ACK vyhlási vysielač A spojenie za zrušené. NACK metódy sú také, kde prijímač vysiela NACK len v prípade, že

chce doručiť poškodený rámec nanovo. Hybridné sú rôzne kombinácie s prídavnými pravidlami.

Formát L2 rámca PLC PRIME

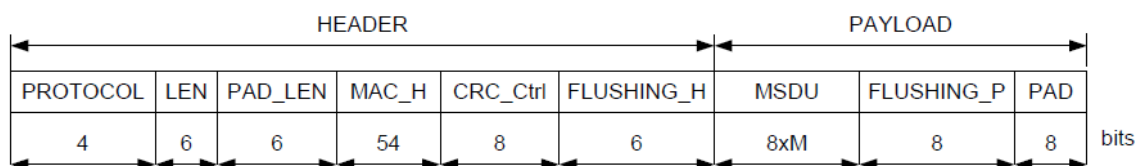
Preamble („Preamble“)

Preamble sa používa na začiatku prenosu kvôli synchronizácii. Po synchronizácii je známe, v akej časovej polohe sú jednotlivé symboly. Preamble má dĺžku 2 048 μ s a je opísaná takou funkciou, aby začiatok preamble mal frekvenciu 41 992 Hz a koniec 88 867 Hz, aby sa bolo možné synchronizovať prvý aj posledný využívaný kanál v OFDM prenose.



Obr. 20 Formát L2 rámca PRIME podľa časovania

Táto časť spadá síce spolu s preambulou do L1 vrstvy, ale bude opísaná v L2 vrstve, nakoľko definuje formát dát posielaných na linku. Na nasledujúcom obrázku je zobrazený formát hlavičky a dátovej časti PPDU rámca.



Obr. 21 Detail polí L2 rámca v PRIME technológii označovaného ako PPDU

Hlavička („Header“) – fyzická vrstva

Obsahuje 2 OFDM symboly pre zabezpečenie synchronizácie fázy aj frekvencie. Tieto symboly sú volené podľa modulácie, ktorá sa používa. V prípade automatického nastavenia modulácie sa používajú informácie z MAC vrstvy na voľbu vhodnej modulácie. Konkrétne sa sleduje množstvo chýb v prenose s predošlej komunikácie s daným zariadením alebo podľa dosahovaného SNR. Taktiež sa samostatne môže určiť, či sa použije FEC alebo nie. Toto automatické prispôbovanie prenosových metód podľa aktuálneho stavu kanála medzi dvoma zariadeniami je však neimplementované, a teda prevádzkovateľ si ich musí sám implementovať.

PROTOCOL (4 b) – decimálne hodnoty: 0 – DBPSK, 1 – DQPSK, 2 – D8PSK, 3 – nepoužité, 4 – DBPSK_F (DBPSK s FEC), 5 – DQPSK_F, 6 – D8PSK_f, 7 až 15 – nepoužité. Toto pole je identifikátorom z fyzickej vrstvy, nakoľko je to informácia o použitej modulácii a nasadenia FEC.

LEN (6 b) – dĺžka obsahu po nasadení kódovania podľa kanála poľa „PAYLOAD“ v počte OFDM symbolov. Pole znovu definuje L1 vrstva.

PAD_LEN (6 b) – dĺžka „padding“ (vyplnenie poľa do definovanej dĺžky) v bitoch pred kódovaním. „Padding“ je potrebný, aby sa počty bitov, ktoré vstupujú do kódera a následne do modulátora rovnali násobku definovaného počtu bitov.

MAC_H (54 b) – je to prvých 54 bitov MAC hlavičky.

CRC_Ctrl (8 b) – kontrolný súčet cyklického kódu na detegovanie chýb. Počíta sa z polí PROTOCOL, LEN, PAD_LEN, MAC_H.

FLUSHING_H (6 b) – kvôli časovým nárokom dekodovania samoopravných konvolučných kódov je implementované pole dĺžky 6 bitov, ktorého obsah sú samé log. 0. Je to len čas potrebný pre dekodér.

Dátová časť („Payload“)

Užitočné dáta nesúce informácie napr. o spotrebe či riadení. Je to celý násobok dĺžky symbolov, nakoľko najmenší prvok prenosu v rámci prenosovej cesty cez OFDM je práve symbol s definovanou dobou trvania 2024 μ s. V tejto špecifikácii spadá pod PAYLOAD aj MAC hlavička L2 vrstvy.

MSDU („Uncoded MAC layer Service Data Unit“) (8xM b) – nekódovaný obsah MAC vrstvy, teda MAC adresy a iné časti hlavičky L2 so samotnými dátami.

FLUSHING_P (8 b) – Pole existuje len ak používa FEC. Znovu ide o nadbytočné bity kvôli potreby nadbytočného času pri dekodovaní konvolučného kódu.

PAD (8) – „Padding“, doplnenie MAC hlavičky L2 vrstvy a dátového obsahu tak, aby počet bitov L2 vrstvy bol rovný násobku počtu bitov, ktoré možno preniesť OFDM symbolmi podľa definovanej modulácie. Používajú sa log. 0.

MAC adresy

Každý uzol má svoju unikátnu MAC adresu pridelenú uzlu počas výroby. „Service“ uzol sa svojou MAC adresou registruje v „Base“ uzli. „Base“ uzol svojiu MAC adresou identifikuje samotnú podsieť (SNA).

Prídavné identifikátory

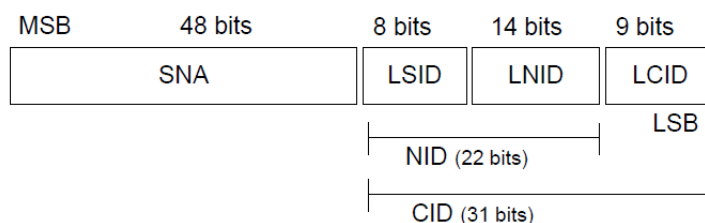
LSID („Switch ID“) – je to 8 bit dlhý identifikátor pridelený každému uzlu v podsieti. „Base“ uzol má LSID = 0x00, „Service“ uzly dostanú od „Base“ uzla pridelený LSID počas „promotion“, teda keď sa začnú správať ako „switch“. Hodnota 0xFF je nepodporovaná a žiaden uzol, či už „Base“ alebo „Service“ ju nemôže mať.

LNID („Local Node ID“) – je to 14 bit dlhý lokálny identifikátor v podsieti, ktorý má každý „Service“ uzol. Prideluje im ho „Base“ uzol počas registrácie na „Base“ uzol. Používa sa na identifikáciu „Service“ uzlov, ktoré prenášajú dáta cez iný „Service“ uzol, ktorý pracuje ako switch. LNID = 0x3FFF sú použité na broadcast a multicast. LSID + LNID = 22 bit NID (Node

ID). LNID = 0x3FFF = Broadcast, LNID = 0x3FFE = multicast, všetky hodnoty mimo týchto dvoch sú unicast.

LCID („Local Connection Identifier“) – je to 9 bit identifikátor, ktorý sa prideľuje uzlu počas pripájania sa k „Base“ uzlu. NID + LCID = 31 bit ID označovaný ako CID (Connection ID).

Štruktúra adresy v PRIME je znázornená na Obr. 22.



Obr. 22 Prídavné identifikátory v rámci adresovania uzlov a spojení

Ďalšie vlastnosti L2 vrstvy:

- spojovo orientovaná,
- multicastové skupiny udržuje a riadi „Base“ uzol,
- Security profile 0 – prenos bez šifrovania,
- Security profile 1 podporuje šifrovanie prenosu dát pomocou 128 bit AES šifry, CRC je tiež šifrované (integrita dát), je to asymetrické šifrovanie (každý uzol má svoj vlastný kľúč),
- podporuje kvalitu služby na základe MAC priority a jej mapovanie s IPv4 resp. IPv6.

Zdieľanie média:

- SCP („Shared Contention Period“) – časové obdobie zdieľanej prevádzky medzi uzlami oboch typov,
 - SCP používa metódu CSMA-CA („Carrier Sense Multiple Access with Collision Avoidance“)
 - je to metóda vysielania dát od viacerých zdrojov na jedno médium tak, že žiadne dve zariadenia nebudú v rovnakom čase vysielat súčasne, t.j. nenastanú tzv. kolízie,
- CFP („Contention Free Period“) – časové obdobie na vysielanie dát, ktoré je pridelená na základe požiadavky „Service“ uzla poslanej do „Base“ uzla. Uzol nemusí pridelit CFP. Ak dostane „Service“ uzol CFP, ostatné uzly nesmú v daný časový úsek vysielat.

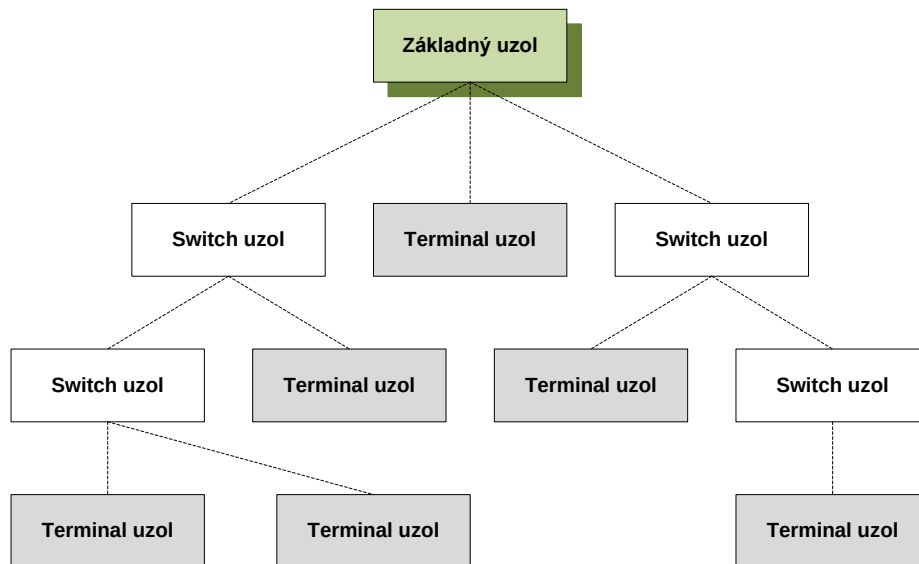
3.4 Architektúra PRIME siete

Architektúra PRIME siete sa skladá z viacerých podsietí, kde každá podsieť je definovaná v rámci jednej trafostanice. Podsieť je strom s dvoma typmi uzlov – základný uzol (Base Node) a servisný uzol (Service Node). Celá sieť PLC modemov a koncentrátorov sa delí na podsiete, v rámci ktorých sa definujú sa dva typy uzlov:

- **koncentrátor („Base Node“)** – je koreňom podsiete a správa sa ako nadriadené (master) zariadenie. Spravuje celú podsieť, ktorá sa skladá z jedného „Base“ a jedného alebo viacerých „Service“ uzlov. K „Base“ uzlu sa registrujú jednotlivé „Service“ uzly,

- **PLC modem („Service Node“)** – sú vetvami stromovej štruktúry podsiete, v rámci ktorej sa ich nachádza niekoľko. Pokiaľ nie sú zaregistrované do „Base“ uzla, nemôžu sa zúčastňovať komunikácie v podsieti. Ich úlohou je udržiavať spojenie s „Base“ uzlom a preposielať dáta od iných „Service“ uzlov tak, aby sa dodržala možnosť komunikácie aj vzdialeným uzlom v sieti.

Príklad topológie PRIME je zobrazený na Obr. 23.



Obr. 23 Príklad topológie PRIME siete

„Service“ uzol sa môže nachádzať v troch rôznych stavoch:

- **disconnected** – keď nie je registrovaný u „Base“ uzla a súčasne hľadá možnosti pripojenia sa k nemu,
- **terminal** – komunikuje s „Base“ uzlom, ale nemôže preposielať dáta od iných „Service“ uzlov,
- **switch** – komunikuje s „Base“ uzlom ako v „terminal“ móde a súčasne môže preposielať informácie od iných „Service“ uzlov k „Base“ uzlu.

Udalosti pre zmenu stavu uzla:

- **registration** „Service“ uzla k „Base“ uzlu je prechod zo stavu „disconnected“ do „terminal“,
- **unregistration** „Service“ uzla je odregistrovanie uzla od „Base“ uzla, a teda prechod zo stavu „terminal“ do stavu „disconnected“,
- **promotion** – príkaz pre „Service“ uzol aby prešiel do stavu „switch“ a prepíal rámce od iných „Service“ uzlov k „Base“ uzlu,
- **demotion** – príkaz pre „Service“ uzol, aby prestal fungovať ako „switch“ a prešiel do stavu „terminal“.

4 Testovanie PLC PRIME štandardu v laboratórnom prostredí

V rámci analýzy komunikačných štandardov na báze PLC technológie, boli vykonané merania v laboratórnom prostredí, využívajúc infraštruktúru v laboratóriu inteligentných sietí. Meranie bolo zamerané na testovanie a meranie parametrov PLC komunikácie s cieľom overiť správanie sa PLC komunikačnej technológie štandardu PRIME. Technológia využíva na prenos signálov a diaľkové meranie a riadenie veľmi malú časť frekvenčného spektra (do cca 150 kHz) a nachádza sa v pásme nízkych frekvencií. Štandard PRIME patrí medzi často používané úzkopásmové PLC v elektrických rozvodných sieťach sa na elektronickú komunikáciu a meranie v rámci inteligentných meracích systémov.

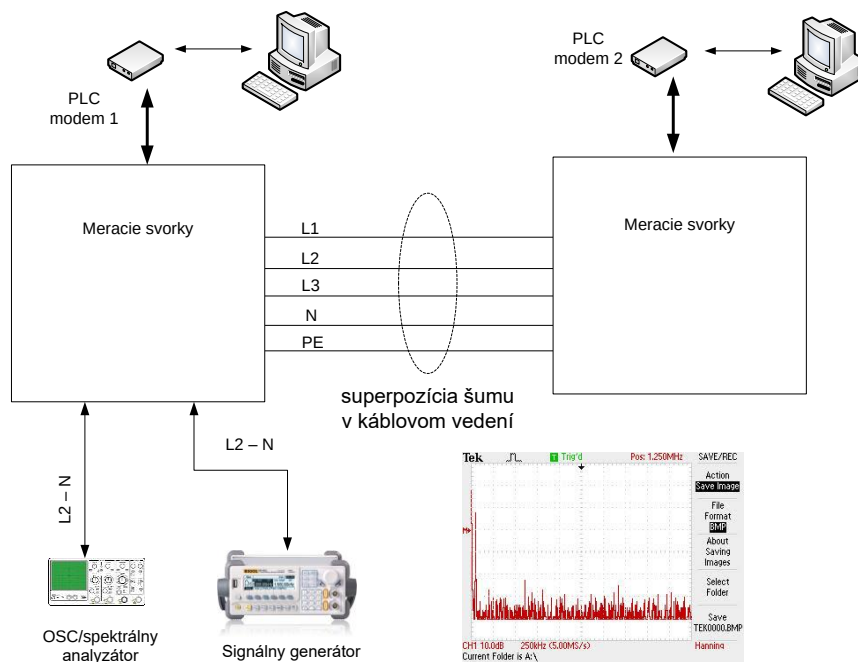
4.1 Experimentálne zapojenie merania v laboratóriu inteligentných sietí

Prípravou pre uskutočnenie merania spočívala v nastavení a zapojení zariadení spolupracujúcich so softvérom Texas Instruments, ktorý bol prostriedkom pre nastavenie parametrov komunikácie, posielanie a prijímanie dát ako aj vyhodnotenie parametrov PLC PLC PRIME komunikácie. Ako vysielateľ a prijímač boli použité PLC modemy od firmy Texas Instruments – C2000 Power Line Modem TMDSPCKIT-V3. Spolu s modemom na meranie bol zapojený do siete aj digitálny osciloskop a signálny generátor pre nastavenie frekvenčného pásma a realizáciu šumu (kHz, Vpp).



Obr. 24 Meracie pracovisko - spektrálny analyzátor a PLC PRIME modem

Na Obr. 25 je zobrazené zapojenie experimentu.



Obr. 25 Zapojenie experimentu pre meranie vplyvu šumu na PLC komunikáciu

4.2 Opis programu pre obsluhu modemov Texas Instruments

Pri dvojici komunikujúcich modemov bol použitý program, umožňujúci nastavovať parametre štandardu PRIME a sledovať štatistiky prenosu v grafickom prostredí a pomocou číselných údajov. Program obsahuje dva módy komunikácie a to Zero Configuration GUI mód pre posielanie správ alebo súborov s možnosťami získavania systémových informácií, nastavením vrstvy a testovaním vrstvy PHY, štatistikami o kvalite prenosu a ďalšími parametrami. Druhým, komplexnejším módom je mód Intermediate GUI, prostredníctvom ktorého bolo realizované meranie v laboratórnom prostredí. Tento mód umožňuje širšiu konfiguráciu parametrov PRIME štandardu vybraného PLC modemu, zmenu systémových nastavení, nastavovanie PHY vrstvy a nastavovanie vysielacieho (TX parametre) a prijímacieho režimu (RX parametre). Jeho funkciou je taktiež posielanie správ alebo súborov medzi softvérovými programami oboch meracích zariadení. Softvér v tomto móde poskytuje aj grafické rozhranie v podobe vykresľovania grafov meraných štatistík. Monitorovacími prvkami v Intermediate móde sú hodnoty:

- RSSI [dBμV] („Received Signal Strenght Indication“) - hodnota úrovne prijatého signálu v uvažovanom frekvenčnom spektre porovnávaná voči 1 μV. Jeho hodnota je v priebehu takmer nemenná a ovplyvňuje je iba značné tlmenie, teda väčšia vzdialenosť modemov (stovky až tisíce metrov podľa konfigurácie),
- SNR [dB] (Signal to Noise Ratio) v čase [s] - pomer odstupu užitočného signálu v uvažovanom frekvenčnom spektre od šumu, ktorý určuje kvalitu podmienok pre komunikáciu. Čím je táto hodnota nižšia vedenie je viacej rušené a naopak, čím je hodnota SNR vyššia je možné vykonávať prenosy na vyšších rýchlostiach,
- log BER (Bit Rate Error Rate) – vyjadruje pomer chybné prijatých bitov k celkovému počtu prijatých bitov. Hodnota je udávaná v exponenciálnom tvare v čase,

- log PER (Packet Error Rate) – vyjadruje pomer chybne prijatých paketov k celkovému počtu prijatých paketov. Spolu s BER definujú kvalitu prenosu,
- bit rate PHY [bit/s] – určuje fyzickú prenosovú rýchlosť, akou sú prenášané bity pri danej modulácii okrem bitov patriacich výsledku FEC.
- bit data rate [bit/s] – prenosová rýchlosť dát počítaná z DATA časti L2 rámca bez uvažovania prídavných častí rámca.

4.3 Experimentálne meranie PLC PRIME

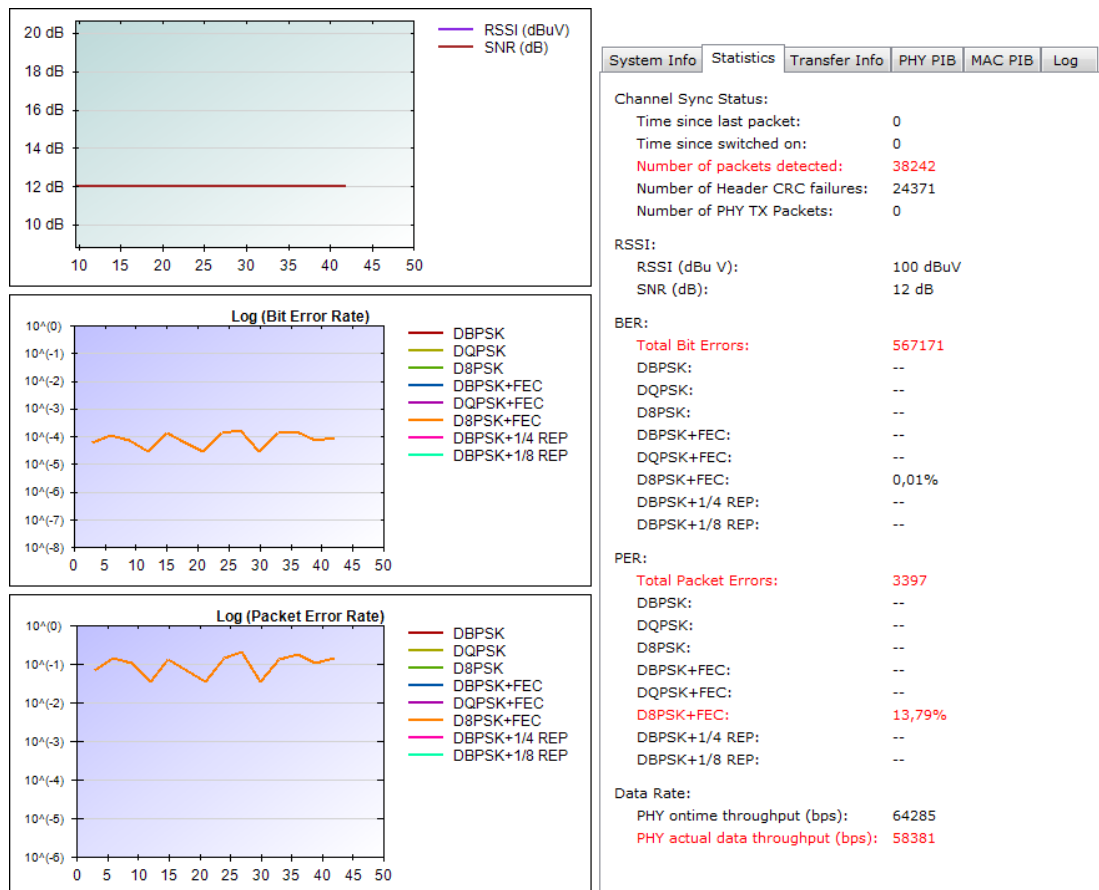
PLC modemy PRIME boli prepojenie bez pripojenia do elektrickej siete 230V (chýbajúce napájanie 230V s minimálnym indukovaným rušením z okolitých sietí). Pre účely testovania robustnosti komunikácie medzi modemami bol realizovaný náhradný riadený zdroj rušenia. Pre tento účel bol použitý sínusový signál z signálneho generátora s parametrami 50kHz a 20Vpp. Modulácia signálu samotných modemov je približne na úrovni 10Vpp. MAC ARQ (Automatic Repeat - Request) je aktívne, takže potvrdzovanie doručenia je aktívne. Softvér poskytuje nastavenie časovej hodnoty vykresľovania jednotlivých monitorovacích prvkov do grafov v sekundách (Report Output Period). Nastavovaním kľúčových parametrov na fyzickej vrstve sa mení konfigurácia modemu a jedná sa o nastavovanie parametrov modemu vysielacieho a prijímacieho režimu. Meranie bolo uskutočňované v troch využívaných typoch modulácii:

- DBPSK (diferenciálne binárne kľúčovanie fázovým posunom),
- DQPSK (diferenciálne kvadratúrne fázové kľúčovanie),
- D8PSK (diferenciálne 8-stavové fázové kľúčovanie).

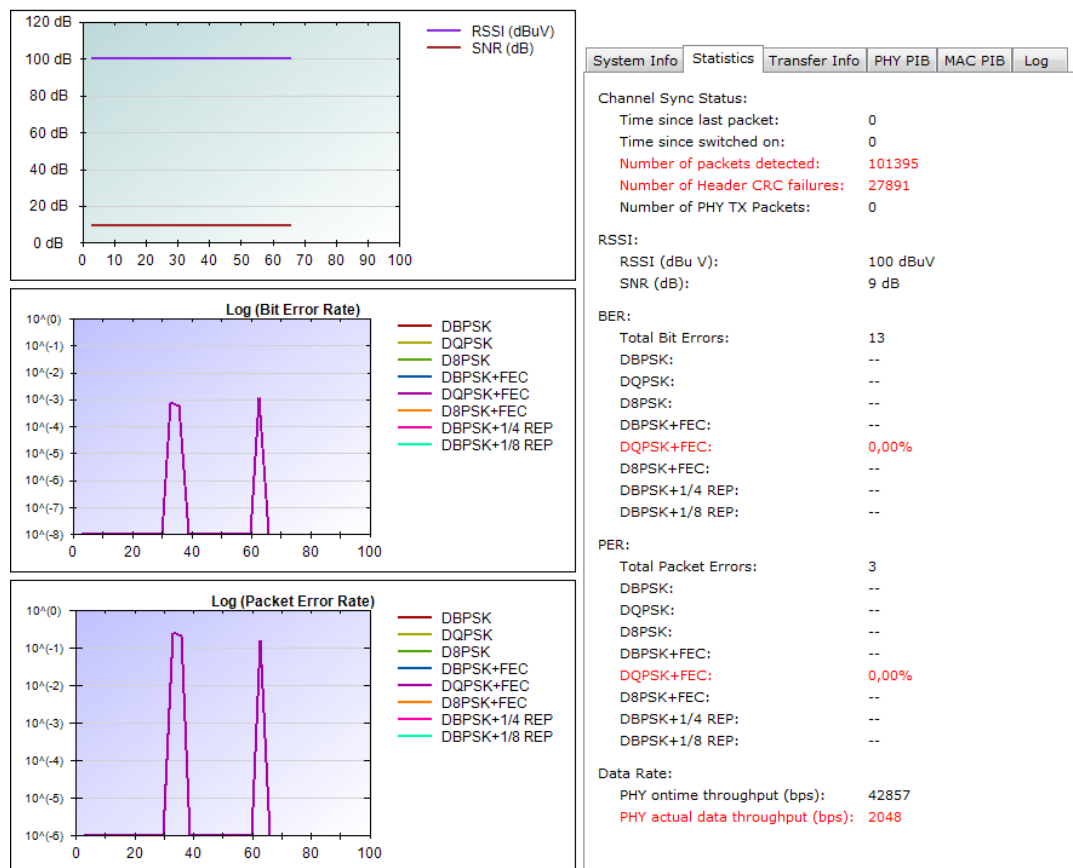
Na Obr. 26 a Obr. 27 sú zobrazené príklady grafického prostredia pre vyhodnotenie parametrov komunikácie pri moduláciách D8PSK (nastavený maximálna úroveň vysielaného výkonu , FEC zapnutý, PPDU 1024 B) a DQPS (nastavený minimálna úroveň vysielaného výkonu , FEC zapnutý, PPDU 128 B).

V každom type modulácie boli dosadzované hodnoty prenášaného posielaného množstva údajov PPDU Payload [bytes] v hodnotách 128, 256, 512 a 1024 bytov. Takisto bola pri každom type hodnôt Payload's zapnuté alebo vypnuté nasadenie doprednej opravy chýb FEC (Forward Error Correction). FEC je metóda zisťovania a opráv chýb vzniknutých pri prenose dát, ktorá nevyžaduje potvrdzovanie správnosti prenosu ARQ (Automatic Request Repetition). FEC znižuje rýchlosť prenosu údajov pridávaním redundantných bitov k rámcom.

Pri každom rozdelení modulácie, každej veľkosti posielaných údajoch pri každom zapnutí a vypnutí dopredného kódovania FEC boli udelené pre každé meranie hodnoty MOL (Maximum Output Level). MOL je maximálna úroveň vysielaného signálu, teda úroveň Vpp. Hodnotu intenzity vysielaného signálu boli nastavené v troch úrovniach - 0 MOL (max), 2 MOL (6dB), 5 MOL (15dB). Na Obr. 28 sú uvedené výsledky získané meraním na PLC PRIME technológií v laboratórnom prostredí.



Obr. 26 Grafické zobrazenie parametrov komunikácie - D8PSK mol 0 FEC ON 1024 B



Obr. 27 Grafické zobrazenie parametrov komunikácie - DQPSK mol 15 FEC ON 128 B

			DBPSK					DQPSK					DBPSK				
			bit rate phy/data rate [bit/s]		BER/PER		SNR [dB]	bit rate phy/data rate [bit/s]		BER/PER		SNR [dB]	bit rate phy/data rate [bit/s]		BER/PER		SNR [dB]
PS [B]	FEC	MOL [dB]	PHY	DATA	BER [%]	PER [%]		PHY	DATA	BER [%]	PER [%]		PHY	DATA	BER [%]	PER [%]	
128	ON	0	21428	18000	0	0	9	42857	31800	0	0	12	64285	40140	0	0	12
		6	21428	17500	0	0	9	42857	31700	0	0	12/9	64285	40140	0	0	12/9
		15	21428	1800	0	0	6	42857	2000	0,001	0,001	9	64285	2000	1,5	45	9
	OFF	0	42857	31000	1,5	100	9	85714	47500	1,5	100	12	128571	60000	3,65	100	12
		6	42857	30000	2,4	100	9	85714	47100	2,7	100	12/9	128571	58000	4,3	100	12/9
		15	42857	2100	5,8	100	6	85714	4000	7,5	100	9	128571	1700	12	100	9
256	ON	0	21428	20000	0	0	9	42857	36200	0	0	12	64285	50000	0	0	12
		6	21428	19500	0	0	9	42857	36000	0	0	12/9	64285	50000	0	0	12/9
		15	21428/0	1000/0	0	0	6	42857	3000	0	0	9	64285	2000	2,5	100	9
	OFF	0	42857	35000	1,4	100	9	85714	62500	1,5	100	12	128571	77500	3,3	100	12
		6	42857	34500	2,2	100	9	85714	61900	2,7	100	12/9	128571	77000	4	100	12/9
		15	42857	2000	5,5	100	6	85714	3200	7	100	9	128571	6000	11	100	9
512	ON	0	21428	20000	0	0	9	42857	39500	0	0	12	64285	56000	0,02	10	12
		6	21428	20000	0	0	9	42857	39400	0	0	12/9	64285	56000	0	0	12/9
		15	21428/0	1000/0			6	42857	1800	0,001	0,001	9	64285	5500	2,5	100	9
	OFF	0	42857	39000	1,3	100	9	85714	70000	1,6	100	12	128571	96000	3,5	100	12
		6	42857	38500	2,1	100	9	85714	69500	2,8	100	12/9	128571	95000	4,3	100	12/9
		15	42857	2000	5,8	100	6	85714	3800	7	100	9	128571	7000	11	100	9
1024	ON	0	21428	21000	0	0	9	42857	40400	0	0	12	64285	59000	0,01	10	12
		6	21428	20000	0	0	9	42857	40200	0	0	12/9	64285	59000	0	0	12/9
		15	21428/0	2000/0			9	42857/0	2000/0		100	9	64285/0	2000/0		100	9
	OFF	0	42857	41000	1,3	100	9	85714	74000	1,5	100	12	128571	107000	3,4	100	12
		6	42857	41000	2,1	100	9	85714	73000	2,7	100	12/9	128571	105000	4,1	100	12/9
		15	42857/0	2000/0		100	6	85714/0	4500/0	7	100	9.1	128571	7500	11	100	9

Obr. 28 Výsledky merania PLC PRIME technológie v laboratórnom prostredí

4.3.1 Vyhodnotenie výsledkov merania

Namerané výsledky zodpovedajú predpokladom kvality spojenia. Kvalita spojenia je meraná priamo pomocou hodnoty BER, ktorý indikuje chybovosť náhodných bitov v rámcoch. V prípade nasadenia FEC je BER počítaný za FEC dekodérom, teda po opravení chýb z prenosu. V prípade meraní bez nasadenia samoopravného kódovania (vypnuté FEC) sa zvýši fyzická prenosová rýchlosť údajov aj rýchlosť dátovej časti.

Výsledky merania BER pri vypnutom FEC ukazujú nenulové hodnoty bitovej chybovosti. Zisťovanie prítomnosti chýb je pravdepodobne realizované postupnosťou, ktorá je známa a je v nej možné zistiť chyby na strane prijímača. PER je priamy následok BER. Pravdepodobnosť, že paket bude doručený bezchybne je podmienená závislosťou postupnosti bitov, ktoré budú doručené bez chýb. Ak je aspoň jeden bit v rámci chybný, celý rámec je chybný a zahodený (nasleduje retransmisia zahodeného L2 rámca). Čím vyššia je hodnota BER, tým je väčšia pravdepodobnosť vzniku chyby v jednom rámci. Ak zostáva BER nemenné a nenulové ale bude sa zvyšovať dĺžka rámcov, tak pravdepodobnosť chyby v rámci rastie.

Rozdiely medzi BPSK, QPSK a 8PSK sú samozrejme badateľné v dosiahnutých prenosových rýchlostiach, ale aj BER resp. PER. Nakoľko by však modemy mali poskytovať možnosti automatickej zmeny modulačnej techniky podľa sledovanej chybovosti, je samozrejmé, že voľba metódy bude závislá na nastaveniach modemov a hraniciach, pri ktorých sa mení modulačná technika. Najrobustnejšia metóda BPSK potvrdila svoje parametre a vykazovala najmenšie hodnoty BER či už pri nastavenom alebo vypnutom FEC.

Napriek zdroju rušenia sa pri vyšších vysielacích výkonoch ukázalo, že aj 8PSK modulácia pri použití samoopravných kódov umožňuje efektívny prenos dát. Hodnoty SNR sú zobrazované s krokom 3, preto sa uvažujú hodnoty 6, 9, 12 a 15. Čím je úroveň užitočného signálu na výstupe modemu nižšia (MOL hodnota v dB stúpa), tým menšie je aj SNR.

5 Analýza potenciálu dát z inteligentných meradiel

Podľa slovenskej legislatívy o nasadzovaní inteligentných meračov sa možno stretnúť s tromi typmi dátových sád, presne podľa nasadenia elektromerov. Táto kapitola sa zameria na dátovú sadu meradla, ktoré je posudzované tiež ako kvalitomer, to znamená technologického zariadenia určené pre získanie detailov možných v distribučnej sieti pomocou priemyselne vyrábaného zariadenia získať. V súvislosti s dátami je dôležitý spôsob, akým sa s nimi pracuje, t.j. dôležitosť spočíva v možnosti realizácie rôznych agregovaných reportov podľa okamžitých požiadaviek zákazníka alebo spracovateľa dát. To si vyžaduje analytický nástroj zladený s technologickým HW tak, aby bol schopný v krátkom čase spracovať veľké množstvo dát. Hovoríme o trende „Big Data“ a o metódach ich spracovania. Vhodne zvolený nástroj by mal podporiť spracovanie nameraných dát z IMS napr. formou predpripravených parametrizovateľných analytických výstupov, t.j. reportov, umožniť skladanie a vytváranie nových reportov užívateľskou formou. Predpripravené parametre spolu s relevantnými dátami zo smart meteringu možno ľubovoľne kombinovať a týmto získavať nové typy reportov, ktoré podporia uvažovanie o rozšírených možnostiach viacerých účastníkov energetického trhu s elektrinou. Nové sady reportov možno tvoriť kombináciou všetkých dát v úložisku.

Voľný smer myslenia a vytváranie nových reportov možno uskutočniť, ak bude v „Business Intelligence“ nástroji podpora

- výber parametrov,
- zhľukovanie parametrov do vzorcov,
- zhľukovanie vzorcov do reportovacích skupín,
- dopĺňovanie dát z ďalších zdrojov, napr. meteorologické údaje a korelácia medzi týmito dátami a dátami IMS alebo porovnanie definovanej kapacity voľne riaditeľného výkonu HDO spolu s informáciami z reálnej odozvy na riadiace povely, ktorá bola nameraná pomocou inteligentného merania.

Potenciálne prínosy dát získaných z IMS v podmienkach SR môžu byť rozdelené do troch základných kategórií

- namerané dáta - napr. fakturačné údaje, informácie o kvalite dodávanej elektrickej energie, iné namerané dáta,
- servisné údaje o stave zariadenia a komunikačné cesty pokročilej meracej infraštruktúry (AMI),
- informácie o vonkajšom napadnutí systému IMS a súvisiacej infraštruktúry.

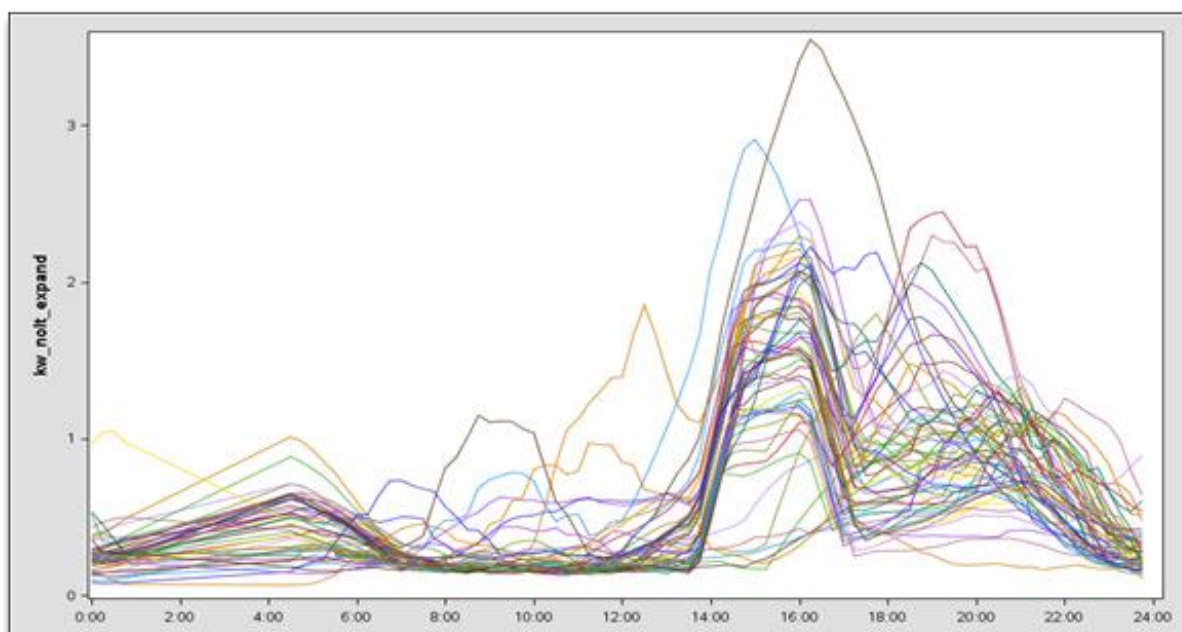
5.1 Namerané dáta

Predikcie odberu a cielené triedenie zákazníka

Domácnosť s meraním 15 min. profilu odberu činného výkonu v mieste odberu bez inštalovaného výrobného zdroja disponuje dátami, ktoré sú používané pre tvorbu typových diagramov odberu TDO, najmä pre účel predikcie odberu. Existuje niekoľko základných kriviek, historicky vytvorených z niekoľkých málo domácností. V súčasnosti, domácnosť vybavená inteligentným elektromerom poskytuje možnosť vytvorenia „podtried“ základných kriviek TDO. Podtriedy sú zakrivenia vychádzajúce zo základnej TDO krivky. Najvyššie percento výskytu podobnosti v množine podtried môže dať za vznik novej krivke TDO, podľa ktorej stojí za to predikovať spotrebu, meniť spínacie plány pre riadenie na strane spotreby a prípadne navrhovať nové obchodné stratégie pre dodávateľov energií.

Podrobná segmentácia/triedenie zákazníkov umožňuje účastníkom trhu rýchlo reagovať na zmeny v správaní zákazníkov/odberateľov.

Získaním informácií možno vykonávať porovnanie vhodnosti súčasného TDO u konkrétneho zákazníka s jeho odberovou krivkou.



Obr. 29 Kategorizácia jedného spotrebiteľa na základe niekoľkých denných meraní priebehu výkonového zaťaženia

Získanie spätnej väzby na zmenu okolia alebo zmenu obchodného tarifu

Sledovanie trendu dennej krivky zaťaženia môže byť založené na skupine elektromerov alebo samostatne na jednotlivých odberných miestach. Skupiny odberateľov je možné tvoriť na základe sadzby (spotrebičov), oblasti, kde je umiestnená spotreba, na základe spoľahlivosti reakcie na HDO a pod. Sledovanie trendu záťažových kriviek môže byť použité pre sledovanie reakcie napr. na zmenu ročného obdobia, počasia či významnej udalosti.

Rovnako je možné sledovať prenos spotreby medzi nízkym a vysokou tarifou, 2-tarifné sadzby v závislosti na ročnom období, zmene spínacích časov, zmene tarifnej sadzby, zmene obchodnej ponuky alebo podaním informácie zákazníkovi o spotrebe prostredníctvom zobrazovacieho zariadenia v domácnosti IHD („in-home display“).

Informácie o stave a prevádzkovaní VN/NN transformátora a kvalite elektrickej energie

Meranie v DTS všetkých parametrov podľa normy STN EN 50160. Tieto údaje sú vzťahované k distribučnému transformátoru. Ten na základe svojho zaťaženia vykazuje odlišné straty (straty v železnom jadre, straty vírivými prúdmi, straty spôsobené nesymetriou a podobne). Údaje je možné použiť v prípade záujmu o presnejšie vyčísľovanie strát systému v závislosti na čase, optimalizácia chodu siete. Táto úloha nadobúda svojho významu s rozvojom distribuovanej výroby a prevádzkou mikrosietí v NN distribučných sieťach.

Analytickým nástrojom nad dátami je možné napr. sledovať skutočné zaťaženie transformátora a straty v závislosti na teplote. Možno si vyfiltrovať najteplejšie dni s teplotou napr. nad 30 stupňov, najchladnejšie dni s teplotou pod nula stupňov. Sleduje sa zaťaženie transformátorov voči týmto teplotám.

S priebehovými údajmi o intenzite slnečného žiarenia, s priebehovými údajmi z miesta spotreby a z merania na DTS možno porovnať krivky jej zaťaženia, kde je možné sledovať rozdielne a meniace sa zaťaženie transformátora v závislosti na vybraných sledovaných parametroch.

Typový diagram odberu, neoprávnená dodávka, manipulácia s meracím zariadením

Ak je odberné miesto vybavené štvorkvadrantným inteligentným elektromerom, potom z nameraných dát u takéhoto OM s výrobným zdrojom elektriny možno vytvoriť TDO, ktoré môžu byť rozdelené podľa zvolených oblastí, napríklad čo sa týka geografického rozloženia pripojených zdrojov.

Na základe rovnakých dát o dodávke možno vyhodnocovať či evidovať neoprávnenú dodávku elektriny do siete, neprihlásený výrobný zdroj na strane spotrebiteľa alebo neoprávnenú manipuláciu s meracím zariadením.

Identifikácie a hodnotenia potenciálu regulačného výkonu

Zavedenie prijímačov HDO signálu umožňuje distribútorovi v určitej miere riadiť časť spotreby. Bez systému HDO by bolo možné udržiavať rovnováhu medzi vyrobenou a spotrebovanou elektrinou iba na strane výroby, ak zanedbáme možnosť skladovania elektriny v akejkoľvek energetickej forme.

Centrálne riadenie akumulčných spotrebičov prostredníctvom ich spínania v určitom čase a udržanie tohto stavu po zmluvne stanovenú dobu neposkytuje úplnú voľnosť, ale aj napriek tomu umožňuje niekoľko výhod:

- čiastočné vyhladenia krivky denného zaťaženia vedúce k nižšej spotrebe, rovnako ako využívať elektrinu z výrobných zdrojov, ktoré slúžia na vykrývanie odberových špičiek a ich náklady na vyrobenú MWh sú vysoké,
- rozložením spotreby v priebehu dňa nie je výrazne a nerovnomerne zaťažovaná distribučná sieť a prvky, ktoré sú jej súčasťou, s týmto faktom možno tiež pracovať pri plánovaní a rozvoji siete,
- strategickým rozložením riadenia záťaže medzi jednotlivé fázy možno obmedziť príspevok jednofázových odberov a pripojených OZE k napäťovej nesymetrii,
- inštaláciou OZE dochádza vo väčšine prípadov na koncoch distribučných vedení napäťovej hladiny NN k zvýšeniu napätia, pričom udržiavanie napätia v dovolených hodnotách možno dosiahnuť tiež spínaním záťaže podľa stanovených pravidiel,
- spotrebiteľ má možnosť voľby pre zapojenie sa, a ak sa zapojí a zároveň pristúpi na princíp fungovania HDO, môže svojím konaním ušetriť finančné prostriedky, pričom prístupom na princíp fungovania HDO sa myslí prípad, kedy je prijímač HDO signálu nielen na mieste v rozvážači zapojený, ale zároveň ovláda pripojené spotrebiče, pretože existujú tiež prípady, kedy pravidelne, nie náhodou, po zopnutí obvodu prijatým signálom nedôjde k zvýšenému odberu elektriny.

Ak by bolo možné využiť vyššie uvedený regulačný výkon v ľubovoľnej dobe a bez dodržiavania vopred striktne stanovených pravidiel z hľadiska spínacích časov HDO, bolo by to oveľa prínosnejšie. Pravidlá sú podľa typu distribučnej tarify napr. zmena tarify je umožnená len 8x za deň a v stave nízkeho tarifu je nutné zotrvať minimálne 2 hodiny.

Získavanie dát pre tieto účely je vďaka priebehovému meraniu jednoduchšie. Profilové hodnoty odoberanej činnnej energie sú korelované so spínacími plánmi systému pre centrálne riadenie HDO. Na základe týchto údajov je možné v jednotlivých odberných miestach, vybavených HDO prijímačom alebo inteligentným meradlom so spínaním elektrického okruhu ako náhradou za HDO, zistiť:

- aká je pravdepodobnosť, že v danom čase zapnutia dôjde k vyššiemu odberu elektrickej energie,
- aká je charakteristika odberu v prípade zvýšeného zaťaženia siete po zopnutí elektrického okruhu s pripojeným akumulčným spotrebičom, čím jemnejšie je priebehové meranie, tým presnejšie údaje o odbere možno získať,
- kombináciou dvoch bodov vyššie získame informáciu, aké má dané odberné miesto potenciál čo sa týka voľného regulačného výkonu.

Netechnické straty alebo porucha - korelácia reportov nad údajmi z merania na VN/NN transformátoroch a v domácnostiach

- Rozloženie napätia na vývode za DTS - krivka poskladaná z hodnôt denného profilu napätia na odberných miestach,
 - pri vychýlení krivky v určitom bode je možné detegovať približné miesto poruchy/zvýšeného zaťaženia, rovnako ako je možné detegovať pozvoľnú zmenu, pozvoľný rast úbytku napätia spôsobené napr. vplyvom starnutia zariadení DS v danom mieste alebo náhlu zmenu. Rýchla zmena môže viesť k podozreniu na neoprávnený odber, ak na danom OM zároveň nebol inteligentným elektromerom nameraný zvýšený odber prúdu.

Porovnávanie priebehu nameraných hodnôt meraní na transformátore a súčtu meraní z príslušných inteligentných elektromerov umožňuje sledovať rast alebo pokles strát na jednotlivých DTS.

Porovnanie maximálnych mesačných hodnôt prúdu voči nastaveniu hlavného ističa v kmeňových dátach. Vyššia hodnota prúdu oproti nastaveniu hlavného ističa inteligentného elektromera by sa teoreticky nemala vyskytovať.

Kontrola odberného miesta bez inštalovaného výrobného zdroja elektriny v korelácii s nenulovou hodnotou v registri A- (dodávka).

Porovnanie množstva spotrebovanej energie v nízkej tarife oproti spotrebe vo vysokej tarife. Sledovanie nárastu zreteľne neobvyklých rozdielov.

Porovnávanie priebehu strát jednotlivých DTS k ďalším hodnotám

- priebeh nameraných hodnôt na jednotlivých inteligentných elektromerov (zníženie odberu a súčasné zvýšenie strát na zodpovedajúcom úseku),
- vonkajšia teplota (rôzne zdroje dát meteorologických údajov),
- k času inštalácie - sledovanie strát s ohľadom na vek transformátora,
- vytváranie závislostí strát na vedeniach a vykonaných opráv na vedeniach, pričom zdrojom dát sú údaje zo systému prevádzkovateľa siete.

Kvalitatívne meranie parametrov na jednotlivých fázach distribučného transformátora

- sledovanie napäťovej nesymetrie (napr. hodnotu činiteľa nesymetrie napätia),
- sledovanie prietokov výkonu z nižšej napäťovej hladiny,
- bezpečnostná detekcia výrobných zdrojov NN pri odpojenej VN strane distribučného transformátora.

Korelácia reportov nad údajmi z merania v distribučnej transformačnej stanici

Porovnávanie priebehu nameraných hodnôt súčtového merania a súčtu zodpovedajúcich z meraní inteligentných elektromerov - sledovanie rastu alebo poklesu strát na jednotlivých DTS. Kde nie je možné vykonávať bilancie vplyvom zložitosti zapojenia distribučnej siete, sleduje sa väčší územný celok.

Analýza a riadenie distribučnej siete prostredníctvom HDO

Profilové výkonové merania v mieste spotreby koncového zákazníka poskytujú spätnú väzbu o dostupnosti riadiaceho výkonu. Výpočet optimálneho plánu spínania, predikcia reakcie odberných miest na zopnutie nízkej tarify, predikcia priebehu neriaditeľnej spotreby, predikcia priebehu výroby fotovoltickej elektrárne, lokálna bilancia u spotrebiteľa a výrobcu zároveň, to sú možnosti analýzy distribučnej siete vzhľadom na riadenie na strane spotrebiteľa (HDO).

5.2 Servisné údaje o stave zariadenia a komunikačné cesty AMI

Pokročilú meráciu infraštruktúru možno rozdeliť na niekoľko komunikačných úsekov. Rozdelenie sa robí podľa fyzickej komunikačnej vrstvy spájajúcej dve a viac komunikačných zariadení medzi sebou.

Údaje o úspešnosti povelovania aktívneho zariadenia

Na strane spotrebiteľa to môžu byť chybové hlásenia zariadení alebo náhla a trvalá nedostupnosť inteligentného elektromera, riadiaceho zariadenia malej výroby prípadne aj nabíjacie jednotky elektromobilu. Chybové hlásenia môžu chodiť s pravidelnými odčítacími úlohami, vzhľadom k malej veľkosti činného výkonu, s ktorým sa u zákazníka možno stretnúť, nejedná sa o kritické zariadenia a informácie sú zisťované s oneskorením v rádo vo hodín až dní.

Na strane distribučnej spoločnosti môžeme sledovať stav komunikačných prístupových bodov (routerov), IMS (data koncentrátorov), RTU prvkov, mikropočítačov lokálneho SCADA riešenia, riadených transformátorov a iných zariadení inteligentného merania.

Údaje o stave komunikačného spojenia

Stav komunikačného spojenia sa zisťuje analytickým spôsobom v porovnaní s poruchou zariadenia. Základom je zabezpečiť potrebné množstvo často iba orientačných informácií.

Komunikačné spojenie prostredníctvom PLC a rádiovým spojením:

- zber informácií a logov o počte úspešných a neúspešných požiadaviek komunikácie „data koncentrátor - inteligentný elektromer“,
- vyhodnotenie úspešnosti ukladania dát v dátovom centre môže v korelácii so stavom spojenia medzi prístupovým bodom distribučnej stanice a akvizičným serverom IMS vypovedať aj o zlej komunikácii PLC,
- pomocou priebehových dát o kvalite signálu vzhľadom na rušenie (šum pozadia) možno vysledovať zmeny úrovne týchto rušení, ktoré môžu podľa určitej periodicity vypovedať

o stave komunikačného kanála, napr. rušenie od pripojených zariadení k sieti. Tieto dáta sú poskytované iba obmedzeným počtom výrobcov inteligentných meradiel, respektíve komunikačných modulov.

Komunikačné spojenie prostredníctvom GSM:

- výber („db select“) v lokálnej databáze data koncentrátorov pre zistenie stavu odčítania v data koncentrátore a porovnanie výsledku so stiahnutými hodnotami dátového centra. Rozdiely vo výsledkoch poukazujú na mieru nestability GSM siete, ale aj na neefektivitu práce akvizičného IMS servera v dátovom centre,
- ping a port monitoring spolu s informáciami o latencii na danej linke,
- sila GSM signálu na strane prístupového bodu v distribučnej trafostanici,
- analýza „http“ požiadaviek akvizičného IMS servera napovie o spoľahlivosti linky, udržateľnosti spojenia a komunikačnej dostupnosti.

Optické médiá, ethernet médiá, prípadne siete internetu a miestnych poskytovateľov pripojenia k internetu je možné monitorovať konvenčnými prostriedkami a sledovať tak kvalitu poskytovanej služby.

5.3 Vonkajšie napadnutie IMS a príľahlej infraštruktúry

Ochrana súkromia a zabezpečenie dodávky sú z hľadiska bezpečnosti hlavnou prioritou prevádzky IMS. S narastajúcim objemom implementácie ICT prvkov do distribučnej siete narastá riziko kybernetického útoku.

Súkromie je všeobecne späté so zberom a vlastníctvom dát, prístupovým právom, spracovaním dát, distribúciou dát a s párovaním dát s osobnými údajmi, ktoré môžu patriť ako súkromnému tak aj právnomu subjektu. K bezpečnosti sa viaže aj ochrana života a zdravia, hmotného a nehmotného majetku. Nežiaduce napadnutie IMS môže spôsobiť ujmu u vyššie spomínaných bodov. Riziká napadnutia možno zhrnúť do troch oblastí – dôvernoscť údajov, integrita údajov a informačná a systémová dostupnosť.

Dôvernoscť údajov

V elektromere sú k dispozícii údaje súvisiace s odberným miestom, na ktorom je elektromer inštalovaný. Tieto dáta majú charakter meraných hodnôt (kWh, A, W, atď.), identifikácia technických zariadení (sériové číslo elektromera, modemu, atď.) a prípadne ďalších technicko-prevádzkových parametrov (MAC adresa PLC modulu, SIM karta a jej parametre, IP adresa, atď.).

V koncentrátore sa nachádza súbor vybraných dát z elektromerov priradených ku koncentrátoru a taktiež jeho vlastné dáta ako je identifikácia technických zariadení (sériové číslo elektromera, modemu, atď.), prípadne ďalšie technicko-prevádzkové parametre (MAC adresa PLC modulu, SIM karta a jej parametre, IP adresa, atď.).

V centrále IMS sú uložené vybrané dáta z množiny uvedenej vyššie a doplnené o väzby na údaje o technické kmeňové dáta odberného miesta, prípadne obchodné kmeňové dáta súvisiace s odberným miestom.

Neautorizované sprístupnenie informácií - pokus o pripojenie sa k inteligentnému meradlu zapíše meradlo do vnútornej pamäte, knihy udalostí. Podobným spôsobom možno zaznamenať:

- pokus o pripojenie cez opto hlavu,
- nesprávne zadané prístupové heslo inteligentného elektromera,
- log o prístupoch do elektromera aj do data koncentrátoru,
- log o prístupe do sledovaných objektov či rozvodných skríň, vybavených sledovaním otvorených dverí a krytov.

Integrita údajov

Integrita údajov predstavuje požadované zabezpečenie integrity nameraných dát v zmysle „Jednoznačná identifikácia zariadenia a ním nameraných hodnôt v definovanom čase.“

Z pohľadu integrity je najvýznamnejšie zabezpečenie komunikačných kanálov k meradlám (napr. šifrovaním, kontrolnými súčtami a pod.), meradiel (najmä nastavenie meradiel, realizovať napríklad pravidelné sťahovanie konfigurácie a validácia oproti kmeňovým záznamom) a dát na serveri (vhodné nastavenia prístupových práv, šifrovanie a pod.).

Z pohľadu zálohovania sú najdôležitejšie údaje údržby a odpočty (odporúča sa kontinuálne zálohovanie, napr. s využitím transakčných logov).

Neautorizovanú modifikáciu informácií alebo odstránenie zaznamenaných údajov možno v infraštruktúre IMS zachytiť vyššie uvedenými spôsobmi.

Informačná a systémová dostupnosť

Zamedzenie prístupu k systému či informáciám, alebo zneužitiu informácií a informačného systému môže viesť k obmedzeniu prevádzky distribučnej spoločnosti, obmedzenie prevádzky pripojených odberateľov, k poškodeniu majetku a individuálnych účastníkov.

5.4 Využitie dát z AMI

Využitie dát z IMS je možné pre 3 základné smery:

- pre účely trhu s elektrickou energiou - pre obchodníka a vyúčtovanie,
- pre účely energetickej efektívnosti - pre zákazníka,
- pre účely prevádzky siete - pre distribučnú spoločnosť.

Pre každú koncovú aplikáciu sú potrebné dáta podľa individuálnych požiadaviek:

- dáta (registre, profily, udalosti),
- veličiny / merané jednotky,
- časová dostupnosť/spoľahlivosť,
- redundancia,
- komunikačné protokoly (Metering/SCADA, ...),
- bezpečnosť (šifrovanie),
- časová presnosť/synchronizácia času,
- druh dát (okamžité, t.j. 1; 10; 15 min., 1-fázové a 3-fázové).

Aplikácie využívajúce údaje z elektromerov IMS:

- vyúčtovanie a fakturácia,
- zákaznícky servis DS,
- zlepšenie hospodárskej súťaže a efektívnosti na energetických trhoch,
- riadenie dopytu pre trh s elektrinou a pre podporu prevádzky siete, obmedzenie špičkového zaťaženia,
- podporné služby, ako je regulácia činného výkonu, napätia a jalového výkonu,
- služby pre monitorovanie a zlepšovanie energetickej účinnosti a distribuovanej výroby,
- poskytovanie informácií pre orgány štátnej správy a výskumu,
- energetický manažment koncového zákazníka,
- energetické úspory,
- inteligentné domy,
- virtuálne elektrárne,
- predplatiteľský systém.

Aplikácie pre podporu správy distribučnej siete:

- odhad stavu distribučných sietí,
- monitorovanie kvality elektriny a spoľahlivosti,
- analýzy zaťaženia, modelovanie a predikcie,
- preventívna údržba a analýza porúch,
- identifikácia netechnických strát,
- manažment elektromera a meracieho miesta,
- pripojenie, odpojenie, diaľkové obmedzenie zaťaženia.

Iné:

- Multiutility.

5.4.1 Vyúčtovanie a fakturácia

Inteligentné meranie zlepšuje proces vyúčtovania na základe zmluvných podmienok tým, že poskytuje presné a pomerne aktuálne údaje o spotrebe pre jednotlivé meracie body. Takto odpadá najväčšia požiadavka na odhad údajov o spotrebe.

Častejší a lacnejší proces zmeny dodávateľov elektriny

Jednou zo základných funkcií systému inteligentného merania je možnosť kedykoľvek mať k dispozícii namerané údaje. Vzhľadom k tomu, že regulátor môže vyžadovať skrátenie doby potrebnej na zmenu dodávateľa elektriny, možnosť odčítať a poskytnúť dáta kedykoľvek, znižuje náklady prevádzkovateľa DS. V budúcnosti tým pádom prichádza do úvahy možnosť implementovať funkcionality na automatizovaný proces zmeny dodávateľa elektriny.

Korektná a včasná fakturácia

Európska komisia zdôrazňuje napr. v smernici 2006/32/ES význam poskytovania aktuálnych údajov o spotrebe energie pre zákazníkov a fakturáciu na základe skutočných údajov o spotrebe, čo inteligentné meranie samozrejme umožňuje.

5.4.2 Zákaznícky servis DS

Zákaznícky servis zahŕňa poskytovanie dôležitých informácií zákazníkovi ako:

- poruchy v sieti, údržba, opravy a inštalácie,
- pripojenie a odpojenie zákazníka,
- kvality elektrickej energie,
- spotreba energie a energetická efektívnosť a možnosti pre úsporu energie,
- možnosti, ako ušetriť náklady na energiu.

Inteligentné meranie môže zlepšiť účinnosť a kvalitu služieb zákazníckych call centier. Aktuálne meranie a dostupnosť informácií call centra umožňuje rýchle a presné služby a čiastočnú automatizáciu odpovedí.

5.4.3 Zlepšenie hospodárskej súťaže a efektívnosti na energetických trhoch

Inteligentné meranie zlepšuje hospodársku súťaž na trhu s energiou nasledujúcimi spôsobmi:

- poskytovanie správnych nameraných údajov umožňuje skrátiť alebo prípadne automatizovať postup zmeny dodávateľa energií,
- namerané údaje uľahčujú dodávateľovi elektriny ponúknuť pre potenciálnych zákazníkov podmienky dodávky energií aplikované na konkrétne podmienky zákazníka,
- inteligentné meranie znižuje technické prekážky medzi národnými trhami s energiami a umožňuje vytvárať medzinárodné maloobchodné trhy s elektrinou,
- inteligentné meranie môže umožniť nové produkty na trhu s elektrinou, ktoré zlepšujú interakciu malých spotrebiteľov elektriny s trhom s elektrinou. Dôsledkom toho má byť energeticky účinnejšia prevádzka zdrojov elektrickej energie,
- produkty, ktoré umožňujú aplikovať riadenie dopytu a priniesť väčšiu cenovú elasticitu na trhu s elektrinou a tak znížiť riziko zlyhania trhu s elektrinou a kartelových dohôd.

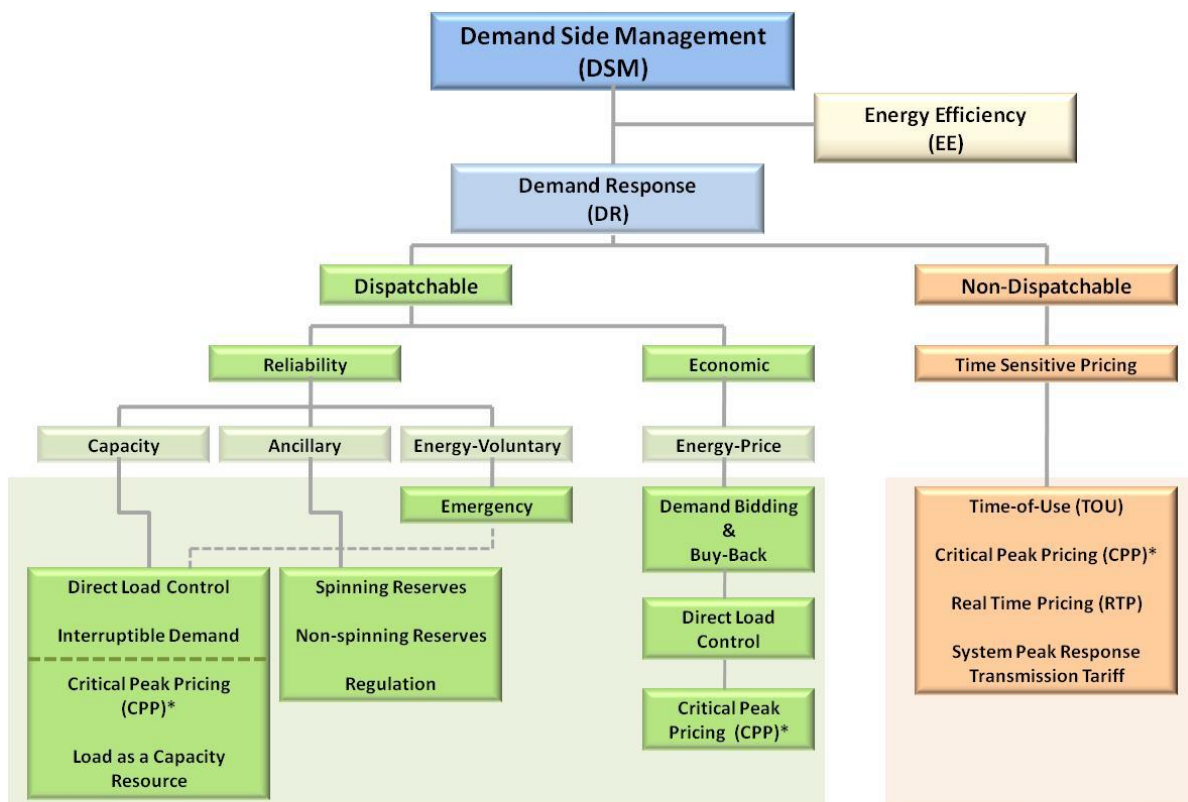
5.4.4 Riadenie dopytu pre trh s elektrinou a pre podporu prevádzky siete, obmedzenie špičkového zaťaženia

Riadenie dopytu znamená, riadenie záťaže a výroby elektriny ako odpoveď na cenu elektriny. Riadenie dopytu zahŕňa riadenie záťaže pomocou ceny elektriny a aj priame riadenie záťaže. Riadenie záťaže podľa ceny znamená, že zákazník má časovo premenlivú cenu elektriny v závislosti na zmene spotových cien na trhu a na základe tejto zmeny ceny si sám upravuje priebeh spotreby.

Priame ovládanie znamená, že nejaký agregátor (predajca, virtuálna elektrárňa alebo prevádzkovateľ distribučnej siete) vysiela signály na pripojenie/odpojenie záťaže vzhľadom od situácie na trhu s elektrinou a situácie v elektrickej sieti.

V súčasnosti sa používajú tri hlavné typy taríf pre riadenie dopytu pomocou ceny:

- TOU – časové tarify,
 - časové tarify znamenajú pravidelné opakujúce sa sezónne a denné zmeny tarify za elektrinu,
- dynamické tarify (tarify v reálnom čase),
 - dynamické tarify znamenajú rozdielne ceny pre každú periódu (15 min., v Dánsku sa testuje 5 min. interval pre dynamické tarify), pričom ceny odrážajú skutočné rýchle kolísanie cien na trhu s elektrinou, zákazník dostane prakticky deň vopred predikciu ceny elektriny, ktorá sa počas dňa aktualizuje,
- CPP – tarify v kritickej špičke,
 - tarifa v kritickej špičke sa používa v dňoch, kedy je nedostatok výrobných kapacít, hrozí preťaženie siete až havária alebo ceny elektriny sú vysoké, a preto je dôležité znížiť spotrebu,
 - kombinácia týchto taríf.



* NOTE: Dependent on the ISO/RTO Critical Peak Pricing (CPP) may be accepted as Dispatchable Load. It is therefore shown as both dispatchable and non-dispatchable on this graphical representation.

Obr. 30 Princípna schéma riadenia ES na strane spotreby

Ukladanie elektriny je drahé a spôsobuje straty. Preto je nutné zachovanie rovnováhy medzi výrobou a spotrebou elektrickej siete na každej úrovni. Adekvátne cenové elasticita je nevyhnutná pre riadne fungovanie trhu s elektrinou. Možnosti pre rýchle riadenie veľkých jadrových elektrární, fosílnych alebo PPC sú obmedzená a drahé. Zvýšenie množstva veternej a solárnej energie tiež zvyšuje potrebu kontrolovateľných zdrojov. Rýchle riaditeľné zdroje elektriny a špičkový výkon sú často drahé v porovnaní s energiou, ktoré produkujú a majú nízku účinnosť. Týmto rastie dôležitosť riadenia dopytu a distribuovaných zdrojov.

Klasické časové tarify môžu byť príliš „strnulé“ aby pomohli predpokladanému vývoju trhu s elektrinou a infraštruktúry, a môžu viesť k uviaznutiu investícií. Dynamické a špičkové tarify sú vhodné pre budúce požiadavky a umožnia implementovať riadenie dopytu.

5.4.5 RTP („Real Time Pricing“)

Cieľom RTP je umožniť zákazníkom plánovať a meniť ich zaťaženie a výrobu elektriny v reakcii na cenové signály v takmer „reálnom čase“ (časový rámec môže byť v rozsahu od sekúnd až po niekoľko dní dopredu), ktoré boli získané od poskytovateľa energetických služieb (ESP), ktorý pôsobí ako prostredník na trhu. Zákazníci môžu tiež poskytovať svoje predpokladané zaťaženie a výrobu pre prevádzkový trh (prípadne prostredníctvom ESP, ako agregátor) sú energetické plány a podporné služby ponúknuté. Pre operátora siete je RTP mechanizmus pre potenciálne významné zmeny zaťaženia.

RTP možno definovať ako trhovú mechanizmus, ktorý poskytuje možnosť riadenia s dynamickou väzbou a oceňovanie energie na základe skutočných nákladov.

RTP scenár

(1) RTO/ISO pravidelne predikuje podmienky v ES na určitú dobu, napr. na nasledujúcich 24 hodín, na základe energetických plánov a cien, dostupných podporných služieb, počasia, dňa v týždni, plánovaných odstávok a informácií z prevádzky PS a DS, atď.

(2) Z týchto prognóz vytvoria funkcie výpočtu RTP tabuľky zaťaženie vs. cena pre každú oblasť ES a pre každú „zúčtovaciu“ periódu (napr. každú hodinu). Tieto tabuľky sa stávajú základnými údajmi RTP. Účelom tohto výpočtu je presne predpovedať náklady na dodávky energie počas tohto obdobia.

(3) Tieto základné RTP tabuľky sú k dispozícii všetkým odberateľom týchto informácií (v závislosti na pravidlách trhu).

(4) ESP získajú tieto základné dátové tabuľky RTP a využijú ich k vytvoreniu špecifických RTP sadzbových tabuliek pre individuálnych zákazníkov. Tieto výpočty sú založené na zmluvných dohodách medzi ESP a rôznymi typmi zákazníkov, ako napr. priemyselný zákazník disponujúci možnosťou obmedziť veľké zaťaženie dostane v čase špičky iné sadzby ako malý komerčný zákazník s malou možnosťou zmeny svojho zaťaženia.

(5) ESP odošle svojim zákazníkom individuálne RTP sadzobné tabuľky.

(6) Zákazníkov BAS optimalizuje svoje zaťaženie a svoje DER na základe ponúknutých individuálnych sadzieb napr. pre požiadavky na zvýšenie zaťaženia alebo obmedzenie zaťaženia, príp. iné požiadavky, schopnosti a obmedzenia DER. BAS porozumie povahe a príležitosti pre zmenu spotreby na základe hospodárskych a užívateľských faktorov a fyzických možností jednotlivých objektov (pripojovacích miest) zákazníka.

(7) Zákazníkov BAS potom pripraví (alebo aktualizuje existujúce) plány a ďalšie riadiace mechanizmy pre záťaže a pre výrobu z DER. Tieto riadiace činnosti môžu byť vykonané automaticky, alebo môže byť skontrolované a zmenené zákazníkom.

(8) Zákazníkov BAS môže následne poslať plány výroby elektriny do riadiaceho systému DER na to, aby prispôsobil výrobu pre každú periódu.

(9) BAS používa algoritmy optimalizované pre lokálne podmienky na predikciu svojej záťaže a výroby z DER. Na základe toho je potom možné určiť aké podporné služby môže ponúknuť, ako napr. zvýšenie výroby DER alebo núdzového zníženie zaťaženia, a vypočítava ceny, za ktoré ponúkne tieto podporné služby.

(10) BAS potom odovzdáva tieto energetické plány a ponuku podporných služieb svojmu ESP ako vstup pre prevádzku RTO/ISO trhovými operáciami.

(11) ESP agreguje (alebo ponechá individuálne) energetické plány a ponuky podporných služieb a predkladá ich pre prevádzku trhu. Tie ovplyvnia ďalšie iterácii výpočtov RTP.

(12) V momente, kedy dôjde k naplánovaniu každej periódy (alebo aj počas tejto periódy), BAS vydáva príkazy na ovládanie záťaže koncovým zariadeniam (nastavenie úrovne, času, zapnutie/vypnutie, a pod.). Riadiaci systém DER potom riadi jednotlivé zdroje podľa harmonogramu výroby DER.

(13) Riadiaci systém distribučnej siete monitoruje jednotlivé zdroje DER pre zabezpečenie požadovanej kvality elektrickej energie, a pomáha riadiť krízové situácie.

(14) Odchýlky zaťaženia a výroby, rovnako ako inicializácia podporných služieb, ktoré boli vyžiadané trhovou prevádzkou, sú spracované podľa bežných procedúr trhovej prevádzky.

(15) Pre vyúčtovanie sú odčítané zákazníkove elektromery pre meranie spotreby a výroby prostredníctvom MDM a posunuté na vyúčtovanie prevádzke trhu. Dostupnosť profilu zaťaženia, umožňuje použitie dohodnutých taríf pre jednotlivé periódy.

(16) Regulátor/audítori posudzujú základné a individuálne RTP tabuľky, aby boli dodržané podmienky v pravidlách trhu.

5.4.6 Podporné služby

Na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti ES sa využívajú podporné služby, ktoré sú v rámci prevádzky PS a DS veľmi dôležité a potrebné. Medzi podporné služby možno zaradiť služby pre riadenie frekvencie a napätia v ES.

Inteligentné meradlá poskytujú okrem iného tiež údaje parametrov elektriny ako frekvencia, jalový výkon a napätia. Táto skutočnosť umožňuje do určitej miery poskytovanie podporných služieb DER a verifikáciu/kvantifikáciu poskytnutia týchto služieb.

5.4.7 Služby pre monitorovanie a zlepšovanie energetickej účinnosti a distribuovanej výroby, zákaznícky informačný systém

Informácie získané z elektromera, najmä o spotrebe energie, musia byť poskytnuté užívateľovi takým spôsobom, aby bol schopný reagovať ovplyvňovať svoju spotrebu, napr. znížiť alebo presunúť svoju spotrebu energie.

Domáca automatika, poskytujúca napr. dynamické tarify, môže odberateľovi umožniť optimalizáciu nákladov/výnosov, aby v prípade nedostatku energie v sieti predával vlastnú energiu do siete.

V súvislosti s témou poskytovanie dát vo vzťahu k odberateľovi je potrebné poznamenať niekoľko bodov:

- (1) Pre zákazníka je lepšie získavať dáta priamo z elektromera cez lokálne rozhranie, čo je oveľa rýchlejšie a prispôsobivejšie ako webové rozhranie správcu systému inteligentného merania.
- (2) Neexistuje žiadny definovaný spôsob, ako by mali byť informácie zákazníkovi poskytnuté, napr. grafy, číselné údaje, kWh, emisie CO₂ a finančné údaje, avšak informácie by mali byť priebežne aktualizované tak, aby koncový užívateľ rozpoznal charakter svojej spotreby.
- (3) Existuje viacero spôsobov ako poskytnúť informácie zákazníkovi, vhodným riešením môže byť napr. displej spojený s elektromerom alebo webové stránky prístupné cez internet.
- (4) Doplnujúce informácie by mali byť poskytované ako návod pre úspory energie pomocou nameraných údajov.
- (5) Napriek tomu, koncoví užívatelia nemusia byť ochotní znížiť svoju spotrebu v prípade, že zmluva za dodávku energie ich môže odmeniť za presun alebo zníženie spotreby.

5.4.8 Poskytovanie informácií pre orgány štátnej správy a výskumu

Štátne inštitúcie, účastníci trhu s elektrinou a iné subjekty pôsobiace v elektroenergetike potrebujú namerané údaje za účelom analýzy skutkového stavu alebo historickej situácie. Tieto údaje môžu byť užitočné k presnejším odhadom využitia systému. Tieto informácie sú tiež potrebné pre analýzu zaťaženia a pre analýzy trhu s elektrinou. Niektorí sa zaujímajú o analýzu konečnej spotreby energie a niektorí o kvalitu elektrickej energie, napätie a služby poskytované distribučnou spoločnosťou. Presná spätná väzba o opatreniach v oblasti energetickej účinnosti umožňuje voliť najefektívnejší spôsob, ako zlepšiť energetickú účinnosť, poskytované služby, produkty na trhu s elektrinou.

5.4.9 Energetický manažment koncového zákazníka

Energetický manažment koncového zákazníka znamená minimalizáciu nákladov na energiu pri splnení energetických požiadaviek, ako je udržanie prostredia (teplota, osvetlenie, ...) alebo iné procesy, v závislosti na type a spôsobe využitia budovy. Niektoré inteligentné domy už majú automatizačné systémy, ktoré zahŕňajú niektoré funkcie pre hospodárenie s energiou. Energetický manažment koncového zákazníka však vyžaduje meranie spotreby v reálnom čase (minimálne 15 min.) najlepšie priamou komunikáciou s elektromerom.

5.4.10 Energetické úspory

Inteligentné meranie prispieva k úsporám energie niekoľkými spôsobmi:

- priebežné informácie o aktuálnej spotrebe elektriny dávajú zákazníkovi lepšiu možnosť kontroly využitia energie,
- prispôbením priebehu spotreby,
- identifikáciou mimoriadnej spotreby energie, napr. poruchou zariadenia, otvorených okien, alebo nedostatočnou izoláciou.

Inteligentné meranie poskytuje technologický základ pre dodávateľov elektriny, PDS a prípadne ďalšie subjekty na energetickom trhu, ktoré ponúkajú konečným zákazníkom nové produkty a služby, ktoré podporia úspory energie.

5.4.11 Inteligentné domy

Inteligentné domy sú domy, kde sú rôzne spotrebiče, stroje a iné spotrebiče energie pripojené do siete, ktorá je riadená podľa požiadaviek obyvateľov, vonkajšej klímy a ďalších parametrov. Domáce automatizácia a diaľkové ovládanie spotrebičov sa bude čoraz viac používať podobne ako sa v domoch objavujú nové technologické zariadenia ,napr. vykurovacie systémy. Ich riadenie môže byť prepojené s osvetlením, ventiláciou atď. a môžu pracovať spoločne. Jednotný systém by umožnil efektívnejšie riadenie spotreby energie. Ale súčasne aj v najinteligentnejšom dome je správanie sa ľudí najdôležitejší faktor spotreby energie, pretože človek určuje faktory, podľa ktorých pracuje riadiaci systém. S príliš zložitým systémom, ľudia strácajú záujem o sledovanie spotreby a prijímanie opatrení na úsporu.

Inteligentné meranie je predovšetkým určené na poskytovanie informácií koncovým užívateľom tak, aby zmenili svoj spôsob využitia energie. Tieto informácie je však možné pre iné riadiace a informačné systémy v dome. Tie sú ďalej schopné automatizovať energetické úspory a opatrenia v reakcii na riadenie dopytu.

Príklady:

- kombinácia riadenia rôznych energetických systémov,
 - centrálny riadiaci systém tepla môže poskytnúť ďalšie údaje, ktoré je možné kombinovať s nameranými dátami z plynomerov a elektromerov s cieľom poskytnúť zmysluplnejší pohľad na energetické využitie v dome. Tiež jednotlivé spotrebiče môžu hlásiť spôsob použitia tak, aby namerané údaje poskytli čo najkomplexnejší obraz použitia energie,
- automatizácia riadenia spotreby energie,
 - riadenie dopytu závisí na presune času spotreby energie, čo možno vykonať manuálne, to však znižuje účinnosť keďže koncoví užívatelia nemusia byť dostupný alebo ochotný reagovať,

- riadenie domácej spotreby energií v domácnosti môže využívať dynamické modely a optimalizácia využitia energie s prihliadnutím na podmienky prostredia, času, variabilnej ceny energií a preferencie obyvateľov,
- infraštruktúra inteligentných domov,
 - aplikácia domácej automatizácie vyžaduje vybudovanie lokálnej komunikácie, ktorá umožní domácim spotrebičom komunikáciu a riadenie, napr. PLC protokol „Home Plug“ bol vyvinutý s cieľom umožniť inteligentným spotrebičom komunikovať cez elektrickú inštaláciu domu. Ďalšie bezdrôtové systémy sú napr. ZWave a ZigBee.

5.4.12 Virtuálne elektrárne

Virtuálna elektráreň predstavuje spoločnú riadiacu štruktúru pre veľký počet menších zdrojov a záťaží, ktorých výstup je agregovaný ako by išlo o jednu veľkú elektráreň. Malé zdroje sú potrebné na výrobu energie z miestnych obnoviteľných zdrojov a kombinovanej výroby tepla a elektriny, pretože diaľkový prenos tepla alebo biopalív nie je efektívny. To isté platí pre zdroje, ktoré využívajú na výrobu elektriny vodu, vietor a slnečné žiarenie.

Mnoho malých zdrojov a záťaží je možné ovládať oveľa rýchlejšie, než väčšinu veľkých elektrární samozrejme za predpokladu spoľahlivej komunikácie. Čím viac budú pribúdať distribuované OZE, tým viac bude nevyhnutné riadenie týchto zdrojov kvôli trhu s elektrinou a poskytovaniu podporných služieb.

Inteligentné elektromery môže merať výrobu každého zdroja (alebo rozdiel medzi výrobou a spotrebou v mieste pripojenia). Riadenie týchto zdrojov je však nezávislé od elektromera a riadiaci systém využíva inú komunikačnú cestu, aj keď je možné využiť komunikačnú infraštruktúru systému inteligentného merania.

5.4.13 Platba vopred

Elektromer s integrovaným vypínačom sa môže využiť pre aplikovanie predplateľného spôsobu platby za energie. Inteligentné elektromery umožňujú nákladovo efektívnejší, flexibilnejší a zákaznícky akceptovateľnejší prístup ako súčasné systémy. Navyše cieľom tohto spôsobu platby je viac informovať zákazníka o svojich platbách za energie a tým o jej spotrebe.

5.4.14 Odhad stavu distribučných sietí

V súčasnosti je znalosť tokov elektriny v sieťach nízkeho napätia veľmi malá, existujúca znalosť je skôr na základe skúseností, prípadne na základe výsledkov sieťových modelov, odhadovaného zaťaženia a merania v rozvodniach prípadne trafostaniciach. Pričom však tieto modely nepracujú so zmenou zaťaženia v čase ale iba s „nominálnymi“ hodnotami. Implementácia inteligentného merania, poskytne detailné informácie či už

o tokoch výkonu prípadne aj o úrovniach napätia v sieť a tým pomôže zabrániť preťaženiu siete a jednotlivých komponentov ako sú transformátory/vedenie.

Odhad stavu NN siete je pokročilá technika, kde sa kombinuje veľké množstvo nameraných údajov s modelom siete. Kombinácia meraní a modelu umožňuje výpočet neznámych premenných ako sú napr. straty alebo tokov jalového výkonu a je možné ho využiť na identifikáciu nekorektného merania a iných chýb vstupného dátového modelu.

5.4.15 Monitorovanie kvality elektriny a spoľahlivosti dodávky

Kvalita elektrickej energie v systéme inteligentného merania zahŕňa kvalitu napätia dodávaného do distribučnej siete a kvalita napájania zákazníkov. Ideálne striedavé napätie je sínusoida s menovitým konštantnou amplitúdou a frekvenciou. Vo viacfázových sieťach musí mať aj požadovaný sled fáz a napäťovú nesymetriu. Presnejšie je kvalita napätia definovaná v norme STN EN 50160. Väčšina problémov s napätím je síce spôsobené zariadeniami u zákazníkov, ale distribučná spoločnosť je zodpovedná za kvalitu napätia v mieste pripojenia zákazníka.

Kontinuálne monitorovanie kvality napätia umožňuje rýchlu a presnú reakciu na prípadné sťažnosti zákazníkov. Umožňuje tiež preventívne reakcie na problémy s kvalitou elektrickej energie, než dôjde poškodeniu siete alebo zariadení.

Záznam o prerušení napájania, pokles napätia a niektoré parametre kvality napätia pomáhajú distribučnej spoločnosti analyzovať, kde sú najviac potrebné investície do siete a zároveň pomáha riešiť problémy zákazníkov s kvalitou.

5.4.16 Analýzy zaťaženia, modelovanie a predikcie

Údaje o spotrebe energií či už elektriny, plynu tepla a vody je možné použiť pre analýzy zaťaženia. Rovnako môže byť vysledovaná a neskôr modelovaná závislosť zaťaženia na type dňa, vonkajšej teplote a prípadne ďalších premenných.

Tieto informácie sú potom užitočné pre dodávateľ energií a aj ich zákazníkov. Zároveň tieto informácie DS využije pri plánovaní a prevádzkovaní distribučnej siete. Detailné informácie o spotrebe energií môžu byť použitý aj pre vyhodnotenie programov na úspory energie. Toto vyhodnotenie sa môže spraviť na základe informácií o aktivite na odbernom mieste spolu s vývojom(priebehom) spotreby energie, teda či zákazník reagoval na podnety pre úsporu alebo nie. Potenciálny cieľ pre zlepšenie energetickej účinnosti je možné identifikovať porovnaním vlastností budovy/objektu s nameranou spotrebou. Teda napr. spojiť informáciu o energetickej triede budovy s očakávanou spotrebou.

5.4.17 Preventívna údržba a analýza porúch

Meranie môže byť použité pre preventívnu údržbu zariadení distribučnej siete a elektromerov, ale aj pre zariadenia zákazníka, ako napr. porucha výkonovej elektroniky, uvoľnenie uchytenia káblov alebo uzemnenia, rozbité ložiská strojov spôsobujú zhoršenie niektorých parametrov kvality elektrickej energie, ako je rušenie, vyššie harmonické, jednosmerná zložka alebo napäťová nesymetria.

Namerané údaje a udalosti z rozvodnej siete môžu byť použité pre analýzu vývoja a príčin porúch zariadení a výpadkov siete.

5.4.18 Identifikácia netechnických strát

Elektromechanické elektromery majú niekoľko funkcií, ktorých cieľom je obmedziť neoprávnený odber elektriny. Napríklad elektromer má brzdu, aby sa zabránilo točeniu v opačnom smere. Inteligentné meranie musí však poskytnúť vyššiu úroveň ochrany, keďže odpadá pravidelný odpočet elektromera a tým aj kontrola meracieho miesta.

Implementácia systému inteligentného merania tiež vytvára doteraz neexistujúce príležitosti o podvod, ako SW prístup do elektromera, rušenie alebo simulácia komunikácie.

Ale ešte dôležitejšie je, že inteligentné meranie môže umožniť včasnú detekciu rôznych pokusov o podvod.

Súčasnú inteligentné elektromery sú schopné detegovať a signalizovať:

- identifikácia magnetického poľa,
- neoprávnený pokus o SW prístup do elektromera,
- odňatie krytu alebo krytu svorkovnice elektromera.

Navyše môžu byť v určitých miestach siete nainštalované „senzory“ na meranie zaťaženia s cieľom energetickej bilancie siete, ako napr. na jednotlivých vývodoch v trafostanici alebo v „uličnom rozvádzači“.

Iná cesta identifikácie podvodu alebo dokonca pokusu o podvodov je analýza priebehu odberu v identifikovaných prípadoch, vysledovanie charakteristického správania sa, definovanie algoritmov a následné aplikovanie týchto algoritmov na všetky meracie miesta.

5.4.19 Manažment elektromera a meracieho miesta

Ide o nasledujúce činnosti:

- riadenie inštalácie meračov,
- udržiavanie databázy údajov k elektromerom ako výrobca, dodávateľ, typ, vek, nastavenie, konfigurácia, FW a HW verzia, životnosť ,alarmy, záznamy bezpečnostnej kontroly,

- vzdialená zmena konfigurácia elektromera/„upgrade“ FW,
- plánovanie kontroly v prípade potreby, alebo
- pravidelne zabezpečiť, aby v elektromere boli správne nainštalované a pracovali správne. Inteligentné merače môže obsahovať funkcionality pre detekciu chyby činnosti a chyby pri inštalácii,
- overenie, že odberné miesto a zákazník sú správne uložené v databáze, že elektromer je správne nastavený podľa podmienok v zmluve (napr. časy spínania taríf, max. veľkosť odberu, či ide o zákazníka s lokálnym zdrojom),
- identifikácia neoprávneného pripojenia zdroja.

5.4.20 Pripojenie, odpojenie, diaľkové obmedzenie zaťaženia

Štandardne dostupné ale voliteľné funkcionality systému inteligentného merania. Vyššia verzia súčasného systému HDO. V prvom prípade ide o vzdialené pripojenie a odpojenie meracieho miesta. Obmedzenie je dôležité pre riadenie záťaže.

Avšak, v niektorých krajinách platia predpisy o bezpečnosti, ktoré tieto funkcionality obmedzujú. Je zakázané vzdialené znovu pripojenie zákazníkov a existuje povinnosť zabezpečiť minimálne dodávky elektriny pre pokrytie základných potrieb.

Riadenie záťaže pomocou diaľkového odpojenia preddefinovaných obvodov môže byť použité PDS alebo iným subjektom ako súčasť optimalizácie zaťaženia siete alebo ako reakcia na ceny elektriny. Zákazníci môžu priradiť niektoré spotrebiče na diaľku ovládaných obvodov v ich domoch, ktoré môžu byť na diaľku odpojené.

Táto funkcia umožňuje vypnúť iba časť záťaže bez potreby odpojenia celého meracieho miesta.

5.4.21 Udalosti z inteligentných elektromerov

Udalosti pochádzajúce z inteligentných elektromerov môžu mať niekoľko atribútov, vrátane zdroja, senzora, stupeň závažnosti a kategóriu udalostí. Zdroj je zvyčajne zariadenie, kde vznikla udalosť, zatiaľ čo senzor je zariadenie zodpovedné za detekciu a oznámenie udalosti. Stupeň závažnosti zahŕňa úrovne ako havarijné, informačné, chyby, varovania a informácie o korektnej prevádzke. Kategórie udalosti poskytujú informácie týkajúce sa procesu, ku ktorému sa udalosť vzťahuje. Existujú štyri základné kategórie udalostí:

- udalosti z elektromerov alebo iných zariadení ako obnovenie alebo výpadok napájania,
- udalosti ohľadom kvality elektrickej energie, ako krátkodobé poklesy napätia alebo alarmy vysokých/nízkych napätí,
- identifikácie o zásahu do elektromerov alebo neštandardná prevádzka, ako opačný tok energie,
- informácie o hardvéri, ako je nízky stav batérie.

Potenciálne oblasti využitia udalostí z elektromerov:

- informovanie zákazníkov, t.j. udalosti ako výpadok a obnova napájania, pomocou ktorých sa môžu prijať proaktívne opatrenia ešte pred tým, ako zákazník volá, rovnako ako upozornenie zákazníkov o výpadku elektriny (SMS),
- OMS – udalosti detekcie výpadkov konkrétnych zariadení a vygenerovanie proaktívneho oznámenia, ale aj obnovenie napájania pre identifikáciu podružných výpadkov po rozsiahlejšej obnove siete,
- udalosti o kvalite elektrickej energie: ako krátkodobé poklesy a nárasty napätia v korelácii s ďalšími informáciami o stave zariadenia, pre identifikáciu rozpojeného neutrálneho vodiča a blikajúcich svetiel,
- udalosti ako spätný tok energie, spolu s identifikáciou neoprávneného zásahu do elektromera, alebo abnormálne použitie,
- monitorovanie prevádzky a komunikačnej siete inteligentných elektromerov,
 - udalosti ako ping elektromera pre identifikáciu poškodených/vadných elektromerov, stav relé a ďalších zariadení, udalosti o stave HW ako informácie o batérii, verzii FM, atď.

Tieto udalosti musia byť podobne ako dáta validované s inými relevantnými informáciami, ako sú podmienky v sieti a tiež niektoré aspekty správania sa zákazníkov.

Pre spravovanie vyššie uvedených udalostí je potrebné sa zamerať na dva kľúčové problémy:

- systémy pre správu veľkých objemov dát udalostí,
- logické a štatistické techniky, ktoré identifikujú správne udalosti a súvisia s ich rôznymi podmienkami.

Kľúčové logické a štatistické techniky, ktoré by mohli byť použité, sú:

- filtrovanie dát,
 - ide o analýzy udalostí a inteligentnú filtráciu redundantných údajov na základe preddefinovaných podmienok toku dát udalostí. Na základe skúseností, sú udalosti, ako výpadok a obnova napájania odovzdávané z viacerých inteligentných elektromerov. Tieto udalosti majú takmer rovnaký čas výskytu udalosti a jednu spoločnú príčinu. Preto v takýchto prípadoch by mali byť duplicitné udalosti filtrované pomocou časových a geografických podmienok. Filtračné kritériá možno použiť aj na odstránenie vplyvov spôsobených elektrickou a komunikačnou sieťou, a až potom aplikovať algoritmy na zostávajúce udalosti,
- pravidlá združovania,
 - algoritmy a pravidlá, ktoré umožňujú detegovať vzťahy medzi udalosťami a inými premennými. Vstupy prijaté z iných systémov, ako sú systémy riadenia práce (WMS), zákaznícke informačné systémy (CIS) a riadiace systémy (SCADA), môžu byť previazané s udalosťou z elektromerov ešte skôr, ako sa vyšle opravárenský oddiel na lokalitu,

- dátový „clustering“,
 - ide o model, ktorý používa podobnosti pre vytváranie skupín dátových bodov. Podobné kategórie udalostí môžu byť zoskupené dokopy, s vykonaním analýzy pre získanie obchodnej hodnoty zo zoskupených udalostí. Napr. môžeme identifikovať skupinu medzi všetkými typmi udalostí a potom sa vyvinúť vzťahy medzi výsledkami a skupinami udalostí. Stav zariadenia, napadnutie elektromera a udalosti kvality elektriny môžu byť zoskupené s cieľom identifikovať problémy, ako je nekorektne zapojený nulový vodič.

5.4.22 Použitie udalostí z inteligentných elektromerov pre OMS

Nakoľko udalosti z elektromerov môžu byť získavané takmer v reálnom čase, tieto udalosti majú výhodu oproti informáciám prichádzajúcim od zákazníkov a terénnych pracovníkov. Udalosti generované inteligentnými elektromermi sú surové dáta, duplicitné s veľkým objemom:

- udalosti o okamžitých výpadky a obnovení napájania,
- udalosti o sieti a komunikačných rozhraniach,
- udalosti v dôsledku plánovaných odstávok, výpadky vývodov a transformátorov, zákazníkov, atď.

Pre OMS systémy prakticky nie je možné spracovávať surové dáta o udalostiach rovnakým spôsobom, ako sa v súčasnej dobe spracovávajú vstupy zo systémov SCADA, od zákazníkov a terénnych pracovníkov. Teda prakticky nie je možné integrovať dáta z HES priamo do OMS. Aby bolo možné efektívne využiť informácie o udalostiach z elektromerov je nutné použiť individuálny nástroj na spracovania a analýzu.

Tento nástroj/systém by mal byť schopný logicky filtrovať informácie a validovať ich voči informáciám z externých systémov, a združovať ich vzhľadom na fyzickom prepojení siete.

Je tiež potrebné mať vzory analýz alebo regresná schopnosť predvídať výpadky. Viacstupňové spracovanie udalostí a analytické metódy identifikujú prípady výpadkov, ktoré môžu byť exportované do systémov OMS:

- stupeň 1,
 - pre odfiltrovanie duplicitných informácií o výpadku sa použije súbor podmienok na identifikáciu jednotnej príčiny udalosti. Takáto udalosť sa potom súvisí s udalosťami o obnovení napájania aby sa odstránili prípady krátkodobých výpadkov (výpadky s dobou kratšou ako napr. 3 minúty),
 - ďalej sú použité vstupy z iných systémov, ako je CIS a WMS s cieľom oddeliť udalosti o výpadkoch, ktoré nastali v dôsledku plánovanej údržby, výmeny elektromera alebo odpojenia zákazníka. Zostávajúce udalosti sú ďalej sledované,

- stupeň 2,
 - v tejto fáze sú udalosti, ktoré prešli prvým stupňom spracovania sú eskalované na vyššiu úroveň hierarchie zariadení (vývod, transformátor, atď.) a sú porovnané so vstupmi z ostatných zariadení pomocou asociačných pravidiel a podmienky pre identifikáciu incidentu. Tieto prípady výpadkov sú považované za pravdepodobné prípady, ktoré je potrebné skúšať ďalej,
- stupeň 3,
 - v tejto fáze sú pravdepodobné prípady výpadkov zo stupňa 2 overené pomocou pingovania elektromerov.

Medzi výhody tohto prístupu patrí:

- včasná a presná detekcia výpadku, vedie k zlepšeniu indexov spoľahlivosti ako CAIDI, SAIDI, atď.,
- včasná detekcia krátkodobých a plánovaných odstávok, aby sa zabránilo zbytočným výjazdom,
- overenie výpadku a obnovenia siete, aby sa zabránilo zbytočnému pohybu pracovníkov v teréne,
- vyššia inteligencia vďaka vstupom z aplikácií, ako sú CIS, WMS a SCADA.

5.4.23 Identifikácia netechnických strát

Statické elektromery sú ošetrené niekoľkými funkcionalitami na identifikovanie možných pokusov o podvod. Napríklad medzi základné opatrenie patrí nastavenie registrácie spotreby elektriny bez ohľadu na zapojenie vstupu a výstupu elektromera. Okrem toho môžu zaznamenávať a posilať alarmy v prípadoch detekcie magnetického poľa, neoprávneného odňatia svorkovnice alebo krytu elektromera, registrácia toku energie v opačnom smere, prípadne pokus o neoprávnený SW prístup do elektromera. Inteligentné elektromery musia mať výrazne komplexnejší spôsob identifikácie pokusov o podvod ako statické, pretože hlavnou črtou systému inteligentného merania je odstránenie nutnosti fyzicky navštíviť odberné miesto počas pravidelného odpočtu. To znamená, že m nebudú kontrolované, čo znamená, že prístroj sám by mal poskytnúť informácie o všetkých pokusov o podvod. Tiež je však dôležité správne analyzovať tieto informácie z elektromerov aby nedochádzalo k falošným informáciám alebo k veľkému množstvu alarmov spôsobeným nesprávnym nastavením.

Iným spôsobom identifikácia je analýza historických hodnôt spotreby, keď sa môže identifikovať chýbajúca spotreba v charakteristickej časti dňa typická pre niektoré spotrebiče.

Ďalším doplnkom pri identifikácii je použitie bilančných (súčtových) elektromerov v dôležitých bodoch siete napríklad na vývodoch z trafostaníc. Potom v prípade, že rozdiel medzi centrálnym meraním energie a súčtom energie od pripojených zákazníkov je pod hodnotou technických strát, môže modul na vyhodnotenie zaslať upozornenie.

Iné metódy musia byť aplikované v MDM ako validačné metódy, kde sa môže odhaliť profesionálne SW napadnutie elektromera.

Vyhodnotenie a historické porovnanie spotreby pre jednotlivé fázy, napr. spotreba na jednej fáze klesne na nulu.

6 Inteligentné koncové zariadenia

Inteligentné koncové zariadenia sú dôležitou súčasťou koncepcie inteligentných sietí. Inteligentné siete majú predovšetkým priniesť nové možnosti pre koncového odberateľa v oblasti úspor a optimalizácie spotreby svojej spotreby. Koncový zákazník, či už domácnosť, malý podnik, stredný alebo veľký podnik sú v kontexte inteligentnej siete vnímaní ako nová entita, ktorá má potenciál poskytnúť pre energetické podniky (PPS, PDS, dodávateľ, agregátor) určitú mieru flexibility pri využívaní elektrickej energie. Pri rozvoji decentralizovanej výroby a elektromobility sa miera flexibility zvyšuje, nakoľko sa zvyšujú aj regulačné možnosti optimalizácie využívania spotrebovanej/vyrobenej elektrickej energie u koncového zákazníka.

V roku 2011 bol vykonaný v 11 krajinách prieskum formou dotazníka, kde okrem iného sa sledovali aj požiadavky aj koncových odberateľov na funkcionality inteligentných elektromerov. Podľa správy európskej komisie z roku 2011 – „Set of common functional requirements of the Smart meter“, koncoví odberatelia označili v dotazníku tieto funkcionality, ktoré vyžadujú od inteligentných elektromerov:

- sprostredkovanie údajov z elektromera zákazníkovi a k jeho vlastným zariadeniam, ktoré majú inštalované, alebo budú mať záujem si ich nainštalovať ak táto funkcionality bude súčasťou elektromera,
- aktualizovať tieto údaje dostatočne často, aby mohli na základe informácií podniknúť kroky vedúce k zníženiu svojich nákladov.

Na základe týchto prieskumov u koncových odberateľov definovala Európska komisia v odporúčaní č. 148/2012 o prípravách na zavádzanie inteligentných meracích systémov všeobecnú požiadavku na funkcionality inteligentných meracích systémov, kde sú pre potreby koncového odberateľa definované nižšie uvedené funkcionality.

Poskytovať namerané výsledky priamo zákazníkovi a ním označenej tretej strane

Táto funkcionality je základom inteligentného meracieho systému, pretože priama odozva spotrebiteľa je dôležitá pre dosiahnutie úspor energie na strane dopytu. Existuje významný konsenzus, pokiaľ ide o poskytovanie štandardizovaných rozhraní, ktoré by umožnili riešenia riadenia spotreby energie „v reálnom čase“, ako je domáca automatizácia, a schémy reakcií na rôzne požiadavky a uľahčenie bezpečného poskytovania údajov priamo zákazníkovi. Dôrazne sa odporúča presné používateľsky prístupné a včasné zobrazovanie nameraných výsledkov poskytované zákazníkovi a ním označenej tretej strane priamo cez rozhranie, ktoré si vyberie zákazník, pretože je kľúčom k fungovaniu služby reakcií na požiadavky, prijímaniu „online“ rozhodnutí o úsporách energie a účinnej integrácii distribuovaných energetických zdrojov. S cieľom stimulovať úspory energie sa členským štátom dôrazne odporúča, aby zaistili, že koncoví zákazníci, ktorí budú používať inteligentné meracie systémy, boli vybavení štandardizovaným rozhraním poskytujúcim spotrebiteľovi vizualizované údaje o individuálnej spotrebe.

Aktualizovať zobrazované namerané údaje dostatočne často na to, aby sa táto informácia mohla využiť na dosiahnutie úspor energie

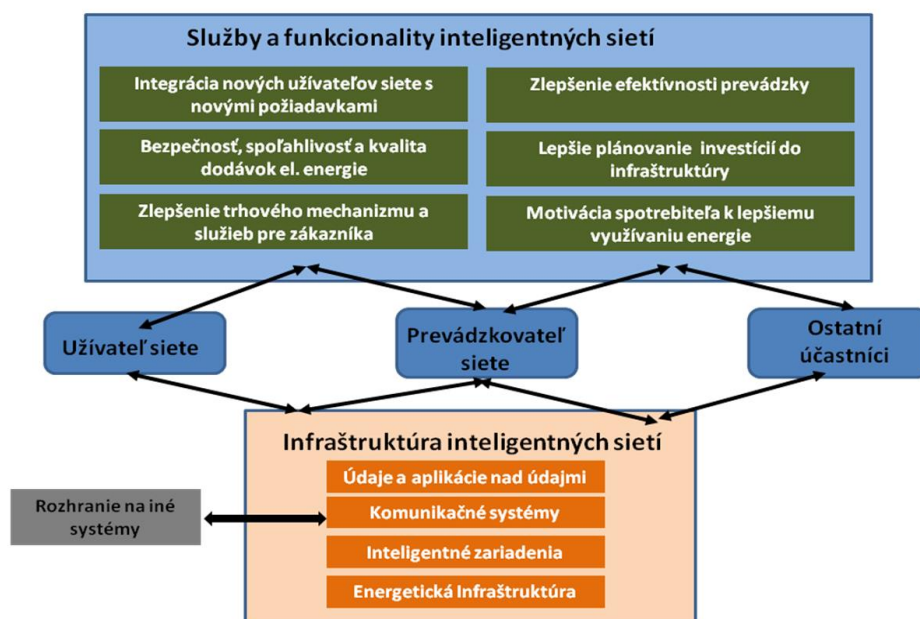
Táto funkcionality sa týka čisto strany dopytu, konkrétne koncového zákazníka. Ak sa majú spotrebitelia spoliehať na informácie poskytované systémom, potrebujú vidieť, ako informácie reagujú na ich akcie. Táto frekvencia aktualizovania sa musí prispôbiť reakčnému času výrobkov produkujúcich alebo spotrebujúcich energiu. Existuje všeobecná zhoda, že je potrebná frekvencia aktualizovania najmenej raz sa 15 minút. Ďalší vývoj a nové služby súvisiace s energiou pravdepodobne povedú k zrýchleniu komunikácie. Odporúča sa tiež, aby inteligentný merací systém bol schopný uchovávať určitý rozumný čas údaje o spotrebe zákazníka, aby umožnil zákazníkovi a ním označenej tretej strane konzultovať a vyhľadávať údaje o spotrebe v minulosti. Toto by malo umožniť vypočítať náklady súvisiace so spotrebou.

Obe funkcionality priamo súvisí s funkciou Demand Side Response, z čoho priamo vyplýva požiadavka zákazníka na prístup k nameraným údajom cez lokálne rozhranie. Túto požiadavku zákazníka nie je možné splniť inou formou poskytovania dát, ako je lokálne rozhranie umožňujúce poskytovanie poskytovať širší rozsah údajov s dostatočne rýchlou aktualizáciou.

V podmienkach slovenskej republiky sa od IMS vyžaduje, aby tieto funkcionality tento systém podporoval. Vyhláška č.328/20013 Z.z. definuje povinnosť pre PDS umožniť lokálny prístup koncovému odberateľovi k údajom o jeho odbere priamo z elektromera viacerými spôsobmi. Využívanie lokálneho rozhrania je aj jedným z bodov Metodického usmernenia ÚRSO č. 01/12/2013:

- pri inštalácii IMS poskytnúť odberateľovi náležité poradenstvo a informácie o plnom potenciáli IMS, najmä spôsob odčítania a monitorovanie spotreby energie,
- poskytovať namerané výsledky priamo odberateľovi,
- vytvoriť, navrhnuť a ponúkať štandardizované rozhrania, ktoré by umožnili riešenia riadenia spotreby energie „v reálnom čase“,
- aktualizovať zobrazované namerané údaje dostatočne často na to, aby sa mohli využiť na dosiahnutie úspor energie.

IMS je súčasťou viacerých systémov tvoriacich spoločne inteligentnú sieť. Tento systém podporujúci funkcionality pre koncového zákazníka tak umožňuje vytvorenie služieb, ktoré sa očakávajú od inteligentných sietí. Služby inteligentných sietí sú podmienené funkcionality systémov, ktoré ju tvoria. Služby ktoré sa od inteligentných sietí očakávajú, spracovala a definovala expertná skupina EG1 v rámci aktivít pracovnej skupiny pre inteligentné siete SG-TF.



Obr. 31 Principiálne zobrazenie vzťahu medzi službami, funkcionalitami, užívateľmi a infraštruktúrou inteligentnej siete

Služby inteligentných sietí, ktoré sa najviac dotýkajú koncového zákazníka sú opísané v nasledujúcom texte. Tieto služby sú opísané pomocou ich prínosu, poskytovateľa a prijímateľa ako aj vymenovanie funkcionalít, nevyhnutných k sprostredkovaniu služby.

Služba - zlepšenie trhového mechanizmu a služieb pre zákazníka

- Prínos:
 - zlepšenie trhových mechanizmov a spoľahlivosti súčasných trhových procesov prostredníctvom kvalitnejších informácií, pomocou zlepšenej výmeny informácií medzi účastníkmi trhu,
- Poskytovateľ:
 - dodávateľia (prostredníctvom aplikácií a poskytovaní nových energetických služieb), obchodné platformy pre obchodovanie s elektrinou, prevádzkovatelia distribučných sústav, prevádzkovatelia systémov merania,
- Primárny príjemca:
 - výrobcovia, spotrebitelia, poskytovatelia energetických služieb,
- Funkcionality pre poskytnutie služby:
 - fungujúce riešenia umožňujúce participovať všetkým výrobcom na trhu s elektrinou,
 - fungujúce riešenia, umožňujúce tzv. „virtuálnym elektrárňam“ zúčastňovať sa na trhu s elektrinou, vrátane prístupu a využívania kapacít zdrojov a zariadení v rámci týchto virtuálnych elektrární,
 - fungujúce riešenia umožňujúce spotrebiteľom zúčastňovať sa na trhu s elektrinou, možnosti pre účastníkov trhu ponúknuť:
 - časovo závislé tarify, dynamické tarify (vrátane poskytovania taríf v prípade kritických špičiek zaťaženia/výroby),
 - pre koncového zákazníka reagovať zmenou svojej spotreby v záujme riadenie a regulácie výkonu v sústave,

- systémové riešenia pre elektromobilitu,
 - otvorená platforma a sieťová infraštruktúra pre elektromobilitu prístupná pre účastníkov trhu s elektrinou,
 - inteligentné riadenie dostupnej akumulácie v podobe elektromobility cez manažment a správu elektromobility (nabíjacie stanie, elektromobily),
- lepšie priemyselné systémy pre bilancovanie sústavy, kvalitnejšie plánovanie a predikcie, spínanie spotrebiteľa,
- podpora inteligentných domácností, komunikácia vonkajších systémov so systémami a inteligentnými zariadeniami odberateľa (napríklad prostredníctvom inteligentného meracieho systému),
- lepšie Informovanie užívateľov siete o plánovaných prerušeníach,
- informovanie užívateľa v prípade, ak nastala nepredvídateľná udalosť – prerušenie.

Služba: Motivácia spotrebiteľa k lepšiemu využívaniu energie

- Prínos:
 - lepšia informovanosť spotrebiteľa o veľkosti jeho spotreby väčšia spotreba s využitím inteligentného meracieho systému s cieľom umožniť odberateľovi prispôbiť svoj odber prostredníctvom informácií o cene, automatického riadenia jeho spotreby (v prípade prepojenia inteligentného systému v domácnosti so systémom IMS) a ostatných relevantných informácií,
 - podpora aktívnej účasti všetkých subjektov na trhu s elektrinou prostredníctvom programov pre riadenie sústavy na strane spotreby a prostredníctvom efektívnejšieho riadenia zdrojov s premenlivým výkonom (prevažne slnečné a veterné zdroje). Z tejto služby vyplývajú aj následné výhody ako vyrovnanie špičiek v sústave zníženie investícií do siete (vyrovnaním špičiek dochádza k lepšiemu využitiu sústavy, schopnosť integrácie väčšieho množstva zdrojov s rýchlo meniacim sa výkonom,
- Poskytovateľ:
 - dodávateľia (spoločne s prevádzkovateľmi systémov merania a prevádzkovatelia distribučných sústav), poskytovatelia energetických služieb,
- Primárny príjemca:
 - spotrebiteľia, výrobcovia,
- Funkcionality pre poskytnutie služby:
 - dostatočná frekvencia zberu údajov z elektromerov,
 - vzdialený manažment elektromera,
 - poskytovanie údajov o výrobe/spotrebe a údajov o cene za elektrickú energiu prostredníctvom elektromera, web portálu určeného pre poskytovanie informácií odberateľov, domácich displejov a podobe,
 - lepšia informovanosť o využití elektrickej energie v danom časovom intervale,
 - lepšia informovanosť o zdrojoch elektrickej energie,
 - informovanosť o plynulosti dodávok, kvality elektrickej energie prostredníctvom elektromera, web portálu a podobne.

6.1 Referenčná architektúra pre komunikácie v inteligentných meracích systémoch

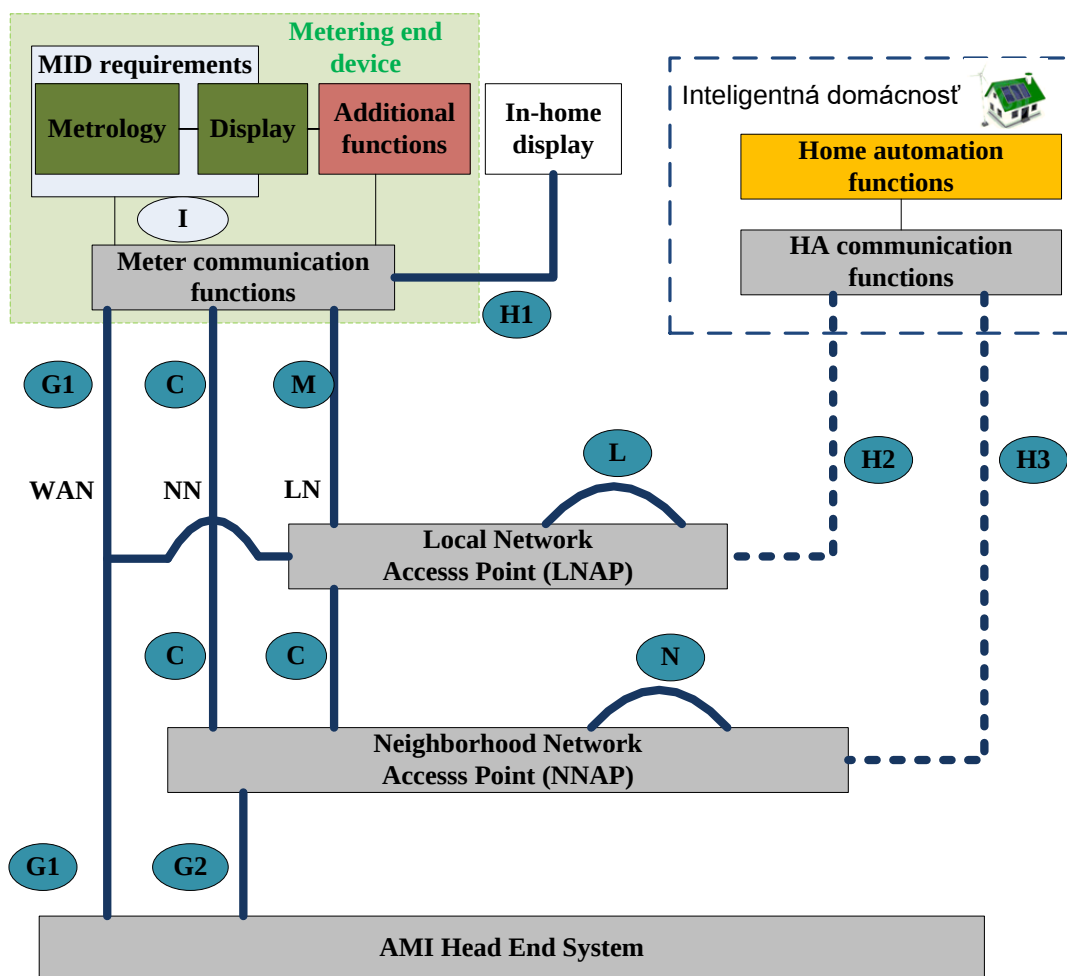
V rámci úloh delegovaných prostredníctvom mandátu M/441, ESOs v úzkej spolupráci s jednotlivými pracovnými skupinami a technickými výbormi a v spolupráci s mandátom M/490 definovali základnú referenčnú architektúru pre komunikácie v inteligentných meracích systémoch. Ide o komunikačnú architektúru s označením AMI, ktorý predstavuje komunikačný systém v IMS pozostávajúci zo samotného inteligentného elektromeru, hlavnej dátovej centrály a komunikačnej infraštruktúry medzi týmito dvoma prvkami. Referenčná architektúra definuje funkčné entity (prvky) a ich komunikačné rozhrania v rámci architektúry pre inteligentné meracie systémy. Cieľom tejto architektúry je poskytnúť podporu pre návrh hardvérových a softvérových riešení pre komunikáciu v IMS. Referenčná architektúra definuje rôzne stupne v rámci komunikačného reťazca. Existuje množstvo spôsobov, ako referenčnú architektúru interpretovať do fyzickej realizácie. Jednotlivé prvky a komunikačné rozhrania môžu byť nakonfigurované rôznymi spôsobmi v závislosti od celkového riešenia a vyžadovaných aplikácií. Komunikačná architektúra a štandardy v rámci tejto architektúry vychádzajú z požadovaných funkcionalít na IMS. Referenčná komunikačná architektúra sa týka komunikácie medzi hlavnou dátovou centrálou - HES (spravidla inštalovanou u prevádzkovateľa distribučnej sústavy) a koncovými zariadeniami (elektromery, koncové zariadenia u odberateľa) a jednotlivými komunikačnými entitami a rozhraniami medzi nimi. Na nasledujúcom obrázku je zobrazená referenčná architektúra pre komunikácie v inteligentných meracích systémoch, ktorá je jedným z výstupov mandátu M/441.

Hardvérovú štruktúru IMS vždy tvorí hlavná dátová centrála HES, elektromer a komunikačná sieť medzi nimi, ktorá môže pozostávať z:

- sieť WAN – sieť spájajúca HES a lokálne systémy alebo siete LN („Local Network“) a NN („Neighborhood Network“),
- susedná sieť NN – voliteľná,
- lokálna sieť LN – voliteľná.

Sieť NN, ak sa v danej komunikačnej architektúre nachádza, je prístupná cez prístupový bod do lokálnej siete (Local Network Access Point - LNAP), rovnako sieť LN je prístupná cez prístupový bod do susedskej siete (Neighborhood Network Access Point - NNAP). NN a LN sú voliteľné entity, to znamená, že v komunikačnom reťazci sa nemusí striktne nachádzať. Pri vynechaní niektorej z týchto entít by však malo byť zabezpečené, aby úlohy, ktoré v komunikácii daná entita zabezpečuje, boli vykonávané prostredníctvom inej entity. Koncové meracie zariadenie (Metering end device - inteligentný elektromer/meradlo) môže komunikovať v rámci IMS prostredníctvom rozhrania na lokálnu sieť (M rozhranie), na susednú sieť (C rozhranie) alebo priamo na sieť WAN (G rozhranie), pričom aspoň jeden z uvedených spôsobov prístupu k dátam z inteligentného elektromera musí byť zrealizovaný. Inteligentný elektromer môže byť takisto vybavený aj rozhraním na komunikáciu s interným

prenosným displejom prostredníctvom jednoduchého lokálneho rozhrania H1. Súčasťou IMS je aj prepojenie na systémy v domácnosti a inteligentné koncové zariadenia. Inteligentné koncové zariadenia v domácnosti, ktoré si vyžadujú komplexnejšie dáta pre svoju činnosť môžu na prístup k elektromeru využívať rozhrania na LN alebo NN prostredníctvom rozhraní H2 a H3. Rozhranie H2 možno definovať ako lokálne rozhranie inteligentného elektromera pre potreby koncového odberateľa.



Obr. 32 Referenčná architektúra v IMS – prepojenie na inteligentné domácnosti

6.2 Inteligentné koncové zariadenia a ich komunikácia s lokálnymi rozhraniami na inteligentných elektromeroch

Koncový odberateľ môže k údajom o svojej spotrebe a pristupovať dvoma rôznymi spôsobmi:

- prostredníctvom lokálneho rozhrania inteligentného elektromera.
- prostredníctvom webového prístupu do svojho konta, zriadeného u poskytovateľa nameraných údajov v zmysle platnej legislatívy.

Lokálne rozhranie na inteligentnom elektromery poskytuje koncovému odberateľovi nielen možnosť monitoringu vlastnej spotreby prostredníctvom vlastných zariadení, ale elektromer môže slúžiť na obojsmernú komunikáciu koncového odberateľa s ostatnými subjektmi, kedy elektromer slúži ako komunikačná brána medzi inteligentným systémom koncového odberateľa a vonkajším AMI systémom. Prostredníctvom lokálneho rozhrania môže koncový odberateľ tak dostávať informácie napríklad o cene elektriny a reagovať tak na to zmenou svojej spotreby. Výrobcovia elektromerov poskytujú rôzne lokálne rozhrania pre koncového odberateľa. Najčastejšie používaným a historicky zaužívaným je impulzné rozhranie. Inteligentné elektromery súčasnosti poskytujú viaceré možnosti pre koncového odberateľa k lokálnemu prístupu. Jednotlivé spôsoby pripojenia k inteligentnému elektromeru sa môžu líšiť v závislosti od požiadaviek. Medzi najčastejšie používané lokálne rozhrania patria RS485, optohlava, impulzný výstup, a rôzne bezdrôtové rozhrania ako napríklad Wifi, Zig Bee, Wireless M-bus.

RS-485 – štandard sériovej komunikácie definovaný v roku 1983 združením EIA. Umožňuje vytvorenie dvojvodičového poloduplexného viacbodového sériového spojenia. Má rovnaký základ ako RS232, od ktorého sa líši najmä definíciou napätových úrovní, neprítomnosťou modemových signálov, možnosťou vytvárania sietí s maximálnym počtom zariadení 32 a možnosťou komunikácie na vzdialenosť až 1 200 metrov. Využíva sa najmä v priemysle.

Optohlava – používa sa na prenos údajov z meračov energie, meračov elektriny a podobným meracím prístrojom do počítača cez optický dátový port. Optohlava je vybavená permanentným (trvalým) magnetom, ktorý zabezpečuje uchytenie hlavy na merači počas prenosu údajov. Údaje sú prenášané cez infračervené svetlo. Optohlava má pre sériovú obojsmernú komunikáciu vysielač a prijímač. Pre elektromery typu DLMS/COSEM, štandard s označením IEC 62056 -21 Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control –Part 21: Direct local data Exchange špecifikuje požiadavky na hardvér a opisuje komunikačný protokol.

Impulzný výstup – často označovaný ako rozhranie S0 definované normou DIN 43864, ktorý umožňuje ľahké, presné a veľmi lacné odčítavanie informácií o odbere elektriny. Pre každú kilowatthodinu generuje elektromer určitý počet impulzov – typicky 250 až 10 000 imp./kWh., a zároveň je v rytme týchto impulzov spínaný S0 výstup, ktorý je vyhodnocovaný v SD MICRO. SD MICRO je výrobok, ktorý je možné ľahko pripojiť ako S0 prijímač.

Wifi – v informatike označuje niekoľko štandardov IEEE 802.11 popisujúcich bezdrôtovú komunikáciu v počítačových sieťach (tiež Wireless LAN, WLAN). Táto technológia využíva bezlicenčné frekvenčné pásmo, preto je ideálne pre budovanie lacnej a zároveň výkonnej siete bez nutnosti použitia káblov.

Zig Bee – bezdrôtová komunikačná technológia popísaná štandardom IEEE 802.15.4 patrí do skupiny bezdrôtových sietí PAN – Personal Area Networks. Je určený na spojenie

nízkovýkonových zariadení v sieťach PAN na malé vzdialenosti do 75 metrov. Umožňuje komunikáciu aj na väčšie vzdialenosti bez priamej rádiovkej viditeľnosti jednotlivých zariadení vďaka použitiu multiskokového ad-hoc smerovaniu. Primárne použitie je určené do aplikácií v priemysle. Hlavné prednosti sú spoľahlivosť, jednoduchá a nenáročná implementácia a veľmi nízka spotreba energie.

6.3 Demand Response Systém a inteligentné koncové zariadenia

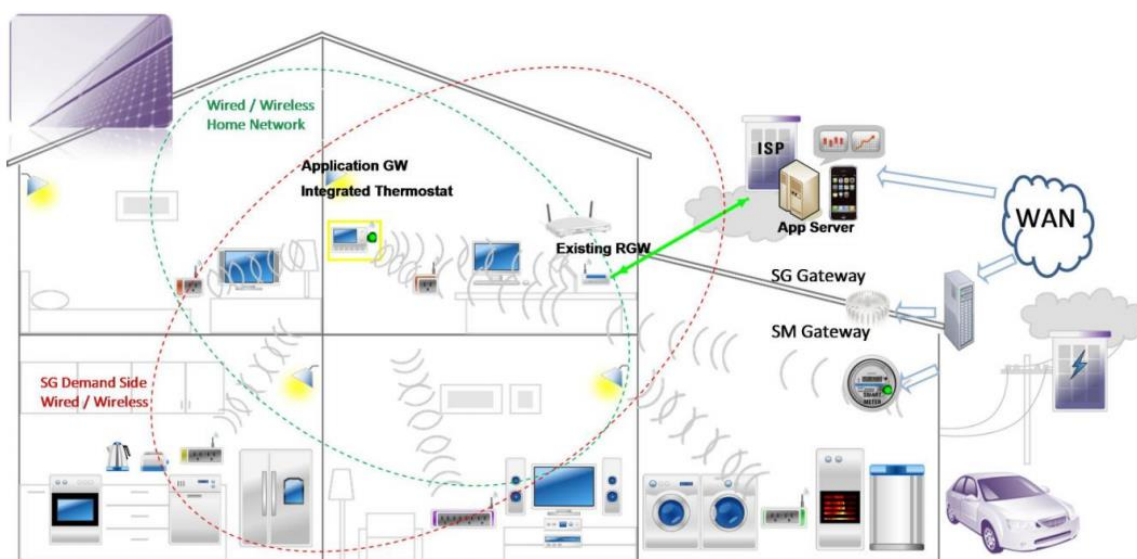
Domácnosť, či už s inštalovaným malým zdrojom, akumuláciou, alebo domácnosť ktorá len spotrebúva energiu predstavuje flexibilný systém, ktorý je možné v rámci inteligentnej siete využiť ako regulačný prvok. V terminológii inteligentných sietí sa v súvislosti s riadením domácnosti používa pojem tzv. Demand Response Systém (DRS), ktorý predstavuje bottom-up prístup za účelom integrácie a využitia koncového odberateľa v procesoch inteligentnej siete. Koncový odberateľ môže prostredníctvom inteligentných zariadení vhodne meniť v čase svoje správanie vo vzťahu k odberu elektrickej energie s cieľom optimalizovať svoju spotrebu a znížiť náklady na spotrebu elektrickej energie na základe rôznych podnetov. Je potrebné si uvedomiť rozdiel medzi využívaním flexibility domácností z pohľadu dodávateľa a z pohľadu prevádzkovateľa distribučnej sústavy. Zatiaľ čo dodávateľ využíva flexibilitu domácnosti v snahe dodržať svoj diagram bilančnej skupiny bez ohľadu na geografické umiestnenie svojich zákazníkov tvoriacich bilančnú skupinu (t.j. nezaujíma sa o technické aspekty regulácie výkonu v sústave), prevádzkovatelia distribučných sústav využívajú flexibilitu domácností pre technické riadenie sústavy (zaťažovanie transformátora, preťažovanie vedení, regulácia napätia a podobne), teda miesto a spôsob pripojenia domácnosti sú pre prevádzkovateľa distribučnej sústavy dôležité.

Správna funkčnosť a uplatnenie DRS je podmienená spätnou väzbou a vizualizáciou spotreby energie, čo si vyžaduje rýchle komunikácie v reálnom čase (oneskorenie 30-100ms) a vysokú spoľahlivosť použitých komunikačných technológií. Spôsoby komunikácie v rámci DRS sa môžu líšiť od poskytovania jednoduchých signálov, e-mailových a SMS notifikácií koncovému odberateľovi, ktorý na základe informácií reaguje manuálnym riadením záťaže (zap/vyp) až po plne integrovaný systém riadenia spotreby, v ktorom sú jednotlivé inteligentné koncové zariadenia dynamicky riadené vzhľadom na vonkajšie podnety. Nasledujúci obrázok zobrazuje zhrnutie požiadaviek na komunikačnú sieť pre podporu DRS.

	Data useCategory	
Parameter	Control/Protection Data	Monitoring/ManagementData
Latency	In the range of seconds	5 – 10 Minutes
Data occurrence interval	Minutes	Minutes/Hours
Method of Communication	Multicast/Broadcast /Unicast	Unicast/multicast
Reliabilit	High	Medium
Data security	High	High
Data volume	Bytes/Kilobytes	Kilobytes/Megabytes
Priorit	High	Medium
Level assurance	High	Low

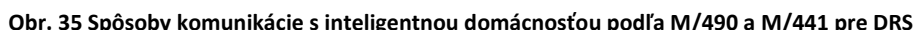
Obr. 33 Komunikačné požiadavky na DRS

Na Obr. 34 je uvedený základný príklad komunikačnej architektúry medzi inteligentnou domácnosťou a vonkajšími komunikačnými systémami inteligentnej siete.



Obr. 34 Príklad komunikácie s inteligentnou domácnosťou

Podrobnejší opis spôsobu komunikácie v súvislosti s DRS je zobrazený na Obr. 35. Inteligentné domácnosti môžu na komunikáciu s vonkajšími systémami využívať v zásade dva spôsoby. Prvý spôsob využíva infraštruktúru IMS a funkcionality inteligentného elektromera umiestneného v domácnosti. V tomto prípade inteligentný elektromer vystupuje ako komunikačné rozhranie medzi inteligentnou domácnosťou a IMS. V druhom prípade komunikácie medzi inteligentnou domácnosťou prebieha iným spôsobom, ktorý nevyužíva komunikačnú infraštruktúru a zariadenia IMS. Na obrátke sú zobrazené aj komunikačné rozhrania pre podporu DRS v súlade s referenčnou architektúrou pre komunikácie v inteligentných meracích systémoch podľa mandátu M/441 a podľa mandátu M/490.



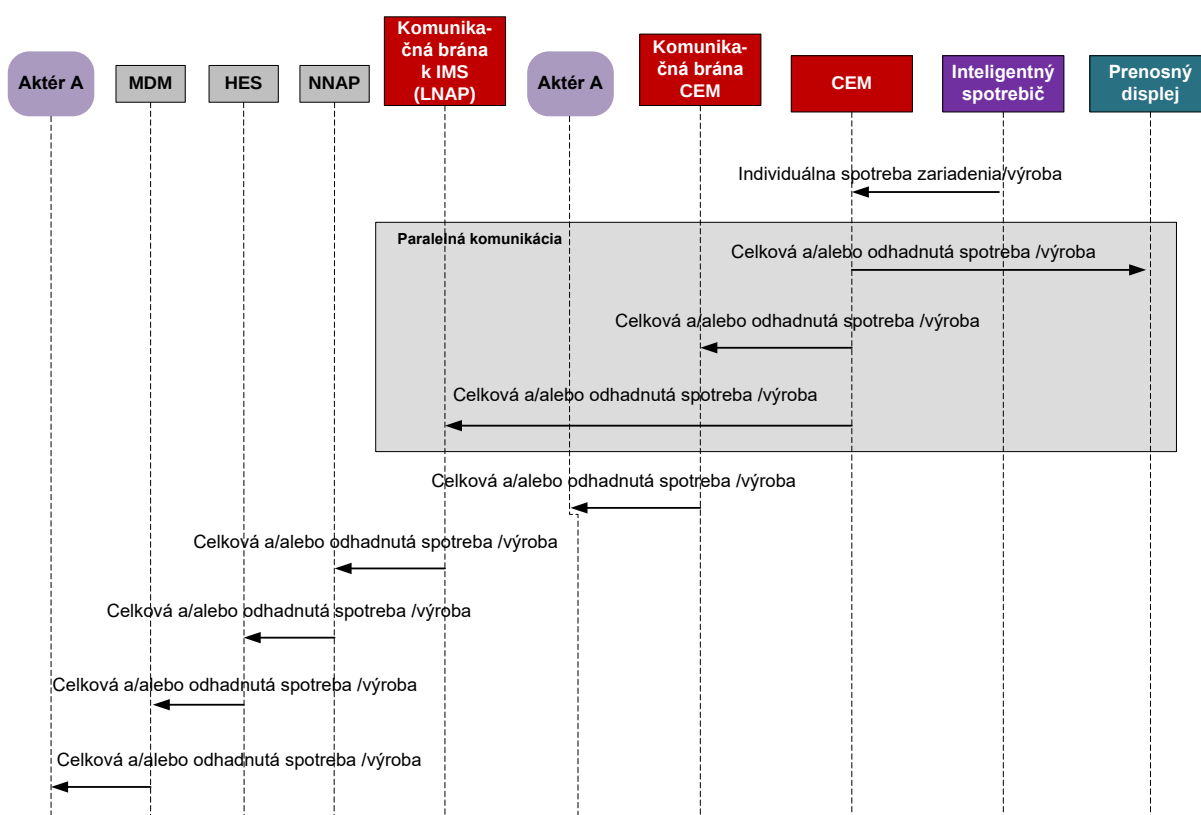
- riadenie a kontrola spotreby/výroby prostredníctvom systému manažovania energie koncového spotrebiteľa CEM,
- priama komunikácie s inteligentnými zariadeniami v inteligentnej domácnosti a CEM.

89 / 109

Spôsoby komunikácie s inteligentnou domácnosťou je možné demonštrovať na príklade jednoduchého prípadu použitia. Ako vzorový príklad použijeme prípad použitia, ktorý sa týka poskytnutie informácií o spotrebe energie alebo výrobe individuálneho zariadenia.

- Scenár prípadu použitia:
 - informácie týkajúce sa spotreby alebo výroby energie individuálneho zariadenia,
- Primárny aktér:
 - inteligentné zariadenia/zdroj,
- Inicializačná udalosť:
 - nová informácia o spotrebe/výrobe je dostupná v inteligentnom zariadení/zdroji,
- Počiatočná podmienka:
 - funkčné komunikačné spojenie medzi všetkými aktérmi,
- Koncová podmienka:
 - aktér A ,aktér B a/alebo displej dostali informáciu o spotrebe/výrobe.

Na nasledujúcom obrázku je zobrazený diagram týkajúci sa tohto prípadu použitia. Diagram obsahuje zoznam použitých aktérov a naznačuje postupnosť krokov a výmenu informácií medzi jednotlivými aktérmi a funkčnými entitami, ktoré sa podieľajú na tomto prípade použitia.



Obr. 36 Diagram prípadu použitia - Informácie týkajúce sa spotreby alebo výroby energie individuálneho zariadenia

6.3.2 Priama komunikácia s inteligentnými zariadeniami v inteligentnej domácnosti a CEM

Pri priamej komunikácii s inteligentnými zariadeniami sú signály a podnety posielané priamo do zariadení a do CEM. V tomto prípade, nakonfigurovaný program ktorý riadi automaticky zariadenia (spotrebu a výrobu) je menej dôležitý. Samotné inteligentné zariadenia v tomto prípade musia vykazovať väčšiu mieru inteligencie, nakoľko musia podporovať viacero funkcionalít. Aj v tomto prípade však môže dochádzať ku komunikácii aj s CEM, nakoľko koncový odberateľ môže vyžadovať prístup informácií týkajúcich sa prevádzky a riadenia jeho spotrebičov/výrobných zdrojov. V takomto prípade môže koncový odberateľ využiť nastavenie okrajových podmienok pre riadenie svojich spotrebičov (prahové hodnoty), ktoré musia byť pri priamom riadení spotrebičov akceptovateľné. Zo systému CEM môže prísť požiadavka napríklad na zvýšenie zaťaženia pre konkrétne zariadenie, ale rozhodnutie o tom, či toto zariadenie vyhoví požiadavke je na samotnom zariadení vzhľadom na nastavenia v CEM vykonané koncovým odberateľom.

6.4 Výskum a vývoj inteligentného systému pre koncového odberateľa.

Nová tarifná politika, možnosť prístupu koncového odberateľa k údajom z inteligentného elektromera, ako aj vznik nových možností pre koncového odberateľa poskytovať alebo prijímať služby plynúce z flexibility ako je DR je jednou z kľúčových faktorov, ktoré ovplyvnia nielen ekonomické prínosy na strane koncového odberateľa, ale aj ekonomicko-technické ukazovatele prevádzky celého elektroenergetického systému. Koncový odberateľ, či už domácnosť alebo iný subjekt (malý, stredný a veľký podnik, priemyselný areál), sa môže podieľať na riadení a optimalizácii prevádzky sústavy prostredníctvom svojho CEM. Funkcionality CEM závisia od potrieb samotného koncového odberateľa (typ objektu, spotrebiče, prevádzka malého zdroja, charakter prevádzky objektu a podobne) a požiadaviek na využitie/poskytnutie jeho flexibility pre ostatné subjekty (PDS, dodávateľ, agregátor, poskytovateľ energetických služieb).

V rámci výskumu inteligentných koncových zariadení bol vyvinutý systém CEM s názvom Smart Home Energy Management System – SHEMS. Pri výskume a vývoji boli rešpektované požiadavky a odporúčania vyplývajúce z referenčných architektúr ako aj súčasné podmienky na Slovensku. Z týchto podmienok vyplývajú aj funkčné požiadavky na SHEMS ako sú:

- sprostredkovanie lokálneho prístupu k dátam z inteligentného elektromeru prostriedkami koncového odberateľa,
- zber, selekcia a zobrazovanie údajov,
- riadenie spotrebičov,
- vzdialený prístup užívateľa k SHEMS,
- jednoduché a prehľadné užívateľské rozhranie GUI.

S požiadavkami na SHEMS súvisia aj výskumné úlohy, ktoré boli zamerané na:

- návrh štruktúry údajov z inteligentného elektromeru pre SHEMS, t.j. selekcia údajov, typ, frekvencia zberu,
- návrh prístupu užívateľa k systému SHEMS,
- návrh samotnej architektúry SHEMS.

Navrhnutý prístup koncového používateľa k ovládaniu a prístupu do SHEMS s využitím web grafického rozhrania (GUI SHEMS) je umožnený bežným spôsobom prostredníctvom smart TV, PC systém, tablet, smartfón, Wifi myš, diaľkového ovládača TV.

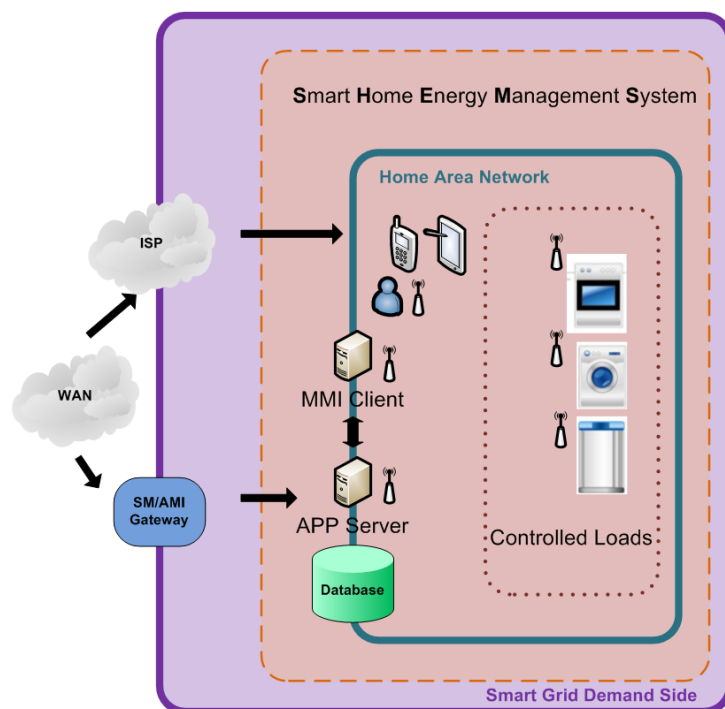
Súčasne je rozpracovaná aj koncepcia inovatívneho prístupu k SHEMS prostredníctvom „integrovaného MMI rozhrania“ s prepojením na MMI klienta, ktorý komunikuje s APP serverom. Táto komunikácia môže byť realizovaná aj formou vzdialeného prístupu s využitím smart TV, PC systém, tablet, smartfón, atď.

SHEMS využíva pre komunikáciu s inteligentným elektromerom optohlavu ako lokálne rozhranie a komunikácia sa riadi podľa štandardu STN EN 62056-21: Meranie elektrickej energie. Výmena údajov na odčítanie elektromerov, na ovládanie sadzieb a zaťaženia. Časť 21: Priama miestna výmena údajov.

Medzi základné funkcionality, ktoré SHEMS koncovému užívateľovi poskytuje, patria:

- prístup k údajom z inteligentného elektromera pomocou lokálneho rozhrania,
- výber a zobrazenie údajov (graficky, tabuľkovo),
- ukladanie a archivácia údajov,
- prehľad nameraných a prevádzkových údajov v čase a trendy,
- informácie o aktuálnej prevádzke domácnosti s minútovou aktualizáciou,
- manuálne riadenie výkonových stupňov (spotrebičov),
- nastavovanie profilov a pridelovanie práv užívateľom,
- blokovanie vybraných spotrebičov a automatické riadenie s možnosťou voľby riadenia spotrebičov vzhľadom na vopred definované podmienky,
- spätná väzba o vykonaní povelu a informácie o aktuálnej komunikačnej dostupnosti vybraného spotrebiča,
- bezdrôtová komunikácia,
- prístup do systému cez web server – prístup cez Smart TV, Smart Phone, resp. všade s pripojením internetu,
- jednoduché a prehľadné užívateľsky orientované GUI SHEMS.

Na Obr. 37 je zobrazená principiálna architektúra SHEMS.

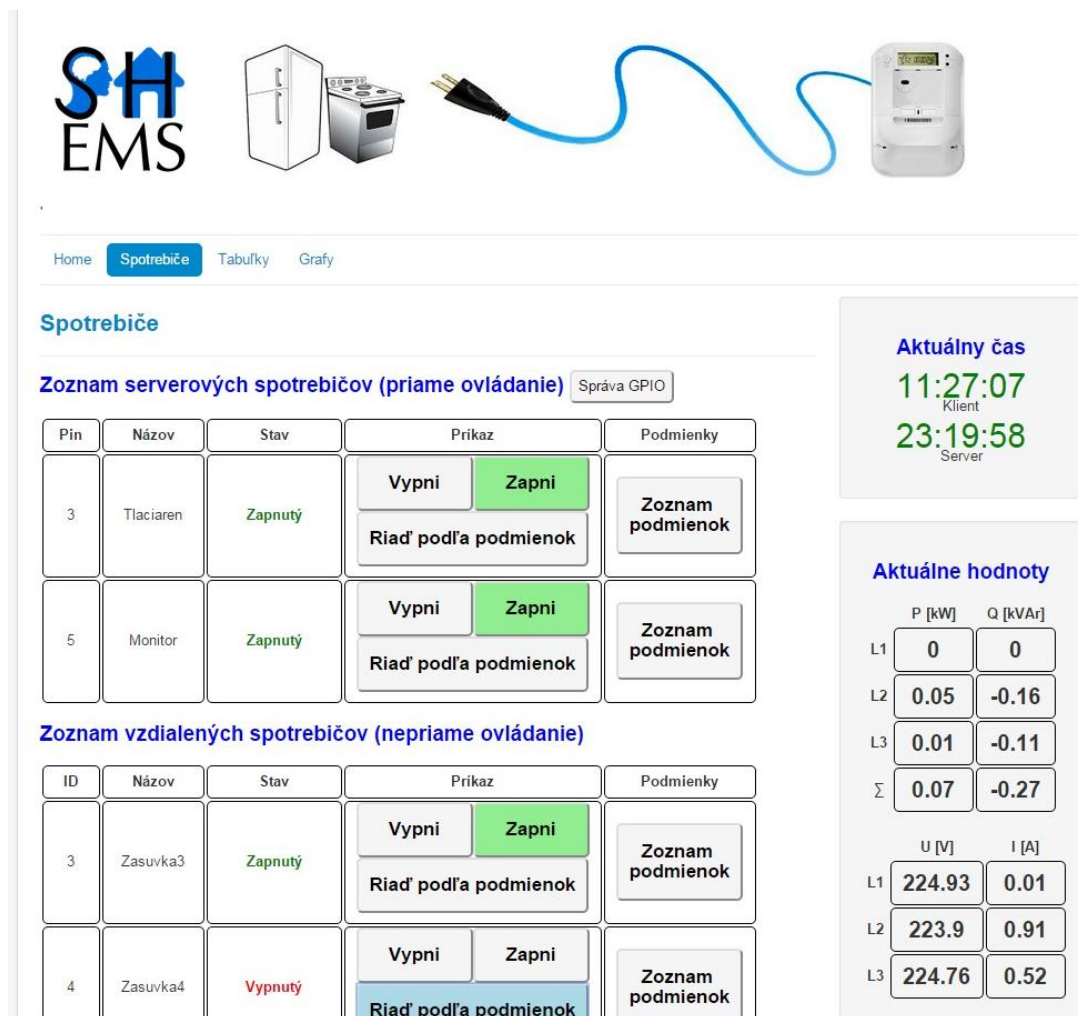


Obr. 37 Princípna systémová architektúra SHEMS

Prístup koncového používateľa k dátam z inteligentného elektromeru ponúkajú koncovému používateľovi možnosť riadiť a optimalizovať spotrebu elektriny a tak znižovať náklady v rámci daného odberného miesta. Pre proces riadenia spotreby, na základe okamžitých údajov o spotrebe poskytovaných inteligentným elektromerom, môže byť použitý:

- algoritmus, ktorý riadi spotrebu na základe preddefinovaného harmonogramu a priorít, pre zabezpečenie optimálneho mechanizmu riadenia spotreby daného odberného miesta,
- on-line proces riadenia spotreby na základe prístupu koncového používateľa/odberateľa k ovládaniu jednotlivých koncových zariadení (spotrebičov).

Na nasledujúcich obrázkoch sú zobrazené príklady užívateľského grafického web rozhrania pre ovládanie SHEMS. Na nasledujúcom obrázku je zobrazený príklad aplikácie, ktorá umožňuje koncovému odberateľovi prostredníctvom SHEMS riadiť svoje spotrebiče. Aktuálne hodnoty sa zobrazujú vždy, čo umožňuje koncovému odberateľovi/užívateľovi SHEMS sledovať to, ako sa zmeny (napríklad zap./vyp spotrebiča) prejaví okamžite na jeho spotrebe.



Obr. 38 ukážka grafického web rozhrania GUI SHEMA – riadenie spotrebičov a aktuálne hodnoty

Koncový odberateľ môže každý spotrebič, ktorý je pridelený do zoznamu riadených spotrebičov, priradiť spôsob riadenia. Na výber je okamžité riadenie formou zapnúť/vypnúť alebo prostredníctvom naprogramovania prevádzky konkrétneho spotrebiča. Prevádzku spotrebiča je možné nastaviť v aplikácii „Zoznam podmienok“. Táto aplikácia umožňuje týždenné nastavenie prevádzky spotrebiča a výber časov, kedy je spotrebič zapnutý/vypnutý.

Na Obr. 39 je uvedený príklad aplikácie pre riadenia spotrebičov podľa podmienok.

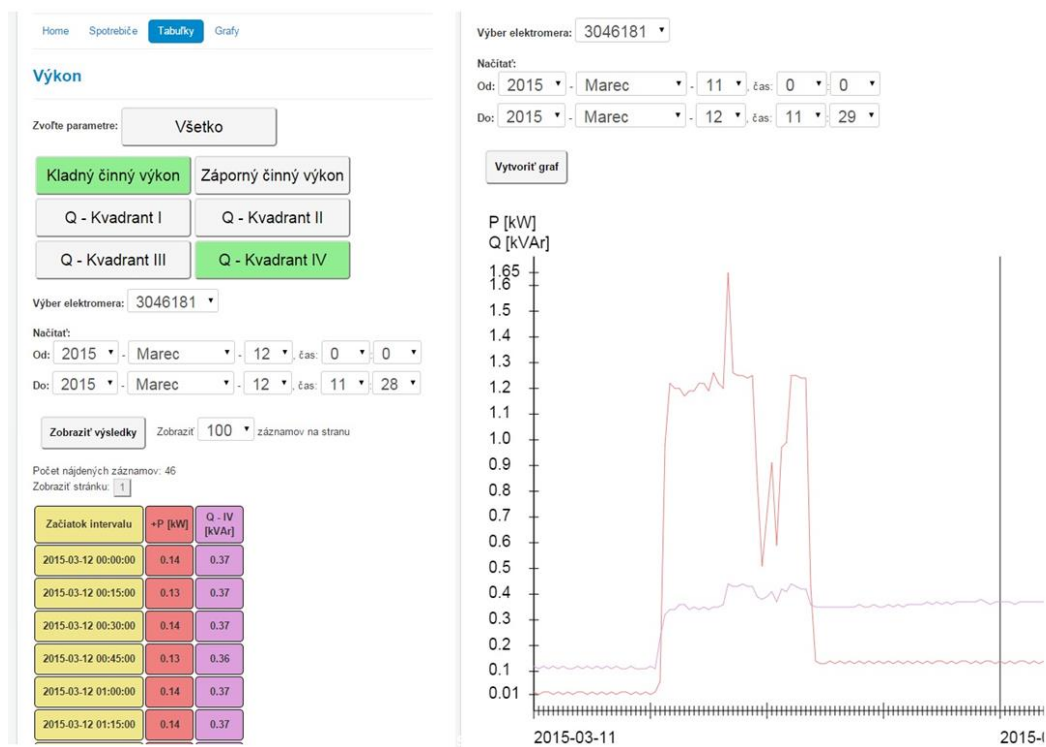
Výber dní	Zapni	Vypni	Úprava	Vymazať
Pondelok, Utorok, Streda, Štvrtok, Piatok, Sobota	07:00	10:00	Upraviť	_X_
Pondelok, Štvrtok, Piatok, Sobota, Nedeľa	09:00	10:30	Upraviť	_X_
Utorok, Streda, Štvrtok, Piatok, Sobota	00:05	09:00	Upraviť	_X_
Pondelok, Utorok, Streda, Štvrtok, Piatok, Sobota, Nedeľa	01:00	02:00	Upraviť	_X_
☐ Všetko ☒ Pondelok ☒ Utorok ☒ Streda ☒ Štvrtok ☒ Piatok ☐ Sobota ☐ Nedeľa	0 ▾ : 0 ▾	0 ▾ : 0 ▾	OK	Zruš

Vložiť novú podmienku

Obr. 39 Aplikácia pre programovanie prevádzky spotrebičov – zoznam podmienok

Spätná väzba o stave spotrebiča je zobrazovaná v poli „stav“. V prípade zapnutého spotrebiča je v tomto poli informácia „Zapnutý“, v opačnom prípade informácia „Vypnutý“.

Namerané údaje z inteligentného elektromera je možné zobraziť dvoma spôsobmi a to graficky alebo tabuľkovo. Na nasledujúcom obrázku je zobrazovaná ukážka grafickej interpretácie nameraných údajov a tabuľkové zobrazenie údajov.



Obr. 40 Tabuľkové a grafické zobrazovanie nameraných údajov z inteligentného elektromera

Pri zobrazovaní a prehliadaní údajov je možné zvoliť typ údajov a časový interval zobrazenia údajov. Prehľadnosť a lepšia orientácia v zobrazovaných údajoch je podporená farebným grafickým odlíšením ako aj nastavenie spôsobu zobrazovania údajov.

Architektúra SHEMS je navrhnutá tak, aby v budúcnosti pri dostupnosti viactarifných produktov ako aj DRS

6.5 Návrh koncepcie využitia multimodálneho rozhrania pri inteligentných koncových zariadeniach v domácnosti

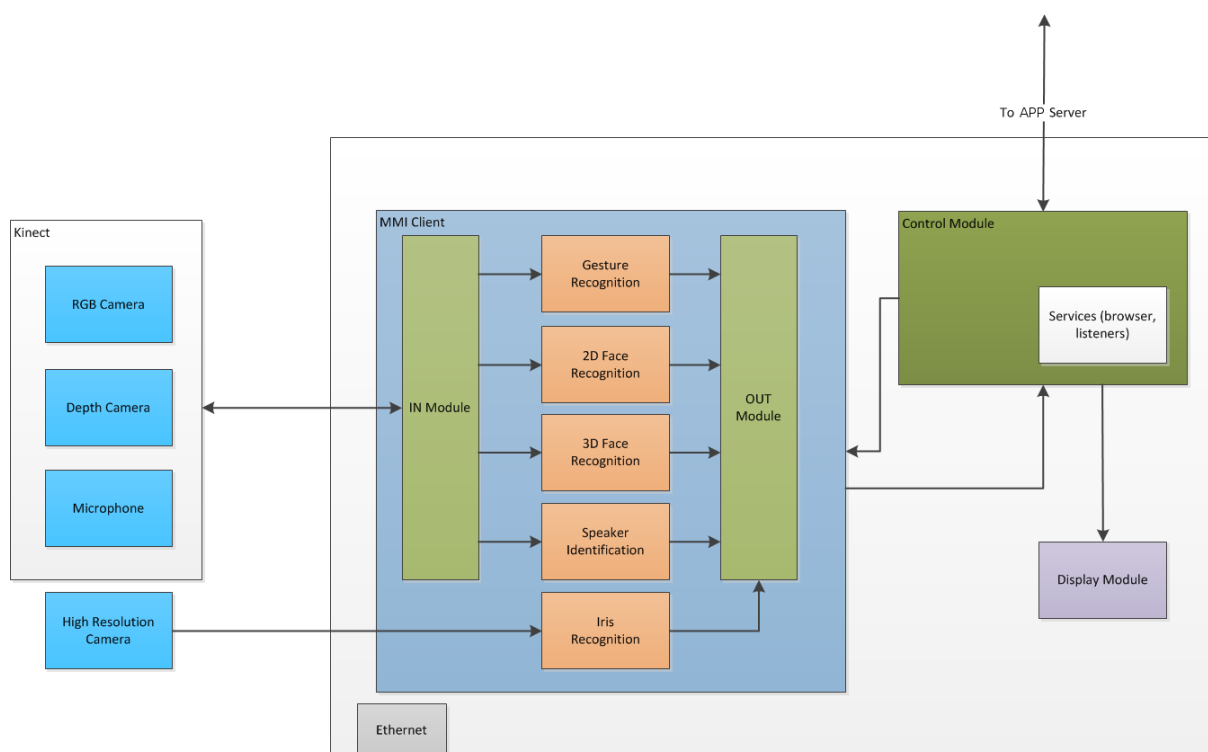
V rámci projektu sa pozornosť výskumných aktivít orientovala tiež na aplikáciu integrovaného multimodálneho rozhrania MMI, ktoré bolo riešiteľským kolektívom navrhnuté v rámci 7RP projektu HBB-NEXT. Pre integráciu MMI rozhrania bol do systémovej architektúry SHEMS implementovaný aj MMI klient. Komunikácia koncového používateľa s MMI klientom sa realizuje pomocou integrovaného MMI rozhrania. MMI je využité pre komunikáciu koncového používateľa so systémom SHEMS prostredníctvom web grafického rozhrania (GUI SHEMS). MMI ponúka nasledovné funkcionality, ktoré môžu byť využité pre prístup k dátam (vyselektovaným skupinám dát):

- identifikácia koncového používateľa na základe rozpoznania hlasu, na základe rozpoznania tváre (2D/3D), prípadne ďalších modalít MMI. Identifikácia koncového používateľa na základe rozpoznania hlasu, resp. 2D tváre, je možné realizovať aj prostredníctvom vzdialeného prístupu do „integrovaného MMI“ napr. pomocou smartfónu, tabletu, atď. ,
- na základe identifikácie koncového používateľa, môže SHEMS umožniť prístup ku špecifikovaným skupinám dát z inteligentného elektromeru (v súlade s definovaným profilom daného koncového používateľa).

Pre prístup ku špecifikovaným dátam, môže daný koncový používateľ, okrem štandardných klasických prístupov (pomocou Wifi myši, diaľkového ovládania a dotykového displeja) využiť:

- riadenie/navigáciu prístupu k dátam pomocou gest prostredníctvom web grafického rozhrania (GUI SHEMS),
- prístup k dátam pomocou hlasových povelov,
- prístup k dátam na báze vzdialeného prístupu do SHEMS (s využitím aplikácie MMI pre mobilné zariadenia).

Na nasledujúcom obrázku je zobrazená systémová architektúra integrovaného MMI a jej prepojenie s prostredím SHEMS.



Obr. 41 Systémová architektúra „integrovaného MMI“ a jej prepojenie so systémom SHEMS

Pre autentizáciu používateľa v MMI sa nepoužíva klasická autentizácia pomocou mena a hesla, ale využívané sú jednotlivé rozpoznávacie moduly integrované v MMI, ako hlasové rozpoznanie (rozpoznanie hovoriaceho), či rozpoznanie koncového používateľa pomocou tváre(2D/3D), alebo kombináciou:

- rozpoznanie hovoriaceho,
 - pre rozpoznanie hovoriaceho je potrebné najprv vytvoriť trénovaciu databázu koncových používateľov, ktorí potenciálne môžu mať prístup k dátam z inteligentného elektromeru,
 - ako senzor pre nahrávanie hlasu integrované MMI používa napr. mikrofónové pole vstupného zariadenia Kinect,
- identifikácia koncového používateľa na základe rozpoznania tváre,
 - pre identifikáciu koncového používateľa na základe rozpoznania tváre je potrebné najprv vytvoriť trénovaciu databázu tváre koncových používateľov, ktorí potenciálne môžu mať prístup k dátam z inteligentného elektromeru,
 - ako senzor pre rozpoznanie tváre integrované MMI používa napr. RGB a infra kamera vstupného zariadenia Kinect.

Následne sú dáta poslané do vstupného modulu (IN Module). Úlohou vstupného modulu je sprístupniť audio či video toky rôznym rozpoznávacím modulom v rovnakom čase. Zo vstupného modulu sú dáta posielané podľa potreby do daných rozpoznávacích modulov, kde prebieha konkrétne rozpoznávanie. Pri rozpoznávaní koncového používateľa MMI porovnáva aktuálne audio či video toky s testovacími databázami a identifikuje daného koncového používateľa.

Po rozpoznaní sa informácie zbierajú vo výstupnom module (OUT Module), ktorého úlohou je zabezpečiť jednu ucelenú XML správu, obsahujúcu všetky aktuálne informácie zozbierané zo všetkých rozpoznávacích modulov. Táto XML správa je poslaná do riadiaceho modulu (Control Module), ktorý zabezpečuje komunikáciu s APP Serverom v SHEMS a poskytuje dodatočné služby. V tomto prípade, na základe identifikácie získa koncový používateľ autorizáciu pre prístup k dátam z inteligentného terminálu (prostredníctvom web grafického rozhrania):

- pomocou gest,
- pomocou hlasových povelov.

Integrované MMI okrem identifikácie koncového používateľa podľa rozpoznania hlasu a tváre, môže obsahovať aj ďalšie modality ako napríklad rozpoznanie dúhovky oka, rozpoznanie gest (statických, dynamických, ťahových) a potenciálne aj ďalšie modality. Vrstvový model architektúry MMI pre procesy prístupu, riadenia a poskytovania služieb a aplikácií súvisiacich so systémami inteligentných domácností je zobrazený na nasledujúcom obrázku.



Obr. 42 Vrstvový model architektúry MMI

Na fyzickej vrstve (Physical Layer) modelu sú umiestnené vstupné senzory (mikrofónové pole, RGB kamera, infrakamera, prípadne ďalšie senzory, ako kamera pre snímanie dúhovky oka, snímač odtlačkov prstov a ďalšie). Vstupné senzory sú určené jednak na snímanie dát pre identifikáciu koncového používateľa, na jeho autentizáciu a autorizáciu a tiež na snímanie dát určených pre komunikáciu medzi koncovým používateľom a MMI vstupným modulom. Vstupný modul je umiestnený na distribučnej vrstve MMI modelu (Distribution Layer), odkiaľ sú dáta transferované do subsystémov jednotlivých MMI modalít na vrstve modalít (Modality Layer) a po spracovaní do MMI riadiaceho modulu na riadiacej vrstve (MMI Layer), ktorý riadi prístup k aplikáciám na aplikačnej vrstve MMI modelu (Application Layer) a ich poskytovanie koncovému používateľovi.

Jednou z aplikácií v rámci inteligentných domácností je aj prístup k dátam z inteligentného elektromeru. Táto aplikácia je poskytovaná koncovému používateľovi s podporou MMI riadiaceho modulu, prostredníctvom webového rozhrania (GUI) na vrstve modalít vrstvého modelu MMI. Ďalšie aplikácie súvisia s procesmi riadenia spotreby ako je ovládanie jednotlivých spotrebičov (skokové zapínanie, či vypínanie spotrebičov, alebo plynulá regulácia príkonu), na základe údajov z inteligentného elektromeru.

Pre procesy riadenia spotreby - ovládanie jednotlivých spotrebičov, integrované MMI poskytuje funkcionality pre lokálny, ako aj vzdialený prístup k jednotlivým aplikáciám pre inteligentné domácnosti, napr. s využitím gest, hlasových povelov a ďalších MMI modalít.

Integrované MMI poskytuje celé spektrum funkcionalít na báze viacerých modalít pre identifikáciu, autentizáciu a autorizáciu koncového používateľa, pre prístup k rôznym inteligentným aplikáciám, pre riadenie procesov súvisiacich s ovládaním koncových zariadení (napr. z pohľadu optimalizácie spotreby, optimálneho off-line a on-line riadenia spotrebičov, atď.).

Integrované MMI ponúka široké spektrum funkcionalít, ktoré je možné využiť pre prirodzenú inovatívnu a interaktívnu komunikáciu medzi koncovým používateľom a systémom, (napríklad aj SHEMA) s dôrazom na:

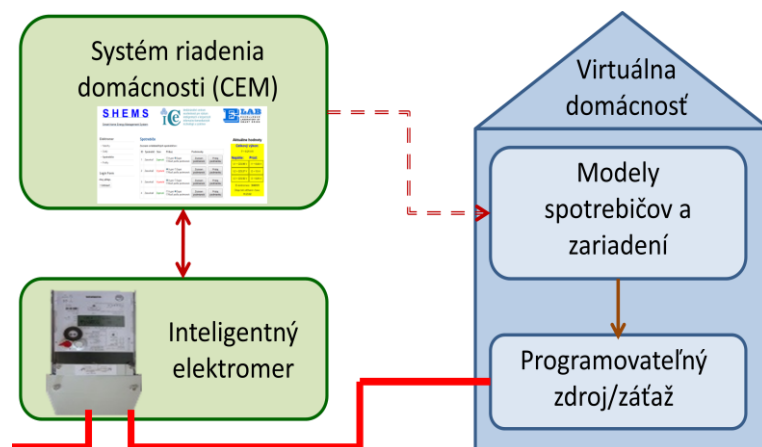
- aplikáciu integrovaného MMI na prístup k dátam z inteligentného elektromeru,
- aplikácie integrovaného MMI zamerané na optimalizáciu spotreby v rámci aplikácií inteligentnej domácnosti so systémom SHEMA a pre rôzne iné aplikácie v prostredí:
- inteligentné energetické systémy,
- flexibilný prístup k multimediálnym aplikáciám a službám na báze personalizácie a komfortu koncového používateľa,
- komplexne automatizovaná domácnosť,
- inteligentná zdravotná starostlivosť/medicínska starostlivosť,
- inteligentné priemyselné budovy,
- atď.

6.6 Systém virtuálnej domácnosti

Inštalácie domácností prechádzajú neustále zmenami s cieľom zvýšiť komfort užívateľa a zvýšiť efektivitu. Nové testovania vytváraných systémov riadenia sú komplikované a každá vytváraná aplikácia je špecifická. Vytvárať v každom prípade nové testovacie podmienky založené na úpravách spotrebičov v domácnostiach je technicky, časovo a finančne náročné. Nie vždy je možné testovanie realizovať na konkrétnych prevádzkach a v takýchto prípadoch nie je možná úplná modularita testovaných prevádzok. Pre vytvárané systémy je nutné mať na komplexné testovanie k dispozícii plne modulárny systém. Veľké firmy majú možnosti testovania na konkrétnych riešeniach domácností. V takýchto prípadoch vzniká ale problém s obmedzenými možnosťami riadenia a zmenami zapojenia spotrebičov. V uvedenej problematike vzniká prázdne miesto v oblasti plne modulárneho systému. S nastupujúcou technológiou inteligentných meracích systémov a nadväzujúcimi aplikáciami inteligentných sietí narastá počet monitorovacích a riadiacich systémov. Testovanie aplikácií je riešené len čiastočne, prípadne je nutné odlaďovanie priamo za prevádzky a zvyšujú časovú a finančnú náročnosť. Takýto prípad predstavujú aj domácnosti. Pre vývoj a testovanie aplikácií pre inteligentné koncové zariadenia (napríklad aj testovanie SHEMA) je dobré mať k dispozícii laboratórne simulačné zariadenie, ktoré je schopné simulovať prevádzku domácnosti, resp. vybraných spotrebičov, u ktorých je predpoklad ich využitia pre DRS.

V rámci projektu bol vytvorený laboratórny simulátor domácnosti. (virtuálna domácnosť). Pomocou vytvoreného systému je možné modelovať prevádzku domácnosti

a sledovať technické dopady na meracie zariadenia ako napríklad aj inteligentné elektromery. V dôsledku toho je možné testovať nie len algoritmy riadenia ale aj komunikačné technológie ako napríklad testovanie rozhraní. Na nasledujúcom obrázku je principiálne zobrazený simulačný model domácnosti.



Obr. 43 Principiálna schéma simulačného modelu domácnosti

Tento systém umožňuje modelovať rôzne prevádzky domácnosti a umožňuje testovať nástroje na zber a spracovanie dát z inteligentných elektromerov. Systém môže byť použitý aj pri modelovaní prevádzky rodinného domu napájaného z ostrovného fotovoltického systému.

Návrh systému vychádza z predpokladu, že rozhodujúcimi spotrebičmi určenými pre riadenie z hľadiska energetických aspektov sú predovšetkým tepelné a akumulčné spotrebiče. Tieto spotrebiče vytvárajú svojou zotrvačnosťou potenciál pre optimalizáciu prevádzky. Efektívnym riadením takýchto spotrebičov v domácnostiach je možné optimalizovať prevádzku distribučných sietí, lepšie využívať vyrobenú energiu zo zdrojov decentralizovanej výroby a koncovému odberateľovi znížiť náklady za energie. Samotný systém virtuálnej domácnosti nie je primárne vytvorený za účelom navrhovania riadiacich algoritmov pre riadiace systémy v domácnosti, ale jeho cieľom je predovšetkým nahradiť limitujúce spôsoby testovania takýchto systémov ako napríklad testovanie na pokusnej domácnosti.

Modelovanie domácich spotrebičov je riešené dvomi spôsobmi:

- modelovanie na základe fyzikálnych princípov charakterizujúcich spotrebič,
- modelovanie pomocou definovaného časového profilu prevádzky.

Tieto dva spôsoby dávajú predpoklad pre modelovanie väčšiny spotrebičov a možnosti zahrnúť aj ľudský faktor, do využívania spotrebičov.

6.6.1 Modelovanie spotrebičov na základe fyzikálnych princípov

Tento spôsob modelovania umožňuje simulovať spotrebič na základe teoretických fyzikálnych princípov opisujúcich správanie spotrebiča. Ako bolo už spomenuté, sú to práve tepelné a akumulčné spotrebiče, ktoré predstavujú potenciál využitia pri riadení siete. Pri modelovaní prevádzky takýchto teplotných spotrebičov, akými sú vykurovacie a chladiace systémy sa vychádza z poznatkov fyziky o odovzdávaní energie. Výstupom je modelová prevádzka, ktorá simuluje stav blízky reálnej prevádzke takéhoto zariadenia v domácnosti. Fyzika tepla, šírenie a odovzdávanie tepla je pomerne zložitý proces, ktorý je možné opísať pomocou zložitého matematického aparátu diferenciálnych rovníc. Nie je cieľom tohto modelu presne opísať teplotný spotrebič na základe diferenciálnych rovníc opisujúcich šírenie tepla. Pre potreby simulácie virtuálnej domácnosti je postačujúce pristúpiť k zjednodušeniam a využiť jednoduchšie matematické modely. To však neznamená, že aplikácia môže byť rozšírená o zložitejší a komplexnejší model. Pri zjednodušení vychádzame z toho, že doba prevádzky zariadenia t sa vypočíta z dodaného (odovzdaného) tepla Q a výkonu P pomocou výrazu:

$$t = \frac{Q}{P} \eta = \frac{V \rho c_v |T_v - T|}{P} \eta$$

kde c_v je merná tepelná kapacita média,

T_v - teplota varu média,

T - počiatočná teplota média,

V - objem ohrievaného alebo chladeného média,

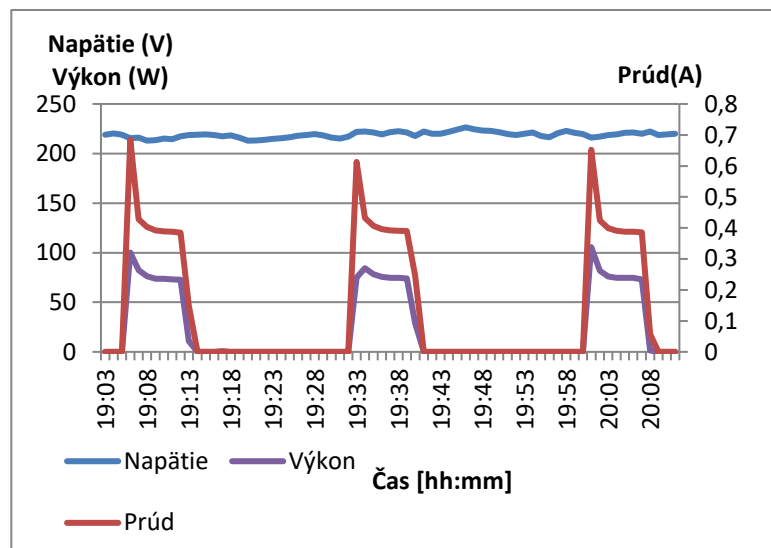
ρ - hustota ohrievaného alebo chladeného média,

η - účinnosť zariadenia.

Pri uvažovaní doby prevádzky tepelných spotrebičov je nutné brať od úvahy aj vplyv ľudského správania. Napríklad vypustenie horúcej vody z bojlera, prevádzka závislá na tarife, otvorenie okna pri vykurovacích zariadeniach a pod. Tento faktor je možné zahrnúť do prevádzky zariadenia pridaním časovej funkcie, ktorá vnáša do prevádzky ľudské správanie.

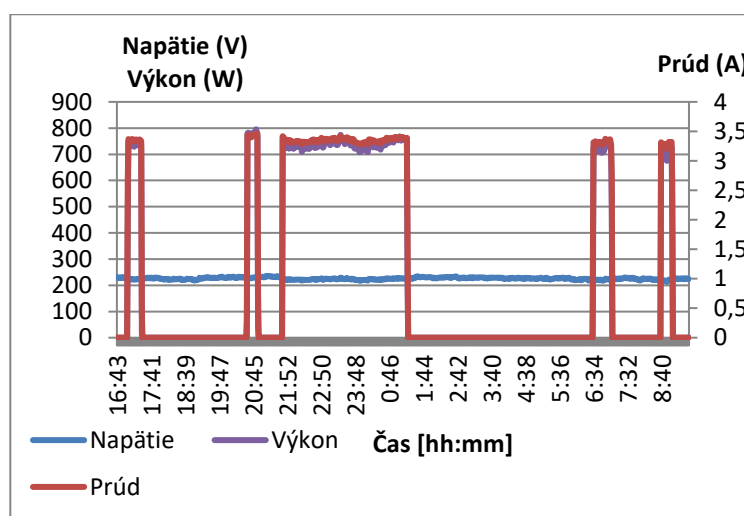
6.6.2 Modelovanie spotrebičov pomocou časového profilu prevádzky

Modelovanie spotrebičov na základe fyzikálnych princípov je pomerne zložitý. Často sa používa spôsob modelovania na základe merania prevádzky zariadenia. Spotrebič je potom modelovaný na základe časového profilu, ktorý opisuje je prevádzku na základe meraní. Časový profil môže byť vygenerovaný z meraní v rôznych domácnostiach alebo podľa zvolených kritérií. Príklady takýchto meraní, ktoré boli zrealizované v rámci riešenia projektu. Nasledujúci obrázok zobrazuje vyselektovaný priebeh nameraných hodnôt napätia a prúdu počas prevádzky chladničky.



Obr. 44 Časový profil prevádzky chladničky

Merania elektrických parametrov na prevádzke chladničky ukazuje možnosť modelovania prevádzky oboma spôsobmi. To znamená pomocou časového profilu ale aj pomocou teplotných závislostí. Pre detailnejšie modelovanie prevádzka je možné pridať do spotreby chladničky napríklad aj vnútorné osvetlenie. Ide o malý nárast ale pomocou časového profilu je možné zadať aj túto hodnotu. Na nasledujúcom obrázku je zobrazený priebeh nameraných hodnôt napätia a prúdu z prevádzky bojlera.



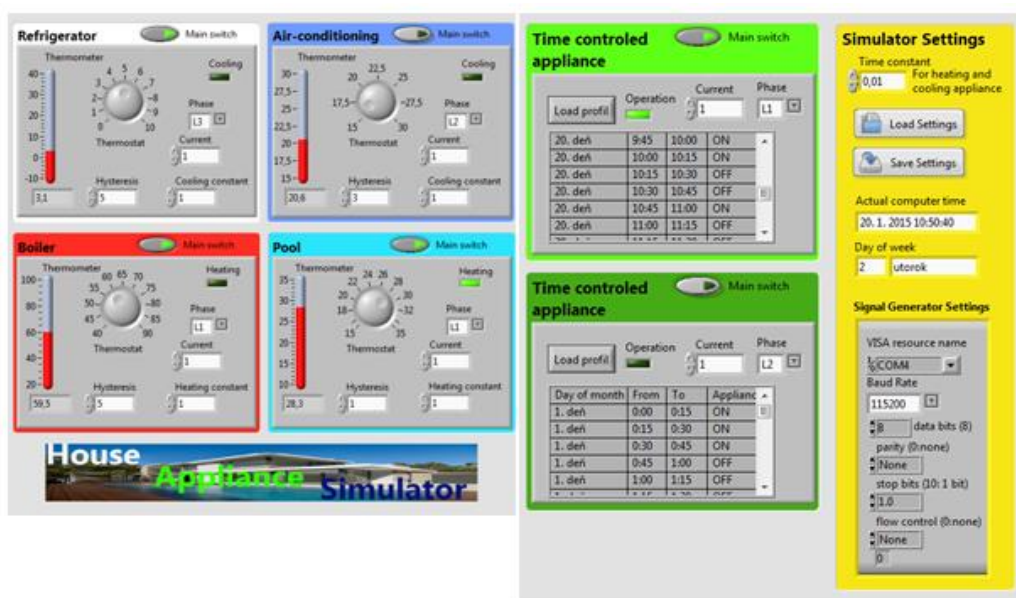
Obr. 45 Časový profil prevádzky bojlera

Merania časových profilov ukazujú mierne zmeny v odoberaných prúdoch. Je to spôsobené nábehovými prúdmi pri zapnutí spotrebičov. Ide o prechodné deje, ktoré ovplyvňujú najmä funkčnosť ochrán a krátkodobé preťažovanie inštalácie. Pre modelovanie prevádzky domácnosti je tento vplyv zanedbateľný. Pri špeciálnych požiadavkách je možné tento vplyv simulovať tiež.

6.6.3 Simulátor spotrebičov

Aplikovanie vyššie spomenutých metód modelovania je realizované prostredníctvom vytvoreného simulátora domácich spotrebičov. Z dôvodu aplikovania zmien v prevádzke spotrebičov a prípadného vplyvu správania užívateľa je celý simulátor navrhnutý a vybudovaný v modulárnom programovacom prostredí LabVIEW. Toto programovacie prostredie umožňuje dobré prepojenie so zariadeniami, ktoré sú nevyhnutnou súčasťou modelu virtuálnej domácnosti. Simulátor je prepojený s programovateľným zdrojom, čo zabezpečuje programové automatické ovládanie zdroja. Na základe namodelovanej prevádzky rôznych zariadení v domácnosti, zdroj fyzicky generuje pre inteligentný elektromer takú spotrebu, ktorá reprezentuje prevádzku namodelovaných spotrebičov.

Na Obr. 46 je zobrazené užívateľské rozhranie pre ovládanie modelu virtuálnej domácnosti.



Obr. 46 Užívateľské rozhranie modelu virtuálnej domácnosti

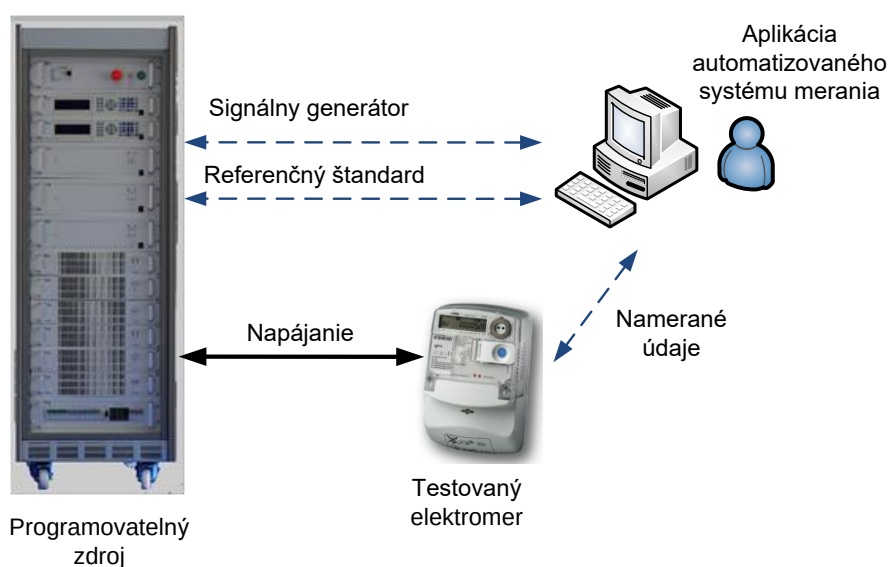
Zadávanie vstupných hodnôt sa realizuje v úvodnej obrazovke. Vďaka modulárnosti celého systému je možné jednoduchým spôsobom pridávať alebo editovať virtuálne spotrebiče. V pravej časti sa nachádza časť programu pre zadávanie a odčítavanie systémových informácií. Časová konštanta (Time Constant) umožňuje zmeniť rýchlosť zmien. Pri dobre nastavených vstupných parametroch je možné vďaka tomu skrátiť dobu simulácie prevádzky. V ľavej časti sú spotrebiče modelované pomocou zjednodušených fyzikálnych vzťahov. Tieto spotrebiče sú rozdelené na dve skupiny, Prvú skupinu tvoria chladiace zariadenia ako chladnička a klimatizácia (Refrigerator, Air-conditioning) a druhú skupinu spotrebiče, ktoré slúžia na ohrev, resp. spotrebu tepla ako bojler a vyhrievaný bazén (Boiler, Pool). Pri spotrebičoch, ktoré slúžia na ohrev alebo chladenie sa zadáva požadovaná hodnota teploty, hysteréza spínania a konštanta ohrevu resp. chladenia. Táto konštanta zohľadňuje objem média a teda aj rýchlosť s akou nastávajú tepelné zmeny v danom médiu. Aplikácia taktiež zobrazuje zmenu teploty (aktuálnu hodnotu teploty média).

V strednej časti sa zadávajú spotrebiče modelované na základe časového profilu prevádzky. Je možné si vytvoriť vlastný časový profil alebo nahráť profil získaný z merania na spotrebiči. Vlastný, užívateľom definovaný časový profil, sa môže pre komfortnejšie a jednoduchšie nastavenie vytvoriť v tabuľkovom editore a do simulačného programu sa len nahrá.

Pre každý virtuálny spotrebič je možnosť výberu fázy, na ktorú je spotrebič pripojený a veľkosť prúdu odoberaný spotrebičom. Aplikácia automaticky zabezpečí prostredníctvom prepojenia so zdrojom generovanie príslušného výkonu (spotreby) na konkrétnej fáze. Modelovanie prevádzky ovplyvňujú viaceré faktory a úplne presné modelovanie je veľmi náročné. Opísaný nástroj umožňuje spotrebiče spájať a upravovať tak, aby sa výsledok blížil hodnotám meraným na reálnej domácnosti. Pre väčšinu testovaných aplikácií je však možné uvedené vplyvy zanedbať.

6.7 Automatizovaný systém pre testovanie elektromerov

Problematika inteligentného merania je v súčasnosti vysoko aktuálna a s nasadzovaním inteligentných meracích systémov narastá aj dopyt po testovaní a overovaní funkcionality inteligentných elektromerov. Inteligentné elektromery sa od štandardných klasických elektromerov okrem iného líšia aj v množstve poskytovaní meraní takých výkonových parametrov, ktoré z pohľadu monitorovania sústavy neboli donedávna požadované. Automatizovaný systém merania je vyvinutá aplikácia, ktorá poskytuje vhodný ucelený nástroj pre analýzu vybraných funkcionality inteligentného elektromera. Aplikácia je z dôvodu práce s viacerými meracími zariadeniami a programovateľným zdrojom vytvorená v prostredí LabVIEW. Jej spustenie je možné na ľubovoľnom PC s nainštalovanou voľne dostupnou aplikáciou LabVIEWRun-TimeEngine. Na Obr. 47 je zobrazená schéma automatizovaného systému.



Obr. 47 Automatizovaný systém pre testovanie elektromerov

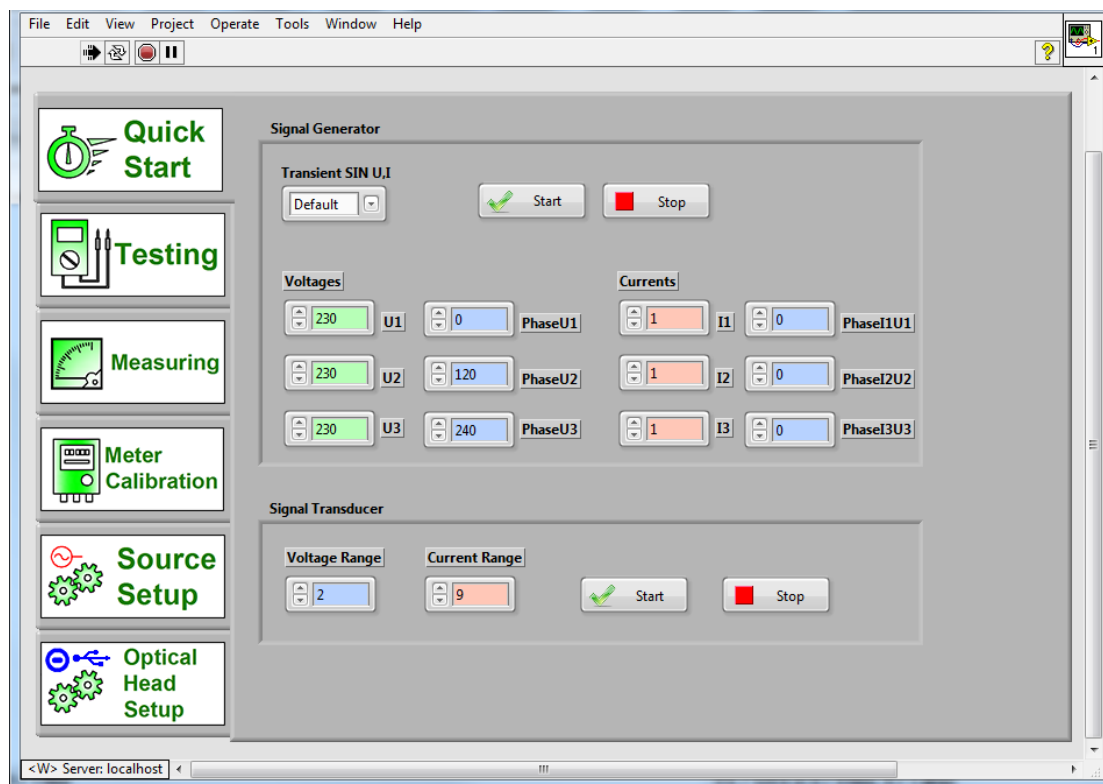
Navrhnutý a zrealizovaný automatizovaný systém merania a testovania elektromerov tvorí okrem samotnej aplikácie viacero komponentov. Dôležitou súčasťou celého systému je 3 fázový výkonový programovateľný zdroj, ktorého súčasťou je aj referenčný štandard. Referenčný štandard je veľmi presný elektromer s triedou presnosti merania 0,02. Referenčný štandard je potrebný k porovnaniu údajov s údajmi z elektromera. Pomocou vytvorenej aplikácie, ktorá komunikuje so zdrojom prostredníctvom signálneho generátora sa nastavujú charakteristiky výstupného napätia a prúdu. Na výstupné koncové členy zdroja je pripojený elektromer, ktorý podlieha testovaniu. Elektromer je teda napájaný takým napätím a prúdom, ktoré sú nastavené v aplikácii. Pri testovaní aplikácia odčítava namerané údaje z elektromera a porovnáva ich s údajmi nameranými referenčným štandardom. Takýmto spôsobom je možné vyhodnotiť, s akou presnosťou elektromer odmeria (resp. vypočíta) výkonové parametre pri rôznych charakteristikách napätia a prúdu. Užívateľské rozhranie je graficky spracované tak, aby bolo možné jednoducho a prehľadne nastavovať žiadané charakteristiky veličín napätia a prúdu ako aj vyhodnocovanie a porovnanie údajov z referenčného štandardu a elektromera. Na Obr. 48 je zobrazená úvodná obrazovka aplikácie.

Po spustení aplikácie sa užívateľovi zobrazí úvodná obrazovka, kde je možné rýchlo spustiť výstup programovateľného zdroja pre napájanie elektromerov alebo iných analyzovaných zariadení, tzv. rýchly štart (Quick Start). Rýchly štart umožňuje rýchle nastavenie jednoduchých parametrov. Pomocou rýchleho štartu je možné jednoducho overiť funkčnosť komunikácie medzi jednotlivými zariadeniami. V ľavej časti úvodnej obrazovky sa nachádzajú jednotlivé funkcionality systému:

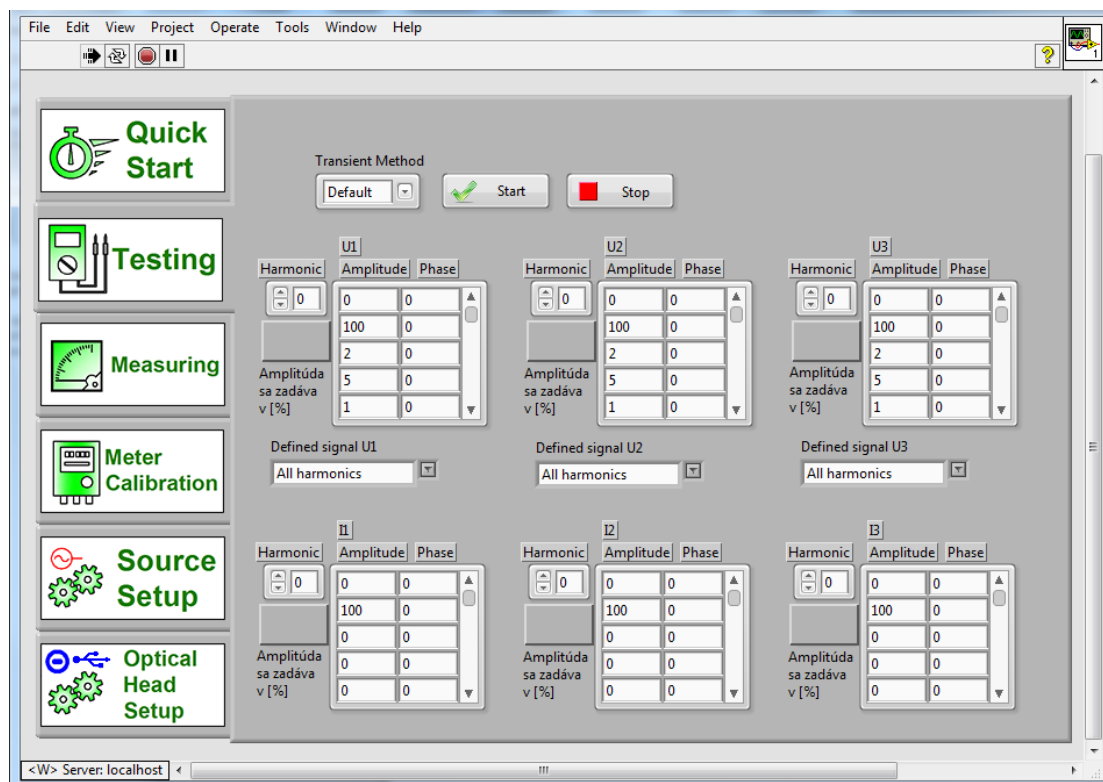
- testovanie (Testing),
- meranie (Measuring),
- kalibrácia elektromera (Meter Calibration),
- nastavenie zdroja (Source Setup),
- nastavenie optohlavy (Optical Head Setup).

Testovanie - V paneli testovanie je možné definovať rôzne deformované priebehy napätí a prúdov. (veľkosti a fázové posuny). V spolupráci s programovateľným zdrojom je možné generovať signály až do 100. harmonickej prúdu a napätia. Pri spustení sú v aplikácii prednastavené deformované priebehy ako napríklad párne, nepárne alebo všetky harmonické v rozsahu definovanom v norme STN EN 50 160. Na Obr. 49 je zobrazené užívateľské rozhranie pre panel testovanie.

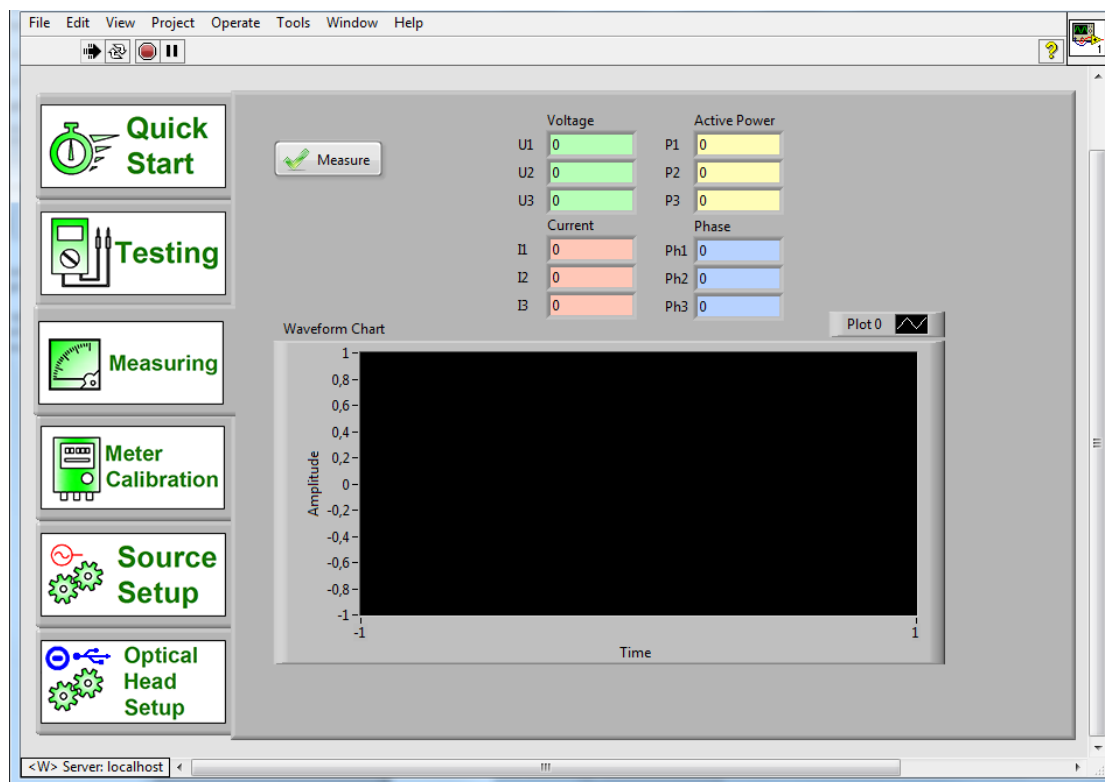
Meranie - panel meranie odčítava údaje z presnej meracej jednotky, z referenčného štandardu. Súčasťou aplikácie umožňuje analyzovať jednotlivé napätia, prúdy, činný výkon. Pripravovaná nová verzia umožní meranie ďalších elektrických veličín ako napr. jalový výkon, činiteľ skreslenia, deformačný výkon a ostatné výkonové parametre, ktoré požaduje vyhláška od inteligentných elektromerov. Užívateľské rozhranie pre panel meranie je zobrazené na Obr. 50.



Obr. 48 Úvodná obrazovka aplikácie

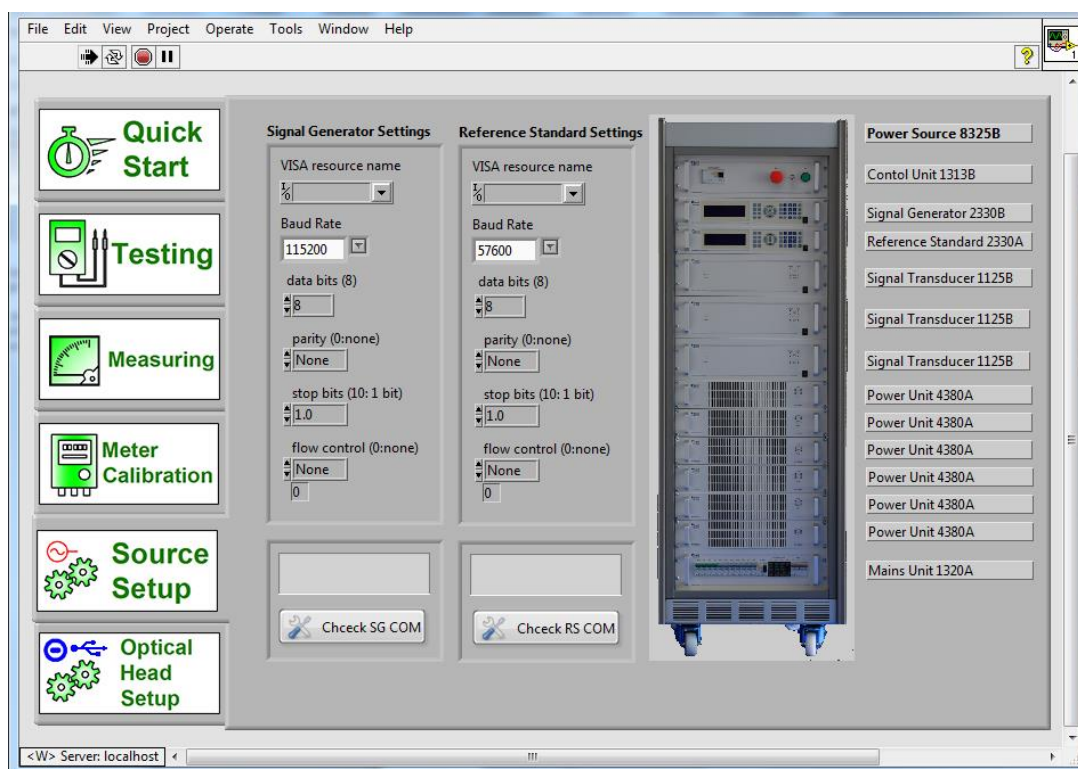


Obr. 49 Panel testovanie



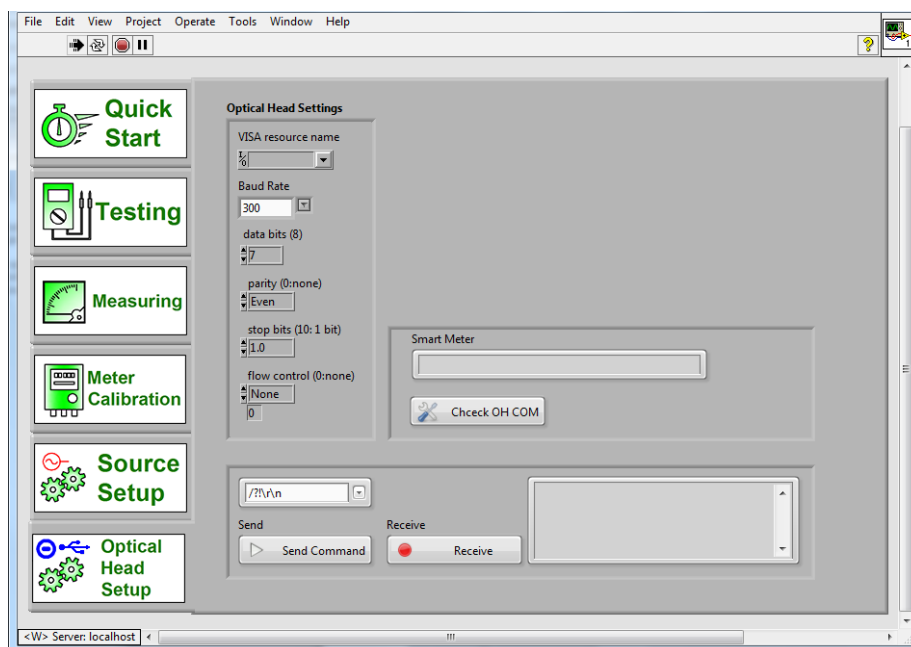
Obr. 50 Panel meranie

Nastavenie zdroja - V panely nastavenie zdroja sa nastavujú parametre pre komunikáciu s programovateľným zdrojom. V tomto panely sa definuje komunikačný protokol so signálnym generátorom a meracou jednotkou programovateľného zdroja. Uživatelské rozhranie pre nastavenie zdroja je zobrazené na Obr. 51.



Obr. 51 Panel nastavenie zdroja

Nastavenie optohavy - V panely nastavenie optickej hlavy sa definuje komunikačné rozhranie pre komunikáciu s inteligentnými elektromermi. Tento panel umožňuje odosielať vybrané štandardné príkazy (prednastavené), prípadne zadávať ľubovoľné príkazy cez textové okno. Užívateľské rozhranie pre nastavenie optohlavy je zobrazené na Obr. 52.



Obr. 52 Panel nastavenie optickej hlavy

Kalibrácia elektromera – tento panel slúži na porovnanie hodnôt a vyhodnotenie rozdielov medzi údajmi nameranými referenčným štandardom a údajmi, ktoré zmeria inteligentný elektromer. Táto aplikácie si vyžaduje komplexnejší návrh, nakoľko sa jedná o testovanie a porovnanie špecifických výkonových parametrov. Na užívateľskom rozhraní a vyladení tejto aplikácie sa v súčasnosti pracuje. Cieľom návrhu a realizácie automatizovaný systému pre testovanie elektromerov je vytvorenie univerzálneho nástroja, pomocou ktorého je možné vytvoriť na základe testovacích scenárov pre overovanie správnosti merania špecifických výkonových parametrov databázu štandardných a špeciálnych testovacích cyklov. Nástroj by mal podporovať plne automatický proces, pri ktorom program generuje signály napájajúce inteligentné elektromery a zároveň vyhodnocuje údaje zaznamenávané elektromerom.

7 Záver

Výskum inteligentných koncových zariadení vychádzal z podrobnej analýzy súčasných požiadaviek vyplývajúcich z architektúry inteligentných meracích systémov a inteligentných sietí. Dosiahnuté výsledky preto korešpondujú so súčasným stavom a trendom v tejto oblasti. Inteligentné meracie systémy so sebou prinášajú značné množstvo nových údajov, ktoré doposiaľ neboli k dispozícii. Výsledkom podrobnej analýzy využitia týchto údajov je identifikácia ich potenciálu pre optimalizácie potrebných procesov s využitím informačných technológií. Podrobná analýza možnosti integrácie koncového odberateľa do procesov v rámci inteligentnej siete prostriedkami inteligentných koncových zariadení nadväzuje na analýzu využitia dát. Na základe identifikácie prieniku výsledkov analýzy potenciálu dát z inteligentných elektromerov a definície funkcionalít pre koncového odberateľa bol vyvinutý inteligentný systém pre koncového odberateľa. Samotný inteligentný systém pre koncového odberateľa je doplnený o vhodný nástroj akým je virtuálna domácnosť, potrebný k testovaniu a overovaniu jednak samotných inteligentných elektromerov ako aj funkcionalít inteligentného koncového zariadenia – SHEMS. Pri výbere technológie sa vychádzalo z podmienok, ktoré odzrkadľujú spoľahlivosť a nízku ekonomickú náročnosť ako aj podmienky ktoré vyplývajú zo štandardizácie v rámci rozhraní inteligentných koncových zariadení na vonkajšie systémy ako sú rozhrania inteligentných elektromerov a rozhrania na subjekty poskytujúce energetické služby v podmienkach fungujúcej prevádzky inteligentnej siete.