



**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

---

**Fakulta elektrotechnická**

**Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

## **Politika EU na poli Smart Grids**

### **European Union strategy for Smart Grids**

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Milan Kloubec

**Bc. Jiří Domin**

---

**České Budějovice 2014**

České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

## ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Domin Jiří

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management  
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Politika Evropské unie na poli Smart Grids

Pokyny pro vypracování:

- analýza současného vývoje
- analýza budoucího vývoje
- implementace Smart Grids v EU a ČR

Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Milan Koubec – AZ Elektrostav, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015



Doc. Ing. Jaroslav Knápek, Csc.  
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, Csc.  
děkan

V Praze dne 8.11.2013

## **Prohlášení**

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně na základě uvedených pramenů a uvedené literatury. Nemám námitky proti použití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o autorských právech a právech souvisejících, ve smyslu pozdějších znění tohoto zákona.

V Českých Budějovicích dne 3. 12. 2014

Bc. Jiří Domin

## **Poděkování**

Na úvod mé diplomové práce bych rád poděkoval Ing. Milanu Kloubcovi za vedení, kontrolu a důležité připomínky, které pomohly k vypracování této práce. Zároveň chci poděkovat doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. z katedry ekonomiky, manažerství a humanitních věd ČVUT FEL, a Ing. Miloši Jarkovskému ze společnosti PREdistribuce, a.s., za osobní konzultace a poskytnuté materiály použité v této práci. Dále bych také chtěl na tomto místě vyjádřit své díky Ing. Miroslavu Koptovi ze společnosti E.ON Česká republika, s.r.o. za cenné rady a Ing. Liboru Kolářovi z téže společnosti za spolupráci a poskytnuté informace. Velmi si také vážím podpory mé rodiny v době psaní této práce i za celou dobu studia.

# Anotace

Tato diplomová práce pojednává o technologii Smart Metering a Smart Grids a jejich využití v elektroenergetickém odvětví v rámci Evropské unie. Nejprve popisuje historii i současný stav v tomto oboru a porovnává je s možným stavem po začlenění uvedených nových technologií, které zároveň konkrétně definuje. Další kapitola je věnována legislativnímu rámci Evropské unie pro tyto nové technologie, tedy popisu konkrétních směrnic a ustanovení a jejich začlenění do elektroenergetické politiky EU. V návaznosti na technické i legislativní řešení probíraných technologií práce pokračuje rozborem a vyhodnocením současného i budoucího stavu jejich zavádění v konkrétních vybraných zemích Evropské unie včetně ČR. Práce končí praktickým příkladem uvažované realizace na konkrétním úseku sítě NN v distribuční síti společnosti E.ON Distribuce, a.s., tedy technickým i ekonomickým zhodnocením zavedení Smart Grids v jejich současném stavu.

## Abstract

This master thesis discusses Smart Metering and Smart Grids technologies and their use in the energy sector of the European Union. First, thesis describes history and current situation in this field and compares it to the possible state after integration of these new technologies. In this part can be also found detailed definition of these technologies. Next chapter is devoted to legislative framework of the European Union for these new technologies; there is description of specific directives and regulations and their integration into energy policy of EU. The following chapter continues with analysis and evaluation of current and future implementation of these technologies into chosen member states of the European Union, including the Czech Republic (technical & legislative progress). This thesis ends with a practical example of implementation in a particular LV distribution grid of E.ON Distribuce, a.s. provider – a technical and economic evaluation of Smart Grids deployment in their current state.

## Klíčová slova

Smart Metering; Smart Grids; Smart Home; elektrická síť; decentralizovaná výroba; akumulace energie; elektromobily; obnovitelné zdroje energie; směrnice EU 2009/72/ES; směrnice EU 2012/27/EU; SET plán; Evropa 20-20-20; pilotní projekty SG; FUTUR/E/Motion; transformátory regulovatelné pod napětím; návrh sítě NN; E.ON Česká republika, a.s.

## Key words

Smart Metering; Smart Grids; Smart Home; Electrical grid; Decentralized generation; Energy storage; Electrical vehicles, Renewable energy sources; EU directive 2009/72/ES; EU directive 2012/27/EU; SET Plan; Europe 20-20-20; SG pilot projects; FUTUR/E/Motion; under load regulated transformers; LV grid design; E.ON Česká republika, a.s.

# Obsah

Úvod.....	10
1 Smart Grids obecně .....	12
1.1 Tradiční elektrická síť .....	12
1.1.1 Vývoj elektrických sítí .....	12
1.1.2 Prvky elektrické sítě v současnosti.....	12
1.2 Začleňování inteligentních prvků do sítě .....	14
1.2.1 HDO.....	14
1.2.2 Smart Metering .....	15
1.2.2.1 Popis .....	15
1.2.2.2 Vývoj technologií.....	16
1.2.2.3 Funkce a přenos dat .....	16
1.2.3 Smart Grids .....	18
1.2.3.1 Popis .....	18
1.2.3.2 Základní součásti konceptu SG .....	20
1.2.3.3 Zabezpečení SG .....	21
1.3 Koncept „Smart Home“ .....	22
2 Legislativa EU na poli Smart Grids .....	25
2.1 Vývoj evropské energetické legislativy .....	25
2.2 Rozvoj vize SM & SG v rámci EU.....	26
2.3 Projekty EU vedoucí k podpoře SM & SG.....	27
2.3.1 Plán SET .....	27
2.3.2 Strategie Evropa 2020 .....	28
2.4 Konkrétní studie EU na téma SM & SG .....	29
2.4.1 Inteligentní sítě: od inovací k zavádění .....	29
2.4.2 Zavedení inteligentních měřících systémů .....	29
3 Analýza současného vývoje SG v EU.....	31
3.1 Vymezení pojmu.....	31
3.2 Současný stav implementace Smart Meteringu v EU .....	31
3.2.1 Italská republika .....	32
3.2.2 Španělské království .....	33

3.2.3	Spojené království Velké Británie a Severního Irska .....	34
3.2.4	Francouzská republika .....	36
3.2.5	Švédské království.....	37
3.2.6	Spolková republika Německo .....	38
3.2.7	Rakouská republika.....	39
3.2.8	Řecká republika .....	40
3.2.9	Slovenská republika .....	41
3.2.10	Shrnutí .....	41
3.3	Současný stav implementace Smart Meteringu v ČR .....	43
3.3.1	Zavádění evropských směrnic do české legislativy .....	43
3.3.1.1	Energetický zákon č. 458/2000 Sb. ....	43
3.3.1.2	Zákon o hospodaření s energií č. 406/2000 Sb. ....	44
3.3.1.3	Zákon o podporovaných zdrojích energie č. 165/2012 Sb.....	44
3.3.1.4	Státní energetická koncepce .....	45
3.3.1.5	Národní akční plán .....	45
3.3.1.6	Finanční analýza .....	46
3.3.2	Pilotní projekty SM v ČR .....	47
3.3.2.1	Pilotní projekt ČEZu.....	47
3.3.2.2	Pilotní projekt PRE .....	48
3.3.2.3	Pilotní projekt E.ONu.....	48
4	Analýza budoucího vývoje SG v EU.....	49
4.1	Vymezení pojmu.....	49
4.2	Rozvoj vedoucí ke Smart Grids .....	49
4.3	Globální pohled na projekty Smart Grids .....	50
4.3.1	Zaměření SG projektů.....	53
4.4	Analýza konkrétních projektů v EU .....	54
4.4.1	Ukončené projekty .....	55
4.4.2	Arrowhead .....	56
4.4.3	FINESCE .....	56
4.4.4	GARPUR .....	57
4.5	Pilotní projekt SG v ČR - Futur/E/Motion .....	57

4.6	Další vývoj, návaznost na Smart Grids .....	59
4.7	Alternativy k SG .....	59
4.7.1	Super grids .....	60
5	Reálná implementace SG v podmínkách ČR.....	61
5.1	Řešená situace.....	61
5.1.1	Skupina E.ON .....	61
5.2	Výchozí stav řešené situace .....	62
5.2.1	Popis vybraného města .....	62
5.2.2	Popis distribuční sítě v Jarohněvicích .....	63
5.2.3	Používané vodiče .....	65
5.3	Stávající problémy a jejich řešení.....	66
5.3.1	Problém zvyšování napětí v sítí.....	66
5.3.2	Transformátory regulovatelné pod zatížením.....	67
5.3.2.1	Gridscon Transformer .....	67
5.3.2.2	FITformet REG .....	68
5.3.3	Technická analýza řešení.....	69
5.3.3.1	Výběr a instalace transformátoru .....	69
5.3.3.2	Zajištění komunikace transformátoru.....	70
5.3.3.3	Připojení chytrých elektroměrů .....	71
5.3.3.4	Zajištění komunikace chytrých elektroměrů.....	73
5.3.4	Finanční analýza řešení.....	75
5.3.4.1	Výchozí uvažované předpoklady .....	75
5.3.4.2	Vstupní investice .....	77
5.3.4.3	Provozní náklady a výnosy .....	78
5.3.4.4	Výpočet a vyhodnocení investice.....	82
5.3.4.5	Citlivostní analýza.....	85
5.4	Kompletní Smart Grids řešení .....	87
5.4.1	Výměna stávajícího vedení.....	87
5.4.1.1	Návrh sítě v Jarohněvicích.....	88
5.4.1.2	Ověření návrhu sítě v Jarohněvicích .....	93
5.4.2	Technologie přenosu dat.....	96



5.4.2.1 Popis technologií k přenosu dat.....	96
5.4.2.2 Výběr technologie k přenosu dat.....	97
5.4.2.3 Instalace a zavedení optického vlákna.....	98
5.4.3 Instalace Smart Grids prvků.....	99
5.4.3.1 Kompletní Smart Metering.....	100
5.4.3.2 Možné budoucí Smart Grids rozšíření.....	100
5.4.4 Finanční analýza řešení.....	101
5.4.4.1 Vstupní investice.....	101
5.4.4.2 Provozní náklady a výnosy.....	102
5.4.4.3 Výpočet a vyhodnocení investice.....	104
5.4.4.4 Citlivostní analýza.....	105
5.5 Shrnutí a porovnání jednotlivých řešení.....	107
5.5.1 Ekonomické porovnání variant.....	107
5.5.2 Výhody realizace projektů.....	108
Závěr.....	110
Slovník.....	112
Literatura.....	116
Seznam obrázků.....	121
Seznam tabulek.....	121
Seznam grafů.....	122
Seznam příloh.....	122
Přílohy.....	123

# Úvod

Diplomovou práci „Politika EU na poli Smart Grids“ jsem si vybral na základě zájmu o obory, které nové technologie, diskutované v této práci, spojují – tedy IT a energetiku. Energetické společnosti si uvědomují, jak důležitý je rozvoj a přizpůsobování se novým trendům – mimo jiné i modernizace celé energetické soustavy včetně sítí. Jedna z variant dalšího rozvoje v této oblasti jsou technologie Smart Grids, které dnes prosazuje Evropská unie jako jedinou možnou budoucí cestu. Mým záměrem bylo tyto technologie přiblížit, popsat je z technického a ekonomického hlediska i z pohledu legislativy Evropské unie. Cílem práce je zdokumentovat jejich současný stav i budoucí vývoj, rozebrat možnosti jejich integrace na současnou síť a analyzovat, jak se s touto integrací v návaznosti na legislativu Evropské unie vypořádávají jednotlivé členské státy EU včetně ČR z teoretického i praktického hlediska.

Těmto cílům odpovídá i struktura práce, kdy jednotlivé kapitoly postupují od obecného ke konkrétnímu. Proto je úvodní část první kapitoly věnována stávajícímu stavu energetické soustavy a jak jej bylo dosaženo. Na to navazují možnosti rozšíření a zautomatizování klasické sítě – zde jsou již uvedeny konkrétní definice i popis technologie Smart Grids. Jak již z názvu práce vyplývá, technologie Smart Grids je řešena z celoevropského hlediska. Evropská unie si problémy v energetickém sektoru (i jejich důležitost a možné dopady na ostatní sektory) velice dobře uvědomuje a tomu odpovídá i stav legislativy v tomto odvětví. K ucelení pohledu EU na energetiku se druhá kapitola zabývá krátce i obecným popisem historie právních aktů v tomto sektoru. Zbytek této kapitoly je věnován právě rozboru a popisu jednotlivých právních aktů důležitých pro Smart Grids.

První dvě kapitoly tedy definují „co máme“, „co známe“ a „co s tím musíme dělat“. Na tyto informace navazuje analýza současného stavu v kapitole 3, kde je detailně rozebráno, jak k nové technologii na základě daných definic i zákonů přistupují jednotlivé členské země Evropské unie a implementují je do své energetické soustavy, resp. legislativy. Do nedávna byla pod pojmem „Smart Grids“ uvažovaná pouze jejich část - „Smart Metering“, který je právě „současným stavem“ ve většině států EU. Tuto technologii je ovšem nutné uvažovat v širším pojetí a do budoucna s ní také tak zacházet. Tomu se právě věnuje analýza budoucího stavu v kapitole 4, kde jsou rozebrány aplikace a pilotní projekty těchto komplexnějších systémů včetně dalšího možného vývoje i teoretických alternativ.

V kapitole 5 následuje praktická ukázka implementace popisovaných technologií v českém prostředí. Na konkrétním projektu společnosti E.ON Distribuce je ukázán modelový příklad aplikace a využití Smart Grids ke zlepšení současného technického stavu v daném úseku sítě a následně i ke komplexnímu otestování současně dostupných prvků technologie Smart Grids.

Evropská energetická soustava je dnes v mnoha místech zastaralá a s nástupem obnovitelných zdrojů energie (resp. jejich připojováním na současnou síť v exponenciálně rostoucím množství) se může do několika málo let stát nekonzistentní. Jakékoliv nestabilitě této

soustavy je třeba za každou cenu předejít. Současně je zde však ekologická snaha o nízkouhlíkovou budoucnost, která v nasazování OZE vidí jasnou prioritu. Je tedy nutné přijít s řešením, které bude vyhovující pro oba směry. S těmito tématy navíc více či méně souvisí plno dalších skutečností - jako například možnost skladování elektrické energie vyrobené v OZE nebo vyrovnání odběrových diagramů. Na všechny tyto otázky by měla technologie „Smart Grids“ odpovídat s jasným řešením.

Již ze stručného popisu je možné si představit, o jak obrovský zásah do současné podoby sítě se bude jednat. Právě proto je vhodné uvažovat o komplexním řešení, které bude zahrnovat veškeré dnes známé technologie. Mezi ty patří také odvětví IT, které se dynamicky vyvíjí a které se postupně zapojuje do veškerých ostatních lidských činností (či je plně nahrazuje). S IT se můžeme setkat všude kolem nás – např. připojení k internetu je dnes již téměř stejně automatickou záležitostí jako elektrická energie. Proto je více než vhodné využít této technologie k co nejlepšímu možnému spravování, řízení či sledování celé energetické soustavy. S jejím plným integrováním navíc přichází další výhody, kterých se „Smart Grids“ snaží využít.

Všechna zmíněná témata a skutečnosti jsou podrobně rozebrány a popsány v následujícím textu, který začíná přiblížením výchozího stavu energetické soustavy.

# 1 Smart Grids obecně

## 1.1 Tradiční elektrická síť

Elektrickou síť je možné obecně definovat jako soustavu vzájemně propojených prvků, jejichž účelem je doprava elektrické energie od výrobce k zákazníkovi. Skládá se z jednotek generujících elektrickou energii, přenosové soustavy (kde je tato energie přenášena na dlouhé vzdálenosti), a distribuční sítě propojující individuální zákazníky (tj.: odběratele, ale i malé lokální výrobce OZE). [1]

### 1.1.1 Vývoj elektrických sítí

První funkční systém - elektrický rozvod od elektrárny Waterside Station na Pearl Street v New Yorku - předvedl v praxi v roce 1882 americký vynálezce, podnikatel a průkopník využití elektrické energie, Thomas Alva Edison. Od generátorů, spojených s parním strojem, vedly zemní kabely do domů, vybavených žárovkami. Ve stejném roce zazářilo prvních 7 obloukových lamp před Staroměstskou radnicí v Praze. Systémy tehdy fungovaly na stejnosměrný proud (DC). V roce 1896 byla firmou Westinghouse Electric Corporation uvedena do provozu elektrárna na Niagarských vodopádech s rozvodným systémem využívajícím transformátory napětí. Tato elektrárna, kterou navrhl Nicola Tesla, znamenala „finální“ vítězství střídavého proudu (AC) nad stejnosměrným. K rozvoji systémů na střídavý proud došlo na přelomu 19. a 20. století, kdy se začalo využívat kompletního „balíčku“: elektráren, přenosových sítí i distribučních sítí. Vznikaly větší, více odlehlé elektrárny, delší přenosové sítě. Další rozvoj nakonec vyústil v celonárodní elektrické systémy. [3; 57]

Tyto v podstatě monopolní systémy spojovaly výrobu a přenos elektřiny s její distribucí a prodejem. Na přelomu 80. a 90. let 20. století byl odstartován proces deregulace v energetickém sektoru. Majitelé přenosových soustav museli povolit volný přístup k napojování na jejich síť ostatním společnostem. Tím vzniklo tržní prostředí s elektřinou, kde v dnešní době musí zájemce o obchodování s elektřinou (tj.: nakupování elektřiny za účelem jejího prodeje) požádat o licenci (v ČR licence udílí po splnění daných podmínek ERÚ). Po udělení licence může subjekt obchodovat s elektřinou např. pomocí bilaterálních smluv nebo na burze. V případě bilaterální smlouvy se uzavře dohoda o dodávce daného množství energie za dané množství peněz. Na burze se může nakupovat energie formou aukce nebo kontinuálně (na PXE se jedná o obchod s „base load“ (základní zatížení, většinou jaderné elektrárny, levnější) nebo „peak load“ (špičkové zatížení)). Díky vzniku tohoto prostředí máme dnes mimo jiné možnost dalšího rozvoje sítí v podobě Smart Grids - inteligentních energetických systémů. [4; 18; 57]

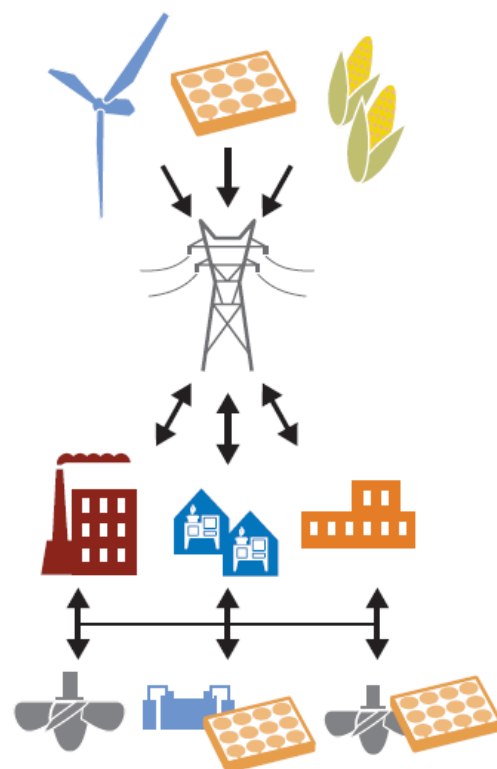
### 1.1.2 Prvky elektrické sítě v současnosti

Elektrická energie se vyrábí v elektrárnách za pomoci generátorů. Generátory konvertují energii z různých zdrojů na elektrický výkon. Tento proces je zajištěn pomocí elektromagnetického generátoru poháněného tepelným strojem (např. turbínou), který pracuje na principu spalování, jaderné reakce, či například kinetické energie. Tomu odpovídá i „palivo“ -

dnes se používá uhlí, jaderné palivo, plyn, voda, vítr, příliv, sluneční záření či geotermální energie. Např. v energetickém mixu České republiky hraje klíčovou roli hnědé uhlí a rostoucí význam má jaderná energie. [1; 5]

Velkými „centrálními“ zdroji energie jsou elektrárny na fosilní paliva, jaderné elektrárny, velké sluneční elektrárny nebo vodní elektrárny. Kromě toho existují i zdroje generující elektrickou energii, které mají velmi malý výkon (v rozmezí 3-50 kW), pohybují se v nízkých napěťových hladinách (pod 25 kV) a obvykle jsou v těsné blízkosti koncového uživatele. Označujeme je jako **decentralizované**. Rozdílnost těchto zdrojů vyjadřuje obrázek č. 1, kde decentralizované zdroje přímo napájejí objekty zároveň připojené na distribuční síť, na které jsou

centrální zdroje energie. Decentralizované zdroje k výrobě elektrické energie obvykle využívají obnovitelné zdroje energie. Největší zastoupení mají v těchto zdrojích větrné a sluneční elektrárny, avšak není to podmínkou. Ale protože sluneční svit i vítr jsou nestálé, v závislosti na počasí se měnící zdroje, není možné přesně odhadnout, kolik výkonu a kdy do sítě dodají. To představuje pro dodavatele energie značné problémy: na základě odhadů a statistických vyhodnocení jsou nuceni sestavovat pokrývání denního diagramu spotřeby z těchto zdrojů až den dopředu a poté doufat, že dojde k naplnění predikce tohoto zatížení. Problém také vzniká při samotné integraci těchto zdrojů do sítě. Řešení otázek vznikajících s připojením se očekává od Smart Grids. Proto se také po realizaci Smart Grids čeká na rozsáhlejší využívání decentralizovaných zdrojů. Decentralizované zdroje totiž mají nejslibnější potenciál k vylepšení spolehlivosti dodávek a ke snížení cen za výrobu, přenos a distribuci elektrické energie z centralizovaných zdrojů. Dále je výhodné použít decentralizované zdroje, jak již název napovídá, na odlehlých místech, ve kterých není možné zajistit dodávku tradičním způsobem.



Obrázek 1: Centralizovaná vs. decentralizovaná výroba [O\_1]

[1; 17]

Elektrická energie je přenášena na dlouhé vzdálenosti vedením ultra (v EU není), zvláště nebo velmi vysokého napětí. V elektrárnách se napětí z alternátorů zvyšuje pomocí transformátorů na přenosové napětí (UVN, ZVN nebo VVN), které je pak vedeno po přenosové soustavě, až je opět na výstupu sníženo transformátory na napětí vhodné pro distribuční soustavu. Toto zvyšování napětí je potřebné především z důvodu omezení ztrát, kdy se při vyšším napětí přenesou stejný výkon za úměrně menšího proudu. Přenosová soustava je řízena s cílem udržení konstantních parametrů dodávané energie (především jmenovitého napětí a frekvence)

a také nepřerušnosti dodávky energie mezi výrobcem a distributorem energie. O to se v České republice stará státní společnost ČEPS a.s., která v roce 2013 spravovala přes 5500 km vedení (více tabulka č. 1). Tato společnost také zajišťuje rozvoj PS, systémové a podpůrné služby, rovnováhu výroby a spotřeby a spolupracuje na přidělování přeshraničních kapacit formou aukcí. [1; 6]

Tabulka 1: Vedení v ČR [6; 7]

PS/DS	Typ vedení	Napěťová hladina	Délka [km]
PS	ZVN	400 kV	3 508
PS	VVN	220 kV	1 909
PS	VVN	110 kV	84
DS	VVN	110 kV	13 168
DS	VN	35kV; 22 kV	75 280
DS	NN	0,4/0,23 kV	144 572

Z přenosové soustavy se elektrická energie (přes TS, kde dochází k transformaci na odpovídající napětí) přenáší do distribuční soustavy, která propojuje jednotlivé zákazníky (odběratele, ale i výrobce OZE). Jedná se o soubor vzájemně propojených vedení velmi vysokého napětí (těch, které nepatří pod přenosovou soustavu), vedení vysokého napětí a vedení nízkého napětí (viz tabulka č. 1). Tvoří mezičlánek mezi odběrnými a předávacími místy na zmíněných napěťových hladinách a přenosovou soustavou. Síť VVN, pro kterou se v ČR používá napěťová hladina 110 kV, je převážně provozována jako okružní a jsou do ní také připojeny elektrárny o malých výkonech. Ostatní sítě jsou většinou paprskové. V jednotlivých krajích ČR se obecně (není striktně vymezeno kraji) o tato vedení stará:

- PREdistribuce, a.s.
  - Území hlavního města Prahy, Roztoky u Prahy
- E.ON Distribuce, a.s.
  - Jihočeský kraj, Jihomoravský kraj, Zlínský kraj, Kraj Vysočina
- ČEZ distribuce, a.s.
  - Plzeňský kraj, Karlovarský kraj, Ústecký kraj, Liberecký kraj, Středočeský kraj, Královohradecký kraj, Pardubický kraj, Olomoucký kraj, Moravskoslezský kraj

[1; 7]

## 1.2 Začleňování inteligentních prvků do sítě

### 1.2.1 HDO

Prvním prvkem sítě, který můžeme označit jako „inteligentní“, byl a stále je systém „HDO“, tedy hromadné dálkové ovládání. Tento systém byl zaváděn již kolem roku 1930 jako náhrada spínacích hodin a také k ovládání veřejného osvětlení. Obecně systém umožňuje řízení odběru elektrické energie. Tento jev je výhodný k vyrovnávání spotřeby a tedy zvýšení propustnosti

distribučních sítí i ekonomického využití přenosové soustavy z pohledu dodavatele. Obecně řečeno, pomocí HDO lze do určité míry optimalizovat odběrový diagram. Z pohledu zákazníka vede v konečném důsledku ke snížení nákladů za energii. V poslední době se také HDO začalo využívat k regulování výkonu z FVE a VTE.

V případě zájmu a následného splnění podmínek je zákazník od distributora vybaven dvousazbovým elektroměrem, přijímačem HDO a blokovacím stykačem. Zákazník pak může využívat tzv.: „Vysoký tarif“ a „Nízký tarif“, tedy pásma s dražší a levnější cenou elektřiny. Funkce zařízení jako akumulární topení nebo ohřev teplé užitkové vody jsou většinou přenášeny pomocí HDO do pásma nižšího zatížení. Velkoodběratelům, kteří disponují vlastními transformačními stanicemi, slouží HDO především k regulaci odběru ve vlastním areálu – např. k rozdělení řízení výrobních a nevýrobních zařízení.

Celý systém využívá ke své funkci signály (povely), které jsou vysílány z vysílačů HDO umístěných ve VVN/VN či VN/NN rozvodnách. Z těch je signál vysílán do všech částí distribuční sítě, a přes další transformovny se šíří až k zákazníkovi. U toho pak přijímač HDO provede danou funkci dle přijatého povelu – obvykle přepnutí tarifu. Tím se zapínají či vypínají spotřebiče připojené k HDO přijímači přes blokovací stykač. K přenosu takových signálů se využívají stávající silová vedení – existují však i varianty HDO, které jsou řízeny rádiovým přenosem či obousměrným PLC přenosem. [2; 8; 9; 36]

## 1.2.2 Smart Metering

### 1.2.2.1 Popis

S dalším všeobecným rozvojem (především pak elektroniky, IT a energetiky) byly začátkem 21. století položeny základy pro vznik Smart Meteringu (SM). Stejně jako u HDO se jedná o zařízení na straně zákazníka (Smart Meter), které si vyměňuje informace s kontrolním centrem poskytovatele energie. Smart Meter dnes umí pracovat v reálném čase a umožňuje např.:

- sledovat informace o spotřebě energie ze sítě
- sledovat informace o lokálně vyprodukované energii
- možnost odečtu na místě
- možnost vzdáleného odečtu
- možnost propojení DS s decentralizovanými zdroji energie

Dalšími funkcemi SM je nastavení maximálního limitu využitelné energie pro daného zákazníka nebo připojení či odpojení odběrného místa. Každé zařízení dokáže sledovat a vyhodnocovat přes 50 hodnot, jakými jsou: aktuální přiváděné napětí, proud, frekvenci, činný výkon, jalový výkon, fázový úhel, posun fázového úhlu a jiné.

[1; 11; 25]

Smart Metering je určen pro velkoodběratele, maloodběratele (firmy a organizace) i pro domácnosti. Hlavním důvodem jeho používání je sledování spotřeby energie a vylepšení efektivity využití této energie. SM by měl motivovat zákazníka k hospodárnějšímu využívání energie, tedy omezování nezbytných procesů v době špičky. Vize SM je taková, že chování zákazníka, ať už hospodárné či nikoliv, bude podrobně sledováno a na jeho základě budou pro každé odběrné místo vytvořeny vzorce chování v průběhu určitého období. Tyto údaje by pak příslušným hráčům na energetickém trhu umožnili lépe optimalizovat síť a potažmo i výrobu energie, a tím pádem i vylepšit rozložení zátěže. Díky možnosti dalších inovací tohoto produktu (především z hlediska IT) a předpokladu velkých energetických úspor se jedná o atraktivní téma pro všechny distributory energie. Nasazením této technologie je možné odhalit např. i neoprávněné (černé) odběry energie a celkově zlepšit stabilitu a chod celé soustavy. [1]

### **1.2.2.2 Vývoj technologií**

Technologie, ze kterých dnes Smart Metering vychází, procházely postupným vývojem. Jedná se o:

- **Automatic Meter Reading**

Jako první se začala používat technologie „AMR“, která umožňuje pomocí jednosměrné komunikace automatické odečty. Systém odečte data u zákazníka a pošle je do datové centrály pro další zpracování bez další nutnosti manuálního odečítání přímo na fyzickém elektroměru. Z přijatých dat je pak také centrála schopna zjistit případné problémy či dělat analýzy.

- **Automatic Meter Management**

Zdokonalením technologie AMR vznikla „AMM“. Tento systém doplňuje AMR především v možnosti obousměrné komunikace a z toho vyplývajících možností, jakými může být řízení cenových tarifů, dálkové připojení či odpojení, nastavení minimálního / maximálního vstupního příkonu atd.

- **Advanced Metering Infrastructure**

Posledním rozvojovým článkem je v současné době „AMI“. Tato komplexní technologie již neslouží pouze k přijímání / odesílání dat, ale s daty pracuje a dále je vyhodnocuje za účelem řízení jednotlivých spotřebičů. Pod tímto pojmem si lze již představit celý systém složený z hardwaru, softwaru, komunikace, vzdálených ukazatelů dat a ovládacích prvků na straně zákazníka i business systémů.

[8; 11]

### **1.2.2.3 Funkce a přenos dat**

S obecným rozvojem veškerých lidských činností souvisí i rozvoj všech stávajících technologií a zařízení. Dnes využívaná původní infrastruktura pro přenos energií i dat nevystačuje budoucím požadavkům, které s sebou nové technologie přinášejí. S použitím Smart Meteringu a



jeho výhod lepšího managementu a kontroly sítě můžeme současné prostředky lépe dimenzovat. Navíc je také možné, díky rozsáhlým a přesným informacím, daleko lépe předpovídat budoucí vývoj, což nám umožní efektivnější plánování případné výstavby nových zdrojů a sítí.

Funkci celé technologie zajišťují zmíněná měřidla na straně zákazníka, koncentrátoři shromažďující informace a nakonec datové centrály na straně poskytovatele. Přenos dat je zajišťován pomocí klasických ethernetových kabelů, telefonních kabelů, bezdrátové komunikace, PLC, rádiovým přenosem, optickým kabelem nebo kombinací těchto technologií. Jedná se tedy o rozšíření přenosových kanálů HDO o moderní prvky. Komunikaci si může zajistit sám poskytovatel či ji outsourcovat např. na mobilního operátora. Každý elektroměr zaznamenává data za určitou dobu do své paměti a zároveň je odesílá přes koncentrátoři do datových center. Data z jednoho elektroměru nepředstavují výraznější nápor, ovšem při představě, že by byla technologií SM pokryta např. celá ČR, se již bude jednat o obrovské množství dat, která musí být odeslána a zpracována.

Při realizaci se tedy musí vyvinout velice efektivní a především bezpečné protokoly. V této fázi se prozatím SM potýká s určitými obtížemi. Technologie počítá s vyhodnocováním v reálném čase, ovšem současná infrastruktura na to není v mnohém připravena. Problém s přenosem dat může vznikat především v místech, kde probíhá komunikace po PLC. Proto je nutné realizovat robustní komunikační sítě k zajištění bezproblémového přenosu. Dalším aktuálním problémem je nedostatek standardů v daném odvětví. Následkem toho je na trhu několik elektroměrů s odlišnou strukturou a tedy odlišnou funkcí sbírání a odesílání dat. Tato nejednotnost způsobuje problémy při shromažďování a vyhodnocování dat.

[1]

Ideální představa funkčnosti chytrého měření, stejně jako nástrojů pro to použitých, s sebou přináší několik nesporných výhod. Pro distribuční společnosti i další hráče na energetickém trhu se jedná především o:

- získání přesných údajů o síti i jejích uživatelích
- zrušení povinnosti manuálního odečtu na místě elektroměru
- možnost lépe cílit marketing na koncového uživatele

U zákazníka je pak počítáno se:

- snížením nákladů na elektrickou energii
- zvýšením spolehlivosti dodávek
- širší nabídkou tarifů
- možností sledování spotřeby v reálném čase

Technologie s sebou přináší i jistá nebezpečí. SM umožňují vzdálené omezení příkonu danému uživateli, či rovnou úplného odpojení (v případě neuhrazení plateb za energii). Uživatelé se mohou dále bát snížení určitého stupně anonymity díky předávání velkého množství údajů

poskytovateli. Riziko je spojené i s nakládáním se shromážděnými daty, která se mohou stát velice cenným „zbožím“ pro „třetí strany“ – což je naprosto nepřipustný stav.

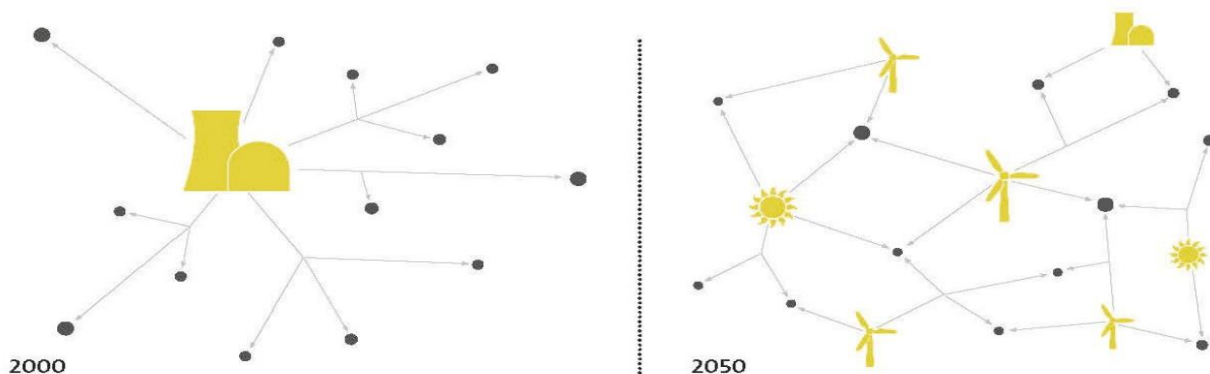
[1; 11; 36]

## 1.2.3 Smart Grids

### 1.2.3.1 Popis

Vývoj „Smart“ prvků pokračuje nad rámec samotného měření. Soustava několika sdružených inteligentních částí je systém označovaný jako „Smart Grids“ (SG), tedy v oficiálním překladu dokumentů Evropské unie „inteligentní“, či doslova „chytré“ sítě. Hlavním důvodem k vytvoření této koncepce byla a je kritická potřeba „dekarbonizace“ energetických systémů (s čímž částečně souvisí i výměna přestárých elektráren a rozvodů), k čemuž se skvěle nabízí využití informačních a komunikačních technologií. Do roku 2030 se počítá s nárůstem poptávky po elektrické energii až o 82 %. V případě uspokojení této poptávky výstavbou nových uhelných, jaderných a plynových elektráren se dá očekávat nárůst emisí CO<sub>2</sub> až o 59 %.

Současným rapidním rozvojem obnovitelných zdrojů se snažíme tomuto scénáři vyhnout, ovšem tyto zdroje jsou dnes díky své „nestálé výrobě“ leckdy těžko zařazovány do denního diagramu využití. Nejvíce to platí u dominant obnovitelných zdrojů – slunečních a větrných elektráren. Tyto zdroje, které v ideálním případě budeme chtít v delším časovém horizontu využívat „výhradně“ (viz obrázek č. 2), dnes představují pro zastaralou síť větší zátěž, než jaký přinášejí užitek.



Obrázek 2: Současné vs. budoucí využívání zdrojů [O\_2]

Z tohoto důvodu, ale i např. díky závislosti některých zemí na dovozu fosilních paliv nebo kvůli hrozbě teroristických útoků (které jsou schopny „jedním úderem“ způsobit black-out i celého kontinentu) byl celý systém od výroby až po spotřebu podroben detailnímu zkoumání. Při snaze optimalizovat tento systém se našlo východisko v transformaci energetických soustav na více spolehlivé, efektivní, decentralizované, a především bohaté na komunikaci – tedy Smart Grids.

[1; 4]

Pro pojem „Smart Grids“ dnes existuje několik definic, žádná z nich ovšem nedokáže jednoduše vyjádřit o, jak komplexní problematiku se jedná. Hlavním důvodem je to, že celá koncepce stále ještě není kompletně dodefinovaná (v době psaní této diplomové práce). SG je tedy spíše vizí odpovídající nejen na technologické, ale i na ekologické, ekonomické, sociální a politické otázky současnosti. Proto žádná definice nedokáže obsáhnout potenciál, který se od tohoto systému očekává.

Oficiální stanovisko (definice) Evropské unie na Smart Grids zní: „Smart Grids je elektrická síť, která dokáže inteligentně integrovat akce všech do ní připojených uživatelů – generátorů, spotřebitelů i těch, co dělají obojí – v zájmu efektivně dopravovat trvale udržitelné, ekonomicky výhodné a zabezpečené dodávky elektrické energie.“ Lépe je však tento komplexní systém vystihnout jako transparentní, ucelený a okamžitý obousměrný tok informací o dodávkách energie. Tyto informace pak umožňují lépe řídit dodávky energie a dávají spotřebitelům možnost mít kontrolu nad jejich energetickými rozhodnutími.

Z toho jasně vyplývá, že základním inovačním prvkem, na kterém celá koncepce stojí, je výše popsany Smart Meter. Obecně se však předpokládá, že přechodem na Smart Grids nová „elektrizační“ infrastruktura dokáže:

- zabezpečit spolehlivost sítě
- vyvolat tlak vedoucí k poklesu cen za elektřinu
- udržovat dostupnost energie pro všechny uživatele
- poskytnout uživateli maximální informovanost a možnost rozhodovat, z jakého zdroje odebírat
- umožnit „soužití“ tradičních a obnovitelných zdrojů energie
- revolucionizovat transportní sektor integrací elektromobilů, jakožto prvků generujících a uchovávajících energii
- zásadně zlepšit kvalitu životního prostředí

[1; 4; 12; 13]

Z výše uvedeného je patrné, že zásadním článkem k plnému využití SG, je chování spotřebitele. Optimalizování dodávek energie může být provedeno díky rozhodování zákazníka založeného na informacích o využití a ceně energie. Svým chováním pak takový jedinec vytvoří „vzor“, se kterým mohou dodavatelé pracovat. Pro koncept SG je dále charakteristická vzájemná spolupráce generátorů (všech velikostí) dohromady se zásobníky energie na bázi „Plug & Play“ – tedy přímé zapojování a odpojování.

V souvislosti s SG je také důležité uvažovat inteligentní počítačovou síť, která se bude chovat plně autonomně. Veškerá optimalizace, přesměrování nebo přepojování poškozených částí atp. se bude dít automaticky. Zabezpečení umožní odolnost vůči přírodním katastrofám, kybernetickým útokům a především za každé situace zaručí dodávku energie uživateli. V neposlední řadě koncept počítá s dodávkou kvalitní a šetrné energie vůči veškerým



Další nepostradatelnou komponentou je monitorovací a kontrolní technologie pro všechny prvky elektrické sítě. Komplexní algoritmy inteligentní počítačové sítě přítomné na všech částech SG společně s ochrannými mechanismy předvídají a adaptují systém na fluktuaci energie a zajišťují „srovnávání“ v podobě odstranění zahlcení, nestability a nespolehlivosti sítě. Tento prvek mimo jiné řeší problémy s nestálou produkcí energie z obnovitelných zdrojů. Nad rámec toho jsou vytvářeny programy, které v reálném čase analyzují tok energie a s pomocí kalkulací optimálního toku předpovídají potřebný napěťový profil nutný k zvládnutí náhlého zvýšení zátěže. Pokud i přesto z nějakých důvodů dojde k vyššímu přenosu, použití regulačních zařízení zajistí vyrovnaní.

Přenosové sítě musí být velmi odolné vůči dynamickým změnám, které mohou nastat. K tomuto účelu jsou také vytvářeny analytické programy, které se spolu se senzory, komunikačními technologiemi a dalšími prvky starají jak o bezproblémový přenos, tak o simulaci dalšího vývoje v souvislosti s trhem. Přenos energie po další komponentě, „distribuční síti“, je již v režii SM a s tím souvisejících technologií.

Novou „komponentou“, kterou systém Smart Grids přináší a rozšiřuje tak tradiční elektrickou síť o nový prvek, jsou „sklady energie“. Dnes sice označujeme elektrickou energii jako neskladovatelnou, ovšem jsou zkoumány možnosti, jak by se to dalo alespoň do určité míry změnit. Důvodem pro to je i nestálost výroby z obnovitelných zdrojů a z toho vyplývající (ne)pravděpodobnost setkání špiček výroby a spotřeby. Pro skladování energie se počítá s využitím pokročilé technologie baterií z automotive průmyslu (elektromobily), přečerpávacích elektráren, dále pak pomocí stlačeného vzduchu, super vodících magnetických uložení energie nebo super kapacitátorů.

[1; 8; 12]

### **1.2.3.3 Zabezpečení SG**

Při využití svého potenciálu se Smart Grids stanou (mimo jiné) počítačovou sítí nevídaných rozměrů. To s sebou přináší i nutnost tuto síť zabezpečit ať už vůči nedovoleným změnám, chybným nastavením či kybernetickým útokům. Kterýkoliv z těchto, či podobných stavů může způsobit v nejhorším případě i black-out či poškození některých částí sítě. Obecně se hrozby dělí na:

- **Systémové hrozby**

Ohrožení tohoto typu v případě úspěchu způsobí výpadek či poškození části nebo celé sítě. Může se jednat o změnu instrukcí SM, vypnutí ochranných prvků sítě či ovládnutí některých prvků v síti. Takovým útokem může být „hacknutí“ měřidel komunikujících po rádiovém signálu a v důsledku toho převzetí ovládnutí komunikace a příkazů mezi poskytovatelem a uživatelem. Další útokem je nabourání se do routerů a tím způsobení pádu veškeré komunikační sítě, např. jejím přehlcením.

- **Neoprávněné odběry**

Při těchto útocích se zloděj snaží o získání energie bez placení. Zde se ohrožení týká nejvíce SM, kde např. pomocí klonování hacker změní ID svého SM za ID elektroměru, který nic neodebírá. V jiném případě je možné pouze omezit či změnit vysílané údaje a tímto způsobem „hrát“ menší spotřebu, než jaká opravdu je.

- **Ohrožení důvěryhodných dat**

Zde se nejčastěji může jednat o využití osobních informací pro vlastní potřebu, či potřebu třetí strany. Za účelem získání informací je možné nabourat se přímo do SM nebo sledovat komunikaci v kterékoli části sítě.

Před těmito hrozbami je třeba se chránit a vytvořit naprosto bezpečné komunikační prostředí. Vzhledem k rozsahu sítě a použitým technologiím, se kterými jsou zatím minimální zkušenosti, je tvorba ochrany v prvotních stádiích. Bezpečnostní systém byl rozdělen do skupin fyzické ochrany, ochrany dat, autorizování přístupů a použití síťových bezpečnostních prvků. Ochranu fyzických částí sítě mohou zajišťovat kamery či podobná elektronika, ochrana soukromých dat se zaručí používáním firewallů, VPN či kódováním přenášených dat. Přístup do systému, ať již správci či zákazníci, je možné ochránit autorizačními mechanismy – např. hesla. Nakonec je možné na každé SM či vysílače přidělat ochranné prvky zabraňující nabourání či sledování.

[1; 8]

### **1.3 Koncept „Smart Home“**

Jako další součást (nebo „komponentu“) konceptu Smart Grids lze uvažovat Smart Home / Smart House. Jedná se ovšem o samostatně vytvořený koncept, který na SG navazuje a pomáhá ještě důkladněji rozšířit všechny snahy Smart Grids.

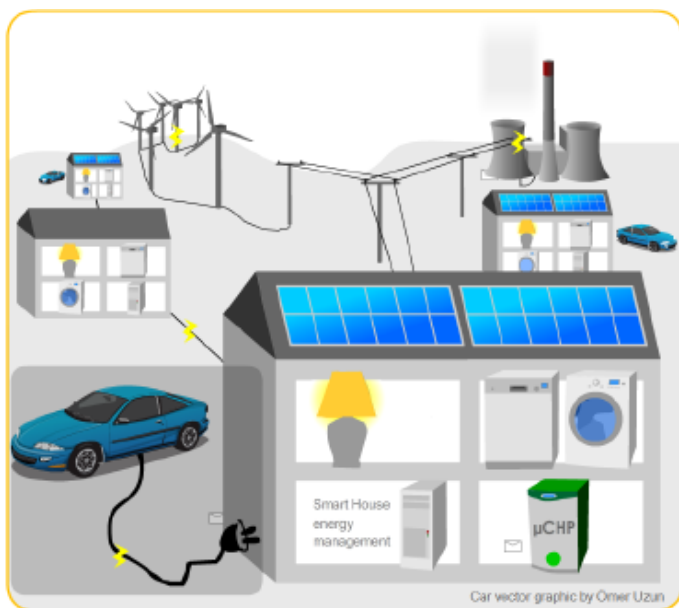
Jeho pozice z pohledu SG je odlišná především proto, že automatizace v domácnosti není žádným novým tématem. Jedná se o daleko starší ideu, než jakou jsou Smart Grids. Za určitý stupeň automatizace můžeme označit zavádění zvonků, telefonních přípojek či kabelových televizí. Dalším krokem bylo ovládání tepla či ohřevu vody termostatem. S postupem času a pokrokem v oblasti elektroniky i IT se tyto dílčí prvky začaly pomocí komunikačních sítí spojovat v jeden celek.

Díky tomu dnes můžeme žít „sci-fi dřívějších let“, tedy že přijdeme domů a kamerový systém rozezná, o koho se jedná, a dle dříve nastavených preferencí pustí hudbu, nastaví teplotu, intenzitu umělého osvětlení stejně jako stupeň propustnosti slunečního záření z oken. V době nepřítomnosti domácí systém kontroluje pozemek proti vniknutí, vzniku požáru či jakémukoliv nežádoucímu efektu. Díky pohybovým sensorům je schopen vypínat či zapínat jednotlivá zařízení a tím více či méně šetřit energií. Takový systém také kontroluje funkčnost jednotlivých prvků

a v případě neopravitelné poruchy může automaticky koupit danou jednotku či dle stavu potravin v ledničce vytvořit nákupní seznam.

Celý systém uživatel ovládá přes počítač či jiné rozhraní nebo pomocí vzdáleného přístupu (např. přes mobilní telefon). Podobné paradigma (model) se samozřejmě uplatňuje také u komerčních prostor.

[8; 14]



Obrázek 4: Koncept Smart Home [O\_4]

S nástupem konceptu Smart Grids se ovšem situace ohledně Smart Home začíná měnit. Již nyní zákazníci nejsou pouze spotřebiteli energie, ale za pomoci OZE začínají energii také vyrábět. Takový zákazník je označován jako „prosumer“ (kombinace anglických slov „producer“ – výrobce a „consumer“ – spotřebitel). V kooperaci obou směrů se ukrývá obrovský potenciál, který ve finální fázi propojení povede k plnému využití možností komplexní chytré elektrické soustavy (koncept je zobrazen na obrázku č. 4).

Na to se při definování Smart Grids nezapomnělo a dalším z mnoha „komponent“ SG se stalo rozhraní pro chytrá zařízení. Kromě fyzických prvků, integrovaných jak na straně dodavatele, tak na straně spotřebitele, se vyvíjí modely komunikačního rozhraní, které dokáží vytvořit propojení mezi funkcí i jednotlivými stavy chytrého zařízení a sítě. Aktuálně uvažovaným standardem je model „Universal Plug & Play“.

[1; 4; 15]

Přímá komunikace mezi dodavatelem a spotřebiči na zákaznické straně by ovšem byla velmi nebezpečná. Stav, ve kterém by se dodavatel energie mohl dostat přímo do každého zařízení v jakémkoliv domě a sledovat jeho aktuální hodnoty, je absolutně nežádoucí. Evropská unie se otázkou bezpečnosti dat a ochrany osobních údajů pro Smart Grids intenzivně věnuje. Jedním z uvažovaných modelů, jak takovému stavu zabránit, je vytvoření nové role „Data Access-Point Manager“. Jednalo by se o certifikovanou společnost, která by fungovala jako „brána“ spravující jednotlivé přístupy mezi zákazníkem a dodavatelem služeb. K funkčnosti by se dalo využít podobného principu jako u VPN, tedy vytvoření zabezpečeného komunikačního „tunelu“. Dále je ovšem nutné také zaručit bezpečnost výstupu na hranici objektu, za kterým jsou všechny komunikující spotřebiče. Zde by se mohlo využít zařízení, které by se chovalo jako „firewall“.

[10; 16]

Takovéto domovní rozhraní by mohlo sloužit k poskytování a zpracovávání informací získaných ze Smart Grids. Dále by mohlo povolovat / zakazovat přístupy k předem definovaným částem zařízení připojených přes stanovený datový model nebo registrovat nově připojené zařízení na daný datový model. Předávalo by připojeným zařízením relevantní data získaná ze sítě a také poskytovalo veškeré tyto funkce dalším aplikacím, jako je webové rozhraní nebo uložení relevantních dat. [16]

Pro inteligentní domy jsou vyráběny inteligentní spotřebiče, které jsou více automatizované a veškeré své činnosti či stavy dokáží nějakým způsobem zpracovat a tyto informace předat. Takové spotřebiče pak přímo s uživatelem např. přes zmíněné rozhraní „Universal Plug & Play“ komunikují. Pro nekompatibilní spotřebiče existují zásuvkové adaptéry, které tento spotřebič do jednotného systému připojí. U obyčejných spotřebičů připojených do adaptéru je ovšem většinou možné pouze ovládní vypnutí a zapnutí. [8]



## 2 Legislativa EU na poli Smart Grids

### 2.1 Vývoj evropské energetické legislativy

Právní systém Evropské unie je založen na právních aktech, jako jsou nařízení a směrnice Evropského parlamentu a Rady Evropské unie. Nařízení mají obecnou závaznost a bezprostřední působnost, tzn., že platí v každém členském státě přímo, bez prováděcího vnitrostátního aktu. Směrnice stanoví konkrétní cíle a členské státy zavazují dosáhnout těchto cílů během určené doby. Avšak každá členská země při implementaci směrnice do svého právního řádu určuje sama, jakým způsobem požadavek naplní.

Cílem evropské energetické politiky, která dnes patří mezi klíčové politiky Evropské unie, je zajistit stabilní dodávky energie a současně spotřebitelům poskytnout možnost nakupovat elektrickou energii, plyn či pohonné hmoty apod. za dostupné ceny, a to vše při respektování ochrany životního prostředí a s ohledem na evropskou bezpečnost.

Nezbytnou podmínkou k zajištění bezpečných, udržitelných a konkurenceschopných dodávek energie je přitom vytvoření transparentního, stabilního, účinného a vzájemně propojeného vnitřního trhu s elektřinou a plynem. Společná pravidla pro vnitřní trh s elektřinou a zemním plynem byla legislativně upravena směrnicemi 96/92/ES (elektřina) a 98/30/ES (zemní plyn). Tyto směrnice se zabývaly postupným otevíráním trhu s těmito komoditami, podnikáním v energetice na základě licencí, nediskriminačním přístupem třetích stran k sítím a také položily základy regulace a regulačních orgánů. Výše uvedené směrnice z roku 1996 a 1998 byly v roce 2003 nahrazeny směrnicemi 2003/54/ES (elektřina) a 2003/55/ES (zemní plyn). V nich bylo stanoveno právní oddělení provozovatelů přenosové/přepravní soustavy a provozovatelů distribuční soustavy, byl určen harmonogram úplného otevření trhu s uvedenými komoditami (energiemi) pro oprávněné zákazníky, definována ochrana zákazníků a také byla určena regulace cen.

Směrnice z roku 2003 byly zrušeny směrnicemi 2009/72/ES (elektřina) a 2009/73/ES (zemní plyn). Nové směrnice obsahují pravidla pro provedení vlastnického unbundlingu (oddělení vlastnictví sítě a zajištění nezávislosti provozovatele soustavy na oblasti výroby a dodávek), které mělo představovat závěrečnou fázi liberalizace evropského trhu s elektřinou a zemním plynem. Tyto směrnice jsou součástí tzv. „3. energetického (liberalizačního) balíčku“. Balíček kromě směrnic zahrnuje také nařízení č. 713/2009, kterým byla zřízena Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER), č.714/2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou (tímto nařízením se současně ruší nařízení č. 1228/2003) a nakonec č. 715/2009 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám (a o zrušení nařízení (ES) č. 1775/2005). Směrnice a nařízení v tomto balíčku upravují již zmíněné vlastnické oddělení provozovatelů soustav, prohlubují ochranu zákazníka, posilují nezávislost a působnost regulátora, zavádějí autorizace na výstavbu výroben elektřiny, právně oddělují provozovatele podzemních zásobníků zemního plynu a kladou důraz na bezpečnost a spolehlivost elektrizační i plynárenské soustavy a tím i dodávek elektřiny a zemního plynu pro zákazníky.

Dalším tematickým okruhem z energetického pohledu jsou podporované zdroje energie. Těmi se zabývají směrnice 2004/8/ES, která vysvětluje podporu kombinované výroby tepla a elektřiny, a dále 2009/28/ES, která sjednocuje problematiku podpory využívání energie z obnovitelných zdrojů a zároveň ruší 2001/77/ES (výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů) a také 2003/30/ES (využívání biopaliv a jiných obnovitelných pohonných hmot). Tato směrnice je součástí tzv. klimaticko-energetického balíku.

Tematikou hospodaření s energií se mimo již zmíněnou směrnici 2009/28/ES zabývá také směrnice 2006/32/ES (o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách), dále 2009/125/ES (o stanovení rámce pro určení požadavků na ekodesign výrobků spojených se spotřebou energie), 2010/30/EU (o uvádění spotřeby energie a jiných zdrojů na energetických štítcích výrobků spojených se spotřebou energie a normalizovaných informacích o výrobku) a také 2010/31/EU (o energetické náročnosti budov).

Poslední, pro tuto práci velice podstatná, je směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti, sledující celkový cíl v oblasti energetické účinnosti, jímž je 20% úspora spotřeby primární energie Unie do roku 2020 proti prognózám z roku 2007 a další zvyšování energetické účinnosti po roce 2020. Směrnice stanoví pravidla odstraňující bariéry na trhu s energiemi a pomáhá při stanovení indikativních národních cílů pro energetickou účinnost pro rok 2020. Členské státy by rovněž měly stanovit strategii pro renovaci budov. Tato směrnice je v platnosti od listopadu 2012 a mimo jiné v článku 27 ruší výše zmíněné směrnice 2004/8/ES a 2006/32/ES od r. 2014, resp. 2017 a pozměňuje směrnice 2009/125/ES a 2010/30/EU. Tuto směrnici v souvislosti se vstupem Chorvatska do EU rozšiřuje, nebo lépe řečeno upravuje, směrnice 2013/12/EU.

[20]

## 2.2 Rozvoj vize SM & SG v rámci EU

Prvním dokumentem Evropské unie, který se více zabývá problematikou Smart Grids, je směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, již zmíněná v předchozí kapitole. Podle této směrnice jsou všechny členské státy povinny modernizovat své distribuční sítě, například zaváděním technologie Smart Meteringu. K tomu jsou nuceny vypracovat ekonomické posouzení (právě pro zavádění inteligentních měřicích zařízení) a podle jeho výsledku případně tuto technologii realizovat. Tato směrnice také definuje konkrétní postup, jak vyhodnocení vypracovat. [19]

Detailní popis a rozbor celé směrnice je uveden k příloze č. 5.

Dalším dokumentem, který se zabývá problematikou Smart Grids, je směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti. Energetická účinnost je totiž téma, které je s technologií SG velmi spjaté. Při běžném uvažování si každý může odvodit, že čím účinnější budou energetická zařízení, tím méně energie bude nutno vyrábět a tím méně tedy bude znečišťováno ovzduší (důvod pro tvorbu a zavedení této směrnice číslo 1). Oficiálně je zde Smart Metering uvedený jako možné opatření právě ke zvýšení energetické účinnosti. Dále je zde zmíněný i v souvislosti s nutností zajištění

informovanosti zákazníků o spotřebě energie. Směrnice se zabývá i problematikou Smart Grids, kdy uvádí, že veškeré kroky vedoucí ke zvýšení účinnosti by měly být v souladu s budoucím zaváděním této technologie. [22]

Detailní popis a rozbor celé směrnice je uveden k příloze č. 6.

## **2.3 Projekty EU vedoucí k podpoře SM & SG**

Evropská unie nevydává pouze nařízení a direktivy. V souvislosti se Smart Meteringem i Smart Grids stojí za vznikem velkého množství projektů, výzkumů či iniciativ. Z těch, stejně jako od jednotlivých členských států, přebírá dokumenty a studie, které jsou zohledňovány v jednotlivých směrnících či jsou jejich výstupy. Takovým oficiálním dokumentem může být například „Sdělení komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a Výboru regionů“. Jednotlivé projekty mají poté zkoumat danou technologii, určovat její další rozvoj nebo přispět ke sdílení poznatků.

### **2.3.1 Plán SET**

Jedním z prvních „sdělení“, které má zásadní vliv na rozvoj Smart Grids, je „Evropský strategický plán pro energetické technologie (Plán SET)“ z listopadu 2007. Toto sdělení se zabývá stavem Evropy v roce 2020 a 2050 z pohledu udržitelnosti, zabezpečení a konkurenceschopnosti energie. Snaží se vytvořit plán k naplnění vize do roku 2050 na úplnou dekarbonizaci a současně zvýšení energetické účinnosti, což ještě v roce 2007 byly naprosto protichůdné záležitosti. K tomu, stejně jako ke splnění závazných cílů pro rok 2020 (20% snížení skleníkových plynů, 20% podíl OZE, 20% snížení primární spotřeby), byla určena potřeba vývoje a výzkumu technologií, které toto umožní.

V druhém bodu sdělení - „splnění politické vize“ - bylo mimo jiné určeno, že jednou z klíčových vizí EU v oblasti technologií příštích 10 let je i zdvojnásobení kapacit největších větrných elektráren na moři, dostupnost větších fotovoltaických článků a především umožnění vzniku jednotné, inteligentní evropské distribuční soustavy pro elektřinu, která se vyrovná s výrazným začleněním obnovitelných a decentralizovaných zdrojů energie. Na základě toho bod sdělení 4 - „společné strategické cíle“ - určuje nutnost vytvoření komise, která bude řídit skupinou pro strategické energetické technologie a která bude dohlížet na dodržování plánu SET. Na to navazuje bod 5 - „účinné provádění – spolupráce na úrovni Společenství“, který navrhuje vytváření 6 prioritních iniciativ z oblasti technologického rozvoje energetiky. Mezi nimi je i „Evropská iniciativa pro distribuční soustavu elektřiny“ EEGI, která dnes naplno funguje a soustředí se na rozvoj inteligentní elektrizační soustavy včetně uchovávání elektrické energie a má také „na starosti“ jednotlivé „pilotní“ či „demonstrační“ projekty SM i SG v rámci celé EU.

Této problematice se pak věnuje i bod 5.3 - „transevropské energetické sítě a systémy budoucnosti“, který poukazuje na dlouhou a investičně nákladnou cestu k vytvoření takových sítí, které budou v budoucnosti základem nejen pro energetiku, ale i životní prostředí, dopravu, informační a komunikační technologie (ICT), zemědělství i např. obchod.

Sdělení v 8. bodě končí „návaznými kroky“, kde vyzývá Radu a Evropský parlament v potvrzení cílů zde vytyčených.

[23]

Tento závazek byl potvrzen v několika směrnicích, např.: 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, ale i ve výše popsané směrnici 2009/72/ES.

### 2.3.2 Strategie Evropa 2020

Strategie Evropa 2020, která v roce 2010 vznikla transformací z původní „Lisabonské strategie“ z roku 2000, určuje cíle EU v oblasti zaměstnanosti, inovací, vzdělávání, sociálního začleňování a změny klimatu a energetiky. Posledním z těchto cílů se pak podrobněji zabývá sdělení z ledna 2011 – „Energie 2020 – Strategie pro konkurenceschopnou, udržitelnou a bezpečnou energii“. Toto sdělení reaguje na cíle stanovené v „SET plánu“ a dalších, ve smyslu zjištění malé reálnosti naplnění všech těchto cílů. Určuje novou energetickou strategii, která by se měla zabývat především:

- účinností využívání energie
- celoevropským integrovaným trhem s energií
- zabezpečením dodávek energie, posílením pravomocí spotřebitele
- technologickým rozvojem (výzkum a vývoj)
- mezinárodními vztahy EU v oblasti energie

Hned v prvním bodu jsou zmiňovány Smart Grids. Je zde uvedeno, že ICT skrývají obrovský potenciál k (mimo jiné) budování inteligentních elektrických sítí. Dále je zde vyjádřena nutnost veřejného sektoru „jít příkladem“, kdy by se ve veřejných zakázkách měla podporovat inovativní integrovaná energetická řešení na místní úrovni, vedoucí k přechodu na „inteligentní města“. Toto zastávají iniciativy jako např.: „Pakt primátorů“. Mezi definovanými cíli pro dosažení účinnějšího využívání energie v Evropě je pak zmíněno i urychlené zavádění inovativních nástrojů, jako jsou SM.

V druhém bodu je také vyzdvížena nutnost SG, neboť trh nemůže dostát slibům, pokud nebude mít možnost dopravy energie z velkých OZE výroben budovaných na severu (VE) a jihu EU (FVE) do oblastí s velkou spotřebou. K využití tohoto potenciálu jsou klíčem SM a SG. Inteligentní sítě jsou tedy opět považovány za základní kámen rozvoje veškerých prvků energetiky, a proto se na ně bude více zaměřovat jak Agentura pro spolupráci energetických regulačních úřadů (ACER), tak provozovatelé evropských přenosových soustav pro elektřinu i plyn (ENTO-E a ENTO-G). Ty vytvoří plán evropských elektrických i plynových sítí pro období 2020-2030. K uskutečnění propojení trhů v roce 2014 by měl ACER vyřešit veškeré nezbytné technické i regulační otázky spojené s přeshraničním propojením, přístupem OZE a integrací nových technologií, s čímž souvisí podrobný seznam zavádění SM/SG v jednotlivých členských zemích.

V dalším bodu, tedy zabezpečení energetických dodávek, hrají SG také hlavní roli. Zavedením SG/SM se doufá v uvědomění spotřebitelů o „docházejících“ fosilních palivech a tím

snížení zájmu o energii ze zařízení využívajících tyto zdroje. Čtvrtý bod, realizace technologické změny, přímo technologii SG nahrává. Zde je stanovena nutnost urychlení demonstračních projektů zkoumajících jednotlivé nové technologické prvky (včetně SG) – jinak řečeno bezodkladná realizace plánu SET. Dále je zde uvedena nutnost zahájení dalších rozsáhlých celoevropských projektů, kde jako jeden z nejdůležitějších je již zmíněný projekt „inteligentního“ propojení evropských elektrických sítí za účelem spojení míst velké výroby s místy velkého odběru. Další z projektů pojednává v podobném duchu o realizaci „inteligentních měst“. I poslední bod, mezinárodní vztahy a spolupráce (tj.: členské státy EU jako celek vs. ostatní státy) se logicky zabývá nutností SG.

Při shrnutí výše zmíněného a uvědomění si důležitosti rozvoje na poli energetiky všemi zúčastněnými stranami (tj.: od dodavatelů, přes politiky, až po odběratele) je evidentní, že pro budoucí prospěch bude nutné začít na inovacích pracovat rychleji, než se původně zdálo. I proto na výstupy tohoto sdělení z velké části reaguje směrnice 2012/27/ES popisovaná výše, která zde uvedené závěry přesouvá do právního rámce závazného pro všechny členské státy.

[24]

## **2.4 Konkrétní studie EU na téma SM & SG**

### **2.4.1 Inteligentní síť: od inovací k zavádění**

Na projekty popsané v předchozí kapitole 2.3 jako první oficiálně reaguje sdělení KOM(2011) 202 Evropské komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a Výboru regionů z 12. dubna 2011. Toto sdělení stanovuje směr politiky, který je nutný k dosažení pokroku v zavádění Smart Grids. Navazuje na SET plán i na EU 2020 a popisuje konkrétní kroky a úkoly, které jsou nyní nutné realizovat k budoucímu zavedení SM i SG. Jedná se o:

- přípravu technických norem
- zajištění ochrany údajů spotřebitelů
- vytvoření regulačního rámce, motivujícího k zavádění SG
- zaručení otevřeného a konkurenčního maloobchodníku trhu
- poskytování trvalé podpory inovacím v oblasti technologií a systémů

[21]

Tato témata jsou pak ve sdělení dále podrobněji rozebírána a řešena, viz detailní popis celého sdělení v příloze č. 7.

### **2.4.2 Zavedení inteligentních měřících systémů**

Dalším oficiálním právním aktem Evropské unie je „doporučení“. Jedná se o dokument, který zprostředkovává názory EU a navrhuje možnou cestu, kterou by se členské státy mohly vydat (svým obsahem se dá přirovnat např. ke sdělení). Ještě před směrnicí 2012/27/ES, (konkrétně 3. března 2012) vydala Komise EU doporučení 2012/148/ES „o přípravách na zavedení

inteligentních měřících systémů“, kde jsou z části vyhodnocené projekty, zabývající se problematikou SM napříč Evropou. Do tohoto vyhodnocení byly zahrnuty ty projekty, které definuje výše popsané sdělení „Inteligentní sítě: od inovací k zavádění“. V doporučení jsou popsány jednotlivé problémy vznikající v souvislosti se zaváděním SG a jejich možné řešení, konkrétně:

- ochrana osobních údajů a bezpečnost
- metodika pro ekonomické posouzení dlouhodobých nákladů a přínosů
- společné minimální funkční požadavky chytrých elektroměrů

[25]

Detailní rozbor a popis těchto problémů i celého doporučení je uveden v příloze č. 8.

## 3 Analýza současného vývoje SG v EU

### 3.1 Vymezení pojmu

Existuje několik způsobů, jak se z pohledu Smart Grids dívat na pojem „současný vývoj“. Technologie, pod kterou spadají veškeré současné i budoucí prvky (nejen) elektrizační soustavy, se každým dnem vyvíjí – tedy veškerý současný vývoj je zároveň i budoucím. Jedním z prvků budoucí Smart Grids jsou například obnovitelné zdroje energie. Tato technologie existuje již desítky let, pořád se rozvíjí za účelem zlepšení efektivity i zvýšení dostupnosti a každým dnem se (nejen) v rámci EU instaluje plno nových slunečních, vodních nebo větrných elektráren různých výkonů. Dnes jsou již tyto systémy relativně rozšířené, evropská veřejnost o nich má jisté povědomí a jsou zpracovány i v legislativě zemí Unie. Z tohoto pohledu je tedy možné vnímat obnovitelné zdroje, nyní samostatný produkt, jako připravené – přestože se budou dále významně vyvíjet (především v souvislosti se zapojováním do jednotného celku Smart Grids).

V takto komplexním systému prvků, které se navzájem ovlivňují, je složité vymezit, co je „současné“. Proto se v dalším textu bude jako současný vývoj uvažovat to, co je dnes ve své podstatě novinkou, co výše popsané směrnice Evropské unie požadují zpracovat do zákonů jednotlivých členských zemí i následně fyzicky implementovat a co je zároveň i dostatečně vyzkoušené v rámci pilotních projektů, vyspělé a uskutečnitelné z pohledu globálního nasazení a používání. Pro technologii Smart Grids je to „současné“ jejich další budoucí součástí – Smart Metering.

### 3.2 Současný stav implementace Smart Meteringu v EU

Ve snaze naplnit požadavky jednotlivých směrnic a dalších dokumentů z Evropské unie, či z vlastní iniciativy dané země, se v EU začaly objevovat první projekty technologie Smart Meteringu. V době psaní této diplomové práce se již díky výše zmíněné legislativě musí touto technologií zabývat každý z 28 států evropského společenství. Některé země již systémy SM zavedly po celém svém území a aktivně je využívají, další momentálně přístroje v národním měřítku instalují či se na to připravují. Ve většině států pak existují minimálně právě pilotní projekty, na kterých se celý systém testuje a vyhodnocuje se jeho technický i ekonomický přínos.

Analýza současného vývoje, jaký byl na začátku roku 2014, bude tedy obsahovat pokrok v zapracování legislativy a fyzické implementace Smart Meteringu v rámci zemí EU. Popis stavu bude dále ukázán na reprezentativním výběru států. Při kvantitativním vyjádření zmíněných ukazatelů se rozvinutost legislativy i implementace systému SM v některých zemích tak podobá, že je lze shrnout popisem jedné z nich. Rozhodně to však neznamená, že by byl stav v těchto skupinách zemí naprosto stejný. Konkrétně bude dále popisována aktuální situace v těchto členských státech Evropské unie:

- **Itálie, Španělsko, Británie, Francie, Švédsko**
  - Obdobný stav v Portugalsku, Estonsku, Irsku, Norsku, Holandsku, Finsku a na Maltě

- **Německo**
  - Obdobný stav v Dánsku, Česku (*ČR bude dále popsána podrobněji*)
- **Rakousko**
  - Obdobný stav v Polsku
- **Řecko**
  - Obdobný stav v Belgii, Lotyšsku a Rumunsku
- **Slovensko**
  - Obdobný stav na Slovinsku, Kypru, v Bulharsku, Maďarsku, Litvě a Lucembursku

Mezi uvedenými státy jsou zastoupeny ty s největším pokrokem, méně pokročilé, i ty s minimálním zájmem o tuto technologii.

### 3.2.1 Italská republika

Itálie je již delší dobu nejpokročilejší zemí EU z hlediska pokrytí chytrými elektroměry. Je to především proto, že zde byl zvolen opačný přístup oproti ostatním státům. Nejprve totiž bez jakýchkoliv pilotních projektů byla vybudována infrastruktura pro Smart Metering, a až poté se začala dotvářet legislativa. Ta byla zpracována (možná poněkud nešťastně) formou „kdo nebude používat SM, bude penalizován“.

K velice nekompromisní politice vedlo postižení italské elektrizační soustavy masivními výpadky elektrické energie. Výpadky v síti byly často vyvolány tzv. černými odběry. Projekt Smart Meteringu se tak v době uvažování implementace jevil Itálii jako záchrana od veškerých problémů.

Proto se i legislativa nese ve velmi striktním duchu – prioritní cíl italské vlády byl totiž zabránit krádežím. Povinnost instalace chytrých elektroměrů uděluje distribučním společnostem energetický zákon z roku 2006. Ten pak také dále definuje minimální funkční požadavky kladené na elektroměry.

I ty jsou však tvořeny velice razantním stylem – obecně se o nich mluví jako o „anti-zlodějských“. Zaměřují se na:

- definici intervalu měření
- ověřování přenášených dat
- možnosti vzdáleného přístupu
- uchovávání dat
- povolenou přípustnou chybovost čtení dat
- povolenou úspěšnost provádění operací



Roll-out (tj.: celoplošné zavádění daného produktu) začal v roce 2008 a již na konci roku 2011 bylo pokryto 95 % italských odběratelů – celkem 36 milionů odběrných míst. Oficiálním zdůvodněním implementace bylo především:

- ochrana zákazníka (stálost dodávek)
- pravidelné a přesné účtování (interval měření 1h)
- možnost řešení případných dluhů a krádeží (vzdálené odpojení, ověřování přenášených dat)

Energetická společnost ENEL každému zákazníkovi nainstalovala chytrý elektroměr, komunikační modul, switch a vytvořila centralizovaný systém umožňující spravovat a řídit výše zmíněné operace. Celková investice byla 2,1 miliardy €, roční úspory byly odhadnuty na 500 milionů € za rok. Měřením, přenosem a správou dat byl pověřen regulátor trhu.

I v Itálii vznikly pilotní projekty, v porovnání s ostatními státy EU ovšem opět v opačném gardu – tedy až následovně. Po splnění prvotních cílů pro zavádění SM (krádeže a optimalizace odběrového diagramu) se italská vláda začala zabývat i otázkou větší míry zapojení zákazníka do procesu optimalizace a z ní vyplývajících energetických úspor. Vznikl projekt „Home Energy Management System“, který spočívá v instalaci externích domácích displejů připojených na elektroměry. Kontrolováním a ovládáním vlastní spotřeby skrze tato zařízení by mělo docházet k celkovému zefektivnění a vykrytí špiček v odběrovém diagramu (tj.: projekt typu Smart House).

[27; 13; 28]

### 3.2.2 Španělské království

Španělsko se z hlediska pokroku v implementaci i vytváření legislativy rovněž řadí mezi přední evropské státy. Španělské ministerstvo průmyslu pověřilo distribuční společnosti v zemi povinností zavést technologii pro všech 26 milionů odběratelů. Tento úkol si Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidrocantábrico i E.ON zpracovávají po svém, avšak u každé z nich proběhly mezi lety 2010-2011 úspěšné pilotní projekty. Na celkovém počtu téměř 2 milionů nainstalovaných elektroměrů si každá distribuční společnost otestovala funkčnost samostatných přístrojů i celý systém chytrého měření.

Legislativně je ve Španělsku problematika Smart Meteringu ošetřena energetickým zákonem, který udává výměnu všech elektroměrů a zavedení komplexního systému do roku 2019 pro odběrná místa do 15 kW. Další důležité dokumenty pak zpracoval regulátor trhu CNE. V roce 2006 vydal první nařízení, které popisuje plán výměny všech elektroměrů (včetně minimálních funkčních požadavků na zařízení). Další nařízení z roku 2007 udává povinnost distributorům předložit vlastní podrobný implementační plán. A zatím poslední nařízení z roku 2012 pak aktualizuje předchozí dvě na základě nejnovějších informací o technologii a splnitelnost zadaných termínů.

Podle oficiálních minimálních funkčních požadavků musí elektroměry ve Španělsku být schopny:

- hodinového měření (činné a jalové složky zvlášť)
- možnosti hodinové změny tarifu
- bezpečné obousměrné komunikace s dodavatelem
- vzdáleného řízení veškerých úloh
- zálohování naměřených dat po 3 měsíce

Od celého systému se pak očekává:

- možnost vzdáleného odečtu a fakturace
- možnost kontroly ukazatelů kvality energie
- vzdálená synchronizace zařízení s centrálou
- vzdálená aktualizace softwaru zařízení
- připojení / odpojení měřicího místa

Kromě těchto klasických funkčních prvků jsou testovány i rozšiřující jako možnost posílání zpráv jiným uživatelům.

Momentálně ve Španělsku probíhá národní roll-out, přesně jak vyžadují výše popsané zákony a nařízení. Od roku 2008 distribuční společnosti, které pokrývají místní trh, instalují chytré elektroměry - přes počáteční pilotní projekty plynule navazují na plány regulátora trhu (pokrytí 35 % uživatelů do roku 2015, 70 % do 2017 a 100 % do 2019). Po zprovoznění systému distribučními společnostmi případně jeho spravování nejspíše dodavatelům energie (obchodníkům). Ty už nyní zavádí měsíční poplatky za elektroměry, které distribuční společnosti zákazníkům pronajmou. Připouští však také variantu, že si zákazník zařídí vlastní chytrý elektroměr a těmto poplatkům se vyhne.

Velká nejednotnost v přístupu jednotlivých společností a nejasnosti v budoucích kompetencích jsou dány i chybějící analýzou nákladů a výnosů. Ta zatím není zpracovaná ani přesto, že to evropská směrnice 2009/72/EC vyžaduje – a právě povinnost plnit ustanovení této i dalších směrnic EU byl jeden z důvodů zavádění SM. Mezi další důvody patřila také ochrana zákazníka (přesné a pravidelného účtování služeb), příprava pro zavedení Smart Grids, podpora konkurenceschopnosti španělského energetického trhu nebo zefektivnění energetické soustavy.

[27; 13; 28]

### **3.2.3 Spojené království Velké Británie a Severního Irska**

V imaginárním řebříčku pokročilosti implementace i vytváření legislativy se Spojené království řadí těsně za Itálii a Španělsko. Jako první začaly tuto technologii zkoušet menší energetické subjekty již v polovině roku 2010. Výsledkem byla oficiální nabídka chytrých elektroměrů zákazníkům společností „First Utility“. Testování v národním měřítku bylo zahájeno v roce 2011, kdy místní regulátor trhu „Ofgem“ pověřil tímto úkolem dodavatele EDF, SSE,

Scottish Power a E.ON. Na 58 tisících domácnostech byly v rámci pilotního projektu „Energy Demand Research Project“ otestovány samostatné měřicí přístroje, uživatelské rozhraní, komunikační rozhraní mezi dodavatelem a zákazníkem i možné tarify.

Se startem pilotních projektů vznikl i centrální program, který zaštitil veškeré aktivity s technologií SM - „Smart Metering Implementation Program“. SMIP se hned začal zabývat tvorbou legislativy pro budoucí roll-out. Tento úkol byl zpracováván na základě analýzy nákladů a výnosů požadovanou směrnicí EU 2009/72/EC. Aktualizovaná verze původní studie z roku 2009 (po získání zkušeností z pilotních projektů) počítala s celkovým čistým ziskem projektu 7,3 miliard britských liber v následujících 20 letech. Pro globální zavedení systému a výměnu 50 milionů elektroměrů v domácnostech a 3,5 milionů elektroměrů komerčním zákazníkům byly odhadnuty náklady a výnosy znázorněné v tabulce č. 2.

Tabulka 2: Analýza nákladů a výnosů pro implementaci SM v UK [27; 28]

	Domácnosti [mld. £]	Komerční zákazníci [mld. £]
<b>Zprovoznění na straně zákazníka</b>	6,1	0,39
<b>Komunikace</b>	2,64	0,19
<b>IT systémy</b>	1,06	
<b>Zprovoznění na straně dodavatele</b>	1,23	0,02
<b>Celkové benefity pro zákazníka</b>	4,43	1,76
<b>Celkové benefity pro dodavatele</b>	8,47	0,45
<b>Celkové benefity pro přenos</b>	0,88	0,11
<b>Celkové benefity pro generaci</b>	0,74	0,05
<b>Celkové benefity pro ekologii</b>	1,2	0,58

Ze získaných zkušeností také vyplynulo, že klíčovou roli pro naplnění stanovených benefitů bude hrát zákazník (resp. jeho nakládání s energií). Proto byl v rámci programu vytvořen dokument pro poučení a ochranu zákazníka. Tento dokument mimo jiné udává, že součástí instalace elektroměrů bude vysvětlení jejich funkčnosti a doporučení kroků vedoucích k větší energetické efektivnosti, dále pak nabídnutí externích domácích displejů ukazujících aktuální spotřebu a cenu energie.

Po položení základů ve formě legislativy bylo možné přejít do fáze plánování strategie implementace. Prvním úkolem bylo stanovení minimálních funkčních požadavků elektroměrů i celého systému. Následovala okamžitá instalace zařízení, splňujících tyto požadavky, do novostaveb nebo při výměně starých přístrojů. V počátcích byla však jejich funkčnost výrazně omezena pouze na základní funkce, protože neexistovala žádná komunikační síť mezi zákazníkem a dodavatelem. Vláda rozhodla, že tato síť bude spravována centrálně napříč celou zemí a za tímto účelem byl vypsán tendr k nalezení vhodného poskytovatele.

Díky pokročilému stavu zpracování legislativy i připravené strategii implementace začíná momentálně nabíhat plánovaný roll-out po celém území, který by měl trvat do roku 2019. Instalaci a zprovoznění chytrých elektroměrů má kompletně na starosti nově vzniklá společnost „DataCommsCo“. Do roku 2014 nainstalovali cca 170 tisíc chytrých měřičů elektrické energie,

kteřé nyní s dalšími 27 miliony zařízeními pro privátní zákaznky a 3 miliony zařízeními pro komerční zákaznky zapojí do komunikační sítě poskytované externí firmou. Součástí strategie je také instalace plynových měřičů. V roce 2019 (v plánované době pokrytí celé země) by mělo být Spojené Království jedním z nejvíce pokrokových národů v oblasti Smart Meteringu a předpokládá se, že ostatní národy mohou jejich zkušenosti využít k vlastním potřebám (především velice komplexní strategii implementace).

[27; 13; 28]

### 3.2.4 Francouzská republika

Francie postupuje v oblasti Smart Meteringu velice přímočaře. V porovnání s UK nemá tak propracovanou strategii implementace, spíše volí přístup rychlého zavedení technologie. Tento trend nastartovala úspěšná analýza nákladů a výnosů z roku 2007, jejíž výsledky jsou prezentovány obecně jako přínos pro distribuční soustavu, snížení generace energie (tj. i dodávek) anebo zákaznické benefity ve formě nižší ceny energie. Následovalo několik úspěšných pilotních projektů mezi roky 2010 – 2011. Především pak projekt francouzské distribuční společnosti ERDF „Linky“, který vznikl na příkaz místního regulátora. Na 250 tisících zařizeniích byla otestována instalace chytrých elektroměrů, jejich funkce, komunikace a také ekonomická výhodnost, která potvrdila zmíněnou analýzu.

Dalším faktorem umožňujícím rychlý postup byla rychle a jednoduše zpracovaná legislativa. K francouzskému energetickému zákonu byla v roce 2010 doplněna vyhláška, která určuje veškeré náležitosti potřebné pro plošné zavedení Smart Meteringu. Tato vyhláška (opět velice jednoduše) udává následující:

- od roku 2012 musí být nově instalované elektroměry chytré
- do roku 2015 musí 50 % elektroměrů systémově komunikovat
- do roku 2017 musí 95 % elektroměrů systémově komunikovat
- chytré elektroměry musí zákazníkovi denně zobrazit spotřebovanou nebo vyprodukovanou energii

Tuto vyhlášku doplňuje roadmapa pro zavedení SM z roku 2010 a doporučení regulátora trhu o národním roll-outu SM na základě pilotních projektů z roku 2011. Dokumenty opět obecně a jednoduše popisují výhodnost projektu, lepší monitorování sítě, benefity pro dodavatele i zákaznky a také možné zlepšení mezinárodní konkurenceschopnosti. Investiční náklady jsou odhadnuty na 6,2 miliardy €, ušetřit by se mělo cca 5 milionů € během prvních 5 let provozu.

Na legislativu navazuje i definice minimálních funkčních požadavků, kterou zpracoval regulátor trhu. Nejprve se jednalo pouze o nutnost obousměrné komunikace zařízení a zaručení kompatibility s operačním střediskem. Následně byly tyto požadavky doplněny o:

- možnost konfigurovat náběhové profily ve 30-60 minutových intervalech
- možnost měření kvality energie
- možnost vzdáleného odpojení či přepojení

V kombinaci s velice průhlednou situací na francouzském energetickém trhu, kdy díky dominanci distribuční společnosti ERDF není potřeba žádných dodatečných směrnic nebo standardů pro instalaci a zprovoznění chytrých elektroměrů (vše si „interně“ pohlídá ERDF), rozhodla vláda na konci roku 2011 o roll-outu 35 milionů zařízení v rozmezí let 2013-2018. Zodpovědnost pak spadá právě na ERDF.

[27; 13; 28]

### 3.2.5 Švédské království

Ve Švédsku vlastní „chytrý“ elektroměr téměř všichni koncoví zákazníci již od roku 2009, z pohledu technologie SM se tedy jedná o nejvíce rozvinutý stát v EU. Přesto však Švédsko po kvantitativním vyhodnocení ukazatelů implementace a legislativy řadí EU mezi méně pokročilé než výše popsané národy. Důvodem proto je předběhnutí doby, které znamenalo vytvoření systému nesouladného s nynějším směřováním Evropské unie. Zdejší systém byl projektován „pouze“ pro měsíční odečty - na základě studií, podle kterých častější měření přinese ekonomický zisk. Věřilo se, že tento interval bude dostačující na to, aby přinesl zákazníkům častější, přesnější a srozumitelnější vyúčtování. Takový stav měl pomoci k ušetření energie, zefektivnění jejího využití a omezení emisí skleníkových plynů.

Povinnost instalování chytrých elektroměrů pro komerční zákazníky byla zakotvena v energetickém zákoně již v roce 2003, jeho aktualizace z roku 2006 pak ukládala distribučním společnostem zavedení systému měsíčních odečtů i pro ostatní zákazníky. Efektivnost těchto rozhodnutí byla podložena analýzou nákladů a výnosů s pozitivním výstupem. Celkové náklady na zprovoznění systému byly odhadnuty na cca 1,5 miliardy €, ročně se pak uspoří cca 200 milionů €.

Minimální funkční požadavky na elektroměry se lišily podle místa využití zařízení. Přes 5 milionů odběrných míst bylo rozděleno na komerční zákazníky a domácnosti dle velikosti pojistky (rozdělující hranice byla stanovena na 63 A). Zásadní rozdíl pak byl ve způsobu odečtu – zatímco pro komerční zákazníky byla nutnost alespoň denních odečtů, pro domácnosti byl stanoven zmíněný měsíční interval. Dále byl zaveden jednotný způsob odečtu a doručení vyúčtování. Celý systém měl umožnit také odhalení všech přerušení dodávek energie.

Přestože se Švédsko stalo první evropskou zemí, která má za sebou kompletní roll-out chytrých elektroměrů, není o moc blíže splnění požadavků EU než ostatní členské státy. Díky zaběhlému stavu mají však zainteresované subjekty daleko více zkušeností než ze sebe lepšího

pilotního projektu a je zde tedy obrovský potenciál pro implementaci nového systému. Systém nyní využívá 170 distribučních společností, 100 dodavatelů a 35 vyrovnávacích společností. Zákazník má kontrakt s distributorem o připojení k síti a s dodavatelem o nákupu energie. Chytré elektroměry pak vlastní distribuční společnosti, které jsou v otázce měření monopolním hráčem na trhu.

V současnosti jsou švédskou vládou projednávány budoucí kroky vedoucí k vyřešení neaktuálnosti systému vůči požadavkům EU. Ovšem již nyní je jisté, že bude nutné upravit energetický zákon a také aktuálně používaný systém (především za účelem zavedení hodinového intervalu odečítání elektroměrů). Pozitivem je v této situaci vizionářské smýšlení distribučních společností, které již v první vlně instalovaly elektroměry umožňující hodinové odečty (i když to legislativa nevyžadovala). Nutná tak bude výměna cca jen 10 % zařízení; větší úpravy však čekají zbytek systému, který není na takové množství komunikace dimenzovaný.

[27; 13; 28]

### **3.2.6 Spolková republika Německo**

Německo reprezentuje skupinu států s méně rozvinutou implementační strategií, ale s podobnou úrovní zapracování legislativy jako výše uvedené národy. U našich západních sousedů bylo v polovině roku 2013 nainstalováno pouze 500 tisíc chytrých elektroměrů, což je vzhledem k celkové populaci i oproti původním očekáváním velice málo. Jedná se pouze o přístroje zavedené v rámci 6 pilotních projektů nazvaných „E-Energy“. V jednom z výstupů tohoto projektu se ukázalo, že přístroj je výhodný pouze pro domácnosti se spotřebou nad 3,4 MWh za rok – především díky vysokým fixním nákladům na technologii, které pro menší odběratele převáží sníženou cenu za MWh i možnost uspoření odběru energie. Hlavním důvodem pro spuštění projektu, který je zčásti sponzorovaný státem, bylo však především získání potřebných znalostí o technologii a tedy možnost dalšího výzkumu a vývoje.

Legislativně je energetika v Německu ošetřena hlavně „energetickou koncepcí“ a „energetickým zákonem“. Zatímco zákon hovoří především o nutnosti dodávky energie a sounáležitosti s nařízeními EU, koncepce z roku 2010 již abstraktně popisuje chytré měření jako součást chytrých sítí. Na jejím základě se zadalo zpracování národní analýzy nákladů a výnosů, jejíž pozitivní výsledek by měl vést k zavedení této technologie po celém území. V Německu dále věří, že k maximální úspoře energie pomůže technologie pouze za předpokladu správně nastavené legislativy. Přestože stále ještě není 100% připravená, její tvorbu výrazně urychlují získané zkušenosti z pilotních projektů. Do energetického zákona jsou postupně přidávány paragrafy týkající se SM, které vytváří povinnost pro distributora energie nabízet a instalovat tuto technologii.

Minimální funkční požadavky na chytré elektroměry a jejich technická specifikace jsou aktuálně také ve vývoji. Jedná se o velice důležitý aspekt – liberalizace energetického trhu v Německu vytvořila mimo jiné role „poskytovatele měřících služeb“ a „operátora měření“. Zákazník má možnost si vybrat, od koho si nechá zařízení dodat. Díky nutnosti kompatibility

zařízení skrze celý systém je jisté, že určení funkčních požadavků je stěžejní. Kromě samotné funkčnosti jsou vyvíjeny také standardy pro ochranu přenosu dat. Zajímavostí je, že již nyní je v Německu legislativně zakázáno využití data koncentrátorů, právě kvůli ochraně osobních údajů. Tyto údaje budou součástí energetického zákona. Ten bude regulovat i využití nasbíraných osobních údajů.

Masivní národní roll-out 42 milionů chytrých elektroměrů se prozatím nechystá. Je to především díky zmíněné nedopracované legislativě a pověstné německé preciznosti (která momentálně nemůže být zaručena). Místní vláda se spoléhá, že zavádění SM bude řízeno tržní silou. Ze strany energetických společností se ovšem nedají čekat velké investice do doby, než bude zpracována analýza nákladů a výnosů. Celý proces by pak mělo urychlit rozhodnutí vlády o nevyužívání jaderné energie. Očekává se, že k nahrazení těchto zdrojů by měly pomoci i výhody chytrých sítí (které budou vycházet právě ze Smart Meteringu).

[27; 13; 28]

### **3.2.7 Rakouská republika**

Rakousko je na pomyslném stupni rozvinutosti opět o několik pozic níže než Německo. Hlavní vliv na to má negativní přístup ze strany energetických společností. Většina práce byla v této zemi prozatím soustředěna na úpravu legislativy, procento nainstalovaných zařízení na počet obyvatel je daleko menší než např. v Česku. V roce 2013 to bylo přes 3 %, většinou pro velké komerční zákazníky nebo v rámci pilotních projektů energetických závodů Energie AG, LinzStrom a Stadtwerke Feldkirch. Tyto společnosti dohromady spravují cca 450 tisíc odběrných míst (z celkového počtu téměř 6 milionů) a všechny 3 se rozhodly (nezávisle na legislativě), že je v brzké budoucnosti pokryjí chytrými elektroměry.

Ostatní hráči energetického trhu se rozhodli o tuto technologii neprojevat vůbec žádný zájem do doby, než jim to zákony nařídí. Jediným subjektem, který se snažil dát v Rakousku věci do pohybu, byl regulátor, neboť v technologii viděl cestu ke korektnějšímu měření a vyúčtování, lepší informovanosti zákazníků, zvýšení energetické efektivity a také zlepšení procesů na samotném trhu.

Konkrétněji se o technologii začalo mluvit až po jejím zavedení do energetického zákona koncem roku 2010, kdy rakouská vláda zapracovala vše ze směrnice EU 2009/72/EC. Ministerstvo financí dostalo za úkol zpracovat analýzu nákladů a výnosů – výsledkem byla kontroverzní analýza (napadaná energetickými subjekty) podle níž by implementace technologie přinesla velký ekonomický benefit – konkrétně 4,7 € miliardy při investici 4,2 miliard €. Na jejím základě vydal regulátor trhu nařízení o implementaci Smart Meteringu, zpracoval minimální funkční požadavky pro chytré elektroměry a určil systémové operátory jako subjekt zodpovědný za zavedení SM.

Hlavní role v oblasti Smart Meteringu zůstala tedy nadále regulátorovi trhu „E-Control“. Po vydání nařízení a konkrétních plánů na implementaci byl tento úřad napadán ze strany energetických společností – nevyřešené otázky kybernetické bezpečnosti byly uváděny jako

důvod nevhodnosti technologie (spekuluju se však, že pravým důvodem mohla být pouze neochota zabývat se jí). Na základě kritiky regulátor plánuje vydat další nařízení doplňující minimální funkční požadavky o účinnější způsoby zaručení bezpečnosti. Tyto požadavky jsou tak již velice konkrétně zpracované a momentálně obsahují tyto okruhy:

- obousměrná komunikace
- měření v 15 minutových intervalech
- ukládání dat měření po dobu 60 dnů přímo v zařízení
- možnost exportu dat alespoň 1x denně
- možnost připojení až 4 dalších zařízení (např.: měřič plynu)
- možnost komunikace s externími domovními displeji
- všechny data musí být šifrována a chráněna
- možnost vzdáleného odpojení od systému
- přítomnost interních hodin s možností vzdálené synchronizace
- možnost vzdálené aktualizace softwaru
- elektroměry musí být schválené národním metrologickým úřadem

Ze strany regulátora byl určen také plán pro národní roll-out, který byl dále schválen ministerstvem financí (pokryt 10 % odběrných míst do roku 2016, 70 % do roku 2018 a zbytek do roku 2020). Každý rok je pak nutné podat ministerstvu zprávu o pokroku, aktuálním vývoji technologie a zvláště i o velice diskutovaném řešení kybernetické bezpečnosti.

[27; 13; 28]

### 3.2.8 Řecká republika

Řecko reprezentuje skupinu států s malým progresem, avšak je mezi nimi nejdále. Stát zdecimovaný nedávnou finanční krizí instaluje chytré elektroměry pro všechny nové budovy a zároveň mění i původní zařízení. Tyto „chytré“ elektroměry ovšem pořád nechává odečítat ručně, protože zde neexistuje žádný systém, který by zaštilil zbytek inteligentního procesu. Místní energetický trh představuje především společnost PPC, která vlastní 93 % lokální instalované kapacity a která provozuje generaci, přenosové sítě i distribuční sítě. Dalším subjektem je regulátor trhu spadající pod ministerstvo energetiky.

Legislativně není v Řecku z pohledu Smart Meteringu v podstatě nic daného; povinnosti v této oblasti žádné nařízení ani směrnice oficiálně neudává. Podle rozhodnutí měla probíhat instalace a výměna elektroměrů mezi roky 2005 – 2014. V rámci této akce se měla novými zařízeními pokrýt všechna odběrná místa (spojení nebylo řešeno). Existuje i definice minimálních funkčních požadavků na elektroměry – musí být umožněna obousměrná komunikace a měly by být schopné odhalit porušené vedení a netechnické odběry.

Hlavní reakcí na evropskou směrnici 2009/72/EC byla úprava zákona, který nyní obecně popisuje povinnost umožnit zákazníkovi znát svoji aktuální spotřebu a cenu energií, dále pak budoucí možnosti dosažení tohoto cíle skrze elektroměry a v souvislosti s tím najít potenciál



k ušetření energie. Dále zde byla popsána spojitost s nutností liberalizace energetického trhu, která spadá pod privatizační program. Tedy vesměs nekonkrétní informace reprezentující podstatu Smart Meteringu.

Zatím tedy nemůže být vůbec řeč o národním roll-outu skutečně funkčního systému, který je sice plánovaný, ale nikoliv dokončený ani finančně zajištěný. Již je však odhadnuto, že první vlna zprovoznění systému na 60 tisících odběrných místech bude stát přibližně 27 milionu € a jedním z investorů by měla být Evropská unie. Roční ušetření pro společnost PPC by pak mělo být cca 37 milionu € ročně. Do budoucna je samozřejmě počítáno s rozšířením na všechna odběrná místa.

[27; 13; 28]

### **3.2.9 Slovenská republika**

Slovensko je jedním z národů (většinou východního bloku), které mají minimální zkušenosti s technologií a v podstatě zde neexistuje žádná ustanovená legislativa ani plán implementace. Distribuční společnosti instalují chytré elektroměry na kompletně dobrovolné bázi, většinou velkým průmyslovým zákazníkům. Neexistuje ani žádný přehled, která odběrná místa toto zařízení používají.

Veškeré otázky týkající se Smart Meteringu jsou momentálně diskutované. Evropská směrnice 2009/72/EC je podle posledních informací implementována do Slovenských energetických zákonů. Podle národního akčního plánu pro OZE by mohl být národní roll-out realizován kolem roku 2020.

[27; 13; 28]

### **3.2.10 Shrnutí**

Z výše uvedené analýzy je zřejmé, že přístup jednotlivých států EU se velice liší. Zatímco jednotný cíl zůstává stejný, každá země si evropské směrnice přebírá a naplňuje po svém. Odlišnost ale není jen ve stupni implementace legislativy i fyzické technologie. Rozdíly jsou zřejmé i v definici minimálních funkčních požadavků nebo v důvodech, se kterými je technologie národu představována. Pro lepší přehlednost jsou některé základní informace shrnuty v následující tabulce č. 3 (pro Německo a Slovensko nejsou dostupné žádné z těchto informací).

Tabulka 3: Přehled postupu implementace SM ve vybraných zemích EU [27; 28]

	ITA	SPA	UK	FRA	SWE	GER	AUT	GRE
<b>Roll-out</b>	2008-2012	2008-2019	2013-2019	2013-2018	2007-2009	-	2015-2020	-
<b>Zodpovědnost za instalaci</b>	PDS	PDS	Ext.	PDS	PDS	PDS	Sys.	PDS
<b>Zodpovědnost za měření</b>	Sys.	Dod.	Ext.	PDS	PDS	PDS	Sys.	-
<b>Definovaný interval měření</b>	Hod.	Hod.	-	-	Měs.	-	15 min.	-
<b>Analýza výnosů/nákladů</b>	-	-	Poz.	Poz.	Poz.	-	Poz.	-
<b>Plánované investiční náklady [mld. €]</b>	2,1	-	14,8	6,2	1,5	-	4,2	-
<b>Plánované finanční úspory [mld. €]</b>	0,5 / rok	-	23,7 / 20 let	5,3 / 5 let	0,2 / rok	-	4,7	-

Legenda: Hod. = Hodinový; Měs. = Měsíční; min. = minut; PDS = Provozovatel distribuční soustavy; Dod. = Dodavatel energie (obchodník); Ext. = Nově vzniklá (externí) společnost; Sys. = Systémový operátor; Poz. = Pozitivní výsledek; Neg. = Negativní výsledek.

Z globálního pohledu by mělo být chytrými elektroměry pokryto až 72 % evropských zákazníků do roku 2020 (evropská směrnice 2009/72/EC požaduje 80 %, ovšem ani to není nereálné). Jedná se celkem o cca 200 milionů odběrných míst ve 20 zemích EU (Belgie, Česko, Litva a Portugalsko se rozhodli technologii zatím neimplementovat, v Bulharsku, Maďarsku, Slovinsku a na Kypru je situace neznámá). Po této realizaci je očekávaná energetická úspora až 3 % ( $\pm 1,3$  %).

Přestože ne všechny státy mají zpracovanou analýzu nákladů a výnosů, jsou již odhadované i globální náklady a benefity (viz tabulka č. 4). Vysoký rozptyl cen technologie mezi jednotlivými národy je způsoben lokálními podmínkami v dané oblasti a použitou technologií. Většina členů EU se ale shodne v přístupu k přenosu dat – ten je realizován buď technologií PLC (přenos dat po vodičích elektrického vedení) nebo GPRS (mobilní paketový přenos dat). K vyššímu stupni sjednocení dojde až poté, co EU zpracuje podrobné a použitelné globální minimální funkční požadavky pro technologii chytrých elektroměrů (momentálně jsou uvedeny pouze zběžně v 2012/148/EU).

[34]

Tabulka 4: Globální finanční pohled na SM [34]

	Cena (rozptyl) [€]
<b>Celkové investiční náklady</b>	35 mil.
<b>Průměrné náklady na jedno zařízení</b>	252 ( $\pm 189$ )
<b>Průměrné úspory na jedno zařízení</b>	309 ( $\pm 170$ )

### 3.3 Současný stav implementace Smart Meteringu v ČR

Česká republika je oproti ostatním státům Evropy v odlišném postavení, alespoň tedy z pohledu Smart Meteringu. Je to dané především tím, že ostatní evropské země začaly uvažovat o této technologii (i o Smart Grids obecně) jako o řešení jejich aktuálních problémů (viz Itálie – zamezení krádeží, optimalizace odběrového diagramu). Právě však problém optimalizace odběrového diagramu, který je hlavním důvodem k zavádění ve většině Evropy, je již v České republice řešen jiným způsobem.

Dokáže to systém „hromadného dálkového ovládání“, který je v naší soustavě již od 30. let 20. století. Veškerá investiční rozhodování o plošné implementaci SM v ČR jsou zásadně ovlivněna používáním HDO. Aktuálně u nás energetické společnosti využívají okolo 100 vysílačů na úrovni VN i NN a pravidelně je renovují. Dle evidence je aktuálně připojených cca 1,3 milionu přijímačů. Pomocí těchto vysílačů a přijímačů je regulována zátěž cca 700 MW. [9; 28]

#### 3.3.1 Zavádění evropských směrnic do české legislativy

V České republice zastupují energetickou legislativu především následující zákony:

- Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)
- Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií
- Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů

Implementaci inteligentních elektroměrů neřeší ovšem žádný z nich, některé pouze tuto problematiku okrajově zmiňují. Daleko důležitější z pohledu SM jsou další dokumenty vydávané Ministerstvem průmyslu a obchodu – Státní energetická koncepce a Národní akční plán. V ČR existuje i analýza nákladů a výnosů pro Smart Metering - její výsledek je negativní.

Prozatím nejsou vypracované ani minimální funkční požadavky na chytré elektroměry. Podle energetického regulačního úřadu by se mělo jednat o zařízení umožňující měření spotřeby, obousměrnou komunikaci a shromažďování dat. V případě plošné implementace bude nutné definovat nové standardy a normy ČSN, upravující právě technologii SM.

[20; 27]

##### 3.3.1.1 Energetický zákon č. 458/2000 Sb.

Energetický zákon je v účinnosti od 1. ledna 2001. Protože v roce 2004 vstoupila ČR do Evropské unie, bylo nutné směrnice a nařízení EU do české legislativy přenést. To je řešeno pomocí novel, které české zákony aktualizují. Velice významné jsou pak především ty, které do tohoto zákona transponují evropské energetické balíčky. Konkrétně se jedná o:

- 1. energetický balíček (směrnice EU 96/92/ES a 98/30/ES)  
> Zákon č. 670/2004 Sb.

- 2. energetický balíček (směrnice EU 2003/54/ES a 2003/55/ES)  
> Zákon č. 158/2009 Sb.
- 3. energetický balíček (směrnice EU 2009/72/ES a 2009/73/ES)  
> Zákon č. 211/2011 Sb.

Poslední uvedená novela energetického zákona mimo jiné přinesla do české energetiky unbundling, prohlubuje ochranu zákazníka, posiluje nezávislost a působení ERÚ, zavádí autorizaci pro výstavbu elektráren nebo klade důraz na posílení bezpečnosti. Tímto zákonem je také dána působnost subjektů státní správy pro energetiku: ministerstva průmyslu a obchodu, energetického regulačního úřadu a státní energetické inspekce.

Z pohledu Smart Meteringu se do původního zákona přidává pouze zmínka o nutnosti provedení analýzy zavedení těchto systému, konkrétně do bodu „12k“ paragrafu „16“.

[20; 27; 41]

### **3.3.1.2 Zákon o hospodaření s energií č. 406/2000 Sb.**

Tento zákon sdružoval do české legislativy všechny směrnice EU, které jsou dnes nahrazeny výše popsanou směrnicí 2012/27/EU o energetické účinnosti.

Jeho struktura je rozdělena na části zabývající se mimo jiné:

- opatřeními pro zvyšování hospodárnosti užití energie
- povinnostmi při nakládání s energií
- pravidly pro tvorbu SEK
- pravidly pro program na podporu OZE, DEZ
- ekodesignem
- štítkováním spotřebičů
- informovaností a vzdělaností v oblasti OZE a DEZ

Problematika Smart Meteringu ani Smart Grids v aktuální verzi zákona uvedena není.

[20; 42]

### **3.3.1.3 Zákon o podporovaných zdrojích energie č. 165/2012 Sb.**

Poslední z uvedených zákonů se zaměřuje především na obnovitelné zdroje energie. Z výše popsaných evropských směrnic jsou do tohoto zákona zakomponovány především ty, které s tím přímo souvisí - tedy 2004/8/ES a 2009/28/ES.

Konkrétně zákon řeší tato témata:

- podpora elektřiny z OZE, DEZ a KVET
- podpora tepla z OZE

- podpora biometanu
- podpora decentralní výroby elektřiny

Přestože s problematikou Smart Meteringu i Smart Grids uvedená témata souvisí, není tato technologie nikde v dokumentu explicitně zmiňována.

Součástí zákona je dále i popis NAPu; podmínky pro jeho vytvoření, schvalování, aktualizace a následné využití.

[20; 43]

### **3.3.1.4 Státní energetická koncepce**

Z hlediska budoucího směřování a rozvoje energetiky je v ČR klíčovým dokumentem právě SEK. Vydává ji MPO na základě zákona č. 406/2000 Sb. V tomto dokumentu jsou definovány cíle a priority v energetice včetně konkrétních realizačních nástrojů ve výhledu příštích 30 let. Protože Smart Metering a potažmo i Smart Grids mají být přesně v této době v Evropě zaváděny, bylo by smysluplné, aby je dokument SEK ve svých vizích uváděl. Problémem je aktuálnost tohoto dokumentu – poslední schválená verze je z roku 2004, kdy se o SM a SG teprve začínalo mluvit v rámci EU. Poslední aktualizace je z listopadu roku 2012, ovšem stále není vládou ČR schválená.

V aktuálně platné verzi se může Smart Metering uvažovat pouze jako opatření k vyšší energetické efektivnosti. Je zde ovšem popsán cíl ČR zvýšit podíl obnovitelných zdrojů v energetickém mixu do roku 2020 (na 13 %) – k tomu je také možné technologie SM využít. Aktualizovaná verze už se ovšem podrobněji zaměřuje i na „rozvoj sítí, včetně řídicích a měřících prvků inteligentního měření“.

[27; 37]

### **3.3.1.5 Národní akční plán**

Dalším dokumentem MPO, který popisuje cíle pro budoucí rozvoj energetické soustavy, je „Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů“ zpracovaný na základě zákona č. 165/2012 Sb. Jeho aktuální verze z roku 2010 je zpracována na dobu 10 let; navazuje na SEK a popisuje požadovaný stav obnovitelných zdrojů energie v roce 2020.

S instalací obnovitelných zdrojů souvisí i Smart Metering. V NAPu je uvedena poznámka kopírující energetický zákon - nutnost vypracování studie měřících systémů jako jedno z opatření k dosažení cílů uváděných v tomto dokumentu.

Dále je zde stanoveno, jakou roli mohou hrát Smart Grids v české elektroenergetické infrastruktuře. Očekává se, že SG nahradí HDO v úloze řízení OZE. Nasazení této technologie také předpokládá maximalizaci účinnosti právě obnovitelných zdrojů.

[39]

### **3.3.1.6 Finanční analýza**

První analýza nákladů a výnosů byla zpracována již v roce 2006 skupinou ČEZ, která je dominantní energetickou společností na českém trhu, a Ministerstvem průmyslu a obchodu. V té době nemohla dopadnout jinak než negativně - náklady na novou a nevyzkoušenou technologii jednoznačně převýšily benefity (které také tehdy představovaly pouze malou část dnešních možností). [27]

Koncem roku 2012 však MPO vypracovalo na základě zákona č. 458/2000 aktualizaci ve formě komplexní studie, jejíž součástí je i finanční analýza. Dokument „Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR“ využívá všech znalostí získaných skrze pilotní projekty a podává ucelený přehled problematiky.

Výstup této „studie proveditelnosti“ je však také negativní – ekonomicky i technologicky. Závěrečné zhodnocení tento fakt zdůvodňuje:

- existencí HDO v naší soustavě (spolehlivé řízení spotřeby)
- fungujícím systémem záloh (nízké netechnické ztráty)
- technologií výroby komponent AMM (vysoká cena, nízká funkčnost)
- funkčním modelem trhu (konkurenční prostředí, nabídka tarifů)
- nezájmem zákazníků v rámci pilotních projektů (podílení se na řízení spotřeby)
- nepřipraveností legislativy a norem

Výhodnost zavedení systému v ČR by nastala v případě vyřešení všeho rozporovaného, především pak snížením ceny a zvýšením funkčnosti komponent AMM. S tím souvisí i výrazné zvýšení kybernetické bezpečnosti a spolehlivost celého systému. Také by muselo být zajištěno „Plug & Play“ nahrazení systému HDO. Jinými slovy, chytré měření bude v ČR výhodné zavést až poté, co ho ostatní členské státy EU odladí. Tento stav se předpokládá s náběhem systému Smart Grids.

Pro ulehčení rozhodování zákonodárců o následných krocích v problematice systému inteligentního měření v ČR udává dokument i následující doporučení:

- neprovádět národní roll-out SM, situaci přehodnotit v roce 2018
- rozšířit systém HDO (nové tarify, zachovat do 2020)
- sledovat technologický vývoj SM a SG
- zpracovat normy a standardy pro SM a SG (do 2017)
- pokračovat ve výzkumu v rámci pilotních projektů

[36; 38]

### 3.3.2 Pilotní projekty SM v ČR

K závěrům popsaným ve „studii proveditelnosti“ dopomohly i zkušenosti získané díky pilotním projektům SM v ČR. Lokality, kde pilotní projekty probíhají, jsou znázorněny na obrázku č. 5. Na základě této studie se národní roll-out v ČR prozatím nechystá, ovšem je doporučeno pokračování právě těchto projektů.



Obrázek 5: Pozice pilotních projektů SM na území ČR

#### 3.3.2.1 Pilotní projekt ČEZu

V testování chytrých elektroměrů se nejvíce angažovala skupina ČEZ. V roce 2009 společnost nainstalovala 2000 zařízení, která sloužila především k získání zkušeností se samostatnou technologií. Mezi lety 2010-2011 následovalo zprovoznění více než 32 000 elektroměrů pro pilotní projekt Smart Grids „FUTUR/E/MOTION“. V rámci tohoto projektu byla technologie SM testována i jako samostatný sub projekt nazvaný „WPP AMM“. Celkem společnost zkoušela technologii na vzorku cca 1 % tuzemského trhu v těchto lokalitách (viz obrázek č. 5):

- Jeřmanice
  - 4 000 chytrých elektroměrů
  - 329 distribučních trafostanic
- Pardubice
  - 25 000 chytrých elektroměrů
  - 427 distribučních trafostanic
- Vrchlabí
  - 5 000 chytrých elektroměrů
  - 28 distribučních trafostanic

Chytré elektroměry dodalo celkem 5 výrobců, byla tedy vyzkoušena i vzájemná kompatibilita. Data z nich byla sbírána do 3 datových centrál. V roce 2012 byl projekt WPP AMM na základě údajně malého zájmu zákazníků ukončen, chytré elektroměry však samozřejmě dále fungují.

V následném vyhodnocení projektu se potvrdily potenciální úspory na měření, na HDO a na zákaznických službách. Je to především díky možnostem vzdáleného odečtu. V původních plánech bylo také otestovat úspory na netechnických ztrátách, na to byl ovšem projekt příliš malý.

[11; 13; 27; 40]

### **3.3.2.2 Pilotní projekt PRE**

V Pražské energetice padlo rozhodnutí o uskutečnění projektu také v roce 2009. Realizace probíhala v Horních Měcholupech na Praze 15 (viz obrázek č. 5) od roku 2010, kdy byla nejprve zprovozněna řídicí centrála, GSM/GPRS komunikace a připraveno napojení na distribuční systém v celkem 12 distribučních trafostanicích. Následovala instalace prvních koncentrátorů a chytrých elektroměrů, kterých bylo do roku 2012 uvedeno do provozu přes 3000. Od roku 2013 je tento systém v běžném provozu a jeho rozšíření se zatím na základě rozhodnutí o státní neimplementaci a též díky malému zájmu zákazníků nechystá.

Pro projekt bylo využito chytrých elektroměrů od dodavatelů Landis&Gyr a ZPA. Na několika odběrných místech byl ve spolupráci s Pražskou plynárenskou a Veolii otestován i multiutilitní systém – tedy připojení chytrých plynoměrů a vodoměrů. U elektroměrů byl nastaven 15 minutový interval odečtu hodnot, celkem se v rámci projektu sbírá přes 1,6 miliardy hodnot za rok. Nyní se testuje PC aplikace typu externího domácího displeje – jsou do ní přenášena data z chytrého elektroměru a přes webové rozhraní je možné je sledovat a do budoucna snad celý systém i ovládat.

Z dosavadních zkušeností vyplývá nevhodnost komunikačních technologií PLC a GPRS k plošnému nasazení (významné rušení při sběru dat) nebo problémy s připojováním různých zařízení v rámci multiutilitního měření. Také velké množství sbíraných dat ukazuje na potřebu nasadit datové sklady a nástroje na zpracování a validaci těchto dat.

[13; 27; 35]

### **3.3.2.3 Pilotní projekt E.ONu**

E.ON začal s testováním v ČR jako první, již v roce 2006. Po zkušenostech z jiných pilotních projektů v rámci koncernu bylo rozhodnuto o instalaci 4000 chytrých elektroměrů na jihu Moravy, konkrétně do obcí Křižanovice, Rousínov, Ivanovice a Luleč (viz obrázek č. 5). Projekt testoval především chování technologie v našich podmínkách, jednalo se o vyzkoušení systémů na zpracování dat a komunikačních systémů (PLC a GPRS). Také bylo provedeno napojení na firemní systém SAP. [13; 27; 28]



## 4 Analýza budoucího vývoje SG v EU

### 4.1 Vymezení pojmu

V kapitole 3 byl pro účely této práce definován pojem „současný vývoj“ jako nová technologie, kterou požadují evropské zákony a která je momentálně plně připravena k zavedení. „Budoucím vývojem“ může být téměř cokoli - každá nová myšlenka může být označena jako budoucí stav. Avšak pro tuto analýzu bude lepší držet se reálných základů. Při zachování zavedené terminologie bude tedy „budoucí vývoj“ představovat to, co již dnes známe, směrnice Evropské unie pro to vyžadují další výzkum i budoucí implementaci a zatím se nejedná o plně rozvinutou technologii připravenou k okamžitému globálnímu zavedení na území jednoho státu či celé EU. Tento popis naplňuje komplexní a globální systém Smart Grids, který by se v brzké budoucnosti měl stát synonymem pro (nejen) evropské energetické sítě a systémy.

### 4.2 Rozvoj vedoucí ke Smart Grids

Inteligentní sítě budoucnosti nepřichází jako úplná novinka, projekt nezačíná na „zelené louce“. Jedná se vlastně o rozvoj a sjednocení aktuálních systémů. Snad největší očekávání jsou kladena do zajištění účinného a udržitelného využívání energie z obnovitelných zdrojů. Nejenže by systém měl umožnit její bezpečnější získávání a přenos, ale důležitá je i případná úspora této energie (např. skrze akumulátory energie). Efektivnější využívání těchto zdrojů je také částečným řešením pro dekarbonizaci systému, kterému pomůže i rozvoj e-mobility.

Ekonomické výhody Smart Grids vychází i ze Smart Meteringu – tedy jedné z budoucích částí celého systému. Právě SM zavádí do soustavy systém obousměrné komunikace, pomocí které se zajišťuje online interakce mezi dodavatelem a odběratelem. To umožňuje cílenější řízení celé sítě - tedy bezpečnější a levnější provoz. Zlepšení ekonomické situace však může být dalekosáhlejší, SG systémy mohou pomoci v posílení hospodářské soutěže. Pro celoevropskou implementaci inteligentních sítí bude potřeba velké množství nových součástek a dílů, jejichž návrh a výroba může nastartovat plno menších a středních podniků. To může znamenat zlepšení konkurenceschopnosti mezi elektrotechnickými a elektronickými subjekty.

[21]

Nejvýraznější pomocí pro další rozvoj Smart Grids je právě zmíněný Smart Metering. Jedná se o základní kámen celého systému SG. Do současné sítě přináší nejvíce inovativních technologií, ze kterých bude Smart Grids těžit (inteligentní zařízení na straně zákazníka, komunikační rozhraní a inteligentní centrálu na straně dodavatele). Zjednodušeně řečeno, Smart Grids budou stavět na Smart Meteringu. Proto také velké množství pilotních projektů chytrých sítí navazuje na pilotní projekty Smart Meteringu, případně se jednalo o společný projekt již od začátku. Jiné pilotní projekty SG se zase začaly objevovat po dokončení roll-outu SM. Tato budoucí analýza se ovšem dále zaměřuje pouze na projekty SG, resp. část projektů, která se komplexním pohledem na SG zabývá. [34]

Důležitost rozvoje Smart Grids, a tedy i důležitost výzkumu této technologie v rámci pilotních projektů si uvědomuje i Evropská unie. Kromě finančních dotací jednotlivým projektům se také snaží udržet si přehled o aktuálním vývoji. Na základě zjištěných informací se pak snaží zapracovávat jednotlivé poznatky do svých legislativních dokumentů, ale také vytvářet studie pro zlepšení informovanosti všech zainteresovaných složek. Povinnosti hlídání pokroku jsou pak v rámci Unie delegovány například na tyto organizace:

- Evropská technologická platforma pro elektrické sítě budoucnosti (ETP SG)
- Společné výzkumné středisko Evropské Unie (JRC)
- Evropská klimatická nadace (ECF)
- Evropské společenství v oblasti výzkumu a vývoje (CORDIS)
- Sdružení evropských přenosových sítí (ENTSO-E)

Ty nejenže sledují aktuální progres, ale také se snaží vytvářet „návody“, co všechno je nutné v rámci projektů ještě udělat nebo jak v řešení jednotlivých problémů postupovat. Jedním z takových plánů je dokument „Roadmap 2050“ od ECF, který se snaží definovat postupy vedoucí k nízkouhlíkové Evropě, což je de-facto i agenda Smart Grids. Dalším takovým návodem je „SmartGrids Strategic Research Agenda 2035“ od ETP SG, který je detailně popsán a rozebraný v příloze č. 9.

### 4.3 Globální pohled na projekty Smart Grids

Pro další úvahy a analýzy budoucích situací je nutné začít u současných projektů Smart Grids. Takových je momentálně okolo 500 a můžeme je rozdělit podle následujícího zaměření, resp. stupně pokroku:

- **R&D**

U projektů „Research & Development“ dochází především k teoretickému výzkumu a vývoji, dále pak k aplikaci zjištěného na skutečné technologie a k experimentálnímu nasazení připravené technologie.

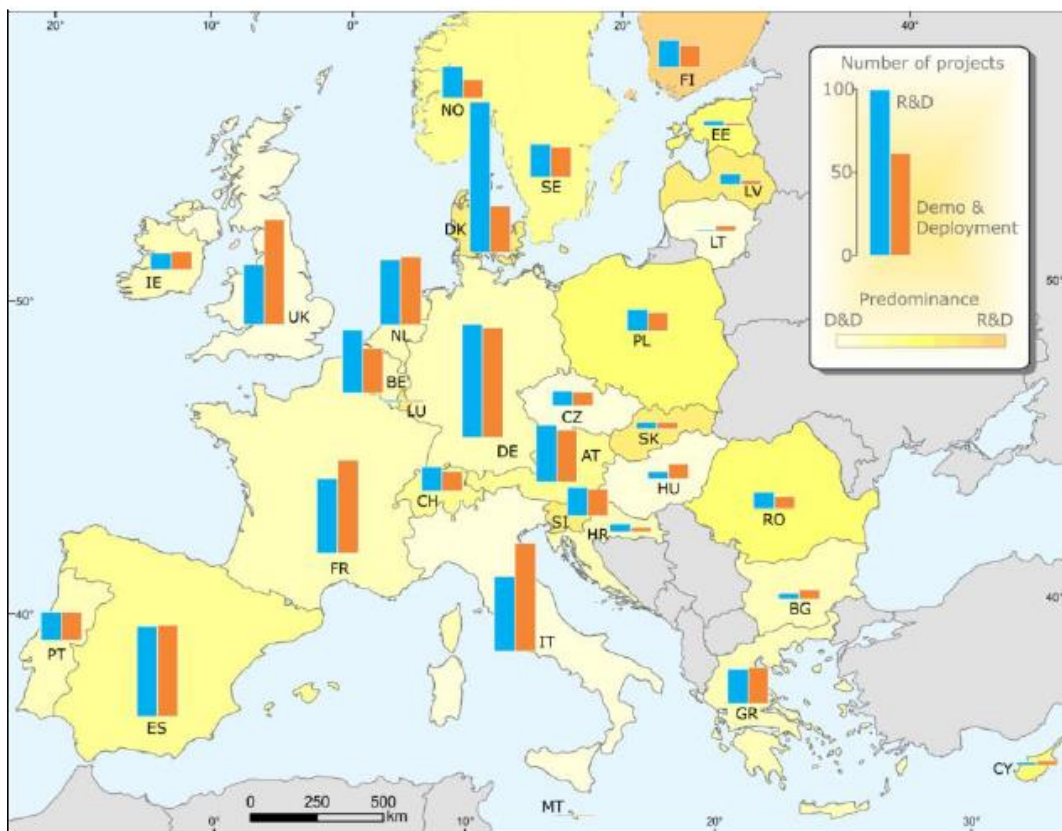
- **D & D**

Projekty „Demonstration & Deployment“ již implementují vyzkoušené technologie v malém měřítku ke koncovým zákazníkům, avšak pořád pouze za účelem testování a základní osvěty zainteresovaných složek. Projekty je možné dále rozdělit na „Demonstration“ a „Deployment“, které se většinou liší velikostí nasazení a rozsahem zkoušek.

Projektů ve fázi R&D existuje momentálně 211, v další fázi jich je 248. K ostatním projektům neexistují žádná veřejná data, není tedy možné je nijak zařadit ani zkoumat. Kompletní seznam všech známých projektů je uveden v příloze č. 1. První projekty se v EU objevily v roce 2004, nejvýraznější rozmach pak přišel mezi roky 2011 a 2012. Některé projekty již veškeré testování

ukončily, většina aktuálně neuzavřených projektů pak bude oficiálně testována minimálně do roku 2017. Takových je dnes cca 221, tedy méně než polovina.

Největší množství projektů je v Německu, celkem 77. Ve všech zemích, kde se SG testuje, je přibližně vyrovnaná bilance v zastoupení R&D projektů a D&D projektů. Tento fakt neplatí pro Dánsko, kde R&D projekty trojnásobně převyšují - proto také z této země přichází největší progres ve výzkumu a vývoji SG. Množství projektů v jednotlivých zemích, včetně rozdělení na R&D a D&D je znázorněno na obrázku č. 6.



Obrázek 6: Počet a rozdělení projektů SG v zemích EU [34; 44]

Od začátku výzkumů se do všech projektů zainvestovalo celkem 3,15 miliard € (přibližně 10 % částky potřebné pro evropský roll-out SM). Nejdražší investice jsou ve Francii a Velké Británii (tomu odpovídá i rozsáhlý rozvoj SM v těchto státech – projekty SG je na čem stavět); ve spojení s Německem pak tyto 3 země představují téměř polovinu veškerých investic.

Ze zmíněné částky patří přes 70 % projektům typu D&D. Je tedy evidentní, že výroba, nákup a instalace jednotlivých zařízení jsou daleko výraznějšími položkami nežli samotný vývoj a výzkum. Překvapující není ani fakt, že 60 % celkové investované částky je ve stále aktivních projektech – SG potřebují intenzivní a rozsáhlý výzkum a vývoj před učiněním dalších rozhodnutí.

Při porovnání velikosti projektů dle velikosti investic se ukazuje, že většina jich je malých rozměrů (přes 75 % projektů pracuje s rozpočtem menším než průměrný rozpočet na projekt – 7,5 mil. €); rozdělení všech projektů dle velikosti je znázorněno v tabulce č. 5.

Tabulka 5: Počet pilotních projektů SG dle rozpočtu [34]

Rozpočet projektu [mil. €]	Počet projektů [ks]
2,5 a méně	Přes 160
2,5 až 7,5	Přes 150
7,5 až 20	50
20 až 30	28
30 a více	20

Pilotní projekty jsou financovány z různých zdrojů, nejvíce peněz však přichází ze soukromého sektoru. Toto je i případ v ČR, kde je přes 70 % rozpočtu projektů SG pokryto z privátních peněz (v tomto ohledu je ČR nejhorší zemí v EU). Druhým největším „investorem“ jsou granty Evropské unie. Dalším zdrojem peněz jsou státní dotace (nejvíce zastoupeno v Německu), z čehož zvláštní postavení mají investice od regulátora trhu (Dánsko). Státní peníze se nejčastěji využívají na D&D projekty, evropské financování je více používáno pro výzkum a vývoj. Neexistuje projekt, který by rozpočet naplňoval kombinací ze všech zmíněných zdrojů, ale naopak téměř všechny projekty mají více než jednoho investora.

Protože Smart Grids nezasahují pouze do energetiky, ale mají dalekosáhlejší dopad i do ostatních sektorů, tak ani vývoj v rámci pilotních projektů není otázkou pouze pro energetické společnosti. Na každém projektu se podílí průměrně 9 organizací, které se dají rozřadit do těchto kategorií:

- DS
- TS
- Univerzity, výzkumná centra
- IT společnosti
- Komunikační společnosti
- Výrobci dílů & servisní společnosti
- Obchodníci s elektřinou, poskytovatelé
- Energetické společnosti generující elektřinu
- Obce & vlády

Celkem se na projektech v rámci EU podílí téměř 1700 společností, které spadají pod tyto kategorie. Z prozatím uskutečněných investic nejvíce prostředků připadlo univerzitám a výzkumným centrům (cca 35 %), dále pak distribučním společnostem. Toto paradigma platí i pro objemy soukromých prostředků. Odpovídá tomu i účast na jednotlivých projektech, kdy u téměř 60 % z nich byly univerzity / výzkumná centra přítomny. Zatímco angažovanost u R&D projektů je největší právě pro univerzity nebo výzkumná centra, u D&D projektů se již jedná o přibližně vyrovnanou kooperaci těchto subjektů s DS a obchodníky s elektřinou. K největší spolupráci více subjektů dochází v Dánsku, což koresponduje s jejich přínosem pro tuto technologii.

Jednotlivé projekty nemusí být záležitostí pouze jednoho státu, naopak velice často dochází k mezinárodní spolupráci a sdružování. Celkem 172 projektů sdílí více národů, čímž se propojují

nejen získané znalosti, ale i finance a partneři. Tyto projekty mají i větší podporu Evropské unie, protože právě její cíl je vytvořit pan-evropskou energetickou síť – tomu spolupráce jen nahrává. Největší počet zastoupených zemí v jednom projektu je 16 (projekt ELECTRA). Nejvíce aktivní je ve sdružování či pomoci Španělsko a Česko. K nejužší spolupráci dochází logicky mezi západní Evropou (Německo, Francie, Dánsko) – právě v těchto zemích je zatím nejvýraznější pokrok.

S rozsáhlejší spoluprací se však také pojí největší problémy. Prozatím nejhorší zjištěný problém je v komunikaci a sdílení dat nejen mezi projekty, ale i mezi subjekty. Veškeré sdílení výsledků probíhá na dobrovolné bázi, což mimo jiné přináší neochotu dělit se o data z neúspěšných projektů. Tím se bohužel u novějších projektů nedá předejít problémům, které již mohly být jinde vyřešeny. Proto se celkový pokrok zpomaluje a stojí více peněz.

[34; 44]

### 4.3.1 Zaměření SG projektů

Při tak rozsáhlém množství pilotních projektů je pro efektivní sledování a vyhodnocování výsledků důležité definovat a rozeznávat cíle výzkumu. Systém Smart Grids je rozsáhlou komplexní strukturou více prvků (současných i budoucích). Tento systém by měl být sice sledován jako celek, velice důležité je však i podrobné sledování jeho jednotlivých částí. V rámci projektů jsou v EU řešeny především tyto kategorie SG, které je vhodné rozeznávat samostatně:

- **Řízení chytré sítě**

Snad nejdůležitější částí je právě základní funkce Smart Grids, tedy komplexní řízení celé soustavy prvků. Jedná se o flexibilitu sítě, automatizaci a monitoring. Nejdůležitějšími parametry, které je nutné zavést a testovat, je sledovatelnost sítě v rámci celé EU (nové rozvody, komunikace, SM) a především ovladatelnost sítě (navíc nové řídicí prvky, ochranné prvky, diverzifikace zdrojů, automatická rekonfigurace sítě).

- **Integrovaní obnovitelných zdrojů (především velkých)**

Jeden z hlavních důvodů pro zavádění SG. Je nutné zkoumat nástroje pro plánování a kontrolu těchto zdrojů, stejně jako jejich integraci do distribučních i přenosových sítí při zajištění ochrany sítí. Dále je zde problémem například předpovídání produkce těchto zdrojů, tedy predikce počasí pro FVE a VTE.

- **Integrovaní decentralizovaných zdrojů**

V této kategorii je vhodné zaměřit se na možnosti integrace těchto zdrojů společně se zajištěním jejich spolehlivosti. Decentralizované zdroje by měly přinést především aktivní podporu sítě, pomoc při jejím monitorování a ochraně.

- **Agregace**

Implementace mechanismů agregace energie skrze např. virtuální elektrárny.

- **Smart home**  
Integrace domovní automatizace.
- **E-mobility**  
Integrace elektromobilů a jejich další využití pro SG.
- **Smart Metering**  
Zapojení připravených SM systémů do celého systému.

Jak je možné z důležitosti jednotlivých kategorií odhadnout, nejméně finančních prostředků bylo prozatím investováno do výzkumu řízení chytré sítě (v rámci R&D i D&D projektů). Trend objemnosti investic (a tedy relativní důležitosti kategorie) se ovšem v průběhu let měnil. Zatímco zpočátku (cca rok 2007) bylo více peněz utráceno na projektech Smart Home (možná poněkud předčasně – na tento systém nebylo pohlíženo jako na součást většího celku) a na Smart Meteringu, v roce 2010 již přišel boom s integrováním velkých obnovitelných zdrojů (s počtem instalovaných zdrojů se projeví jejich negativní účinky na spolehlivost sítě). Vývoj investování do řízení chytré sítě byl po celou dobu existence projektů konstantní.

Zajímavý je také zájem jednotlivých zainteresovaných společností o konkrétní kategorie. Dva subjekty, které se danému problému nejméně věnují, jsou uvedeny v tabulce č. 6. V této tabulce je také možné vidět národnostní preference (opět 2 země, které se problémem nejméně zabývají). Zatímco v zemích západních Evropy je výzkum jednotlivých kategorií celkem rozložen, v Česku je téměř veškerá kapacita směřována do řízení chytrých sítí.

[34; 44]

Tabulka 6: Zájem jednotlivých společností a národů o daný problém [34]

	Společnost 1	Společnost 2	Stát 1	Stát 2
<b>SG management</b>	Univ. / Výzk. centra	DS	UK	FRA
<b>Integrace OZE</b>	Univ. / Výzk. centra	Výrobci tech.	SPA	FRA
<b>Integrace dec. zdrojů</b>	DS	Univ. / Výzk. centra	FRA	ITA
<b>Agregace</b>	Univ. / Výzk. centra	Dodavatelé en.	GER	FRA
<b>Smart Home</b>	DS	Univ. / Výzk. centra	UK	FRA
<b>E-mobility</b>	Univ. / Výzk. centra	Dodavatelé en.	GER	AUT
<b>Smart Metering</b>	Dodavatelé en.	DS	SPA	UK

#### 4.4 Analýza konkrétních projektů v EU

Smart Grids projekty se liší svojí velikostí, s tím související velikostí rozpočtu, ale i svým zaměřením nebo působností (národní vs. mezinárodní projekty). Některé zkoumají systém jako celek, jiné jen některé části, další pouze jeden prvek. Rozdílná je také délka projektů - průměrná životnost projektů je 3 roky. Pro každý projekt se obvykle nejprve definují jeho cíle, poté se připravuje potřebná technologie, následuje její implementace, testování a na závěr se vše

vyhodnotí. U rozsáhlejších pilotů pak nemusí 3 roky stačit ani na přípravu k testování. Nainstalovaná technologie po ukončení projektu zůstává na místě, používá se za běžného provozu, a v budoucnu by se měla stát součástí celoevropského systému Smart Grids.

Tyto parametry jsou pro všechny ukončené i aktivní projekty uvedeny v příloze č. 1. Na pilotní projekt se ovšem nedá pohlížet jako na soubor parametrů, důležité jsou především jeho výstupy. Nejvíce směrodatné jsou výsledky z již ukončených projektů (vybrané uzavřené projekty jsou popsány v kapitole 4.4.1). Užitečnou informační hodnotu však přináší i průběžné výsledky z aktivních projektů. Odpovědi na nejnovější trendy by měly přinést projekty, které právě vznikají. Jen v roce 2013 se jednalo o 42 nových projektů s celkovým rozpočtem přes 400 mil. € (vybrané nové projekty jsou popsány v kapitolách 4.4.2 – 4.4.4).

#### 4.4.1 Ukončené projekty

Pro další vývoj technologie Smart Grids je nejideálnější poučit se z výstupů již uzavřených projektů. Na těchto projektech se otestovaly stanovené cíle a kladné i záporné závěry mohou posunout další výzkum. Mezi momentálně neaktivními projekty, které byly vyhodnoceny jako úspěšné, je vhodné uvést tyto:

- **eTELLIGENCE**

Tento čistě německý projekt existoval mezi lety 2009-2013. Jeho zaměřením bylo především řízení chytré sítě a aplikace typu Smart Home. V rámci toho se D&D projekt zaměřil na flexibilitu dodávky energie v kombinaci s výrobou z OZE (650 SM a domácích displejů, aplikace dynamických tarifů, integrace decentralizovaných zdrojů k regulaci nestabilní dodávky). Výsledkem byla 13% úspora spotřeby energie. Také se ověřila vhodnost některých zdrojů k možnému využití pro skladování energie (především termo-energetické systémy).

- **WEB2ENERGY**

Mezinárodní projekt typu D&D fungující mezi roky 2010-2012 se zaměřoval na řízení chytré sítě v kombinaci s agregačními prvky. Ve spolupráci Německa, Švýcarska, Rakouska, Nizozemí a Polska bylo nejprve nainstalováno 200 SM, dále vytvořen řídicí systém a následně zprovozněna „chytrá“ distribuce (regulace opět pomocí decentralizovaných zdrojů). V projektu byly testovány automatizované tarify, které se tvořily 3 dny dopředu na základě předpovědi počasí, a ceny spotové elektřiny. Hlavním zjištěním bylo 15% snížení špiček v odběrovém diagramu.

- **CELL-CONTROLLER PROJECT**

Jeden z prvních projektů vedených k výzkumu řízení chytré sítě, integrace obnovitelných zdrojů i decentralizovaných zdrojů vznikl již v roce 2004 a trval 7 let. Na původně Dánském projektu se následně podílelo i Německo a Spojené státy americké. Hlavním cílem bylo vytvoření bezpečného ostrovního provozu, který bude pracovat autonomně a který se bude umět připojit zpět na hlavní síť. Systém, který se skládal

z jednoho 150/60 kV transformátoru, 13 transformátorů 60/10 kV, 5 kogeneračních zdrojů a 47 větrných elektráren dokázal rozdělit distribuční síť na autonomní buňky (odtud název projektu; cell = buňka). Ostrovní provoz byl úspěšně otestován, jako pozitivní se ukázala i integrace decentralizovaných zdrojů umožňující balancování činné a jalové energie.

[44]

#### 4.4.2 Arrowhead

Jeden z největších projektů Smart Grids, který je stále ve fázi realizace, vznikl v roce 2013 ve Švédsku. Jeho velikost je dána především počtem zemí a subjektů, které se to něj zapojily. Participuje zde celkem 15 národů EU (včetně ČR) a 77 firem. Tento D&D projekt se zaměřuje na všechny výše popsané kategorie výzkumu a měl by trvat až do roku 2018. Jedná se tedy o komplexní Smart Grids systém, který zasahuje do více než poloviny států EU.

Projekt potvrzuje výše popisované zvyklosti - je totiž koordinován Švédskou univerzitou „Lulea University of Technology“. Za jeho vznikem stojí analýzy, podle kterých jsou obrovské technologické i obchodní nedostatky v určitých odvětvích Smart Grids. Jedná se o odvětví výroby energie, chytrých budov, e-mobility a virtuálního energetického trhu. Skrze demonstrační projekty se tyto kategorie budou řešit jako samostatné části i jednotný celek. Konkrétně se projekt bude zabývat:

- vytvořením funkčního a spolehlivého technického řešení
- návrhem možností integrace právních systémů
- implementací systému pro automatizovanou kooperaci těchto systémů
- standardizací řešení pro rozsáhlejší použití

[34]

#### 4.4.3 FINESCE

„Future Internet Smart Utility Services“ je dvouletým německým D&D projektem. S účastí ČR, dalších 9 zemí a 30 firem se od roku 2013 zkoumají především IT služby pro Smart Grids. Jedná se o jednu z částí globálního programu EU „Future Internet Public Private Partnership Program“.

Tento projekt je veden německou telekomunikační firmou Ericsson. Jeho cílem je vytvoření evropské IT infrastruktury a aplikací vhodných pro Smart Grids. Bude chtít ukázat, jak velký vliv mohou IT služby mít ve využívání jednotlivých energetických SG služeb. S tím souvisí i testování, které bude probíhat ve všech zúčastněných zemích a které se bude týkat:

- efektivnosti využití energie v domácnostech
- efektivnosti využití energie v průmyslových budovách
- vytvoření nového elektronického „prosumer“ trhu



- mezinárodní virtuální elektrárny
- využití e-mobility

[34]

#### 4.4.4 GARPUR

Posledním popisovaným projektem je „Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic risk assessment“. Vznikl v roce 2013 a zabývá se pouze řízením chytré sítě. Na tomto D&D projektu kooperuje dalších 12 států (opět včetně ČR) a 27 společností. Podle nynějších plánů by měl být aktivní do roku 2017.

Cílem projektu je navržení, vytvoření a vyhodnocení nových spolehlivostních kritérií pro energetické sítě, které dokáží zefektivnit tento sektor v evropském měřítku. Bude studováno několik alternativních přístupů, které by mohly vést k řešení. Ty budou po analýze a schválení testovány v rámci celoevropských pilotních projektů (tj. testování přenosových sítí a jejich evropské propojitelnosti).

Protože hlavní dopad bude na přenosové sítě, nejdůležitějšími participujícími subjekty jsou právě přenosové společnosti zemí, kde testování bude probíhat. Jedná se o Belgii, Bulharsko, Českou republiku, Dánsko, Island a Norsko. Výsledkem tohoto projektu by měla být implementační roadmapa (představující technické řešení se zahrnutím regulačních a sociálně ekonomických kritérií). Ta by měla obsahovat návod k úpravám přenosových sítí, které z nich udělají spolehlivou pan-evropskou přenosovou síť.

[34]

### 4.5 Pilotní projekt SG v ČR - Futur/E/Motion

Pilotní projekt Smart Grids v Česku je součástí globálnějšího evropského projektu „GRIDS4EU“, který s cílem vytvoření rozsáhlých demonstračních lokalit SG uskupuje 6 států a 27 partnerů (spolupracujících firem). Jedná se o nejvíce dotovaný program z prostředků Evropské unie vůbec (z celkového rozpočtu 54 mil. € je 25 mil. € z EU). Očekávají se od něj výsledky ve formě snadno replikovatelných řešení použitelných v globálním měřítku. Tento pětiletý projekt je od roku 2011 realizován distribučními společnostmi v následujících zemích:

- Česká republika (ČEZ Distribuce)
- Francie (ERDF)
- Německo (RWE)
- Itálie (ENEL Distribuzione)
- Španělsko (Iberdrola)
- Švédsko (Vattenfall Eldistribution)

GRIDS4EU se zaměřuje na komplexní problematiku Smart Grids (z kategorií uvedených v kapitole 4.3.1 pokrývá všechny). Jeho konkrétní přínos by měl být ve vytvoření a otestování technologií SG, definování potřebných standardů, provedení finančních analýz a sestavení plánů pro celoevropskou implementaci inteligentních sítí.

Česká část projektu, tedy koncept Futur/E/Motion, funguje již od roku 2010 v severočeském městě Vrchlabí (díky vhodné velikosti města i existenci zdrojů OZE v okolí). Projekt byl navržen ČEZem k ověření funkcionality systému SG a jeho začlenění do distribuční soustavy. V této lokalitě se jedná o aktivní zapojení účastníků, integraci kogeneračních jednotek i zdrojů OZE a testování vlivu e-mobility na stabilitu sítě. Od projektu si také ČEZ slibuje snížení ztrát v síti a otestování nových prvků (především ochranných a monitorovacích zařízení).

Už od začátku projektu se jednalo o širší pojetí než jen o výzkum a vývoj technologie – souběžně se rovnou začalo i s instalací Smart Meteringu a s tím souvisejících úprav na NN a DTS. (samostatný projekt SM popsán v kapitole 3.3.2.1). Počátkem roku 2011 se k systému začaly doplňovat automatizační a monitorovací prvky. V roce 2012 se již dostalo i na „Smart Grids“ implementaci, kdy projekt přešel do fáze zapojování OZE a také dalších řídicích prvků SG. Navíc se do sítě připojily dobíjecí stanice pro e-mobilitu. Tím byly pokryty veškeré plánované implementační aktivity, jejichž momentální stav je:

- úpravy na síti VN – hotové z 80 %
- rekonstrukce DTS – hotové z 55 %
- úpravy na síti NN – provedena výměna v lokalitě pro ostrovní provoz
- výstavba kogenerační jednotky pro ostrovní provoz – hotové ze 100 %
- komunikační síť – vybudována, postupné zprovoznění

Po zapojení do projektu GRIDS4EU došlo také na definici konkrétních cílů projektu Futur/E/Motion:

- **Automatizace sítě NN**

Systém je připraven, po zapojení na lokální řídicí systém dojde ke spuštění provozu.

- **Automatizace sítě VN**

U tohoto bodu se čeká na dokončení rekonstrukce DTS a TS 35/10 kV a dále zapojení na lokální řídicí systém a dispečerský řídicí systém.

- **Ostrovní provoz**

Pro ostrovní provoz byl vystavěn kogenerační zdroj 1,6 MWe. Testování ostrovního provozu na NN aktuálně probíhá, dále je v plánu testování na VN.

Projekt byl původně naplánovaný do roku 2015, ovšem v rámci GRIDS4EU bude testován až do roku 2016. Z implementačního hlediska se kromě zmíněné rekonstrukce TS 35/10 kV, zbylých DTS a zprovoznění lokálního řídicího systému bude také aktuálně dokončovat výměna kabelů VN, instalace dalších monitorovacích prvků a zprovoznění komunikace na všech úrovních.

[11; 13; 34; 46; 47; 48]

## 4.6 Další vývoj, návaznost na Smart Grids

Po globálním zavedení systému Smart Grids a po správném nastavení všech technických, technologických i obchodních parametrů a modelů nastanou v celém energetickém sektoru výrazné změny. Tradiční pasivní systém dodávky energií přestane existovat, nově bude vše závislé na obousměrné komunikaci mezi zákazníkem a dodavatelem. Odběratel, jako koncový uživatel, bude aktivně do celého systému zapojen. Jistě se v EU najde plno zákazníků, kterým tento systém „plné kontroly“ bude naprosto vyhovovat, ale jen těžko si lze představit např. starší generaci, jak se rozhoduje „kdy zapnout pračku“ (využívání elektrických spotřebičů v době levnější energie). Proto dalším krokem po zavedení SG bude právě „převýchova“ zákazníků. V opačném případě by celý projekt měl daleko menší rozsah působnosti a mnoho predikovaných benefitů by zůstalo nenaplněno.

Poučení spotřebitelů je zcela zásadní záležitostí, a proto je již dnes součástí pilotních projektů SG testování chování zákazníků a výchovné působení na zákazníky. Z kategorií popsaných v kapitole 4.3.1 se jedná o projekty typu „Smart Cities“, „Smart Home“ nebo „Smart Customer“. Tyto projekty existují již od začátku uvažování o SG; dnes se na toto téma zaměřuje přes 100 pilotních projektů (většina na domácnosti, nikoliv na privátní sektor). Velké množství projektů je vedeno na území západní Evropy (Francie, Benelux, Dánsko) distribučními společnostmi, nové projekty však vznikají i na území ostatních států evropské osmadvacítky.

Jedním z těchto „nových“ projektů je španělský „BESOS“ (Building Energy Decision Support for Smart Cities – holistic approach to a community level dimension – R&D project). V kooperaci s Německem, Řeckem a Portugalskem se bude po tři roky 11 subjektů snažit naplnit zadaný cíl – adaptovat vybranou oblast na nový a koordinovaný rozhodovací systém řízení využívání energie. Testy budou probíhat na území Barcelony a Lisabonu a ve výsledku se očekává snížení spotřeby energie při zachování její kvality. [34]

Jisté však je, že i přes tyto projekty (které pokrývají minimální a navíc předem určené složení obyvatelstva), bude nutná další „osvěta“. A to lze jen těžko udělat při neexistenci Smart Grids – proto se bude jednat o vývoj nutně navazující na implementaci chytrých sítí.

## 4.7 Alternativy k SG

Ke komplexnímu systému Smart Grids jako takovému neexistuje žádná alternativa (snad kromě udržování současného systému). Odlišný přístup lze ovšem zvolit v implementaci systému, resp. u řešení některých aktuálních problémů. Například je pravděpodobné, že výzkum a vývoj systémů skladování energie bude ještě nějakou dobu trvat a bude stát plno peněz. Zde se nabízí

jako alternativní řešení výraznější využití přečerpávacích vodních elektráren. Stávající je možné rekonstruovat, anebo se rovnou mohou stavět nové. Nevyužitá energie z OZE se do těchto zdrojů může „ukládat“ a tím bude prozatím možné alespoň její část uchovat.

Jinak se dá uvažovat i o ostrovních systémech, které budou součástí Smart Grids a byly řešeny například v projektu Cell-Controller. V případě plně nezávislého systému se dá mluvit o „Micro grids“. V systému se musí vyskytovat zdroje produkující dostatečné množství energie, kterou „vnitřní“ síť potřebuje ke své funkci. To je dnes většinou řešeno pomocí OZE. Případně jsou potřebné připojovací/odpojovací transformátory (sloužící jako most mezi distribuční soustavou a vnitřní soustavou), ochranné prvky, komunikační prvky a v případě rozsáhlejšího pokrytí i vnitřní market. Micro grid systémy existují již dnes, většinou v rámci univerzit, nemocnic či na odlehlých místech, které nejsou připojeny na síť. [13; 34]

### 4.7.1 Super grids

Dalším z aktuálních problémů EU je doprava energie z farem větrných elektráren do míst velké spotřeby. Ten nastává především v německé přenosové síti, která není na tak velké výkony dimenzovaná. Řešení by mohlo být i jiné než za pomoci Smart Grids nebo některých z jejich částí. Zde představuje alternativní přístup tzv. „super-grid“, tedy pan-evropská síť stejnosměrného vysokého napětí (600 kV, 800 kV). Ilustrace tohoto systému je na obrázku č. 7. Funkčnost spočívá ve vytvoření „Supernodů“, které nashromáždí velké množství energie z OZE (např. z větrných elektráren v Severním moři) a pošlou ji do potřebných lokalit. I tento systém by přispěl k naplnění některých evropských požadavků (dekarbonizace soustavy, lepší využívání energie z OZE, zefektivnění evropské přenosové soustavy).



Obrázek 7: Koncept Super grids [45]

Výhodou super grids by byla efektivní a levná doprava energie, zjednodušilo by se plánování přenosu. Problémy ovšem nastávají opět s implementací této technologie – ne všechny potřebné prvky jsou již dnes k dispozici, opět by byl nutný rozsáhlý výzkum a vývoj. Dále není pro tento systém připravena legislativa, otázkou je také fungování trhu. Není ani jasné, jak velké by byly ztráty na vedení.

[13; 45]

## 5 Reálná implementace SG v podmínkách ČR

### 5.1 Řešená situace

Jak již bylo popsáno v kapitole 3 a 4, podoba dnešního energetického průmyslu se nenávratně mění. Je tedy vhodná doba se do tohoto vývoje zapojit a angažovat se ve výzkumu a vývoji nových technologií. Důkladná příprava na „převrat“ může znamenat konkurenční výhodu, v opačném případě nemusí společnost vůbec přežít. Některé subjekty na energetickém trhu jsou dokonce nuceny podrobněji se technologií Smart Grids zabývat. Zadávají jim to evropské směrnice (popsané v kapitole 2), státy, na jejichž území působí, či vlastní strategie k rozvoji a implementaci nových technologií (tyto strategie by měly být v souladu s dlouhodobými cíli Evropské unie).

Cestou vývoje jde i skupina E.ON, pro kterou se jedná o dodržování celopodnikových cílů. V rámci koncernu již existovalo několik pilotních projektů, některé i v ČR – a to i přesto, že to zákony ČR nevyžadují (viz kapitola 3.3.2). E.ON se však snaží ve výzkumu a vývoji technologie pokračovat, proto hledá vhodná místa ve své DS, kde by mohl nové prvky do sítě nasadit. Jedním z takových míst je i město Dubňany – Jarohněvice. České vedení E.ONu o realizaci projektu v tomto městě uvažuje, při rozhodování by mohl jako jeden z podkladových materiálů být využit i výstup této práce.

#### 5.1.1 Skupina E.ON

E.ON je přední světová energetická společnost, která byla založena v roce 2000 se sídlem v německém Düsseldorfu. Vznikla sloučením dvou německých energetických firem VEBA a VIAG a dnes působí ve více než 30 zemích na



Obrázek 8: Logo společnosti E.ON [29]

světě, kde se stará o 26 milionů zákazníků. Obrat společnosti v roce 2012 na jejich hlavních trzích (Evropa, Rusko, Severní Amerika) činil 132 miliard €. Celosvětově se angažuje v oblastech výroba elektřiny (mix obnovitelných, konvekčních i decentralizovaných zdrojů o celkové výrobní kapacitě 68 GW), distribuce elektřiny, vývoj a výzkum nových technologií, produkce a dodávka zemního plynu, uložení a transport zemního plynu, obchodování s energetickými komoditami a také obecně prodej. Společnost má za svůj dlouhodobý cíl vytvářet kvalitní a „čistou“ energii, který naplňuje díky své podnikové strategii „cleaner & better energy“. Dalším cílem společnosti je transformace z evropského dodavatele energií na globální.

Celý koncern je rozdělen podle funkce a podle země, kde působí. Globální (funkční) jednotky řídí výrobní portfolio, obchodování s energiemi, investiční projekty, inovační technologie a globální podnikání v oblasti zemního plynu. 11 regionálních jednotek řídí aktivity v dané oblasti, tedy energetické sítě, výrobu a maloobchodní transakce. Mezi takové jednotky patří i Česká Republika.

V ČR společnost působí od roku 2001, kdy byla založena jako E.ON Czech Holding AG. Společnost působí v Jižních Čechách, na Vysočině, Jižní Moravě a na Zlínsku - v roce 2003 převzala majoritní podíly akcií ve společnostech JČE a JME (Jihočeská; Jihomoravská energetika). Od roku 2006 působí v ČR i na trhu se zemním plynem, když převzala podíly v JČP a PP (Jihočeská, Pražská plynárenská). Skupina E.ON má i díky unbundlingu dnes v ČR následující strukturu:

- E.ON Česká republika, s.r.o. (koordinace a řízení všech aktivit v ČR)
- E.ON Energie, a.s. (Obchodování s elektrickou energií a zemním plynem v ČR)
- E.ON Distribuce, a.s. (DS elektrické energie – Jižní Čechy, Jižní Morava; DS zemního plynu – Jižní Čechy)
- E.ON Trend s.r.o. (Výroba elektrické energie a výroba a rozvod tepla v ČR)
- E.ON Servisní, s.r.o. (Výstavba, provoz, údržba energetických zařízení v ČR)

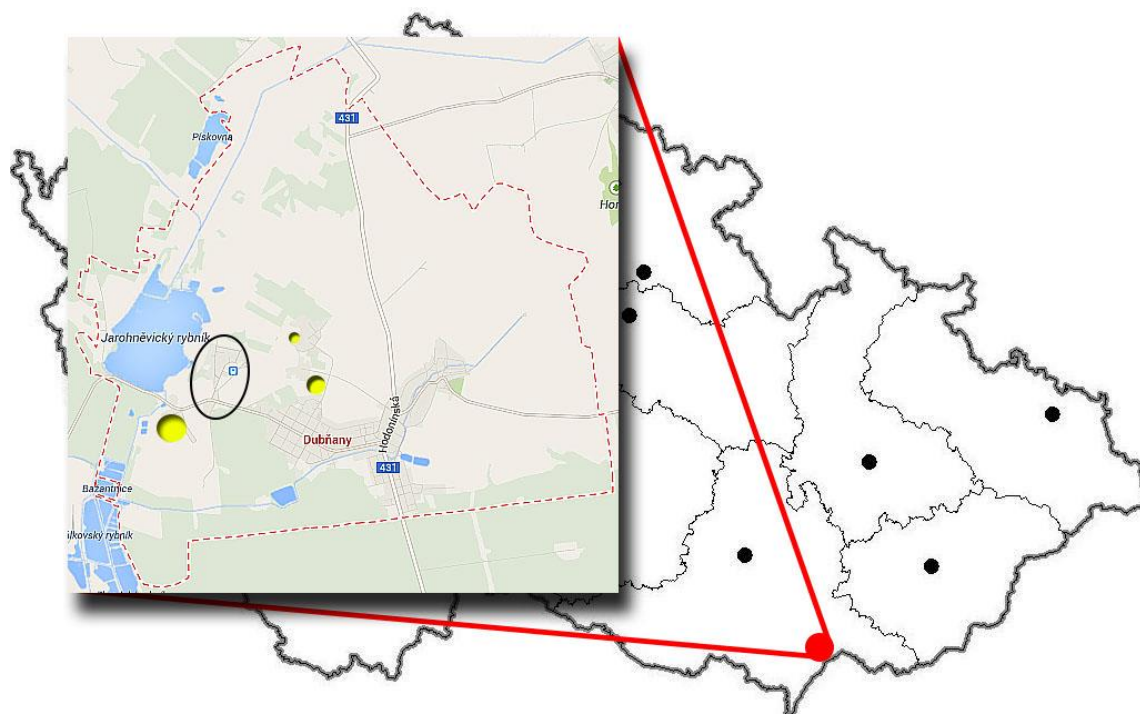
Právě společnost E.ON Distribuce má na starosti implementaci nových technologií, včetně Smart Meteringu a Smart Grids.

[28; 29]

## 5.2 Výchozí stav řešené situace

### 5.2.1 Popis vybraného města

Jarohněvice jsou částí města Dubňany, které se nachází v okrese Hodonín v Jihomoravském kraji. Celé město má rozlohu 22,57 km<sup>2</sup>, podle údajů ČSÚ zde k 1. 1. 2014 žilo 6391 obyvatel (průměr za posledních 40 let je 7000) a průměrný věk byl 41,9 let. Město vzdálené 8 km od okresního města Hodonín je známé právě kvůli své části Jarohněvice, která byla jako první historicky doložena.



Obrázek 9: Přibližná pozice města Dubňany v ČR

Důležitějším faktem pro uvažování realizace projektu v této oblasti ale je, že stejně jako na celé Jižní Moravě, tak i v okolí města je četný výskyt solárních elektráren. Konkrétně v Dubňanech jsou připojeny 3 fotovoltaické zdroje. Největší z nich má instalovaný výkon 2,1 MW, který je schopno vyprodukovat 12 000 solárních panelů. Další 2 elektrárny jsou neúměrně menší, všechny jsou připojené na distribuční síť 22 kV. Současný stav je názorně zobrazen na obrázku č. 9, kde žluté body značí FVE, černá elipsa pak uvažovanou část města - Jarohněvice.

[28; 30]

## 5.2.2 Popis distribuční sítě v Jarohněvicích

Případný projekt se bude zabývat pouze vyznačenou oblastí na obrázku č. 9, tedy částí města Dubňany - Jarohněvicemi. Jarohněvice jsou napájeny soustavou VN s následujícími parametry:

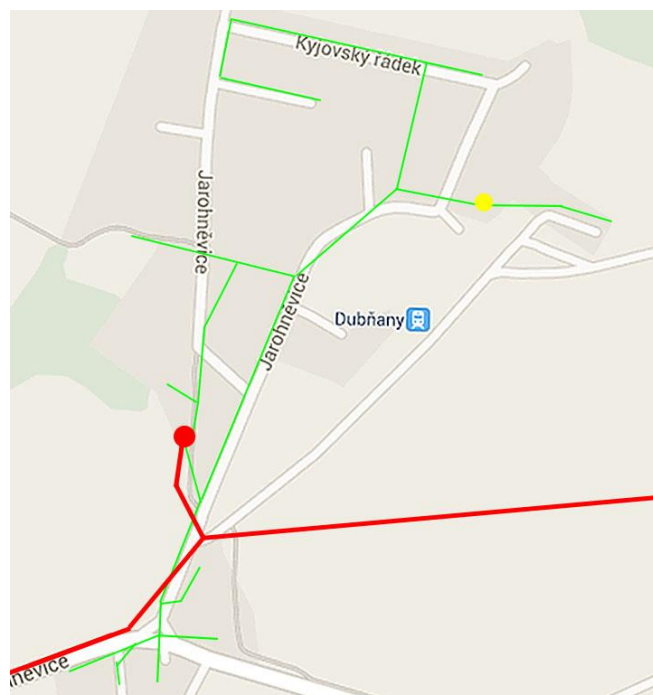
- napětí  $U$ : 22 kV
- zkratový proud  $I_{zkr}$ : 1,83 kA
- zkratový výkon  $S_{zkr}$ : 70 MVA

Transformaci napětí ze sítě VN do lokální sítě nízkého napětí zajišťuje pouze 1 trafostanice 22/0,4 kV. Z tohoto místa je elektrická energie dále rozváděna už jen ke konečným zákazníkům. Parametry transformátoru jsou následující:

- napětí  $U_{n1}$ : 22 kV
- napětí  $U_{n2}$ : 0,4 kV
- jmenovitý výkon  $S$ : 400 kVA
- napětí nakrátko  $U_k$ : 4 %
- proud naprázdno  $I_0$ : 4 %
- ztráty nakrátko  $P_k$ : 4,6 kW
- ztráty naprázdno  $P_0$ : 1,45 kW

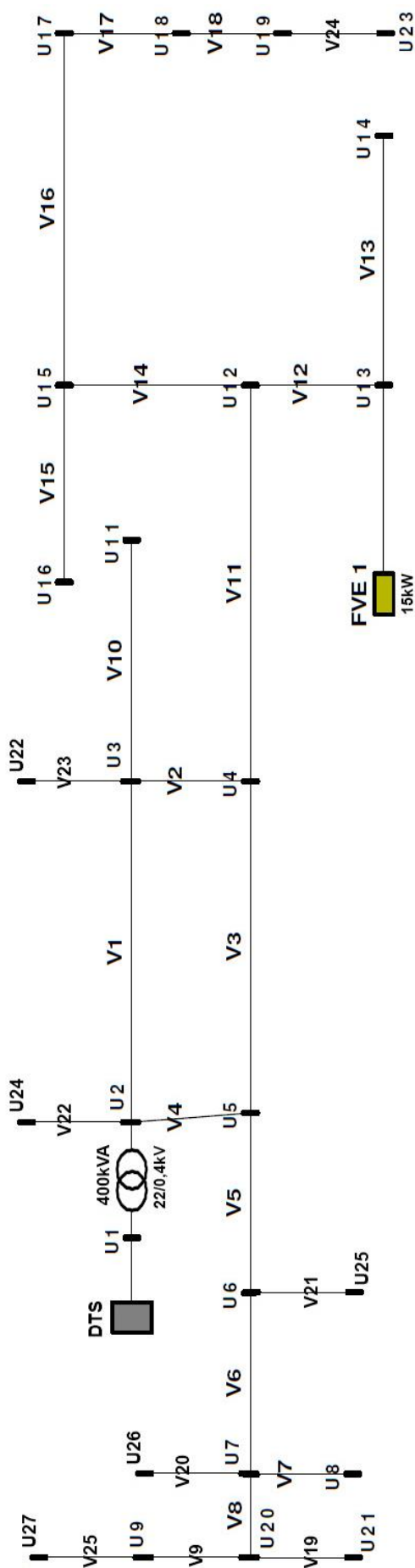
Na tomto vedení NN je připojena i jedna malá fotovoltaická elektrárna, kterou majitel používá pro své potřeby a přebytek dodává do distribuční sítě. Její parametry jsou:

- napětí  $U$ : 0,4 kV
- výkon  $P$ : 15 kW



Obrázek 10: Přibližné znázornění stávajícího vedení v Jarohněvicích - měřítko cca 1:3000





Obrázek 11: Topologie sítě v Jarohněvicích [28]

Distribuční rozvody VN i NN v této oblasti jsou z 90 % řešeny jako venkovní vedení a jsou stále původní. Dá se předpokládat, že současné rozvody přestanou v blízké budoucnosti splňovat nároky dodávky elektrické energie, kladené pravidly pro provozování distribučních soustav [31], zejména pak kvalitu dodávané energie. Tento problém se bude muset řešit kompletní výměnou vedení nízkého napětí. Další možností je však realizace projektu Smart Grids, které s sebou takovou výměnu také přinese, navíc však obohatí síť o nové technologie, které bude možné dále testovat.

Podle odhadů pracovníků E.ONu je zbylá životnost původního vedení cca 5 let. Nepřekvapivě již současné rozvody neodpovídají ani stávající koncepci rozvodů nízkého napětí společnosti E.ON [28]. Současné řešení je zobrazeno na obrázku č. 10 (červená čára představuje vedení 22 kV, červený bod transformátor 22/0,4 kV, zelené čáry vedení nízkého napětí a žlutý bod fotovoltaický zdroj). Na obrázku č. 11 je tento stav přenesen do topologického zobrazení sítě, ve kterém jsou jednotlivá vedení označena jako „V“ a přípojovací nebo rozpojovací skříně jako „U“. Podrobný rozbor jednotlivých odběrných míst, tak jak je topologie znázorňuje, je uveden v tabulce č. 7.

[31; 28]



Tabulka 7: Typy vedení, vzdálenosti a odběrná místa v Jarohněvicích [28]

	Typ vedení	Délka	Počet OM
V1	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	183 m	0
V2	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	57 m	0
V3	4x 25 AlFe6	237 m	11
V4	4x 120 AES	58 m	0
V5	4x 35 AYKY	112 m	0
V6	4x 16 AlFe6	32 m	0
V7	4x 16 AYKYz	44 m	2
V8	4x 16 AlFe6	28 m	1
V9	4x 16 AlFe6	43 m	2
V10	4x 35 AES	106 m	1
V11	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	129 m	3
V12	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	90 m	4
V13	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	93 m	3
V14	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	125 m	4
V15	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	52 m	5
V16	3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6	194 m	6
V17	4x 16 AlFe6	57 m	1
V18	4x 16 AlFe6	29 m	1
V19	4x 16 AYKYz	43 m	3
V20	4x 16 AYKYz	32 m	1
V21	4x 16 AlFe6	55 m	3
V22	3x 150 AYKY, 1x 70 AYKY	152 m	1
V23	4x 16 CYKY	47 m	3
V24	4x 16 AYKY	109 m	4
V25	4x 16 AYKY	11 m	2
<b>Celkem</b>		<b>1687 m</b>	<b>61</b>

Z tabulky č. 7 je také možné rozeznat, které části sítě jsou původní, a kde již došlo k výměně. Nové kabelové vedení je:

- V4, V5, V7, V10, V19, V20, V22, V23, V24 a V25
- Celkem 714 m

Zbytek, tj.: venkovní lana a závěsná kabelová vedení, dohromady použita jako nadzemní vedení, měří 973 m. Počítána jsou pouze vedení k jednotlivým odběrným místům (OM) – další vedení z rozvaděče je již v majetku konečného odběratele.

### 5.2.3 Používané vodiče

Jednotlivé kabely a lana se od sebe liší jak použitým průřezem, tak typem. V tabulce 7 označuje první číslo počet vodičů daného typu, druhé číslo (před typem) značí průřez použitého vodiče a následuje typ. Lana „AlFe“ (tedy Al – Aluminium – hliník; Fe – Ferrum – železo) jsou lana s železným vodičem a hliníkovým pláštěm. Číslo na jejich konci značí použitý poměr hliníku k železu. Samonosné kabely AES s PE izolací se skládají z hliníkového vodiče a PE izolace odolné povětrnostním podmínkám. Kabely AYKY mají hliníkové jádro, přes něj je fázová PVC izolace

a jednotlivé vodiče jsou zabaleny do výplňového obalu a následně PVC pláště. AYKYz jsou kabely AYKY vhodné pro zavěšení, mají totiž navíc nosné ocelové lano. Vodiče CYKY se oproti AYKY liší pouze ve svém vodiči – zde je použita měď. [28]

## 5.3 Stávající problémy a jejich řešení

Jak již bylo zmíněno v kapitole 5.2.1, v celé distribuční síti společnosti E.ON dochází v posledních letech k nárůstu připojených zdrojů obnovitelné energie, nejvíce pak fotovoltaických elektráren. Nejedná se pouze o malé zdroje na střechách budov (využívané především k vlastní spotřebě daných objektů), ale i o elektrárny výkonů až 30 MW (sloužící především k výrobě a k prodeji el. energie). Celkem E.ON ve své distribuční síti registroval ke konci roku 2012 cca 5000 zdrojů obnovitelné energie o souhrnném výkonu 1000 MW. Tyto zdroje nestálé výroby s sebou však přináší kromě produkované energie i jeden zásadní provozní problém – zvyšování hodnoty napětí v síti. [28]

### 5.3.1 Problém zvyšování napětí v síti

Dle pravidel pro provozování distribuční soustavy, zpracované společností E.ON Distribuce, a.s. a schválené ERÚ v roce 2011, patří mezi základní ukazatele kvality dodávané energie mimo jiné velikost napětí a frekvence. Právě proto se s každým dalším zdrojem připojeným do distribuční sítě, který zvýší velikost napětí, jedná o zásadní problém. Tato pravidla dále jasně definují maximální dovolené zvýšení napětí:

- na síti VN o 2 %  $U_n$
- na síti NN o 3 %  $U_n$

V síti NN se poté musí počítat i se změnou napětí v síti VN, maximální zvýšení napětí se zde tedy kumuluje až na 5 %. Dovolené napětí na NN síti je dle ČSN ES 50 160  $U_n = 230 \text{ V AC } \pm 10 \%$ .

Problém může nastat v případě, kdy vyrábí a dodávají zdroje obnovitelné energie (v tomto případě FVE – tedy při slunečním svitu). Tehdy může vzniknout přepětí - napětí na koncích vedení NN může překročit povolené limity. Aby se tak nestávalo, je možné tato přepětí vykompenzovat přenastavením střední odbočky na distribučních transformátorech. Přenastavení střední odbočky je ovšem větší zásah do sítě, a bylo by neefektivní to provádět při každé výrobě FVE zdrojů. Je zde možnost řešit problém přepětí trvalým snížením napětí přenastavením odbočky, ovšem pak se může projevit opačný extrém – podpětí. Podpětí na koncích vedení NN může nastat v případě odpojení FVE zdrojů.

K ověření, jestli skutečně v souvislosti s dodávkou z FVE vzniká v síti přepětí, si společnost E.ON nechala mezi lety 2011-2012 provést opakované měření na reprezentativním vzorku NN sítě. Měření v rozvaděči DTS v některých případech prokázalo, že napětí přesahuje povolených 10 % (tedy 253 V). Jako nutné opatření bylo napětí na DTS sníženo přenastavením odbočky. Je ovšem zřejmé, že toto provizorní řešení nemůže být trvalé. Existuje zde již zmíněné nebezpečí podpětí, dále pak s připojováním dalších OZE může opět nastat přepětí, na které již aktuální nastavení střední odbočky nebude stačit. A protože u běžných transformátorů není možné

provést přenastavení pod zatížením, je vhodné uvažovat alternativní řešení. Tím může být například regulace jalového výkonu u VN výroben nebo výměna současných DTS za takové, které je možné pod zatížením regulovat.

[31; 28; 49]

### 5.3.2 Transformátory regulovatelné pod zatížením

Pro uvažovaný projekt instalace Smart Grids prvků do sítě v obci Jarohněvice se transformátor regulovatelný pod zatížením jeví jako vhodné řešení. Právě v této obci totiž také problém s přepětím / podpětím nastává a je také aktuálně řešen přenastavením střední odbočky u současného transformátoru. Příčinou problému je přítomnost solární výroby v těsné blízkosti obce na síti NN a dále několika velkých fotovoltaických zdrojů v okolí připojených do sítě 22 kV.

Obnova místní zastaralé NN sítě by tedy mohla začít instalací transformátoru regulovatelného pod zatížením. Přidáním chytrého prvku do sítě by vznikla možnost více tuto technologii testovat, případně dále rozvíjet. V případě inteligentní regulace by také tato starší síť nemusela být tolik přetěžovaná a teoreticky by se tedy mohla prodloužit její životnost.

Zároveň by se dalo uvažovat daleko komplexnější řešení než jen samotná výměna. Transformátor regulovaný pod zatížením je možné připojit do dispečerského řídicího střediska SCADA, ve kterém bude možné sledovat jeho funkčnost online a případně ho vzdáleně ovládat. V případě, že by transformátor nereagoval online, je pořád možné přenastavit střední odbočku klasicky – ve stavu bez zatížení.

Instalací tohoto transformátoru tedy dojde nejen k vyřešení lokálního problému (kdy se ušetří např. i na výjezdu technika), ale i k otestování nových technologií. Těchto transformátorů regulovatelných pod zatížením je na trhu několik, dále budou popsány 2, se kterými má koncern již zkušenosti a které bude tedy vhodné pro tento projekt uvažovat.

#### 5.3.2.1 Gridscon Transformer

Prvním zvažovaným transformátorem regulovatelným pod zatížením je „Gridscon Transformer“ od firmy „Maschinenfabrik Reinhausen GmbH“. Je k dostání ve variantách s následujícími jmenovitými výkony:

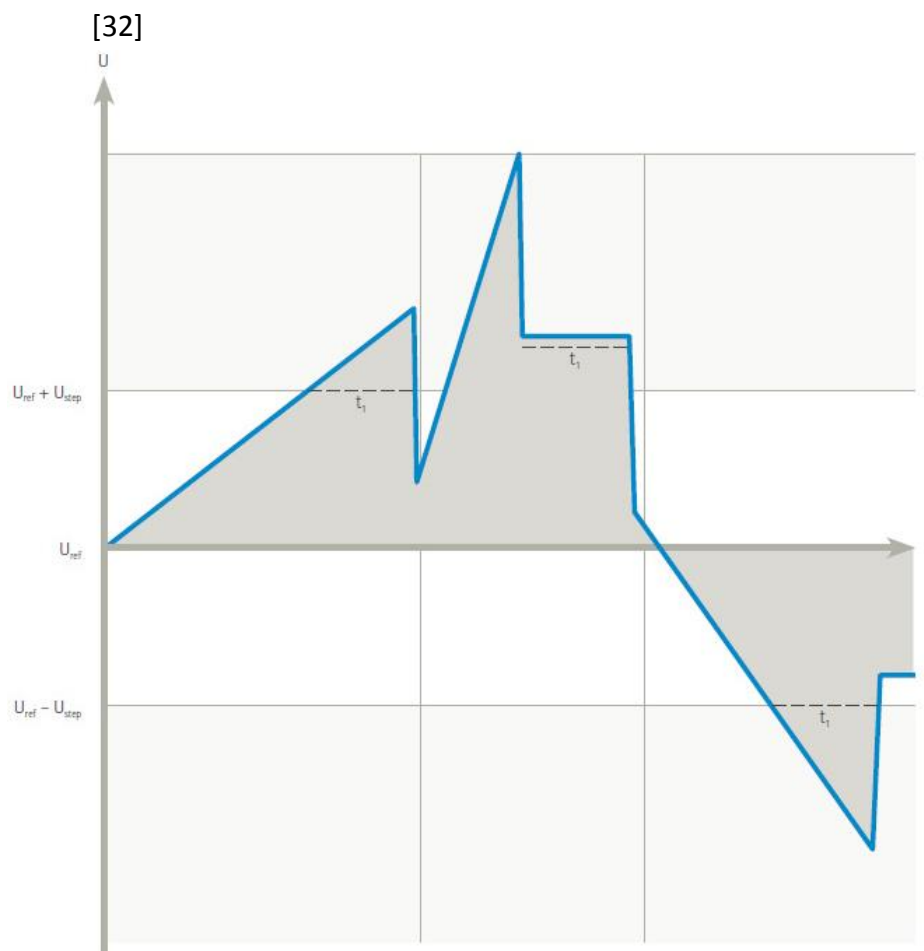
- 250 kVA
- 400 kVA
- 630 kVA
- 800 kVA



Obrázek 12: Transformátor Gridscon [32]

Regulace je možná na vedení VN až v 9 operačních pozicích (alternativně 5 nebo 7). Je zajišťována částečně výkonovou elektronikou a částečně mechanickými kontakty. Rozsah regulace pod zatížením je  $\pm 4 \times 2,5 \%$  (tj.: max. 600 V). Kompletní specifikace tohoto transformátoru jsou uvedeny v příloze 2. Transformátor je dodáván s přednastaveným

algoritmem, který je ovšem možné doladit či vyměnit za vlastní. Tento základní algoritmus měří hodnoty napětí na výstupní větvi transformátoru a porovnává je s nastavenými hodnotami. Jeho funkce je znázorněna na obrázku 13 - v případě, že napětí přeroste  $U_{ref}$  o více než  $U_{step}$  po dobu  $t_t$ , transformátor sníží své napětí o  $U_{step}$ . To samé platí v opačném případě, tedy když napětí poklesne. Pokud napětí vzroste k mezní hranici v době menší než čas překročení, je napětí okamžitě sníženo.



Obrázek 13: Funkce algoritmu transformátoru Gridscon [32]

### 5.3.2.2 FITformet REG

Dalším vhodným transformátorem je FITformet REG od společnosti Siemens AG, který je dodáván ve verzích s těmito jmenovitými výkony:

- 400 kVA
- 630 kVA

Klasická regulace transformátoru ve stavu bez zatížení pomocí přepínání odboček je možná na vedení VN v rozsahu  $\pm 2 \times 2,5 \%$ . Regulace pod zatížením probíhá na vedení NN, kde je za pomoci výkonové elektroniky také využito přepínání odboček – možný rozsah regulace je  $\pm 3,57 \%$  (resp.  $\pm 4,34 \%$  pro verzi 630 kVA). Další specifikace jsou uvedeny v příloze 3. Regulace probíhá měřením



Obrázek 14: Transformátor FITformet REG [33]

aktuálních hodnot a porovnáváním s nastavenými parametry. Je nutné nastavit požadované hodnoty napětí a poté horní a dolní pásmo, při kterém má transformátor reagovat. Zde se ještě rozlišují 2 stavy – pomalá a rychlá regulace. Pro každou se musí hodnoty nastavit zvlášť, společně s dobou zpoždění, po jaké má transformátor reagovat. Je logické, že rychlá regulace nastane v případě velké změny napětí blížící se k hraničním hodnotám nastaveného napětí. Naopak pomalá regulace, která je šetrnější k transformátoru, slouží k regulaci menšího výkyvu trvající delší dobu. Všechny parametry jsou uloženy na externí kartě, takže v případě poruchy a nutného restartu řídicího systému transformátoru nebudou ztraceny. Velice podstatnou funkcí transformátoru je ovšem možnost rozšíření o chytré elektroměry rozmístěné v síti za transformátorem. Měření z těchto elektroměrů umožňuje transformátoru dosahovat daleko lepších výsledků při vyhodnocování přepětí/podpětí v síti. Dále může být transformátor rozšířen o přídatný komunikační procesor, který bude zajišťovat vzdálený přístup a řízení transformátoru.

[33]

### 5.3.3 Technická analýza řešení

#### 5.3.3.1 Výběr a instalace transformátoru

Ze zmíněných dvou transformátorů se jeví jako komplexnější FITformet REG, především díky svým možnostem rozšíření. Je možné ho použít ve venkovních trafostanicích, je rozměrově menší a také lehčí. Z pohledu rozsahu regulace by měl být také dostačující, to však ukáže až skutečný provoz. Pro uvažovaný projekt v Jarohněvicích tedy bude ideálním kandidátem. Nový transformátor bude mít následující parametry:

- napětí  $U_{n1}$ : 22 kV
- napětí  $U_{n2}$ : 0,4 kV
- jmenovitý výkon  $S$ : 400 kVA
- napětí nakrátko  $U_k$ : 4 %
- proud naprázdno  $I_0$ : 4 %
- ztráty nakrátko  $P_k$ : 3,85 kW
- ztráty naprázdno  $P_0$ : 0,43 kW
- rozměry (d x š x v): 129 cm x 93 cm x 114 cm
- váha: 1650 kg

Funkce regulace je již popsána v kapitole 5.3.2.2; jednotlivé parametry pro tuto regulaci bude ovšem nutné nastavit, sledovat je a ve skutečném provozu optimalizovat. Přepínání a funkce by měla být co nejefektivnější a co nejšetrnější k funkci transformátoru.

Ze vzdáleného řídicího střediska SCADA umožňuje transformátor sledovat následující parametry na výstupní straně transformátoru:

- napětí na fázích 1-3
- průměrné napětí
- proud na fázích 1-3

- průměrný proud
- zdánlivý výkon
- činný výkon
- jalový výkon
- účinník
- teplotu

Pro nasazení tohoto transformátoru bude nutná kompletní rekonstrukce celé trafostanice. Na tu stávající by bylo komplikované a především neefektivní transformátor instalovat. Kromě transformátoru se tedy rekonstrukce bude týkat i následujícího:

- stavební části DTS
- připojení nového rozvaděče NN
- přídatné skříně (určené pro datové přenosy)
- mezifázového VN měniče

### **5.3.3.2 Zajištění komunikace transformátoru**

Pro zajištění rozšířené funkčnosti transformátoru je nutnou součástí při jeho instalaci také zprovoznění komunikace mezi transformátorem a řídicím střediskem SCADA. Tato komunikace by měla být zajišťována ze zmíněné přídatné skříně, kde by právě komunikační prvky měly být umístěny. Jedná se o následující prvky:

- data koncentrátor
- modem
- RTU
- případně monitorovací zařízení

Z řídicí jednotky transformátoru by měly být UTP kabelem předávány informace do jednotky RTU, která bude zajišťovat jejich zpracování a přenos. Dále mohou být do skříně svedeny fáze NN, které budou měřeny externím monitorovacím zařízením a poté zpracovávány a odesílány. Díky mezifázovému VN měniči může být sledováno i sdružené napětí VN. Všechna data může sdružovat data koncentrátor a předávat k odeslání. Ze skříně mohou být tedy do SCADA předávány následující informace:

- data z transformátoru
- fázové i sdružené napětí NN
- sdružené napětí VN

Způsob samotné komunikace mezi modemem a řídicím střediskem SCADA (tedy předávání paketů) je realizovatelný několika technologiemi. Ovšem pro jeden projekt by nebylo vhodné upravovat komunikační strukturu celé distribuční sítě. Nejjednodušším řešením k vyzkoušení technologie je použít GPRS/UMTS modem, do kterého se dá SIM karta a veškeré přenosy zajistí smluvní mobilní operátor. Ten může k přenosu použít například službu GPRS, kde i malá přenosová rychlost této technologie nemusí být překážkou, alternativně síť třetí generace UMTS.

### 5.3.3.3 Připojení chytrých elektroměrů

Po realizaci veškerých popsanych úprav by již měl transformátor splňovat to, co se od něj očekává. Kromě své primární úlohy (změny napětí) by také měl regulovat problémy v síti a komunikovat s řídicím střediskem SCADA. Jedinou nevýhodou je velice primitivní algoritmus vyhodnocování přepětí/podpětí, kde se pouze porovnává aktuální napětí na výstupu transformátoru s požadovanými parametry. To je sice pro základní funkčnost dostačující (vyrovnání kolísavého vstupu v dané lokalitě, způsobeného především připojenými velkými fotovoltaickými zdroji na VN síti), ovšem již nejsou zahrnuty hodnoty napětí na koncích sítě NN – a tam se vlastně snažíme dodat „kvalitní energii“ především.

Tento problém můžeme díky použití transformátoru FITformet REG řešit velmi elegantně využitím přídavných funkcí transformátoru, kdy k němu můžeme připojit chytré elektroměry sledující (mimo jiné) stavy přepětí / podpětí. Sběrem dat z těchto elektroměrů a užití sofistikovanějšího algoritmu v řídicí jednotce transformátoru může vést k velice kvalitní regulaci napětí. Kromě toho se instalací chytrých elektroměrů přidají do místní sítě další Smart prvky. Vzhledem k lepší komptabilitě bude vhodné volit zařízení od společnosti Siemens.

Společnost Siemens vyrábí chytré elektroměry (viz obrázek č. 15), které jsou součástí systému AMIS (automatické měřicí a informační systémy). Jedná se o multifunkční zařízení ovládané mikroprocesorem určené pro domácnosti. Mají vlastní displej k zobrazení dat. Ke vzdálenému odečtu potřebují „ovládací“ zařízení, které jim bude dávat povely ke čtení – konkrétně data koncentrátor (bude součástí nové DTS). Jednotlivá zařízení jsou:

- TD-3510 (3-fázový)
  - Proud / Maximální proud: 10 A / 100 A
- TD-3511 (3-fázový)
  - Proud / Maximální proud: 5 A / 60 A
- TD-3512 (1-fázový)
  - Proud / Maximální proud: 5 A / 60 A



Obrázek 15: SM TD-3510 [28]

Do zařízení je možné uložit 7 tarifů pro dodávky energie a 7 tarifů pro prodej energie. Jejich přepínání je možné nastavit až na 64 různých událostí dle časového údaje nebo dle údaje o spotřebě. Dále je možné do zařízení ukládat historii. Důležitou funkcí, kterou je možné využít pro uvažovaný projekt, je ukládání informací o přepětí / podpětí včetně intervalu jejich trvání. Základními údaji, které tyto SM zaznamenávají, jsou:

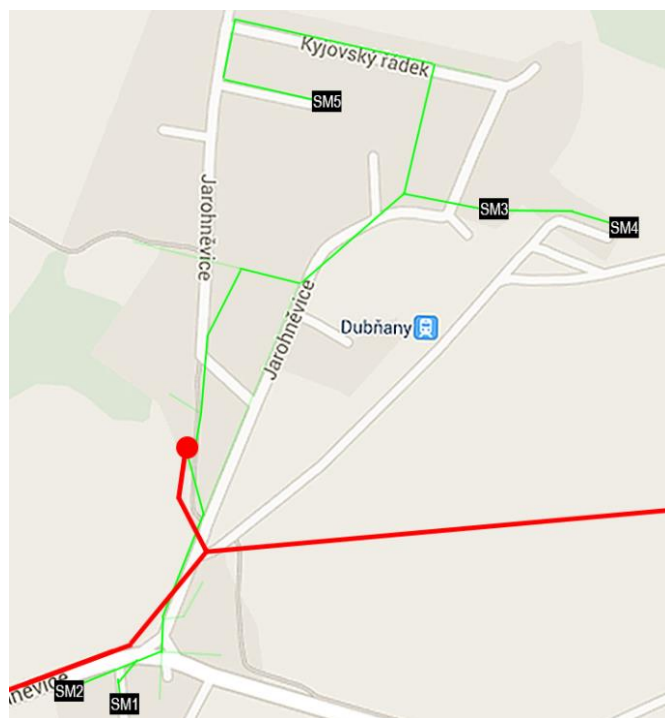
- dodaný činný výkon
- vyrobený (prodáný) činný výkon
- dodaný jalový výkon
- vyrobený (prodáný) jalový výkon
- frekvence

- napětí
- proud
- účinník

[28]

Alternativou by mohlo být použití chytrých elektroměrů od jiných výrobců v kombinaci s převodníkem dat tak, aby je transformátor mohl zpracovávat. Tato varianta je ovšem pouze teoretická – otestování, jestli je to doopravdy možné, a vyřešení nekompatibility by pravděpodobně přineslo vyšší náklady než pořízení SM Siemens.

Podstatné je určení místa/míst v síti, kam chytré elektroměry umístit a vybrat. K největším úbytkům napětí logicky dochází na koncích vedení. Proto se jeví jako neoptimálnější varianta nainstalovat chytré elektroměry právě tam. Dalším důležitým bodem pro kontrolu je odběrné místo s připojeným fotovoltaickým zdrojem. Zde dochází k nejvyšším výkyvům s ohledem na funkčnost tohoto zdroje. Také je nutné vybrat si technologii, která bude přenášet data z chytrých elektroměrů do data koncentrátoru. Neoptimálnější bude využití PLC komunikace – na tu jsou SM i data koncentrátor přednastaveny. Navíc, instalace jakékoliv jiné technologie by s sebou přinesla řadu stavebních úprav a tedy i zvýšení nákladů. Konkrétní umístění chytrých elektroměrů v Jarohněvicích je zobrazeno na obrázku č. 16 (umístění chytrých elektroměrů představují černé obdélníčky, nevyužitá vedení jsou v obrázku zeslabena). V tabulce č. 8 jsou pak tato odběrná místa konkrétně popsána.



Obrázek 16: Umístění chytrých elektroměrů ve stávající síti v Jarohněvicích - měřítko cca 1:3000

Tabulka 8: Specifikace vedení mezi DTS a SM

	Vzdálenost od DTS	Přes vedení	Počet změn vedení mezi DTS a SM	Počet odběrných míst mezi DTS a SM
<b>SM1</b>	257,8 m	V4, V5, V6, V8, V19	4	3
<b>SM2</b>	286,4 m	V4, V5, V6, V8, V9, V25	4	4
<b>SM3</b>	446,7 m	V1, V2, V11, V12	1	6
<b>SM4</b>	553,7 m	V1, V2, V11, V12, V13	1	9
<b>SM5</b>	851,2 m	V1, V2, V11, V14, V16, V17, V18, V24	3	18



Jednotlivé vzdálenosti uvedené v tabulce jsou nejkratší možné cesty k danému OM. Po cestě mezi DTS a OM dochází v několika případech ke změně typu vedení – tato skutečnost je v tabulce vyznačena jako počet změn vedení mezi DTS a SM. Z tabulky je dále možné vidět, že chytré elektroměry budou rozmístěny do dvou větví vedoucích z DTS. Jedná se o:

- větev 1
  - 4x 120 AES (V4)
  - 4x 35 AYKY (V5)
  - 4x 16 Alfe6 (V6,V8)
  - 4x 16 AYKYz (V9)
    - na poslední OM za V9 instalace SM1
  - 4x 16 AYKY (V25)
    - na poslední OM za V25 instalace SM2
  
- větev 2
  - 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6 (V1, V2, V11, V12, V13, V14, V16)
    - na poslední OM za V12 instalace SM3
    - na poslední OM za V13 instalace SM4
  - 4x 16 Alfe6 (V17,V18)
  - 4x 16 AYKY (V24)
    - na poslední OM za V24 instalace SM5

S instalací chytrých elektroměrů přichází několik dalších nutných úprav. Na každém odběrném místě je nejprve nutné odpojit i fyzicky odstranit stávající elektroměry (případně i další zařízení v domácí rozvodné skříni – např. HDO). Následně je možné nainstalovat a připojit nové chytré elektroměry; ty mohou být ovšem rozměrově jiné než původní a proto se musí počítat s dalšími stavebními úpravami. Jejich náročnost může být různá, záleží na umístění domácí rozvodné skříně (vně objektu nebo vevnitř).

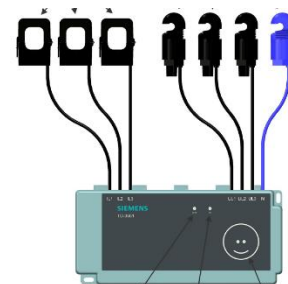
#### **5.3.3.4 Zajištění komunikace chytrých elektroměrů**

Po fyzické instalaci chytrých elektroměrů je nutné zprovoznit jejich komunikaci. Ta bude realizována po vedení NN – tedy PLC technologií. Data koncentrátor v DTS bude sbírat data z jednotlivých chytrých elektroměrů. Z něj budou data přes modem dále posílána na vyhodnocení do řídicího střediska SCADA a také budou k dispozici pro vylepšený algoritmus transformátoru, který se na jejich základě bude rozhodovat o případné regulaci napětí. Problém nastává u vybraného typu přenosu. PLC technologie je totiž dimenzována pouze na krátké přenosové vzdálenosti a i na těch může docházet k rušení (např. v připojovacích skříních). Výhodné je, že každý chytrý elektroměr slouží zároveň i jako opakovač signálu, takže tím se na mnohých místech problém se vzdáleností vyřeší. V našem uvažovaném projektu je ovšem SM příliš málo a je malá pravděpodobnost, že by se neporušená data dostala až do data koncentrátoru.

Pro garanci dostatečně kvalitního přenosu signálu v PLC komunikaci je nutné připojit do sítě další chytré elektroměry, a to alespoň mezi každá 3 OM v blízkém rozpětí nebo 2 OM při delším

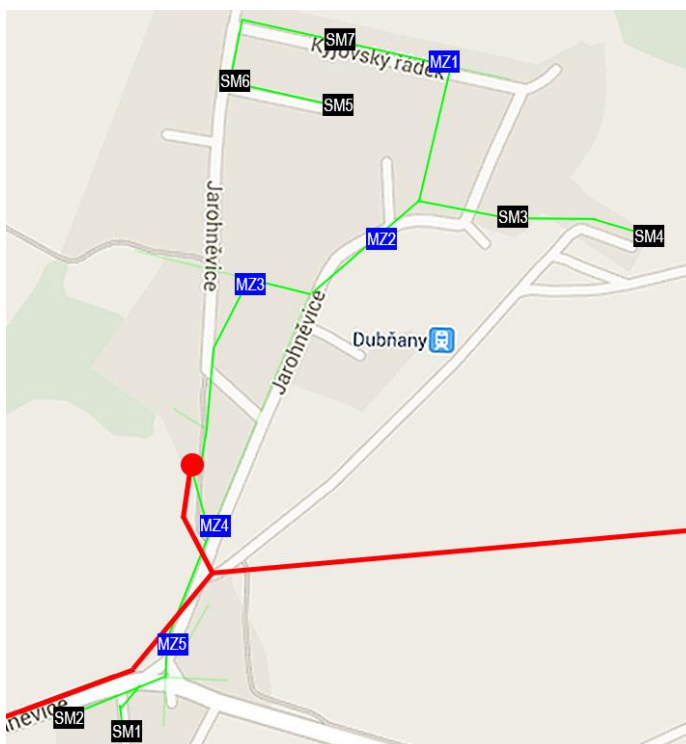
rozpětí. Ne vždy je ovšem možné (nebo výhodné) připojovat chytré elektroměry. Ty jsou ideální pro odběrná místa, ale v našem případě máme i větší vzdálenosti samotného vedení (případně „přerušení“ v podobě rozpojovacích / smyčkovacích skříní). Právě do těchto skříní by bylo efektivnější nainstalovat pouze opakovač signálu, případně jiné podobné zařízení. Můžeme zde však využít monitorovacího zařízení, které také funguje jako opakovač a zároveň i monitoruje provoz v síti (takové také vyrábí firma Siemens). Tím by se do sítě přidal další Smart prvek, který by zároveň v budoucnu mohl sloužit i jako „samo uzdravovací“ prvek (takový, který v případě poruchy přeměruje vedení energie přes jiné vedení).

Monitorující zařízení Siemens TD-3551 (viz obrázek č. 17) je další zařízení systému AMIS, které funguje na podobném principu jako chytré elektroměry Siemens, ale na rozdíl od nich je „přenosné“. Ke vzdálenému odečtu také potřebuje data koncentrátor, měřené veličiny jsou stejné jako u SM, stejně jako zaznamenávání přepětí / podpětí. Zařízení bohužel nedokáže síť nijak ovládat, jako „samo uzdravovací“ prvek by se tedy dalo použít jedině v kombinaci s dalšími Smart prvky. [28]



Obrázek 17: Monitorovací zařízení Siemens [28]

K dosažení kvalitního přenosu tedy musíme přidat do sítě v Jarohněvicích další prvky; finální stav je zobrazen na obrázku č. 18 (černé obdélníčky představují chytré elektroměry, modré obdélníčky monitorovací zařízení, nevyužitá vedení jsou v obrázku zeslabena). Do finálního návrhu jsou tedy přidány 2 chytré elektroměry na další odběrná místa a celkem 5 monitorovacích zařízení do rozpojovacích skříní.



Obrázek 18: Finální stav rozdělení chytrých prvků v Jarohněvicke síti NN - měřítko cca 1:3000

### 5.3.4 Finanční analýza řešení

Pro rozhodování o realizaci projektu je také potřebné znát ekonomické aspekty popsaného řešení. Obecně se dá uvést, že se jedná o velkou investici s cílem vylepšit technické parametry vedení NN v dané oblasti a zároveň otestovat nové technologie. Nedá se tedy očekávat ekonomická rentabilita tohoto projektu; finanční „výnos“ oproti současnému stavu může přinést snad jen omezení nákladů na ztráty. Při celkovém hodnocení projektu by tedy očekávané přínosy jako dodržení bezpečnosti dodávek v síti NN, dodržení kvality dodávané elektřiny a získání konkurenční výhody s technologiemi budoucnosti měly být upřednostněny před ekonomickými ukazateli. I tak je však nutné znát celkové náklady a snažit se je minimalizovat, aby pokrok znamenal pro společnost E.ON co nejmenší možnou ztrátu.

#### 5.3.4.1 Výchozí uvažované předpoklady

Protože pro dané ekonomické vyhodnocení bude vhodné uvažovat časovou hodnotu peněz, důležitou proměnnou je stanovení doby životnosti projektu. S uvažovanou dobou, ve které bude projekt hodnocen, se totiž jednotlivé vstupující proměnné budou stávat více či méně relevantními. Doba pro porovnání podobných projektů by měla zahrnovat údaje za ukončenou dobu životnosti všech prvků v daném projektu. Právě proto jsou projekty v elektroenergetice běžně hodnoceny v dlouhém časovém horizontu, protože jejich životnost může být i 40 - 80 let. [55]

To je také případ tohoto projektu, ve kterém instalujeme nový transformátor. Pro tak dlouhou dobu je ovšem nemožné určit všechny vstupující údaje, proto se pro porovnání podobných projektů volí optimalizační období, které je [dle 28] pro síť NN stanovené na 20 let. Běžně by se tedy projekty rozvoje sítě NN měly hodnotit v tomto časovém horizontu, náš případ je ovšem jiný. Jedná se o testování kompletně nových technologií, které mohou a nemusí fungovat. Navíc (i v případě jejich správné funkčnosti), vývoj technologií Smart Grids jde velice rychle dopředu a je tedy možné, že vybrané prvky nebudou již brzy vyhovovat zákonům (které jsou v ČR pro tuto technologii nyní zatím vytvářeny), nebo minimálním funkčním požadavkům kladeným na tyto prvky, a budou muset být vyměněny. Také je důležité uvažovat, že pokud se při testování technologie osvědčí a bude rozšířena na celou distribuční síť, dá se očekávat kompletní změna struktury i formy nákladů a výnosů v elektroenergetickém odvětví.

Protože tyto změny mohou být velice těžko predikovány, bude optimalizační doba hodnocení této investice stanovena na 5 let, stejně jako je tomu u podobných Smart Grids projektů popsaných v kapitole 4. I přesto, že investicí do projektu vylepšujeme celkové vlastnosti lokální sítě (bezpečnost, kvalita), vyhodnotit chceme prioritně přínos z pohledu Smart Grids. Právě proto je zvolena tato časová perioda, která zároveň představuje i životnost tohoto projektu (nikoli však prvků v projektu použitých). Tato doba také odpovídá přibližné zbývající životnosti stávajícího vedení v dané lokalitě, jak již bylo popsáno v kapitole 5.2.2. Provedené úpravy sice mohou teoreticky tuto životnost prodloužit, ovšem v každém případě dojde v následujících letech ke změnám, které níže uvedené skutečnosti uvažované při výpočtu ovlivní. Vstupní

investice (tedy instalace veškerých zařízení) by měla být realizována v nultém roce uvažované periody hodnocení.

Pro ekonomické vyhodnocení budeme dále uvažovat pouze náklady a výnosy, které do tohoto projektu vložíme nebo získáme. Protože budeme stále zásobovat elektrickou energií stejný počet odběrných míst, hlavní výnos (tj.: z distribuce elektrické energie), zůstane nezměněn při i bez realizace projektu. Instalace chytrých elektroměrů by sice měla zákazníkovi pomoci ušetřit energii a s tím i snížit náklady na elektrickou energii (tzn. pro E.ON nižší výnosy), ovšem počet osazených odběrných míst SM v tomto projektu je nízký a také se dá očekávat minimální změna v chování zákazníků (viz realizované projekty SM). Pro změnu by také musely být nejprve definovány nové tarify, které by reálné úspory umožnily. V námi definované periodě hodnocení projektu tedy výnosy z prodeje elektrické energie do výpočtu uvažovat nebudeme, protože budou v této době přibližně shodné. Jejich změnu v závislosti na instalaci SM by bylo možné více rozebrat v citlivostní analýze.

Materiály Evropské unie, popsané v předchozích kapitolách, předpokládají, že zavedením Smart Meteringu by měly vzniknout „výnosy“ z omezení technických i netechnických ztrát. Netechnické ztráty jsou v dané lokalitě podle společnosti E.ON zanedbatelné (tj. žádné), technické ztráty (především vyrovnaní odběrového diagramu) řeší globálně (a i v této lokalitě) systém HDO. Zde se tedy žádný nárůst výnosů proti stávajícímu stavu očekávat nedá. Další technické ztráty vznikají v sítích a v transformátoru. Ztráty v sítích zůstanou stejné jako bez realizace projektu, instalací nového transformátoru se ovšem budou měnit náklady na ztráty transformátoru. Ty je tedy možné uvažovat jako výnos.

V nákladech bude největší položkou vstupní investice, která je také oproti současnému stavu „navíc“. Po provedení instalace bude nutné nové zařízení udržovat v chodu a vzdáleně je řídit, stejně jako v případě obyčejné NN sítě. Zde však také oproti běžnému stavu nastanou změny: dá se očekávat navýšení výjezdů k provedení optimalizace zařízení, dále se dá předpokládat asistence zákazníkům s chytrými elektroměry, „nové“ bude také řízení lokální sítě ze vzdáleného řídicího centra SCADA. Tento stav předpokládá i materiál [36]. Navíc se jedná o „pilotní projekt“, který je přímo určený k tomu, aby se na něm společnost E.ON naučila používat a optimalizovat nové technologie a testovala zařízení i personál. Kromě toho z výše uvedených pilotních projektů v EU vyplývá, že technologie Smart Grids vykazuje vyšší vlastní spotřebu oproti běžným zařízením. Provozní výdaje budou tedy vyšší než u běžné sítě NN.

Další „nové“ provozní náklady by měly vzniknout v souvislosti se zajištěním komunikace nových prvků. Jedná se o provoz datových sítí, obecně pak budou potřebné výdaje na IT strukturu a aplikace. Protože však v tomto projektu využijeme ke komunikaci technologii PLC, která již nyní řídí systém HDO, výrazné navýšení nákladů se očekávat nedá. Novinkou je ovšem GPRS/UMTS přenos dat z data koncentrátoru v DTS do řídicího střediska SCADA. Tento provozní výdaj bude představovat stálou smluvní platbu mobilnímu operátorovi.

S těmito předpoklady je nutné projekt ekonomicky vyhodnotit. K hodnocení investice existuje několik nástrojů, mezi nejvíce používané patří:

- prostá doba splacení - PP
- výnosnost investice - ROI
- čistá současná hodnota - NPV
- vnitřní výnosové procento - IRR

K vyhodnocení tohoto projektu se použije metoda NPV – její aplikace pro podobné projekty je nejběžnější a také z důvodu, že nezanedbává změnu hodnoty peněz v čase. Metodu IRR nebude pravděpodobně možné v tomto případě použít, protože se nedá předpokládat, že by CF v jednotlivých letech hodnocení investice bylo kladné. Prostá doba splacení a výnosnost investice poskytují velice hrubé odhady, navíc zanedbávají časovou hodnotu peněz. Také se nedá očekávat, že s podmínkami, které jsou pro projekt nastaveny, by skutečně ke splacení investice došlo, nebo že by měla být ekonomicky výnosná.

[55]

#### 5.3.4.2 Vstupní investice

Náklady spojené se vstupní investicí, která se provede v nultém roce uvažovaného ekonomického vyhodnocení, nejsou pouze o pořízení nových zařízení. Realizace projektu začíná již u marketingu (informování místního obyvatelstva o chystaných změnách) a připravení celého projektu, což zahrnuje mj. vypracování změnových plánů nebo rozhodnutí o termínech a postupech výstavby, právní proces přípravy investiční akce. Poté až přichází na řadu samotná fyzická realizace (instalace zařízení), které předchází zajištění náhradní dodávky elektrické energie, demontáž a likvidace současných zařízení a instalace nových (včetně potřebných stavebních úprav). Po ukončení instalace je nutné celý systém zprovoznit a správně nastavit. Protože se jedná o novou technologii, dá se v této fázi předpokládat více neočekávaných situací, nežli v případě standardní sítě. I tyto skutečnosti je nutné uvažovat a finančně zajistit. Jednotlivé investiční položky jsou v souladu s materiálem [36]. Veškeré nutné položky jsou shrnuty v tabulce č. 9.

Tabulka 9: Investiční náklady

Typ	Položka	Počet	Cena
<b>Trans. stanice</b>	Transformátor FITformat REG 400 kVA	1 ks	650 000 Kč/ks
	Betonový sloup	1 ks	40 000 Kč/ks
	Rozvaděč NN	1 ks	35 000 Kč/ks
	Mezifázový VN měnič	1 ks	25 000 Kč/ks
	Infrastruktura pro SM	1 ks	90 000 Kč/DTS
<b>Smart Metering</b>	Smart Meter Siemens TD-3510	4 ks	5 100 Kč/ks
	Smart Meter Siemens TD-3512	3 ks	4 700 Kč/ks
	Monitorovací zařízení Siemens TD-3551	5 ks	6 600 Kč/ks

Typ	Položka	Počet	Cena
Ostatní	Infrastruktura	13 ks	12 000 Kč/ks
	Marketing	500 h	254 Kč/hod
	Dokumentační příprava	2200 h	243 Kč/hod
	Demontáž & likvidace stávající DTS	1 ks	50 000 Kč/ks
	Demontáž & likvidace stávajících elektroměrů	7 ks	1100 Kč/ks
	Demontáž & likvidace stávajících HDO	7 ks	150 Kč/ks
	Montáž nové DTS	1 ks	70 000 Kč/ks
	Montáž SM	13 ks	1400 Kč/ks
	Ověření funkce SM	13 ks	50 Kč/ks
	Zprovoznění nového systému	2700 h	185 Kč/hod
	Stavební úpravy	550 h	98 Kč/hod
	Materiál, ostatní	x	50 000 Kč
<b>Celkem</b>			<b>3 414 079 Kč</b>

Cena jednotlivých položek byla dodána firmou E.ON (z důvodu citlivosti dat pouze orientačně), některé položky byly převzaty z materiálu [36]. Stanovení hodinového objemu práce bylo odhadnuto na základě srovnatelnosti s podobnými projekty po konzultaci s pracovníky E.ONu; měsíční mzda byla převzata z dat společnosti ISPV podle odpovídajících profesí pro 1. pololetí roku 2014. Konkrétně se jedná o cenu výkonu těchto profesí:

- specialisté v oblasti marketingu: 40 681 Kč/měs.
- inženýři v elektrotechnice a energetice: 38 914 Kč/měs.
- elektrotechnici a technici energetici: 29 526 Kč/měs.
- dělníci v oblasti výstavby: 15 752 Kč/měs.

Hodinová mzda uvedená v tabulce je pouze přepočtení měsíční mzdy pro 20 pracovních dnů po 8 hodinách denně. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v listu "vstupní investice" přílohy č. 4.

[56]

#### 5.3.4.3 Provozní náklady a výnosy

Jak již bylo diskutováno v kapitole 5.3.4.1, hodnocení investice není pouze o vstupní investici, ale také o provozních nákladech a výnosech v jednotlivých letech uvažování projektu. Mezi stálé provozní výdaje klasické NN sítě patří:

- údržba sítě
- pravidelná kontrola prvků v síti
- ověřování a revize měřících zařízení
- odečty z elektroměrů
- nutné úpravy a opravy sítě
- výjezdy techniků k poruchám

Tyto výdaje jsou podle diskuze s pracovníky společnosti E.ON běžně vyjadřovány jako procentuální část z původní investice, v sítích NN konkrétně jako 2 %. Protože se však jedná o pilotní projekt, budou zde tyto výdaje vyšší (jak již bylo blíže popisováno v kapitole 5.3.4.1) – konkrétně je stanovíme na 5 % (nově se bude jednat především o optimalizaci, testování, prezentaci projektu, vytváření dokumentace, předpisů, koncepcí pro další zavádění). Protože nás však zajímají pouze náklady, které se oproti běžnému stavu změní, budeme pro vyhodnocení počítat s rozdílem těchto hodnot – tedy 3 %. Také je důležité uvažovat, že největší část těchto výdajů tvoří lidská činnost (tj. náklady na mzdy). Ty se však rok od roku mění (zvyšují) v závislosti na inflaci o velikost indexu růstu mezd.

S instalací technologie Smart Grids ovšem budou spojeny další stálé provozní náklady, které by také mohly být zahrnuty v procentuálním vyjádření ze vstupní investice, ovšem pro přehlednost je bude vhodné uvést zvlášť. Jedná se především o náklady na komunikaci a na vlastní spotřebu chytrých prvků, která se oproti klasickým sítím a elektroměrům zvyšuje.

Dalším provozním výdajem jsou náklady na ztráty. Jak již bylo v kapitole 5.3.4.1 uvedeno, pro tento projekt budou uvažovány pouze náklady na ztráty v transformátoru. Opět však budeme chtít znát pouze změnu oproti původnímu stavu, tedy rozdíl mezi ztrátami, které vznikají nyní v původním transformátoru a které by teoreticky vznikaly v případě nového transformátoru. Více než nákladem by tedy tato položka měla být v našem vyhodnocení výnosem, protože nový transformátor má lepší parametry než původní.

Ztráty na transformátoru se rozdělují na ztráty v železe (stálé) a ztráty v mědi (proměnné). Stálé ztráty vznikají v transformátoru hysterezí a vířivými proudy, je tedy nutné s nimi počítat i v době, kdy není transformátor zatížen. Naproti tomu proměnné ztráty vznikají pouze, pokud primárním i sekundárním vinutím prochází proud. Celkové roční ztráty na transformátoru udává vztah:

$$W_{zt} = P_0 * T_{pr} + P_{kn} * \frac{S_m^2}{S_n^2} * T_z \quad \{1\}$$

kde

$W_{zt}$	roční ztráty elektrické energie v transformátoru [Wh],
$P_0$	jmenovité ztráty naprázdno [W],
$T_{pr}$	doba provozu transformátoru (tj.: rok - 8760 h) [h],
$P_{kn}$	jmenovité ztráty nakrátko [W],
$S_m$	roční maximum zatížení transformátoru [VA],
$S_n$	jmenovitý výkon transformátoru [VA],
$T_z$	doba plných ztrát [h].

[57]

Velikost jmenovitých ztrát nakrátko i naprázdno je zadána výrobcem transformátoru, stejně tak jmenovitý výkon. Tyto hodnoty jsou pro původní i nový transformátor diskutovány v textu výše; jejich srovnání je uvedeno v tabulce č. 10.

Tabulka 10: Porovnání parametrů transformátorů

Parametr	Původní transformátor	Nový transformátor
Jmenovitý výkon	400 kVA	400 kVA
Ztráty naprázdno	1450 W	430 W
Ztráty nakrátko	4600 W	3850 W

Hodnotu ročního maxima zatížení transformátoru by bylo nejvhodnější získat dlouhodobým měřením na transformátoru, ovšem i pokud toto měření společnost E.ON realizovala, nebyla ochotna se o jeho výsledky pro tuto práci podělit. Z jejího pohledu se jedná o citlivý údaj, stejně jako spotřeba či tarify na jednotlivých odběrných místech v dané lokalitě.

Protože nám ovšem stačí pouze rozdíl ztrát mezi původním a novým transformátorem, nepotřebujeme naštěstí znát přesné hodnoty jednotlivých odběrů a tedy ani přesné zatížení transformátoru. Pro další úvahy a výpočty tedy můžeme použít typové diagramy dodávky, které rozdělují roční spotřebu elektrické energie do jednotlivých hodin (modelový průběh vytvořený na základě statistického sledování). TDD nám sice nedají konkrétní údaje, dokáží nás však dostatečně přiblížit k hodnotám, které potřebujeme. Přepočtené hodnoty TDD (hodnoty se zahrnutím klimatických podmínek) za rok 2013 jsou volně dostupné na stránkách OTE. [58] Uvažování modelového tarifu D25 a modelové roční spotřeby 5 MWh nás přivede k výběru skupiny TDD číslo 5. Tyto údaje odsouhlasila společnost E.ON jako použitelné, v dané oblasti se totiž nachází obyvatelé rodinných domků, kteří zároveň využívají systém HDO (nejedná se o rekreační oblast). Případnou změnu ve ztrátách transformátoru v případě jiné roční spotřeby by bylo opět možné více přiblížit citlivostní analýzou této hodnoty.

Pro výpočet odběrů v jednotlivých hodinách se použijí data z TDD č. 5 pro Jižní Moravu ve vzorci:

$$O_H = O_R * \frac{r_H}{\sum_1^{8784} r_H} \quad \{2\}$$

kde

$O_h$  hodinová spotřeba zákazníka [W],

$O_r$  roční spotřeba zákazníka [Wh],

$r_h$  koeficient z tabulky TDD č. 5 [-].

[59]

Tento výpočet ukazuje na to, že nejvyšší spotřeba jednoho odběrného místa mohla být 26. 1. 2013 v 15 hodin, jednalo se o výkon 1412 W. Při vynásobení této hodnoty celkovým počtem odběrných míst v dané lokalitě (61 OM), dostaneme teoretické maximální zatížení, které na



transformátoru mohlo být (bez uvažování vlastní spotřeby zařízení v síti a ztrát) – **86,1 kW**. Roční maximální hodnotu zatížení transformátoru pak vypočteme jako:

$$S_m = \frac{P_{max}}{\cos \varphi} \quad \{3\}$$

kde

$S_{max}$  max. zatížení transformátoru zdánlivým výkonem v roce 2013 [kVA],  
 $P_{max}$  max. zatížený transformátoru činným výkonem v roce 2013 [kW],  
 $\cos \varphi$  účinník (podle [28] uvažován 0,98) [-].

[57]

Maximální zatížení transformátoru tedy teoreticky mohlo být **87,9 kVA**. Tato hodnota ovšem také nemůže být použita jako konstanta stejná pro každý rok hodnocení, podle [28] se totiž při návrhu sítí musí počítat s meziročním nárůstem zátěže. Tento zdroj rovněž odkazuje na to, že v naší lokalitě by se mělo v dalších 10 letech jednat přibližně o nárůst 1,2 % ročně.

Poslední hodnotou, kterou pro výpočet ztrát v transformátoru potřebujeme, je doba plných ztrát. Ta je definována jako doba, po kterou se při maximálním přenášeném výkonu ztratilo ve vedení (transformátoru) stejné množství elektrické energie jako při proměnlivém zatížení během sledovaného období. Protože známe teoretický (tj. typový) kompletní diagram zatížení v dané oblasti, můžeme tuto hodnotu určit podle vzorce:

$$T_z = \frac{\sum_{t=1}^T P_t^2}{P_{max}^2} \quad \{4\}$$

kde

$T_z$  doba plných ztrát [h],  
 $P_t$  zatížení transformátoru v t-té hodině sledovaného období [W],  
 $T$  počet hodin ve sledovaném období (tj.: rok; 8760 h) [h].

[57]

Dosazením tohoto vzorce do našeho typového diagramu dodávek dostaneme hodnotu **1591 hodin** plných ztrát transformátoru. Při neznalosti konkrétního průběhu zatížení se pro výpočet doby plných ztrát používá normativní vzorec [57], podle kterého by se v našem případě jednalo o 1793 hodin plných ztrát transformátoru. Ověřili jsme tedy, že naše přesně vypočtená hodnota je reálnější. Dosazením všech zjištěných hodnot do vzorce {1} dostaneme následující údaje:

- Roční ztráty v původním transformátoru v roce 2013 – **13,1 MWh**
- Teoretické roční ztráty v novém transformátoru v roce 2013 - **4,1 MWh**

Prostým odečtením těchto hodnot dojdeme k velikosti ztrát, které můžeme nasazením nového transformátoru ušetřit – celkem **9 MWh** ročně (pro 1. rok hodnocení projektu). Citlivostní analýza na proměnnou vstupní roční spotřebu pro hodnoty v intervalu {1 MWh; 7 MWh} ukazuje, že se rozdílová hodnota ztrát původního a nového transformátoru změní o  $\pm 0,07$  MWh. Jedná se tedy o zanedbatelnou změnu. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v listu “ztráty trafo” v příloze č. 4.

Pro ekonomické vyjádření ztrát v transformátoru a vlastních ztrát měřících zařízení musíme znát cenu elektřiny, za kterou distributor (E.ON Distribuce, a.s.) elektrickou energii na pokrývání ztrát nakupuje. Tuto cenu mu určuje regulátor trhu (ERÚ), který každoročně stanovuje zvlášť pro každého distributora povolený objem ztrát a náklady na tyto ztráty. Vychází přitom z ceny elektřiny na burze a ze skutečných ztrát v síti v uplynulém roce; hodnota se tedy bude každý rok měnit v závislosti na vývoji ceny elektřiny. Skutečná hodnota, ze které se bude vycházet v nultém roce hodnocení investice, je opět obchodním tajemstvím společnosti E.ON. Materiál [36] udává cenu elektrické energie na ztráty 1 500 Kč/MWh, a protože pracovníci E.ONu tuto hodnotu nezpochybnili, bude se dále počítat s touto hodnotou jako s výchozí. Tím jsou tedy známé veškeré vstupní údaje pro provozní náklady našeho projektu – jsou shrnuty v tabulce č. 11. [60]

Tabulka 11: Provozní náklady

Typ	Položka	Hodnota
<b>Stálé provozní náklady</b>	Běžný provoz	3 % z investice
	Sběr a zpracování dat z SM	65 Kč/ks/rok
<b>Náklady na ztráty</b>	Komunikace SM	980 Kč/ks/rok
	GPRS přenos z DTS do SCADA	1600 Kč/DTS/rok
	Vlastní spotřeba SM TD-3510	18 kWh/SM/rok
	Vlastní spotřeba SM TD-3512	14 kWh/SM/rok
	Vlastní spotřeba SM TD-3551	22 kWh/SM/rok
	Vlastní spotřeba DTS	38 kWh/DTS/rok
	Ztráty na transformátoru	- 9 MWh/rok
	<b>Celkem v roce 0.</b>	

Uvedené ceny jsou platné v nultém roce hodnocení investice. Jak již bylo uvedeno, v následujících letech se budou měnit v závislosti na inflaci, ceně elektřiny a růstu zatížení (blíže v následující kapitole). Výše cen byla opět určena po konzultaci s pracovníky E.ONu a na základě materiálu [36]. Konkrétní výpočty v listu „provozní náklady“ v příloze č. 4.

#### 5.3.4.4 Výpočet a vyhodnocení investice

V předchozích kapitolách byla nadefinována nebo vyčíslena většina údajů, které pro výpočet NPV potřebujeme. Protože nebudeme do NPV započítávat žádné výnosy s výjimkou snížení nákladů na ztráty (CF jednotlivých let nebude obsahovat kladné hodnoty), budeme počítat NPV nákladovou metodou. Zjistíme tak rozdílový stav - tedy navýšení nebo snížení vložených prostředků, které nastane oproti stavu bez realizace investice. Zároveň je nyní jisté, že nebude možné investici hodnotit podle vnitřního výnosového procenta IRR - právě kvůli záporným CF jednotlivých let (již bylo zmíněno v kapitole 5.3.4.1).

Jak již bylo uvedeno v kapitole 5.3.4.1, optimalizační období pro tuto investici bude 5 let. Aby bylo možné porovnání s jinými elektroenergetickými projekty, musíme NPV vypočítat pro dobu porovnání (která zahrnuje životnost všech prvků projektu) - zvolíme dobu minimální životnosti transformátoru, tj. 40 let. Podle [55] provedeme součet NPV za optimalizační období a NPV za zbytek životnosti, kde budou jednotlivé vstupy o velikosti jako v posledním roce optimalizačního období. Výsledný vzorec pro výpočet NPV bude:

$$NPV_n = \sum_{t=0}^5 \frac{|CF_t|}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{40} \frac{|CF_5|}{(1+r)^t} \quad \{5\}$$

kde

NPV<sub>n</sub>            čistá současná hodnota nákladů [Kč],  
 CF<sub>t</sub>            cash flow v roce t [Kč],  
 r                 diskont [-].

[55]

Obecně známou skutečností je, že velký vliv na výslednou hodnotu NPV má právě volba diskontu, tedy ceny ztracené příležitosti (cena nejvyšší investice, která se musí obětovat v důsledku realizace této investice). Stanovení hodnoty diskontu bývá také obecně komplikovaným problémem. Jedna z možností je položit jej rovný vážené ceně vlastního a dlouhodobého cizího kapitálu – WACC. Ten je pro distributory elektrické energie stanoven ERÚ v [60]. Podle tohoto zdroje z roku 2010 měl WACC hodnotu 7,9 %. Pro náš projekt však budeme uvažovat hodnotu diskontu 6,1 %, tak jak je uvedena ve zdroji [36], který je aktuálnější a rovněž se zabývá výpočtem NPV pro technologii Smart Grids v ČR.

Dále potřebujeme pro výpočet NPV určit velikost CF v jednotlivých letech. Hodnota peněžních toků bude složena z několika částí. V nultém roce, za který budeme uvažovat rok 2014, se bude jednat pouze o vstupní investici z kapitoly 5.3.4.2. V dalších letech budou do CF vstupovat jednotlivé provozní náklady z kapitoly 5.3.4.3. Konkrétně se bude jednat o:

- **Provozní výdaje stálé (personál)**

Bude se jednat o „běžné náklady“ z tabulky č. 11 ročně zvyšované o index růstu mezd. Podle materiálu [36] bude tato hodnota určena jako 2 %. Této hodnotě také přibližně odpovídá prognóza míry inflace stanovená ČNB v poslední zprávě o inflaci. [61]

- **Provozní výdaje na komunikaci chytrých prvků**

Proměnné “sběr a zpracování dat”, “komunikace SM” a “GPRS přenos” z tabulky č. 11. Tyto hodnoty zůstanou po celou dobu hodnocení investice fixní.

- **Provozní výdaje na vlastní spotřebu chytrých prvků**

Vlastní spotřeba chytrých prvků v kWh zůstane také neměnná podle tabulky č. 11. Velikost nákladů na tyto položky se ovšem bude také v průběhu času měnit v závislosti na ceně elektrické energie nakupované pro pokrytí ztrát. Jak je uvedeno v kapitole 5.3.4.3, její výchozí cena v nultém roce je stanovena na 1 500 Kč/MWh, další vývoj je ovšem složité odhadnout. Cena silové elektřiny na pražské burze PXE dlouhodobě klesá, ovšem jednotlivé výkyvy jsou vysoké. I zde tedy procentuální meziroční změnu budeme uvažovat jako v materiálu [36], podle kterého se bude jednat o 2 % nárůst.

- **Provozní výdaje na ztráty v transformátoru**

Provozní náklady (resp. v našem případě výnosy) spojené s pokrytím změny ztrát v původním a novém transformátoru jsou také uvedeny v tabulce č. 11. Podle provedené citlivostní analýzy je jejich změna v závislosti na nárůstu spotřeby elektrické energie (který je podle kapitoly 5.3.4.3 meziročně uvažován jako 1,2 %) velmi malá. Konkrétně se při meziročním růstu celkového zatížení o 1,2 % jedná o průměrný meziroční nárůst změny celkových ztrát v transformátoru 0,02 % (viz příloha č. 4, list „ztráty trafo“). Dále velikost této hodnoty také ovlivní cena elektrické energie, stejně jako v předcházejícím případě.

Při uvažování těchto skutečností bude výsledný vzorec pro výpočet CF v jednotlivých letech následující:

$$CF_t = I + N_s * (1 + k_{mzdy})^t + N_k + N_{vls} * C_{elzt} * (1 + k_{el})^t + N_z * (1 + k_{ztr})^t * C_{elzt} * (1 + k_{el})^t \quad \{6\}$$

kde

$CF_t$  cash flow v roce t [Kč],

$\{ostatní\}$  pro přehlednost uvedeny v tabulce č. 12 včetně jejich hodnoty [-].

[55]

Hodnoty jednotlivých proměnných v nultém roce, které budeme dosazovat do vzorce {6}, shrnuje tabulka č. 12, hotovostní tok pro jednotlivé roky hodnoceného období je pak uveden v tabulce č. 13.

Tabulka 12: Význam proměnných v CF a jejich vstupní hodnota

Proměnná	Význam	Hodnota
I	Vstupní investice	2 475 694 Kč
N <sub>s</sub>	Náklady na stálé provozní výdaje	74 271 Kč
N <sub>k</sub>	Náklady na komunikační výdaje	15 185 Kč
N <sub>vis</sub>	Náklady na výdaje vlastní spotřeby	1 077 Kč
N <sub>z</sub>	Náklady na změnu ztrát transformátoru	-13 489 Kč
C <sub>elzt</sub>	Cena elektrické energie na pokrytí ztrát	1 500 Kč
k <sub>mzdy</sub>	Meziroční změna nákladů na mzdy	+ 2 %
K <sub>el</sub>	Meziroční změna ceny elektrické energie	+ 2 %
k <sub>ztr</sub>	Meziroční změna rozdílu ztrát transformátoru	+ 0,02 %
R	Diskont	+ 6,1 %

Tabulka 13: CF v jednotlivých letech hodnocení projektu

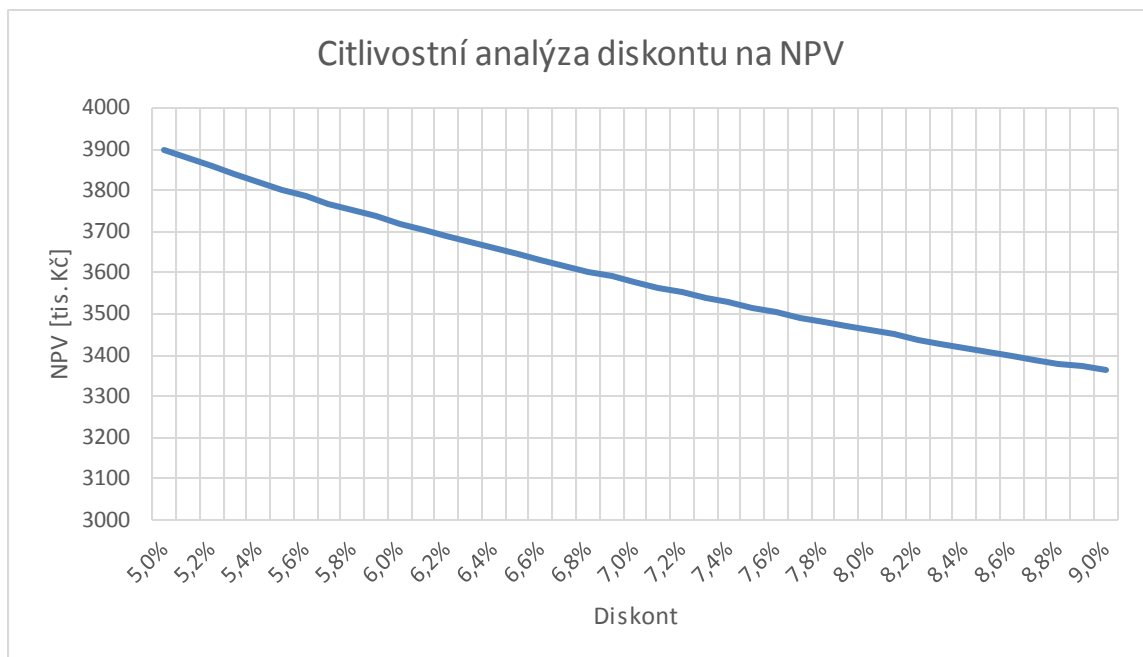
rok	0	1	2	3	4	5-40
CF	-2 475 694 Kč	-78 278 Kč	-79 538 Kč	-80 823 Kč	-82 133 Kč	-83 470 Kč

Dosažením uvedených hodnot hotovostních toků z tabulky č. 13 a hodnoty diskontu z tabulky č. 12 do vzorce {5} dostaneme hodnotu NPV nákladů. Pro námi určenou dobu porovnání (tedy 40 let) se jedná o **3 704 283 Kč**. To znamená, že při realizaci našeho pilotního projektu vložíme do této lokality v dané době o téměř 4 mil. Kč více, než pokud bychom v tomto časovém období zachovali současný stav. Současný stav po tak dlouhou dobu ovšem stejně zachovat nemůžeme, protože místní vedení je u konce doby své životnosti (viz kapitola 5.2). Jen pro názornost, kdybychom projekt hodnotili pouze v optimalizačním období (tj.: 5 let), byla by hodnota NPV 2 814 688 Kč. Konkrétní výpočty jsou pak uvedeny v listu „NPV“ přílohy č. 4.

### 5.3.4.5 Citlivostní analýza

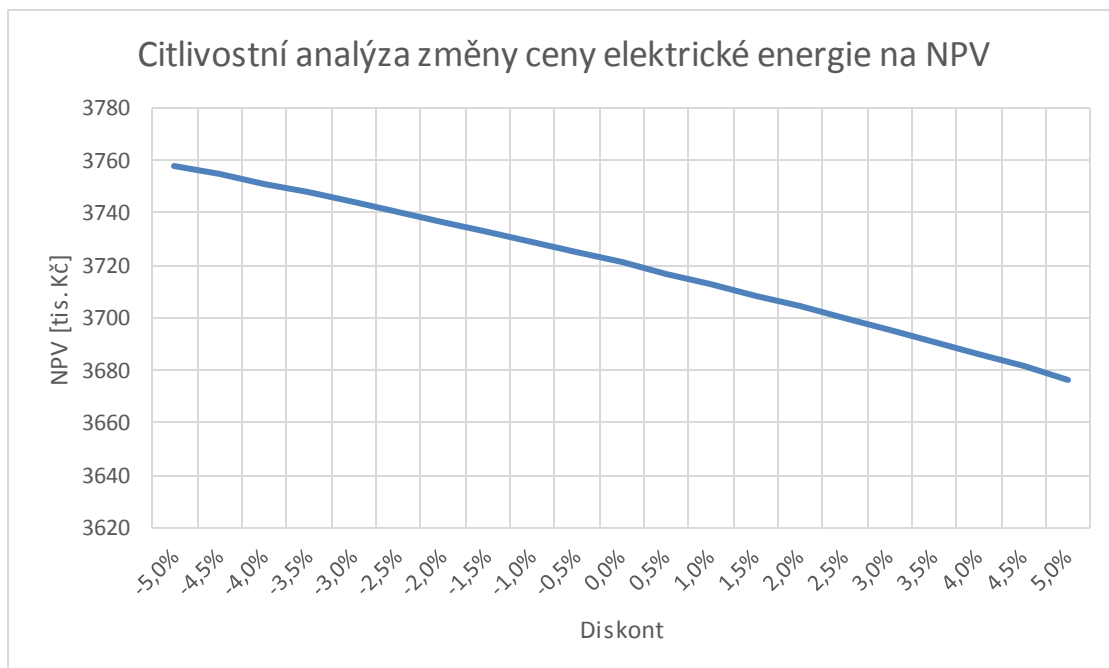
Jak již bylo v předchozích kapitolách zmíněno, výsledná velikost NPV je ovlivněna i proměnnými, které pouze přibližně odhadujeme (protože jejich reálnou budoucí velikost lze pouze těžko predikovat). Nejvíce „nejisté“ jsou pak hodnoty diskontu a změny ceny elektrické energie, tyto hodnoty zároveň většinou mívají na výsledné NPV významný vliv.

Citlivostní analýza je nástroj, ve kterém můžeme modelovat, jak se hodnota sledované proměnné (v našem případě NPV) bude měnit v závislosti na změně zmíněných koeficientů. Tím můžeme zjistit, jak moc „citlivé“ je NPV na změnu dané proměnné, tedy jak moc náš nepřesný odhad může ovlivnit skutečný výsledek. Vliv diskontu na NPV je zobrazen v grafu č. 1, vliv změny ceny elektrické energie pak v grafu č. 2. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v listu „NPV“ přílohy č. 4.



Graf 1: Citlivostní analýza změny diskontu v závislosti na NPV

Z grafu č. 1 je možné vyčíst, že se naše předpoklady naplnily: NPV je na velikosti diskontu významně závislé. Pro hodnoty diskontu v intervalu {5 %; 9 %} se NPV nákladů mění od 3,4 mil. Kč do 3,9 mil. Kč. Můžeme tedy vidět, že pokud bychom zvolili hodnotu diskontu rovnu WACC (7,9 %) stanovenou ERÚ, mohli bychom na nákladech našeho projektu „ušetřit“ přes 230 tis. Kč.



Graf 2: Citlivostní analýza změny ceny elektrické energie v závislosti na NPV

Graf č. 2 již tak výraznou závislost nepotvrzuje. V intervalu hodnoty změny ceny elektrické energie {-5 %; +5 %} je rozptyl NPV 80 tis. Kč (tedy o řád nižší než u změny diskontu). Zajímavý je ovšem opačný průběh křivky v porovnání s grafem 1. Čím dražší elektrická energie bude, tím menší bude nákladové NPV. Tento jev je způsoben tím, že je pro nás rozdíl ztrát mezi původním a novým transformátorem výnosem, nikoliv nákladem.

## 5.4 Kompletní Smart Grids řešení

Uvažovaný projekt v obci Jarohněvice nemusí skončit pouze vyřešením aktuálních problémů. Realizace rekonstrukce popsané v kapitole 5.3 představuje první krok pro teoretické komplexnější řešení: implementaci Smart Grids z prvků, které jsou na začátku roku 2014 k dispozici. V dalším textu tedy bude předpokládáno, že realizace popsaného návrhu z kapitoly 5.3 již proběhla. Dalším již „připraveným“ prvkem jsou kabelová vedení ve stávající síti, které není pro potřeby SG měnit.

Tento uvažovaný výchozí stav se ovšem nepodobá žádnému většímu pilotnímu projektu Smart Grids; ani Smart Meteringu. Reálně se zde dá testovat pouze funkce transformátoru regulovatelného pod zatížením, dělat však nějaké větší závěry z naměřených hodnot 7 chytrých elektroměrů by nemuselo být úplně vypovídající. Před instalací dalších Smart prvků do této lokality by ovšem bylo nejprve vhodné zrekonstruovat místní zastaralé vedení NN. Z kapitoly 5.2 vyplývá, že by rozvody musely být pravděpodobně vyměněny i bez realizace projektu Smart Grids – s jeho realizací by tedy tato výměna měla být uvažována automaticky.

### 5.4.1 Výměna stávajícího vedení

Návrh nového vedení musí být vytvořen v souladu s koncepcí sítí nízkého napětí společnosti E.ON „ECZ-PP-SDS-062“ platné od 1. 6. 2012. Díky jasným pravidlům, která tato koncepce udává, neexistuje mnoho alternativ, jak při rekonstrukci sítě postupovat. Například při uvažování průřezu vodičů se musí dát přednost těm, které jsou koncepcí definované, před vodiči, které by mohly být po výpočtu sítě optimálnější.

Podle této koncepce musí být všechna nová (nebo rekonstruovaná) vedení navrhovaná jako zemní kabelové. Ta by totiž měla přinést především:

- zvýšení spolehlivosti sítě
- snížení provozních nákladů
- minimalizaci údržby
- snížení impedance sítě (eliminace zpětných vlivů)

Existuje zde však i výjimka, podle které je možné při rekonstrukci využít nadzemních kabelových vodičů v místech s malou hustotou odběru a s nesouvislou zástavbou. A to je právě případ uvažovaného projektu v Jarohněvicích.

Jak je již zmíněno, průřezy těchto vodičů jsou dané. Je to především z důvodu unifikace těchto průřezů, ale také k zajištění maximální přípustné zkratové impedance. Jedná se o tyto průřezy:

- základní průřez – 4x150 mm<sup>2</sup>
- základní průřez pro slané vodiče – 4x120 mm<sup>2</sup>
- vedlejší větve, alternativní základní průřez pro slané vodiče - 4x95 mm<sup>2</sup>
- odbočky pro slané vodiče- 4x50 mm<sup>2</sup>

- závěsné přípojky, T-přípojky - 4x25 mm<sup>2</sup>
- závěsné přípojky, klasické přípojky - 4x16 mm<sup>2</sup>

Síť by měla být navrhována jako zkruhovaná, opět však existuje výjimka pro okrajové lokality obcí, což je případ Jarohněvic. Zde může být síť paprsková. Z rozvaděče v NN trafostanici by měla být síť vedena přes rozpojovací skříně, smyčkovací skříně a přípojkové skříně až k domovním rozvaděčům (ve kterých jsou mimo jiné umístěny elektroměry).

Samotné připojení by mělo být realizováno tzv. T-odbočením (napojení přípojek T-spojku). Při tomto typu připojení se totiž neprodlužuje délka kabelu a nedochází tedy ke zvýšení impedance a úbytku napětí. Připojení T-odbočením by také mělo snížit investiční náklady (menší skříně, menší zásahy do nemovitostí). Tam, kde se toto připojení využít nedá, se používá připojení zasmyčkováním. V případě OM velkých odběrů nebo při dlouhé přípojce je možné využít kabel přímo z rozvaděče transformátoru či rozpojovací/smyčkovací skříně.

Celý návrh sítě by pak měl být co nejjednodušší, nejpřehlednější a s minimem redundantních spojení. To by mělo přinést také menší investiční náklady a lepší přehlednost (např. při lokalizaci poruch).

Koncepce také udává parametry, které musí návrh splňovat. Nejdůležitějším je potom maximální vztažná impedance (pro náš řešený projekt 0,28 Ω). Podstatná je také hodnota napětí na konci vedení a volba jistění před nebezpečným dotykem neživých částí automatickým odpojením od zdroje.

[28]

#### **5.4.1.1 Návrh sítě v Jarohněvicích**

Při návrhu nové sítě se může vycházet z původní topologie v této lokalitě. Protože původní rozvržení sítě není v rozporu s novou koncepcí, tak se daných umístění vodičů využije i k položení nového vedení. To povede i k menším nákladům na rekonstrukci; omezí se nutnost vícepráce s případnými výkopovými pracemi původního a nového vedení zvláště (tam kde je již vedení v zemi). Také se předejde případnému vyjednávání o odkupu/pronájmu pozemků v osobním vlastnictví, které by mohlo nastat v případě vedení vodičů jinou cestou. Daná topologie z těchto důvodů tedy zůstane shodná.

Výměna se bude týkat především vedení z DTS k jednotlivým OM a způsobu jejich připojení. V případě závěsných vedení (které budeme zachovávat) se bude moci využít původních sloupů, pokud to bude po posouzení jejich technického stavu možné (další snížení nákladů). Některé již přítomné izolované vodiče zůstanou beze změny, holé vodiče a izolované vodiče neodpovídající koncepci budou nahrazeny. Konkrétně se již dále návrh nebude zabývat těmito částmi sítě, které koncepci odpovídají:

- V4, V10, V22, V23, V24



Ostatní vedení musí projít rekonstrukcí. Veškeré úpravy jsou v souladu s koncepcí, vodiče jsou pak vybírány takové, které E.ON běžně používá. Konkrétně se bude jednat o následně popsané náhrady a změny:

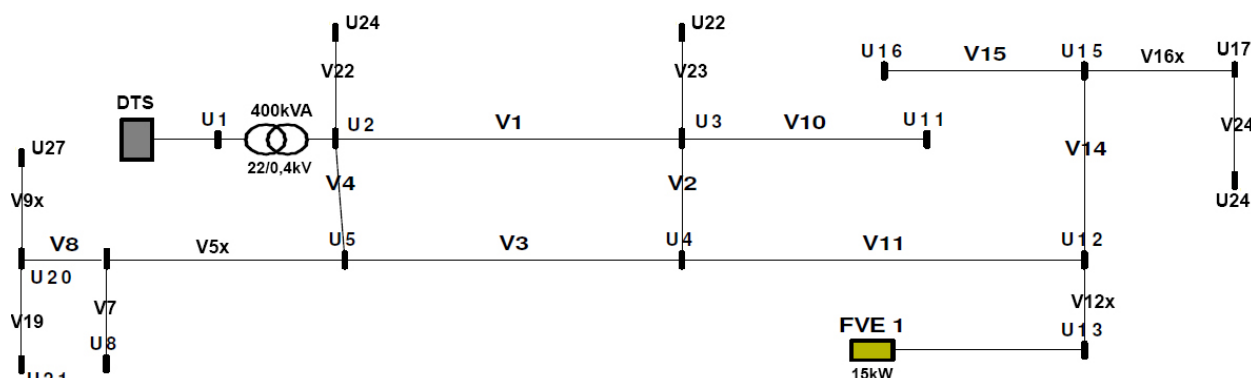
- V1
  - Původně: 183 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 0 OM
  - Nově: vodič 4x 120 NFA2X (AES)
  - Napojen na DTS
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V10, V23 a V2
  
- V2
  - Původně: 57 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 0 OM
  - Nově: vodič 4x 120 NFA2X (AES)
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V10, V23, V2
    - Napojení na V3, V11
  
- V3
  - Původně: 237 m vodiče 4x 25 AlFe6; 13 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V4
    - Napojení na V2, V11
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 7x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
    - Ze smyčkovací skříně (jištění) – 2x
  
- V5, V6, V20, V21
  - Možné zrušit V6, V20, V21
  - Původně V5: 112 m vodiče 4x 35 AYKY; 0 OM
  - Původně V6: 32 m vodiče 4x 16 AlFe6; 0 OM
  - Původně V20: 55 m vodiče 4x 16 AlFe6; 3 OM
  - Původně V21: 32 m vodiče 4x 16 AYKYz; 1 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V3, V4
    - Napojení na V7, V8
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 3x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY

- V7
  - Původně: 44 m vodiče 4x 16 AYKYz; 3 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V5, V8
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 2x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
  
- V8
  - Původně: 28m vodiče 4x 16 AlFe6; 1 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V5, V7
    - Napojení na V9, V19
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 1x (pro 1 OM)
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
  
- V9, V25
  - Možné spojit dohromady
  - Původně V9: 43 m vodiče 4x 16 AlFe6; 3 OM
  - Původně V25: 11 m vodiče 3x 16 AYKY; 2 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V8, V19
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 2x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
    - Samostatný vývod (konec vedení)
  
- V11
  - Původně: 129 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 3 OM
  - Nově: vodič 4x 95 NFA2X (AES)
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V2, V3
    - Napojení na V12, V14
  - Připojení OM:
    - Zemním kabelem – 3x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY

- V12, V13
  - Možné spojit dohromady
  - Původně V12: 90 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 3 OM
  - Původně V13: 93 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 4 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V11, V14
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 3x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
    - Ze smyčkovací skříně (jištění) – 1x
    - Samostatný vývod (konec vedení)
  
- V14
  - Původně: 125 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 4 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V11, V14
    - Napojení na V15, V16
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 3x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
  
- V15
  - Původně: 52 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 6 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V14, V16
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 3x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
    - Samostatný vývod (konec vedení)
  
- V16, V17, V18
  - Možné spojit dohromady
  - Původně V16: 194 m vodiče 3x 50 AlFe6, 1x 35 AlFe6; 6 OM
  - Původně V17: 57 m vodiče 4x 16 AlFe6; 3 OM
  - Původně V18: 29 m vodiče 4x 16 AlFe6; 1 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříni (jištění, odbočení)
    - Napojení na V14, V15
    - Napojení na V24

- Připojení OM:
  - T-odbočením – 6x
    - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
  - Ze smyčkovací skříně (jištění) – 1x
- V19
  - Původně: 43 m vodiče 4x AYKYz; 3 OM
  - Nově: vodič 3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY
  - Ukončen v rozpojovací skříně (jištění, odbočení)
    - Napojení na V8, V9
  - Připojení OM:
    - T-odbočením – 1x
      - Vodič přípojky: 4x 25 AYKY
    - Samostatný vývod (konec vedení)

Nový návrh je zobrazen na obrázku č. 19, seznam nových prvků a nákladů na jejich pořízení pak popisuje tabulka č. 14.



Obrázek 19: Nová topologie návrhu sítě v Jarohněvicích

Tabulka 14: Potřebné prvky pro novou síť NN

Typ	Položka	Počet	Cena
<b>Vodiče</b>	4x 120 NFA2X (AES)	240 m	223 Kč/m
	4x 95 NFA2X (AES)	130 m	170 Kč/m
	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	1280 m	140 Kč/m
	4x 25 AYKY	max. 1300 m	50 Kč/m
<b>Skříně</b>	Rozpojovací skříně	8 ks	9 000 Kč/ks
	Smyčkovací skříně	4 ks	5 000 Kč/ks
	Připojovací skříně	38 ks	1 500 Kč/ks
<b>Celkem</b>			<b>468 820 Kč</b>

Uvedený součet nákladů na pořízení nového vedení zde představuje pouze pořízení nových prvků, nikoliv práci na jejich instalaci, zprovoznění a demontáž původních prvků. Zdroje dat jsou opět stejné jako v předchozím případě (viz kapitola 5.3.4.2). Tyto položky jsou více rozebírány až v kapitole 5.4.4. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v příloze č. 4 v listu „investice 2“.

### 5.4.1.2 Ověření návrhu sítě v Jarohněvicích

Nová podoba sítě společně s parametry je blíže popsána v tabulce č. 15. Hodnoty činného odporu, induktivní reaktance a maximálního povoleného proudu jsou převzaty z normy „PNE 33 3430-0“ [50] a dále zkontrolovány dle tabulek výrobců pro příslušné vodiče. Maximální proud u závěsných vodičů je definován při teplotě okolí 20° C. Impedance Z je dána výpočtem:

$$|Z| = \sqrt{(R^2 + X^2)} \quad \{7\}$$

kde

- Z impedance vedení [ $\Omega$ ],  
 R činný odpor [ $\Omega$ ],  
 X induktivní reaktance [ $\Omega$ ].

[50]

Podélná impedance úseku vedení  $Z_{\dot{u}}$  je násobek impedance a délky daného vedení. [50]

Výpočet impedance transformátoru je proveden dle vzorce, který je uveden ve výše uvedené koncepci. Hodnoty jsou převzaty z kapitoly 5.3.3.1:

$$Z_T = \frac{u_k * U_n^2}{100 * S_n} \quad \{8\}$$

kde

- $Z_T$  impedance transformátoru [ $\Omega$ ],  
 $u_k$  napětí nakrátko [%],  
 $U_n$  napětí na výstupní straně transformátoru [V],  
 $S_n$  jmenovitý výkon transformátoru [VA].

[50, 28]

Tabulka 15: Parametry nově navržené sítě

	Typ vedení	Délka [m]	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Z [ $\Omega$ /km]	$Z_{\dot{u}}$ [ $\Omega$ ]	$I_{\max}$ [A]
<b>TS</b>	-	-	-	-	-	0,016	-
<b>V1</b>	4x 120 NFA2X (AES)	183	0,253	0,082	0,266	0,049	236
<b>V2</b>	4x 120 NFA2X (AES)	57	0,253	0,082	0,266	0,015	236
<b>V3</b>	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	237	0,326	0,074	0,334	0,079	216
<b>V4</b>	4x 120 NFA2X (AES)	58	0,253	0,082	0,266	0,015	236
<b>V5x</b>	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	231	0,326	0,074	0,334	0,077	216

	Typ vedení	Délka [m]	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Z [ $\Omega$ /km]	Z <sub>ú</sub> [ $\Omega$ ]	I <sub>max</sub> [A]
V7	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	44	0,326	0,074	0,334	0,015	216
V8	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	28	0,326	0,074	0,334	0,009	216
V9x	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	54	0,326	0,074	0,334	0,018	216
V10	4x 35 NFA2X (AES)	106	0,868	0,087	0,872	0,092	106
V11	4x 95 NFA2X (AES)	129	0,32	0,083	0,331	0,043	204
V12x	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	183	0,326	0,074	0,334	0,061	216
V14	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	95	0,326	0,074	0,334	0,032	216
V15	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	52	0,326	0,074	0,334	0,017	216
V16x	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	280	0,326	0,074	0,334	0,094	216
V19	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	43	0,326	0,074	0,334	0,014	216
V22	3x 150 AYKY, 1x 70 AYKY	152	0,206	0,076	0,220	0,033	278
V23	4x 16 CYKY	47	1,175	0,082	1,178	0,055	105
V24	4x 16 AYKY	109	1,935	0,082	1,937	0,211	70

Po návrhu nové sítě musíme zkontrolovat dle výše uvedené koncepce především parametr vztažné impedance. Vztažná impedance je v [50] definována takto: *“Pro posouzení rušivých emisí přístrojů do NN do 16 A, přípustných na základě prohlášení výrobce nebo typové zkoušky, se používá následující vztažná, event. referenční impedance  $Z_{3ref}$  pro třífázové spojení v síti NN:*

$$Z_{3ref} = 0,24 + j0,15 = 0,28 * e^{j32^\circ} [\Omega] \quad \{9\}$$

Z této hodnoty tedy vychází podmínka maximální povolené třífázové zkratové impedance  $Z_{3f}$  v uvedené koncepci. Jinými slovy, při dodržení hodnoty  $Z_{3f}$  menší nebo rovno 0,28  $\Omega$  v celé síti máme jistotu, že spotřebiče do 16 A nebudou působit problémy s kvalitou napětí.

Hodnota  $Z_{3f}$  v celém úseku od transformátoru až do určeného bodu se vypočítá jako součet podélných impedancí na tomto vedení. Nejdůležitější budou hodnoty na koncích vedení, pro ověření můžeme tedy využít nejvzdálenějších odběrných míst, tak jak jsou definovány v tabulce č. 8 a zobrazeny na obrázku č. 16. Výsledky tohoto výpočtu jsou uvedeny v tabulce č. 16.

Uvedená koncepce udává dále ověření těchto hodnot:

- Kontrolu zkratového výkonu  $S_{3f}$  v místě připojení dle vzorce:

$$S_{3f} = \frac{U_n^2}{Z_{3f}} \quad \{10\}$$

kde

$S_{3f}$  třífázový zkratový výkon [VA],  
 $U_n$  napětí na výstupní straně transformátoru [V],  
 $Z_{3f}$  třífázová zkratová impedance [ $\Omega$ ].

- Výpočet impedance smyčky  $Z_s$  (jednofázové zkratové impedance), která je také definována v [50]. Její referenční hodnota je  $0,47 \cdot e^{j32^\circ} \Omega$ , jedná se obecně o 1,68 násobek  $Z_{3f}$ .
- Ověření splnění podmínek pro ochranu před úrazem elektrickým proudem – tedy ochranu automatického odpojení od zdroje. V případě poruchy o zanedbatelné impedanci (která může vzniknout v DS TN mezi fázovým vodičem a vodičem PEN nebo PE nebo neživou částí zařízení) má dojít k odpojení příslušné části do 30 s. Musí být splněna podmínka:

$$Z_s \leq \frac{c \cdot U_0}{I_a} \quad \{11\}$$

kde

$Z_s$  jednofázová zkratová impedance (smyčková) [ $\Omega$ ],  
 $c$  koeficient dle ČSN EN 60909-0 ( $c=0,95$ ) [-],  
 $U_0$  jmenovité napětí proti zemi v síti TN (230 V) [V],  
 $I_a$  proud zajišťující automatické působení nadproudového ochranného přístroje v případě poruchy v předepsaném čase do 30 s [A].

[28]

Hodnoty zkratového výkonu a smyčkové impedance jsou také uvedeny v tabulce č. 16; popsanou ochranu před úrazem elektrickým proudem zajistí dimenzování sítě s co nejmenší impedancí smyčky (což je již zajištěno v případě dodržení podmínky hodnoty vztažné impedance).

Tabulka 16: Impedance a zkratový výkon v určených OM

	Vzdálenost od DTS	Přes vedení	$Z_s$ [ $\Omega$ ]	$Z_{3f}$ [ $\Omega$ ]	$S_{3f}$ [MVA]
<b>OM1</b>	257,8 m	V4, V5x, V8, V19	0,22	0,13	1,21
<b>OM2</b>	286,4 m	V4, V5x, V8, V9x	0,23	0,14	1,18
<b>OM3</b>	446,7 m	V1, V2, V11, V12x	0,26	0,15	1,05
<b>OM4</b>	553,7 m	V1, V2, V11, V12x	0,87	0,18	0,87
<b>OM5</b>	851,2 m	V1, V2, V11, V14, V16x, V24	0,77	0,46	0,35

Jak je z tabulky č. 16 vidět, nejvzdálenější OM navržené sítě NN nesplňuje podmínku vztažné impedance na konci sítě ( $Z_{3f}$  je větší než  $0,28 \Omega$ ). Definované OM5 překračuje tuto hranici o téměř 60 %. S ohledem na vzdálenost od DTS a rozlehlost sítě je možné situaci respektovat. Jen pro zajímavost, oproti současnému stavu vedení NN se hodnota v tomto místě snížila o polovinu.

Alternativou by byla výměna již rekonstruovaného vedení V24 - v případě použití kabelu „3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY“ na tomto úseku vedení by již hodnota  $Z_{3f}$  v místě OM5 byla  $Z_{3f} = 0,27 \Omega$ ; podmínka vztažné impedance by již tedy byla splněna i v na tomto odběrném místě.

Uvedené výpočty jsou také obsaženy v příloze 4, v listu „nové vedení“. Návrh sítě a splnění jednotlivých parametrů je ověřeno komplexnějšími a přesnějšími kontrolními výpočty v programu „E-vlivy“, který společnost E. ON pro tyto účely využívá. Výstupy z tohoto programu však nebylo možné pro účely této práce použít.

## 5.4.2 Technologie přenosu dat

### 5.4.2.1 Popis technologií k přenosu dat

Pro přenos dat existuje velké množství technologií; pro účely Smart Grids je možné s lepším či horším výsledkem využít snad jakékoliv z dostupné nabídky. Pro implementaci v našem uvažovaném projektu, ale i pro budoucí projekty je potřebné jednotlivé možnosti porovnat jak z ekonomického hlediska, tak z funkčního. Pro přenos dat v SG se nabízí tyto technologie:

- **PLC**

Technologie „power-line communication“ byla již diskutována v kapitole 5.3.3.4., kde byla vybrána pro současný přenos dat v obci Jarohněvice. Jedná se o relativně levnou variantu, protože se využívají současné vodiče elektrické energie (nejsou tedy potřebné náklady na zavedení nové technologie). Využití těchto médií je ovšem zároveň zásadní funkční nevýhodou. Je zde relativně krátký dosah přenosu, také je pravděpodobná vysoká chybovost při velkém objemu přenosu dat (odečet elektroměrů v reálném čase atp.). Navíc dochází k rušení signálu při větší hustotě kabelů, v rozpínacích, smyčkovacích nebo připojovacích skříních. V takovém případě nemusí být přenos dat vůbec dokončen, minimálně však nastane zásadní odezva. [2; 52]

- **UTP kabel**

Klasická „kroucená dvojlinka“, která se běžně používá v počítačových sítích standardně s rychlostí 100/1000 Mbit/s by kapacitně i kvalitativně pro potřeby Smart Grids vystačila. S relativně nízkou cenou se jedná o současně dostačující řešení. Problematické ovšem mohou být náklady na zavedení a instalaci této technologie, které výrazně převýší „levný“ kabel. V uvažovaném projektu sice bude docházet k rekonstrukci NN (čehož se může využít a kabel položit společně s elektrickým vedením), ovšem z obecného hlediska to znamená ekonomicky nevýhodné řešení



(ne všude bude docházet k rekonstrukci). Navíc se u těchto kabelů běžně projevuje nižší životnost (zvláště ve venkovních podmínkách), které mohou přinést vyšší náklady na údržbu. [52]

- **Optický kabel**

Pokud bude docházet k rekonstrukcím jako v uvažovaném projektu, které pokryjí náklady na vícepráci (výkopy, instalace), je výhodnější využít pro přenos dat optický kabel. Náklady na tuto technologii již sice nejsou zanedbatelné, ovšem optické kabely lze považovat za perspektivní řešení pro budoucnost. Navíc náklady na tento vodič budou menší než samotná práce. Optický kabel dnes v počítačových sítích nahrazuje UTP technologii, i když je zatím využíván přednostně na páteřní síť. Jedná se o stabilní, kvalitní a odolnou technologii, která má velké spektrum využitelnosti dnes i v budoucnu. Při použití optického vlákna můžeme tedy předejít „téměř jistým budoucím“ nákladům a také získat konkurenční výhodu pro přítomnost. [52]

- **Outsourcing – GSM/UMTS/LTE**

Kompletní zajištění přenosu z/do jednotlivých odběrných míst je možné přenechat i na mobilního operátora. V rámci smlouvy o outsourcingu by se platilo pouze za to, že se data „nějak“ dostanou do řídicího střediska a k zákazníkovi. Z pohledu zadavatele technologicky zcela nenáročná varianta je ovšem nevýhodná především z pohledu bezpečnosti, navíc nemusí být ani plně spolehlivá (závisí na tom, co by byl operátor schopný v dané lokalitě dlouhodobě garantovat). V případě využití podobných služeb se nabízí jako výhodnější řešení pouze částečná podpora jiné technologie (např. zajištění přenosu při výpadku, přenosy pouze v rámci dané lokality, přenosy z míst, kde má operátor kvalitní pokrytí (sítě 4. generace - LTE), přenosy pouze mezi DTS a řídicím střediskem SCADA v případě neekonomického zavedení jiné technologie). [52; 54]

- **Ostatní**

V rámci přenosu dat je možné uvažovat i Wi-Fi (tj.: rádiový přenos), satelitní přenos, či výstavbu vlastních mobilních BTS stanic. Konkrétně satelitní komunikace by našla využití ve velice odlehlých místech, která by se v rámci off-gridů také připojovala. Pro obecné použití však existuje mnoho výhodnějších a kvalitnějších alternativ, které dokáží Smart Grids daleko lépe obsloužit. Otázkou je zde také opět bezpečnost, funkčnost a finanční náročnost těchto technologií.

#### **5.4.2.2 Výběr technologie k přenosu dat**

Výběr mezi jednotlivými variantami pro námi uvažovaný projekt je rozdílný od přístupu, který bude možné použít na ostatní projekty, případně celou distribuční síť. Pro lokální síť je připravena kompletní rekonstrukce, která bude mimo jiné zahrnovat odstranění původních vodičů elektrické energie a instalaci nových, včetně připojovacích bodů (skříní). Většina nových vodičů bude instalována do země, tedy součástí rekonstrukce budou i výkopové práce pro

položení těchto vodičů. Ty jsou právě nejvyšší nákladovou položkou při uvažování technologií přenosů dat, kde existují dostačující alternativy (pro které takové náklady nutné nejsou).

Tato skutečnost nám automaticky zajišťuje možnost přenosu dat pomocí technologie PLC, a zároveň není dále potřeba uvažovat plný outsourcing. Můžeme však využít i UTP kabel nebo optický kabel. Z hlediska nákladů na materiál by byl levnější UTP kabel, daleko lepších výsledků ovšem můžeme dosáhnout s optickým kabelem. Optika by také přinesla daleko delší životnost, a zároveň jistotu i v případě neplánovaných budoucích velkých objemů přenosů dat.

V případě instalace optického kabelu se zároveň otevírá možnost nabídky komplexnějších služeb, nad rámec SG. Kapacitu optického média je možné sdílet (pronajmout) třetím společností, které mohou zákazníkům nabídnout vysokorychlostní internet, kabelovou televizi či podobné produkty. Tyto produkty může případně nabídnout i společnost E.ON, pokud rozšíří nabídku svých služeb.

Pro podpoření výběru by bylo možné sestavit matematický model vícekriteriálního rozhodování variant, ovšem po zvážení výše uvedených faktů a s přihlédnutím k nejběžněji používaným technologiím přenosu dat v ostatních projektech SG (viz kapitola 4 – nejvíce se používá PLC a optika) je ideálním kandidátem optický kabel. K doporučení tohoto typu přenosu přispívá i zmíněná rekonstrukce sítě NN uvažovaného projektu a vyjádření společnosti E.ON, která využití optického kabelu ve své DS upřednostňuje.

#### **5.4.2.3 Instalace a zavedení optického vlákna**

Další výhodou optického vlákna oproti UTP kabelu je skutečnost, že na jedno vlákno je možné připojit až 64 účastnických terminálů. Není tedy nutné vést samostatný kabel pro každého zákazníka zvlášť. V případě Jarohněvic, kde je 72 odběrných míst rozdělených do dvou větví, tedy vystačí 2 hlavní vedení optického vlákna, která budou umístěna do země společně s vodiči elektrické energie. Optická vlákna je nutné umístit do ochranných trubek.

Optická vlákna mohou být rozváděna od DTS, kde bude distribuční centrum zajišťující další komunikaci vně této sítě. Toto centrum bude znamenat další „rozvodnou skříň“. Z něj povedou již zmíněné 2 větve optického kabelu v topologii „hvězda“, která bude kopírovat topologii rozvodů elektrické energie. Rozpojovací a smyčkovací skříně elektrických rozvodů mohou být využívány i k rozbočování optických kabelů.

Vedení může být ukončeno v rámci připojovacích skříní elektrické energie, které bude pro optické vlákno znamenat distribuční box. Z něj pak povede již samostatné jedno vidové optické vlákno do přípojky koncového uživatele (do routeru), kde se dále napojí na domovní rozvody.

Jak z textu vyplývá, většina nákladů na instalaci a zavedení se spojí s rekonstrukcí sítě NN. Nově potřebné prvky jsou uvedeny v tabulce č. 17.

Tabulka 17: Potřebné prvky pro instalaci komunikační sítě

Typ	Položka	Počet	Cena
<b>Vodiče</b>	Duct dielectric $\mu$ SHEATH 144 fiber	925 m	95 Kč/m
	Duct dielectric $\mu$ SHEATH 24 fiber	725 m	30 Kč/m
	$\mu$ SHEATH Subscriber cable 4 fiber	max. 1300 m	12 Kč/m
<b>Ostatní</b>	Distribuční kabinet	1 ks	27 000 Kč/ks
	Distribuční box	38 ks	1 200 Kč/ks
	Rozbočky	49 ks	240 Kč/ks
	Ochranné trubky	1650 m	25 Kč/m
<b>Celkem</b>			<b>250 835 Kč</b>

Při uvažování instalace optických vláken se opětovně otevírá otázka již zrekonstruovaných částí sítě NN v Jarohněvicích. Do těchto míst buď optický kabel nepřivedeme, nebo je zrekonstruujeme také. Alternativně by se mohl přenos řešit bezdrátově z distribučních boxů. Minimálně však pro úsek sítě V24, kde již vznikl problém s nadlimitní vztažnou impedancí, by bylo nahrazení původního vedení (které s sebou přinese i instalaci optického kabelu) vhodné. Tato poslední změna je blíže popsána v tabulce č. 18.

Tabulka 18: Potřebné prvky pro rekonstrukci úseku V24

Typ	Položka	Počet	Cena
<b>Vodiče</b>	3x 95 AYKY, 1x 70 AYKY	109 m	140 Kč/m
	4x 25 AYKY	max. 140 m	50 Kč/m
	Duct dielectric $\mu$ SHEATH 24 fiber	109 m	30 Kč/m
	$\mu$ SHEATH Subscriber cable 4 fiber	max. 140 m	12 Kč/m
<b>Ostatní</b>	Připojovací skříň elektrického vedení	4 ks	1 500 Kč/ks
	Distribuční box optického vlákna	4 ks	1 200 Kč/ks
	Rozbočky optického vlákna	4 ks	240 Kč/ks
	Ochranné trubky optického vlákna	109 m	25 Kč/m
<b>Celkem</b>			<b>41 695 Kč</b>

Pro data v tabulkách č. 17 a č. 18 platí stejné skutečnosti jako v případě tabulky č. 14. Jedná se pouze o náklady na nové prvky; více v kapitole 5.4.4. Zdroje dat zůstávají stejné, konkrétní výpočty jsou opět v příloze č. 4, list „investice2“.

### 5.4.3 Instalace Smart Grids prvků

Po provedení rekonstrukce sítě NN v uvažovaném projektu a kompletním zavedení komunikačních technologií se projekt dostává do stavu vhodného k uvažování dalších vylepšení z hlediska Smart Grids. Jako automatická součást rekonstrukce by mělo být vybavení všech OM chytrým elektroměrem, což je dnes již vyzkoušená technologie. Inspiraci pro další vylepšení je možné brát v ostatních SG projektech, z nichž některé jsou popsány v kapitole 4.

#### **5.4.3.1 Kompletní Smart Metering**

Při instalaci chytrých elektroměrů se může postupovat stejně, jak popisuje kapitola 5.3.3.3. Pokud se zařízení Siemens osvědčí v projektu z kapitoly 5.3, bude vhodné tato zařízení využít i pro zbytek sítě v Jarohněvicích.

Zařízení by také bylo možné využít pro vylepšení funkce vyhodnocování úbytků napětí transformátoru (jak popisuje kapitola 5.3). Vznikl by tak velice robustní a přesný algoritmus, podle kterého by se transformátor mohl rozhodovat. Ovšem není jisté, jestli je to potřebné. Tuto otázku bude vhodné řešit až po vyhodnocení zkušebního stavu provozu popsaného v kapitole 5.3. Primárně by tak měla zůstat funkce SM pro sběr dat o velikostech odběrů elektrické energie a následné vyhodnocování a fakturování těchto odběrů.

Současně s instalací chytrých elektroměrů by bylo vhodné při rekonstrukci nainstalovat i monitorovací zařízení do všech rozpojovacích skříní. S informacemi o stavu v těchto místech sítě bude moci společnost E.ON také dále pracovat, případně bude moci do rozpojovacích skříní nainstalovat další síťové prvky a testovat automatické přepojování / vypínání částí sítě v případě poruchy na některé z větví za touto rozpojovací skříní. Toto „automatické uzdravování“ je dalším Smart Grids tématem, které by bylo možné v uvažované lokalitě testovat.

Problémem při instalaci uvažovaných zařízení Siemens (SM i monitorovacích zařízení) zůstává jejich komunikace. Tato zařízení podle specifikace umožňují pouze komunikaci po PLC. Sice je stále možné tuto technologii využít, ovšem muselo by se ověřit, jak by vedení dokázalo komunikačně obsloužit tak velké množství zařízení. Navíc by to znamenalo současné nevyužití optického kabelu. Bude tedy vhodné zařízení Siemens testovat, jestli se podaří namodulovat jejich komunikaci na optický kabel, případně instalovat chytré elektroměry od jiných firem, které mají i jiné komunikační protokoly.

#### **5.4.3.2 Možné budoucí Smart Grids rozšíření**

Další automatizace sítě v Jarohněvicích je spíše výhledové téma. V současné době neexistují další vyzkoušené a ověřené technologie Smart Grids, které by zde bylo možné aplikovat. Můžeme však současnou síť využít k testování nových technologií, a připojit se tak k dalším Smart Grids projektům, které současně běží po celé Evropě.

Jedním z aktuálních SG témat, které ve svém projektu testuje i ČEZ, je ostrovní provoz - tedy odpojení od zbytku sítě a využívání lokálních zdrojů energie (např. při black-outu). V Jarohněvicích sítí NN je sice přítomný jeden fotovoltaický zdroj, ovšem ten pro potřeby ostrovního provozu nemá dostatečný výkon. Mohlo by se tedy uvažovat např. o výstavbě bioplynové stanice v této lokalitě. Tato úvaha ovšem vede k investičním nákladům v řádech milionů korun. Alternativou by mohlo být využití velkého FVE zdroje, který je připojený na síť VN v blízkosti obce. Pro ostrovní provoz v Jarohněvicích by se ovšem musel tento zdroj do lokální sítě připojit přímo. Nevýhodou takového projektu by bylo, že FVE je funkční pouze při slunečním svitu; v nočních hodinách by tedy ostrovní provoz stejně nebyl možný.

Tento problém by mohlo vyřešit další téma SG – akumulace. Kdyby se nashromáždila energie ze zmíněné FVE, ostrovní provoz v Jarohněvicích by pak mohl po nějaký čas využívat energie z baterií. Tím by se možná podařilo překlenout dobu bez slunečního záření. S akumulací souvisí také e-mobilita. Pro ostrovní provoz by se mohla využít i energie uložená v elektromobilech, tam by se jednalo ovšem spíše o pokrytí maximálně jednoho OM.

Samotná e-mobilita v této obci, tedy vystavění dobíjecích stanic se jeví jako nevýhodné. Obec je malá, není zde žádné náměstí ani nákupní středisko, kde by se stanice umístila. Toto téma tedy plně závisí na místních obyvatelích, kteří mají možnost si elektro automobil koupit a dobíjení si zařídit v rámci vlastního odběrného místa.

Tyto úvahy již souvisí s projekty typu „Smart Home“ nebo „Smart House“. Rekonstrukce sítě NN s sebou pravděpodobně přinese i úpravy domovních rozvaděčů, již zde tedy bude určitý zásah do lokálních objektů. Toho by se mohlo využít minimálně k instalaci externích displejů k chytrým elektroměrům, přes které by mohla mezi zákazníkem a společností E.ON probíhat konkrétnější nabídka a poptávka elektrické energie, tarifů atp.

#### **5.4.4 Finanční analýza řešení**

K umožnění manažerského rozhodnutí o (ne)realizaci projektu musí být součástí podkladů opět ekonomické vyhodnocení uvedených změn. I u této varianty řešení, resp. nadstavby původního řešení, budou platit stejné podmínky jako ty diskutované v kapitole 5.3.4.

##### **5.4.4.1 Vstupní investice**

Vstupní investicí bude především pořízení prvků podle tabulek č. 14, 17 a 18. Jak již bylo v odpovídajících kapitolách zmíněno, samotný nákup prvků projekt nevytváří. Opět bude nutné zajistit náhradní dodávky energie, demontovat a zlikvidovat původní vedení, provést výkopy a další stavební úpravy a provést montáž a zprovoznění nového systému. Všechny tyto činnosti jsou v E.ONu běžně počítány souhrnnou konstantní cenou za 1 metr vedení NN, ovšem v tomto případě vstupuje do celého systému díky SG prvkům daleko více proměnných. Jednotlivé položky budou tedy počítány zvlášť. Protože se jedná o daleko větší zásah do lokální sítě, dají se očekávat výrazně vyšší náklady na práci než v předchozím projektu, naopak náklady na marketing již nebudou tak výrazné (dá se očekávat lepší informovat místních obyvatel z předchozího projektu). Během prací se také využije daleko více ostatních prvků „spotřebního“ charakteru, které nejsou uvedeny v přehledu nových zařízení (např.: jistící, spínací, odpínací prvky pro elektrickou síť; konektory, lámačky světla, průchodky, přepínače u optické sítě; příslušenství; nářadí). Podrobný rozpis těchto prvků by bylo komplikované stanovit, proto bude po konzultaci s pracovníky E.ONu určen jako 10 % z investice do nových prvků. Jednotlivé položky jsou podrobněji rozepsány v tabulce č. 19.

Tabulka 19: Investiční náklady projektu 2

Typ	Položka	Počet	Hodnota	
<b>Elektrická síť</b>	Nové prvky dle tabulky č. 14	X	468 820 Kč	
	„Spotřební zboží“	10 %	46 882 Kč	
<b>Komunikační síť</b>	Nové prvky dle tabulky č. 17	X	250 835 Kč	
	„Spotřební zboží“	10 %	25 084 Kč	
<b>Smart Metering</b>	Smart Meter Siemens TD-3510	35 ks	5 100 Kč/ks	
	Smart Meter Siemens TD-3512	19 ks	4 700 Kč/ks	
	Infrastruktura	54 ks	12 000 Kč/ks	
<b>Monitoring sítě</b>	Monitorovací zařízení Siemens TD-3551	3 ks	5 300 Kč/ks	
	Infrastruktura	3 ks	12 000 Kč/ks	
<b>Ostatní</b>	Nové prvky dle tabulky č. 18	X	41 695 Kč	
	„Spotřební zboží“	10 %	4 170 Kč	
	Marketing	100 h	254 Kč/hod	
	Dokumentační příprava	6 000 h	243 Kč/hod	
	Demontáž & likvidace stávajícího vedení	1 760 m	200 Kč/m	
	Demontáž & likvidace stávajících elektroměrů	54 ks	1 100 Kč/ks	
	Demontáž & likvidace stávajících HDO	54 ks	150 Kč/ks	
	Montáž elektrického vedení	1 760 m	680 Kč/m	
	Montáž optického vedení	1 760 m	810 Kč/m	
	Montáž SM	57 ks	1 400 Kč/ks	
	Ověření funkce optického vedení	1 760m	15 Kč/m	
	Ověření funkce SM	57 ks	50 Kč/ks	
	Zprovoznění nového systému	5 000 h	185 Kč/hod	
	Stavební úpravy	2 500 h	98 Kč/hod	
	Materiál, ostatní	X	350 000 Kč	
	<b>Celkem</b>			<b>7 963 435 Kč</b>

Jednotlivé údaje opět jsou ze stejných zdrojů jako v kapitole 5.3.4.2. Konkrétní výpočty v příloze č. 4 v listu „investice2“.

#### 5.4.4.2 Provozní náklady a výnosy

Struktura provozních výdajů opět odpovídá skutečnostem určeným v kapitole 5.3.4.3. Jedná se zase o rozdíl výdajů oproti stavu bez realizace investice. Jedinou odlišností jsou v tomto projektu změny ztrát. Již se nebudou uvažovat změny ztrát při výměně původního transformátoru za nový, protože zde k této změně nedochází (ta je již uvažovaná jako provedená). Protože však rekonstruujeme vedení NN, měnit se budou ztráty ve vedení. Je tedy nutné určit pokles nebo zvýšení ztrát oproti stávajícímu stavu.

Obecně se dají ztráty ve vedení v dané lokalitě počítat relativně vysoké, protože se zde nachází vyšší počet odběrných míst, která jsou zásobována elektrickou energií

z jednoho bodu (transformátoru). K určení konkrétní výše ztrát opět využijeme typový diagram dodávky jako v případě ztrát na transformátoru a budeme předpokládat shodnost tohoto diagramu pro všechna OM. Zatížení sítě bude uvažované jako souměrné. Ztráty ve vedení pro trojfázové vedení NN se dají vypočítat podle vzorce:

$$P_{ztr} = 3 * R * I^2 = 3 * R * \frac{P^2}{(\sqrt{3} * U * \cos \varphi)^2} \quad \{12\}$$

kde

$P_{ztr}$	ztrátový výkon [W],
$R$	činný odpor vedení [ $\Omega$ ],
$I$	proud tekoucí vedením [A],
$P$	přenášený výkon ve vedení [W],
$U$	efektivní hodnota sdruženého napětí v síti NN [V],
$\cos \varphi$	účinnost [-].

[57]

Ztráty bude nutné počítat na každém úseku vedení zvlášť, protože ve všech částech sítě bude jiná velikost odporu i přenášeného výkonu (zatížení). Tyto proměnné budou na každém úseku počítány podle vzorců:

$$R_{úsek} = R_{vodič} * l \quad \{13\}$$

kde

$R_{úsek}$	odpor daného úseku vedení [ $\Omega$ ],
$R_{vodič}$	jmenovitý odpor použitého vodiče určený výrobcem vodiče [ $\Omega/m$ ],
$l$	délka daného úseku vedení [m].

$$P_{úsek} = P_{OM} * n_{OM} \quad \{14\}$$

kde

$P_{úsek}$	přenášené zatížení v daném úseku vedení [W],
$P_{OM}$	zatížení jednoho OM ve vedení [W],
$n_{OM}$	počet odběrných míst zásobovaných daným úsekem.

[57]

Počet úseků vedení, jmenovitý odpor, délka daného úseku vedení i počet odběrných míst v tomto úseku jsou zobrazeny v tabulce č. 15. Počet odběrných míst v daném úseku bude kumulativní za všechna odběrná místa za tímto úsekem vedení. Celkové ztráty ve vedení v dané lokalitě pak budou prostým součtem ztrát na všech úsecích vedení V1 – V24.

Protože máme k dispozici teoretický typový diagram zatížení, můžeme podle vzorce {12} stanovit ztráty na každém úseku vedení pro každou hodinu v roce. Celkové roční ztráty ve vedení pak budou rovny součtu ztrát ve vedení v danou hodinu (tj. suma ztrát v hodině 1 – 8760).

Vypočtením roční velikosti ztrát v původním vedení, na novém vedení a jejich vzájemným odečtením zjistíme, že realizací tohoto projektu můžeme uspořit 5,57 MWh ztrát ve vedení ročně. K nejvyšším ztrátám pak dochází na úseku vedení V1, po kterém jsou přenášena zatížení k nejvyššímu počtu odběrných míst (ztráty jsou zde 40 % z celkové velikosti ztrát v danou hodinu). Při uvažování meziročního nárůstu zatížení vedení NN o 1,2 % a vypočtením rozdílu ztrát v dalších letech zjistíme, že tato velikost ztrát narůstá o 2,56 % ročně. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v příloze č. 4 na listech „ztráty původní vedení“ a „ztráty nové vedení“.

Ekonomicky tyto ztráty oceníme opět stejným způsobem jako ztráty na transformátoru v kapitole 5.3.4.3. Protože se jedná o zlepšení oproti uvažovanému stavu, i zde se bude jednat o teoretický výnos. Tímto údajem dostáváme kompletní seznam uvažovaných provozních nákladů (resp. výnosů); jejich ucelený souhrn je uveden v tabulce č. 20.

Tabulka 20: Provozní náklady projektu 2

Typ	Položka	Hodnota
<b>Stálé provozní náklady</b>	Běžný provoz	3 % z investice
	Sběr a zpracování dat z SM	65 Kč/ks/rok
	Komunikace SM	980 Kč/ks/rok
<b>Náklady na ztráty</b>	Vlastní spotřeba SM TD-3510	18 kWh/SM/rok
	Vlastní spotřeba SM TD-3512	14 kWh/SM/rok
	Vlastní spotřeba SM TD-3551	22 kWh/SM/rok
	Ztráty ve vedení	- 5 MWh/rok
<b>Celkem v roce 0.</b>		<b>291 563 Kč</b>

Uvedené ceny odpovídají jejich velikostem v nultém roce hodnocení investice. Jednotlivé údaje i změny opět odpovídají zdrojům jako v kapitole 5.3.4.3. Konkrétní výpočty jsou v příloze č. 4 v listu „provoz2“.

#### 5.4.4.3 Výpočet a vyhodnocení investice

I vyhodnocení tohoto projektu bude provedeno stejným způsobem jako v kapitole 5.3.4.4 – tedy určením hodnoty nákladového NPV. Výše popisované náklady i výnosy, které jsou shrnuty v tabulce č. 21, budou dosazeny do vzorce {6} pro výpočet CF v roce  $t$  (viz tabulka č. 22) a dále do vzorce {5}, ze kterého zjistíme velikost NPV.



Tabulka 21: Hodnota vstupních proměnných projektu 2

Proměnná	Význam	Hodnota
I	Vstupní investice	7 963 435 Kč
N <sub>s</sub>	Náklady na stálé provozní výdaje	283 903 Kč
N <sub>k</sub>	Náklady na komunikační výdaje	71 060 Kč
N <sub>vis</sub>	Náklady na výdaje vlastní spotřeby	1 710 Kč
N <sub>z</sub>	Náklady na změnu ztrát ve vedení	-8 348 Kč
C <sub>elzt</sub>	Cena elektrické energie na pokrytí ztrát	1 500 Kč
k <sub>mzdy</sub>	Mezoroční změna nákladů na mzdy	+ 2 %
K <sub>el</sub>	Mezoroční změna ceny elektrické energie	+ 2 %
k <sub>ztr</sub>	Mezoroční změna rozdílu ztrát transformátoru	+ 2,6 %
r	Diskont	+ 6,1 %

Tabulka 22: CF v jednotlivých letech hodnocení projektu 2

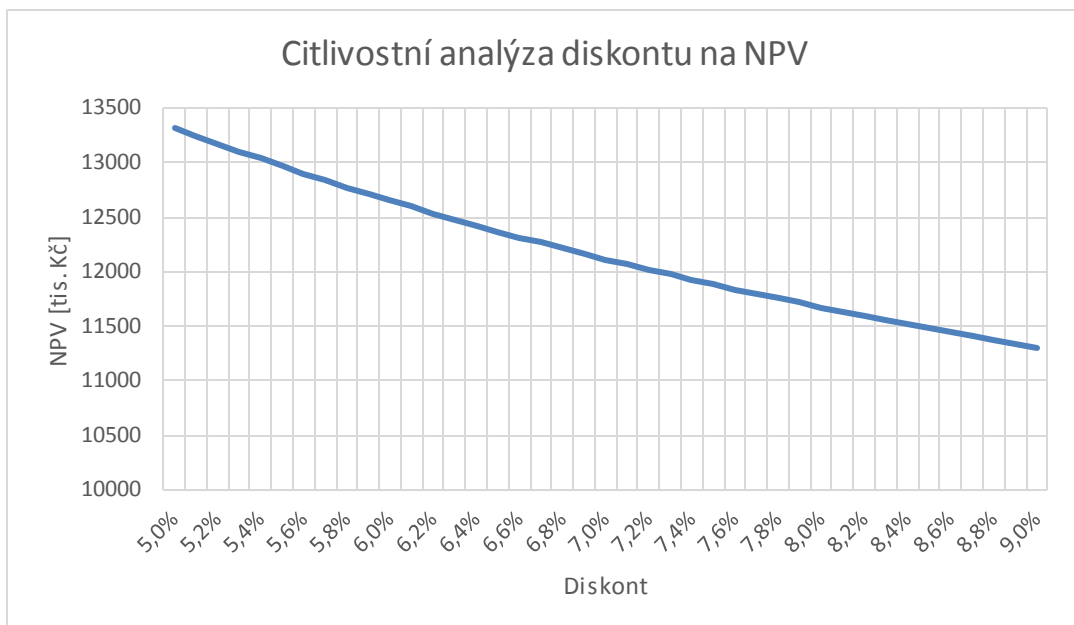
rok	0	1	2	3	4	5-40
CF	-7 963 435 Kč	-295 985 Kč	-300 485 Kč	-305 064 Kč	-309 724 Kč	-314 466 Kč

Při době porovnávání investice v délce 40 let bude NPV nákladů při realizaci tohoto projektu **12 594 521 Kč**. Tato hodnota představuje velikost nutných investovaných prostředků, které vzniknou „navíc“ oproti současnému stavu. Jedná se tedy o více než trojnásobek nákladů potřebných na první projekt, ovšem toto řešení také je daleko komplexnější. Opět jen pro porovnání, kdybychom projekt hodnotili v periodě 5 let (tedy uvažovaná životnost SG projektu), dostali bychom se na hodnotu NPV 9 243 033 Kč. Konkrétní výpočty jsou uvedeny v příloze č. 4 v listu „NPV2“.

#### 5.4.4.4 Citlivostní analýza

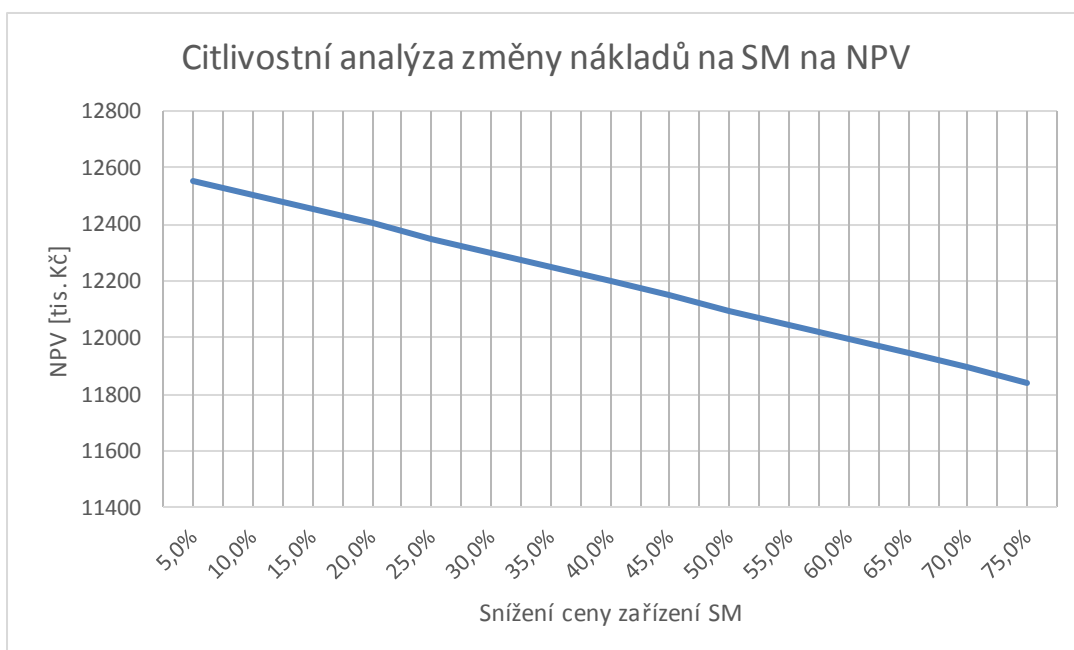
K možnosti porovnání je opět vhodné vyhodnotit závislost změny hodnoty diskontu na NPV. K tomu bude použito stejných předpokladů jako v kapitole 5.3.4.5.

U tohoto projektu bude však vhodné vyhodnotit i další závislost, která nebyla v předchozím projektu možná. Jak materiál [36] uvádí, největší překážkou pro plošné nasazení technologií AMM je jejich dnešní cena. To je dáno současným vývojem a testováním této technologie; v řádu několika let se dá ovšem očekávat výrazné snížení této ceny (až za polovinu současné hodnoty). Druhou citlivostní analýzou bude tedy závislost změny ceny chytrých zařízení na NPV. Konkrétní výpočty jsou opět uvedeny v příloze č. 4, list „NPV2“.



Graf 3: Citlivostní analýzy změny diskontu v závislosti na NPV

Na grafu č. 3 je možné vidět stejnou závislost jako na grafu č. 1, i když pro jiné hodnoty NPV. Rozptyl mezi 5 % a 9 % diskontem je v tomto případě přes 2 mil Kč.



Graf 4: Citlivostní analýza změny ceny SM v závislosti na NPV

Graf č. 4 již popisuje zmíněnou závislost, jak snížení nákladů na technologii SM ovlivní výsledné NPV. Z téměř lineárního průběhu se dá vyčíst především skutečnost, že při snížení nákladů na technologii o 75 % (což může být realita několika málo let) ušetříme na celém projektu cca 0,7 mil Kč.

## 5.5 Shrnutí a porovnání jednotlivých řešení

### 5.5.1 Ekonomické porovnání variant

V kapitolách 5.3 a 5.4 byly představeny 2 pilotní SM a SG projekty pro vedení NN v lokalitě Jarohněvice – Dubňany. Druhý projekt byl uvažován jako nadstavba prvního, oba pak byly hodnoceny jako zvýšení nákladů vložených do této lokality oproti současnému stavu bez realizace investice.

První projekt uvažoval výměnu obyčejného transformátoru za transformátor regulovatelný pod napětím a zároveň instalaci chytrých elektroměrů na nejvzdálenější místa v síti. Druhý projekt představoval kompletní výměnu vedení, instalaci optického vedení a chytrých elektroměrů pro všechna OM. Jejich porovnání bylo provedeno v době předpokládané životnosti všech instalovaných prvků, která byla stanovena na 40 let. Optimalizační doba, kdy má význam sledovat jednotlivé změny, je však velice krátká (5 let). Je to především z důvodu, že se jedná o pilotní projekt na nové a nevyzkoušené technologie. V této době byla NPV nákladů jednotlivých projektů:

- NPV nákladů projektu 1: 3,7 mil. Kč
- NPV nákladů projektu 2: 12,6 mil. Kč

Jak bylo tedy předpokládáno, jedná se o velké investice, které se nejspíše nepodaří pokrýt z výnosů za distribuci elektrické energie. Tento fakt ovšem nemůže být ověřen, protože k vyhodnocení nemáme data o cenách a velikosti odběrů k dispozici. Výsledný výpočet také ovlivňuje fakt, že z důvodu zachování bezpečnosti citlivých dat o nákladech společnosti E.ON byly použity pouze orientační ceny.

Protože však lokální vedení NN je u konce doby své životnosti, a v dohledné době by se muselo stejně nahrazovat, je tato lokalita pro podobný projekt více než vhodná. V případě uvažování realizace tohoto Smart Grids projektu si však společnost E.ON evidentně od něj nemůže slibovat ekonomický zisk. Jeho realizací však získá velké množství neekonomických výhod.

Protože „kompletní“ Smart Grids projekt nastane pouze v případě realizace obou investic, výsledná hodnota nákladů potřebných pro tuto investici by odpovídala součtu uvedených NPV. Je to možné z důvodu, že obě NPV byly počítány jako rozdíl oproti stávajícímu stavu. Avšak při takto jednoduchém součtu by výsledná hodnota nebyla úplně jednoznačná, protože se nedá předpokládat realizace obou investic najednou ve stejném roce, nebyla by teda uvažována změna hodnoty peněz v průběhu realizace projektů.

Řešením by také mohla být realizace pouze prvního projektu, na kterém si bude společnost E.ON moci vyzkoušet část Smart Grids technologií a zároveň teoreticky prodlouží životnost stávajícího vedení. Druhý projekt potom bude možné o pár let odsunout a realizovat ho až po výrazném snížení nákladů na pořízení SM technologie.

## 5.5.2 Výhody realizace projektů

Před realizací takto náročného projektu je důležité mít nadefinovaná očekávání, která by měl projekt naplnit. Jednotlivé body se pak mohou konkrétně sledovat a vyhodnocovat jejich splnění či vyvrácení předpokladu. Z průběžného i konečného stavu je možné vytvářet analýzy a k vzniklým problémům definovat opatření.

Jak již bylo zmíněno, u tohoto konkrétního projektu nejspíše nebude hlavní motivací finanční rentabilita, ale spíše získání zkušenosti s novou technologií a ověření si možnosti jejího globálního nasazení, které požadují evropské směrnice. Tyto zkušenosti by také mohly přispět k budoucí konkurenční výhodě, především pak k budoucím ziskům.

Realizace tohoto projektu by měla společnosti E.ON přinést tyto výhody:

- získání zkušeností s chodem celého systému
  - na malém měřítku si vyzkoušet podobu budoucí DS
- vytvoření firemní „know-how“
  - neoptimalnější nastavení jednotlivých prvků sítě
  - získání zkušeností s konkrétními produkty
  - vytvoření firemních postupů
- zautomatizování chodu NN sítě v Jarohněvicích
  - automatizovaný chod DTS
  - omezení výjezdů technika
- sběr dat z chytrých elektroměrů a monitorovacích zařízení
  - analýza získaných dat (statistické vyhodnocení)
  - vytvoření studií pro ovládání a úpravy zařízení
- eliminace stávajících problémů v Jarohněvicích
- obnova zastaralé části distribuční sítě

Pokud však chce společnost E.ON s výše popsanými projekty začít, měla by nejprve přesvědčit odběratele v lokalitě projektu o tom, že i oni budou mít ze změn prospěch. V době výstavby totiž vzniknou těmto zákazníkům menší či větší omezení, se kterými by měli být seznámeni (a také s tím souhlasit). Jako kompenzace by tedy měly sloužit výhody, které po dokončení rekonstrukce získají a které budou schopni reálně využít. Konkrétně se jedná o:

- snížení plateb za elektrickou energii
  - nové tarify
  - přesunutí některých činností na dobu s levnějším tarifem

- rozšířené možnosti sledování aktuální spotřeby
  - chytré elektroměry
  - externí displeje
  - sledování aktuálních cen elektrické energie (burza, dodavatel)
  - vyúčtování v reálném čase
  
- efektivnější využití domácnosti
  - „Smart“ spotřebiče
  - E-mobilita
  
- zajištění dlouhodobé stabilní dodávky kvalitní elektrické energie
- výhody neenergetického charakteru
  - vysokorychlostní internet
  - kabelová televize
  - IP telefonie

## Závěr

Mým cílem v této diplomové práci bylo analyzovat problematiku Smart Grids a popsat současné možnosti jejího využití. Přiblížení tématu z různých pohledů se věnují první dvě kapitoly práce, poté následuje analýza současného stavu i budoucího vývoje. Je demonstrována na konkrétních projektech ve vybraných zemích Evropské unie i v České republice. Teoretické poznatky z těchto kapitol jsou také využity v závěrečné kapitole, kterou je studie integrace chytrých technologií na konkrétním úseku distribuční sítě NN v obci Dubňany – Jarohněvice. Studie byla zpracována jako projekt pro společnost E.ON Česká republika, a.s. a zahrnuje jak technický návrh, tak ekonomické hodnocení.

Diplomová práce vznikala ve 2 etapách. V zimním semestru 2013/2014 jsem se zaměřil především na sběr informací o technologii Smart Grids, který vedl k vytvoření prvních dvou kapitol této práce. Teoretické základy, nutné k pochopení dalšího obsahu práce, byly odevzdány jako „semestrální projekt“. Následovalo rozšíření na „diplomovou práci“ v podobě analýz. Souběžně s nimi jsem začal pracovat na projektu pro společnost E.ON Česká republika, a.s., který předkládá řešení současných technických nedostatků ve zmíněné lokalitě DS této společnosti a zároveň poukazuje na možnost využití této lokality k uskutečnění testovacího pilotního projektu pro Smart Grids.

Diplomová práce může být přínosem pro další čtenáře především z hlediska ucelenosti informací o Smart Grids. Je také historickou výpovědí o stavu problematiky Smart Grids v Evropské unii v době vytvoření této diplomové práce, tj. o stavu z přelomu roku 2013/2014. Modelový projekt pro společnost E.ON byl zpracován jako příklad analýzy globálního přechodu na Smart Grids v ČR.

Cena „Smart“ prvků a technologií a také nejednotnost napříč jednotlivými členskými státy jsou faktory, které zpomalují výzkum i realizaci konceptu Smart Grids. Přesto analýzy v rámci zemí Evropské unie ukazují na jednoznačný trend postupného přechodu k různým formám této technologie, která by se v případě důsledného dodržení evropské legislativy měla v blízké budoucnosti stát standardem. V podmínkách ČR není tento globální přechod aktuálním tématem (není ekonomicky rentabilní). Systém HDO zde představuje řešení hlavních problémů, kvůli kterým jsou Smart Grids (konkrétně jejich část Smart Metering) zaváděny v ostatních státech EU. Rozumným přístupem pro ČR je instalace a integrace prvků Smart Grids za účelem výzkumu a testování této technologie. Prokázala to i zpracovaná studie, která poukázala na možnost využití lokality Dubňany – Jarohněvice k uskutečnění testovacího pilotního projektu pro Smart Grids. Vzhledem k finanční náročnosti projektů Smart Grids by bylo vhodné je realizovat např. ve spolupráci s univerzitami, pod patronací MPO a hledat pro jejich realizaci zdroje v evropských fondech, tak jak je tomu v ostatních evropských zemích.

Obecně je vhodné téma této práce označit jako velice důležitou vizi pro budoucnost, avšak z hlediska praktického nasazení stále velice nejasnou a nedokončenou. Pro další pokrok technologie „Smart Grids“ je nutné pokračovat v běžících výzkumech a testech a vzájemně si zkušenosti vyměňovat. Inspiraci je možné hledat i v ostatních zemích světa, kde již Smart Grids plně využívají. V době zpracování diplomové práce jsem absolvoval studijní stáž v Jižní Koreji, kde jsem měl mimo jiné možnost vidět, že otázce Smart Grids je i v Asii věnována velká pozornost. Bylo by přínosné získat zkušenosti také ze zemí, které jsou v IT technologiích světovými leadery. To považuji za další směr, kterým by se analýza problematiky Smart Grids mohla ubírat. Vztít si vzor z funkčních projektů může přinést výzkumu nové impulsy a velice ho zefektivnit.

# Slovník

<b>AC</b>	<b>Alternating current</b> <i>Střídavý proud</i>
<b>ACER</b>	<b>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</b> <i>Agentura pro spolupráci energetických regulárních úřadů</i>
<b>AG</b>	<b>Aktiengesellschaft</b> <i>Typ struktury firmy v Německu - obdoba akciové společnosti</i>
<b>AMI</b>	<b>Advanced Metering Infrastructure</b> <i>Technologie Smart Meteringu</i>
<b>AMIS</b>	<b>Automated Metering and Information System</b> <i>Technologie Smart Meteringu</i>
<b>AMM</b>	<b>Automatic Meter Management</b> <i>Technologie Smart Meteringu</i>
<b>AMR</b>	<b>Automatic Meter Reading</b> <i>Technologie Smart Meteringu</i>
<b>AUT</b>	<b>Austria</b> <i>Rakouská republika</i>
<b>BESOS</b>	<b>Building Energy Decision Support Systems for Smart Cities</b> <i>SG projekt</i>
<b>BTS</b>	<b>Base transceiver station</b> <i>Vysílací / přijímací stanice mobilního operátora</i>
<b>CELENEC</b>	<b>European Committee for Electro technical Standardization</b> <i>Evropský výbor pro normalizaci v elektrotechnice</i>
<b>CEN</b>	<b>European Committee for Standardization</b> <i>Evropský výbor pro normalizaci</i>
<b>CF</b>	<b>Cash flow</b> <i>Peněžní tok</i>
<b>CNE</b>	<b>Comisión Nacional de Energía</b> <i>Španělský regulátor trhu</i>
<b>COM/KOM</b>	<b>Communication from the commission of the European parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions</b> <i>Právní akt EU - Návrhy a další akty přijaté v rámci legislativního postupu, sdělení, doporučení, zprávy, bílé knihy, zelené knihy</i>
<b>CORDIS</b>	<b>Community Research and Development Information Service</b> <i>Informační služba pro výzkum a vývoj (evropského) společenství</i>
<b>ČNB</b>	<b>Česká národní banka</b>
<b>ČR</b>	<b>Česká republika</b>
<b>ČSN</b>	<b>České technické normy</b>
<b>ČSÚ</b>	<b>Český statistický úřad</b>
<b>D&amp;D</b>	<b>Demonstration &amp; Deployment</b> <i>Typ projektů SG - demonstrace a nasazení</i>
<b>DC</b>	<b>Direct current</b> <i>Stejnoseměrný proud</i>



<b>DS</b>	<b>Distribuční soustava</b>
<b>DS TN</b>	<b>Distribuční síť s ochranou nulováním</b>
<b>DTS</b>	<b>Distribuční trafostanice</b>
<b>ECF</b>	<b>European Climate Foundation</b> <i>Evropská klimatická nadace</i>
<b>EDF</b>	<b>Électricité de France</b> <i>Francouzská energetická společnost působící i na území Velké Británie</i>
<b>EEGI</b>	<b>European Electricity Grid Initiative</b> <i>Evropská iniciativa pro distribuční soustavy elektřiny</i>
<b>ELECTRA</b>	<b>European Lesson on Electricity Committed Towards long-term Research Activities for Smart Grids</b> <i>SG projekt</i>
<b>ENEL</b>	<b>Ente Nazionale per l'energia Elettrica</b> <i>Italská energetická společnost</i>
<b>ENTSO-E</b>	<b>European Network of Transmission System Operators for Electricity</b> <i>Sdružení evropských provozovatelů elektroenergetických soustav</i>
<b>ENTSO-G</b>	<b>European Network of Transmission System Operators for Gas</b> <i>Sdružení evropských provozovatelů plynofikačních soustav</i>
<b>ERDF</b>	<b>Électricité Réseau Distribution France</b> <i>Francouzská distribuční společnost</i>
<b>ERÚ</b>	<b>Energetický regulační úřad</b>
<b>ETP SG</b>	<b>European technology platform for Smart Grids</b> <i>Evropská technologická platforma pro elektrické sítě budoucnosti</i>
<b>ETSI</b>	<b>European Telecommunications Standards Institute</b> <i>Evropský ústav pro telekomunikační normy</i>
<b>EU</b>	<b>Evropská unie</b>
<b>FINESCE</b>	<b>Future Internet Smart Utility Services</b> <i>SG projekt</i>
<b>FRA</b>	<b>France</b> <i>Francouzská republika</i>
<b>FVE</b>	<b>Fotovoltaické elektrárny</b>
<b>GARPUR</b>	<b>Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment</b> <i>SG projekt</i>
<b>GER</b>	<b>Germany</b> <i>Spolková republika Německo</i>
<b>GMBH</b>	<b>Gesellschaft mit beschränkter Haftung</b> <i>Typ struktury firmy v Německu - obdoba společnosti s ručením omezeným</i>
<b>GPRS</b>	<b>General Packet Radio Service</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>
<b>GRE</b>	<b>Greece</b> <i>Řecká republika</i>
<b>GSM</b>	<b>Global Systém for Mobile Communications</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>

<b>HDO</b>	<b>Hromadné dálkové ovládání</b>
<b>ICT</b>	<b>Information and communication technology</b> <i>Informační a komunikační technologie</i>
<b>IRR</b>	<b>Internal rate of return</b> <i>Čistá současná hodnota</i>
<b>ISPV</b>	<b>Informační systém o průměrném výdělku</b>
<b>IT</b>	<b>Information technology</b> <i>Informační technologie</i>
<b>ITA</b>	<b>Italy</b> <i>Italská republika</i>
<b>JČE</b>	<b>Jihočeská energetika</b>
<b>JČP</b>	<b>Jihočeská plynárenská</b>
<b>JME</b>	<b>Jihomoravská energetika</b>
<b>JRC</b>	<b>Joint Research Centre</b> <i>Společné výzkumné středisko</i>
<b>KVET</b>	<b>Kombinovaná výroba tepla a elektřiny</b>
<b>LTE</b>	<b>Long Term Evolution</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>
<b>MPO</b>	<b>Ministerstvo průmyslu a obchodu</b>
<b>NAP</b>	<b>Národní akční plan</b>
<b>NN</b>	<b>Nízké napětí</b>
<b>NPV</b>	<b>Net present value</b> <i>Čistá současná hodnota</i>
<b>OM</b>	<b>Odběrná místa</b>
<b>OZE</b>	<b>Obnovitelné zdroje energie</b>
<b>OTE</b>	<b>Operátor trhu</b>
<b>PDS</b>	<b>Provozovatel distribuční soustavy</b>
<b>PE</b>	<b>Polyethylen</b> <i>Typ materiálu na izolaci vodiče</i>
<b>PLC</b>	<b>Power line communication</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>
<b>PP</b>	<b>Payment period</b> <i>Prostá doba splacení</i>
<b>PP</b>	<b>Pražská plynárenská</b>
<b>PPC</b>	<b>Public Power Corporation</b> <i>Řecká energetická společnost</i>
<b>PS</b>	<b>Přenosová soustava</b>
<b>PVC</b>	<b>Polyvinyl chloride</b> <i>Typ materiálu na izolaci vodiče</i>
<b>PXE</b>	<b>Pražská energetická burza</b>
<b>R&amp;D</b>	<b>Research &amp; Development</b> <i>Typ projektů SG - výzkum a rozvoj</i>
<b>ROI</b>	<b>Return of investments</b> <i>Výnosnost investice</i>

<b>RTU</b>	<b>Remote terminal unit</b> <i>Komunikační zařízení</i>
<b>SAP</b>	<b>Systems, Applications &amp; Product in Data Processing</b> <i>Komplexní firemní SW</i>
<b>SCADA</b>	<b>Supervisory control and data acquisition</b> <i>Dispečerské řídicí středisko a sběr dat</i>
<b>SEK</b>	<b>Státní energetická koncepce</b>
<b>SG</b>	<b>Smart Grids</b> <i>Inteligentní síť</i>
<b>SIM</b>	<b>Subscriber identity module</b> <i>Technologie v mobilních telefonech</i>
<b>SM</b>	<b>Smart Metering</b> <i>Inteligentní měření</i>
<b>SMIP</b>	<b>Smart Metering Implementation Program</b> <i>SM projekt ve Velké Británii</i>
<b>SPA</b>	<b>Spain</b> <i>Španělské království</i>
<b>SRA</b>	<b>Strategic Research Agenda</b> <i>Strategická výzkumná agenda</i>
<b>SSE</b>	<b>Scottish and Southern Energy plc</b> <i>Britská energetická společnost</i>
<b>SVK</b>	<b>Slovakia</b> <i>Slovenská republika</i>
<b>SWE</b>	<b>Sweden</b> <i>Švédské království</i>
<b>TDD</b>	<b>Typový diagram dodávky</b>
<b>TS</b>	<b>Trafostanice</b>
<b>UK</b>	<b>United Kingdom</b> <i>Spojené království Velké Británie a Severního Irsku</i>
<b>UMTS</b>	<b>Universal Mobile Telecommunications Systems</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>
<b>UTP</b>	<b>Unshielded twisted pair</b> <i>Technologie pro přenos dat</i>
<b>UVN</b>	<b>Ultra vysoké napětí</b>
<b>VN</b>	<b>Vysoké napětí</b>
<b>VPN</b>	<b>Virtual private network</b> <i>Virtuální síť pro přenos dat</i>
<b>VTE</b>	<b>Větrné elektrárny</b>
<b>VVN</b>	<b>Velmi vysoké napětí</b>
<b>WACC</b>	<b>Weighted average cost of capital</b> <i>Vážená cena vlastního a dlouhodobého cizího kapitálu</i>
<b>ZVN</b>	<b>Zvláště vysoké napětí</b>

## Literatura

- [1] *Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends*. Ali, A B M Shawkat. London: Springer, 2013, 230 pages. ISBN 978-144-7152-095.
- [2] HRAD, Jaromír. *Komunikace po silnoproudých vedeních* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 3. 12. 2013.
- [3] *The Electric Grids: A History*. In: BURN: An energy journal [online]. 2013 [cit. 2013-10-20]. Dostupné z: <http://burnanenergyjournal.com/the-electric-Grids-a-history/>
- [4] CRHA, Aleš. *Služby zpracování dat ze Smart Grids postavené na technologiích ETL a CEP*. Brno, 2012. Dostupné z: [http://is.muni.cz/th/255484/fi\\_m/dp.pdf](http://is.muni.cz/th/255484/fi_m/dp.pdf). Diplomová práce. Masarykova univerzita. Vedoucí práce Mgr. Filip Procházka, Ph.D.
- [5] KUSALA, Jaroslav. Výroba elektrické energie. ČEZ, a.s. *Miniencyklopedie Elektřina: Součást vzdělávacího programu SVĚT ENERGIE* [online]. 2003 [cit. 2014-10-25]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/edee/content/microsites/elektrina/3-3.htm>
- [6] Technická infrastruktura PS. ČEPS, a.s. *Oficiální stránky společnosti ČEPS, a.s.: Činnosti* [online]. 2014 [cit. 2014-10-25]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Stranky/default.aspx>
- [7] Distribuční soustava ČR. *CenyEnergie.cz* [online]. 2014 [cit. 2014-10-25]. Dostupné z: <http://www.cenyenergie.cz/distribucni-soustava/>
- [8] KAPOUN, Vladislav. *Smart Grids – Chytré sítě v energetice*. Brno, 2013. Dostupné z: [https://www.vutbr.cz/www\\_base/zav\\_prace\\_soubor\\_verejne.php?file\\_id=69209](https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=69209). Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně. Vedoucí práce doc. Ing. Jiří Mišurec, Csc.
- [9] HDO. PREDISTRIBUCE, a.s. *Oficiální stránky PREDistribuce, a.s.* [online]. 2008 [cit. 2014-10-20]. Dostupné z: <http://www.predistribuce.cz/distribuce/sluzby-a-ceny/sluzby/hdo.html>
- [10] *EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data*. Smart Grids Task Force [online]. 2013, s. 119 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group3\\_first\\_year\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group3_first_year_report.pdf)
- [11] NETOLIČKOVÁ, Soňa. Smart Metering – nová koncepce měření!. In: Konference EurOpen, 15. 12. 2012, Vílanec u Jihlavy [elektronický zdroj]. [cit. 2014-10-25]. Dostupné z: [http://europen.cz/Proceedings/41/Smart%20metering%20%E2%80%93%20nova%20koncepce%20m%C4%9B%C5%99eni\\_Euro.pdf](http://europen.cz/Proceedings/41/Smart%20metering%20%E2%80%93%20nova%20koncepce%20m%C4%9B%C5%99eni_Euro.pdf)
- [12] HRAD, Jaromír. *Komunikační sítě pro Smart Grids* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 10. 12. 2013.
- [13] PETRÁŠEK, Jan. *Chytré sítě a měření – současná situace a možnosti budoucího rozvoje*. Praha, 2013. Bakalářská práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Prof. Ing. Oldřich Starý, Csc.
- [14] CAWSON, Alan, Leslie HADDON a Ian MILES. *The shape of things to consume: delivering information technology into the home*. Brookfield, Vt., USA: Ashbury Pub., c1995, xi, 287 p. ISBN 18-597-2052-8. Dostupné z: <http://www.lse.ac.uk/media%40lse/whosWho/AcademicStaff/LeslieHaddon/ShapeofThings.pdf>

- [15] KOK, Koen, Stamatis KASRNOUSKOS, David NESTLE, Aris DIMEAS, Anke WEIDLICH, Cor WARMER, Phillip STRAUSS, Britta BUCHHOLZ, Stefan DRENKARD, Nikos HATZIARGYRIOU a Vali LIOLIOU. *Smart house for a smart Grids*. CIRED [online]. 2009, Paper 0751, s. 4 [cit. 2013-11-10]. Dostupné z: [http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2009/smart\\_houses\\_forasmartGrids0/\\_jcr\\_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Smart%20Houses%20for%20a%20Smart%20Grids-JUNI.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2009/smart_houses_forasmartGrids0/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Smart%20Houses%20for%20a%20Smart%20Grids-JUNI.pdf)
- [16] KARNOUSKOS, Stamatis, Anke WEIDLICH, Jan RINGELSTEIN, Aris DIMEAS, Koen KOK, Cor WARMER, Patrick SELZAM, Stefan DRENKARD, Nikos HATZIARGYRIOU a Vally LIOLIOU. *Monitoring and Control for Energy E. Smarthouse/SmartGrids*. 2011, pp. 197-207. Dostupné z: [http://www.iwes.fraunhofer.de/en/publications/list\\_of\\_publication/2010/monitoring-and-control-for-energy-e-ciency-in-the-smart-house/\\_jcr\\_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Monitoring%20and%20Control%20for%20Energy%20Eciency%20in.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/en/publications/list_of_publication/2010/monitoring-and-control-for-energy-e-ciency-in-the-smart-house/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Monitoring%20and%20Control%20for%20Energy%20Eciency%20in.pdf)
- [17] BORBELY, Anne-Marie a Jan F KREIDER. *Distributed generation: the power paradigm for the new millennium*. Boca Raton: CRC Press, 2001, 400 p. Mechanical engineering series (Boca Raton, Fla.). ISBN 08-493-0074-6.
- [18] SCHINDLER, Jan. *Obchodování s elektřinou na Pražské energetické burze PXE*. In: Tzbinfo: Technické zařízení budov [online]. 22. 5. 2013 [cit. 2013-12-07]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/ceny-paliv-a-energii/9938-obchodovani-s-elektrinou-na-prazske-energeticke-burze-pxe>
- [19] 2009/72/ES. *Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES*. Brusel: Evropský parlament, březen 2009
- [20] HAVEL, Ladislav. MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU ČR. *Přehled aktuálního právního rámce energetického trhu: Právní normy upravující fungování energetického trhu a směrnice 2012/27/EU*. 6. výroční konference Smart Meteringu. Praha, 2013. Dostupné pro účastníky konference
- [21] COM 2011/202. *Sdělení komise Evropskému parlamentu, radě, evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru region. Inteligentní sítě: od inovací k zavádění*. Brusel: Evropská Komise, duben 2011
- [22] 2012/27/EU. *Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnice 2004/8/ES a 2006/32/ES*. Brusel: Evropský parlament, říjen 2012
- [23] COM 2007/723. *Sdělení komise Evropskému parlamentu, radě, evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru region. Evropský strategický plán pro energetické technologie (Plán SET)*. Brusel: Evropská Komise, listopad 2007
- [24] COM 2010/639. *Sdělení komise Evropskému parlamentu, radě, evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru region. Energie 2020 – Strategie pro konkurenceschopnou, udržitelnou a bezpečnou energii*. Brusel: Evropská Komise, leden 2011
- [25] 2012/148/EU. *Doporučení Komise ze dne 9. března 2012 o přípravách na zavedení inteligentních měřících systémů*. Brusel: Evropský Komise, březen 2012
- [26] *SmartGrids SRA 2035: Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids SRA 2007 for the needs by the year*. European Technology Platform SmartGrids [online]. 2012, s. 74 [cit. 2013-12-07]. Dostupné z: <http://www.smartGrids.eu/documents/sra2035.pdf>

- [27] HIERZINGER, Roland, Mihaela ALBU, Henk VAN ELBURG, Alastair J. SCOTT, Artur LAZICKI, Lauri PENTTINEN, Francisco PUENTE a Hanne SAELE. *European Smart Metering Landscape Report 2012 – update May 2013* [online]. 2. vyd. Vienna, 2012, 5/2013 [cit. 2014-10-01]. Dostupné z: <http://www.smartregions.net/GetItem.asp?item=digistorefile;415769;1522¶ms=open;gallery>
- [28] Interní materiály společnosti E.ON
- [29] *E.ON Profile*. E.ON. Oficiální stránky společnosti E.ON [online]. 2014 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.eon.com/en/about-us/profile.html>
- [30] Informace o městu. *Město Dubňany* [online]. 2013 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.dubnany.eu/mesto-dubnany/informace-o-mestu>
- [31] *Pravidla provozování distribuční soustavy: Pro E.ON Distribuce, a.s. 11/2011*. Dostupné z: [http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/regulations/PPDS\\_2011.pdf](http://www.eon-distribuce.cz/file/cs/electricity/regulations/PPDS_2011.pdf)
- [32] MASCHINENFABRIK REINHAUSEN GMBH. *GRIDSCON® TRANSFORMER: THE VOLTAGE REGULATED DISTRIBUTION TRANSFORMER* [online]. 2012 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.reinhausen.com/XparoDownload.ashx?raid=83781>
- [33] SIEMENS AG. *FITformer® REG: The adaptable distribution transformer* [online]. 2013 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/Transformers/Distribution%20Transformers/fitformer-reg/fit-former-reg-adaptable-distribution-transformer.pdf>
- [34] COVRIG, Catalin Felixg, Mircea ARDELEAN, Julija VASILJEVSKA, Anna MENGOLINI, Gianluca FULLI a Eleftherios AMOIRALIS. JOINT RESEARCH CENTER - INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT. *Smart Grids Projects Outlook 2014*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014. ISBN 978-92-79-38374-8. Dostupné z: [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/ld-na-26609-en-smart Grids projects outlook 2014 - online.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/ld-na-26609-en-smart%20Grids%20projects%20outlook%202014%20-%20online.pdf)
- [35] NERAD, Jindřich. *PREměření, a.s.. Online chytré měření jako konkurenční výhoda na retailovém trhu?*, 6. výroční konference Smart Meteringu. Praha, 2013. Dostupné pro účastníky konference
- [36] Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. *Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR. 9/2012*. [cit. 2014-10-02] Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument106754.html>
- [37] Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. *Aktualizace státní energetické koncepce České republiky. 11/2012*. [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument119078.html>
- [38] PROCHÁZKA, Karel. *EGC-EnergoGoConsult ČB. Jsou splněny všechny předpoklady pro efektivní a spolehlivé AMM v ČR?*. In: Konference ČK CIREN 2012, 6. - 7. listopadu 2012, Tábor [elektronický zdroj]. Praha: ČK CIREN, 2012. [cit. 2014-10-02]. Dostupné pro účastníky konference
- [39] Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. *Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů. 7/2010* [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument79564.html>
- [40] MULLER, František, ČEZ Měření. *Průběžné výsledky projektu WPPAMM*. In: Konference ČK CIREN 2012, 6. - 7. listopadu 2012, Tábor [elektronický zdroj]. Praha: ČK CIREN, 2012. [cit. 2014-10-02]. Dostupné pro účastníky konference

- [41] Česká republika. *Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)*. In: č. 131/2000. 2000. Dostupné z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/download?idBiblio=49962&nr=458~2F2000~20Sb.&ft=pdf>
- [42] Česká republika. *Zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií*. In: č. 115/2000. 2000. Dostupné z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/download?idBiblio=49857&nr=406~2F2000~20Sb.&ft=pdf>
- [43] Česká republika. *Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů*. In: č. 59/2012. 2012. Dostupné z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/download?idBiblio=77573&nr=165~2F2012~20Sb.&ft=pdf>
- [44] GIORDANO, Vincenzo, Alexis MELETIOU, Catalin FELIX COVRIG, Anna MENGOLINI, Mircea ARDELEAN, Gianluca FULLI, Manuel SANCHEZ JIMENEZ a Constantina FILIOU. JOINT RESEARCH CENTER - INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT. *Smart Grids projects in Europe lessons learned and current developments: 2012 update*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013. ISBN 978-927-9286-032. Dostupné z: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartGrids/doc/ld-na-25815-en-n\\_final\\_online\\_version\\_april\\_15\\_smart\\_Grids\\_projects\\_in\\_europe\\_-\\_lessons\\_learned\\_and\\_current\\_developments\\_-\\_2012\\_update.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartGrids/doc/ld-na-25815-en-n_final_online_version_april_15_smart_Grids_projects_in_europe_-_lessons_learned_and_current_developments_-_2012_update.pdf)
- [45] FRIENDS OF THE SUPERGRIDS. *Friends of the SuperGrids* [online]. 2014 [cit. 2014-10-13]. Dostupné z: <http://www.friendsofthesuperGrids.eu/>
- [46] Grids4EU Overview. GRIDS4EU. *Grids4EU* [online]. 2014 [cit. 2014-10-13]. Dostupné z: <http://www.Grids4eu.eu/overview.aspx>
- [47] Projekt Smart Region ve Vrchlabí. ČEZ DISTRIBUCE. *CEZdistribuce: Zprávy a zajímavost* [online]. 2014 [cit. 2014-10-13]. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/cs/zpravy-a-zajimavosti/smart-region.html>
- [48] JELÍNEK, Milan, Vlastimil NOVOTNÝ, Jaroslav BOŘEK, ČEZ Distribuce, a.s. *Smart Region Vrchlabí, vývoj pilotního projektu*. In: Konference ČK CIRED 2013, 5. - 6. listopadu 2013, Tábor [elektronický zdroj]. Děčín: ČK CIRED, 2013. [cit. 2014-10-13]. Dostupné pro účastníky konference
- [49] ČSN EN 50160. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí*. Verze 3. ČNI, 03/2011.
- [50] PNE 33 3430-0. *Výpočetní hodnocení zpětných vlivů odběratelů a zdrojů distribučních soustav*. Verze 4. REAS ČR, ZSE a ČEPS, 01/2009
- [52] HRAD, Jaromír. *Přenosová prostředí, přenosové systémy* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 5. 11. 2013.
- [54] DOMIN, Jiří. *IT a jeho postavení ve firmě – historie, budoucnost, vazba na strategii*. Praha, 2012. Bakalářská práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Ing. Pavel Náplava.
- [55] STARÝ, Oldřich. *Základní pojmy rozhodování a nejčastější omyly* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 2012.
- [56] MINISTERSTVO PRÁCE A SOCIÁLNÍCH VĚCÍ. *Informační systém o průměrném výdělku: Mzdová sféra* [online]. 17. 9. 2014, 80 s. [cit. 2014-11-30]. Dostupné z: [http://www.ispv.cz/getattachment/68859277-c84f-49e1-9d51-e7343fb21c76/CR\\_142\\_MZS-pdf.aspx?disposition=attachment](http://www.ispv.cz/getattachment/68859277-c84f-49e1-9d51-e7343fb21c76/CR_142_MZS-pdf.aspx?disposition=attachment)

[57] VÍTEK, Miroslav. *Ekonomika dopravních energetických systémů*. 2. vydání. Praha: České vysoké učení technické v Praze, srpen 2008.

[58] Typové diagramy dodávek elektřiny: Přepočtené TDD. OTE, a.s. *OTE, a.s.* [online]. 2010 [cit. 2014-11-30]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektriny/prepoctene-tdd>

[59] KREJCAR, Rostislav. *Účastníci trhu, měření a Typové diagramy dodávek (TDD)* [přednáška]. Praha: FEL, ČVUT, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, 25. 11. 2013.

[60] Energetický regulační úřad. *Závěrečná zpráva energetického regulačního úřadu o metodice regulace 3. Regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství*. Praha: ERÚ, 11. 11. 2009.

[61] ČNB. *Zpráva o inflaci* [online]. IV/2014. 2014, 90 s. [cit. 2014-11-30]. Dostupné z: [http://www.cnb.cz/miranda2/export/sites/www.cnb.cz/cs/menova\\_politika/zpravy\\_o\\_inflaci/2014/2014\\_IV/download/zoi\\_IV\\_2014.pdf](http://www.cnb.cz/miranda2/export/sites/www.cnb.cz/cs/menova_politika/zpravy_o_inflaci/2014/2014_IV/download/zoi_IV_2014.pdf)

[O\_1] *Distribution: Distributed micropower is delivered power*. Dreaming New Mexico: A Bioneers Collaborative Project [online]. 2013 [cit. 2013-12-07]. Dostupné z: <http://www.dreamingnewmexico.org/energy/distribution>

[O\_2] *Solar and wind energy may stabilise the power Grids*. In: Max-Planck-Gesellschaft [online]. 2012 [cit. 2013-12-07]. Dostupné z: <http://www.mpg.de/6351135/power-Grids-regenerative-energy>

[O\_3] *Smart Grids: IP/Ethernet Substation Networks: The Cornerstone of a Smart Grids*. Moxa [online]. 2013 [cit. 2013-12-07]. Dostupné z: [http://www.moxa.com/Solutions/Power\\_TnD/power\\_smart\\_Grids.htm](http://www.moxa.com/Solutions/Power_TnD/power_smart_Grids.htm)

[O\_4] KARNOUSKOS, Stamatis, Anke WEIDLICH, Koen KOK, Cor WARMER, Jan RINGELSTEIN, Patrick SELZAM, Aris DIMEAS a Stefan DRENKARD. *Field Trials towards Integrating Smart Houses with the Smart Grids*. Smarthouse/SmartGrids. 2010, s. 10. Dostupné z: [http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2010/field-trials-towards-integrating-smart-houses-with-the-smart-gri/jcr\\_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2010\\_eEnergy\\_Trials.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2010/field-trials-towards-integrating-smart-houses-with-the-smart-gri/jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2010_eEnergy_Trials.pdf)



## Seznam obrázků

OBRÁZEK 1: CENTRALIZOVANÁ VS. DECENTRALIZOVANÁ VÝROBA [O_1]	13
OBRÁZEK 2: SOUČASNÉ VS. BUDOUCÍ VYUŽÍVÁNÍ ZDROJŮ [O_2]	18
OBRÁZEK 3: KONCEPT SMART GRIDS [O_3]	20
OBRÁZEK 4: KONCEPT SMART HOME [O_4]	23
OBRÁZEK 5: POZICE PILOTNÍCH PROJEKTŮ SM NA ÚZEMÍ ČR	47
OBRÁZEK 6: POČET A ROZDĚLENÍ PROJEKTŮ SG V ZEMÍCH EU [34; 44]	51
OBRÁZEK 7: KONCEPT SUPER GRIDS [45]	60
OBRÁZEK 8: LOGO SPOLEČNOSTI E.ON [29]	61
OBRÁZEK 9: PŘIBLIŽNÁ POZICE MĚSTA DUBŇANY V ČR	62
OBRÁZEK 10: PŘIBLIŽNÉ ZNÁZORNĚNÍ STÁVAJÍCÍHO VEDENÍ V JAROHŇEVICÍCH - MĚŘÍTKO CCA 1:3000	63
OBRÁZEK 11: TOPOLOGIE SÍTĚ V JAROHŇEVICÍCH [28]	64
OBRÁZEK 12: TRANSFORMÁTOR GRIDSCON [32]	67
OBRÁZEK 13: FUNKCE ALGORITMU TRANSFORMÁTORU GRIDSCON [32]	68
OBRÁZEK 14: TRANSFORMÁTOR FITFORMET REG [33]	68
OBRÁZEK 15: SM TD-3510 [28]	71
OBRÁZEK 16: UMÍSTĚNÍ CHYTRÝCH ELEKTROMĚŘŮ VE STÁVAJÍCÍ SÍTĚ V JAROHŇEVICÍCH - MĚŘÍTKO CCA 1:3000	72
OBRÁZEK 17: MONITOROVACÍ ZAŘÍZENÍ SIEMENS [28]	74
OBRÁZEK 18: FINÁLNÍ STAV ROZDĚLENÍ CHYTRÝCH PRVKŮ V JAROHŇEVICKÉ SÍTĚ NN - MĚŘÍTKO CCA 1:3000	74
OBRÁZEK 19: NOVÁ TOPOLOGIE NÁVRHU SÍTĚ V JAROHŇEVICÍCH	92

## Seznam tabulek

TABULKA 1: VEDENÍ V ČR [6; 7]	14
TABULKA 2: ANALÝZA NÁKLADŮ A VÝNOSŮ PRO IMPLEMENTACI SM V UK [27; 28]	35
TABULKA 3: PŘEHLED POSTUPU IMPLEMENTACE SM VE VYBRANÝCH ZEMÍCH EU [27; 28]	42
TABULKA 4: GLOBÁLNÍ FINANČNÍ POHLED NA SM [34]	42
TABULKA 5: POČET PILOTNÍCH PROJEKTŮ SG DLE ROZPOČTU [34]	52
TABULKA 6: ZÁJEM JEDNOTLIVÝCH SPOLEČNOSTÍ A NÁRODŮ O DANÝ PROBLÉM [34]	54
TABULKA 7: TYPY VEDENÍ, VZDÁLENOSTI A ODBĚRNÁ MÍSTA V JAROHŇEVICÍCH [28]	65
TABULKA 8: SPECIFIKACE VEDENÍ MEZI DTS A SM	72
TABULKA 9: INVESTIČNÍ NÁKLADY	77
TABULKA 10: POROVNÁNÍ PARAMETRŮ TRANSFORMÁTORŮ	80
TABULKA 11: PROVOZNÍ NÁKLADY	82
TABULKA 12: VÝZNAM PROMĚNNÝCH V CF A JEJICH VSTUPNÍ HODNOTA	85
TABULKA 13: CF V JEDNOTLIVÝCH LETECH HODNOCENÍ PROJEKTU	85
TABULKA 14: POTŘEBNÉ PRVKY PRO NOVOU SÍŤ NN	92
TABULKA 15: PARAMETRY NOVĚ NAVRŽENÉ SÍTĚ	93
TABULKA 16: IMPEDANCE A ZKRATOVÝ VÝKON V URČENÝCH OM	95
TABULKA 17: POTŘEBNÉ PRVKY PRO INSTALACI KOMUNIKAČNÍ SÍTĚ	99
TABULKA 18: POTŘEBNÉ PRVKY PRO REKONSTRUKCI ÚSEKU V24	99
TABULKA 19: INVESTIČNÍ NÁKLADY PROJEKTU 2	102
TABULKA 20: PROVOZNÍ NÁKLADY PROJEKTU 2	104

TABULKA 21: HODNOTA VSTUPNÍCH PROMĚNNÝCH PROJEKTU 2	105
TABULKA 22: CF V JEDNOTLIVÝCH LETECH HODNOCENÍ PROJEKTU 2	105

## Seznam grafů

GRAF 1: CITLIVOSTNÍ ANALÝZA ZMĚNY DISKONTU V ZÁVISLOSTI NA NPV	86
GRAF 2: CITLIVOSTNÍ ANALÝZA ZMĚNY CENY ELEKTRICKÉ ENERGIE V ZÁVISLOSTI NA NPV	86
GRAF 3: CITLIVOSTNÍ ANALÝZY ZMĚNY DISKONTU V ZÁVISLOSTI NA NPV	106
GRAF 4: CITLIVOSTNÍ ANALÝZA ZMĚNY CENY SM V ZÁVISLOSTI NA NPV	106

## Seznam příloh

PŘÍLOHA 1: KOMPLETNÍ SEZNAM SMART GRIDS PROJEKTŮ [34]	
PŘÍLOHA 2: PARAMETRY TRANSFORMÁTORU GRIDSCON TRANSFORMER [32]	
PŘÍLOHA 3: PARAMETRY TRANSFORMÁTORU FITFORMET REG [33]	
PŘÍLOHA 4: VÝPOČTY V PROGRAMU MS EXCEL – PŘILOŽENÉ NA CD	
PŘÍLOHA 5: ROZBORA POPIS SMĚRNICE EU 2009/72/ES [19]	
PŘÍLOHA 6: ROZBORA POPIS SMĚRNICE EU 2012/27/EU [22]	
PŘÍLOHA 7: ROZBORA POPIS SDĚLENÍ EU KOM(2011) 202 - INTELIGENTNÍ SÍŤ: OD INOVACÍ K ZAVÁDĚNÍ [21]	
PŘÍLOHA 8: ROZBORA POPIS DOPORUČENÍ EU 2012/148/ES - ZAVEDENÍ INTELIGENTNÍCH MĚŘÍCÍCH SYSTÉMŮ [25]	
PŘÍLOHA 9: ROZBORA POPIS SRA 2035 [26]	

# Přílohy

## Příloha 1: Kompletní seznam Smart Grids projektů [34]

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
0.4 kV remote control	2011-2013	D&D	1	UK	x							
220 kV SSSC device for power flow control	2009-2014	D&D	1	ES	x							
3002 EDISON	2009-2011	R&D	1	DK					x			
3e-Houses	2010-2013	D&D	12	BG, DE, ES, UK								
A complete and normalized 61850 substation	2009-2015	D&D	1	ES	x							
A2A Reti Elettriche	2011-2014	D&D	3	IT	x	x						
Accea Distribuzione Smart Grid Pilot Project	2011-2013	D&D	1	IT	x		x					x
Activation of 200 MW refuse-generated CHP upward regulation effect	2009-2010	R&D	1	DK		x						
ADDRESS	2008-2013	R&D	24	BE, CH, DE, ES, FI, FR, IT, NL, SE, UK				x				
ADELE	2009-2013	D&D	1	DE		x						
ADINE	2007-2010	R&D	8	DE, FI, SE		x						
ADVANCED	2012-2014	R&D	13	DE, ES, FI, FR, IT, NL			x					
AFFICHECO	2009-2013	D&D	14	FR					x			
AFTER	2011-2014	R&D	12	BE, CZ, DE, FR, IE, IT, NL, NO, UK		x						
Agent based control of power systems	2006-2010	R&D	1	DK								x
Almacena	2009-2013	D&D	1	ES		x						
AlpStore	2012-2014	D&D	28	AT, CH, DE, FR, IT, LI, SI								x
Alterenergy	2011-2015	D&D	21	AL, BA, EL, HR, IT, ME, RS, SI			x					
AMADEOS	2013-2016	R&D	5	AT, FR, IT, NL								x
Application of smart grid in photovoltaic power systems	2011-2014	R&D	1	DK		x						
ARC	2013-2016	D&D	5	UK		x		x				
Arrowhead	2013-2017	D&D	77	AT, BE, CZ, DK, ES, FI, FR, HU, IT, LV, NL, NO, PT, SE, UK		x	x	x	x	x	x	
Ashton Hayes Smart Village	2011-2013	D&D	1	UK		x	x	x	x	x		
ASM Terni	2011-2014	D&D	1	IT		x						
Assem San Severino Marche	2011-2014	D&D	1	IT		x						
ASSM Tolentino	2011-2014	D&D	1	IT		x						
Automatic receipt of short circuiting indicators	2009-2010	D&D	1	DK		x						
Automation and security of Supply	2010-n/a	D&D	1	UK		x						
Automation systems for Demand Response	2006-2009	D&D	1	DK				x				x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
B.R.I.S.T.O.L.	2011-2015	D&D	1	UK		x		x				
BZG	2010-2012	D&D	1	AT					x			
BEAMS	2011-2014	D&D	8	DE, EL, ES, IT		x	x			x		
BeAware	2010-2013	R&D	7	FI, IT, SE					x			
BED	2008-2010	D&D	1	AT					x			
BeMobility 2.0	2011-2015	D&D	2	DE						x		
BES05	2013-2016	D&D	11	DE, EL, ES, PT		x			x			
BeyWatch	2008-2011	R&D	7	EL, ES, FR, IT, SI, UK					x			
Bidelek	2011-2016	D&D	2	ES		x			x	x		
BPES	2012-2015	R&D	3	CH, DK, NO		x	x	x				
BUILDNET	2012-2017	R&D	1	CH							x	
CZC	2012-2014	D&D	1	UK		x		x				
CZG	2010-2012	D&D	1	AT					x			
C-DAX	2012-2015	R&D	8	BE, CH, DE, FR, NL, SE, UK		x	x					
Charge stands	2010-m/a	D&D	1	DK						x		
Charging Infrastructure for Electric Vehicles	2008-2010	D&D	1	SE					x			
CHIPCOM	2013-2016	R&D	10	DK		x	x	x				x
CIPOWER	2011-2013	R&D	17	BE, DE, ES, FR, PL, PT, SE		x						x
CITINES	2011-2014	D&D	12	AT, FR, IT, PT, TR		x						
CIVIS	2013-2016	D&D	13	DE, FI, IT, NL, PT, SE, UK			x		x			
CLASS	2013-2015	D&D	1	UK		x						
Clyde Gateway	2010-2015	R&D	1	UK		x						
Concept for Management of the Future Electricity System	2009-2011	R&D	1	DK								x
Consumer acceptance of intelligent charging	2012-2015	R&D	1	DK						x		
Consumer web	2010-2011	D&D	1	DK					x			
Context Aware Electric Vehicle Charging Based on Real Time Energy Prices	2011-2012	R&D	1	UK					x	x		
Control and regulation of modern distribution system	2006-2010	R&D	1	DK				x				
COOPERaTE	2012-2015	D&D	8	DE, FR, IE, UK		x	x		x	x		x
COSSMIC	2013-2016	D&D	10	DE, IT, NL, NO		x			x			
CRISP	2003-2006	R&D	5	FR, NL, SE		x	x					
Cryogenic Storage	2010-2011	D&D	1	UK								x
CSGriP	2013-2016	D&D	11	NL		x	x			x		x
Customer Led Network Revolution	2011-2013	D&D	1	UK					x			x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
Customer Value Proposition Smart Grid (KEL)	2008-2012	D&D	1	SE					x			
DA	2007-2010	D&D	1	NL		x						
Data Exchange	2010-2011	R&D	1	UK							x	
DataHub	2009-2012	R&D	1	DK							x	
DCN4T50	2004-2013	D&D	1	SI							x	
Decentralized customer-level under frequency load shedding in Switzerland	2010-2012	R&D	1	CH			x					
DECOS	2012-2014	R&D	1	IT							x	
DEHEMS	2008-2011	D&D	17	BE, BG, RO, UK		x			x			
Demand response medium sized industry consumers	2009-2011	R&D	1	DK			x					
DER-IREC 22@Microgrid	2009-2011	R&D	6	ES		x						
DESI	2011-2013	R&D	1	DE				x				
Deval PS Villeneuve	2011-2014	D&D	1	IT		x						
Development of a Secure, Economic and Environmentally friendly Modern Power System	2010-2014	R&D	1	DK						x		
Development of Early Warning Systems	2006-2012	R&D	1	DK		x						
DeVID	2012-2014	D&D	31	NO		x						
DG Demonet - Smart LV Grid	2011-2014	D&D	11	AT		x				x		
DG DemoNet Validation	2006-2013	D&D	10	AT		x						
DIMMER	2013-2016	D&D	12	DE, IT, SE, UK		x						
DISCERN	2013-2016	D&D	17	DE, ES, NL, SE, UK		x			x		x	
DISPOWER	2002-2005	R&D	37	AT, BE, DE, DK, EL, ES, FR, IT, NL, PL, UK		x						
Distributed Connected Wind-farms	2010-2012	D&D	1	IE								
Distribution System planning for Smart Grids	2011-2012	R&D	1	DK								x
DLC+VIT4IP	2010-2012	R&D	11	AT, BE, DE, IL, IT, NL, UK								x
DOLFIN	2013-2016	R&D	8	EL, ES, IT, RO, UK				x				
DREAM	2013-2016	D&D	11	CH, DE, EL, ES, FR, IT, NL		x						
DREAM DK	2012-2013	R&D	1	DK		x						
DRIP	2012-2015	R&D	5	DE, ES, NL			x					x
Dutch Smart Charging	2010-2011	D&D	1	NL						x		
Dynamic tariffs	2010-2010	R&D	1	DK								x
E+	2012-2016	D&D	11	BE, ES, NL, RO		x				x		x
E25G	2012-2015	D&D	30	AT, BE, DE, ES, IT, NL, PT, SK, UK		x			x	x	x	x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network											
					Management of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other					
E3SoHo	2010-2013	D&D	14	BE, ES, FR, IT, PL, PT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
eBADGE	2012-2015	D&D	15	AT, DE, FI, IT, SI	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
E-BALANCE	2013-2017	R&D	10	DE, ES, NL, PL, PT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
eCar	2009-2012	D&D	1	NO	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ECHO-SAG	2013-2014	D&D	1	NL	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ECOFFICES	2011-2011	D&D	1	FR	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EcoGrid Denmark	2007-2009	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EcoGrid EU	2011-2014	D&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ECO-LIFE	2010-2015	D&D	27	BE, DK, LT, SE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EcoLink	2010-2014	D&D	8	BE, FR	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
econnect Germany	2012-2014	D&D	26	DE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
e-DASH	2011-2014	R&D	13	DE, DK, ES, FR, IT, SK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
E-DeMa	2009-2014	D&D	2	DE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EDGE	2012-2016	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
eDIANA	2009-2012	D&D	26	AT, ES, FI, IT, NL	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EDISON	2012-2014	D&D	20	BE, EL, IT, RO, UK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EDRP	2007-2011	D&D	1	UK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EEPOS	2012-2015	R&D	10	AT, DE, ES, FI	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
eFlex	2010-2011	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
e-GOTHAM	2012-2015	D&D	19	EE, ES, FI, IT, NO	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Eguise	2013-2016	R&D	8	FR	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
E-Harbour Electric	2010-2013	D&D	14	BE, DE, NL, SE, UK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
e-Highway2050	2012-2015	R&D	27	BE, CH, CZ, DE, ES, FR, IT, NL, NO, PL, PT, UK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ELECTRA	2013-2017	R&D	20	AT, BE, DE, DK, EL, ES, FI, FR, IT, LV, NL, NO, PL, PT, TR, UK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electric Vehicle Integration	2009-2013	R&D	1	IE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electrical vehicles impacts on the grids	2010-2011	R&D	1	BE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electricity demand as frequency controlled reserves	2006-2008	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electricity demand as frequency controlled reserves 2	2009-2012	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electricity for road transport, flexible power systems and wind power	2008-2011	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Electricity storage for short term power system service	2010-2010	R&D	1	DK	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Elforsk Smart grid programme	2011-2014	R&D	1	SE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
E-Mobile Power Austria	2010-2014	D&D	3	AT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
E-mobility Hungary	2011-2011	D&D	1	HU						x		
E-mobility Italy	2008-2013	D&D	5	DE, IT						x		
E-Mobility NSR	2011-2014	R&D	10	BE, DE, DK, NL, NO, SE, UK						x		
Encourage	2011-2014	D&D	13	DK, ES, IE, IT, PT	x	x			x		x	x
ENDORSE	2011-2012	R&D	9	BE, DE, FR, IT	x							
ENER - SUPPLY	2009-2012	R&D	12	AL, BA, BG, EL, HR, HU, IT, MK, RO, RS, SK	x		x					
ENER-G CHP	2012-2013	D&D	9	UK				x				x
EnergeTIC	2010-2013	R&D	6	FR	x							
ENERG05	2009-2012	D&D	23	ES	x							
ENERG0Z	2010-2013	R&D	1	SK								x
Energy Forecast	2007-2010	R&D	1	DK					x			
Energy Positive IT 2.0	2011-2015	R&D	15	FR		x		x	x			
Energy@home	2009-2013	R&D	2	IT					x			
Energy@home 2.0	2012-2015	D&D	5	IT					x			
EnergyTIC	2011-2014	D&D	16	BE, ES, FR, UK	x						x	
ENERsip	2010-2012	R&D	9	BE, CZ, ES, IL, PT	x							
EnR-Pool	2012-2015	D&D	1	FR			x	x				
EnVision 2020	2012-2014	R&D	9	BG, DE, EL, HR, IT, RO, SI			x					x
EPIC-HUB	2012-2016	D&D	13	CH, CZ, ES, IL, IT, RS		x		x	x		x	
E-price	2010-2013	R&D	9	CH, HR, IT, NL				x				
eSESH	2010-2013	D&D	44	AT, BE, DE, ES, FR, IT				x	x		x	
ESTER	2009-2013	D&D	1	IT		x						
ESWA	2012-2014	R&D	1	DK				x				
Eta: Creating Efficient Distribution Networks	2014-2017	D&D	6	UK								x
E-telligence	2009-2013	D&D	1	DE		x			x			
ETM	2009-2013	D&D	1	HU		x						
EVC0M	2008-2010	R&D	1	DK						x		
EU-DEEP	2004-2009	R&D	44	AT, BE, CY, CZ, DE, EL, ES, FI, FR, HU, IT, LV, PL, SE, TR, UK		x		x				
EVELINA	2011-2015	D&D	21	FI								x
Evergreen	2010-2013	D&D	3	DK								x
EVOLVD50	2013-2016	R&D	15	AT, BE, DE, DK, FR, IE, IT, PT		x						
ewz-Studie Smart Metering	2010-2012	D&D	1	CH								x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Grids											
					Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other				
EWIS	2007-2009	R&D	16	AT, BE, CZ, DE, DK, EL, ES, FR, IE, NL, PL, PT, UK								x				
FALCON	2011-2015	D&D	1	UK	x											
Fenix	2005-2009	R&D	19	AT, DE, ES, FR, NL, RO, SI, UK		x										
FINESCE	2013-2015	D&D	30	CZ, DE, DK, EL, ES, FR, IE, IT, PL, SE, UK							x					
FINSENY	2011-2013	R&D	32	BE, CH, DE, DK, EL, ES, FI, FR, IE, IT, PL, SE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
FlexCom	2008-2010	R&D	1	DK												x
FLEXGRID	2012-2016	D&D	1	UK	x											
Flexible	-2008	R&D	2	NL						x						
Flexible networks for a Low Carbon Future	2012-2015	D&D	1	UK	x											
Flexible Urban Network – Low Voltage	2014-2016	D&D	3	UK												x
FlexLast	2012-2013	D&D	2	CH							x					
FlexPower	2010-2013	R&D	6	DK						x	x					
FPP	2012-2014	D&D	1	UK	x							x				
From wind power to heat pumps	2009-2011	D&D	1	DK												
G(E)O GREEN	2010-2012	R&D	6	AT, BE, CH, ES												
G4V	2010-2011	R&D	11	DE, ES, FR, IT, NL, PT, SE, UK											x	
GAD	2007-2010	R&D	1	ES											x	
GARPUR	2013-2017	D&D	27	BE, BG, CZ, DE, DK, FI, FR, IL, IS, NL, NO, UK	x											
GAVE	2010-2012	D&D	1	AT, DE												
Generic virtual power plant for optimized micro CHP operation and integration	2007-2010	R&D	1	DK												
Grasp	2013-2015	R&D	11	AL, CY, EL, ES, FR, IT, MK, MT												
GREAT	2012-2015	R&D	7	BE, IE, NL, UK												
GREDOR	2013-2017	R&D	6	BE												
Green eMotion	2011-2015	D&D	59	AT, BE, DE, DK, EL, ES, FR, HU, IE, IT, NL, SE, UK												
GREENCOM	2012-2015	D&D	7	DE, DK, ES, IE, IT												
GREENDATANET	2013-2016	R&D	6	CH, FR, IT, NL												
Greening European Transportation Infrastructure for Electric Vehicles	2010-2012	D&D	11	AT, BE, DK, LU, NL												
Greenlys	2012-2016	D&D	2	FR												
Grid Integration of Offshore Windparks	2008-2011	R&D	1	DE												
Grid4EU	2011-2016	D&D	11	CZ, DE, ES, FR, IT, SE	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Grid-integration of Electricity Storage	2009-2011	R&D	1	DE												



Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
GridSurfer	2009-2011	R&D	2	DE					x			
GRIDTEAMS	2010-2012	D&D	1	FR				x				
GROW-DERS	2009-2011	D&D	12	CY, DE, ES, FR, NL, PL		x						
HARMONY	2013-2018	R&D	2	DK		x						
Harz-EE-Mobility	2009-2011	D&D	3	DE					x			
HEAT 07	2007-2008	D&D	1	FI				x				
Heat Pumps as an active tool in the energy supply system	2010-2012	R&D	1	DK		x						
HEMS	2011-2012	D&D	1	FI				x				
HiperDNO	2010-2013	R&D	10	DE, ES, FR, IL, SI, UK								x
HIT	2011-2013	D&D	1	AT					x			
Hook Norton	2011-n/a	D&D	6	UK					x		x	
Hybrid Energy project of Ikarria: Energy Sustainable island for real life community	2007-2012	D&D	1	EL		x						
Hydro Active Network Management	2012-2014	R&D	1	UK		x						
IZEV	2013-2015	D&D	7	UK				x				
IZRES	2012-2015	R&D	7	EE, ES, IT, NO		x						
ICE-WISH	2011-2014	D&D	28	BE, BG, DE, DK, EL, ES, FR, IT, NL, PL, UK		x			x			
ICOEUR	2009-2011	R&D	21	BE, CH, DE, EE, IT, LV, RU, SE, SI, TR, UK		x						
ICT 4 EVELU	2012-2014	D&D	22	AT, ES, SI, UK						x		
ICT Smart Synergy	2010-2012	R&D	1	AT								x
IDE4L	2013-2016	R&D	10	DE, DK, ES, FI, IT, SE		x						
i-EM	2012-2014	R&D	1	IT		x					x	
IGREENGrid	2013-2015	R&D	14	AT, DE, EL, ES, FR, IT								
IHSMAG	2012-2014	R&D	3	DK, ES, NO					x			
IMPONET	2010-2012	R&D	13	ES, KR, SI, TR								
IMPROSUME	2010-2011	R&D	2	CH, DK, NO					x			
INCAP	2012-2016	R&D	1	DK								
INCREASE	2013-2016	R&D	13	AT, BE, EL, NL, SI		x						
Increased energy supply flexibility and efficiency by using decentralised heat pumps in CHP stations	2007-2010	D&D	30	DK			x					
INERTIA	2012-2015	R&D	9	EL, ES, IT, NL, SE, SK								
Information and education of the future power consumer	2011-2014	R&D	1	DK								x
Information from the electricity grid - remote reading	2010-n/a	D&D	1	UK								x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network											
					Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other				
INGRID	2012-2016	D&D	7	BE, ES, FR, IT	x	x	x	x								
INNERS	2010-2014	R&D	10	BE, DE, FR, LU, NL, UK												x
InovGrid	2008-2013	D&D	6	PT	x				x						x	
INSTINCT	2012-2014	R&D	9	BE, FR, SE	x				x							x
Integra	2013-2015	R&D	5	AT, DE	x											
INTEGRAL	2009-2011	D&D	11	EL, ES, FR, NL, SE						x						
Integration and management of wind power in the Danish electricity system	2007-2009	R&D	1	DK							x					
INTEGRIS	2010-2013	R&D	12	CH, ES, FI, FR, IT	x				x							
Intelligent home	2009-2011	R&D	1	DK									x			
Intelligent Remote Control for Heat Pumps	2010-2011	R&D	1	DK						x						
Interactive meters, activating price flexible power consumption	2006-2009	R&D	1	DK									x			
INTREPID	2012-2015	D&D	8	CZ, DK, ES, IT, SI												
Introduction of emergency Demand Side Response (DSR) programs	2011-2012	D&D	1	PL												
IoE	2011-2014	R&D	42	AT, BE, CZ, DE, ES, FI, FR, IT, NL, NO, UK												x
iPower	2011-2016	R&D	1	DK												
IRENE	2012-2014	D&D	4	DE												x
IRIN	2009-2011	R&D	1	DE												x
i-sare	2014-2019	R&D	2	ES												x
Isemia	2011-2014	D&D	1	IT												
ISOLVES: PSSA-M	2009-2012	D&D	1	AT												x
IssyGrid	2011-2016	D&D	10	FR												x
iTESLA	2012-2015	R&D	19	BE, DK, EL, ES, FR, IT, NO, PT, SE, UK												
ITM	2008-2010	R&D	1	NL												x
iZEUS	2012-2014	D&D	11	DE												x
Jouw Energie Moment A	2011-2014	D&D	3	NL												x
Jouw Energie Moment B	2012-2015	D&D	7	DK, NL												x
KC-SJURE	2011-2014	D&D	1	SI												x
Kybemet	2009-2011	R&D	1	SI												x
Large-scale demonstration of charging of electric vehicles	2011-2013	R&D	1	DK												x
LASTBEG	2009-2009	D&D	7	DE, ES, FR, HU, LT, UK												x
Lincolnshire Low Carbon Hub	2011-2014	D&D	1	UK												x
Linear	2011-2014	D&D	1	BE												x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
Load Management for commercial consumers	2012-2013	R&D	1	AT, DE			x					
LOKSMART - Lokale smart grids JETZT	2012-2015	R&D	4	DE					x			
Low Carbon London	2011-2014	D&D	1	UK				x	x	x	x	
LV Network Templates	2011-2013	D&D	1	UK		x						
M2RES	2011-2014	D&D	14	AL, AT, BG, EL, HU, IT, ME, RO, RS, SI			x					
Manage Smart in SmartGrid	2010-2012	R&D	1	NO				x				
MANERGY	2011-2014	R&D	5	AT, DE, HU, IT, PL, SI								x
Maine Power Distribution Hub	2011-2012	R&D	1	DK	x							
Market Based Demand Response	2005-2008	D&D	1	NO				x				
MeRegio	2008-2012	D&D	1	DE				x	x	x	x	
MERGE	2010-2011	R&D	15	BE, DE, EL, ES, IE, NO, PT, UK						x		
MetaPV	2009-2014	D&D	7	AT, BE, DE, SI	x	x	x					
Meter-ON	2012-2014	R&D	4	AT, BE, ES, IT							x	
MIETeC Montdidier	2013-2016	D&D	4	FR				x				
Milano Wi-Power	2009-2010	D&D	7	IT				x				x
MILLENER	2012-2016	D&D	3	FR		x			x			
Mini E-Berlin powered by Vattenfall	2008-2010	D&D	2	DE						x		
MIRABEL	2010-2013	R&D	8	DE, DK, EL, FR, NL, SI				x				
Mirubee	2012-2014	D&D	1	ES		x					x	
MOBILEurope	2012-2014	D&D	15	ES, FR, IE, NL, PT						x		
Mobile Smart Grid	2010-2011	D&D	1	NL						x		
Mobility 2.0	2012-2015	D&D	11	DE, EL, ES, FR, HU, IT, NL						x		
MOBINCITY	2012-2015	D&D	14	DE, ES, HR, IT, SI						x		
Model City Mannheim	2008-2012	D&D	1	DE				x	x			
MODELEC	2012-2014	D&D	1	FR					x			
MOLECULES	2012-2014	D&D	11	BE, DE, ES, FR						x		
More Microgrids	2006-2009	D&D	34	CH, DE, DK, EL, ES, FR, IT, MK, NL, PL, PT, SE, UK		x	x					
morePV2Grid	2010-2013	R&D	3	AT		x						
MPC	2011-2013	R&D	1	FI				x				
MSG	2012-2015	D&D	13	DE, FR		x				x	x	
Multi Terminal Test Environment	2014-2020	D&D	1	UK								x
MYRTE	2009-2015	D&D	3	FR		x	x					

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
NEMO	2012-2015	R&D	4	DE, DK, NL						x		
NET-ELAN	2008-2011	R&D	1	DE						x		
Network design and management in a smart city with large deployment of DER	2010-n/a	R&D	1	BE		x						
NextGen	2006-2010	R&D	1	DK							x	
Nice Grid	2012-2015	D&D	9	BE, FR	x	x	x	x	x	x	x	
NIGHT WIND	2006-2008	R&D	6	BG, DE, DK, ES, NL			x					
NINES	2013-2016	D&D	6	UK	x	x	x	x	x	x	x	
NOBEL	2010-2012	D&D	5	DE, EL, ES, SE					YES		x	
NRG4Cast	2012-2015	D&D	9	DE, EL, IT, SI	x			x				
NTW	2012-2017	D&D	1	UK	x	x			x			
Odysseus	2012-2015	R&D	9	ES, FR, IT, NL, UK			x	x	x		x	
OiDG	2009-2012	R&D	15	NO		x						
OMERE (GE & IPERD)	2011-2014	R&D	1	FR	x	x						
Open ECOSPHERE	-	R&D	6	DE						x		
Open meter	2009-2011	R&D	17	BE, CH, DE, ES, FR, IT, NL, UK								x
OpenNode	2010-2012	R&D	8	AT, DE, ES, FR, NL, PT	x							
Compressed air energy storage for storage of electricity in the electricity system of the future	2005-2010	R&D	1	DK		x						
OptimaGrid	2011-2013	R&D	6	ES, FR, PT	x							
Optimal Power Network Design and Operation	2011-2015	R&D	1	NO	x							
OPTIMATE	2009-2012	R&D	11	BE, DE, DK, ES, FR, IT, UK		x						
Optimod'Lyon	2012-2015	D&D	12	FR					x		x	
OREANIS	2007-2010	R&D	6	AT	x	x		x			x	
ORIGIN	2012-2015	D&D	10	DE, ES, IT, PT, UK	x							x
Orkney Smart Grid	2004-2009	D&D	1	UK				x				
P.R.I.M.E.	2011-2014	D&D	1	IT						x		
PEGASE	2008-2012	R&D	23	BA, BE, DE, ES, FR, HR, LT, LV, NL, PT, RO, RU, TR, UK	x							
PLANGRIDEV	2013-2016	D&D	15	AT, BE, CH, DE, ES, FR, IE, IT, PT							x	
Plug n' play concept for intelligent indeklimestyring	2011-2013	R&D	1	DK					x			
POI	2009-2013	D&D	4	IT	x	x						
POST	2013-2017	R&D	1	FR	x							
POSTES Intelligents	2013-2017	D&D	6	FR	x							x

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
Power pit	2007-2009	R&D	1	DK	x							
PowerLabDK	2012-2015	R&D	1	DK	x							
PowerMatching City 2	2011-2014	D&D	1	NL	x	x	x	x	x	x	x	
PowerUp	2011-2013	D&D	12	DE, EL, FR, IT, NL, SE, SK						x		
PREMIO	2008-2012	D&D	1	FR	x	x		x				
PRICE	2011-2014	D&D	1	ES	x				x	x	x	
Price elastic electricity consumption and electricity production in industry	2006-2010	D&D	1	DK					x			
Price elastic electricity consumption as reserve power	2006-2010	R&D	1	DK			x					
Proactive participation of wind in the electricity markets	2009-2010	R&D	1	DK			x					
ProAktivNetz	2011-2013	R&D	1	AT	x	x						
PRO-NET	2011-2014	R&D	3	DK, NO, TR	x							
Prov1Eibil	2009-2012	R&D	1	DK						x		
PV-Island Bornholm	2010-2012	D&D	1	DK		x						
PV-NET	2013-2015	D&D	9	CY, EL, ES, FR, PT, SI	x						x	
PVNET.dk	2011-2014	R&D	4	DK		x						
QUALITY AND SAFETY	2010-2012	R&D	2	AT, EE, LV								x
READY	2012-2014	R&D	1	DK				x				
REALISEGRID	2008-2011	R&D	19	AT, DE, FR, IT, NL, RU, SI, UK	x							
Real-time demonstration test and evaluation of Bornholm electricity network with high wind power penetration	2009-2012	R&D	1	DK		x						
REFLEXE	2011-2014	D&D	1	FR					x	x		
RegModHarz	2008-2012	R&D	1	DE	x	x	x	x				
Regulated power	2009-2009	R&D	1	DK		x						
Remote Services for CHP	2009-2010	R&D	1	DK		x						
RENEWIT	2013-2016	D&D	16	DE, ES, IT, NL, UK								x
RE-SEETies	2012-2014	R&D	11	EL, HR, HU, IT, MK, RO, SI, SK						x		
REserviceS	2012-2014	R&D	11	BE, DE, DK, ES, FI, IE		x	x					
RESILIENT	2012-2016	D&D	16	BE, ES, FR, IT, UK		x		x	x	x	x	
RIDER	2011-2014	D&D	12	FR, MC								x
RTTR	2010-2013	D&D	1	UK	x	x						
S2G	2010-2013	D&D	1	CH								x
SACSe	2008-2010	D&D	1	DK	x							
SAFEWIND	2008-2012	R&D	21	AU, DE, DK, EL, ES, FR, IE, IN, UK			x					

Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
SAVE	2014-2016	D&D	4	NL, UK								x
SCHEMA	2011-2014	D&D	1	IT		x						
SecMobil - Secure eMobility	2012-2014	R&D	5	DE						x		
Second1	2010-2011	R&D	1	DK								x
SEESGEN-ict	2009-2011	R&D	23	AT, BE, DE, DK, EL, ES, FI, FR, IT, NL, NO, PL, RO, SE, UK								x
Self-organising distributed control of a distributed energy system with a high penetration of renewable energy	2007-2010	R&D	1	DK		x						
Service optimization of the distribution network	2009-2010	R&D	1	DK		x						
SGEM	2009-2014	R&D	1	FI		x		x				
SGIH	2012-2020	R&D	3	IE		x	x	x	x	x		
SGS - Smart Grid Solar	2013-2017	R&D	12	DE		x	x	x	x	x		x
SINGULAR	2012-2015	D&D	21	CH, CY, EL, ES, IT, PT, RO			x					
Smart and Cool	2011-2014	R&D	4	DK		x	x	x				x
Smart Build	2012-2015	D&D	15	AT, DE, EL, IT, SI		x			x		x	
Smart Cities	2008-2012	D&D	15	BE, DE, NL, NO, SE, UK								x
Smart City Kalundborg	2012-2015	D&D	11	DK, FR		x	x	x	x	x		
Smart city Vienna - Liesing Mitte	2011-2012	D&D	6	AT			x		x	x		
Smart Country Modellregion in Rheinland-Pfalz	2008-2011	D&D	4	DE		x						
Smart Domo Grid	2012-2013	D&D	4	IT		x		x	x	x		
Smart Electric Lyon	2012-2016	D&D	21	DE, FR, NL				x	x			
Smart Electricity de Minalogic	2006-2010	D&D	11	FR					x			x
Smart Energy Collective	2010-2013	D&D	6	NL				x	x			
Smart green circuits	2010-2012	D&D	4	IE		x						
Smart Grid Demonstration System	2010-2011	D&D	1	UK								x
Smart Grid Gotland	2011-2016	D&D	1	SE				x				
Smart Grid Hyllie	2012-2015	D&D	3	SE		x			x	x		
Smart Grid in agriculture	2012-2014	R&D	1	DK				x				
Smart Grid Pilot for aktiv regulering av spenning og reaktiv effekt i nett med lokal produksjon	2011-2013	D&D	1	NO		x	x					
Smart Grid Prague	2012-2015	D&D	1	CZ		x						
Smart Grid Task Force	2009-2010	R&D	1	DK								x
Smart Grid Vendée	2013-2017	R&D	7	FR		x	x	x	x	x		
Smart Heat Networks	2010-2013	R&D	1	AT		x						





Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
SOSPO	2012-2015	R&D	1	DK	x							
Sotavento H2 Management System	2005-2011	D&D	1	ES	x							
SPM	2012-2016	D&D	3	IT	x	x	x	x	x	x		
SportEZ	2009-2014	D&D	13	ES, IT, PT, UK	x	x	x	x	x	x		
SSU	2012-2015	D&D	1	NL	x		x					
STAmi	2010-2011	D&D	1	IT	x						x	
STARGRID	2012-2014	R&D	4	DE, ES, IT, RO								x
Stockholm Royal Seaport pre-study phase	2010-2011	R&D	1	SE					x			
STRONGrid	2011-2015	R&D	4	DK, FI, IS, NO, SE	x							
SUMO	2011-2014	D&D	1	SI	x							
SUNSHINE	2013-2016	D&D	25	AT, EL, ES, HR, IT, MT, RO, SI, UK	x				x		x	
Supermen	2009-2011	R&D	1	SI		x		x				
SUSPLAN	2008-2011	R&D	15	AT, BG, CZ, DE, ES, IT, NL, NO, PL, RO, RS, UK			x					
SUSTAINABLE	2013-2015	R&D	8	DE, EL, ES, PT, UK	x	x	x	x	x	x	x	
Sustainable urban living in Finland	2009-2013	R&D	1	FI					x	x		
System services from small-scale distributed energy resources	2011-2014	R&D	1	DK	x							
Systems with High Level Integration of Renewable Generation Units	2007-2009	R&D	1	DK	x	x						
TBH Alliance	2013-2015	D&D	6	FR	x				x			
Tertiary reserve power with zero CO2 emission	2011-2014	D&D	1	SI		x		x				
The Bidoying Smart Fuse	2012-2014	D&D	1	UK	x							x
The cell controller pilot project	2004-2011	D&D	5	DE, DK, US	x	x	x					
The East Loop - Belgium	2010-2011	R&D	1	BE	x							
The Houat and Hoëdic islands	2011-2015	D&D	2	FR	x			x			x	
The metering data processing and central repository concept	2010-2011	R&D	1	PL								x
The Smart Peninsula	2011-2012	D&D	5	PL	x			x	x	x		
TotalFlex	2012-2015	D&D	1	DK	x			x				
Trials with heat pumps on spot agreements	2010-2011	D&D	1	DK					x			
TWENTIES	2010-2013	D&D	34	BE, DE, DK, ES, FR, IE, IT, NL, NO, PT, UK								x
UMBRELLA	2012-2015	R&D	14	AT, CH, CZ, DE, NL, PL, SI								x
Urb.Energy	2009-2012	D&D	34	BY, DE, EE, LT, LV, PL						x		
URB-GRADE	2012-2016	D&D	11	DK, ES, FI							x	
V2G Interfaces	2010-2011	R&D	1	AT								x
V2G Strategies	2010-2012	R&D	1	AT								x



Project name	Period	Stage of development	Participants	Participating countries	Smart Network Management	Integration of DER	Integration of large scale RES	Aggregation	Smart Customer & Smart Home	Electric Vehicles	Smart Metering	Other
VehicleGrid	2008-2010	D&D	1	AT						x		
VENTEEA	2012-2015	D&D	1	FR		x						
VERYSchool	2011-2014	D&D	15	BE, BG, HU, IE, IT, PT, RS, TR, UK	x	x			x		x	
VIBRATE	2011-2013	D&D	7	AT, SK						x		
Virtual Power Plant	2008-2010	D&D	1	DE			x					
VIS NOVA	2011-2014	D&D	16	AT, DE, HU, PL	x							
Visor	2014-2017	D&D	4	UK	x							x
Volt-Air	2011-2014	D&D	1	BE						x		
VSYNC	2007-2010	R&D	9	BE, DE, ES, NL, RO				x				
Vulnerable Customers and Energy Efficiency	2014-2016	D&D	7	UK								x
WAMPAC	2011-2014	D&D	1	SI	x							
Web2Energy	2010-2012	D&D	15	AT, CH, DE, NL, PL	x			x				
WINDGRID	2006-2009	R&D	10	CZ, DE, DK, ES, IT, PT, SI			x					
Yello Sporzähler online	2008-2009	D&D	1	DE					x			
Zone Concept and Smart Protection Pilot	2010-2013	D&D	1	FI	x							
ZUQDE	2010-2012	D&D	2	AT	x	x						

## Příloha 2: Parametry transformátoru Gridscon Transformer [32]

	250 kVA	400 kVA	630 kVA	800 kVA
Winding material HV/LV	Copper / Copper or Aluminium / Aluminium			
Tank type	Hermetic-corrugated tank			
Cooling type	ONAN			
Max. ambient temperature	40° C			
Max. installation altitude	1,000 m over NN			
Frequency	50 Hz			
Vector group	Dyn5			
Impedance voltage	4%	4%	4% or 6%	6%
No load losses $P_0$ (transformer)	Loss class $A_0$ , $B_0$ or $C_0$			
Short circuit losses $P_k$ (transformer)	Loss class $B_k$ or $C_k$			
Additional losses potential-equalisation chokes	Dependent on configuration of tap changer between 0% and 5% of total transformer losses			
High voltage	Selectable, max. 24 kV voltage class			
Steps	5, 7 or 9 on-load steps Configuration selectable, e.g. +6/-2, +5/-3, +4/-4			
Step voltage	Selectable, max. 600 V, common 1.5%, 2% or 2.5%			
Insulation level	LI 125 AC 50			
HV-bushing	12 – 24 kV / 250 A plug-bushing DIN 50180 or ceramic-bushing DIN 50386			
Low voltage	Selectable			
Insulation level	LI – AC 3			
LV-bushing	1 kV / 250 – 5000 A DIN EN 50386			
LV-connecting lug	Flange connection DIN 43675 or conductor terminal IEC 61238			
Protection device	Non, optional DGPT2			
Thermometer pocket	Thermometer pocket according to DIN 42554 on LV-side			
Driving rolls	Lengthwise and crosswise DIN EN 50216-4, material: steel			
Coating	RAL 7033, total coating thickness $>=140 \mu\text{m}$			
Width x depth x height (in mm)	1,080 x 760 x 1,650	1,260 x 850 x 1,650	1,410 x 850 x 1,750 ( $u_k=4\%$ ) / 1,500 x 870 x 1,750 ( $u_k=6\%$ )	1,550 x 990 x 1,800
Total weight (in kg)	1,910	2,380	2,950 ( $u_k=4\%$ ) 3,150 ( $u_k=6\%$ )	3,500

## Příloha 3: Parametry transformátoru FITformet REG [33]

EN 60076-compliant transformer	400 kVA	630 kVA
Type of cooling	ONAN	
Max. ambient temperature	40°C	
Installation height	max. 1,000 m	
Frequency	50 Hz	
High-voltage	21,000 V	
Taps	±2.5 %; ±5 % (switchable when de-energized)	
Insulation level	LI 125 AC 50	
Low-voltage	420 V	
Load regulation range	±3.57 %	±4.34 %
Insulation level	LI – AC 3	
Vector group	Dyn5	
No-load losses (A0)	430 W	600 W
Load losses (Bk)	3,850 W	5,400 W
Total loss tolerance	+10 %	
Impedance voltage	4 % ±10 %	
Length (A) x width (B) x height (C)	1,240 x 850 x 1,405 mm	1,450 x 960 x 1,545 mm
Total weight/oil weight	1,650 kg/295 kg	2,590kg/410kg

## **Příloha 5: Rozbor a popis směrnice EU 2009/72/ES [19]**

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES se zabývá společnými pravidly pro vnitřní trh s elektřinou a zároveň ruší směrnicí 2003/54/ES, která se touto problematikou zabývala dříve, ovšem z důvodu celkové modernizace (včetně zavedení konceptu Smart Grids) musela být nahrazena. Mezi tyto důvody patří především možnost více otevřeného trhu v rámci celé EU, tj. zintenzivnění přeshraničního obchodu, větší efektivita a konkurenceschopnost, vyšší standardy služeb a bezpečnost dodávek energií. S tím souvisí na straně spotřebitelů možnost volně vybírat poskytovatele, na straně dodavatelů prodej elektřiny bez diskriminace a dalších překážek. Tyto i další věci by měly hlídat v každém členském státě regulační orgány, které by neměly být součástí některého z poskytovatelů či elektroenergetických podniků. V rámci státu by měl dobře fungovat vnitřní trh s energií, což by mělo vytvářet vhodné podmínky pro investování do další výroby elektřiny, především z obnovitelných zdrojů.

Z 68 důvodů pro přijetí směrnice je z pohledu SG nejdůležitější důvod č. 27: *„Členské státy by měly podněcovat k modernizaci distribučních sítí, například zaváděním inteligentních sítí, které by měly být budovány tak, aby motivovaly k decentralizované výrobě elektřiny a energetické účinnosti.“* Dále je podstatný důvod 55: *„Mělo by být možné zavést inteligentní měřicí systémy na základě ekonomického posouzení. Pokud se v tomto posouzení dojde k závěru, že zavedení daných měřicích systémů je z ekonomického hlediska přijatelné a nákladově efektivní pouze pro spotřebitele s určitým množstvím spotřebované elektřiny, měly by mít členské státy možnost tuto skutečnost zohlednit při zavádění inteligentních měřicích systémů.“* Hromadné zavádění Smart Meteringu je podmíněno nutností zkoumání jeho ekonomické výhodnosti. Za zmínku stojí v Kapitole II, Článku 3 – „Povinnosti veřejné služby a ochrana zákazníka“ bod č. 11: *„Členské státy nebo, stanoví-li tak daný členský stát, regulační orgány, ve snaze podpořit energetickou účinnost, vydává důrazné doporučení, aby elektroenergetické podniky optimalizovaly využívání elektřiny například poskytováním služeb v oblasti hospodaření s energií, vypracováním inovačních vzorců pro výpočet ceny nebo případně zavedením inteligentních měřicích systémů či inteligentních sítí“.* Smart Metering, lépe však Smart Grids jsou tedy zmíněny jako jeden z nástrojů k optimalizaci využití elektřiny s cílem snížit energetickou účinnost.

Dále je důležitý článek 7 v kapitole III „Povolovací řízení pro nové kapacity“. Mezi kritérii pro udělení povolení k výstavbě výrobních kapacit v bodu 2 je zakotvena povinnost produkovat do roku 2020 minimálně 20 % energie z obnovitelných zdrojů a přispět tak ke snížení emisí. Bod 3 poté určuje, že členské státy zajistí existenci povolovacích řízení pro decentralizované zdroje.

Další část směrnice (kapitola IV a V) se věnuje přenosovým sítím, kde není o technologiích SG překvapivě žádná explicitní zmínka. Článek 12 udává, že provozovatel přenosové soustavy je povinen zajišťovat dlouhodobou schopnost soustavy uspokojovat aktuální poptávku a v souvislosti s tím udržovat a rozvíjet přenosovou soustavu, samozřejmě s přihlédnutím k životnímu prostředí.

Po dalších technických, ekonomických a sociálně-právních aspektech přenosových sítí, ve kterých není nikde problematika Smart Grids, Smart Meteringu, obnovitelných zdrojů ani

decentralizované výroby řešena, směrnice přechází v kapitole VI k tématu distribučních sítí. Zde se hned ve 4. bodě 25. článku uvádí, že provozovatel distribuční sítě je povinen dávat při spouštění nových výrobních zařízení přednost zdrojům obnovitelné energie a kombinované výroby elektřiny a tepla. Následuje opět další důležité určení ostatních aspektů týkajících se distribuční sítě.

Směrnice pokračuje v kapitole IX určováním náležitostí Národního regulačního orgánu. Po obecném začátku důležitosti jeho přítomnosti v jednotlivých členských státech je článku 36 bodu d) požadováno po takovém orgánu, aby usiloval o rozvoj bezpečných, spolehlivých a efektivních nediskriminačních soustav orientovaných na spotřebitele při nejnižších možných nákladech, aby podporoval integraci výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů s velkou i malou kapacitou a distribuované výroby v přenosových i distribučních sítích. Regulační orgán má pomoci usnadnit přístup takovýchto zdrojů na trh (viz bod e)). Článek 37, uvádějící povinnosti a pravomoci regulačního úřadu, udává v bodu g) povinnost sledovat investiční plány provozovatelů přenosové soustavy a kontrolovat, zda jsou v souladu s plánem rozvoje sítí pro celé Společenství.

Po dalších otázkách fungování energetického regulačního orgánu směrnice v kapitole X upravuje funkci maloobchodních trhů a poté končí kapitolou XI - závěrečnými ustanoveními. Zde je pro potřeby problematiky Smart Grids podstatný zejména článek 47, který udává nutnost členských států jednou za rok vypracovat a podat zprávu o celkovém pokroku uplatňování směrnice a jejich jednotlivých bodů.

Zásadní pro další rozvoj inteligentních technologií je bod 2. v příloze I. – Opatření na ochranu spotřebitele. Na rozdíl od důvodu zpracování směrnice číslo 55, členské státy **musí** zajistit zavedení Smart Meteringu, avšak pod podmínkou ekonomického posouzení všech dlouhodobých nákladů a přínosů pro trh a jednotlivého spotřebitele. Takovéto posouzení musí být hotové do 3. září 2012 a na jeho základě se určí harmonogram zavedení Smart Meteringu v členských státech do 10 let. V případě pozitivního vyhodnocení musí být do roku 2020 vybaveno SM alespoň 80 % spotřebitelů.

**Příloha 6: Rozbor a popis směrnice EU 2012/27/EU [22]**

Vyhotovení směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti přecházelo celkem 66 oficiálních témat (důvodů). Velkým tématem v EU je představa Evropského společenství po roce 2020, které určuje všeobecný dokument „Evropa 2020“, či také energetický dokument „Energie 2020“. Bylo zjištěno, že cíle stanovené těmito dokumenty se nedaří naplňovat a právě tomu by měla tato směrnice pomoci. Dalším důvodem je špatný stav energetické účinnosti v budovách, dopravě, u výrobků i procesů. Dále také plán přechodu na nízkouhlíkové hospodářství do roku 2050, podpora kombinované výroby elektřiny a tepla založené na poptávce po užitečném teple, snižování energetické náročnosti budov, efektivní nákladové uskutečňování vyšší energetické účinnosti, povinnost energetických auditů pro velké podniky.

Důležitým je důvod 26, který uvádí, že: *„Při stanovování opatření ke zvýšení energetické účinnosti by měl být zohledněn prospěch a úspory získané při širokém využití nákladově efektivních technologických inovací, například inteligentních měřičů. Pokud byly nainstalovány inteligentní měřiče, společnosti by jich neměly využívat k neodůvodněnému zpětnému účtování.“* Hned následující důvod (27) odkazuje na směrnici 2009/72/ES, podle které by mělo v případě pozitivního vyhodnocení do roku 2020 být 80 % spotřebitelů vybaveno inteligentními elektroměry. V souvislosti s SM je dále zmíněn zemní plyn i vytápění. Důvod 31 na tuto směrnici také navazuje a doplňuje povinnost, že: *„Uvedené směrnice rovněž stanoví, že koneční zákazníci musí být řádně informováni o skutečné spotřebě elektřiny či plynu a nákladech na ně, a to dostatečně často, aby mohli regulovat svou spotřebu energie.“* Bylo zjištěno, že směrnice z roku 2009 jsou nedostatečně formulovány a nevedou k tomu, aby: *„Zákazníci dostávali aktuální informace o spotřebě energie nebo vyúčtování založené na skutečné spotřebě v takových intervalech, které jsou potřebné, aby zákazníkům umožnily regulovat jejich spotřebu energie.“* (důvod 32). Tento problém shrnuje důvod k zavedení směrnice číslo 33, podle kterého je: *„V zájmu posílení postavení konečných zákazníků, pokud jde o přístup k informacím týkajícím se měření a vyúčtování jejich individuální spotřeby energie, a s ohledem na příležitosti spojené s procesem zavádění inteligentních měřicích systémů a zavádění inteligentních měřičů v členských státech, je důležité, aby se zlepšila srozumitelnost požadavků právních předpisů Unie v této oblasti. To by mělo pomoci snížit náklady na zavádění inteligentních měřicích systémů vybavených funkcemi zvyšujícími úspory energie a napomoci rozvoji trhů s energetickými službami a pro řízení poptávky. Zavedení inteligentních měřicích systémů umožní časté provádění vyúčtování založeného na skutečné spotřebě. Je ovšem také třeba upřesnit požadavky na přístup k informacím a na spravedlivé a přesné vyúčtování založené na skutečné spotřebě v případech, kdy inteligentní měřiče nebudou před rokem 2020 k dispozici, a to i ve vztahu k měření a vyúčtování individuální spotřeby, pokud jde o vytápění, chlazení a teplou vodu v budovách s více bytovými jednotkami s dálkovým vytápěním nebo chlazením nebo s vlastním společným systémem vytápění umístěným v těchto budovách.“*

Dalšími důvody jsou: zajištění správného fungování trhu s energiemi, nevyužitý potenciál úspory primární energie díky kombinované výrobě elektřiny a tepla, využití odpadního tepla z JE, pomoc zavádění energetických úspor malým a středním podnikům, posílení distribuční soustavy

při připojení zdrojů kombinované výroby elektřiny a tepla, reakce na poptávku jako nástroj zvýšení energetické účinnosti. Tomuto problému se více věnuje důvod 45, který jako možnost přístupu k této reakci definuje zavádění Smart Grids. Pro umožnění funkčnosti tohoto systému by „členské státy měly zajistit, aby vnitrostátní energetické regulační orgány byly schopné zajistit, aby sazby a regulační opatření týkající se sítí obsahovaly pobídky ke zvýšení energetické účinnosti a podporovaly dynamickou tvorbu cen v rámci opatření reagujících na poptávku konečných zákazníků. Měly by být rozvíjeny možnosti začlenění na trh a stejné možnosti přístupu na trh pro zdroje na straně spotřebitelů (zatížení na straně dodavatelů a spotřebitelů) jako na straně výrobců. Členské státy by navíc měly zajistit, aby vnitrostátní energetické regulační orgány přijaly integrovaný přístup zahrnující potenciální úspory v odvětvích zásobování energií a konečné spotřeby.“. Výčet důvodů ukončuje nutnost pokračování rozvoje trhu energetických služeb, podpora využívání fondů a dodržování dalších finančních mechanismů, určování pravomocí, kontrola dodržování navažujících směrnic a aplikace směrnice v jednotlivých členských zemích.

V samotném znění směrnice je hned v první kapitole „Předmět, oblast působnosti, definice a cíle energetické účinnosti“ ve druhém článku „definice“ uvedena bodem 28 přesná definice inteligentního měřicího systému. Pod tímto pojmem směrnice rozumí „elektronický systém, který může měřit spotřebu energie, přičemž oproti běžnému měřiči poskytuje více informací, a může přenášet a přijímat údaje za použití určité formy elektronické komunikace“.

Kapitola II se poté zabývá samotnou „účinností při využívání energie“. Popisuje příkladné chování jednotlivých odvětví, kterou podle směrnice povedou k energetickým úsporám. V článku 4 se jedná o „renovace budov“, dále v článku 5 o „příkladnou úlohu budov veřejných subjektů“, článek 6 se zabývá „nakupováním veřejnými subjekty“, článek 7 „systémy povinného zvyšování energetické účinnosti“, článek 8 „energetickými audity a systémy hospodaření s energií“. Pro tuto práci podstatný je až článek 9 popisující „měření“. V bodě 1 udává všem členským státům, že v případě technické proveditelnosti, finanční únosnosti a úměrným potencionálním úsporám energie musí zákazníky vybavit takovými elektroměry, které budou za konkurenceschopné ceny; a to především v případě výměny stávajícího elektroměru či vytváření nového připojení. Podle bodu 2, v případě zavedení zajistí členské státy, aby elektroměr zobrazoval skutečnou spotřebu energie a poskytoval informace o skutečné době použití. Při stanovení minimálních funkčních požadavků elektroměrů musí být zohledněny cíle energetické účinnosti, zabezpečení elektroměrů (sdělování údajů a soukromí zákazníků) a možnost elektroměrů sledovat energii dodanou do sítě z místa odběru. Na požádání zákazníka musí poskytovatel zpřístupnit údaje týkající se dodávek a odběru jim nebo určeným třetím stranám. Také musí být zákazníkovi poskytnuty rady a informace o všech funkcích elektroměru, zejména s ohledem na řízení odečtů a kontrolu spotřeby energie. Bod 3 určuje, že kromě chytrých elektroměrů se tyto informace týkají i měřičů zemního plynu, dálkového vytápění, dálkového chlazení a užitkové teplé vody.

Článek 10 navazuje na problematiku inteligentních měřičů a popisuje problematiku „informací o vyúčtování“. Podle bodu 1, v případě nepřítomnosti inteligentních měřičů dle směrnice 2009/72/ES zajistí členské státy, aby informace o vyúčtování byly založené na skutečné spotřebě, kterou provedou „vlastními odečty“ koneční zákazníci. Bod 2 udává, že v případě, že je

odběratel vybaven technologií SM, musí kromě výše zmíněného mít zákazník možnost sledovat informace o historické spotřebě a to ve formě souhrnných údajů za poslední 3 roky a podrobných údajů za den, týden, měsíc či rok za dobu uplynulých 2 let. Následující články 11,12 a 13 dále rozvíjejí problematiku informovanosti.

Směrnice pokračuje kapitolou III, kde v článku 15 „Přeměna, přenos nebo přeprava a distribuce energie“ v bodě 1 udává, že regulační orgány mají podle směrnice 2009/72/ES věnovat náležitou pozornost energetické účinnosti. Dle této směrnice mají prostřednictvím navržení sazeb a regulačních opatření zavést takové pobídky pro provozovatele sítí, díky kterým zpřístupní uživatelům sítě systémové služby umožňující zavádět opatření ke zvýšení energetické účinnosti v souvislosti s pokračujícím zaváděním Smart Grids.

Směrnici uzavírají kapitolou IV informace o „horizontálních ustanoveních“, jako je dostupnost systému kvalifikace, akreditace, certifikace, informování a odborné přípravě, energetických službách, vnitrostátním fondu pro energetickou účinnosti, finanční a technické podpoře a kapitolou V, ve které se ujednávají „závěrečná ustanovení“. Zde je stanovena povinnost členským státům podávat každoročně zprávy o pokroku dosaženém při plnění vnitrostátních cílů energetické účinnosti a dále každé 3 roky „Národní akční plán energetické účinnosti“.

Důležitou pro technologii Smart Grids je také příloha V, která určuje „společné metody a zásady pro výpočet dopadu systémů povinného zvyšování energetické účinnosti“. Mezi jednotlivého metody určování úspor řadí „očekávané úspory“, „měřené úspory“, „poměrné úspory“ a nakonec i „zkoumané úspory“, u kterých se sleduje reakce spotřebitelů na poradenství, kampaně, štítky o účinnosti, systémy certifikace a také na inteligentní měření spotřeby. Dále příloha stanovuje zásady a metodiku.



**Příloha 7: Rozbor a popis sdělení EU KOM(2011) 202 - Inteligentní sítě: od inovací k zavádění [21]**

Sdělení KOM(2011) 202 Evropské komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a Výboru regionů z 12. dubna 2011 v úvod navazuje na agendu EU 2020, podle které je nutná (mimo jiné) inovace produktů a služeb pro občany a podniky EU. Na tento inovační trend musí reagovat také budoucí energetické infrastruktury. To je základní myšlenka, ze které vychází koncept inteligentní sítě (SG) a jeho nedílné součásti - inteligentního měření (SM). Bez výrazné modernizace stávajících sítí a měření bude výroba obnovitelných energií stagnovat a rozvoj trhu s energií bude pomalejší. Evropská komise zřídila pracovní skupinu pro inteligentní sítě, která vydala zprávu, v níž uvádí očekávané služby, funkce a výhody. Kromě jiného může být zavádění SG, spojené s vývojem nových prvků a služeb, i příležitostí k obchodnímu růstu. Povinné zavádění SM dle dodatku směrnice 2009/72/ES je považováno za klíčový krok v zavádění SG a také splnění závazků souvisejících s prosazováním energetické účinnosti dle směrnice 2006/32/ES, která bere technologii SM a SG v potaz a i v tomto duchu je nahrazena směrnicí 2012/27/ES. SG jsou identifikovány jako klíčový prvek pro budoucí nízkouhlíkový systém výroby elektřiny. Očekává se, že provozovatelé sítí a dodavatelé ponесou hlavní investiční náklady, proto je však nutné najít rovnováhu mezi krátkodobými investičními náklady a dlouhodobými zisky. V zájmu urychleného zavádění SG vytipovala komise prioritní úkoly.

Prvním úkolem je vytvoření technickým norem. Toto je z pohledu Unie velice naléhavým tématem. Práce na těchto normách byla zadána již v roce 2009 společně s evropské normalizační organizací (CEN, CENELEC, ETSI). Nejprve se jednalo o normy především pro SM a jejich komunikační protokoly. V roce 2010 byly zadány práce na přezkoumání a aktualizaci norem pro elektromobily. Nakonec v roce 2011 pověřila Komise tyto organizace prací na normách pro SG. Evropská rada také zřídila kontrolní systém, který v případě nedostatečného pokroku zapojí do řešení problematiky i Komisi. Komise se také bude snažit sledovat vývoj norem Informačních a komunikačních technologií na evropské i mezinárodní úrovni za účelem snadnější realizace SG.

Druhý úkol, tedy ochranu údajů a bezpečnostní otázky, řeší Unie vypracováním právních a regulačních režimů. Je potřeba chránit údaje o spotřebě, stejně jako ostatní údaje spotřebitelů, ale i např. provozovatelů sítí tak, aby byl koncept SG akceptován všemi zúčastněnými subjekty. Ochranou osobních údajů obecně se zabývá směrnice 95/46/ES. Z hlediska SG bude především důležité rozlišení osobních a neosobních údajů spotřebitele a podle toho určení, jak s těmito údaji zacházet. Bylo odsouhlaseno, že otázka ochrany údajů bude začleněna do připravovaných norem. Opět byla Komisí vytvořena skupina, která se bude zabývat problematikou bezpečnosti, kybernetické bezpečnosti i odolnosti SG.

Třetí otázka spojená se zaváděním SG je „regulační motivace“. I když by mělo být zavádění SG určováno především trhem, hlavní výnosy i investice se budou týkat provozovatelů sítí. Opět je zde uvedena povinnost otevřenosti systému pro účast malých a středních podniků. Regulační rámec musí takovéto investice podporovat. Měl by provozovatele sítí vybízet k tomu, aby

realizaci výnosů založenou na množství nahradili obchodními modely postavenými na kvalitě a účinnosti. Při plnění zprávy dle přílohy I., bodu 2, směrnice 2009/72/ES by mělo automaticky dojít i k rozvoji SG. Pokud k tomu nedojde, zváží Evropská komise přísnější regulace při realizaci SG. Rozvoj těchto systémů by měl ve všech členských státech probíhat podobným tempem, aby nedocházelo k přílišným rozdílům a tedy nevyužití výhod SG.

Čtvrtý bod se vrací k zajištění přístupu malých a středních firem k technologiím SG. Členské státy musí zajistit dobře fungující a transparentní maloobchodní trhy pro účastníky poskytující energetické služby nebo informační a komunikační technologie. Stejně tak bude zavedením SG splněn požadavek EU na zajištění informovanosti spotřebitelů o spotřebě a vyúčtování, což bude EU pečlivě sledováno. Vývoj SG by měl také podnítit ke změně chování spotřebitelů i maloobchodního trhu a tím pomoci provozovatelům sítě přejít na model založený na účinnosti. Formát a obsah informací pro spotřebitele, stejně jako dodržování třetího energetického balíčku (který mimo jiné stanovuje vytvoření maloobchodního trhu) zajistí Komise EU.

Poslední bod rozebírá trvalou podporu inovací a jejich rychlé zavádění. Komise EU zahájila několik iniciativ v oblasti modernizace sítí, ze kterých vzešla koncepce SG, a definovali se maloplošné pilotní projekty s cílem ověření fungování a výhod. Zjistilo se, že je potřeba vyvíjet trvalé úsilí v oblasti výzkumu a vývoje. EEGI, zavedená v rámci plánu SET, má urychlit zavádění technologií inteligentních sítí s ohledem na cíle stanovené pro rok 2020. Tato iniciativa přijala podrobný prováděcí plán s prioritami na období 2012-2018, který upozorňuje na potřebu rozsáhlé modernizace sítě a na potřebu úzké spolupráce jednotlivých energetických sektorů. Na regionální úrovni byla přijata již zmíněná iniciativa „pakt primátorů“ a také iniciativa „inteligentní města a obce“. Tyto iniciativy by měly urychlit rozvoj SM a SG na Evropském kontinentu, který je v této problematice proti ostatním částem světa pozadu.

**Příloha 8: Rozbor a popis doporučení EU 2012/148/ES - Zavedení inteligentních měřicích systémů [25]**

Doporučení 2012/148/ES je další formou předání získaných poznatků z projektů SM a SG všem členským státům (zároveň třetí důvod k vydání tohoto doporučení). Mezi další důvody vedoucí k přijetí tohoto doporučení je nutnost zavedení SM dle směrnice 2009/72/ES, vize SM jako prvního kroku k zavádění inteligentních sítí – tedy technologie vedoucí k posílení práv spotřebitelů, větší integrace OZE, vyšší energetické účinnosti a výraznému přispění ke snížení emisí skleníkových plynů, vytváření pracovních příležitostí a celkovému technologickému rozvoji EU.

Důvody 4 až 15 se zabývají bezpečností a ochranou osobních údajů, kde je toto explicitně uvedeno v důvodu 5: *„Jedním z nejdůležitějších úkolů a předpokladem pro použití inteligentních měřicích systémů je najít vhodné technické a právní řešení, které zajistí ochranu osobních údajů jako základního práva podle článku 8 Listiny základních práv Evropské unie a článku 16 Smlouvy o fungování Evropské unie. Členské státy a zúčastněné strany by měly zajistit, zejména v počáteční fázi zavádění inteligentních měřicích přístrojů, aby bylo používání inteligentních měřicích systémů sledováno a aby byla respektována základní práva a svobody jednotlivců.“* Dále důvod 10 definuje, že takové prvky, které toto zaručí, by se měli stát nedílnou součástí takovýchto elektroměrů. Důvod 12 poté určuje, že všechny strany zpracovávající tyto údaje musí přijmout veškerá opatření k zajištění bezpečnosti. Podle důvodu 15 je poté nutné všechny zavedené opatření sledovat a vyhodnocovat. Důvody 16 až 20 poté hovoří o nutnosti členských států vzdělávat veřejnost o možnostech chytrých elektroměrů.

Samotné doporučení poté začíná, dle posouzení důvodů, „nejpalčivějším“ tématem, a to v oddílu 1 „Ochranou údajů a bezpečnostních hledisek“. Popisuje pokyny pro navrhovaný provoz SG a SM tak, aby toto bylo zajištěno – z technického i právního hlediska. Konkrétně 10 bod ukládá, že *„Členské státy by měly důrazně vést operátory sítí k tomu, aby do zavádění inteligentních sítí a inteligentních měřicích přístrojů začlenily koncepční ochranu údajů a standardní ochranu údajů.“* – tedy provedení vhodných technických a organizačních opatření vedoucích k zajištění ochrany práv subjektu údajů a zároveň zpracování pouze nezbytných údajů a neshromažďování těchto údajů nad rámec potřeby. Vše by podle bodu 16 mělo být v souladu s článkem 8 Listiny základních práv Evropské unie, kde je podle odstavce 2 vyžadováno, aby jakýkoliv zásah do práva na ochranu osobních údajů byl zdůvodněn – tedy jakýkoliv zásah do takovýchto práv ze strany SG a SM musí být nezbytný.

Dle bodu 18 by zpracování údajů v SG mělo být v anonymní podobě, aby nebylo možné jednotlivce dále identifikovat. V celém doporučení je kromě Listiny základních práv EU dále zmiňována směrnice 95/46/ES (o ochraně fyzických osob v souvislosti se zpracováním osobních údajů a o volném pohybu těchto údajů). Bod 19 pak udává, že zpracování osobních údajů inteligentním měřicím systémem musí být v souladu s touto směrnicí. Podle bodu 20 to samé platí pro zpracování těchto údajů třetími stranami, které nabízejí energetické služby s přidanou hodnotou. Pro dodržení všeho zmíněného by podle bodu 22 měli členské státy provést analýzu,

kteřá by podle bodu 23 měla brát v úvahu zásady minimalizace údajů, zásady zajištění transparentnosti údajů a zásady posílení pravomoci jednotlivce.

Bodem 24 začínají konkrétní informace o bezpečnosti, a to že by členské státy měli toto zajistit již při budování sítě. Bod 25 doporučuje použití šifrovaných kanálů jako nejúčinnějšího prostředku proti zneužití. Bod 26 upozorňuje na využití evropských i mezinárodních norem pro všechny současné i budoucí složky SG. V případě úniku informací by se měli neprodleně informovat bezpečností složky i postižený. V případě shromažďování údajů by subjekt měl mít informace o totožnosti správce, účelech shromažďování, délce shromažďování, právo přístupu k těmto údajům a o příjemci údajů.

Dále se doporučení věnuje v oddílu 2 „metodikou pro ekonomické posouzení dlouhodobých nákladů a přínosů zavedení inteligentních měřicích systémů“. Takové posouzení by mělo zahrnovat přizpůsobení se místním podmínkám, analýzu nákladů a přínosů, citlivostní analýzu a posouzení výkonnosti, vnější faktory a sociální dopad. Pod přizpůsobením se místním podmínkám je podle bodu 32 zamýšleno využití výstupů pilotních projektů v dané zemi i v dalších členských státech, dále podle bodu 33 určení alespoň dvou možných scénářů a dále podle bodu 35 zohlednění všech dostupných technologií i současné infrastruktury. Analýza nákladů a přínosů by podle bodu 36 a podle přílohy měla být prováděna v krocích přezkumu a popisu technologií, prvků a cílů, převedení aktiv na funkce, převedení funkcí na přínosy, stanovení referenční úrovně, finanční vyjádření přínosů a určení příjemců, určení a kvantifikace nákladů a nakonec srovnání nákladů přínosů. Explicitně by pak měli být uvedeny náklady, které vzniknou spotřebitelům.

V posledním oddílu 3 „společné minimální funkční požadavky pro inteligentní měřicí systémy pro elektřinu“ se vychází ze zmíněných vyhodnocení pilotních projektů a také stanovených norem. Jednotlivé funkční požadavky jsou pak určeny v bodě 43. Pro zákazníka by to mělo být poskytnutí naměřených hodnot jemu i jakékoliv třetí straně zákazníkem určené a dále aktualizování těchto údajů tak často, aby zákazník mohl dosáhnout úspor energie. Provozovateli měřicích systémů by pak měl být umožněn odečet na dálku, zajištění obousměrné komunikace mezi inteligentním měřicím systémem a vnější sítí pro údržbu a kontrolu SM a umožnění tak častých odečtů, aby bylo možné plánovat využití sítě. Pro obchodníky by měla existovat možnost pokročilých systémů sazeb za elektřinu a umožnění dálkové kontroly zapínáním / vypínáním dodávek nebo omezením toku či výkonu. Z hlediska bezpečnosti by měla být zajištěna bezpečná datová komunikace a zamezení a odhalování podvodů. Pro distribuovanou výrobu by mělo být zajištěno dovozní / vývozní a reaktivní měření.

## **Příloha 9: Rozbor a popis SRA 2035 [26]**

Tento dokument se snaží identifikovat hlavní oblasti dalšího evropského výzkumu Smart Grids v dlouhodobém horizontu – udává tedy „návod“, na co je třeba se zaměřit v jednotlivých pilotních projektech, tak aby byly naplněny cíle EU pro rok 2035 (80% snížení emisí, téměř „čistá“ produkce energie, 34% produkce energie z OZE, udržování stabilních a kvalitních dodávek energie).

Hlavním identifikovaným problémem je současná struktura přenosové a distribuční soustavy. Dnešní síť se stává mnohem méně kontrolovatelnou a jednotlivé odběry jsou čím dál více proměnné (především díky připojování OZE). S tím také souvisí problém zásobování míst, které budou v roce 2035 po většinu roku energeticky samostatné a budou potřebovat dodávku pouze v předem nepřepokládaných stavech světa. Řešení by měli nalézt právě pilotní projekty SG, od kterých se také očekávají technické a ekonomické modely těchto situací. Na základě takových modelů by se pak měla vyhodnotit nejoptimálnější cesta, která pro rok 2035 přinese kýžený stav.

Dále jsou vytipovány největší současné bariéry, které je pro úspěšnou implementaci SG potřeba překonat. Jedná se především o problémy v těchto kategoriích:

- Energetika & elektrotechnika
  - Rozvoj přenosových a distribučních sítí
  - Skladování energie (především uchování energie z OZE)
  - Napojení skladů na síť
  - Protekční systémy proti nestálým dodávkám z OZE
  - Vytvoření výkonných a cenově dostupných prvků SG
- Informační & komunikační technologie
  - Vývoj SW architektury pro systém SG
  - Vývoj lepších algoritmů predikující budoucnost
  - Vývoj algoritmů pro modelování sítě
- Vytvoření legislativy SG
- Určení struktury trhu
- Sledování změn chování zákazníků

Právě se sledováním chování zákazníků, i dalších subjektů, můžeme již dnes vidět určité změny. Avšak po zavedení systému Smart Grids, kde lidský faktor bude hrát daleko větší roli, se dají velké změny očekávat určitě. Kromě klasických účastníků trhu musíme do všech budoucích modelů počítat například s typem zákazníka „prosumer“ (odběratel, který vytváří energii pro vlastní spotřebu), poskytovatel skladů energie nebo poskytovatel služeb pro zpracování dat.

Současné bariéry by měli představovat základní problematiku, bez jejíhož vyřešení nebude možný žádný další postup. Pro dlouhodobý horizont se dá ovšem počítat s tím, že se zmíněné

problémy překonají, a že vyvstanou i další otázky. Proto byly pro budoucí systém Smart Grids definovány jednotlivé výzkumné oblasti, do kterých byly rozděleny úkoly. Na tyto témata by se tedy také měli dnešní i budoucí pilotní projekty zaměřit. Jedná se o:

- V oblasti „přenosových systémů“:
  - Chytrá doprava elektřiny na dlouhé vzdálenosti
  - Vysokonapěťové vedení DC, podzemní a podvodní vedení
  - Systémové technologie a iniciativy pro flexibilního spotřebu velkých odběratelů
  
- V oblasti „propojení přenosových a distribučních systémů“:
  - Správa síťových položek
  
- V oblasti „distribučních systémů“:
  - Chytrá síť, odpovědnost za poptávku a skladování v distribučním systémovém kontrolním středisku
  
- V oblasti „prodejců a odběratelů“:
  - Chytrá architektura pro bezpečné, soukromé a normované služby
  - Chytrá spotřebitelská spoluúčast pro energetické služební požadavky
  - Chytré rozhraní pro spotřebitele
  - Chytrý spotřebitel zajímající se o lokální trhy
  - Chytrý aktivní spotřebitel
  
- V oblasti „ostatní“:
  - Chytrá integrace pomocných systémových služeb
  - Chytré předpovídání systémových požadavků a dodávek
  - Chytré systémy pro ochranu proti rušení a obnovu
  - Chytré systémy plánování a údržby
  - Chytrá integrace decentralizovaných zdrojů
  - Chytré materiály pro SG
  
- V netechnické oblasti „sociálně-ekonomické“:
  - SG business model
  - Ekonomický SG model
  - Nová legislativa pro trhy, sítě, dopravce energie a zúčastněné subjekty
  - Komptabilita SG a SmartCity (*SC je iniciativa, která se zabývá výzkumem měst složených ze všech inteligentních technologií – SG, Smart House atd.*)
  - SG evoluce a přechod
  - Zhodnocení a podpora pro navrhované projekty
  - Interakce mezi průmyslem, regulátory a operátory