

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Soukupová** Jméno: **Zuzana** Osobní číslo: **398999**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Ekonomická efektivita lokální distribuční soustavy

Název diplomové práce anglicky:

Economic efficiency of local distribution network

Pokyny pro vypracování:

1. Definujte elektroenergetickou soustavu
2. Popište lokální distribuční soustavu
3. Uveďte metody pro ekonomické vyhodnocení lokální distribuční soustavy
4. Proveďte případovou studii zavedení lokální distribuční soustavy
5. Stanovte závěry a doporučení

Seznam doporučené literatury:

Trh s elektřinou: úvod do liberalizované energetiky. Vydání druhé, aktualizované. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4.
SAMUELSON, Paul Anthony a NORDHAUS, William D. Ekonomie. Vyd. 1. Praha: NS Svoboda, 2007. ISBN 978-80-205-0590-3.
EICHLEROVÁ, Kateřina. Energetický zákon: komentář. Praha: Wolters Kluwer, 2016. Komentáře (Wolters Kluwer ČR). ISBN 978-80-7552-412-6.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc., ČVUT kat. 13116

Jméno a pracoviště druhého(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **23.10.2018** Termín odevzdání diplomové práce: **08.01.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
podpis děkana(ky)

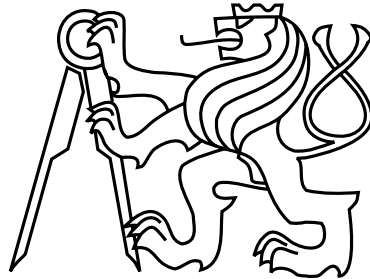
III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomantka bere na vědomí, že je povinna vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studentky

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Diplomová práce

Zhodnocení ekonomické efektivity lokální distribuční sítě

Bc. Zuzana Soukupová

Vedoucí práce: prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor: Ekonomika a management energetiky

8. ledna 2019

Poděkování

Ráda bych poděkovala vedoucímu práce, panu prof. Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc., za trpělivé a přínosné vedení práce, děkuji fakultě a jejím zaměstnancům za asistenci s byrokratickým hlavolamem a katedře za nasměrování mého života k odvětví energetiky.

Dále bych ráda poděkovala odborníkům, s nimiž jsem měla možnost tuto práci konzultovat, kolegům a Ing. Milanu Šimoníkovi a Paddy Youngovi za možnost účastnit se odborných konferencí a diskutovat s četnými odborníky.

Dík patří i mé rodině za podporu po celou dobu studia a Oscarovi za péči a lásku během téměř nekonečné poslední etapy vysokoškolského studia.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem práci vypracovala samostatně a použila jsem pouze podklady uvedené v příloženém seznamu.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu §60 Zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne 8. ledna 2019

.....

Abstract

Tato diplomová práce se zabývá tématem lokálních distribučních sítí, které představují pro dnešní energetiku perspektivní cestu k prosazení moderních technologií a nových systémových přístupů. Práce zařazuje lokální distribuční soustavu do elektroenergetické soustavy, definuje ji a popisuje její prvky. Popisuje také subjekty na trhu s elektrickou energií, které vznikají v reakci na požadavek flexibility, jejich funkci a zmiňuje koncept „smart grids“. Práce rozebírá ekonomické hodnocení provozu lokální distribuční soustavy s vlastní výrobou elektrické a tepelné energie pro skupinu odběratelů typu domácnost. V případové studii tyto metody aplikuje na konkrétní projekt s instalovanou kogenerační jednotkou, „chytrými“ měřidly spotřeby elektrické energie a tuto investici ekonomicky hodnotí.

Klíčová slova: Lokální distribuční soustava, chytré měření, kogenerační jednotka, flexibilita, smart grid, hodnocení investic

Abstract

This diploma thesis is on the topic of local distribution networks, which represent a perspective way to push through modern technology and new system approaches for today's energy industry. This thesis defines a local distribution network and its elements and integrates it into the electric grid. Furthermore, it describes subjects on the electric energy market, which emerge as a reaction to the demand for flexibility, their function, and mentions the term "smart grids". The thesis provides an economical evaluation of operating a local distribution network with self-generated electric and heat energy for a group of household consumers. These methods are then applied to a specific project with an installed cogeneration unit and "smart" electric energy consumption meters in a case study with economic evaluation of investment.

Key words: Local distribution network, smart metering, cogeneration unit, flexibility, smart grid, investment evaluation

Obsah

1	Úvod	1
1.1	Cíl práce	2
2	Elektroenergetická soustava	3
2.1	Prvky soustavy	4
2.1.1	Výroba	4
2.1.2	Přenosová soustava	6
2.1.3	Distribuční soustava	7
2.1.4	Obchodník s elektřinou	9
2.1.5	Spotřebitel elektřiny	11
2.2	Nové subjekty na trhu s elektřinou	16
2.2.1	Aktivní zákazník na trhu elektřinou	17
2.2.2	Zákazník typu "self consumer"	18
2.2.3	Nový subjekt typu "agregátor"	19
2.2.4	Energetická komunita	19
3	Lokální distribuční soustava	23
3.1	Lokální distribuční soustava v právním rámci	23
3.1.1	Licence pro provozování LDS	23
3.2	Smlouvy v rámci LDS	25
3.3	Prvky v lokální distribuční soustavě	30
3.3.1	Vedení elektřiny	30
3.3.2	Decentralizovaná výroba elektřiny a tepla - kogenerace	31
3.3.3	Měření	37
3.4	Možnosti LDS v moderní energetice	42
3.4.1	Systémy „Smart Grid“	42
3.4.2	Elektromobilita	46
4	Ekonomické zhodnocení výstavby	49
4.1	Ekonomické parametry	50
4.1.1	Investiční náklady	50
4.1.2	Provozní náklady	51
4.1.3	Výnosy LDS	52
4.1.3.1	Určení poplatku za distribuci	55
4.1.4	Ukazatele efektivity investice do LDS	58

4.1.5	Metody hodnocení investic	59
5	Případová studie	63
5.1	Investiční náklady	64
5.1.1	Výběrová kritéria kogenerační jednotky	65
5.1.1.1	Investice	66
5.1.1.2	Výkon EE	67
5.1.1.3	Účinnost výroby elektřiny	67
5.1.1.4	Celková účinnost výroby	68
5.1.1.5	Náklady na opravu a údržbu	69
5.1.1.6	Vyhodnocení	70
5.1.2	Operativní náklady	73
5.1.3	Výnosy	76
5.1.4	Ekonomická efektivita investice	80
5.1.5	Analýza citlivosti	81
6	Závěr	85
6.1	Vyhodnocení cílů práce	86
6.2	Další rozvoj	86
	Literatura	89
A	Seznam zkratk	91
B	Hotovostní toky projektu	93
C	Náklady a výnosy projektu	95
D	Výpočet nákladů	97
E	Parametry kogenerační jednotky	99
F	Ukázka výstavby LDS	101
G	Harmonogram projektu	103
H	Situační výkres	105
I	Produktový list, Kogenerační jednotka	107
J	Elektroměry, popis	115

Seznam obrázků

2.1	Klasické uspořádání elektrizační soustavy	3
2.2	Alternativní vyobrazení uspořádání elektrizační soustavy	4
2.3	Rozdělení výrobních zdrojů v České republice [24]	5
2.4	Schéma přenosové soustavy v České republice [24]	6
2.5	Provozovatelé regionálních distribučních soustav na území ČR	8
2.6	Počet DSO v Evropě	9
2.7	Konsolidace retailového trhu s elektřinou v České republice [22]	10
2.8	Schéma vztahů na trhu s elektřinou	11
2.9	Legislativní balíček čistá energie pro všechny Evropany [4]	11
2.10	Vývoj počtu změn dodavatele elektřiny[19]	14
2.11	Složky ceny elektřiny [19]	15
2.12	Složky ceny elektřiny pro konečného zákazníka[19]	16
2.13	Schéma podpůrných služeb dle energetického zákona[19]	17
2.14	Agregátoři v Evropě[22]	19
2.15	Příklad energetické komunity v Německu[14]	21
3.1	Schéma právních vztahů a postup při zasmluvnění zákazníka	29
3.2	Schéma právních vztahů a alternativní postup při zasmluvnění zákazníka pouze na distribuci v LDS	30
3.3	Kogenerační jednotka	36
3.4	Fotovoltaické panely na střeše rezidenčního domu jsou dalším příkladem dis- tribuovaného zdroje energie	37
3.5	Blokové schéma prvků v AMM architektuře [19]	38
3.6	Kategorie měření	40
3.7	Schéma soustavy smart metrů a datakoncentrátoru	42
3.8	Schéma Smart Grid	43
3.9	Nabíjecí stanice na elektromobil	47
4.1	Load shifting[19]	49
4.2	Zdroje flexibility[12]	50
4.3	Princip fungování monopolu[19]	53
4.4	Cena za distribuované množství elektřiny dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[8]	53
4.5	Obecný přístup ke stanovení regulovaných cen[19]	56
5.1	Vizualizace developerského projektu	64

5.2	Kritérium celkové výše investice	67
5.3	Kritérium výkon EE	67
5.4	Kritérium účinnosti EE	68
5.5	Kritérium celková účinnost	69
5.6	Kritérium měrná cena nákladů na opravy do GO	69
5.7	Nákres kogenerační jednotky CENTO T200	71
5.8	Struktura investičních nákladů	72
5.9	Agregovaná struktura investičních nákladů	73
5.10	Struktura nákladů	76
5.11	Porovnání distribučních sazeb dle cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2019 [8] s teoretickou distribuční sazbou LDS	77
5.12	Struktura výnosů	79
5.13	NPV v závislosti na diskontním faktoru	80
5.14	Kumulativní cashflow	81
5.15	Citlivost na výši distribučního poplatku	82
5.16	Citlivost na spotřebu elektřiny	82
5.17	Citlivost na výši sazby KVET	83
5.18	Citlivost na změnu ceny plynu	83
5.19	Citlivost na investiční náklady	84

Seznam tabulek

3.1	Předpoklady pro stanovení vah kritérií	33
3.2	Výchozí (referenční) parametry KGJ jednotky použité pro výpočet	33
3.3	Dopad do hospodářského výsledku (1/3)	34
3.4	Dopad do hospodářského výsledku (2/3)	34
3.5	Dopad do hospodářského výsledku (3/3)	35
3.6	Dopad technických parametrů do hospodářského výsledku	35
3.7	Váhy kritérii	36
4.1	Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[7]	51
4.2	Cena za použití sítí provozovatele distribuční soustavy nad 1kV v roce 2019[7]	52
4.3	Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[8]	54
4.4	Podpora KVET dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[9]	55
5.1	Náklady projektu v přípravné fázi	64
5.2	Náklady projektu v realizační fázi	65
5.3	Administrativní náklady projektu	65
5.4	Celkový přehled investičních nákladů	65
5.5	Popis kritérií	66
5.6	Parametry kogeneračních jednotek	70
5.7	Vyhodnocení multikriteriálního rozhodování	70
5.8	Investiční náklady na kogenerační jednotku	71

Kapitola 1

Úvod

Energetika v minulosti prošla celou řadou změn, z nichž nejvýraznější byl přechod od decentralizace k centralizaci, charakteristický pro celé 20. století. V novém tisíciletí se stále častěji objevují tendence k hybridním systémům kombinujícím tyto přístupy. Jednou z hlavních sil tohoto procesu je rychlý vývoj moderních technologií, při jejichž aplikaci se objevují nedostatky v minulosti vybudovaných a dodnes využívaných sítí. S nástupem inovativních technologií vzniká poptávka po nových konceptech, jako jsou decentralizovaná výroba, akumulace či potřeba odběru extrémně vysokého výkonu pro potřeby e-mobility. Tyto požadavky budou současné velké distribuční sítě a centralizované systémy naplňovat za předpokladu výrazné modernizace a zvýšení nákladů. Lokální distribuční síť mnohdy dovede tyto požadavky naplnit efektivněji.

Vlivem použití pokrokových technologií a také pod společensko-ekologickým tlakem prochází současná energetika významnou transformací, kterou lze stručně charakterizovat jako „doba decentralizační“. Hlavní její charakteristikou je rozšiřování výstavby malých výroben, především na bázi obnovitelných nebo nízkoemisních zdrojů, které jsou budovány přímo v místě spotřeby nebo její blízkosti. Tyto realizace budou mít bezesporu za následek zásadní změnu využití existujících sítí a budou vyvolávat dodatečné náklady na adaptaci potřeb nových decentralizovaných výroben a zároveň na schopnost zajistit bezpečný a spolehlivý provoz elektrizační soustavy pro všechny její uživatele a splnění klíčového požadavku klienta: mít možnost využívat elektřinu, kdy potřebují. Dalším požadavkem dnešního klienta jsou úspory energie, které se výrazně zasadí o změnu využití stávající energetické infrastruktury založené většinou ještě ve 20. století. Tento trend, který je v souladu s cíli EU v oblasti energetiky a přijatým Národním akčním plánem energetické účinnosti, je dlouhodobý a bude pokračovat v dalším desetiletí. Významným elementem, který podporuje budování decentralizovaných energetických systémů, jsou mj. chytré elektroměry, zaznamenávající průběhová data a umožňující pokročilé analýzy. Takové nástroje mohou přispět k vývoji nových produktů na trhu a aplikaci tzv. smart grid. Tyto smart grid tvoří novodobý sofistikovaný nízkonákladový a zároveň dostatečně spolehlivý systém naplňující požadavky dnešního klienta, kterými mohou být nejen jednotlivci, ale i municipality nebo průmyslové podniky.

Autorka práce si téma vybrala na základě zkušenosti s plánováním a projektovým řízením projektu ve třech městech v České republice. Spojuje teoretické znalosti a praktické

zkušenosti s kreativním hledáním synergických efektů a benefitů pro konečného zákazníka. V předkládané práci je navržena lokální distribuční síť pro občanské sídliště v okresním městě na Moravě, které je v současnosti připojeno k soustavě dálkového vytápění a k elektroenergetické distribuční soustavě regionálního provozovatele.

1.1 Cíl práce

Cílem práce je zhodnotit ekonomickou efektivitu investice do lokální distribuční sítě s vlastní výrobou elektrické energie pomocí kogenerační jednotky.

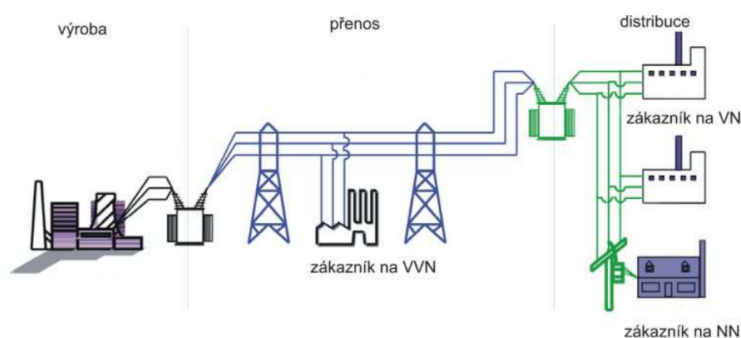
Kapitola 2

Elektroenergetická soustava

Kapitola popisuje elektroenergetickou soustavu, její hlavní části, jednotlivé aktéry trhu elektrickou energií a začleňuje lokální distribuční síť (dále též LDS) do tohoto systému.

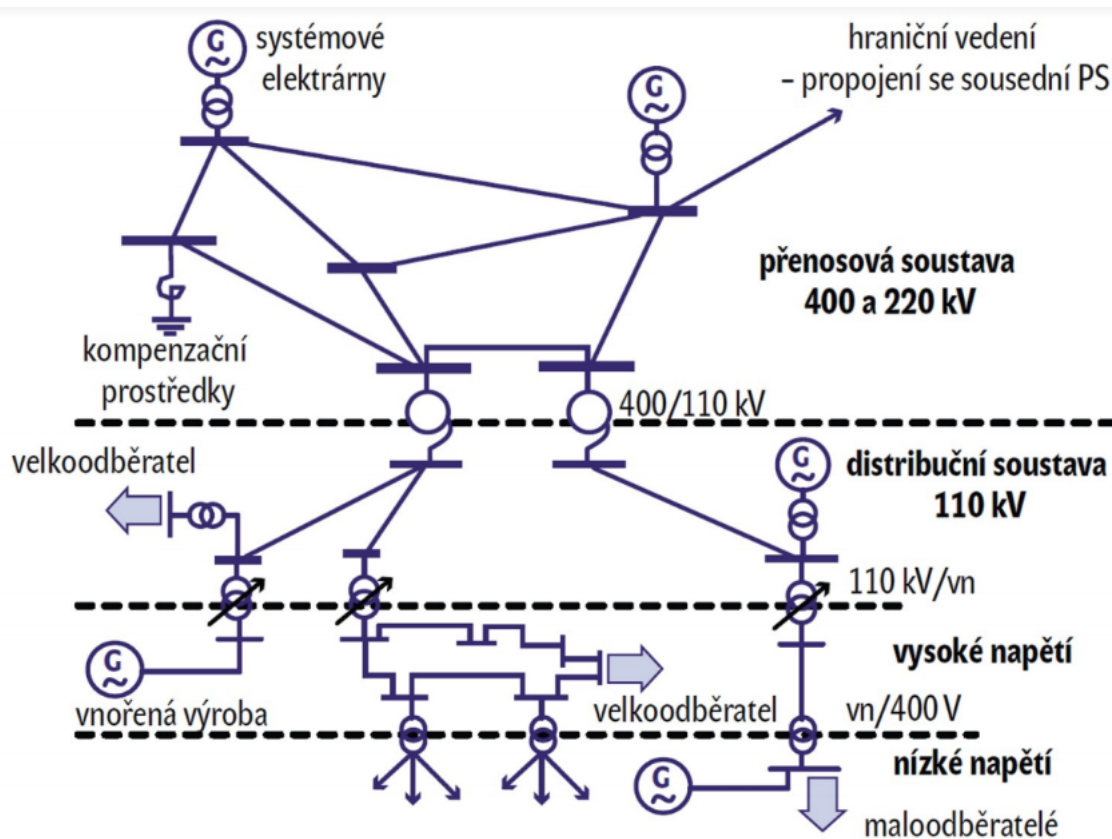
Elektrizační soustava (ES) je vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek, přímých vedení, systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky. [20]

Z hlediska fyzické dodávky je elektřina od výrobce přepravována přenosovou sítí, do které jsou připojeny velké elektrárny většinou nad 200 MW výkonu, a dále distribuční sítí do zařízení spotřebitele. viz obrázek 2.1



Obrázek 2.1: Klasické uspořádání elektrizační soustavy

Elektrizační soustava se skládá z několika částí. První část tvoří zařízení pro výrobu elektřiny, těmi jsou elektrárny. Elektřinu, kterou elektrárny vyrobí, je nutné přenést k zákazníkovi - odběrateli. V jednotlivých částech elektrizační soustavy se nacházejí další zařízení pro transformaci elektřiny, elektrické přípojky a další systémy pro měření či ochranu sítě. Hlavním cílem elektrizační soustavy je přenos elektřiny ke všem odběratelům v dostatečném množství, předepsané kvalitě, při předem dohodnutých nákladech, a to vše při zaručené bezpečnosti dodávky. Kromě toho je nutné, aby síť byla energeticky stabilní, tedy aby rozdíl vyrobené a spotřebované elektřiny byl nulový. [1]



Obrázek 2.2: Alternativní vyobrazení uspořádání elektrizační soustavy

2.1 Prvky soustavy

2.1.1 Výroba

Výrobce elektrické energie musí být držitelem licence na výrobu elektřiny. Tu vydává státní Energetický regulační úřad (dále též ERÚ) na konkrétní výrobní zařízení po jeho kolaudaci a připojení do sítě, a to na dobu životnosti zařízení (případně na dobu pronájmu, nejde-li o vlastní zařízení). Výrobce elektrické energie má právo na připojení do sítě a na přepravu elektřiny, prodávat svoji elektřinu a při splnění technických podmínek dodávat provozovateli přenosové soustavy podpůrné služby. Výčet jeho povinností je poměrně široký, a to zejména vůči provozovateli soustavy, do které je připojen (podmínky připojení a technické podmínky výroby, předávání dat pro přípravu provozu, podřízenost technickému dispečinku) a vůči operátorovi trhu (předávání dat). Výstavba nové výrobní elektřiny podléhá státnímu souhlasu (autorizaci), kterou vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR (dále též Ministerstvo) a je podmínkou pro vydání územního rozhodnutí. [19]

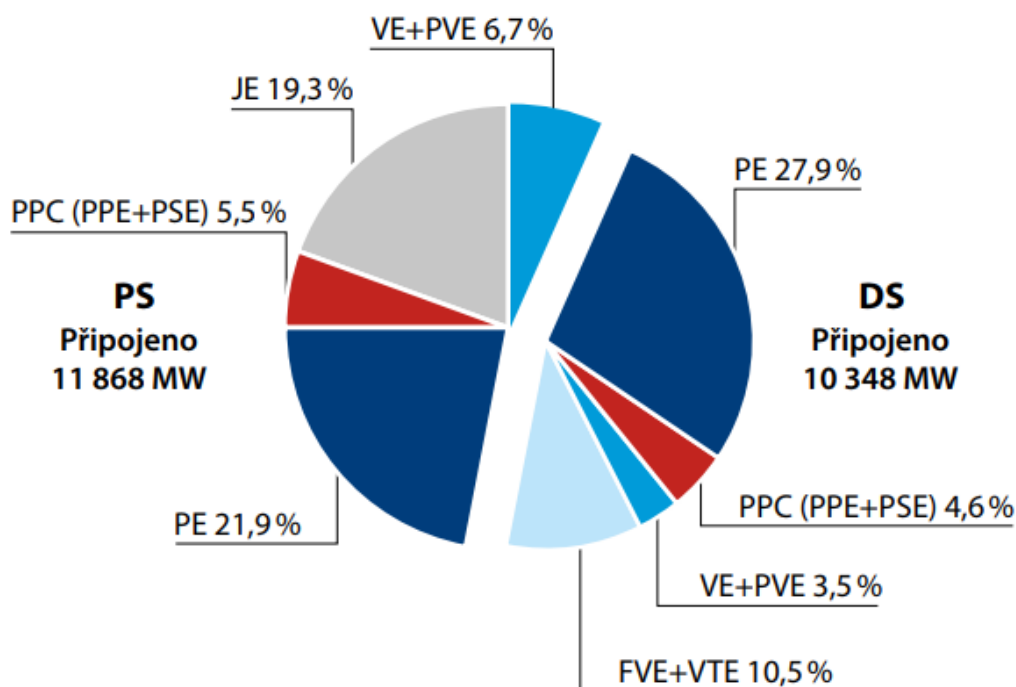
Zdroje elektrické energie mohou být kategorizovány podle různých kritérií. Pro účely této práce autor vybírá na základě napěťové hladiny, ke které je daný výrobní zdroj připojen.

Systémové zdroje jsou zpravidla do soustavy připojeny do přenosových soustav na úrovni velmi vysokého napětí. Do této kategorie se řadí velké elektrárny, jako jsou jaderné nebo

uhelné elektrárny s výkonem v řádech stovek megawattů. Na úrovni vysokého napětí jsou do distribučních sítí často připojovány plynové zdroje, například v dnešní době hojně užívané kogenerační jednotky. Tyto zdroje mají výkon řádově v malých desítkách megawattů. Kogenerační jednotky jsou s oblibou využívány pro svou flexibilitu a relativně snadnou obsluhu. Podmínkou jejich využití je možnost spotřeby tepla. Častým místem použití jsou soustavy centrálního zásobování teplem, průmyslové podniky a v případě menších zdrojů se stále častěji objevují v rekreačních objektech, jakými jsou např. hotely nebo bazény. Na hladině nízkého napětí se také setkáváme s výrobními kapacitami elektrické energie, a to zpravidla v řádech desítek kilowattů. Může zde být uplatněna již zmiňovaná kogenerace, která je pro nízké výkony označovaná jako mikrokogenerace, nebo různé intermitentní zdroje. Nejčastěji to jsou solární panely, které jsou instalovány na střechách budov. Tento trend je dnes stále rozšířenější, což můžeme přičítat třem faktorům: zvyšujícím se cenám elektřiny pro konečné zákazníky, touze zákazníků po svobodě a nezávislosti a také vzrůstající oblibě ekologického smýšlení[13].

STRUKTURA INSTALOVANÉHO VÝKONU ELEKTRÁREN ČR

Celkový instalovaný výkon v ČR je 22 216 MW (brutto - k 31. 12. 2017)



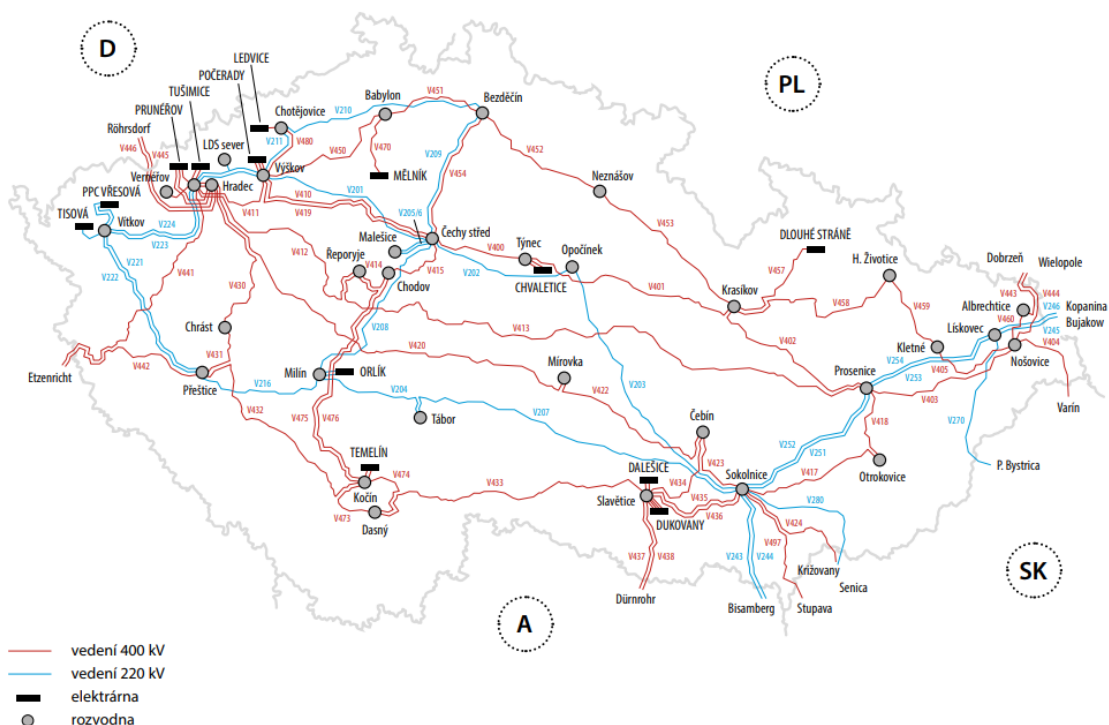
Obrázek 2.3: Rozdělení výrobních zdrojů v České republice [24]

2.1.2 Přenosová soustava

Přenosová soustava (dále též PS) je vzájemně propojený soubor vedení elektřiny a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení a zařízení 110 kV, které slouží pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území ČR a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států. Součástí přenosové soustavy jsou také měřicí systémy, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky. Přenosová soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu. [10]

Úkolem přenosové soustavy je dálková přeprava elektřiny z míst výroby (v minulosti koncentrované do velkých elektráren v blízkosti dolů nebo na vodních dílech) přenosovou sítí do míst koncentrované spotřeby v průmyslových aglomeracích. Zajišťuje vícenásobné propojení těchto míst tak, aby výpadkem jednoho vedení nedošlo k přerušení dodávky do žádné oblasti spotřeby. Přenosová síť má páteřní charakter a propojuje hlavní uzly příslušného území či státu. Do přenosové sítě jsou připojeny velké elektrárny a mohou být přímo připojeni i velmi velcí průmysloví odběratelé (např. ocelárny, doly, chemický průmysl). Toto je však spíše výjimkou. Přenosová soustava je propojena se sousedními přenosovými soustavami a je řízena jako jeden celek. Na úrovni přenosové soustavy je řízena rovnováha zdrojů a spotřeby a toky v sítích a zajišťována systémová frekvence a napětí v uzlech PS. [19]

SCHÉMA SÍTÍ 400 kV a 220 kV



Obrázek 2.4: Schéma přenosové soustavy v České republice [24]

2.1.3 Distribuční soustava

Distribuční soustava (dále též DS) je vzájemně propojený soubor vedení elektřiny a zařízení 110 kV (s výjimkou vybraných vedení a zařízení 110 kV, která jsou součástí přenosové soustavy) a vedení a zařízení o napětí 0,4/0,23 kV, 1,5 kV, 3 kV, 6 kV, 10 kV, 22 kV, 25 kV a 35 kV, které slouží k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území ČR. Součástí DS jsou systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky. DS jsou zřizovány a provozovány ve veřejném zájmu. Posláním DS je bezpečně a hospodárně zásobovat odběratele elektřinou v požadovaném množství a kvalitě v daném čase a poskytovat distribuční služby uvnitř i vně soustavy provozovatele DS. Kromě toho zajišťuje na úrovni DS systémové a podpůrné služby. [10]

Elektřina v distribuční soustavě není vedena pouze nadzemním vedením, ale pro přenos elektřiny se využívají i kabelová vedení uložená v zemi. Kromě propojení koncových uživatelů se do této soustavy připojují i malé zdroje, resp. malé výroby elektřiny s výkony v řádu desítek MW. [10]

Distribuční soustava má obvykle paprskovitý charakter, vychází z míst napojení na přenosovou síť a jejím úkolem je rozvádět (distribuuovat) elektřinu z přenosové sítě ke spotřebitelům. Do distribuční sítě jsou připojeny i menší elektrárny. Na úrovni distribuční soustavy jsou řízeny toky v sítích a zajišťovány lokální parametry kvality, zejména napětí.

Distribuční síť navrhované v minulosti měly jediný možný směr toku elektřiny, a to od zdroje ke konečnému spotřebiteli. To ovlivňovalo i dimenzování jednotlivých prvků na cestě od zdroje k odběrateli. Za zdroj elektřiny se považoval buď transformátor z nadřazené napěťové soustavy nebo přímo elektrárna. Právě tento způsob rozvodu elektřiny se stává v současné době nevyhovující a nedostačující, protože přibývá malých, decentralizovaných zdrojů elektřiny, a to převážně z obnovitelných zdrojů. Také se čím dál tím častěji setkáváme se snahou o určitou regulaci toku elektřiny. K provedení regulace je nutné znát okamžité hodnoty regulované veličiny a současně musí existovat možnost tuto hodnotu zpětně změnit. Nelze však říci, že v minulosti neexistoval žádný způsob regulace. Vlastní regulace, resp. nasazování automatizovaných systémů, bylo soustředěno hlavně do velkých rozvodů, tedy při transformaci VVN/VN. Regulaci v takovémto případě prováděl přímo operátor přes panel operátora. Dnes jsou stanice bezobslužné, operátor z velína tak může v případě poruchy zasáhnout do několika stanic najednou. Díky stále stejnému směru toku elektřiny bylo i jednodušší odvodit či vypočítat parametry sítě v dalších místech soustavy. Stále je ale v takovémto případě obtížné regulovat přímo konkrétního odběratele. Proces regulace ovlivňují i další parametry, a to nejen samotný zásah operátora nebo nějakého automatizovaného systému. Vždy záleží na vstupní veličině, resp. rychlosti jejího přímého ovlivnění. V tomto případě na konkrétním zdroji elektřiny. Každá elektrárna, jakožto zdroj elektřiny pro danou soustavu, má svoji časovou konstantu. Právě ta přímo ovlivňuje možnost regulace. Zde platí, že rychlost výroby elektřiny, resp. její změna, tedy určitý stupeň regulace, je u klasické tepelné elektrárny delší než takováto změna např. u vodní či větrné elektrárny. I zde však platí jeden z hlavních fyzikálních zákonů, a to zákon zachování energie, který říká, že v každém okamžiku je v systému pouze tolik energie, kolik bylo do systému dodáno, tedy kolik elektřiny bylo vyrobeno [10].

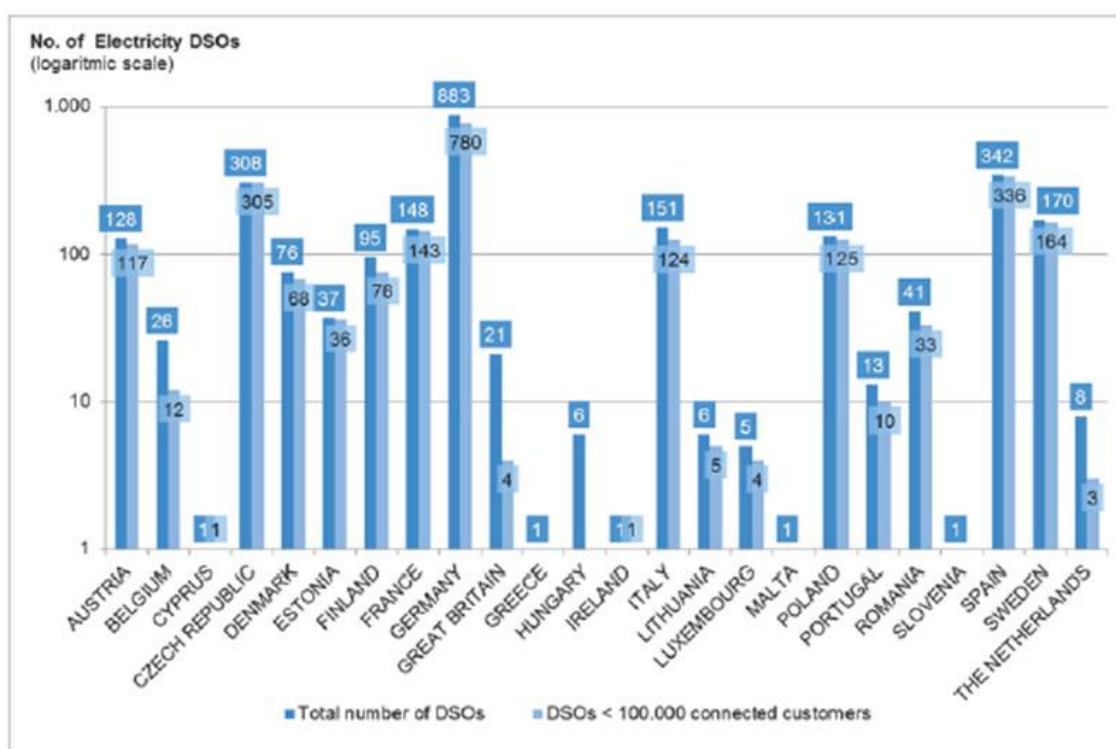
Česká republika je rozdělena z hlediska provozu elektrizační soustavy do několika oblastí. V každé z oblastí působí jiný provozovatel distribuční soustavy. Každý z provozovatelů DS

musí vlastnit licenci k provozu DS. Provozovatelé DS na území ČR jsou: PRE Distribuce a.s., E.ON Distribuce a.s. a ČEZ Distribuce a.s. Rozdělení území dle provozovatelů znázorňuje obr. 2.5. Tyto společnosti jsou tak jediné, které jsou přímo připojené na přenosovou soustavu České republiky. Podle charakteru odběru lze pak každou DS rozdělit na síť, která dodává elektřinu malým a středním odběratelům, a na síť, která dodává elektřinu do velkých průmyslových podniků. [10]



Obrázek 2.5: Provozovatelé regionálních distribučních soustav na území ČR

Provozovatel distribuční soustavy (dále též PDS) je držitelem licence na distribuci a navazuje na činnost provozovatele přenosové soustavy (dále též PPS). Distribuční soustava je soubor zařízení pro rozvod elektřiny z přenosové soustavy nebo ze zdrojů zapojených přímo do ní až ke konečným spotřebitelům. Součástí distribuční soustavy jsou i její řídicí, ochranné, zabezpečovací a informační systémy. V podmínkách elektrizační soustavy ČR se jedná o zařízení paprskovitého charakteru s napětím 110 kV a nižším. PDS zajišťuje její spolehlivý provoz a dostatečný rozvoj, řídí toky v distribuční síti a provozuje technický dispečink, který řídí příslušnou distribuční soustavu a spolupracuje s dispečinkem PS. PDS poskytuje připojení do sítě a distribuci elektřiny, zajišťuje měření v distribuční soustavě a předávání dat operátorovi trhu. Spolupracuje s PPS na přípravě provozu. Distribuční soustavy se dělí na velké regionální distribuční soustavy, které jsou připojené přímo do přenosové soustavy, a menší lokální (vnořené), které jsou připojeny do regionální distribuční soustavy. Každý z provozovatelů DS musí splnit předem dané povinnosti plynoucí z poskytnuté licence na provozování DS. Hlavní povinností PDS je nutnost dodržení všech požadovaných parametrů, včetně bezpečnostních podmínek provozu sítě. [19]



Source: CEER (2013)

Obrázek 2.6: Počet DSO v Evropě

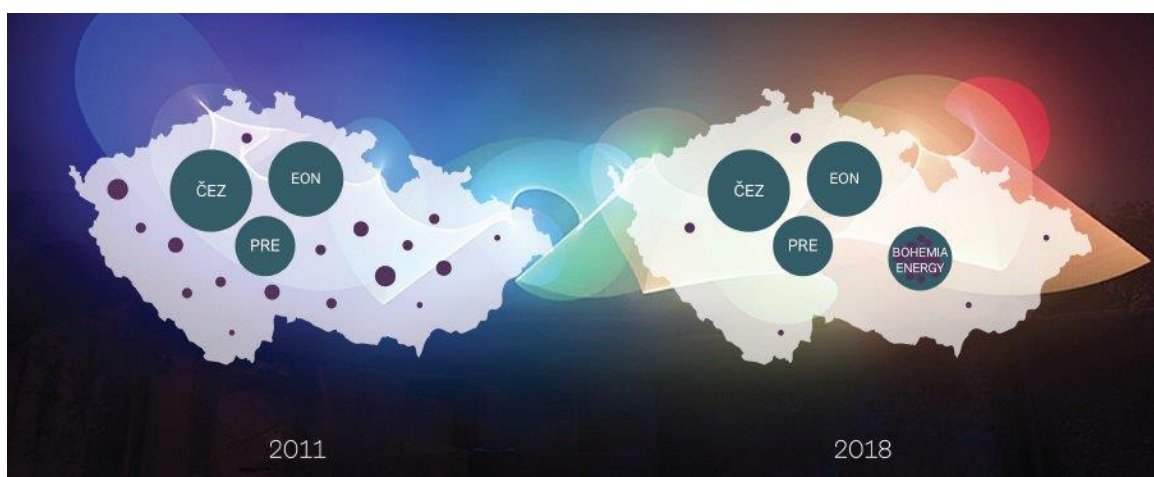
Lokální distribuční sítě jsou zvláštním druhem distribuční sítě a již dle názvu se liší zejména svou velikostí. Ačkoliv v energetickém zákoně (zákon č. 458/2000 Sb.) přímo definované nejsou, v Evropě se za lokální distribuční síť považují takové, které mají do 100 tisíc odběrných míst. Historicky vznikaly zejména v místech vysoké spotřeby elektřiny a tam, kde zavedením samovýroby byla do jisté míry tato spotřeba pokryta. Některé soustavy, které mají možnost fungování v ostrovním provozu, vznikly s motivací udržet nezávislost na stavu okolní sítě, a tím zajistit bezpečný provoz. V současné době se v souladu s trendem decentralizace energetiky setkáváme s tendencí ke komunitní spotřebě, tedy ke spotřebě různých surovin v místě výroby. Tento trend můžeme v současné době sledovat nejen na poli energetiky, ale i v oblasti potravin a dalšího zboží. Neposlední z motivů ke vzniku lokálních distribučních sítí je ekonomika, kdy provozovatel takovéto soustavy provádí svou činnost za účelem zisku a inkasuje poplatky za svou činnost.

2.1.4 Obchodník s elektřinou

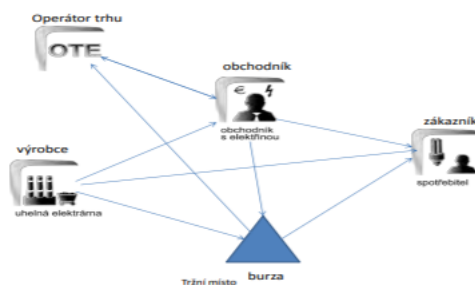
Z hlediska obchodních vztahů jsou základními aktéry výrobci elektřiny a její spotřebitelé. Obchodník s elektřinou sehraává úlohu dodavatele a zprostředkovatele. Jeho úkolem je koncentrovat nabídku od velkého počtu výrobců a zároveň koncentrovat poptávku od velkého množství konečných spotřebitelů. Protože každý z nich má jiný časový průběh odběru, může dodavatel spojením dílčích odběrových diagramů, které jsou často velice nerovnoměrné, získat mnohem rovnoměrnější celkový diagram, na který se mu výhodněji nakupuje elektřina

na trhu. Dodavatel spolu s dodávkou přebírá za zákazníka odpovědnost za odchylku a sám je registrován jako subjekt zúčtování. Obchodníkem s elektřinou je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na obchod s elektřinou a nakupuje elektřinu za účelem jejího prodeje. Má právo přístupu k síti a na dopravu elektřiny, právo přístupu na trh za stanovených podmínek a právo na nákup a prodej elektřiny a na získávání informací. Má ovšem i řadu povinností, a to zejména vůči operátoru trhu (dále též OTE). Jedná se zejména o registraci, zúčtování, předávání dat. Vůči provozovatelům soustav má povinnost předat informace pro přípravu provozu, pokyny technických dispečinků apod. Pokud dodává elektřinu i konečným zákazníkům (obchodník typu „dodavatel“), má i řadu povinností vůči nim. [19]

Na trhu s elektřinou v České republice v souladu liberalizace energetiky na počátku tisíciletí se objevil vysoký počet obchodníků nebo též dodavatelů elektřiny. Zákazníci tak měli možnost vybrat si z velkého počtu subjektů, avšak plný potenciál této možnosti dosud nebyl ještě zdaleka naplněn. Hlavní motivací pro změnu dodavatele, a zároveň kritériem výběru zůstává dnes pouze cena, protože stávající obchodníci elektřinou povětšinou nejsou schopni nebo ochotni nabízet jiné hodnoty. Od roku 2018 sledujeme trend konsolidace trhu, kdy se po boomu velkého počtu subjektů trh vyčistil a opět vzniká oligopol s několika málo subjekty. Zároveň přicházejí společnosti s inovativními koncepty a novými produkty, které postupně transformují podobu retailového (koncového) trhu s elektřinou.



Obrázek 2.7: Konsolidace retailového trhu s elektřinou v České republice [22]



Obrázek 2.8: Schéma vztahů na trhu s elektřinou

2.1.5 Spotřebitel elektřiny

Spotřebitel elektrické energie stojí, jak tomu v klasickém uspořádání energetické soustavy je, na pomyslném konci řetězce elektroenergetické soustavy. Nicméně jak i motto legislativního balíčku Evropské unie „Čistá energie pro všechny Evropany“ ukazuje, spotřebitel se posouvá do pomysleného středu tohoto nově koncipovaného uzlu vztahů.



Obrázek 2.9: Legistativní balíček čistá energie pro všechny Evropany [4]

Spotřebitele elektřiny-zákazníky, je možno kategorizovat podle velikosti odběru a podle odběrového diagramu. Pro jejich členění, zejména pro účely stanovení ceny, byl stanoven systém tarifů, které jednotlivé kategorie charakterizují. Zákazníci odebírající elektřinu ze sítě nízkého napětí pro její využití v domácnosti si mohou vybrat z následujících sazeb, pokud splňují podmínky pro její přiznání. Podmínky pro přiznání sazby jsou definovány v cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítě nízkého napětí. [19] Sazby pro domácnost v napěťové hladině NN jsou následující:

- D 01d – jednotarifová sazba pro malou spotřebu,
- D 02d – jednotarifová sazba pro střední spotřebu,

- D 25d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- D 26d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin pro vyšší využití,
- D 35d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 16 hodin,
- D 45d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 20 hodin,
- D 56d – dvoutarifová sazba pro vytápění s tepelným čerpadlem uvedeným do provozu od 1. dubna 2005 a operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 22 hodin,
- D 61d – dvoutarifová sazba ve víkendovém režimu.

Spotřebitelé elektřiny, kteří využívají elektřinu ze sítě nízkého napětí pro využití jiné než v domácnosti, si mohou vybrat z následujících sazeb, pokud splňují podmínky pro její přiznání. Podmínky pro přiznání sazby jsou definovány v cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítě nízkého napětí [19]. Sazby pro jiné využití než v domácnosti v napěťové hladině NN:

- C 01d – jednotarifová sazba (pro malou spotřebu),
- C 02d – jednotarifová sazba (pro střední spotřebu),
- C 03d – jednotarifová sazba (pro vyšší spotřebu),
- C 25d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- C 26d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- C 35d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 16 hodin,
- C 45d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 20 hodin,
- C 56d – dvoutarifová sazba pro vytápění s tepelným čerpadlem uvedeným do provozu od 1. dubna 2005 a operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 22 hodin,
- C 60d – speciální sazba pro neměřené odběry,
- C 61d – sazba pro neměřené odběry,

- C 62d – speciální sazba pro veřejné osvětlení.

Odběratel může změnit sazbu nejvýše jednou za 12 měsíců, pokud se s distributorem nedohodne jinak.

Pro účely této práce se dále autor zabývá spotřebitelem nejčtetnějším, tedy spotřebitelem typu domácnost, který je charakterizován tarifem D 02d.

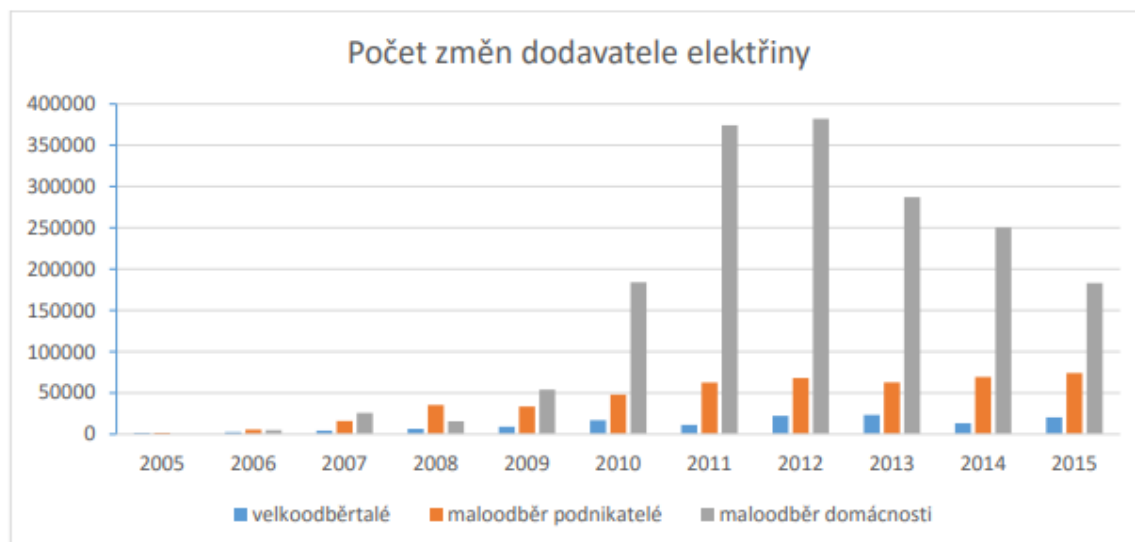
Pro měření a účtování distribuovaného množství elektřiny (MWh) se rozlišují dvě tarifní časová pásma. Pásmo platnosti nízkého tarifu je distributorem stanovené časové pásmo o minimální délce uvedené v podmínkách příslušné sazby. V době platnosti nízkého tarifu je distribuce elektřiny účtována za nižší cenu. Vymezení pásma platnosti nízkého tarifu provádí distributor operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu, čímž se rozumí vymezení pásma platnosti nízkého tarifu, které distributor může kdykoliv měnit. Distributor musí dodržet celkovou dobu platnosti nízkého tarifu a podmínky příslušné sazby. Pásmo platnosti vysokého tarifu platí v době mimo pásmo platnosti nízkého tarifu.

V sazbách, jejichž podmínkou je blokování topných elektrických spotřebičů, se za splnění této podmínky považuje technické řešení, které zajišťuje odpojení těchto spotřebičů v souladu s podmínkami příslušné sazby. Topným elektrickým spotřebičem se rozumí přímotopný elektrický spotřebič, kterým je zařízení sloužící pro vytápění nebo přípravu teplé užitkové vody přeměňující elektřinu na tepelnou energii bez akumulace tepla.

V případě, že odběrné místo odběratele kategorie C není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, účtuje mu distributor měsíční poplatek za příkon odpovídající jmenovité proudové hodnotě nejbližšího předřazeného jisticího prvku, nejméně však v hodnotě jističe 3 x 63 A. V případě, že odběrné místo odběratele kategorie D není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, účtuje mu distributor měsíční poplatek za příkon odpovídající jmenovité proudové hodnotě 1 x 25 A pro jednofázové připojení a 3 x 25 A u třífázového připojení. [19]

Liberalizací trhu s elektřinou došlo k významné změně v oblasti obchodu s elektřinou. Elektřina se stala obchodní komoditou jako jakékoli jiné zboží. Elektřinu lze nakupovat a prodávat podle obchodní příležitosti a potřeb spotřebitelů.

Od 1. ledna 2002, na základě ustanovení v té době nového energetického zákona, došlo k jednoznačnému signálu pro odběratele elektřiny - možnosti výběru svého dodavatele elektřiny. Změna dodavatele elektřiny byla postupně umožňována pro jednotlivé odběratele dle jejich velikosti spotřeby elektřiny. Od 1. ledna 2006 pak dostala tuto možnost poslední, sice individuální spotřebou nejmenší, ale svým počtem odběrných míst nejpočetnější skupina odběratelů – domácnosti. Došlo tím k úplné liberalizaci trhu s elektřinou v České republice. Proces změny dodavatele elektřiny se v prvních letech liberalizace trhu rozbíhal velmi pomalu a samotná změna byla složitou operací přístupnou jen pro určitou skupinu dodavatelů. Spolu se zvětšujícím se počtem alternativních dodavatelů se zjednodušoval i celý proces změny dodavatele. Dle údajů Energetického regulačního úřadu za celý rok 2006 došlo jen k cca 13 tisícům změn dodavatele, ale v roce 2010 to již bylo 25 tisíc odběratelů, kteří změnili svého dodavatele. Největší počet změn pak nastal v roce 2012, kdy se jednalo o více než 47 tisíc odběratelů. Od tohoto roku pak počet změn klesal a v roce 2015 změnilo necelých 28 tisíc odběratelů svého dodavatele. Je zde potřeba zmínit, že tento trend výrazně ovlivňují svým počtem domácnosti. U velkoodběru a maloodběru podnikatelů se počet změn drží od roku 2011 na průměrné hodnotě 18 tisíc, respektive 67 tisíc změn. Na počty změn měla dříve vliv i omezující podmínka, kdy změnit dodavatele bylo možné jen jednou za šest měsíců. Vývoj



Obrázek 2.10: Vývoj počtu změn dodavatele elektřiny[19]

počtu změn dodavatelů elektřiny od roku 2005 je zobrazen na grafu 2.10, který zveřejnil na svých internetových stránkách Energetický regulační úřad. Graf ukazuje počet zákazníků, kteří změni svého dodavatele z řad domácností, rostl do roku 2012 velmi výrazně a v posledních letech klesal. Je zřejmé, že k tomu vedl především jeden důvod, a tím je dosažení co možná nejnižší ceny elektřiny. Vzhledem k tomu, že od roku 2012 cena elektřiny klesá, zmenšuje se i motivace pro změnu dodavatele, a tedy i počet uskutečněných změn.

Jak již bylo řečeno výše, spotřebitel má především právo na výběr a tedy i změnu svého dodavatele elektřiny. Při takovém rozhodnutí je hlavním kritériem cena elektřiny. Tato cena je tvořena několika složkami. Některé složky jsou fixní a jsou účtovány každému odběrnému místu měsíčně, některé složky jsou variabilní a jejich výše se odvíjí od spotřebované energie. Složky ceny dále můžeme dělit na regulované, určené cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu, a neregulované, určené smluvně.

Neregulovanou složku tvoří z největší části cena komodity, nazývaná též cena za dodanou elektřinu. Tato složka je přímo úměrná spotřebované elektřině. Její výši určuje obchodník a zpravidla se řídí cenou na velkoobchodním trhu s elektřinou. Další neregulovanou složkou mohou být poplatky obchodníkovi, například měsíční poplatek za vedení odběrného místa.

Největší regulovanou složkou ceny elektřiny je distribuční poplatek. Tento poplatek se skládá z poměrné části nákladů, které provozovatel vynakládá pro zajištění stabilního provozu sítě a její obnovování. Dále zahrnuje náklady na ztráty a přiměřený zisk. Výše poplatku je stanovena cenovým rozhodnutím ERÚ, které vysvětluje i metodiku jeho výpočtu.

Další významnou položku tvoří poplatek na podporu výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů. Podle současného nastavení trhu s elektřinou je jeho výše určena buď velikostí rezervovaného příkonu (laicky řečeno velikostí jističe), nebo je přímo úměrná spotřebě elektřiny. U malých odběratelů typu domácnost je využívána druhá zmíněná možnost. Tento poplatek slouží k podpoře zdrojů, které by za běžných tržních podmínek nebylo ekonomické provozovat, nicméně existuje zájem na jejich začlenění do systému. Tento zájem může vycházet

Obrázek 12.3

Regulovaná platba	Současný tarifní model	Nový tarifní model
	Vztažná veličina	Vztažná veličina
Cena za přenos elektřiny	Průměr naměřených maxim (MW)	Průměr naměřených maxim (MW)
	Odběr ze soustavy (MWh)	Odběr ze soustavy (MWh)
Cena za distribuci elektřiny	Rezervovaná kapacita (MW)	Rezervovaný příkon (MW)
	Odběr ze soustavy (MWh)	Odběr ze soustavy (MWh)
		Místo připojení
Cena za systémové služby	Spotřebované množství elektřiny u subjektů připojených do elektrizační soustavy (MWh)	Rezervovaný příkon (MW)
Cena za činnost OTE	Spotřebované množství elektřiny na území ČR (vč. lokální spotřeby) (MWh) dle zákona č. 458/2000 Sb.	Cena za odběrné místo dle novely zákona č. 458/2000 Sb.
Cena POZE	Spotřebované množství elektřiny na území ČR (vč. lokální spotřeby) (MWh) dle zákona č. 165/2012 Sb.	Rezervovaný příkon (MW) s limitací na platbu dle odběru (MWh) dle novely zákona č. 165/2012 Sb.

Obrázek 2.11: Složky ceny elektřiny [19]

například z národní energetické koncepce nebo ze závazků vůči mezinárodním organizacím.

Poplatek za systémové služby je tvořen náklady na zajištění rovnováhy v elektroenergetické síti. Tuto povinnost zajišťuje provozovatel přenosové soustavy, kterým je v České republice společnost ČEPS, a.s. Systémové služby se dělí na frekvenční a nefrekvenční. Těmito službami jsou:

- primární regulace – sekundová rezerva a aktivita zajišťující společnou akci vedoucí ke stabilizaci nerovnováhy, která vychází z principu solidarity všech propojených TSO,
- sekundární regulace – minutová spojitá rezerva zajišťující obnovení vyčerpané rezervy primární regulace a návrat k rovnováze, která se zajišťuje individuálně jednotlivými TSO na principu neintervence,
- terciární regulace – minutová rezerva doplňující vyčerpanou rezervu sekundární regulace a postupně ji nahrazující změnou nasazení výroby zdrojů či spotřeby, která se zajišťuje individuálně jednotlivými TSO podle potřeb jejich soustav,
- řízení času – dlouhodobě vyrovnává odchylky synchronního času jako společná koordinovaná aktivita všech TSO.

Nově navržený síťový kodex o řízení výkonové rovnováhy a frekvence (Load-Frequency Control and Reserves) nepřináší pro provozovatele přenosových soustav žádné nové požadavky týkající se struktury záloh a regulace. Hlavním přínosem zaváděných činností jsou



Obrázek 2.12: Složky ceny elektřiny pro konečného zákazníka[19]

zlepšení monitoringu kvality frekvence a rozšíření požadavků na jeho zveřejňování. Proces řízení výkonové rovnováhy a frekvence je založen na nejlepších současných praktikách provozu elektrizačních soustav. Proces řízení frekvence (Frequency Containment Process) vrací kmitočet po jeho narušení do ustáleného stavu společným působením frekvenční kontrolní zálohy (Frequency Containment Reserve, FCR, dnes primární záloha) v celé synchronní oblasti v rozsahu maximální přípustné odchylky.

Proces obnovy frekvence (Frequency Restoration Process) řídí frekvenci směrem k nominální hodnotě aktivací frekvenční obnovovací zálohy (Frequency Restoration Reserve, FRR, dnes sekundární záloha) a nahrazuje aktivovanou FCR. Proces obnovy frekvence je zahájen v kontrolní oblasti (Load Frequency Control Area), kde je rovnováha narušena. Proces náhrady zálohy (Reserve Replacement Process) zaměřuje a podporuje aktivovanou FRR aktivací nahrazovacích záloh (Replacement Reserves, RR, dnes terciární záloha). Proces náhrady zálohy je zahájen v kontrolní oblasti, kde je rovnováha narušena.

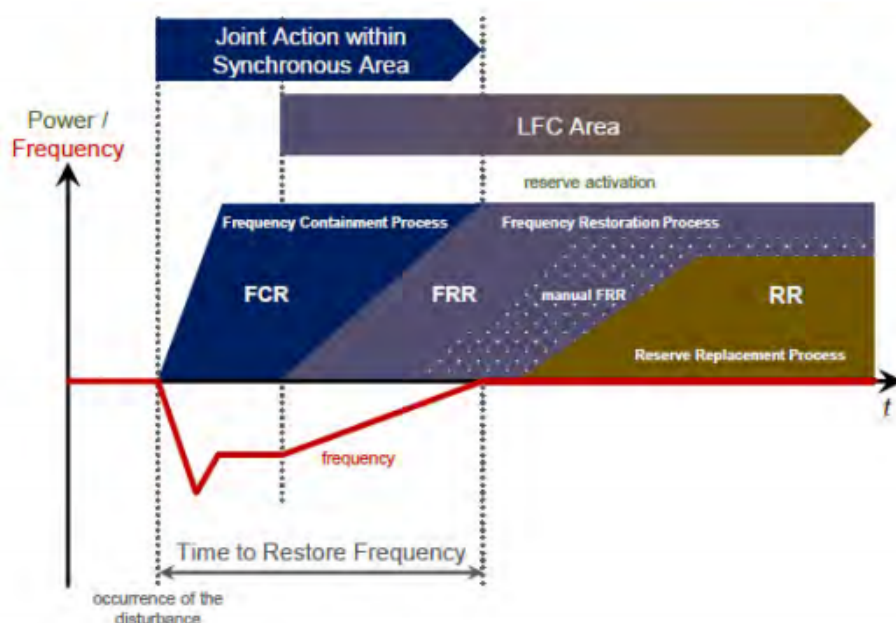
Další významnou složkou je daň z elektřiny, která je určena příslušným zákonem.

Regulovanými fixními položkami jsou poplatky za rezervovaný příkon, jehož výše je dána velikostí jističe daného odběrného místa, a poplatky za činnost operátora trhu.

2.2 Nové subjekty na trhu s elektřinou

Současné trendy na trhu s elektřinou, kterými jsou zejména decentralizace, digitalizace, individualizace a demokratizace energetiky, s sebou přinášejí možnosti vývoje nových produktů a uvádějí na trh s elektřinou nové subjekty. Nové produkty využívají výstupů vědy a vyspělého poznání v oblasti informačních technologií, práce s velkými sety dat (tzv. Big Data Analysis), nové technologické možnosti zpracování velkého objemu dat, např. pomocí technologie blockchain, a zároveň reagují na vzrůstající oblibu obnovitelných zdrojů, v případě solárních a větrných zdrojů jejich intermitence a vlivu tohoto jevu na cenu elektřiny.

Obrázek 10.0a: Dynamická hierarchie procesu řízení výkonové rovnováhy a frekvence



Obrázek 2.13: Schéma podpůrných služeb dle energetického zákona[19]

Legislativní soubor 4. energetického balíčku „Čistá energie pro všechny Evropany“ [4] se již o některých z níže jmenovaných hráčů zmiňuje, nicméně příslušné směrnice v době zpracování této práce ještě nebyly v konečné podobě schváleny a transponovány do národní legislativy, včetně vytvoření příslušných prováděcích předpisů. Některé koncepty je však možné na základě stávajících pravidel alespoň částečně aplikovat. Otázkou, kterou tato práce nemá ambici zodpovědět, je, zda inovativní záměry osloví spotřebitele a podnikatele, resp. zda naleznou životaschopný obchodní model, aby mohly naplnit svůj široký potenciál[6].

2.2.1 Aktivní zákazník na trhu elektřinou

Pod pojmem aktivní zákazník si můžeme představit domácnosti, bytové a kancelářské domy nebo společnosti a podniky, u nichž energetika není hlavní obchodní nebo profesní činností. Nejde proto o podnikání v energetice, a tudíž není potřeba žádná licence. Tento subjekt trhu může nabízet svou flexibilitu, a to následujícími způsoby:

- řízením své spotřeby,
- akumulací energie,
- výrobou elektřiny ve vlastních prostorech, včetně dodávek přebytků do sítě.

Tuto činnost může vykonávat přímo se svým obchodníkem nebo prostřednictvím třetí osob, tzv. agregátora flexibility (správce). Subjekt by v takovém případě měl nést síťové

náklady v rozsahu odpovídající zátěži, kterou způsobuje. Zároveň se musí stát subjektem zúčtování a nést odpovědnost za odchylku. Tuto odpovědnost ovšem může přenést na další osobu.

V současném nastavení zákazník může provozovat pro vlastní spotřebu výrobu (jakéhokoliv typu) s výkonem do 10 kW bez licence jako mikrozdvoj ve zjednodušeném režimu připojování. Tato výroba je standardně připojena s možností dodávat přetoky obchodníkovi a inkasovat cenu prodané elektřiny. Také je možné připojit akumulární zařízení. Vlastní vyrobenou elektřinu může zákazník spotřebovat v bytovém domě (nájemci či vlastníky bytů) bez plateb regulované složky ceny elektřiny, pokud je hranice vlastnictví DS, tedy fakturační elektroměr, na "patě" domu. Zákazník může řídit svou spotřebu v závislosti na cenách silové elektřiny, pokud mu to kontrakt s obchodníkem umožňuje. Zákazník může podle energetického zákona nabízet a poskytovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy za podmínek PPDS a PPS.

Na tomto místě je však nutno podotknout, že současný systém trpí i určitými nedostatky. Zákonem definovaný limit 10 kW instalovaného výkonu výroby elektřiny provozované zákazníkem bez licence se ukazuje jako příliš nízký. Ačkoliv v Evropě vzniklo několik pilotních projektů a start up firem (například britská společnost Verv), neexistuje dosud možnost peer-to-peer kontraktů, pokud dodávky přebytků vyrobené elektřiny vstupují do distribuční soustavy. Další bariérou pro rozvoj tohoto typu zákazníka je fakt, že za spotřebu vlastní vyrobené elektřiny z výroby nad 30 kW platí výrobce daň z elektřiny. Prakticky není naplněno ustanovení energetického zákona, které dává zákazníkům možnost podílet se na podpůrných službách. Podmínky přenosové soustavy určují minimální velikost zařízení poskytující podpůrné služby, a tím je účast domácnosti na provozování podpůrných služeb vyloučena.

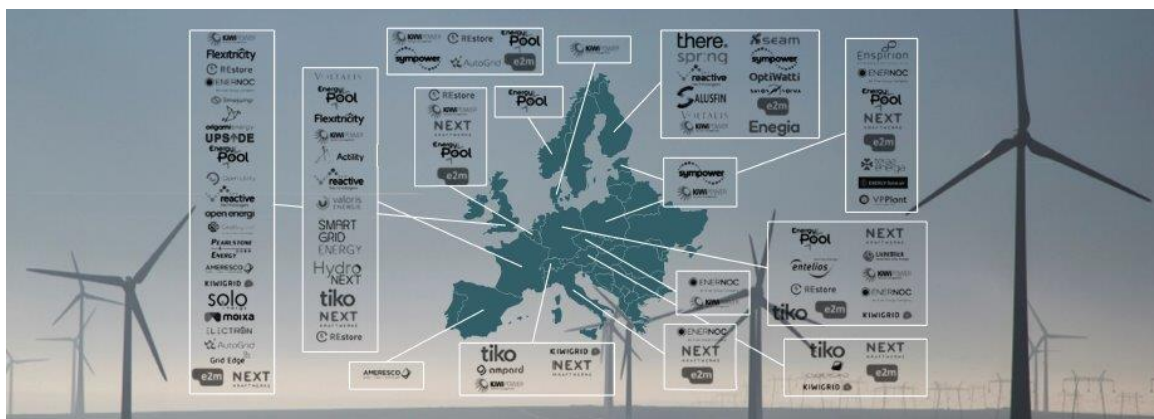
2.2.2 Zákazník typu "self consumer"

Self consumer, nebo též i prosumer, je termín, který vzniká z anglických termínů producer, neboli výrobce, a consumer, v překladu spotřebitel. V češtině se postupně zažívá termín samospotřebitel. Ani samospotřebitel primárně nepodniká v energetice. Jde o specifickou podkategorii aktivního zákazníka, který vyrábí elektrickou energii, má možnost peer-to-peer dodávek přebytků vyrobené elektřiny a plateb za takto dodanou elektřinu. Samospotřebitel má možnost instalovat akumulární zařízení spolu s výrobou za odběrným místem bez dalších poplatků a je mu umožněno spotřebovat vlastní vyrobenou elektřinu v bytovém domě bez poplatků za regulované složky ceny elektřiny. Poplatky za vlastní vyrobenou elektřinu, spotřebovanou za odběrným místem hradí pouze:

- pokud je na výrobu poskytována podpora - pak hradí poplatky pouze do takové výše, aby byla zachována ekonomická životaschopnost takového projektu,
- pokud celkový podíl elektřiny spotřebované v odběrných místech přesáhne 8% celkové instalované kapacity členského státu EU k prosinci 2026 a zpracovaná analýza prokáže ohrožení finanční udržitelnosti systému,
- pokud instalovaný výkon u jednoho zákazníka přesáhne 30 kW.

2.2.3 Nový subjekt typu "agregátor"

Novým subjektem na trhu se dle nové směrnice o vnitřním trhu s elektřinou má stát agregátor flexibility. Tento subjekt je účastníkem trhu, u kterého se předpokládá podnikání v energetice, je držitelem licence, a tudíž je regulovaným subjektem, který kombinuje zatížení či vyrobenou elektřinu od více zákazníků za účelem prodeje, nákupu či dražby na jakémkoliv organizovaném trhu s energií.



Obrázek 2.14: Agregátoři v Evropě[22]

Rozlišujeme mezi agregátorem nezávislým, který nenes odpovědnost za odchylku, a agregátorem integrovaným, který kombinuje svou činnost s obchodníkem s elektřinou a nese proto odpovědnost za odchylku. Dle činnosti můžeme agregátory rozdělit na několik kategorií, které je možné v jednom subjektu kombinovat:

- agregátor poptávky: koordinuje nákup elektřiny pro skupinu zákazníků,
- agregátor řízení spotřeby: podle smlouvy se zákazník informuje o možnostech řízení spotřeby v závislosti na aktuálních cenách elektřiny nebo přímo řídí odezvu na straně poptávky v odběrných místech,
- agregátor prodeje přebytků: koordinuje společný postup zákazníků prodávajících přebytek do soustavy,
- agregátor flexibility: poskytuje služby soustavě prostřednictvím řízení poptávky po elektřině či dodávky elektřiny zaslavnými zákazníky.

Ačkoliv aktuálně platný právní rámec zatím nevymezuje jeho činnost, subjektů podnikajících na principu agregátora již v dnešní době v Evropě působí několik desítek. Jde buď o start-up firmy nebo divize zavedených energetických firem.

2.2.4 Energetická komunita

Energetické komunity jsou podle návrhu Směrnice o vnitřním trhu definovány jako právnické osoby, nad nimiž mají účinnou kontrolu místní podílníci nebo členové (vč. samospráv),

kteří jsou aktivní v řízení spotřeby, agregaci, ukládání elektřiny, úsporách, výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů nebo jiných energetických službách, jejichž primárním cílem je environmentální, sociální nebo ekonomický přínos pro komunitu.

Energetické komunity by pro využití plného potenciálu měly vlastnit nebo spravovat sítě, mít přístup na energetické trhy přímo nebo prostřednictvím agregátorů, platit síťové platby, které odpovídají nákladům způsobených jejich činnostmi, mít nastavena nediskriminační pravidla odpovídající povaze jejich činnosti a mít přístup na všechny relevantní energetické trhy. Členové komunity musí mít zachována všechna práva jako zákazníci a nesou odpovědnost za odchylku.

V energetických komunitách se předpokládá výroba z obnovitelných zdrojů energie a spotřeba přímo v místě. Za tímto účelem by měly být uzavírány přímé smlouvy mezi výrobcem a zákazníkem, tzv. power purchase agreements a elektřina by pak byla sdílena uvnitř komunity. Příkladem takovéto komunity jsou projekty REScoop v Nizozemí¹.

Dále existují energetické komunity investiční, jejichž cílem je sdružení finančních prostředků za účelem výstavby výroby, která vyrábí elektřinu určenou pro dodávky do distribuční soustavy. Příkladem je projekt Smart City Wien².

Energetické komunity síťové jsou subjekty, které vlastní a provozují část elektrizační soustavy a dodržují přitom stejné podmínky jako provozovatelé distribučních soustav. Tím se neliší od dnešních lokálních distribučních soustav.

Zákazníci mají již dnes řadu možností zapojení na energetickém trhu (prodej přetoků vlastní vyrobené elektřiny, připojení akumulčního zařízení pro vlastní potřebu). K některým dalším činnostem je v tuto chvíli zapotřebí licence, do budoucna nebude zřejmě nutná (prodej nájemcům v bytovém nebo kancelářském domě). Kompletní implementace konceptu „aktivního zákazníka“ bude vyžadovat v ČR zcela nový energetický zákon. Stávající zákon, který řeší pouze podnikání v energetice, se musí transformovat na zákon, který reguluje všechny činnosti, včetně nepodnikatelských v energetice. Definice připravené v novém energetickém balíčku vyjadřují požadavek, že noví hráči na trhu musí nést náklady, které jejich činnost vyvolává (síťové náklady, náklady na odchylku). Tyto změny si vyžádají u zákazníků změnu smýšlení o službách v energetice a od podnikatelských subjektů vysokou míru investice nových, udržitelných, a pro zákazníka atraktivních, produktů.

¹REScoop.eu <https://www.rescoop.eu/>

²Smart City Wien <https://smartcity.wien.gv.at/site/en/>

WSW – What do we stand for?



Obrázek 2.15: Příklad energetické komunity v Německu[14]

Kapitola 3

Lokální distribuční soustava

Lokální distribuční soustava (dále též LDS) je síť, která dodává elektřinu do územních celků, jakými mohou být komerční zóny, bytové komplexy či průmyslové zóny. Tyto soustavy nejsou přímo připojeny na přenosovou soustavu, ale připojují se na vedení jednoho ze tří provozovatelů DS, o kterých byla zmínka v předešlé kapitole. Kromě dodávky elektřiny může být pomocí LDS zajištěna i dodávka zemního plynu či tepla. Stejně jako klasickou DS, i LDS může provozovat pouze společnost, která vlastní licenci pro provoz takovéto sítě. Společnost s požadovanou licencí pak zodpovídá za distribuci elektřiny stejně tak, jako regionální distribuční společnosti. LDS je možné vytvořit všude tam, kde je více odběratelů připojeno na DS přes jeden připojovací bod. [1]

3.1 Lokální distribuční soustava v právním rámci

Samotné rozlišení distribučních soustav na lokální a regionální dnes platný energetický zákon neřeší. Z hlediska provozovatele jsou řešeny zákonem o podporovaných zdrojích (165/2012 Sb., § 2), který rozdíl spatřuje v připojení distribuční sítě přímo k přenosové síti u regionální DS nebo k jiné DS v případě lokální. [17] Oproti regionální distribuční soustavě jsou lokální DS osvobozeny od několika povinností a mohou užívat některé výhody, které jsou regionálnímu distributorovi zakázané.

Nejvýraznější výhodou je právo provozovatele lokální distribuční soustavy stanovit si vyšší ceny za distribuci, zatímco pro regionální DS je tento poplatek stanoven každoročně v cenovém rozhodnutí ERÚ. Má právo na přebírání cen od provozovatelů regionálních distribučních soustav a možnost stanovení individuálních cen na základě žádosti. Další výhodou je, že se na provozovatele nevztahuje „unboundlig“ ve smyslu energetického zákona č. 458/2000 Sb, § 25, § 104 a § 3, odstavec 3. Díky tomu může v dané lokalitě působit jako operátor sítě, výrobce i obchodník s elektřinou. Z těchto legislativních předpisů mohou pro provozovatele sítě plynout výhody ze synergie těchto rolí. [18]

3.1.1 Licence pro provozování LDS

Provozovatel lokální distribuční soustavy musí být držitelem licence na distribuci. Pro získání takové licence je třeba podat žádost na Energetický regulační úřad, ke které je nutné doložit zákonem definované doklady:

- výpis z Obchodního rejstříku
- výpis z Rejstříku trestů a prohlášení o způsobilosti statutárního orgánu
- odpovědný zástupce (ustavení, čestné prohlášení, zkouška, praxe, vzdělání)
- výpis z Insolvenčního rejstříku
- potvrzení Finanční správy České republiky a Celní správy České republiky
- zdravotní a sociální pojištění
- bezdlužnost u zdravotních pojišťoven
- finanční způsobilost (výpis)
- účetní závěrka
- podnikatelský plán
- finanční bilance
- seznam vymezených území
- smlouva o dílo LDS
- výpis z katastru + věcná břemena
- územní rozhodnutí
- katastrální mapa s vyznačením parcel napojených objektů a parcely trafostanice
- předávací protokol k LDS
- revizní zprávy (např. vývody kabelů u trafostanice)

V případě přítomnosti vlastního zdroje v soustavě je nutné, aby jeho provozovatel byl držitelem licence na výrobu elektřiny. Pro její obdržení je nutné doložit obligatorní dokumenty:

- výpis z Obchodního rejstříku
- výpis z Rejstříku trestů a prohlášení o způsobilosti statutárního orgánu
- smlouva o dílo osazení kogenerační jednotky
- revize
- technický list
- fotky výrobních štítků
- katastrální nákres

- seznam provozoven
- předávací protokol ke kogenerační jednotkce

Pro aktivní působení na trhu s elektřinou je nutné být držitelem licence na obchod s elektřinou. Pro tu se k žádosti přikládá:

- výpis z Obchodního rejstříku
- výpis z Rejstříku trestů a prohlášení o způsobilosti statutárního orgánu
- odpovědný zástupce (ustavení, čestné prohlášení, zkouška, praxe, vzdělání)
- výpis z Insolvenčního rejstříku
- potvrzení Finanční správy České republiky a Celní správy České republiky
- zdravotní a sociální pojištění
- finanční způsobilost (výpis)

3.2 Smlouvy v rámci LDS

Subjekty uvnitř lokální distribuční soustavy jsou vzájemně v právních vztazích, a proto spolu uzavírají příslušné smlouvy.

Po otevření liberalizovaného trhu v ČR začalo vznikat velké množství lokálních distributorů, kteří jsou vnořeni do tzv. regionálních distributorů, tedy jejich zařízení je připojeno na jednoho ze tří regionálních provozovatelů distribučních soustav, kterými jsou v ČR ČEZ Distribuce, E.ON Distribuce a PRE distribuce. Vzhledem k tomu, že Energetický regulační úřad umožňuje používat regulované ceny regionálních distributorů i lokálním distributorům, vyplatilo se i pro relativně malé lokální distributory (např. rozvod v jednom obchodním domě, případně v kancelářském objektu) požádat a získat licenci na distribuci. Následně pak začal Energetický regulační úřad kontrolovat podmínky a závazky, které musí každý lokální distributor splňovat, což vedlo k tomu, že mnohým z těchto malých lokálních distributorů byla licence odebrána anebo si sami požádali o odebrání licence na distribuci. Nicméně pořád pokračují v dopravě elektřiny pro své zákazníky v daných areálech. Tuto dopravu pak subjekty uskutečňují podle § 3 odst. 3 zákona č. 131/2015, který mimo jiné říká, že se licence podle tohoto zákona neuděluje na činnost, kdy zákazník či odběratel poskytuje odebranou elektřinu jiné fyzické či právnické osobě prostřednictvím vlastního nebo jím provozovaného odběrného elektrického zařízení, přičemž náklady na nákup elektřiny na tyto osoby pouze rozúčtuje dohodnutým nebo určeným způsobem. V případě elektrických zařízení je rozúčtování možné pouze u zařízení do napětí 52 kV včetně. [19]

Práva a povinnosti distributora a spotřebitele jsou předmětem smlouvy o připojení, které může předcházet žádost o připojení, kterou podává spotřebitel provozovateli LDS. Smlouvou o připojení se zavazuje provozovatel distribuční soustavy připojit ke své soustavě zařízení žadatele pro výrobu, distribuci nebo odběr elektřiny a zajistit dohodnutý rezervovaný příkon. Žadatel se zavazuje uhradit podíl na oprávněných nákladech na připojení. Provozovatel distribuční soustavy je povinen zajišťovat všem účastníkům trhu s elektřinou neznevýhodňující

podmínky pro připojení jejich zařízení. Energetický regulační úřad stanovuje v příloze Vyhlášky č. 51/2006 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu. Tímto způsobem je zároveň zajištěna nediskriminační cena pro všechny žadatele o připojení. [17]

Smlouva o připojení se uzavírá na základě žádosti o připojení, kterou podává odběratel nebo výrobce jako žadatel o připojení svého zařízení k distribuční soustavě. Žádost se podává pro každé odběrné nebo předávací místo zvlášť. Žádost o připojení zařízení žadatele k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě se podává:

- před výstavbou nebo připojením nového zařízení,
- před zvýšením rezervovaného příkonu nebo výkonu stávajícího připojeného zařízení,
- před změnou charakteru odběru,
- v případě změny druhu výrobní elektřiny,
- v případě změny místa připojení výrobní elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě.

Smlouva o připojení musí obsahovat technické podmínky připojení zařízení, typ měření, jeho umístění a termíny a místo připojení zařízení. V této smlouvě se definuje a stanovuje místo připojení, druh zařízení, podmínky provozu tohoto zařízení, cena za připojení a rezervovaný výkon či příkon připojovaného zařízení apod.[19]

Smlouvou o distribuci elektřiny se zavazuje provozovatel distribuční soustavy zajistit pro účastníka trhu s elektřinou na vlastní jméno a na vlastní účet distribuci elektřiny, rezervovat požadovanou distribuční kapacitu a dopravovat pro účastníka trhu s elektřinou sjednané množství elektřiny. Dále se účastník trhu s elektřinou zavazuje zaplatit regulovanou cenu za distribuci a související služby. Smlouva o distribuci elektřiny musí obsahovat ujednání o závaznosti Pravidel provozování distribuční soustavy, termín zahájení distribuce elektřiny, způsob měření distribuované elektřiny a jejího průběhu a výčet předávacích míst. Smlouva o distribuci elektřiny se uzavírá na základě žádosti o poskytnutí distribuce elektřiny. Žádost o poskytnutí distribuce elektřiny předkládá žadatel provozovateli distribuční soustavy za stejných pravidel jako je tomu u žádosti o přenos elektřiny. Smlouva o distribuci elektřiny je v případě zákazníka sjednávána pro souhrn předávacích míst dohodnutých ve smlouvě o připojení. S jedním provozovatelem distribuční soustavy se uzavírá pouze jedna smlouva o distribuci elektřiny. V případě, že se jedná o zákazníka s měřením typu C (neprůběhové měření) v regionu typových diagramů, je součástí smlouvy o distribuci elektřiny i uvedení třídy typového diagramu pro jednotlivá odběrná místa. V případě, že smlouvu o distribuci uzavírá za odběratele jeho dodavatel (na základě smlouvy o sdružených službách) je podmínkou pro možnost sjednání smlouvy o distribuci elektřiny do odběrného místa zákazníka dodavatelem souhlas daného odběratele. V takovémto případě uzavře provozovatel distribuční soustavy s tímto dodavatelem rámcovou smlouvu o distribuci elektřiny. Rámcovou smlouvou o distribuci elektřiny se rozumí smlouva o distribuci elektřiny pro více odběrných nebo předávacích míst účastníků trhu s elektřinou. Smlouva o distribuci elektřiny musí obsahovat zejména ujednání o závaznosti pravidel provozování distribuční soustavy, termín zahájení distribuce elektřiny, způsob měření elektřiny.

Smlouva o distribuci elektřiny se zákazníkem musí dále obsahovat:

- výčet odběrných míst,
- oprávnění zákazníka odstoupit od smlouvy v případě neplnění smluvních povinností ze strany provozovatele distribuční soustavy nebo v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- způsob úhrady plateb za distribuci elektřiny,
- způsoby vyznění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek a poučení o právu zákazníka na odstoupení od smlouvy v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- dobu trvání smlouvy,
- opatření přijímaná při předcházení stavu nouze, ve stavu nouze a odstraňování následků stavu nouze.

Na základě smlouvy o distribuci elektřiny se hradí regulovaná cena, kterou je cena za distribuci, cena za systémové služby na úrovni přenosové soustavy, cena na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a cena za zúčtování operátora trhu. [19]

Každý zákazník zároveň uzavírá smlouvu o dodávce elektřiny. Jak již bylo uvedeno výše, na provozovatele lokálních distribučních soustav se díky jejich velikosti nevztahuje „unboundling“ a tudíž mohou zároveň být i v roli obchodníka s elektřinou. V takovém případě zákazník uzavírá smlouvu o sdružených službách. V případě, že provozovatel LDS není zároveň obchodníkem daného zákazníka a obchodníkem je třetí strana, uzavírá tato třetí strana s provozovatelem LDS smlouvu o distribuci.

Smluvní odběratel v rámci této smlouvy je registrovaný účastník trhu (RÚT), který není subjektem zúčtování a z tohoto důvodu musí předávat svou zodpovědnost za odchylku dodavateli. Takovýmto odběratelem jsou, de facto, všechny podnikatelské společnosti a domácnosti. Výjimku tvoří pouze velcí odběratelé, kteří jsou subjekty zúčtování své odchylky u operátora trhu s elektřinou.

Subjektem zúčtování (úplný název zní subjekt zúčtování odchylek, dále též SZ) je takový účastník trhu s elektřinou, který má právo přístupu k sítím a který zodpovídá za odchylky sjednané a naměřené energie v jednotlivých obchodních hodinách obchodního dne. Má právo přístupu na organizované trhy a k přeshraničním transakcím a k neomezeným transakcím s ostatními SZ (v rámci výše jeho finančního zajištění u OTE). Subjektem zúčtování se stává uzavřením smlouvy o zúčtování odchylek s operátorem trhu, který pak na základě této smlouvy provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání jeho odchylek.

Registrovaný účastník trhu s elektřinou je účastníkem trhu s elektřinou, který má (pouze) právo přístupu k sítím a je registrován v informačním systému OTE. Identifikován je stejně jako SZ exkluzivním registračním číslem, které přiděluje OTE.

Smlouvou o dodávce elektřiny pro konečného zákazníka se zavazuje dodavatel elektřiny dodávat elektřinu vymezenou množstvím a časovým průběhem konečnému odběrateli a ten se zavazuje za ni zaplatit sjednanou cenu. Součástí smlouvy o dodávce elektřiny musí být ujednání o odpovědnosti za odchylku. Smlouva o dodávce elektřiny se zákazníkem musí dále obsahovat:

- výčet odběrných míst,
- způsoby úhrady plateb za dodávku elektřiny,
- délku výpovědní doby, ne delší než tři měsíce, jedná-li se o smlouvu na dobu neurčitou,
- oprávnění zákazníka odstoupit od smlouvy v případě neplnění smluvních povinností ze strany dodavatele nebo v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- způsoby vyrozumění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek a poučení o právu zákazníka na odstoupení od smlouvy v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- dobu trvání smlouvy.

Z hlediska termínu plnění pak rozdělujeme smlouvy na smlouvy na dobu určitou a smlouvy na dobu neurčitou. Smlouvy na dobu neurčitou se používají převážně u odběratelů na nízkém napětí a jejich výpovědní lhůta činí maximálně 3 měsíce. Smlouvy na dobu určitou jsou standardně uzavírány na 1–3 roky a záleží jen na nabídce dodavatele a spokojenosti odběratele s nabídnutou cenou. Je zde však nutno poznamenat, že smlouvy na delší období (tzv. dlouhodobé smlouvy na dobu určitou) omezují trh s elektřinou, a navíc vzhledem k jejich nevypověditelnosti mohou v budoucnu velmi omezovat možnosti odběratele.

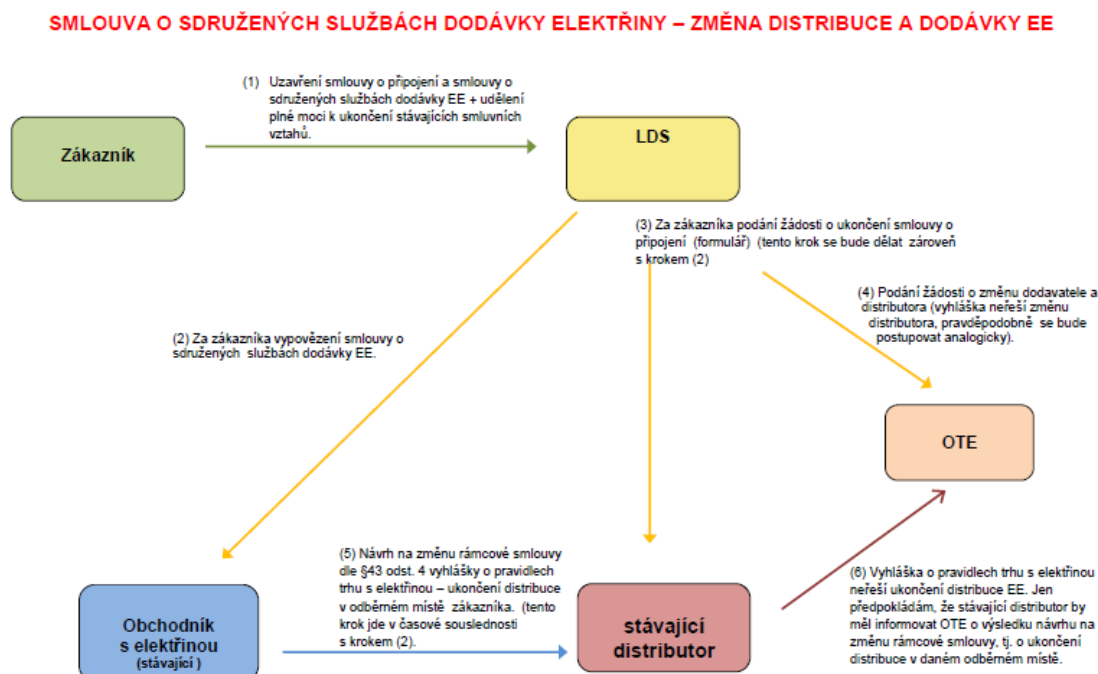
Podstatnou a často diskutovanou částí smlouvy jsou platební podmínky. Existuje jednoznačná snaha dodavatele nastavit platební podmínky tak, aby si co nejvíce omezil riziko a nastavil platební morálku odběratele, a tedy aby měl co nejvíce zapláceno před zahájením dodávky, případně co možná nejdříve po dodání elektřiny. Snaha odběratele je přesně opačná, platit za odebranou elektřinu co možná nejpozději. Zájmy obou smluvních stran jdou tedy proti sobě, a tak je většinou dohodnut kompromis. U zákazníků na nízkém napětí je téměř vždy uplatňován systém záloh a tedy princip, že zákazníci platí dopředu zálohu na předpokládanou cenu odebrané elektřiny.

U většiny smluv s konečnými spotřebiteli, zejména pak pro odběratele na úrovni nízkého napětí, jsou součástí smluv takzvané všeobecné obchodní podmínky. Vzhledem k tomu, že dodavatel má mnohdy několik desítek či stovek tisíc odběratelů, snaží se co možná nejvíce unifikovat všechny smluvní vztahy. Tato unifikace mu přinese jednak přehlednost ve smlouvách, a jednak jemu a jeho odběratelům zaručí stejné podmínky. Jedná se tedy o standardní neměnné formulace používané jako součást všech smluv na dodávku elektřiny konečným odběratelům.[17] Všeobecné obchodní podmínky (VOP) obsahují zejména tato ustanovení ze smluv:

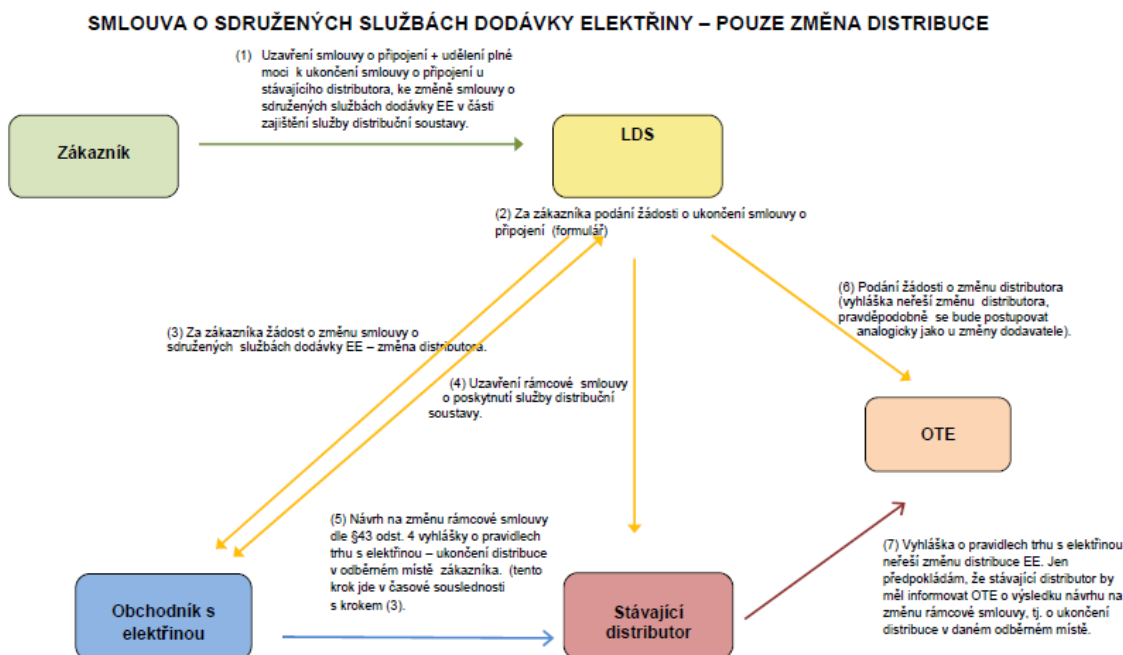
- úvodní ustanovení (definice pro koho jsou VOP určeny, podle kterých zákonů se smluvní vztah řídí, k jaké smlouvě se vztahují a terminologie pojmů),
- podmínky dodávky,
- zahájení, průběh a ukončení dodávky a smlouvy,
- ceny a jejich změna (v případě, že dodavatel používá jednotný ceník pro odběratele),

- kvalita dodávky a měření,
- omezení a přerušení dodávek elektřiny (vychází ze stavů nouze a pravidel provozování místně příslušné distribuční společnosti),
- platební podmínky a úroky z prodlení,
- odpovědnost za škodu, postup reklamace a řešení sporů,
- komunikace mezi smluvními stranami,
- platnost VOP a způsob jejich změn.

Ve smlouvě na dodávku se následně použijí pouze články, které buď neřeší VOP, nebo jsou jejich upřesněním pro jednotlivé odběratele.



Obrázek 3.1: Schéma právních vztahů a postup při zasmluvnění zákazníka



Obrázek 3.2: Schéma právních vztahů a alternativní postup při zasmluvnění zákazníka pouze na distribuci v LDS

3.3 Prvky v lokální distribuční soustavě

3.3.1 Vedení elektřiny

Lokální distribuční soustava je již podle názvu síťový prvek. Fyzicky ji tvoří kabelová vedení, která jsou vedena buď vzduchem nad zemí, nebo pod zemí. Pod zemí jsou kabely umístěny v plastové chrániče nebo v některých případech jsou vedeny speciálními kolektory zřízenými pro rozvod inženýrských sítí. V městské zástavbě je typické kabely vést pod zemí. Kabely jsou dodávány v různých průřezech, od kterých se odvíjí další parametry vedení. Zásady dimenzování silového vybavení rozvodných zařízení spočívá v dodržení základních doporučených provozních parametrů daného prvku. Dimenzování silového vybavení rozvodných zařízení provádíme zejména podle zatížení. Pro jeho stanovení je potřebné znát instalovaný výkon spotřebičů a způsob jejich provozu. Dále je důležité vzít v úvahu následující parametry:

- Provozní teplota, která nesmí být větší než dovolená
- Průřez vodičů musí být v hospodárných mezích
- Vodiče musejí odolat mechanickému namáhání
- Úbytek napětí musí splňovat povolené meze
- Vodiče musí odolat tepelným a dynamickým účinkům zkratových proudů

Z hlediska investice v lokálních distribučních sítích není však přesné dimenzování kabelu nezbytné. Vlastní rozdíl nákladů mezi jednotlivými průřezy kabelů je z hlediska celkových nákladů nepatrný a pro investora je snazší volit jeden druh kabelů, a to i za cenu vyšších nákladů. Z pohledu investice jsou mnohem významnější na náklady zemní práce, jejichž cena není závislá na průřezu kabelu, a vyšší kapacita vedení se stává reálnou opcí pro investora pro případ, že se bude lokální distribuční soustava rozrůstat. Proto je v praxi využíváno standardní řešení po celé délce trasy.

3.3.2 Decentralizovaná výroba elektřiny a tepla - kogenerace

Kogenerace je současná výroba elektrické a tepelné energie využitím vhodného zdroje energie. Z hlediska nákladů LDS je nejvýraznější položkou zdroj energie v soustavě, v tomto případě kogenerační jednotka. Proto je jejímu výběru a stanovení rozhodovacích kritérií pro tento prvek v práci věnován prostor. Její velikost je určena možnostmi odběru tepelné energie v místě. V případě, že by tepelná kapacita nebyla dostatečná, teplo by byl nucen provozovatel mařit. Proto jsou kogenerační jednotky instalovány na místech, kde je buď možné připojení do soustavy centrálního zásobování teplem nebo kde je se využije teplo přímo. Příkladem jsou průmyslové provozy nebo rekreační objekty jako jsou hotely nebo bazény (Aquapark Čestlice, bazén Opava a řada dalších).

Ekonomický dopad provozování kogenerační jednotky je popsán v následující rovnici:

$$HV = \sum TRŽBY - \sum NÁKLADY - DEP \quad (3.1)$$

$$HV = P_{EE} * \tau * (C_{EE} + C_{KVET} + \frac{\eta_{TE}}{\eta_{EE}} * C_{TE} - \frac{1}{\eta_{EE}} * C_{ZP} - C_{OPR}) - \frac{CAPEX}{\tau_{DEP}} \quad (3.2)$$

$$HV = P_{EE} * \tau * (C_{EE} + C_{KVET} + \frac{1 - \eta_{EE}}{\eta_{EE}} * C_{TE} - \frac{1}{\eta_{EE}} * C_{ZP} - C_{OPR}) - \frac{CAPEX}{\tau_{DEP}} \quad (3.3)$$

Kde:

T_{EE} Kč/rok Tržba za prodej elektřiny

T_{KVET} Kč/rok Tržba za podporu – zelený bonus KVET

T_{TE} Kč/rok Tržba za prodej tepla

$Q_{VYR,EE}$ MWh/rok Roční výroba elektřiny

$Q_{VYR,TE}$ MWh/rok Roční výroba tepla

C_{EE} Kč/MWh Cena prodeje elektřiny

C_{TE} Kč/MWh Cena prodeje tepla

C_{ZP} Kč/MWh Cena nákupu zemního plynu vč. rezervované kapacity a ostatních položek

C_{OPR} Kč/MWhe Měrný náklad o opravy a servis KGJ vztažený na vyrobenou elektřinu

$CAPEX$ Kč Celková výše investice

DEP Kč Roční odpisy

P_{EE} MWe Elektrický výkon KGJ

P_{TE} MWt Tepelný výkon KGJ (100/70°C)

P_C MW Celkový příkon v palivu (výchřevnost)

Výchřevnost je určena dle průměrné hodnoty spalného tepla 10,6874 kW/m³ vynásobené koeficientem 0,9 = 9,6187¹

η_C % celková účinnost výroby

η_{TE} % účinnost výroby tepla (se započítáním pouze využitelného tepla 100/70°C)

η_{EE} % účinnost výroby elektřiny (se započítáním pouze využitelného tepla 100/70°C)

τ h/rok Tarif KVET – Roční provozní hodiny KGJ

τ_{DEP} % h/rok Doba odpisu investice = předpokládaný provoz KGJ, resp. doba podpory KVET. Vychází se z předpokladu nájezdu cca 50 tis. mhod (kombinace tarifu 3000 a 3500h/r) za dobu podpory formou KVET, tj. cca 15 let.

Proměnné v rovnici pro určení hospodářského výsledku jsou:

1. Elektrický výkon KGJ jednotky
2. Účinnost elektrická
3. Náklady na opravy a údržbu
4. Výše investice
5. Tarif KVET
6. Ceny komodit (C_{EE} , C_{ZP} , podpory KVET, uvažovaná cena prodeje TE)
7. Doba odepisování KGJ

Pro výběr nejvýhodnějšího zařízení pro LDS jsou jako proměnné uvažovány pouze položky 1-5. Položky 6 a 7 jsou uvažovány jako známé a fixní.

Na základě hraničních hodnot je sestaven přehled dopadu do hospodářského výsledku při dosažení hraničních hodnot v jednotlivých kritériích. Srovnávací základnou jsou parametry jednotky se stejným výkonem.

¹<https://www.gasnet.cz/cs/spalne-teplo/> lokalita: 68447, 22000001

1	Provoz KGJ (tarif)	h/rok	3333,3 Životnost 50.000mh
2	Doba odpisu	roků	15
3	Měrný náklad ZP (vč. rezervované kapacity)	Kč/MWh	700,-
4	Výhřevnost ZP	MWh/tis.m ³	9,61
5	Poměr mezi výhřevností a spalným teplem	-	0,9
6	KVET	Kč/MWh	1092
7	Cena - Prodej EE	Kč/MWh	1200,-
8	Cena prodeje TE (náklady na ZP při účinnosti 90%) Prodej TE za cenu ZP	Kč/MWh	777,80

Tabulka 3.1: Předpoklady pro stanovení vah kritérií

PARAMETR	JEDNOTKA	HODNOTA
Výkon EE	MW	0,1995
Výkon TE (70/105)	MW	0,250
Celková účinnost	%	88,0%
Účinnost EE	%	37,8%
Účinnost TE	%	50,2%
Investice	Kč	3 487 000
Měrný náklad na opravy a údržbu	Kč/MWh	170,-

Tabulka 3.2: Výchozí (referenční) parametry KGJ jednotky použité pro výpočet

Vyhodnocení		Výchozí stav	Výkon EE		Celková účinnost	
Výkon EE	MW	0,1995	0,180	0,200	0,200	0,200
Výkon TE	MW	0,265	0,239	0,265	0,265	0,265
Celková účinnost	%	88,0%	88,0%	88,0%	85,0%	90,0%
účinnost EE	%	37,8%	37,8%	37,8%	36,6%	38,7%
účinnost TE	%	50,2%	50,2%	50,1%	48,4%	51,3%
Investice	Kč	3 487 000	3 487 000	3 487 000	3 487 000	3 487 000
Měrný náklad na opravy a údržbu	Kč/MWh	170	300	300	300	300
HV 15 LET	Kč	15 943 055	12 866 977	14 684 683	14 039 871	15 103 363
Diff HV 15 LET	Kč	0	-3 076 078	-1 258 372	-1 903 184	-839 692
			1 817 706		1 063 492	

Tabulka 3.3: Dopad do hospodářského výsledku (1/3)

Vyhodnocení		Účinnost El.		Investice	
Výkon EE	MW	0,200	0,200	0,200	0,200
Výkon TE	MW	0,240	0,265	0,265	0,265
Celková účinnost	%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
účinnost EE	%	40,0%	37,8%	37,8%	37,8%
účinnost TE	%	48,0%	50,2%	50,2%	50,2%
Investice	Kč	3 487 000	5 487 000	3 487 000	3 487 000
Měrný náklad na opravy a údržbu	Kč/MWh	300	300	300	300
HV 15 LET	Kč	14 707 312	12 692 419	14 692 419	14 638 657
Diff HV 15 LET	Kč	-1 235 743	-3 250 635	-1 250 635	-1 304 397
		56 579		2 000 000	

Tabulka 3.4: Dopad do hospodářského výsledku (2/3)

Vyhodnocení		Opravy	
Výkon EE	MW	0,200	0,200
Výkon TE	MW	0,265	0,265
Celková účinnost	%	88,0%	88,0%
účinnost EE	%	37,8%	37,8%
účinnost TE	%	50,2%	50,2%
Investice	Kč	3 487 000	3 487 000
Měrný náklad na opravy a údržbu	Kč/MWh	300	150
HV 15 LET	Kč	14 638 657	16 134 758
Diff HV 15 LET	Kč	-1 304 397	191 703
		1 496 100	

Tabulka 3.5: Dopad do hospodářského výsledku (3/3)

Na základě zjištěným maximálních diferencí při uvažování krajních hodnot jednotlivých parametrů je sestavena tabulka finančních dopadů hospodářského výsledku za 15 let provozování kogenerační jednotky.

Vyhodnocení		Výchozí stav	0,180	0,200
Výkon EE	MW	0,1995	0,257	0,250
Výkon TE	MW	0,2650	85,0%	90,0%
Účinnost EE	%	88,0%	35,0%	40,0%
Účinnost TE	%	37,8%	50,0%	50,0%
Investice	Kč	4 400 000	300	300
Měrný náklad na opravy a údržbu	Kč/MWh	170	0,180	0,200
HV ZA 15 LET	Kč	15 030 055	12 224 427	15 103 363
diff v HV 15 LET	Kč		-3 698 628	-839 692
			2 858 936	

Tabulka 3.6: Dopad technických parametrů do hospodářského výsledku

Tímto postupem je stanoven dopad technických parametrů do vyhodnocení (účinnosti celková a elektrická, výkon EE), který je cca 2,9 mil. Kč. Dopad byl zvolen pro ekonomické parametry výše investice (2,0 mil. Kč) a náklady na údržbu a servis (1,5 mil. Kč) dle jejich výše. Z výše uvedených tabulek je odvozena váha jednotlivých kritérií, jak je ilustrováno v následující tabulce:

Popis kritéria	Dopad do $\sum HV15Y$	Váha Výpočet
Celková investice	2,0 mil.Kč	31%
Servis do GO	1,5 mil.Kč	23%
Výkon EE	1,82 mil.Kč	28%
Elektrická účinnost	0,06 mil.Kč	1%
Celková účinnost	1,06 mil.Kč	17%
CELKEM	6,44 mil.Kč	100%

Tabulka 3.7: Váhy kriterií



Obrázek 3.3: Kogenerační jednotka

V lokálních distribučních sítích se můžeme také setkat s integrací obnovitelných zdrojů, jakými jsou např. fotovoltaické panely nebo akumulátory.



Obrázek 3.4: Fotovoltaické panely na střeše rezidenčního domu jsou dalším příkladem distribuovaného zdroje energie

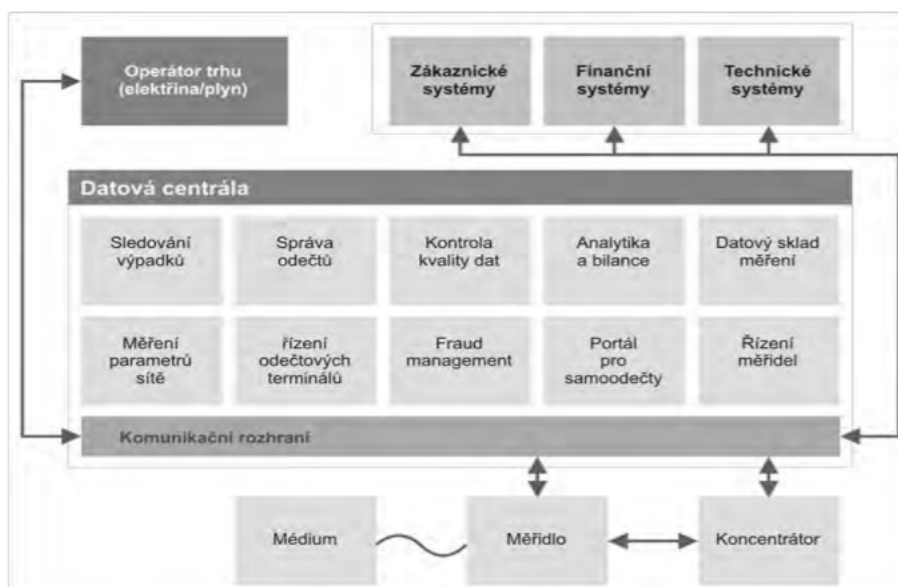
3.3.3 Měření

Odběrné místo každého zákazníka v lokální distribuční síti je osazeno měřidlem, které je instalováno distributorem elektrické energie v elektroměrové skříni odběratele. Z údajů měření je zpracováno vyúčtování spotřebované elektrické energie. Měření elektřiny se podle rozsahu měřených příkonů rozlišují na přímá a nepřímá měření. U přímého měření prochází elektroměrem veškerá měřená elektřina a nejsou instalovány měřicí transformátory. Tato měření jsou použita na nízkém napětí pro 99 % odběrných míst maloodběru. Při nepřímém měření je elektroměr použit v zapojení s měřicími transformátory proudu, kterými prochází veškerá měřená elektřina. Měřicí transformátory napětí jsou používány na vysokém a velmi vysokém napětí.

Distributoři elektrické energie zohledňují odebírání elektrické energie v době, kdy je jí v síti přebytek nebo naopak nedostatek, mají nastaveny pro tato období různé tarify, které měří vícetarifními elektroměry. Dříve byla příslušná časová období stanovena pouze pevně a elektroměr byl vybaven pro přepínání měření pro jednotlivá časová období. Dnes jsou elektroměry ovládány prostřednictvím flexibilnějšího hromadného dálkového ovládání. Nově zaváděné inteligentní měřicí technologie umožňují nastavení vícetarifních systémů, a tak využijí potenciál lokálního až adresného ovládání v jednotlivých odběrných předávacích místech. Pro komunikaci mezi měřidly a provozovatelem distribuční sítě slouží komunikační moduly, též zvané datakoncentrátory. První používané moduly využívaly pevné telefonní linky. Dnes je využívána komunikace přes GSM, GPRS a na hladině NN výhledově PLC, případně rádiiem. Existují tři základní úrovně komunikace:

- primární slouží pro PDS, zajišťuje komunikaci měřidla směrem k odečtové centrále, případně k datovému centru,

- sekundární slouží pro PDS, zajišťuje komunikace dalších měřičů,
- terciární slouží pro zajištění komunikace od měřiče směrem do domácnosti, provozu nebo výroby.



Obrázek 3.5: Blokové schéma prvků v AMM architektuře [19]

Měření v přenosové soustavě zajišťuje provozovatel přenosové soustavy a v distribuční soustavě příslušný provozovatel distribuční soustavy. Výrobci elektřiny, provozovatelé jiných distribučních soustav a zákazníci jsou povinni na svůj náklad upravit předávací místo nebo odběrné místo pro instalaci měřicího zařízení v souladu s příslušnou smlouvou. Dále mohou se souhlasem PPS a PDS pro vlastní potřebu a na svůj náklad osadit vlastní kontrolní měřicí zařízení, které musí být zřetelně označeno. Instalaci vlastního měřicího zařízení, udržování a pravidelné ověřování správnosti měření zajišťuje provozovatel měření. Provozovatelé sítí vydávají přípojovací podmínky pro osazení měřicích zařízení pro jednotlivé napěťové hladiny a typy odběrných míst připojených do jejich soustavy. Odečty měřicího zařízení, jejich zpracování a předávání zajišťuje provozovatel distribuční soustavy. Na napěťové hladině VVN a VN jsou řádné odečty prováděny většinou dálkově s měsíční nebo denní periodou, na hladině NN jsou řádné odečty prováděny minimálně jednou za kalendářní rok. Díky integraci telekomunikačních technologií jsou automatické odečty nyní možné i s velmi krátkou periodou v řádu jednotek minut. V měřicím systému je naplánován sběr dat potřebných pro fakturaci, který probíhá na denní nebo měsíční bázi. Veškerá odečtená surová data jsou pak ukládána v databázi provozovatele. Nadřazený systém generuje požadavky na odečet dat, které předá odečtové centrále a po zpracování vrátí požadovaná data, včetně statutu věrohodnosti časového razítka.

Základní standardy měření jsou uvedeny ve Vyhlášce č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. Standardem přenosu nebo distribuce elektřiny je uskutečnění distribuce elektřiny ve lhůtě pěti pracovních dnů ode dne,

kdy konečný zákazník na základě uzavřené smlouvy požádá o umožnění distribuce elektřiny nebo kdy splnil podmínky stanovené ve smlouvě o připojení. Standardem obnovy distribuce elektřiny po přerušení dodávky z důvodu prodlení zákazníka s úhradou plateb za poskytnuté služby je obnova distribuce elektřiny do dvou pracovních dnů od vyrovnání závazků. Standardem lhůty pro vyřízení reklamace měření dodávky elektřiny je zaslání vyřízené reklamace zákazníka do 15 dnů ode dne doručení reklamace. V případě nutnosti prohlídky odběrového místa a odstranění problému s měřením je standardem lhůta 60 dní.

Z hlediska charakteristiky odběrného a předávacího místa se oblast měření dělí do dvou základních kategorií. První kategorií měření jsou provozní měření. Toto měření slouží pouze uživateli měření a nejsou na něj vztaheny legislativní požadavky a podmínky provozovatelů sítí. Je určeno pro informaci o tocích energie uvnitř areálů nebo provozoven, resp. pro měření toku v sítích, které neslouží k vypořádání obchodních vztahů. Druhou kategorií měření jsou obchodní měření, kde je nutné používat pouze stanovená měřidla a kde platí veškeré právní a provozní předpisy o měření elektrické energie. Kategorii obchodního měření můžeme dále rozdělit na oblast fakturačního měření, kdy se jedná o měření odběru elektrické energie dodávané distribuční společností; majitelem elektroměru je distribuční společnost. Druhou oblastí je podružné měření, kdy jde o měření spotřeby již za místem fakturačního měření. Tato měření mohou sloužit pro informaci o spotřebě jednotlivých objektů a následnému rozpočítání nákladů mezi nimi. Náklady spojené s dodávkou elektrické energie jsou pak zatíženy pouze jednou paušální platbou za jeden fakturační elektroměr. Majitelem podružného elektroměru je pak majitel odběrného místa a příslušný rozvaděč nemusí být zhotoven podle připojovacích podmínek distribuční společnosti.

Jednotlivé typy měření definuje Vyhláška č. 82/2011 Sb. o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny. Základní typy měření jsou:

Měření typu A

- průběhové měření elektřiny s dálkovým denním přenosem údajů,
- základní měřicí interval – jedna čtvrt hodina,
- základní vyhodnocovací interval – jedna hodina,
- základní interval pro zpracování a přenos naměřených dat v rámci měřicího zařízení – jeden kalendářní den.

Měření typu B

- průběhové měření elektřiny s dálkovým jiným než denním přenosem údajů,
- základní měřicí interval – jedna čtvrt hodina,
- základní vyhodnocovací interval – jedna hodina,
- základní interval pro zpracování a přenos naměřených dat v rámci měřicího zařízení – 1 měsíc.

Měření typu S

- měření elektřiny s dálkovým přenosem údajů, mimo měření typu A a měření typu B,
- základní interval pro zpracování a přenos dat naměřených v rámci měřicího zařízení – jeden měsíc.

Měření typu C

- ostatní měření elektřiny,
- zpracování a přenos údajů prováděn nejméně jedenkrát za rok.

U měření typu C mohou být data odečtena ručně pomocí vizuálního odečtu s následným využitím klávesnice ručního terminálu nebo bez terminálu zapsáním hodnot do datového centra. Výjimečně lze použít zapsání odečtu do odečtové listu. U novějších typů měřidel se předpokládá automatizace odečítacího postupu, jeho zkvalitnění a zrychlení. Konkrétní způsoby odečtu určuje příslušný provozovatel distribuční soustavy.

Přehled měření dle jednotlivých typů měření, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu apod.				
Typ měření	A	B	S	C
Charakteristika měření dle kategorie zákazníků, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu	Odběr z PS nebo odběr z DS s napětím mezi fázemi vyšším než 52 kV nebo odběr z distribuční soustavy s napětím od 1 do 52 kV včetně se stanoveným rezervovaným příkonem nad	Odběr z DS s napětím od 1 do 52 kV včetně s rezervovaným příkonem elektřiny do 250 kW nebo výrobnách elektřiny připojené k PS nebo DS	Smart metering s dálkovým přenosem údajů pro stanovené kategorie zákazníků na napěťové hladině NN, které není měřením typu A a B	Maloodběr obyvatelstva a podnikatelů
Měřicí interval	15 minut	15 minut	15 minut	-
Minimální frekvence pro přenos dat	denně	měsíčně	měsíčně	ročně
Způsob odečtu	dálkový	dálkový	dálkový	ruční
Možnost samoodečtu	částečně	částečně	částečně	ano
Práce s náhradními hodnotami a odhady	částečně	částečně	částečně	ano
Možnost dálkového ovládání OPM	ano	ano	ano	ano
Předávání dat	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	Obchodník jednotlivě, OTE komprimovaně
Přístupnost dat v internetovém portálu	ano	ano	na vyžádání	ne
Přístupnost dat on-line	zprostředkovaně	zprostředkovaně	zprostředkovaně	ne

Obrázek 3.6: Kategorie měření

V případě lokální distribuční sítě je povolena zjednodušená komunikace s OTE a data jsou předávána s periodou jeden měsíc. Fakturační údaje z průběhových měření o odběru elektřiny a doplňující údaje k nim umožňují získání relevantního přehledu o příslušném odběrném místě a jsou zpracovávána na základě požadavku PDS, LDS, tj. denně, týdně, měsíčně. Touto cestou může odběratel získat:

- sumační registry odběru a dodávky,
- profil odběru a dodávky za 15 min,
- okamžitou hodnotu napětí a proudu po fázích,

- maximální výkon,
- registry doby trvání jednotlivých tarifů (odběr a dodávky),
- účinník.

Naměřené hodnoty z jednotlivých měřicích míst se přenášejí vždy s příslušnými informacemi jednotné identifikace měřicího bodu, k nimž patří označení měřicího bodu, identifikace, naměřená hodnota a status informace. Provozovatel měření předává tyto informace na příslušné datové rozhraní. K výměně informací dochází zpravidla pomocí typových zpráv. Rozhodující úlohu pro jeho určení má operátor trhu. Přechodně je možné vystačit s provizorními způsoby, k nimž lze počítat např. excelové tabulky, jednoduché poštovní servery apod. Data z měřicích systémů jsou předávána do CDS OTE, provozovatelům sítí, obchodníkům, výrobcům a konečným zákazníkům.

Fakturace maloodběru probíhá alespoň jedenkrát ročně. Sběr dat je prováděn pomocí terminálových odečtů přímo u zákazníka a data jsou následně odeslána do systému k dalšímu zpracování. Po zpracování dat a vystavení faktury dochází k vytvoření doplňujících údajů fakturace, které jsou elektronicky odesílána do systému OTE. Operátor trhu s elektřinou zpracovává a zveřejňuje měsíční a roční zprávy o trhu s elektřinou.

Měřicí zařízení také detekuje určité nestandardní události vnějšího bezpečnostního charakteru, na které upozorňuje provozovatele sítě. Těmito událostmi mohou být:

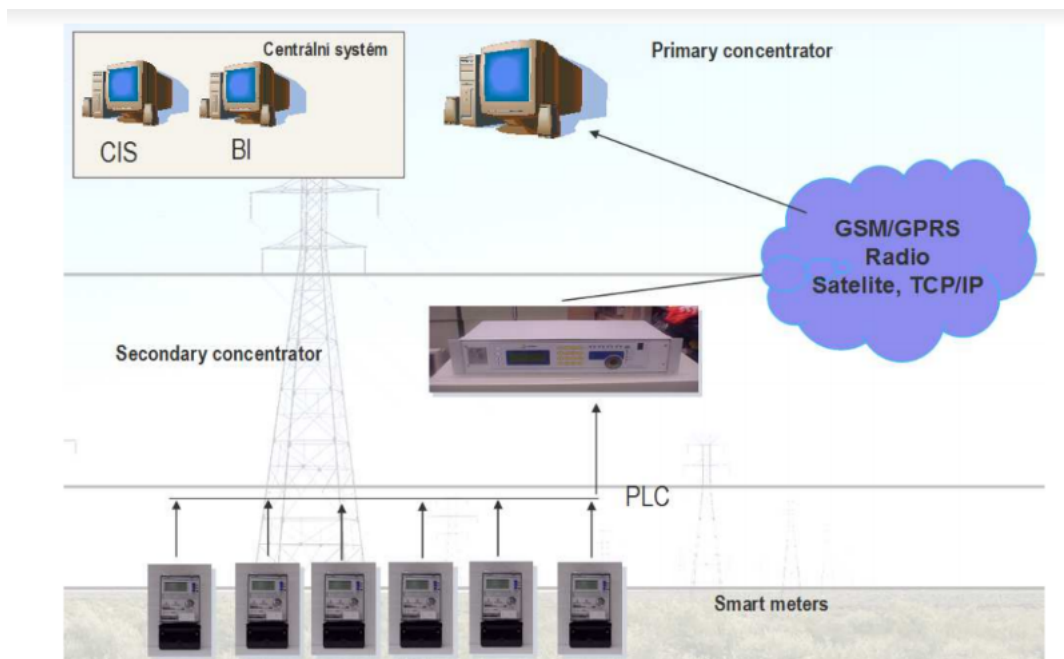
- záznam sejmutí krytu svorkovnice,
- záznam sejmutí krytu elektroměru,
- záznam napadení magnetickým polem,
- záznam napadení elektroměru přes optorozhraní,
- záznam přerušení nulového vodiče.

Měřicí zařízení je také schopno zaslat alarm o záznamu o překročení mezní měřené veličiny, mezi něž patří:

- překročení mezí proudu, napětí,
- odchylka data a času,
- historie spínání relé,
- historie spínání tarifu.

Záznamy o události jsou odesílány od koncových zařízení do centrály, kde jsou filtrovány podle nastavených podmínek a následně jsou zobrazeny jako urgentní alarm nebo uloženy v databázi pro pozdější zpracování. Informace o chybě měřicího zařízení jsou automaticky předány nadřazenému systému, kde bude samostatně vygenerován pracovní příkaz na kontrolu měřicího zařízení. Na základě informace z deníku událostí může být spuštěn požadavek na dočasný odečet profilových hodnot, které nejsou potřebné pro fakturaci. Po vyhodnocení

těchto hodnot může být přesněji prověřena daná událost a zjednána náprava. Pro případ havárie musí existovat možnost záchranného odečtu pomocí ručního odečtového terminálu. V takovém případě jsou požadavky na odečet nahrány do terminálu a po odečtu budou data přenesena z terminálu do nadřazeného systému.



Obrázek 3.7: Schéma soustavy smart metrů a datakoncentrátoru

Bezpečnost dat je zásadní téma v oblasti chytrého měření. Při využívání komunikace PLC by mohlo snadno dojít k úniku velmi citlivých dat. Z toho důvodu se využívá end-to-end šifrování. Šifrování dat může mít různou míru zabezpečení od nižší (Low Level Security, LLS) až po vyšší (High Level Security, HLS). Přístupový bod datakoncentrátoru k síti Internet pro přenos dat do fakturačního systému provozovatele je nezbytné vybavit bezpečnostním prvkem firewall.

3.4 Možnosti LDS v moderní energetice

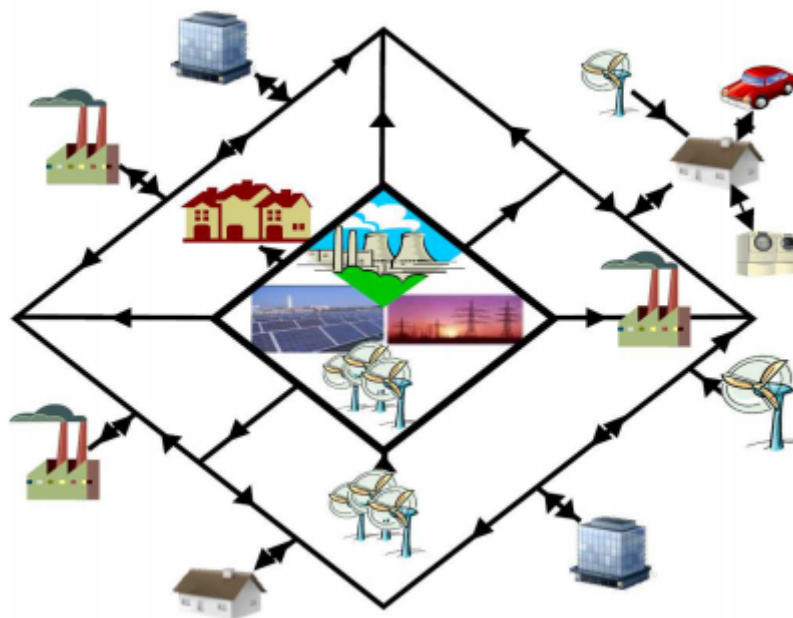
Realizace lokálních distribučních sítí LDS s využitím stávajících a zejména připravovaných legislativních podmínek a s využitím moderních komunikačních prvků a regulační technologie poskytuje široké pole pro uspokojení požadavku řady klientů, ať už individuálních, nebo municipálních či průmyslových, na uplatnění moderních udržitelných a úsporných technologií.

3.4.1 Systémy „Smart Grid“

Sousloví „Smart Grid“, v doslovném překladu chytrá síť, je tématem odborných publikací již po celou poslední dekádu. Stala se předmětem mnoha závazných státních strategických

dokumentů. V České republice je příkladem přijatý Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG) v gesci MPO ČR. Definice chytré sítě však není dosud jednotná. Společným prvkem většiny definic je obousměrný tok energie, tedy nejen ze strany výroby přes přenosovou a distribuční soustavu ke spotřebiteli, ale i od spotřebitele směrem do soustavy. Tento rys předpokládá přítomnost decentralizované výroby nebo akumulace. Dále je pro „Smart Grid“ typické chytré měření a využití sofistikovaných informačních technologií pro zajištění optimálního rozložení zátěže a regulace dodávané energie s cílem dosažení úspor energie.

Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR definuje „Smart Grid“ jako: „Inteligentní sítě (anglicky smart grids) jsou silové elektrické a komunikační sítě, které umožňují regulovat výrobu a spotřebu elektrické energie v reálném čase, jak v místním, tak v globálním měřítku. Principem je interaktivní obousměrná komunikace mezi výrobními zdroji a spotřebiči nebo spotřebiteli o aktuálních možnostech výroby a spotřeby energie.“



Obrázek 3.8: Schéma Smart Grid

Cílem chytré sítě je tedy integrace požadavků, chování a činností uživatelů sítě (zákazník, výrobce, obchodník) a ostatních zainteresovaných stran a účinného zajištění trvalé, ekonomické, bezpečné a spolehlivé dodávky elektřiny[16].

Důvody pro zavedení inteligentních sítí jsou dvojí: technické a ekologicko-politické. Z hlediska techniky a provozu je zásadní výrazný nárůst podílu OZE v elektrizační soustavě, hlavně distribuovaných (decentrálních) zdrojů, z velké části intermitentních, s nespolehlivým a obtížně predikovatelným charakterem. Navíc řada těchto zdrojů je vnořených v odběrných místech (tzv. prosumers – PROducer+conSUMER). Tento vliv se projevuje jak na národní úrovni (podíl intermitentních zdrojů na národním zdrojovém mixu), tak i mezinárodní (vlivem například vynucených přeshraničních toků elektřiny). Uvedené negativní vlivy

by technologie chytrých sítí mohla ze značné části eliminovat nebo alespoň snižovat jejich účinky.

Výše popsaný nárůst podílu OZE je dán snahou o ekologizaci průmyslu, včetně energetiky, často spojenou se štedrými podpůrnými programy pro obnovitelné zdroje. Současně je zde snaha umožnit koncovým zákazníkům větší svobodu a možnosti v oblasti ovlivňování vlastní spotřeby a souvisejících nákladů. I zde lze předpokládat příspěvek technologií chytrých sítí ke splnění požadovaných cílů[3].

Přínosy:

- vyšší možný podíl OZE,
- vyšší stabilita,
- možné úspory,
- snížení energetické závislosti.

Problémy:

- vysoké náklady,
- diskutabilní ekonomická výhodnost,
- datová bezpečnost,
- poskytování osobních údajů.

Potenciál pro rozložení zátěže v čase je u segmentu domácností zejména v ohřevu vody v elektrických bojlerech nebo zapnutí elektrického vytápění. Avšak tyto spotřebiče jsou již dnes spínány přes systém hromadného dálkového ovládání (HDO) provozovatelem distribuční soustavy. Další spotřebiče, u kterých si lze představit odložení spotřeby, by mohly být pračky, sušičky nebo klimatizace, nicméně by takové omezení pro jejich majitele muselo být značně kompenzováno. Přesný čas spínání kompresoru u spotřebičů typu lednice nebo mrazák provoz domácnosti nikterak neomezuje (pokud jsou zachovány provoz neohrožující intervaly), a tudíž si lze představit jejich využití pro odloženou spotřebu elektřiny. Regulační potenciál zařízení se odvíjí od jeho spotřeby, v případě lednice je tato hodnota mezi 200-500 W (v závislosti na energetické třídě). Pokud bychom dokázali dálkově ovládat 1000 lednic s průměrnou spotřebou 350 W uvnitř chytré sítě, získali bychom tak 0,35 MW k regulaci. V lokálním měřítku se jedná o nezanedbatelný výkon. Je však třeba vzít v úvahu využití této technologie na sebe váže nemalou počáteční investici. [2]

U velkého průmyslového komplexu nebo velkých kancelářských bloků by byla situace obdobná. Snadno lze řídit zapínání a vypínání klimatizace nebo osvětlení částí prostor objektů, kde nejsou přítomni zaměstnanci. Složitější už by to bylo při nasazení v nějaké průmyslové části, ale i zde by se daly naplánovat pracovní směny tak, aby vykrývaly např. přebytky elektřiny. Ať už je tedy řeč o domácnostech, průmyslových lokalitách či dalších objektech, vždy je velice důležité nejprve provést odbornou studii, co dané „Smart“ řešení bude znamenat, jak má fungovat, co přinese a co vše by mělo být řízeno nebo bylo možné řídit. [5]

Chytrá síť, stejně jako lokální distribuční soustava, musí splňovat veškeré technické a provozně bezpečnostní předpoklady pro zajištění hladkého provozu a přenosu energie až ke konečnému spotřebiteli. [20]. Ať už bude koncept SG použit v průmyslové či komerční sféře, je důležité, aby nasazení SG něco přineslo. Mezi hlavní cíle implementace lze zařadit snížení nákladů na elektřinu pro konečné odběratele, zvýšení kvality dodávané elektřiny, snížení negativních zpětných vlivů na LDS a udržení rovnováhy mezi vyrobenou a spotřebovanou elektřinou v LDS až na takové úrovni, aby byla LDS soběstačná a nebylo nutné dotovat LDS elektřinou z nadřazené soustavy. Implementací SG do LDS by se mělo také dosáhnout mnohem větší spolehlivosti a bezpečnosti. To souvisí s uplatněním prvků a vyšších funkcí tak, aby došlo k eliminaci nežádoucích zpětných vlivů. Tyto funkce zahrnují [21]:

- ROP – regulátor ostrovního provozu,
- ASRU – automatická sekundární regulace napětí,
- estimace – kvalifikovaný odhad elektrických veličin,
- predikce zatížení a výroby,
- predikce poruch a údržby,
- rekonfigurace – změna zapojení soustavy,
- redispečink – změna nasazení zdrojů a výpočet náhradního napájení.

Pro úspěch „Smart Grid“ je klíčové přijetí ze strany zákazníka. V případě, že je technologie implementována v průmyslovém areálu nebo pro komerční subjekt, mezi hlavní kritéria přijetí a adopce technologie bude beze sporu patřit ekonomická výhodnost. V případě implementace v rezidenčním prostoru bude koncovým zákazníkem domácnost a v takovém případě lze očekávat jistou rezistenci a obavu ze změny systému, kterému mnozí obyvatelé nedovedou (nebo nechtějí) porozumět.

V České republice je jedním z největších pilotních projektů chytrých sítí projekt ČEZ ve Vrchlabí, který začal v roce 2010. V rámci projektu Smart Region Skupina ČEZ nasazuje nejmodernější technologie do distribuční sítě, testuje provoz inteligentních elektroměrů včetně interaktivního zapojení zákazníků, využívá široce IT technologií k řízení sítě, zapojuje lokální výrobní zdroje (kogenerační jednotky) a testuje elektromobilitu[25].

I další společnosti v České republice nezůstávají pozadu. Své projekty vede například E.ON, který aplikuje poznatky mimo jiné ve městě Písek, PRE na území hlavního města Praha a nebo MVV v Opavě.

Lze očekávat, že zapojení chytrých prvků do soustavy, ať už přirozeně vlivem poptávky zákazníků, nebo nepřirozeně vlivem legislativy, jako je tomu v případě dálkově odečítatelných měřidel, bude čím dál častější, avšak je otázkou, zda poměrně nákladné investice do zařízení, která tento přístup k řízení sítě umožňují, budou rentabilní a splní nemalá očekávání. Nicméně je díky technickému pokroku, nárůstu rozptýlených zdrojů elektřiny a současně podobě stávajících rozvodů, z nichž byla většina stavěna v 50. letech a nyní je řada z nich na mezi své životnosti, je na čase změnit současný pohled na energetickou soustavu jako na jeden velký celek, v jehož středu je jeden masivní zdroj pro okolí. Je třeba soustředit se na rozproštění energetických zdrojů tak, aby bylo možné je provozovat v ostrovních režimech

a případný kolaps byl redukován pouze na jednu oblast z mnoha a celý systém tak nebyl ohrožen rozsáhlým výpadkem typu „blackout“.

3.4.2 Elektromobilita

V dnešní době elektromobily ještě nejsou příliš rozšířené a kvůli vysoké ceně a poměrně nízkým dojezdovým vzdálenostem se jedná spíše o fanouškovskou záležitost či statutový symbol. Vlivem Evropské legislativy a všeobecnému směřování k dekarbonizaci dopravního sektoru bude však podíl elektromobilů na silnicích narůstat. Pro jejich rozšíření je nutná dostatečná infrastruktura nabíjecích stanic dodávající vysoké výkony, pro které je lokální distribuční síť velmi výhodným prostorem k vybudování. Zapojením elektromobilů do chytré sítě získává její provozovatel (s podmínkou souhlasu majitele) disponibilní akumulátor, kterým může pokrýt výchyly nestability sítě. Elektromobilita nezahrnuje pouze automobily, ale také elektromotocykly, elektroskútry nebo elektrokola.

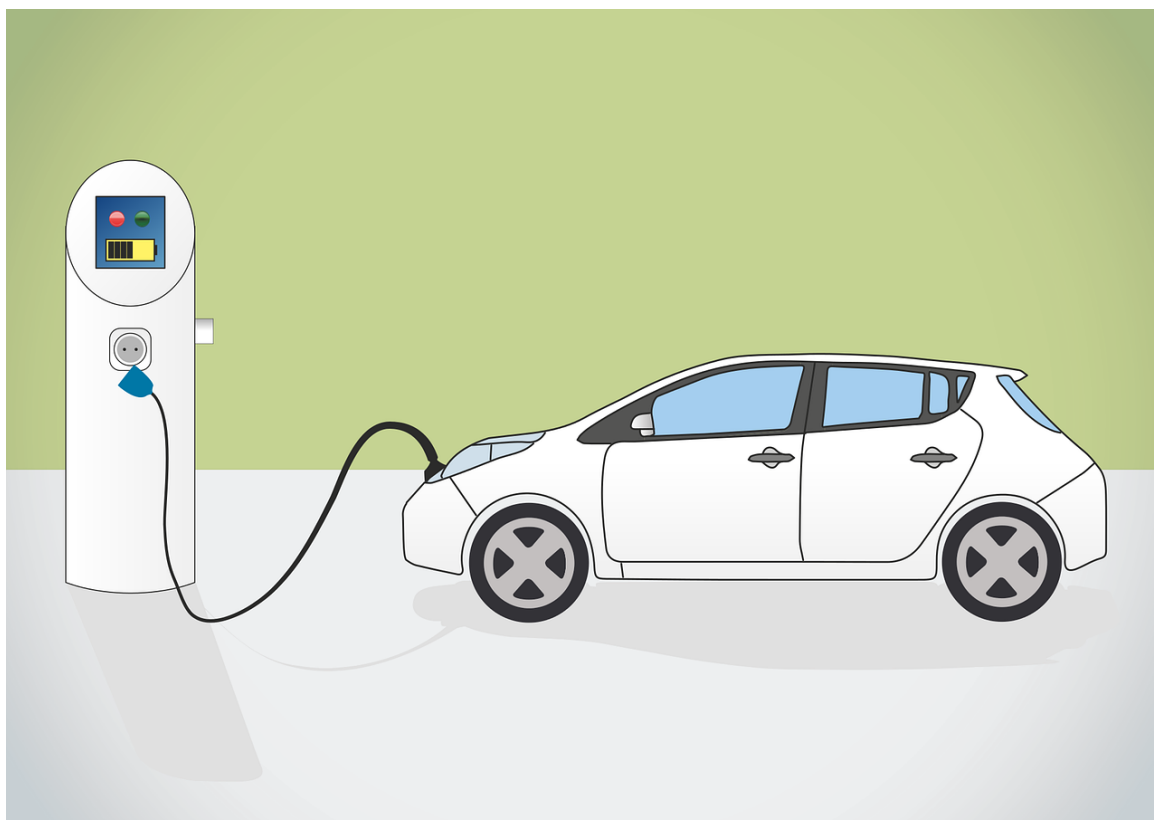
Elektromobil lze nabíjet různými typy nabíječek. Jednotlivé typy se liší zejména rychlostí nabíjení. Na základě těchto možností jsou rozeznávány i různé obchodní modely provozování takových stanic. Pro nejrychlejší nabití se vyrábí rychlonabíječky, také zvané „superchargers“. Tyto nabíječky nabíjí akumulátor elektromobilu přibližně za 30 minut. Pořizovací náklady takového zařízení jsou vysoké a pohybují se v cenách od 500 tisíc Kč. Z těchto údajů vyplývá, že tento typ nabíječky je určen zejména pro veřejné nabíjení.

Další druh nabíjení jsou nabíječky v místech, kde jsou auta krátkodobě zaparkována a uživatel nabíjí jen proto, že tam jsou. Zde se mohou vyskytovat různé typy, obvyklé jsou nabíječky, které nabíjí akumulátor za 2-3 hodiny.

Poslední typ zde jmenovaný je domácí nabíječka, tzv. „Wall Box“². U takové nabíječky je doba do plného nabití 5-10 hodin. Pořizovací cena instalace se pohybuje v rozmezí 30-50 tisíc korun. Takové zařízení je určeno například do garáže rodinného domu nebo kancelářské budovy.

Díky obecnému zvyšujícímu se zájmu o elektromobilitu dojde jistě v budoucnu ke snížení cen elektromobilů, zvětšení nabídky elektromobilů, zvýšení dojezdové vzdálenosti (do roku 2020 běžně okolo 200 km) a zvětšení počtu dobíjecích stanic.

²<https://www.tesla.com/support/home-charging-installation>



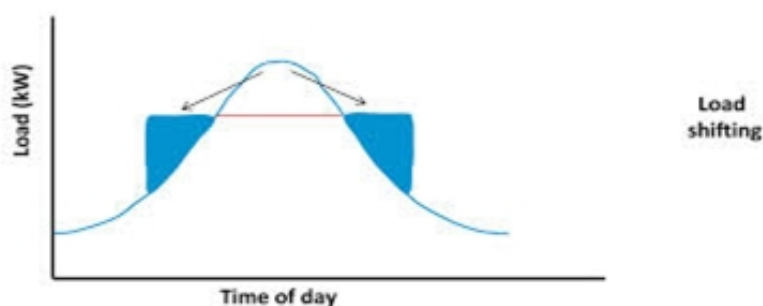
Obrázek 3.9: Nabíjecí stanice na elektromobil

Kapitola 4

Ekonomické zhodnocení výstavby

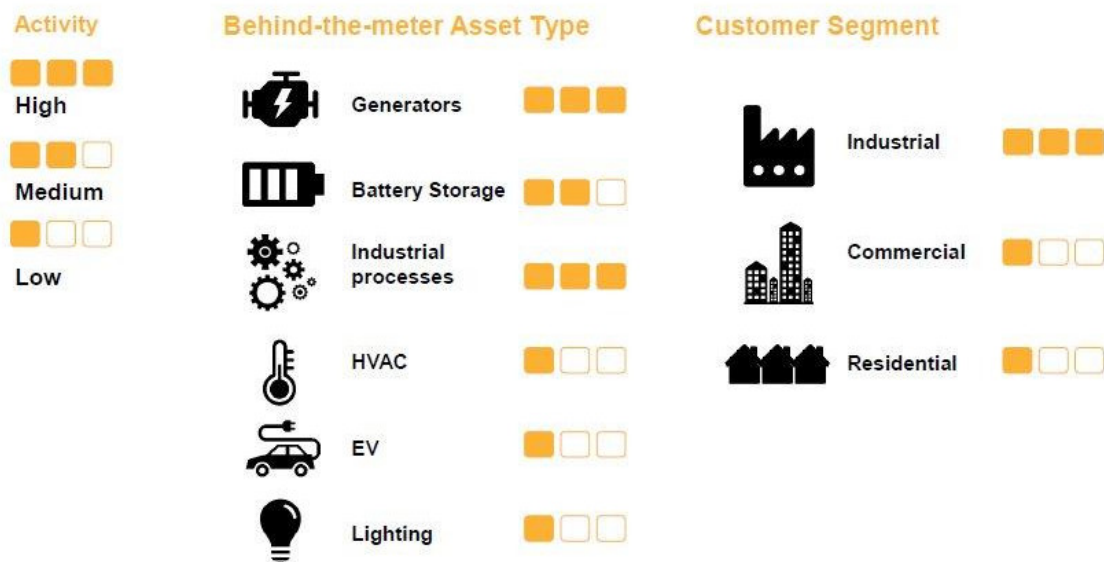
Jako každé rozhodnutí, i rozhodnutí pro zbudování či připojení se k lokální distribuční soustavě má své motivace. Zatímco v současné době v České republice je převládající motivací pro projekty v energetice finanční výhodnost, v zemích západní Evropy se můžeme setkat i s dalšími, zejména emočně zabarvenými, motivy, jakými je náklonnost k místní výrobě, obliba soběstačnosti, trend uzavřené cirkulární ekonomiky či pokusy o vyčlenění se z většinového systému a příklon k alternativnímu vlastnímu systému. Protože se nacházíme v prostředí České republiky a cílem práce je posouzení ekonomické, v následující kapitole autor uvádí způsoby a metriky, kterými lze posoudit výhodnost projektu lokální distribuční sítě z pohledu komerčního subjektu a zákazníka, jehož racionálním cílem je ušetřit náklady za energii.

Zjednoduše si model a uvažujme, že investorem je provozovatel lokální distribuční soustavy. Jeho hlavní motivací budiž ekonomické zhodnocení investice. Při jistých investičních a provozních nákladech, které budou popsány v další sekci, je v klasickém nastavení trhu hlavním výnosem platba za distribuovanou elektřinu, též zvaná distribuční poplatek. Jeho stanovení se bude stať věnovat v samostatné podkapitole. Provozovatel sítě může také pomocí různých incentív optimalizovat toky v síti pro dosažení minimálních nákladů. Mezi takové pobídky patří tarify. Díky tomu může provozovatel vyhladit svůj diagram zátěže a snížit celkovou rezervovanou kapacitu pro LDS. Pro takový proces se vžil termín „load shedding“ nebo „peak shaving“, kdy je spotřeba ve špičkových pásmech přesouvána mimo špičku a celý diagram je pak plošší a vyrovnanější.



Obrázek 4.1: Load shifting[19]

Lokální distribuční soustava má také potenciál stát se poskytovatelem flexibility. Flexibilita a její obchodování je v současné době velmi skloňované téma, avšak vzhledem k nedostatečnému uchopení této problematiky v legislativě nebo síťových kodexech tuto možnost nebude autor uvažovat.



Obrázek 4.2: Zdroje flexibility[12]

Jak bylo zmíněno v úvodu kapitoly, zákaznickova motivace může být různá. Pokud však pro účely této práce budeme uvažovat racionální motivy, pro zákazníka je zásadní úspora nákladů za energie při zachování stability dodávek pro zajištění bezpečného provozu. Finanční motivace může být realizována různými nástroji od snadných opatření administrativního charakteru, až po komplikovaná technická řešení. V případě rozhodnutí o připojení se k lokální distribuční soustavě jsou motivy opět výše distribučního poplatku nebo možnost využití nižší ceny silové elektřiny, nabízí-li to provozovatel. Provozovatel může za účelem vyhlazení odběrového diagramu umožnit optimalizovat konečnou cenu elektřiny i pomocí různých tarifů, které díky individuálnímu přístupu k zákazníkovi mohou být do vyšší míry přizpůsobeny jednotlivým zákazníkům. Bezpečnost dodávek je v případě lokální distribuční sítě umocněna, pokud síť má možnost fungování v ostrovním provozu s vlastním zdrojem.

4.1 Ekonomické parametry

4.1.1 Investiční náklady

Investiční náklady lokální distribuční sítě můžeme rozdělit dle etap, kdy jsou investovány.

Přípravná etapa:

- Projektová dokumentace

- Příprava stavby

Realizační fáze:

- Výkop, úpravy a zához
- Kabely
- Teplovody a domovní předávací stanice
- Náklady na připojení odběrných míst
- Montáž

Další vybavení:

- Kogenerační jednotka
- Software pro měření a regulaci
- Akumulační nádrž
- Elektroměry

4.1.2 Provozní náklady

Provozování každého energetického zařízení s sebou nese průběžné náklady během doby životnosti, tzv. provozní náklady. V případě lokální distribuční sítě se pro vyhodnocení ekonomické efektivity uvažují náklady na opravy a údržbu zařízení. Dále se do provozních nákladů zahrnují personální náklady.

Nákladem lokální distribuční sítě, jako odběrného místa v distribuční soustavě, je poplatek za rezervovanou kapacitu, který se platí za časové období, typicky ročně, a jeho výška je závislá na velikosti rezervovaného příkonu daného odběrného místa. Za jeho překročení jsou určeny sankce. Poplatek je připisován provozovateli distribuční sítě v dané lokalitě a jeho výši, stejně jako sankci za překročení, určuje cenovým rozhodnutím Energetický regulační úřad.

Provozovatel distribuční soustavy	Hladina napětí	Měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc	Měsíční cena za měsíční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc
ČEZ Distribuce, a. s.	VVN	74 152	82 472
	VN	174 541	194 125
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	62 043	69 951
	VN	149 478	168 531
PREdistribuce, a.s.	VVN	74 376	82 059
	VN	190 438	210 110
LDS Sever, spol. s r.o	VN	258 579	280 192
SV servisní, s.r.o.	VN	169 187	201 378

Tabulka 4.1: Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[7]

Důležitou součástí nákladové struktury LDS jsou náklady z provozu kogenerační jednotky v lokální síti. Provozní náklady kogenerační jednotky jsou tvořeny zejména náklady na palivo, tedy zemní plyn. Jeho cena se skládá z ceny za komoditu a ceny za distribuci. Výši ceny komodity určuje dnes liberalizovaný trh s plynem.

Náklady na údržbu kogenerační jednotky mohou být vyjádřeny různě. Výrobci mohou náklady uvádět v peněžních jednotkách za čas (typicky Kč/rok), nebo za hodinu provozu (Kč/motohodina), případně v penězích na vyrobenou jednotku elektrické energie (Kč/MWh el.)

V případě, že je provozovatel LDS také dodavatelem elektřiny pro zákazníky v LDS, je třeba na trhu zajistit dostatečné množství elektřiny. V závislosti na ceně elektřiny na velkoobchodním trhu může provozovatel nakupovat veškerou elektřinu potřebnou pro pokrytí spotřeby zákazníků v LDS a prodávat veškerou elektřinu vyrobenou kogenerační jednotkou (dále též KGJ), nebo může nakupovat a prodávat pouze zbytkový diagram, kde nakupuje elektřinu pro spotřebu, která přesahuje výrobu kogenerační jednotky v daném časovém úseku, a prodává elektřinu vyrobenou v KGJ, která přesahuje spotřebu v LDS v daný moment. Rozhodnutí, ke které možnosti se přiklonit, záleží na výkupní ceně elektřiny z KGJ, kde je ohodnocena její flexibilita provozu, a marže, které obchodník dosáhne prodejem na maloobchodním trhu přímo zákazníkovi. Ať je provozovatel LDS obchodníkem pro odběrná místa nebo není, nákladem zůstává poplatek za distribuci elektrické energie ze sítě vysokého napětí provozovatele regionální distribuční soustavy. Tento poplatek je určen fyzickým tokem energie za určené časové období a vyšší distribuční poplatku na VN příslušného provozovatele. Výše je stanovena cenovým rozhodnutím ERÚ.

Provozovatel distribuční soustavy	Hladina napětí	Cena za použití sítí VVN a VN v Kč/MWh
ČEZ Distribuce, a. s.	VVN	40,05
	VN	60,77
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	56,30
	VN	66,82
PREdistribuce, a.s.	VVN	52,97
	VN	69,86
LDS Sever, spol. s r.o.	VN	30,94
SV servisní, s.r.o.	VN	75,28

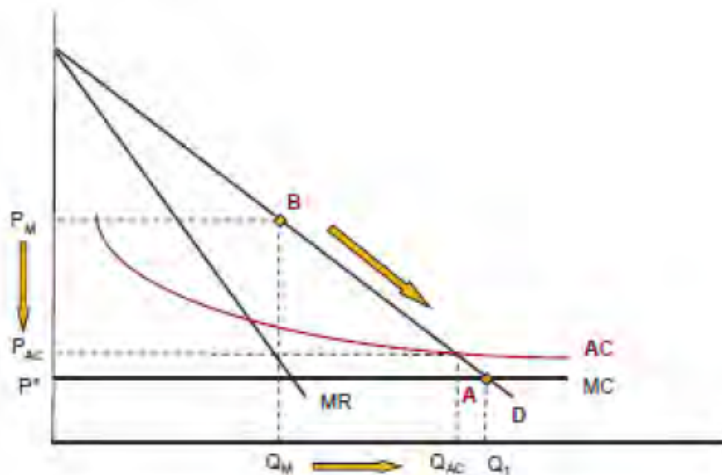
Tabulka 4.2: Cena za použití sítí provozovatele distribuční soustavy nad 1kV v roce 2019[7]

Pokud je provozovatelem LDS provozovatel centrálního zásobování teplem, jak je tomu i v případě, který popisuje tato práce, je nutné zohlednit i náklady z nevýroby, případně ušlé příležitosti, čili tzv. „opportunity cost“, které jsou způsobeny výrobou tepla v kogenerační jednotce ze zemního plynu, místo v centrálním zdroji tepla, který může využívat levnější palivo jakým je například uhlí nebo biomasa.

4.1.3 Výnosy LDS

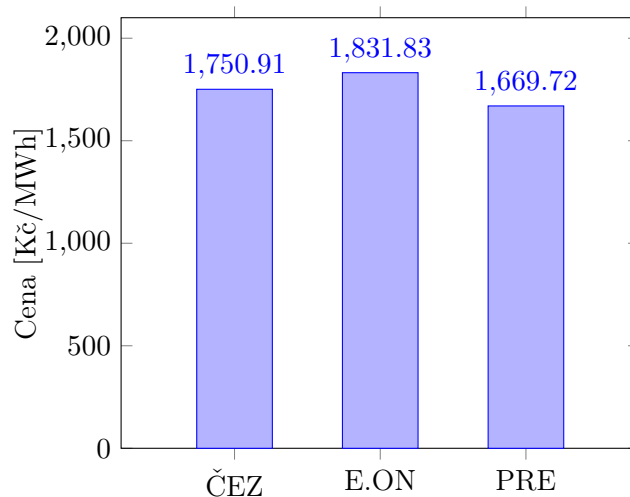
Distribuce elektrické energie je činnost prováděná zpravidla na monopolním trhu. Přirozený monopol, kterým distribuce elektřiny bezesporu je, spadá do prostředí nedokonalé

konkurence. Pokud se právě v případě přirozeného monopolu uvážení využije jeho základní charakteristika, kterou je klesající nákladová funkce, pak neexistuje pro spotřebitele levnější varianty nákupu stejného statku.



Obrázek 4.3: Princip fungování monopolu[19]

Proto jsou společnosti, které provozují regionální distribuční sítě v Evropské unii, regulovanými subjekty a jejich výnosy jsou do velké míry tudíž regulované. V případě lokálních distribučních sítí s méně než 100 tisíci odběrnými místy není aplikována stejná míra regulace. Nejvýznamněji se to projevuje právě na možnosti samostatného stanovení distribučního poplatku, tedy platby za distribuci energie. Sazby distribučního poplatku jsou rozděleny na tarify, které odrážejí míru nákladů na provoz sítě na jednotku dodané energie. Na grafu 4.4 jsou ukázány výše distribučního poplatku pro odběr typu D02d u různých provozovatelů distribučních sítí v České republice dle cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2019[8].



Obrázek 4.4: Cena za distribuované množství elektřiny dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[8]

Další výnosy jsou tvořeny platbou za rezervovanou kapacitu odběrných míst, která se laicky nazývá „platba za jistič“. Tento poplatek platí každé odběrné místo ve stanovené výši v závislosti na rezervované kapacitě za určité časové období, typicky jeden měsíc.

	ČEZ	E.ON	PRE
jistič do 3x10 A a do 1x25 A včetně [Kč/měsíc]	40	38	39
jistič nad 3x10 A do 3x16 A včetně [Kč/měsíc]	63	61	63
jistič nad 3x16 A do 3x20 A včetně [Kč/měsíc]	79	76	79
jistič nad 3x20 A do 3x25 A včetně [Kč/měsíc]	99	95	98
jistič nad 3x25 A do 3x32 A včetně [Kč/měsíc]	127	122	126
jistič nad 3x32 A do 3x40 A včetně [Kč/měsíc]	158	152	157
jistič nad 3x40 A do 3x50 A včetně [Kč/měsíc]	198	191	197
jistič nad 3x50 A do 3x63 A včetně [Kč/měsíc]	249	240	248
jistič nad 3x63 A za každý 1 A [Kč/A/měsíc]	3,96	3,81	3,93
jistič nad 1x25 A za každý 1 A [Kč/A/měsíc]	1,32	1,27	1,31

Tabulka 4.3: Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[8]

V případě, že provozovatel lokální distribuční sítě je také obchodníkem s elektřinou, jak tomu v řadě případů bývá, pak je dalším výnosem platba za dodanou silovou elektřinu neboli „platba za komoditu“. Její výše je určena smluvně ve smlouvě o dodávce elektřiny, případně ve smlouvě o sdružených službách dodávky elektřiny. Smlouvy uzavírané většinou na dobu určitou obsahují ceník, podle kterého se cena komodity určuje. V případě smlouvy na dobu neurčitou je ceník položkou, která může být během smluvního vztahu za určených podmínek měněna. Existuje možnost fixace ceny, kterou někteří dodavatelé nabízejí. Zákazník tuto možnost využívá v případě, že se chce zajistit proti zvýšení ceny elektřiny. Kromě výnosu z prodeje elektřiny a tepla, má provozovatel kogenerační jednotky nárok na státní podporu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tato podpora je stanovena zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích a její výše je pro každý rok vyhlášována Energetickým regulačním úřadem v jeho cenovém rozhodnutí. Sazby jsou rozděleny podle velikosti zdroje do kategorií, kde stroje s nejnižším elektrickým výkonem mají nárok na nejvyšší podporu za vyrobenou jednotku energie v MWh.

ř./sl.	Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Instalovaný výkon výroby [kW]		Provozní hodiny kogenerační jednotky [h/rok]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
		od (včetně)	do (včetně)	od	do (včetně)		
	a	b	c	f	g	k	m
700	Elektřina z KVET s výjimkou	-	31.12.2019	0	200	3 000	1092
701	elektřiny z KVET vyrobené ve	-	31.12.2019	0	200	4 400	673
703	výrobně elektřiny	-	31.12.2019	200	1 000	3 000	725
704	podporované podle bodu (1)	-	31.12.2019	200	1 000	4 400	358
706	a/nebo (2.1.) cenového	-	31.12.2019	1 000	5 000	3 000	435
707	rozhodnutí a s výjimkou	-	31.12.2019	1 000	5 000	4 400	154
709	elektřiny z KVET vyrobené ve	-	31.12.2015	0	5 000	8 400	45
	výrobně elektřiny spalující						
	komunální odpad						
	Elektřina z KVET vyrobená						
	ve výrobně elektřiny						
	současné podporované podle						
	bodu (1) a/nebo (2.1.)						
	cenového rozhodnutí a						
	elektřina z KVET vyrobená						
	ve výrobně elektřiny spalující						
	komunální odpad						

Tabulka 4.4: Podpora KVET dle cenového rozhodnutí pro rok 2019[9]

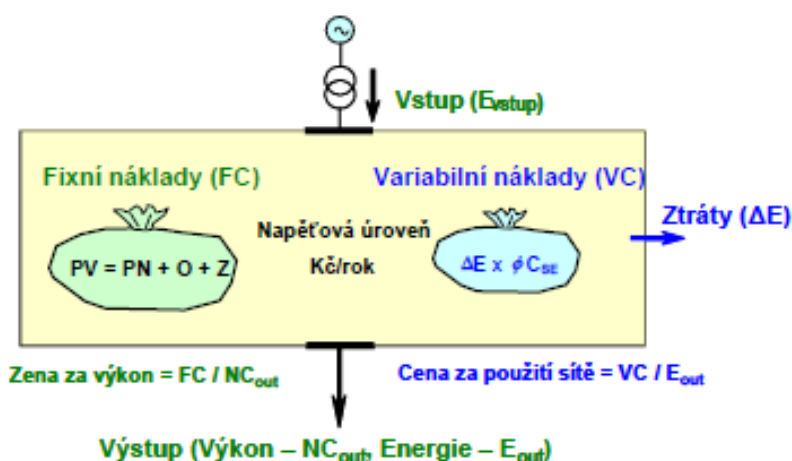
Ačkoliv na faktuře zákazníka můžeme najít i další položky, jakými jsou poplatky za systémové služby, příspěvek na výkup elektřiny z obnovitelných zdrojů a příspěvek na činnost operátora trhu, tyto položky provozovatel soustavy ve stejné výši propalčí operátorovi trhu, který zdroje naviguje příslušným recipientům. Tyto platby do výpočtu ekonomické efektivity projektu nezasahují, a tudíž nebudou v případové studii uvažovány.

4.1.3.1 Určení poplatku za distribuci

Jako neregulovaný subjekt si provozovatel lokální distribuční soustavy může zvolit vyšší poplatek za distribuci. Teoreticky se může cena stanovit následujícími způsoby:

- na základě nákladů a žádoucí ziskové přírážky
- na základě poptávky a zákazníkem vnímané hodnoty statku
- na základě cen účtovaných konkurencí [11]

Způsobů, jakými lze tuto cenu určit, je mnoho. Pro regionální provozovatele distribučních soustav je metodika určení ceny dána zákonem a výše poplatku spolu s odůvodněním je vyčíslena cenovým rozhodnutím. Metodika je podrobně popsána postupem v této kapitole. Obecně vychází z principu popsaném na obrázku 4.5.



Obrázek 4.5: Obecný přístup ke stanovení regulovaných cen[19]

Průměrná cena jednotkového množství elektřiny za použití sítě na napěťové úrovni NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem 4.1.

$$c_{dNNepzi} = s_{dNNepzi} + c_{dVNepzi} * \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}} \quad (4.1)$$

Kde

$c_{dNNepzi}$ průměrná cena jednotkového množství elektřiny za rezervaci kapacity a použití sítě na napěťové úrovni NN v Kč/MWh

$s_{dNNepzi}$ složky ceny za distribuci elektřiny za použití napěťových úrovní pro regulovaný rok v Kč/MWh

$c_{dVNepzi}$ průměrná cena jednotkového množství elektřiny za rezervaci kapacity a použití sítě na napěťové úrovni VN v Kč/MWh

TE_{TRVNei} předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok mezi napěťovou úrovní VVN a VN

$RDME2_{NNi}$ předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok na výstupu z napěťové úrovně distribuční soustavy; jedná se o odběry konečných zákazníků na dané napěťové úrovni

Na napěťové úrovni NN jsou stanoveny dvousložkové ceny za distribuci elektřiny pro konečné zákazníky přímo z povolených výnosů a proměnných nákladů připadajících na napěťovou úroveň NN včetně části nákladů vyšších napěťových úrovní. Fixní složka ceny v Kč je vztažena k plánované roční rezervované kapacitě v ampérech, kterou vyjadřuje proudovou hodnotou hlavního jističe před elektroměrem určující technické maximum konečných zákazníků pro regulovaný rok. Proměnná složka ceny v Kč/MWh je vztažena k odebranému množství elektřiny v MWh pro regulovaný rok, přičemž může být rozdělena na cenu vysokého a nízkého tarifu v době blokování elektrického zařízení odběratele.

Jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství elektřiny na napěťové úrovni NN je stanovena vzorcem 4.2.

$$c_{dNNei} = s_{dNNei} + (c_{dVNei} - c_{dVNezi}) * \frac{TE_{TRVNei}}{RDME1_{NNi}} + c_{dVNezi} * \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}} \quad (4.2)$$

Kde

c_{dNNei} jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství na napěťové úrovni NN v Kč/MWh

s_{dNNei} cena za distribuci elektřiny na napěťové hladině NN v Kč/MWh

c_{dVNei} jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství na napěťové úrovni VN v Kč/MWh

$RDME1_{NNi}$ předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok na výstupu z napěťové úrovně distribuční soustavy; jedná se o odběry konečných zákazníků na dané napěťové úrovni

Přetoky mezi sítěmi VN a NN jednotlivých provozovatelů distribučních soustav jsou hrazeny cenami za distribuci elektřiny provozovatele distribuční soustavy. Při stanovení ceny za distribuci elektřiny by měly být tyto náklady a výnosy započítávány do povolených nákladů a výnosů provozovatele distribuční soustavy.

Jak již bylo řečeno výše, na hladině nízkého napětí kategorizujeme odběratele do skupin, kterým jsou přiřazeny konkrétní tarify, podle kterých je vyčíslena cena za distribuci. Tarifní struktura v České republice byla reformována v souvislosti s liberalizací trhu. S rozšířením využívání obnovitelných zdrojů energie a výskytem přetoků do sítí s vyšší napěťovou hladinou se opět téma reformy tarifní struktury začíná objevovat v odborné diskusi. Tarifní systém na hladině nízkého napětí by měl splňovat tyto základní požadavky:

- měl by být logicky obhajitelný,
- měl by přirozeně stimulovat zákazníky k volbě sazby vhodné pro charakter jejich odběru,
- neměl by motivovat ke spekulacím s přechody mezi sazbami,
- měl by reflektovat reálné podmínky na velkoobchodním trhu s elektřinou,
- neměl by motivovat zákazníka k odklonu od využívání akumulčních a přímotopných spotřebičů.

Jediné správné řešení v podstatě neexistuje, v praxi vždy dochází k určitému zjednodušení. Existují pouze řešení, která jsou více či méně vhodná pro naplňování definovaných cílů.

4.1.4 Ukazatele efektivity investice do LDS

Každý energetický projekt má své ekonomické souvislosti, a proto investor (ať jím je podnikatel, fyzická osoba nebo obec) je zainteresován na ekonomických výsledcích realizovaného nebo zamýšleného projektu. Nezbytným podkladem pro rozhodování investora je výpočet ekonomického dopadu hodnoceného projektu za podmínek, v nichž se investor nalézá. Ekonomická efektivnost se z pohledu komerčně působícího investora měří penězi, proto její výpočet musí obsahovat pouze měřitelné veličiny. Neměřitelné veličiny nebo jinými daty jsou různé externality jako přínos nebo škodlivost pro životní prostředí, vliv na naplňování společenských hodnot, snižování globálních hrozeb aj. Jednou z nejvýznamnějších charakteristik projektů v energetickém odvětví je jejich dlouhá životnost, proto při posuzování těchto projektů používáme takové metody, které respektují časovou hodnotu kapitálu. Při posuzování ekonomické efektivity energetických projektů je proto nezbytné respektovat řadu obecně uznávaných zásad, mezi něž patří zejména:

- výpočet na bázi peněžních toků („Cash Flow“), vyvolaných hodnocenou investicí nebo projektem,
- použití kritérií ekonomické efektivity NPV nebo IRR,
- zahrnutí veškerých relevantních položek, včetně výnosu vlastního kapitálu (diskont, cena peněz v čase) do hodnocení,
- důsledné používání marginálních veličin, vyvolaných rozhodnutím hodnocený projekt realizovat, hodnocení musí zahrnovat budoucí hodnoty všech změn peněžních toků vyvolaných projektem,
- výpočet v běžných (nominálních) cenách s respektováním cenového vývoje jednotlivých položek příjmu a výdajů,
- volba korektní doby porovnání na bázi doby ekonomické životnosti investice, tj. doby, za kterou budou pro daný projekt sledovány peněžní toky,
- respektování případných důsledků projektu po skončení hodnoceného období (výdaje na likvidaci, zůstatková hodnota),
- použití odpovídajícího hlediska pro hodnocení (projekt jako celek, hledisko investora), při výpočtu peněžních toků z hlediska z pohledu investora:
- respektování důsledků financování (vlastní prostředky, úvěr, obligace, popř. investiční nebo jiné dotace dotace),
- respektování daňových souvislostí (daňové odpisy, úroky, daňová ztráta atd.).

Odpovědí, která je kýžena pro každého investora, není pouze hodnota vnitřního výnosového procenta nebo čisté současné hodnoty, ale také minimální cena produkce, a tím stanovení podmínek, za kterých je možné projekt ještě provozovat s požadovanou návratností kapitálu[15].

4.1.5 Metody hodnocení investic

Finanční prostředky vložené, neboli investované, do konkrétního projektu charakterizujeme tzv. peněžním tokem („Cash Flow“) investora, který je vytvořený, resp. čerpaným v jednotlivých letech hodnoceného období (dále též CFt) za předpokladu částečného financování úvěrem. Tuto hodnotu lze určit podle vztahu [23]:

$$CF_t = V_t - N_{pt} - N_{ut} - D_z - N_{it} + DOT_t + U_t - S_{pl} \quad (4.3)$$

kde jednotlivé položky vztahu jsou:

V_t příjmy (tržby, úspory) plynoucí z realizace hodnocené investice v roce t

N_{pt} provozní výdaje (náklady na paliva a energie, mzdy, opravy a údržba, režie, ostatní) v roce t

N_{ut} úroky z úvěru (nákladové úroky po uvedení do provozu) v roce t

N_{it} investiční výdaje (včetně úroků v době výstavby) v roce t

DOT_t nevratná investiční dotace v roce t

U_t investiční úvěr v roce t

S_{pl} úmor úvěru v době jeho splácení

D_{zt} daň z příjmů investora v roce t , vypočtená podle vztahu:

$$D_{zt} = d_z * (V_t - N_{pnt} - N_{ot} - N_{ut} \pm O, P_t) \quad (4.4)$$

N_{pnt} provozní náklady v roce t

N_{ot} daňové odpisy v roce t

O, P_t odpočitatelné položky, popř. úprava o daňové ztráty minulých let, připočitatelné položky k základu daně d_z sazba daně z příjmů v roce t

Počítáme-li efektivnost investice z pohledu reálného investora, měli bychom vycházet z předpokladů o možných způsobech financování projektu. Do výpočtu zahrneme také reálné důsledky zdanění v hodnoceném období. Doba hodnocení, za níž sčítáme ekonomické důsledky projektu, se však může významně lišit od doby životnosti odepisování jednotlivých souborů majetku. Obvykle se liší od doby tzv. daňového odepisování. Proto je účelné se zabývat i případnými cykly obnovy těch částí zařízení, které mají kratší dobu ekonomické životnosti, než je doba hodnocení investice. Věcně správné kritérium hodnocení je založeno na maximalizaci budoucích peněžních toků. Cenu peněz v čase převádíme na sčitatelnou hodnotu výpočtem tzv. čisté současné hodnoty („Net Present Value“ - NVP) a jejím diskontováním k vhodně zvolenému okamžiku, obvykle k počátku prvního roku provozu. [23]

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tz} CF_t * (1 + r)^{-t} - IN \quad (4.5)$$

kde

$(1 + r)^{-t}$ je odúročitel při diskontní (úrokové) míře r ,

$T\check{z}$ je doba ekonomické životnosti (doba hodnocení),

IN je investiční výdaje (na počátku hodnoceného období).

Kritérium NPV splňuje všechny požadované podmínky, neboť:

- používá důsledně změny peněžních toků vyvolané hodnoceným projektem (relevantní, marginální veličiny),
- kritérium pracuje s budoucími výdaji a příjmy
- zahrnuje veškeré relevantní částky, včetně výnosu vlastního kapitálu (diskont),
- umí respektovat strukturu financování a zdanění podle konkrétní situace investora.

Matematicky lze dojít ke třem základním hodnotám výsledků:

- $NPV > 0$ projekt lze doporučit k realizaci, výnos z projektu je vyšší než je cena kapitálu do něj vloženého,
- $NPV = 0$ projekt je na hranici rentability,
- $NPV < 0$ projekt není vhodné realizovat.

Pokud máme výběr z více variant investic nebo z více projektů, vybíráme variantu, která má nejvyšší hodnotu NPV.

$$NPV \rightarrow \max$$

Kritérium NPV umožňuje určit i tzv. minimální cenu produkce, tj. cenu produkce v 1. roce hodnoceného období, za podmínky $NPV = 0$. Investor by v tomto případě realizoval výnos z vloženého kapitálu právě ve výši diskontu.

Dalším používaným kritériem pro hodnocení investic je vnitřní výnosové procento, vnitřní úroková míra („Internal Rate of Return“ - IRR), což je hodnota úrokové míry, která při použití pro diskontování dává za dobu životnosti právě nulovou hodnotu diskontovaného toku hotovosti. Toto kritérium lze srovnávat s běžnou úrokovou mírou, proto se často používá pro porovnání projektu různé velikosti. Jeho nevýhodou je na druhé straně jeho relativní podstata, proto se nehodí pro srovnání investic, které se značně odlišují svojí velikostí. Další nevýhodou tohoto kritéria je fakt, že jeho výpočet není matematicky vždy jednoznačný, popř. nemusí hodnota IRR vůbec existovat. Pro tento případ platí vztah:

$$\sum_{t=1}^{T\check{z}} CF_t * (1 + IRR)^{-t} - IN \stackrel{!}{=} 0 \quad (4.6)$$

$$IRR \rightarrow \max$$

Mezi další často užívaná kritéria hodnocení investic patří doba návratnosti, resp. diskontovaná doba návratnosti. Kritériální podmínkou je zde co nejrychlejší splacení investice z

budoucích výnosů. To neznamená, že za celou dobu životnosti bude efekt maximální. Nedo-
statkem obou variant tohoto kritéria je zanedbání všech příjmů i výdajů po době splacení,
čímž dochází k nežádoucí eliminaci dlouhodobých řešení. Lze je použít jen jako orientační
a porovnávací údaj pro jednoduché projekty, které mají podobné technické řešení se stej-
nou dobou životnosti a shodným způsobem financování.[15] Prostá doba návratnosti, doba
splacení („Payback Period“ – T_s) se obecně počítá z podmínky:

$$\sum_{t=1}^{T\check{z}} CF_t - IN \stackrel{!}{=} 0 \quad (4.7)$$

Tento parametr udává, ve kterém roce T_s převáží tvorba finančních zdrojů nad jejich čer-
páním. Prostá doba návratnosti se počítá bez diskontu a kromě zanedbání peněžních toků po
době návratnosti zanedbává i cenu peněz v čase, tedy cenu ušlé příležitosti. Doba návratnosti
lze použít jen jako orientační údaj při srovnání pořadí variant, které mají podobný charakter,
technické řešení a pouze v případech velmi jednoduchých úloh. Pro jednoduché projekty, kde
se jednorázově vynaloží investiční výdaje (IN), které přinesou např. určité úspory ročních
výdajů, lze kritérium zapsat přímo ve tvaru:

$$T_s = \frac{IN}{CF} \quad (4.8)$$

Je-li doba návratnosti kratší než doba životnosti $T_s < T\check{z}$, získáme za dobu $T\check{z}$ více, než
byly vložené prostředky (počáteční investice). Za dobu T_s jsme sice na svém, ale nemusí to
být správné rozhodnutí. Je-li např. $T_s = 10$, je to jako bychom vložili peníze do energeticky
úsporných opatření a po 10 letech jsme je dostali zpět ve stejné výši, bez úroku, bez zisku, bez
výnosu. Jaké výnosy dosáhneme v dalších letech však kritérium návratnosti neřeší, neboť je
zanedbává a „de facto“ ani nezná. Doba návratnosti diskontovaná, někdy nazývaná též reálná
(doba splacení, „Discounted Payback Period“ - T_{sd}), se vypočítá z podmínky:

$$\sum_{t=1}^{T_{sd}} CF_t * (1 + r)^{-t} - IN \stackrel{!}{=} 0 \quad (4.9)$$

T_{sd} udává, ve kterém roce převáží tvorba finančních zdrojů nad jejich čerpáním. Peněžní toky
se v tomto kritériu kumulují s respektováním diskontu, a to pomocí odúročitele. Kritériem
je:

$$T_{sd} = \min$$

Dalším požadavkem je, aby doba diskontované návratnosti T_{sd} byla kratší než doba ekono-
mické životnosti hodnocené investice. Je-li $T_{sd} = T\check{z}$, platí současně $NPV = 0$.

V případě hodnocení investic projektů výstavby a provozování lokálních distribučních
sítí se využívá většina z výše uvedených metod, a to při znalosti jejich silných i slabých
stránek. Pro přesnost hodnocení projektů LDS, a nejen těch, jsou důležitými premisami sta-
bilita fiskálního prostředí, stejně jako transparentnost prorůstových opatření státu v oblasti
elektroenergetiky a využívání obnovitelných zdrojů energie.

Jak bylo uvedeno v úvodu této kapitoly, pro zahájení výstavby lokální distribuční sítě je
potřeba motivace. Jedna skupina motivací je emoční, těmi se tato práce nezabývá. Druhá

skupina motivací je vedena racionálními argumenty a výpočty, které posuzují, zda bude docíleno ekonomické výhody. Optimální a dlouhodobě udržitelná řešení nastávají v případech, kdy ekonomická výhoda je na obou stranách, jak na straně poskytovatele, tak i na straně odběratele – zákazníka. Jak bylo ukázáno výše, existuje řada kroků, jak ekonomickou výhodnost zamýšleného projektu verifikovat, např. stanovením doby návratnosti vloženého kapitálu. Stejně tak lze kvantifikovat a verifikovat výhody pro odběratele – zákazníka. Pro tyto výpočty jsou však fundamentální ekonomické premisy, tedy dané parametry ekonomického prostředí. V případě zvažování výstavby lokální distribuční sítě se jedná o cenové parametry určované státním Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) a také daňové povinnosti (zdanění právnických osob) a další mandatorní platby státu nebo místním autoritám. Pro další rozvoj této relativně stále ještě nové oblasti elektroenergetiky s paralelní výrobou tepla je dostatečná stabilita rámce cen, zdanění a dalších mandatorních výdajů zásadní.

Kapitola 5

Případová studie

Z epochy centralizovaného systému zdělila většina měst v České republice centrální systémy zásobování teplem (dále též CZT). Nejinak tomu je i ve městě na jižní Moravě, kde je situována tato případová studie. Stávající systém zásobování teplem tohoto města je založen na dodávce tepla s uhelným zdrojem s roční dodávkou téměř 200 TJ.

Pro potřeby dalšího rozvoje města a konkrétního developerského projektu na jeho území vznikla potřeba zásobování teplem pro novou moderní zástavbu čtyř bytových domů. Společnost provozující centrální zásobování teplem ve městě na tuto poptávku reaguje nabídkou komplexního řešení, které zahrnuje lokální distribuční síť (dále též LDS) elektrické energie s malou kogenerační jednotkou s elektrickým výkonem 200 kW. Lokální distribuční síť je v projektu připojena k distribuční síti vysokého napětí společnosti E. ON a ke zpáteční větvi distribuční soustavy centrálního zásobování teplem.

Nová bytová výstavba předpokládá čtyři bytové domy, každý s 50 byty. Jedná se nejčastěji o dispozice 2+1 a podobné s výměrou okolo 75 m². Proto pro účely kalkulace předpokládáme průměrnou spotřebu jedné domácnosti 3 MWh elektrické energie a 22 GJ tepla ročně na vytápění a přípravu TUV, tato data jsou odvozena z odhadů provozovatele CZT. Každý byt je vlastní odběrné místo a je osazen „chytrým elektroměrem“. Pro každý dům je zbudována objektová předávací stanice (OPS). Výstavba domů je plánována 400 metrů od historické kotelny pro základní školu. Kotelna je majetkem společnosti provozující CZT a v současné době není nijak využita. Díky výhodné poloze kotelny a její dostupnosti bude osazena kogenerační jednotkou a elektrickým rozvaděčem, ze kterého bude ústít lokální distribuční síť.

S developerem je uzavřena smlouva o smlouvě budoucí o připojení k energetickým soustavám. Tato smlouva zavazuje developera k připojení k lokální distribuční síti a odběru energií z ní po dobu 30 let. S provozovatelem regionální distribuční soustavy na tomto území, společností E.ON distribuce, je na základě žádosti uzavřena smlouva o připojení lokální distribuční sítě s patřičnými parametry rezervované kapacity, předpokládané spotřeby a výroby energie. S vlastníkem pozemků, přes které vede lokální distribuční síť, je uzavřena smlouva o umístění věcného břemena teplovodních sítí a elektrických rozvodů. Pro stavbu LDS a stavební úpravy v kotelně je stavebním úřadem města uděleno stavební povolení. Provozovatel LDS již disponuje licencí na distribuci elektřiny i na výrobu, a proto nyní žádá o rozšíření těchto licencí na nové území a nový výrobní zdroj. Provozovatel dále žádá o udělení licence na obchod s elektřinou, pro kterou splňuje všechny zákonem dané předpoklady popsané v kapitole

3 této práce. Pro výrobní zdroj je vydána záruka původu a je registrován Ministerstvem průmyslu a obchodu ČR a je tedy oprávněn ke kolekci dotace KVET. Pro tento dotační titul je třeba splnit kritéria, která se vztahují nejen na výrobní zdroj, ale také na jeho provozovatele. Jednou z podmínek, kterou provozovatel dotčený v případové studii řeší, je transparentní majetková struktura, kterou prokazuje potvrzením o zaknihování akcií akciové společnosti.

Na základě poptávky je projekční kancelář vytvořen projekt, který je podkladem pro povolovací procesy pro získání licencí, stavebního povolení, jednání o věcném břemenu a jako podklad pro výběrové řízení na zhotovitele. Zakázka zbudování lokální distribuční sítě a osazení kotelny kogenerační jednotkou je soutěžena ve výběrovém řízení, jehož kritérii jsou především cena zhotovení, ale také termín zhotovení, reference ze zbudování obdobného projektu v jiné lokalitě a další. Kritéria pro samotnou kogenerační jednotku jsou popsána podrobně v kapitole 3.



Obrázek 5.1: Vizualizace developerského projektu

5.1 Investiční náklady

Pro tuto případovou studii jsou použity náklady, které se zakládají na nabídkových cenách zpracovatelských firem z výběrového řízení, znalosti trhu a zkušenosti s výstavbou obdobných projektů.

V přípravné fázi si projekt vyžaduje následující investiční náklady:

Projekt LDS	250 000Kč
Příprava stavby	190 000Kč

Tabulka 5.1: Náklady projektu v přípravné fázi

Na základě projektové dokumentace zpracované odbornou firmou podnikající v oblasti zhotovování sítí byly stanoveny následující náklady v realizační fázi:

Modelová LDS	jednotkový náklad
Výkop včetně fólií, záhozu a úprav	941Kč/m
Kabel	1 113Kč/m
Přípojení a úpravy napájecích míst	40 000Kč
Montáž	300 000Kč
Teplovody	15 075Kč/m
OPS	233 333Kč/ks
Ostatní náklady	160 000Kč
Elektroměry + montáž	3 080Kč/ks

Tabulka 5.2: Náklady projektu v realizační fázi

Administrativní náklady projektu jsou licence:

Licence na distribuci elektřiny	30 000Kč
Licence na výrobu elektřiny	1 000Kč
Licence na obchod s elektřinou	100 000Kč

Tabulka 5.3: Administrativní náklady projektu

Celkový přehled investičních nákladů:

Modelová LDS Energo L	ks, m	jednotkový náklad	Celkem	Doba životnosti
Projekt LDS	1	250 000Kč	250 000Kč	
Příprava stavby	1	190 000Kč	190 000Kč	
Licence	1	131 000Kč	131 000Kč	
Výkop včetně fólií, záhozu a úprav	400	941Kč	376 400Kč	
Kabel	400	1 113Kč	445 200Kč	30 let
Přípojení a úpravy nap. míst	1	40 000Kč	40 000Kč	
Montáž	1	300 000Kč	300 000Kč	
Ostatní náklady	1	160 000Kč	160 000Kč	
Elektroměry + montáž	200Kč	3 080Kč	616 000Kč	15 let
Teplovody	400	15 075Kč	6 030 000Kč	30 let
OPS	4	233 333Kč	933 333Kč	15 let
Celkem			9 471 933Kč	

Tabulka 5.4: Celkový přehled investičních nákladů

5.1.1 Výběrová kritéria kogenerační jednotky

Pro účely výběru kogenerační jednotky, jako součásti lokální distribuční soustavy popsané v této případové studii, jsou použita výběrová kritéria dle metodiky popsané v kapitole 3.

Stanovení výběrových kritérií se zakládá na dopadu jednotlivých kritérií do hospodářského výsledku a ekonomiky celého projektu. Výběrová kritéria a jejich váhy jsou následující:

Popis kritéria	Rozptyl	Min/max. bodového hodnocení	Dopad do HV za DŽ	Váha Výpočet
Celková investice	2,0 mil.Kč		2,0 mil.Kč	31%
Servis do GO	Uvažovaný rozptyl 150Kč/MWhe	150-300	1,5 mil.Kč	23%
Výkon EE	180-200kWe	180-200	1,82 mil.Kč	28%
Elektrická účinnost	35%-42%	35-40%	0,06 mil.Kč	1%
Celková účinnost	85%-92%	85%-90%	1,06 mil.Kč	17%
CELKEM			6,44 mil.Kč	100%

Tabulka 5.5: Popis kritérií

Ve výběrovém řízení jsou body přiděleny dle pravidel, která jsou navržena níže.

5.1.1.1 Investice

Rozsah přidělených bodů = 0-100 bodů.

Váha kritéria:

$$B_{1i} = \min \left(\left[100 - \frac{100}{R_1} \right] * [\min(C_i; C_{MIN} + R_1) - C_{SZ}] \right) \quad (5.1)$$

Kde

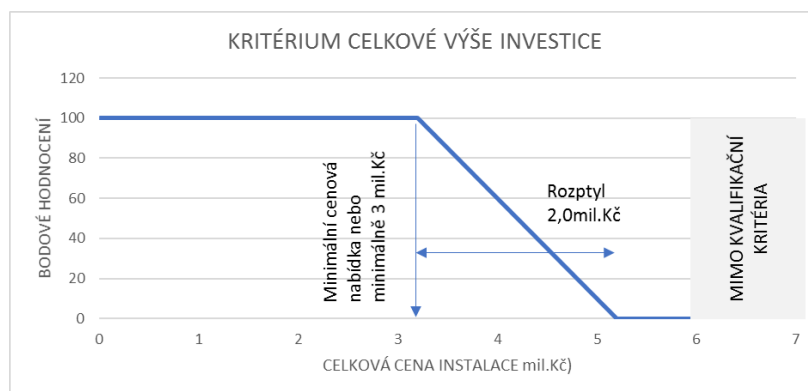
B_{1i} Hodnota bodového hodnocení

C_{SZ} Srovnávací základna ceny KGJ = minimální nabízená cena, minimálně však 3 mil. Kč

C_i Nabízená cena KGJ

R_i Nastavený rozptyl očekávaných hodnot = 2,0 mil.Kč

Rozptyl vychází z předpokladu, že technické vlastnosti KGJ mohou ovlivnit celkový hospodářský výsledek celkovou částkou cca 2,9 mil.Kč, jak bylo popsáno v metodice v kapitole 3. Obdobný efekt byl přiřazen i zbývajícím investičně – provozním parametrům.



Obrázek 5.2: Kritérium celkové výše investice

5.1.1.2 Výkon EE

$$B_{2i} = \left[\frac{Q_{i,EE} - Q_{min,EE}}{R_{EE}} \right] * 100 \quad (5.2)$$

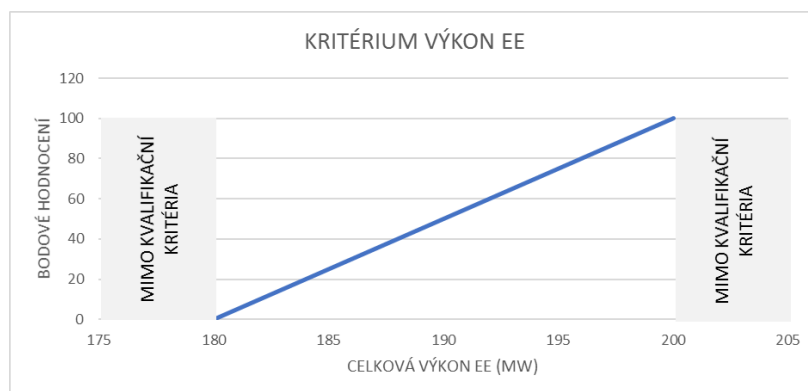
Kde

B_{2i} hodnota bodového hodnocení

$Q_{i,EE}$ hodnota výkonu EE (kWe)

$Q_{min,EE}$ minimální hodnota výkonu EE (kWe) dle kvalifikačních požadavků

R_{EE} rozptyl výkonu EE (kWe) dle kvalifikačních požadavků



Obrázek 5.3: Kritérium výkon EE

5.1.1.3 Účinnost výroby elektřiny

$$\eta_{EL} = \frac{Q_{i,EE}}{P_i} \quad (5.3)$$

$$B_{3i} = \begin{cases} 100\%, & \text{pro } \eta_{i,EE} \geq 40\% \\ \left\lfloor \frac{\eta_{i,EE} - \eta_{EE,min}}{R_{\eta_{EE}}} * 100 \right\rfloor, & \text{jinak} \end{cases} \quad (5.4)$$

Kde

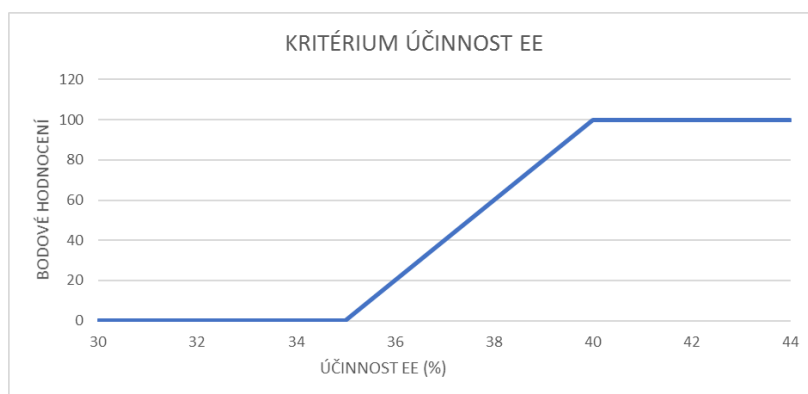
$Q_{i,EE}$ hodnota výkonu EE (kWe)

P_i příkon v palivu (výhřevnost)

η_{EE} účinnost výroby elektřiny

$\eta_{EE,min}$ minimální požadovaná účinnost výroby elektřiny

$R_{\eta_{EE}}$ rozsah mezních účinností výroby elektřiny



Obrázek 5.4: Kritérium účinnosti EE

5.1.1.4 Celková účinnost výroby

$$\eta_C = \frac{Q_{i,EE} + Q_{i,TE}}{P_i} \quad (5.5)$$

$$B_{4i} = \begin{cases} 100\%, & \text{pro } \eta_{i,C} \geq 90\% \\ \left\lfloor \frac{\eta_{i,C} - \eta_{C,min}}{R_{\eta_C}} * 100 \right\rfloor, & \text{jinak} \end{cases} \quad (5.6)$$

Kde

$Q_{i,EE}$ hodnota elektrického výkonu (kWe)

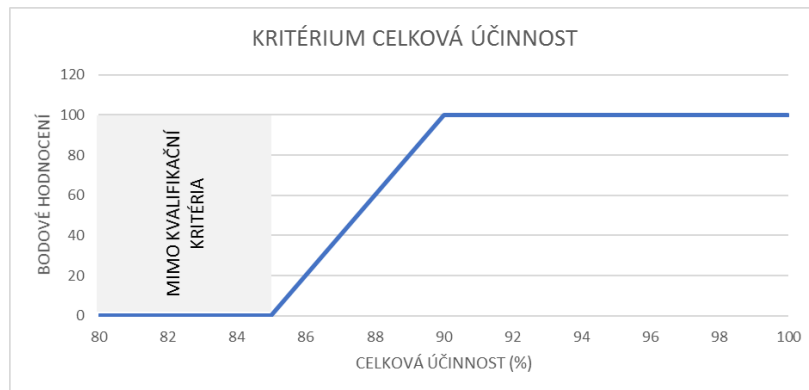
$Q_{i,TE}$ hodnota tepelného výkonu (kWt) – 90/70°C

P_i příkon v palivu (výhřevnost = 10,6874*0,9=9,6187)

η_C celková účinnost výroby energie

$\eta_{C,min}$ minimální požadovaná celková účinnost výroby energie

R_{η_C} rozsah mezních celkových účinností výroby energie



Obrázek 5.5: Kritérium celková účinnost

5.1.1.5 Náklady na opravu a údržbu

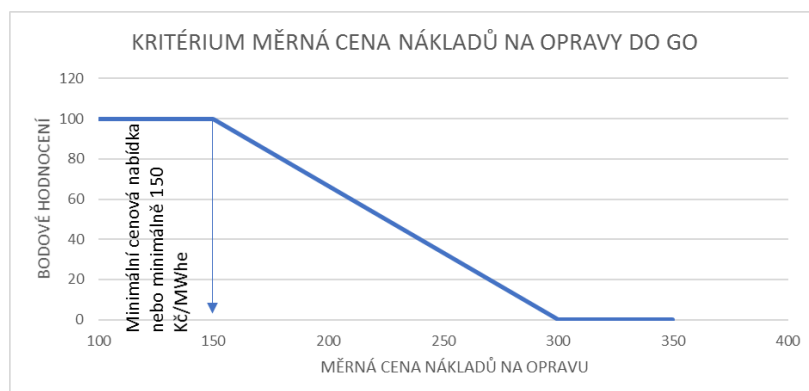
$$B_{5i} = \begin{cases} 100\%, & \text{pro } C_{i,OP} \leq 150 \\ \min \left[100 + \frac{100}{C_{OP,SR,MIN} - C_{OP,SR,MAX}} * (C_{i,OP} - C_{OP,SR,MIN}) \right], & \text{jinak} \end{cases} \quad (5.7)$$

Kde

$C_{i,OP}$ Náklady na servis do GO (Kč/MWe)

$C_{OP,SR,MAX}$ Minimální srovnávací rovina nákladů na servis do GO dle nabídek (Kč/MWe), minimálně však 150Kč/MWe

$C_{OP,SR,MIN}$ Maximální srovnávací rovina nákladů na servis do GO (Kč/MWe) = 300Kč/MWh



Obrázek 5.6: Kritérium měrná cena nákladů na opravy do GO

5.1.1.6 Vyhodnocení

Následující tabulka ukazuje, jak jsou vyhodnocena nabízená zařízení tří různých výrobců shodného instalovaného výkonu 200 kW. Hodnoty se zakládají na nabídkových listech zařízení podaných v minulosti do veřejných výběrových řízení.

		BOSCH	CENTO	Viessman
Cena	Kč	3 848 100	3 487 000	4 423 546
Výkon EE	kW	199	200	199
Výkon TE (90/70°C)	kW	321	256	263
Příkon v palivu	kW	565	530	538
Účinnost elektrická	%	35,2	37,7	38,0
Účinnost tepelná	%	56,8	48,3	48,9
Účinnost celková	%	92,0	86,0	85,9
Cena servisu	Kč/MWhe	249	170	150
HV DŽ		15 596 376	15 586 648	14 702 969
Rozdíl HV DŽ		0	-9 728	-893 407

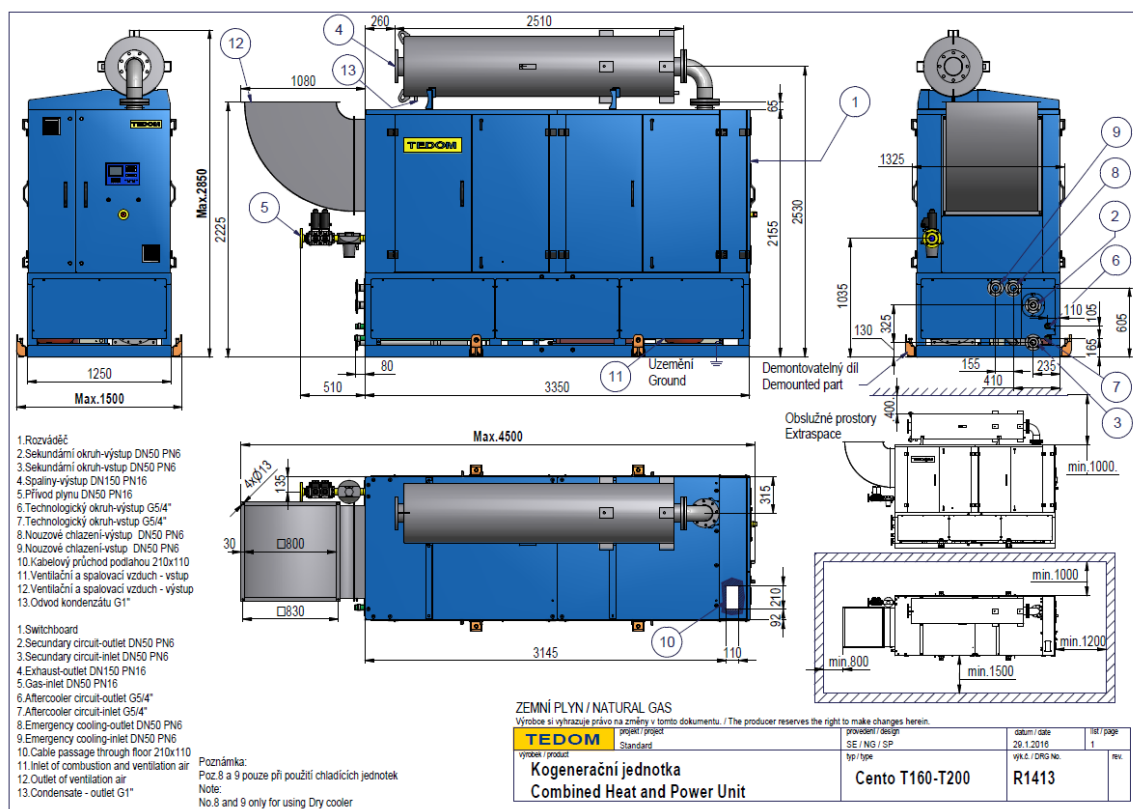
Tabulka 5.6: Parametry kogeneračních jednotek

Z hlediska dopadu do hospodářského výsledku po dobu životnosti zařízení by byla vybrána kogenerační jednotka značky BOSCH. V porovnání s druhou umístěnou jednotkou CENTO výrobce TEDOM toto zařízení uvádí vyšší tepelnou účinnost na úkor účinnosti elektrické. Vzhledem k faktu, že provozovateli plyne z vyrobeného tepla náklad v podobě ušlé příležitosti vlivem přetlačení tepla vyrobeného v centrálním zdroji a kogenerační jednotka profituje zejména na výrobě elektřiny, při přepočtu pomocí bodování a užití vah kritérií je vybrána kogenerační jednotka CENTO výrobce TEDOM. (viz. obrázek 5.7).

Kritérium	Váha	Bodový zisk		
		BOSCH	CENTO	Viessman
cena	31%	81,945	100,000	53,172
výkon EE	28%	95,000	100,000	95,000
elektrická účinnost	1%	4,000	54,716	39,776
celková účinnost	17%	100,000	20,754	17,472
servis	23%	34,000	86,666	100,000
Bodový zisk	100%	76,862	83,008	69,451
		2	1	3

Tabulka 5.7: Vyhodnocení multikriteriálního rozhodování

Další kritérium, které teoreticky připadá v úvahu, je poruchovost zařízení. V tomto případě je doba využití stroje znatelně nižší (2780-3000 hodin ročně), než na kterou je zařízení připraveno. Dále vzhledem k možnosti využití záložního zařízení garantovaného servisní smlouvou, které je součástí kvalifikace, nemá toto kritérium v tomto případě na výsledek výběru vliv.



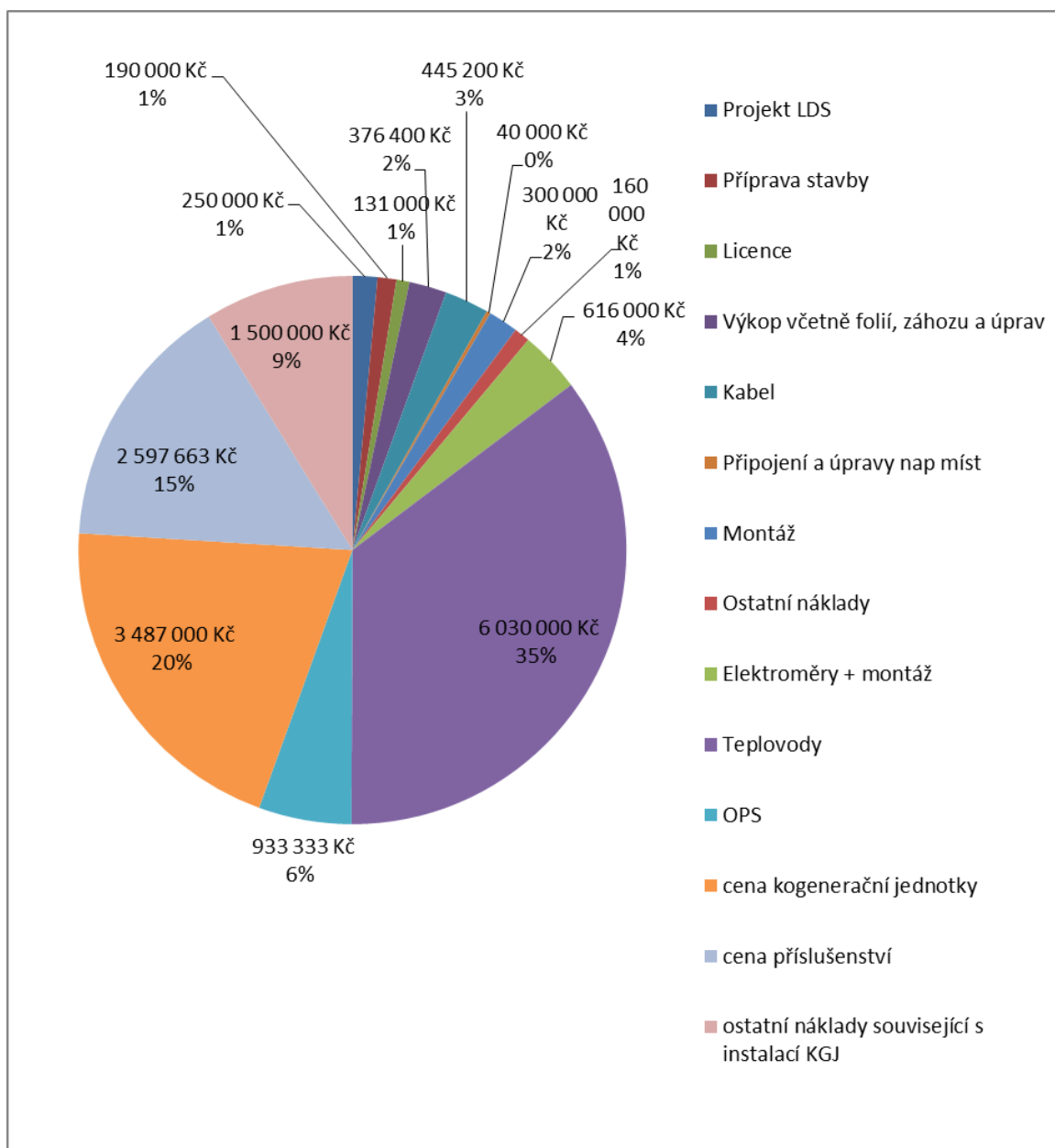
Obrázek 5.7: Nákres kogenerační jednotky CENTO T200

Celková investice související s osazením kotelny kogenerační jednotkou včetně příslušenství k elektroinstalaci a stavebních prací v kotelně je tedy 7,5 milionu korun. Hodnoty vycházejí z nabídkových cen zpracovatelských firem.

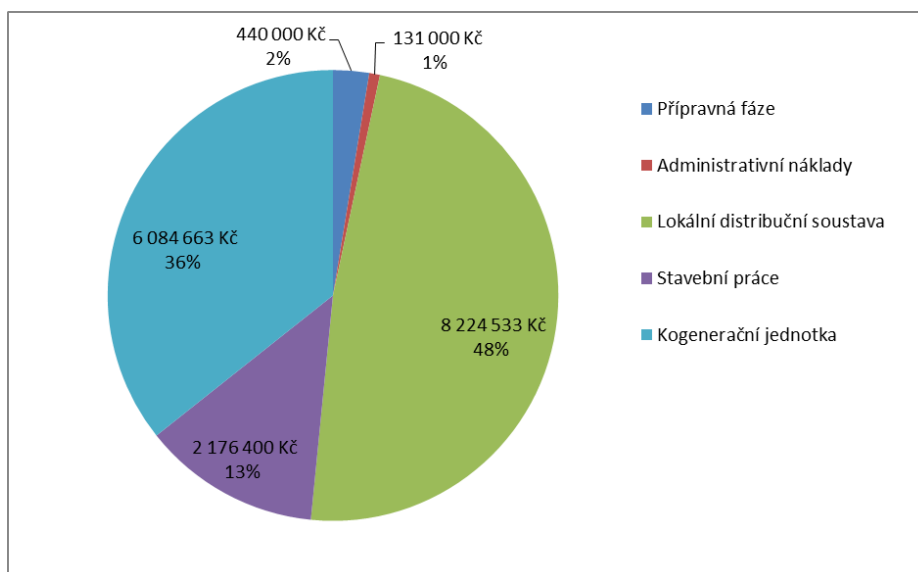
Kogenerační jednotka	
cena jednotky	3 487 000
cena ostatního příslušenství	2 597 663
ostatní náklady související s instalací KGJ	1 500 000
celkem	7 584 663Kč

Tabulka 5.8: Investiční náklady na kogenerační jednotku

Struktura investičních nákladů je ilustrována na následujících grafech. První, podrobnější, ukazuje proporce investičních nákladů v detailu podle předcházející statě, druhý jednotlivé náklady agreguje na druhové bázi.



Obrázek 5.8: Struktura investičních nákladů



Obrázek 5.9: Agregovaná struktura investičních nákladů

5.1.2 Operativní náklady

Roční náklady na opravy a údržbu LDS jsou stanoveny na 20 000 Kč. Tyto náklady zahrnují drobné opravy, materiál a poměrnou část nákladů na lidské zdroje. Tato hodnota byla stanovena na základě zkušenosti provozovatele.

Pro kogenerační jednotku je nejvýznamnější provozní náklad palivo, tedy zemní plyn. Cena zemního plynu je značně volatilní. Pro účely případové studie uvažujeme průměrnou cenu v roce 2017: 500Kč/MWh. Tato cena zahrnuje pouze komoditní složku, a proto pro úplnou kalkulaci je třeba přičíst i další složky ceny - poplatek za distribuci a rezervovanou kapacitu v celkové výši 110 Kč/MWh. Celkové náklady na palivo jsou tedy vypočteny jako součin roční spotřeby paliva a celkové ceny plynu. Spotřeba paliva je dána výrobním listem kogenerační jednotky. Roční náklady při plánovaném provozu 3000 motohodin jsou přes 1 milion Kč.

$$N_{pal,t} = Q_{pal,t} * p_{plyn,t} \quad (5.8)$$

$$N_{pal,t} = 1\,663 \text{ MWh} * 610 \text{ Kč/MWh} \quad (5.9)$$

$$N_{pal,t} = 1\,074\,749 \text{ Kč} \quad (5.10)$$

Kde

$N_{pal,t}$ náklady na palivo v roce t

$Q_{pal,t}$ množství paliva v roce t

$p_{plyn,t}$ celková cena plynu v roce t

Náklady na údržbu kogenerační jednotky bývají stanoveny v peněžních jednotkách na jednotku vyrobené elektrické energie. Tyto náklady vyčísluje servisní smlouva na 170 Kč/MWh. Zde je třeba započítat výrobu elektrické energie, ale také tepelné energie. Náklady zahrnují: mazivo, opravy neinvestičního charakteru a práce pro potřebné servisní úkony po určitém počtu motohodin plánovaných do generální opravy (většinou po 2500 motohodinách). Celkové roční náklady proto činí téměř 230 tisíc Kč.

$$N_{u,t} = (Q_{E,t} + Q_{T,t}) * p_s \quad (5.11)$$

$$N_{u,t} = (554,61 \text{ MWh} + 772,84 \text{ MWh}) * 170 \text{ Kč/MWh} \quad (5.12)$$

$$N_{u,t} = 225 \text{ 667 Kč} \quad (5.13)$$

Kde

$N_{u,t}$ náklady na údržbu kogenerační jednotky v roce t

$Q_{E,t}$ množství elektrické energie vyrobené kogenerační jednotkou v roce t

$Q_{T,t}$ množství tepelné energie vyrobené kogenerační jednotkou v roce t

p_s jednotková cena nákladů na údržbu

Vzhledem k tomu, že lokální distribuční síť není koncipována jako energetický ostrov, a vzhledem ke skutečnosti, že výkupní tržní ceny pro elektřinu z kogenerační jednotky se svou flexibilitou jsou pro výrobce příznivé, a s ohledem silný tlak na cenu na retailovém trhu, v ekonomickém modelu této případové studie předpokládáme, že veškerá elektřina pro spotřebu zákazníků v nové bytové zástavbě je nakoupena na trhu zvlášť a elektřina z kogenerační jednotky je prodána nezávisle na spotřebě v soustavě. Proto do nákladů vstupuje elektřina nakoupená pro spotřebu zákazníků. Protože trh s cenami elektřiny je dnes velmi volatilní a predikce cen a strategie obchodu s elektřinou není předmětem této práce, nejsou tyto náklady a také výnosy z prodeje elektřiny konečným zákazníkům součástí ekonomického modelu.

Za elektřinu, která je odebrána z regionální distribuční sítě lokální distribuční soustavou, provozovatel hradí poplatek za distribuci elektřiny na VN. Tento poplatek v kalkulaci dále vystupuje jako náklad. Hodnota tohoto nákladu je odvozena od hodnoty fyzického toku elektřiny do LDS, který činí 303 MWh ročně. Tento tok energie vzniká v případě, že vlastní zdroj nevyrobí dostatek energie k pokrytí spotřeby v LDS. Takový případ nastává z důvodu maximalizace výnosů z provozu KGJ. Proto je provoz KGJ závislý na ceně elektřiny na krátkodobých trzích a nezávislý na spotřebě v LDS. Z toho důvodu dochází k nesoudobosti, ze které plyne tento tok. Jeho hodnota je založena na spotřebě LDS odhadnuté dle průběhu TDD pro daný typ zákazníka a vývoje cen na krátkodobých trzích v průběhu kalendářního roku. Vzhledem k hodnotě poplatku na distribuční síti VN v distribuční síti E.ON pro rok 2019 ve výši 67 Kč/MWh jsou roční náklady na distribuci na VN ve výši 20 tisíc korun.

$$N_{dVN,t} = E_{dVN,t} * s_{dVN,t} \quad (5.14)$$

$$N_{dVN,t} = 303 \text{ MWh} * 67 \text{ Kč/MWh} \quad (5.15)$$

$$N_{dVN,t} = 20 \text{ 246 Kč} \quad (5.16)$$

Kde

$N_{dVN,t}$ náklady na distribuci elektřiny na vysokém napětí v roce t

$E_{dVN,t}$ množství elektřiny dodané do LDS ze sítě vysokého napětí v roce t

$s_{dVN,t}$ sazba distribučního poplatku v příslušné distribuční síti v roce t

Další nákladovou položkou, která vstupuje do výpočtu, je elektrická rezervovaná kapacita. Její výše je dána instalovanou kapacitou, je účtována ročně a stanovena cenovým rozhodnutím ERÚ. Roční cena rezervovaného příkonu distribuční síti E.ON v roce 2019 je 149 478/MW/měsíc. Při velikosti rezervovaného příkonu 200 kW činí tedy roční náklady téměř 360 tisíc korun.

$$N_{RK,t} = s_{RK,t} * 12 * P \quad (5.17)$$

$$N_{RK,t} = 149\,478 \text{ Kč/MW/měsíc} * 12 \text{ měsíců} * 0,2 \text{ MW} \quad (5.18)$$

$$N_{RK,t} = 357\,850 \text{ Kč} \quad (5.19)$$

Kde

$N_{RK,t}$ náklady na rezervovanou kapacitu v roce t

$s_{RK,t}$ sazba rezervovaného příkonu v distribuční síti v roce t

P rezervovaný příkon LDS

Náklady, který generuje lokální distribuční soustava s vnořenou kogenerační jednotkou pro provozovatele, který je zároveň provozovatelem CZT, jsou náklady ušlé příležitosti, tzv. opportunity cost. V případě, že by LDS instalována nebyla a zástavba by byla připojena pouze k systému CZT, provozovatel by realizoval výnos z prodeje tepla z centrálního zdroje, tj. kotle na hnědé uhlí, jehož přímé výrobní náklady předpokládáme ve výši 400 Kč/GJ. Náklady ušlé příležitosti jsou pak dány rozdílem ceny tepla z kogenerační jednotky a ceny tepla z centrálního zdroje. V budoucnu, kdy dojde k uplynutí doby životnosti uhelného zdroje, bude provozovatel pravděpodobně zvažovat, zda nezměnit technologii a palivo s ohledem na vzrůstající náročnosti ekologických limitů. V případě, že se provozovatel rozhodne pro přestavbu a úpravu zdroje na plynový, opportunity cost klesne, avšak díky zákonu zhromadnění by za předpokladu současných tepelných ztrát v soustavě neměly přesáhnout cenu výroby v malém lokálním zdroji. V případě, že se provozovatel rozhodne pro méně nákladné palivo, kterým je například dřevní štěpka, náklady ušlé příležitosti budou velmi podobné jako v případě současného paliva, tj. uhlí. Ve výpočtu proto v souladu se zásadou opatrnosti uvažujeme, že palivo změněno nebude.

$$N_{VT,t} = (p_{pr,t} - p_{CZT,t}) * Q_{vyr,t} \quad (5.20)$$

$$N_{VT,t} = (550 \text{ Kč/GJ} - 400 \text{ Kč/GJ}) * 772,84 \text{ MWh} * 3,6 \text{ GJ/MWh} \quad (5.21)$$

$$N_{VT,t} = 417\,334 \text{ Kč} \quad (5.22)$$

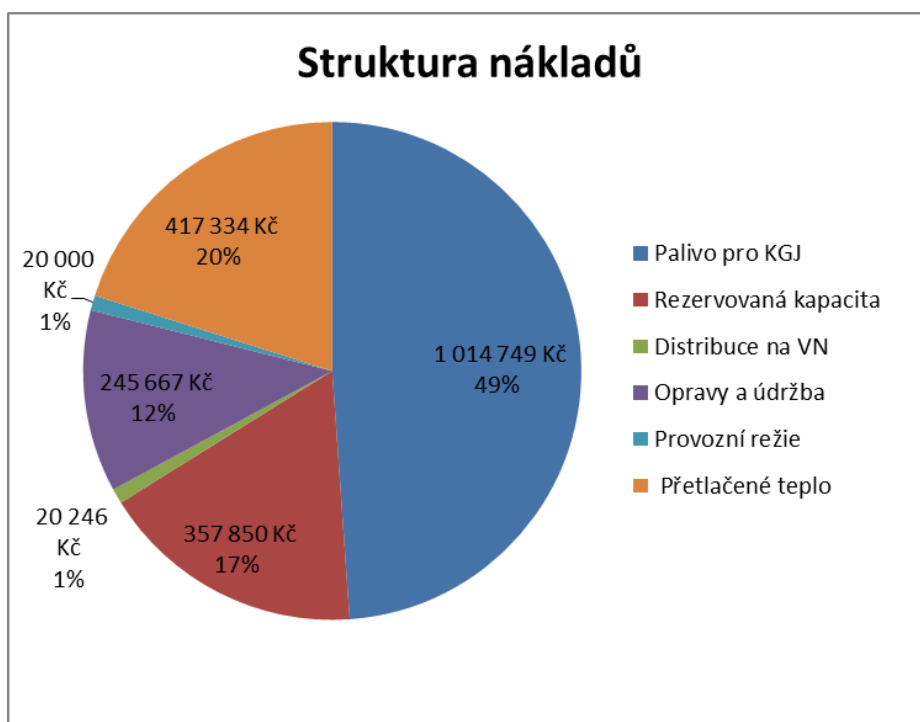
Kde

$N_{VT,t}$ náklady na vytlačené teplo v roce t

$p_{pr,t}$ prodejní cena tepla v dané lokalitě v roce t

$p_{CZT,t}$ cena tepla z centrálního zdroje v roce t

$Q_{vyr,t}$ množství tepla vyrobené v kogenerační jednotce v roce t



Obrázek 5.10: Struktura nákladů

5.1.3 Výnosy

Výnosem provozovatele lokální distribuční sítě je distribuční poplatek, který odběratelé platí za každou odebranou jednotku elektřiny. Výše poplatku je obchodním rozhodnutím provozovatele. Následující výpočet ukazuje, jaké jsou náklady na distribuovanou jednotku energie. Výpočet na základě investice a diskontního faktoru ve výši 8% uvažuje roční ekvivalentní hodnotu sítě 2 miliony Kč a při přičtení nákladů na provoz sítě v celkové výši 400 tisíc Kč převyšuje jednotkový náklad na distribuovanou jednotku energie 4 010 Kč.

$$s_{dNN,t} = \frac{N_{RK,t} + N_{uLDS,t} + I * a + N_{dVN,t}}{Q_{eLDS,t}} \quad (5.23)$$

$$s_{dNN,t} = \frac{357\,850 \text{ Kč} + 20\,000 \text{ Kč} + 1\,787\,596 \text{ Kč} * 11,68\% + 20\,246 \text{ Kč}}{200 \text{ OM} * 3 \text{ MWh}} \quad (5.24)$$

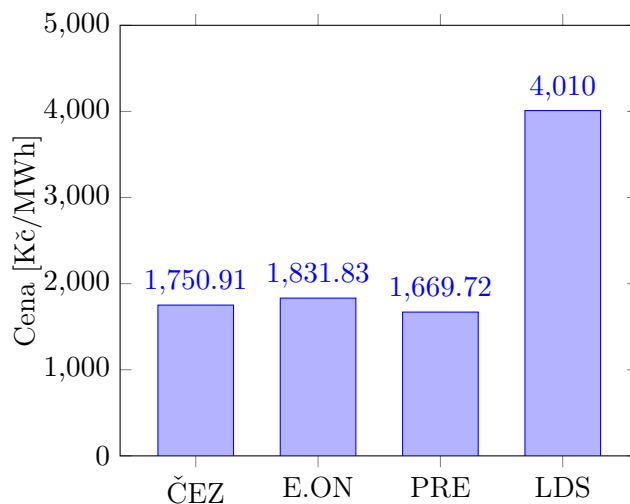
$$s_{dNN,t} = 4\,010 \text{ Kč/MWh} \quad (5.25)$$

Kde

$s_{dNN,t}$ teoretická distribuční sazba na nízkém napětí v roce t

$N_{uLDS,t}$ náklady na údržbu LDS v roce t

$Q_{eLDS,t}$ množství elektřiny spotřebované v lokální distribuční síti v roce t



Obrázek 5.11: Porovnání distribučních sazeb dle cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2019 [8] s teoretickou distribuční sazbou LDS

Pro potřeby této případové studie uvažujeme, že všechna odběrná místa spadají do tarifu D02d. Tento předpoklad je podpořen skutečností, že se jedná zejména o bytové prostory a vytápění je řešeno dodávkou z CZT. Je zjevné, že v porovnání s regionálními distributory jsou náklady na distribuovanou jednotku elektrické energie znatelně vyšší. Je to přirozený důsledek nepoměrně menší spotřeby v LDS. I proto není v tomto případě tento postup uplatněn při stanovení distribučního poplatku.

Aby byla zachována výhodnost pro zákazníka, celková cena elektřiny by měla být nižší než v případě klasického uspořádání a připojení k regionálnímu distributorovi a využití nabídky libovolného dostupného obchodníka s elektřinou. Díky tomu, že provozovatel LDS může volit cenu za distribuci, může do značné míry ovlivnit celkovou cenu elektřiny a dát tak zákazníkovi konkurenceschopnou nabídku i na dodávku elektřiny. Distributor tedy na základě srovnání s regionálním provozovatelem DS volí atraktivní cenu distribuce přibližně o 10 % nižší než regionální provozovatel DS. V případě distribuční sazby E.ON na hladině NN pro odběrné místo typu „Domácnost se středním odběrem“ (D02d) se jedná o cenu 1833 Kč/MWh distribuované elektrické energie. Proto jako cena distribuce do tohoto modelu je zvolena sazba 1650 Kč/MWh. Celkové výnosy tedy při průměrné spotřebě odběrného místa ve výši 3 MWh ročně činí téměř jeden milion Kč.

Celkové výnosy z distribuce jsou tedy vypočteny rovnicí:

$$V_{dNN,t} = Q_{e,t} * S_{dNN,t} \quad (5.26)$$

$$V_{dNN,t} = 600 \text{ MWh} * 1 \text{ 650 K}\check{\text{c}}/\text{MWh} \quad (5.27)$$

$$v_{dNN,t} = 990 \text{ 000 K}\check{\text{c}} \quad (5.28)$$

Kde

$V_{dNN,t}$ výnosy z distribuce na nízkém napětí v roce t

$S_{dNN,t}$ distribuční sazba na nízkém napětí v roce t

Dalším výnosem je platba za teplo dodané do objektové předávací stanice, kde je měřeno a dále rozúčtováno správcem bytového domu na jednotlivé byty dle interních pravidel. V tomto konkrétním případě, kdy je provozovatel LDS zároveň provozovatelem CZT, musíme počítat, že prodejní cena tepla je stejná jako cena dané v dané lokalitě. Tato cena je určena uznatelnými náklady provozovatele a přiměřeným ziskem a na její stanovení dohlíží Energetický regulační úřad. Pokud by tomu tak nebylo, výkupní cena tepla by byla určena odběratelsko-dodavatelským smluvním vztahem. Při ceně tepla 550 Kč/GJ roční výnosy přesahují 1,5 milionu Kč.

Předpokládané výnosy jsou vypočteny následovně:

$$V_{TE,t} = Q_{vyr,t} * P_{pr,t} \quad (5.29)$$

$$V_{TE,t} = 772,84 \text{ MWh} * 550 \text{ GJ} * 3,6 \text{ GJ/MWh} * 550 \text{ K}\check{\text{c}}/\text{GJ} \quad (5.30)$$

$$V_{TE,t} = 1 \text{ 530 223 K}\check{\text{c}} \quad (5.31)$$

Kde

$V_{TE,t}$ výnosy z výroby tepla v roce t

V uvažovaném modelovém případě předpokládáme prodej veškeré vyrobené elektřiny z kogenerační jednotky na velkoobchodní trh. Výkupní cena odráží mimo jiné i možnost flexibilního provozu, který je možný díky připojení LDS na velkou soustavu CZT. Výnos z prodeje elektřiny je tedy při výkupní ceně 1500Kč/MWh a provozu 2780 hodin ročně 830 tisíc Kč.

$$V_{EE,t} = Q_{E,t} * p_{E,t} \quad (5.32)$$

$$V_{EE,t} = 554,61 \text{ MWh} * 1 \text{ 500 K}\check{\text{c}}/\text{MWh} \quad (5.33)$$

$$V_{EE,t} = 831 \text{ 915 K}\check{\text{c}} \quad (5.34)$$

Kde

$V_{EE,t}$ výnosy z prodeje elektřiny v roce t

$p_{E,t}$ výkupní cena elektřiny v roce t

Kogenerace je v současné době podporovaný způsob výroby energie, a proto má provozovatel zařízení nárok na podporu KVET, která je určena instalovanou kapacitou zařízení a počtem provozních hodin. Výše podpory je určena cenovým rozhodnutím ERÚ a pro rok 2019 je její výše 1092 Kč/MWh el. Při roční výrobě 550 MWh celkový výnos činí 600 tisíc Kč.

$$V_{KVET,t} = Q_{E,t} * s_{KVET,t} \quad (5.35)$$

$$V_{KVET,t} = 554,61 \text{ MWh} * 1\,092 \text{ Kč/MWh} \quad (5.36)$$

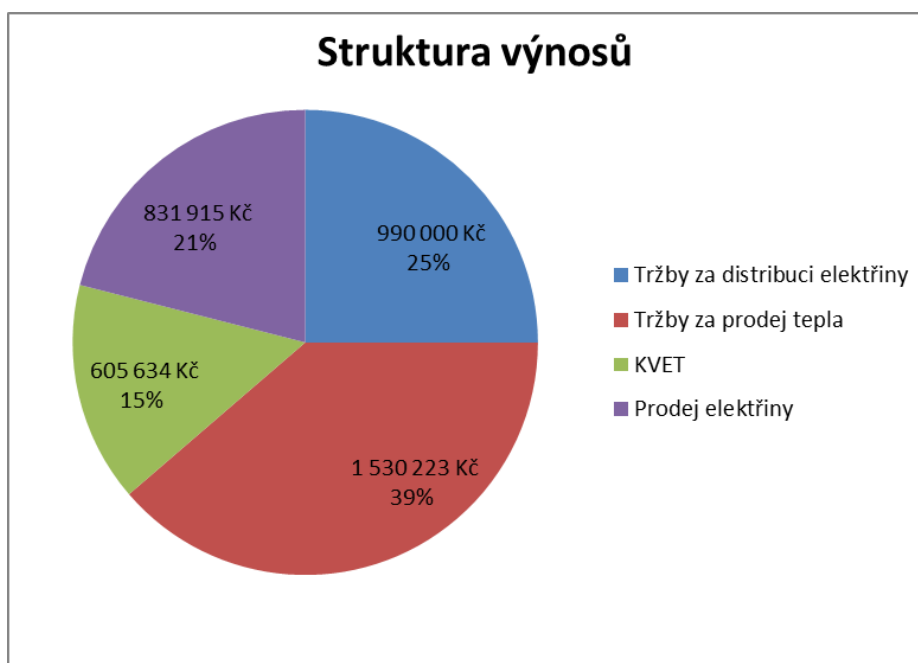
$$V_{KVET,t} = 605\,634 \text{ Kč} \quad (5.37)$$

Kde

$V_{KVET,t}$ výnosy podpory KVET v roce t

$s_{KVET,t}$ sazba KVET pro dané zařízení v roce t

Další výnos, který ovšem není započten v této případové studii, může plynout z prodeje elektřiny konečným zákazníkům. V případě, že si zákazník zvolí provozovatele LDS jako svého dodavatele elektřiny, bude jednotkový výnos z dodávky elektřiny počítán jako rozdíl nákladu na nákup elektřiny na trhu a prodejní ceny zákazníkovi. Jeho výše do značné míry závisí na turbulentní situaci na trhu a obchodní zkušenosti a schopnosti provozovatele LDS. Díky průběžnému měření, vlastnímu dynamicky ovladatelnému výrobnímu zdroji a zákaznické síti, se tak v případě příchodu nových tržních konceptů na trh s elektrickou energií otevírá široká škála možností zhodnocení a dosažení dalších synergických efektů z jednotlivých součástí lokální distribuční sítě.



Obrázek 5.12: Struktura výnosů

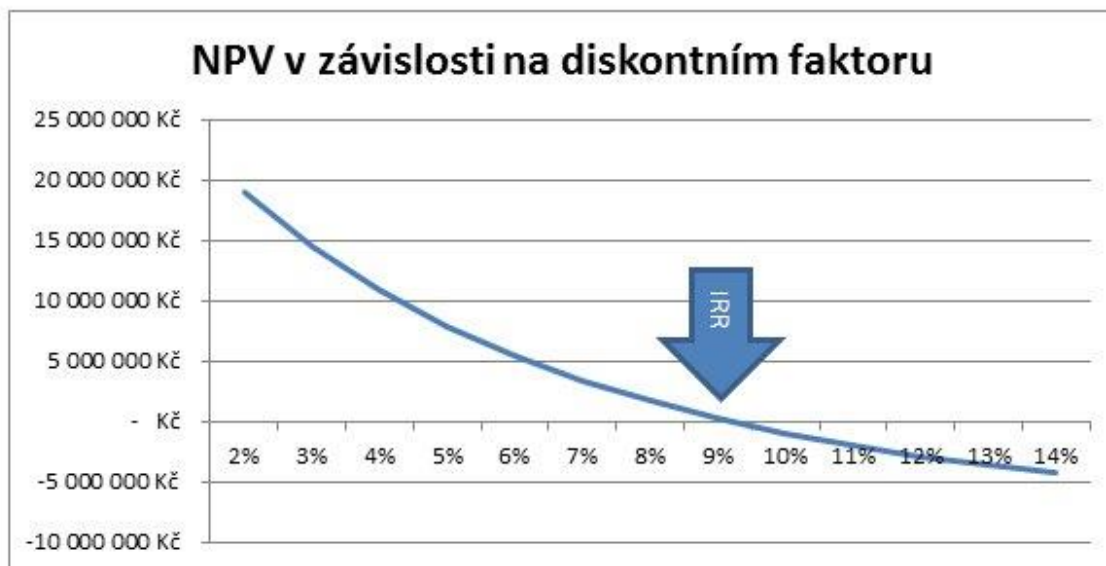
5.1.4 Ekonomická efektivita investice

Na základě metodiky popsané v předcházejících kapitolách byl zpracován v rámci této případové studie ekonomický model a modelová investice byla vyhodnocena na základě kritéria čisté současné hodnoty, vnitřního výnosového procenta a diskontované doby návratnosti. Při výpočtech byl uvažován diskontní faktor dle reálných požadavků na návratnost vlastního kapitálu provozovatele lokální distribuční soustavy zahrnující rizikovou přírážku způsobenou skutečností, že se jedná o nový rozvojový projekt, který nespadá do hlavní oblasti podnikání. Doba hodnocení investice je určena na 30 let, což je dáno různou dobou životnosti některých zařízení, a proto dochází k násobení doby životnosti na nejmenší společný násobek a opakování efektu investice.

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tz} CF_t * (1 + r)^{-t} - IN \quad (5.38)$$

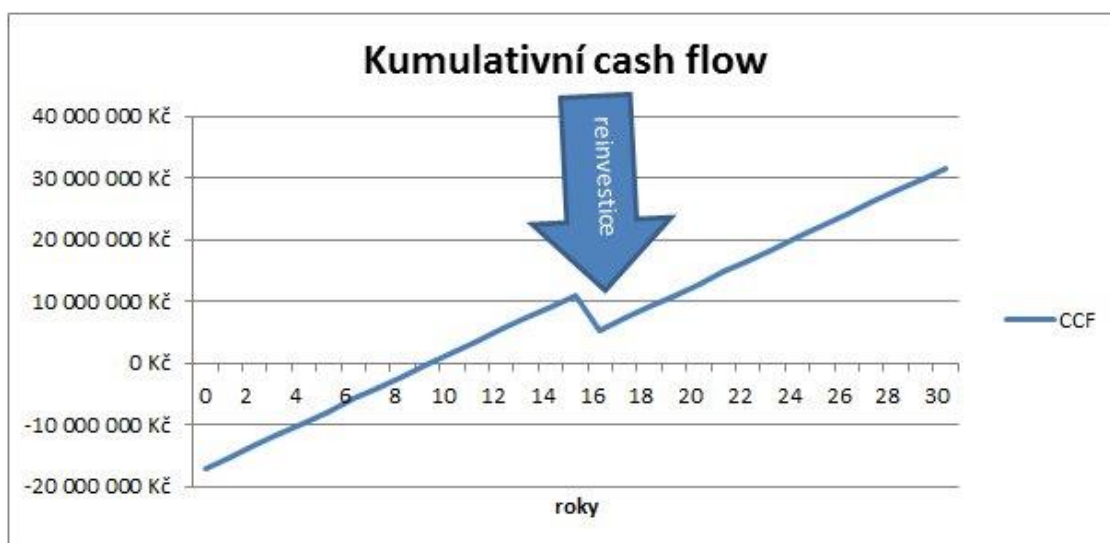
$$NPV = 1\,656\,439 \text{ Kč} \quad (5.39)$$

Vnitřní výnosové procento, tedy diskontní faktor, při kterém je čistá současná hodnota rovna nule, je pro projekt LDS popsany v případové studii 9.17 %.



Obrázek 5.13: NPV v závislosti na diskontním faktoru

Níže vyobrazený graf ukazuje vývoj kumulativního hotovostního toku („cumulative cash flow“-CCF) Z grafu je patrné, že doba návratnosti investice je 10 let.



Obrázek 5.14: Kumulativní cashflow

5.1.5 Analýza citlivosti

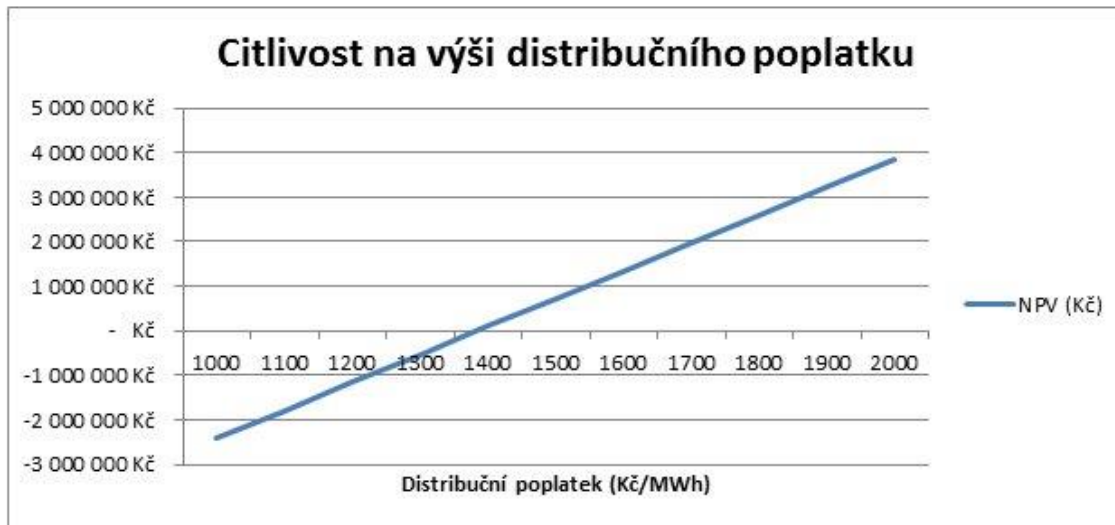
Pro vybrané faktory je provedena citlivostní analýza. Citlivostní analýza ukazuje vliv změny parametru na ekonomiku projektu, v tomto případě na výši čisté současné hodnoty.

Zásadní komponentou projektu lokální distribuční soustavy a předmětem rozhodování jejího provozovatele je volba výše poplatku za distribuci. V případě této případové studie je uvažována jednotná sazba pro všechna odběrná místa. Závislost NPV na její sazbě je vyjádřena přímou úměrou, jak ilustruje graf 5.15, ze kterého vyplývá, že pro zachování výhodnosti investice je třeba distribuční poplatky v minimální výši 1400 Kč.

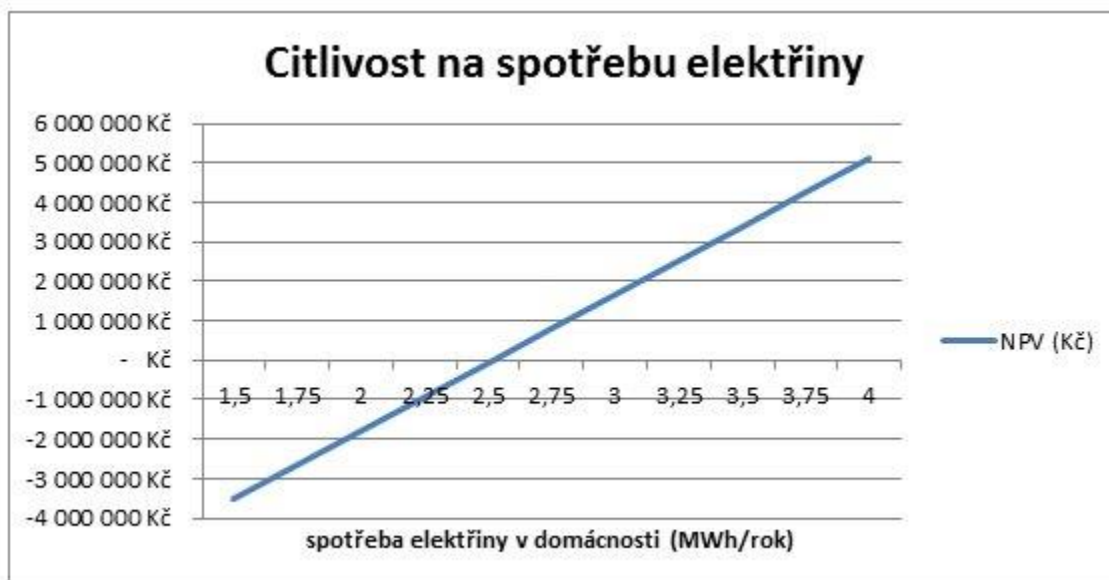
Další faktor, který významně ovlivňuje výnosy, a tím pádem i výhodnost projektu, je spotřeba elektřiny v domácnostech. Tento parametr je obzvláště důležité sledovat kvůli tlaku na energetické úspory, a tedy snižování energetické náročnosti. Zároveň sílí trend elektrifikace, domácnosti jsou vybaveny stále větším množstvím spotřebičů a zařízení pro užitok i zábavu. Z grafu 5.16 je patrné, že minimální průměrná spotřeba elektřiny jedné domácnosti je pro tento model 2,5 MWh ročně.

Provozní dotace pro malé kogenerační jednotky je důležitý parametr pro sledování. Jeho výše je vyhlášována v cenovém rozhodnutí ERÚ. Ačkoliv by regulátor měl být ze své podstaty nezávislý, jeho radu určuje vláda, a tudíž jeho směřování může do jisté míry odrážet politické klima v České republice a Evropské Unie. Z citlivostní analýzy vyplývá, že minimální sazba podpory pro výhodnost projektu za předpokladu stálosti ostatních parametrů je 800 Kč/MWh vyrobené elektrické energie, viz obrázek 5.17.

Zásadní nákladový parametr, který ovlivňuje výhodnost provozování KGJ, je cena plynu. Cena plynu závisí na mnoha faktorech, a to nejen tržních, ale i politických. Z citlivostní analýzy vyplývá, že hraniční hodnotou pro projekt popsany v případové studii je cena komoditní složky 600 Kč/MWh, viz obrázek 5.18.



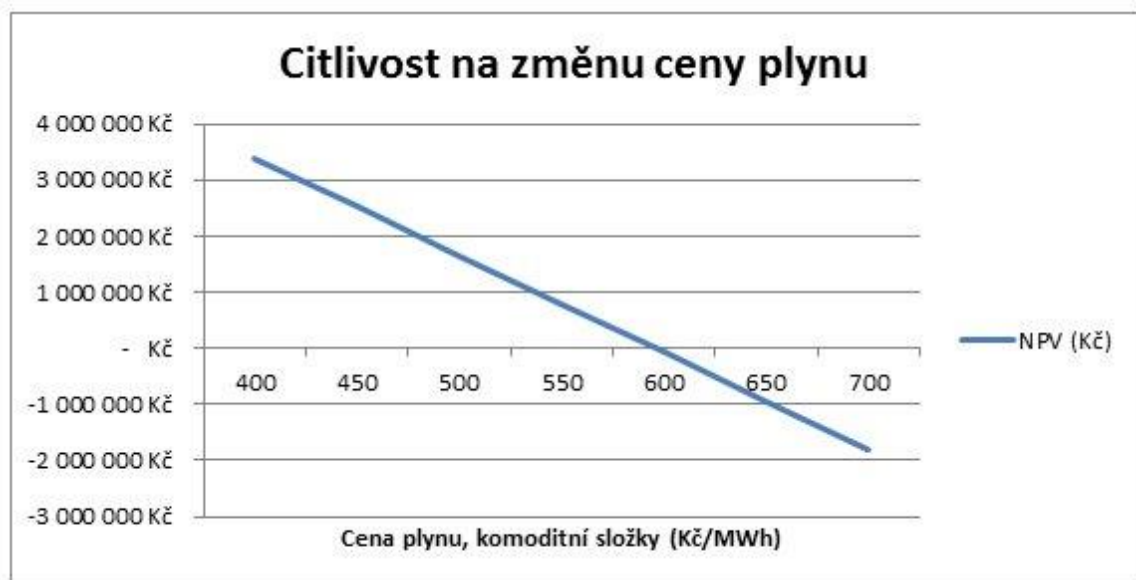
Obrázek 5.15: Citlivost na výši distribučního poplatku



Obrázek 5.16: Citlivost na spotřebu elektřiny



Obrázek 5.17: Citlivost na výši sazby KVET



Obrázek 5.18: Citlivost na změnu ceny plynu



Obrázek 5.19: Citlivost na investiční náklady

Pro rentabilitu investičního projektu jsou zásadní i vstupní náklady, které projekt vyžaduje. Tyto vstupní náklady odrážejí také situaci na trhu a dostupnost různých technologií. Model ovšem nezohledňuje inflaci více, než jako součást požadované výnosnosti vlastního kapitálu, což je vůči porovnání na obrázku 5.19 polehčující okolnost.

Výsledky ekonomického modelu mají jisté limity. Případová studie předpokládá, že stav parametrů zůstane po dobu životnosti neměnný, ctí zásadu „Ceteris Paribus“. Proto je sestavena analýza citlivosti na jednotlivé parametry. Stabilitu modelu dodává skutečnost, že pro případ provozní dotace malým zdrojům kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET), je vyměřována sazba podpory dle přiměřené ziskovosti zařízení zakládající se na aktuálních nákladech, kterými je zejména cena zemního plynu. Proto lze usuzovat, že kolísání ceny plynu bude kompenzováno hodnotou provozní podpory. Změny regulovaných sazeb za distribuci v síti nízkého napětí budou v budoucnu vlivem zvýšené náročnosti řízení distribučních sítí zřejmě stoupat. To přidává na výhodnosti nižší sazby v LDS a dává provozovateli možnost jejího přiměřeného zvýšení. Zřejmě v budoucnu stoupne i regulovaná sazba za distribuci na VN, autor nicméně předpokládá, že tento růst nebude tak rapidní jako v síti NN. Model nicméně žádný růst nepředpokládá, a tak je z hlediska hodnocení investice konzervativní. Ceny elektřiny i tepla podléhají inflaci. Tyto komodity vstupují do modelu na straně nákladů i výnosů, proto můžeme předpokládat jejich vzájemnou kompenzaci. Investiční náklady do značné míry odrážejí situaci na trhu, a to jak trhu s výrobním materiálem (v případě kogenerační jednotky, rozvodů, teplovodů), tak trhu práce (zemní práce, montáže).

Kapitola 6

Závěr

Lokální distribuční soustava patří mezi progresivní elektroenergetická řešení, která charakterizuje efektivita využití energie, jak elektrické, tak tepelné, ale také řada výhod pro odběratele, kterému mohou být do značné míry uzpůsobeny. Tyto soustavy však nejsou pro energetický systém v České republice žádnou novinkou. Výhody, které tento systém nabízí, využívaly již v minulosti různé subjekty, zejména průmyslové areály s vysokými nároky na kvalitu energie.

Případová studie popsaná v této práci se zabývá lokální distribuční soustavou pro méně typický objekt - bytové domy. Základními součástmi popisované lokální distribuční soustavy je kogenerační jednotka a chytré elektroměry, kterými jsou měřeny toky energií. Lokální distribuční soustava je připojena k regionální elektroenergetické distribuční soustavě vysokého napětí a kogenerační jednotka je připojena k teplovodům centrálního zásobování teplem. Investorem projektu a budoucím provozovatelem distribuční soustavy je stávající místní provozovatel centrálního zásobování teplem. Pro provozovatele může takový projekt představovat významný příspěvek ztraktivnější nabídky pro developery nových stavebních komplexů, kteří stále častěji preferují vlastní řešení vytápění objektu před připojením k dálkovému vytápění s cílem maximalizace hodnoty prodávaných realit. Zároveň skutečnost, že zákazníkovi je od jednoho dodavatele nabízena širší škála služeb, přispívá k retenci zákazníka a snižuje pravděpodobnost odpojení od systému centrálního zásobování teplem (dále též CZT), tedy problému, kterému dnes mnozí provozovatelé CZT čelí. Další výhodou pro developera je fakt, že komunikuje s jedním dodavatelem pro řešení energetického zajištění stavěného objektu, který může do vysoké míry projekt přizpůsobit podmínkám konkrétního projektu.

Lokální distribuční soustavy poskytují vhodnou platformu pro rozvoj moderních energetických konceptů. V síti, která je popsána v případové studii, je umístěna malá, vysoce účinná kogenerační jednotka a v budoucnu k ní bude možné připojit další zdroje energie, například fotovoltaické panely, případně i akumulátor. Díky integraci měřících zařízení se vzdáleným odečtem („smart meters“) je možné instantně vyčítat data a pomocí analytických softwarových nástrojů, vyhodnocovat trendy nebo reportovat spotřebu v přehledné formě zákazníkovi v reálném čase. Na základě dat o spotřebě je teoreticky možné navrhnout zákazníkovi výhodnější tarifní podmínky, které by více reflektovaly hodnotu elektrické energie v určitém čase. Tato opatření mohou vést až k zavedení odpovědi strany poptávky, tzv. „demand side response“, a jejich sdružení s využitím prostředníka na trhu s elektřinou, tzv.

agregátora, za účelem obchodování s flexibilitou. Pro zákazníka je také vítaným benefitem možné usnadnění placení za energie díky sdružení plateb na jednu fakturu nebo možnost snadné komunikace s místním dodavatelem v daném městě.

Nové developerské projekty nejsou jedinou možností aplikace tohoto projektu. S drobnými obměnami lze lokální distribuční síť zbudovat i pro stávající zástavbu. Je však třeba zohlednit možnosti odběru tepla z kogenerační jednotky a případně ji doplnit kotlem nebo zásobováním z centrálního zdroje tepla. Překážkou, se kterou se však provozovatel pravděpodobně setká, je resistance ke změně ze strany zákazníků. Pro mnohé zákazníky z laické populace je koncept lokální distribuce vzdálený a hodnoty, které nemají výrazný úsporný efekt, se jeví jako abstraktní. Proto je v takovém případě třeba využít spektrum různých komunikačních aktivit vůči potenciálním zákazníkům.

6.1 Vyhodnocení cílů práce

Práce je členěna do čtyř částí. První definuje elektroenergetickou soustavu a zařazuje do ní lokální distribuční soustavu. Kapitola popisuje součásti soustavy s důrazem na různé distribuční soustavy. Kapitola dále charakterizuje různé subjekty na trhu s elektřinou a zabývá se novými typy subjektů, včetně energetických komunit. Druhá část popisuje lokální distribuční soustavu a její prvky. Zvláštní pozornost je věnována měření a volbě zdroje v lokální distribuční soustavě (dále též LDS). Kapitola se věnuje právní stránce provozování LDS a je zakončena popisem chytrých sítí. Třetí oddíl je věnován ekonomickému zhodnocení projektu výstavby a provozu lokální distribuční sítě. Kapitola definuje investiční i provozní náklady, popisuje zdroje výnosů a uvádí metody hodnocení investic. Čtvrtá součást hlavního textu se věnuje případové studii konkrétního projektu lokální distribuční soustavy pro čtyři bytové domy s roční odhadovanou spotřebou elektrické 600 MWh a 4400 GJ tepelné energie a kogenerační jednotkou s instalovaným výkonem 200 kW. Ekonomické hodnocení ukazuje, že investice je pro investora i zákazníka atraktivní, zejména díky možnosti stanovení distribučního poplatku, který může být výrazně nižší než v případě nabídky regionálního distributora elektřiny. Je třeba zdůraznit, že významnou součástí obchodního případu je dotace pro výrobu z malé kogenerační jednotky a skutečnost, že lokální distribuční síť mají významně volnější regulaci ze strany státu.

6.2 Další rozvoj

Lokální distribuční síť nabízí flexibilní platformu pro budoucí rozvoj vedený nejen technologickými inovacemi, ale i novinkami na trhu s elektřinou. Podrobné informace o spotřebě a výrobě energií mohou být využity pro peer-to-peer obchodování s využitím „block chain“ technologie pro zpracování dat. Data mohou být pomocí analytických nástrojů vizualizována v mobilní aplikaci, a tím dát zákazníkovi přehled o spotřebě energií v téměř reálném čase. Díky rozvíjejícím se funkcionalitám elektroměrů mohou být nastaveny různé alarmy a upozornění na překročení hodnot signalizující např. překročení zálohových plateb přímo v chytrém telefonu. V porovnání s klasickými regionálními distribučními sítěmi je možné v případě lokálních distribučních systémů usnadnit proces připojení dalších zdrojů, ale také dalších velkých spotřebičů, jako jsou například nabíječky na elektrické automobily.

Lokální distribuční sítě představují pro dnešní energetiku velice perspektivní cestu k prosazení jak vlastních moderních technologií a systémových přístupů, tak novou rovinu pro relaci mezi dodavatelem a spotřebitelem, resp. zákazníkem. Oběma stranám může přinést výhody, jak z hlediska finančních úspor, tak zákaznický příjemného prostředí pro vzájemnou obchodní komunikaci. Nemalým aspektem je rovněž naplnění emoční stránky obou partnerů co se týče udržitelnosti, úspory energií a ohledu k našemu životnímu prostředí obecně.

Literatura

- [1] Z. I. a kolektiv. Elektrizační soustava. <https://elektri21.cz/data/clanky/tpen020710>. 21. 10. 2018.
- [2] P. Baxant. Aktivní regulace jako prostředek pro řízení sítě. ČK CIRED, 2009.
- [3] S. Brejcha. Akční plán pro Smart Grids. In *Dny kogenerace 2014*. COGEN Czech, 2014.
- [4] E. Commission. Clean energy for all europeans. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>. 21. 10. 2018.
- [5] Doc. Ing. Emil Dvorský CSc. Měření a regulace - mr - přednášky. <http://home.zcu.cz/~dvorsky/>. 21. 10. 2018.
- [6] P. Doucha. Energetická legislativa z pohledu samovýrobce. In *Dny kogenerace 2018*. COGEN Czech, 2018.
- [7] ERÚ. Cenové rozhodnutí energetického regulačního úřadu č. 7/2018ze dne 20. listopadu 2018,kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice aostatní-regulované ceny. http://www.eru.cz/documents/10540/3899124/ERV_10_2018.pdf/3feb1c47-0aa0-4766-a0d0-39715afd9fe0. 1. 1. 2019.
- [8] ERÚ. Cenové rozhodnutí energetického regulačního úřadu č. 8/2018ze dne 20. listopadu 2018,kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítě nízkého napětí. http://www.eru.cz/documents/10540/3899124/ERV_11_2018.pdf/121b4b0e-ba26-433d-b71d-3b00fbee228e. 1. 1. 2019.
- [9] ERÚ. Cenové rozhodnutí energetického regulačního úřadu č. 9/2018ze dne 18. prosince2018,kterým semění cenové rozhodnutí erÚ č. 3/2018 ze dne 25. září 2018,kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie. http://www.eru.cz/documents/10540/3899124/ERV_12_2018.pdf/a97d0d61-363a-4999-9592-9288725209b0. 1. 1. 2019.
- [10] T. Galeziok. *Návrh lokální distribuční sítě v průmyslové zóně Hrabová*. VŠB - Technická univerzita Ostrava, 2017.
- [11] Gustav Tomek, Věra Vávrová. *Marketing management*. České vysoké učení technické v Praze, 1999.
- [12] P. Hardy. EU Demand Response. In *Share your energy*. Nano Energies, 2018.

- [13] S. Horn Rosted. All-women panel deliver digital energy roadmap. In *European Utility Week 2018*. European Utility Week, 2018.
- [14] S. Högel. The future energy market: digital. decentralised. flexible. In *Share your energy*. Nano Energies, 2018.
- [15] Jaroslav Knápek, Oldřich Starý, Jiří Vašíček. Zásady hodnocení ekonomické efektivity energetických projektů. <http://efekt.xf.cz/metodikaEFEKT.pdf>. 21. 10. 2018.
- [16] J. Kanta. Chytré sítě a jejich možnosti. In *Dny kogenerace 2016*. COGEN Czech, 2016.
- [17] Kateřina Eichlerová, Jakub Handrlica, Martin Jasenský, Jan Kořán, Vratislav Košťál, Doubravka Plášilová, Petr Zákoucký. *Energetický zákon: komentář*. Wolters Kluwer ČR, 2016.
- [18] M. Kašák. Lokální distribuční soustavy - nejdůležitější zásady z pohledu roku 2005. <http://slideplayer.cz/slide/3986408/>. 21. 10. 2018.
- [19] kolektiv autorů. *Trh s elektřinou: úvod do liberalizované energetiky. Vydání druhé, aktualizované*. Asociace energetických manažerů, 2016.
- [20] I. Kratochvíl. *Smart Grids distribuční soustavy velkého průmyslového podniku*. Západočeská univerzita v Plzni, 2015.
- [21] R. Habrych a G. Jarolímková. Implementace smart grid v lokálních distribučních soustavách průmyslových podniků. *Energetika: Odborný měsíčník pro elektrárství, tepelárství a použití energie* ISSN-0375-8842, 1/2013.
- [22] P. Rokůsek. Energy challenges today. In *Share your energy*. Nano Energies, 2018.
- [23] Samuelson, Paul Anthony a Nordhaus William D. *Ekonomie*. NS Svoboda, 1994.
- [24] ČEPS a.s. Data do kapsy 2018. <https://www.ceps.cz/cs/ke-stazeni>. 4. 12. 2018.
- [25] ČEZ, a.s. Informace k pilotnímu projektu smart region vrchlabí. <https://www.cez.cz/cs/vyzkum-a-vzdelavani/vyzkum-a-vyvoj/subjekty-v-oblasti-vyzkumu-a-vyvoje/eu-verejne-zdroje-financovani/smart-grids/info-k-sr-vrchlabi.html>. 1. 1. 2019.

Příloha A

Seznam zkratek

AMM Chytré měření

ČEPS Česká energetická přenosová soustava

ČR Česká republika

EU Evropská unie

DPH daň z přidané hodnoty

DS distribuční soustava

DSR Demand Side Response (řízení spotřeby)

ENTSO-E evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

ERÚ Energetický regulační úřad

EZ energetický zákon

FVE fotovoltaická elektrárna

GO generální oprava

KVET kombinovaná výroba elektřiny a tepla

MO maloodběr

MOO maloodběr – domácnosti

MOP maloodběr – drobní podnikatelé

MPO Ministerstvo průmyslu a obchodu

NAP SG Národní akční plán pro inteligentní sítě

NN nízké napětí

NT nízký tarif

OM odběrné místo

OTE Operátor trhu s elektřinou

OZE obnovitelné zdroje energie

POZE podporované obnovitelné zdroje energie

PS přenosová soustava

RP rezervovaný příkon

TDD typové diagramy dodávek

TSO provozovatel přenosové soustavy (Transmission System Operator)

VN vysoké napětí

VVN velmi vysoké napětí

VT vysoký tarif

Příloha B

Hotovostní toky projektu

	Investice	Příjmy celkem	Výdaje celkem	CF	CCF
rok 0	-17 187 596			-17 187 596	-17 187 596
rok 1		3 957 772	2 055 846	1 901 927	-15 285 670
rok 2		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-13 403 743
rok 3		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-11 521 816
rok 4		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-9 639 890
rok 5		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-7 757 963
rok 6		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-5 876 036
rok 7		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-3 994 109
rok 8		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-2 112 183
rok 9		3 957 772	2 075 846	1 881 927	-230 256
rok 10		3 957 772	2 075 846	1 881 927	1 651 671
rok 11		3 957 772	2 075 846	1 881 927	3 533 597
rok 12		3 957 772	2 075 846	1 881 927	5 415 524
rok 13		3 957 772	2 075 846	1 881 927	7 297 451
rok 14		3 957 772	2 075 846	1 881 927	9 179 377
rok 15	-7 633 996	3 957 772	2 075 846	1 881 927	11 061 304
rok 16		3 957 772	2 075 846	-5 752 070	5 309 234
rok 17		3 957 772	2 075 846	1 881 927	7 191 161
rok 18		3 957 772	2 075 846	1 881 927	9 073 088
rok 19		3 957 772	2 075 846	1 881 927	10 955 015
rok 20		3 957 772	2 075 846	1 881 927	12 836 941
rok 21		3 957 772	2 075 846	1 881 927	14 718 868
rok 22		3 957 772	2 075 846	1 881 927	16 600 795
rok 23		3 957 772	2 075 846	1 881 927	18 482 721
rok 24		3 957 772	2 075 846	1 881 927	20 364 648
rok 25		3 957 772	2 075 846	1 881 927	22 246 575
rok 26		3 957 772	2 075 846	1 881 927	24 128 501
rok 27		3 957 772	2 075 846	1 881 927	26 010 428
rok 28		3 957 772	2 075 846	1 881 927	27 892 355
rok 29		3 957 772	2 075 846	1 881 927	29 774 281
rok 30		3 957 772	2 075 846	1 881 927	31 656 208

Příloha C

Náklady a výnosy projektu

Investice	-17 187 596	
Výnosy		
Tržby za distribuci elektřiny	990 000	
Tržby za prodej tepla	1 530 223	
KVET	605 634	
Prodej elektřiny	831 915	
Celkem	3 957 772	
Náklady		
Náklady - plyn pro KGJ	1 014 749	
Elektřina: fixní náklady		
rezervovaná kapacita	357 850	
distribuce na VN	20 246	
Opravy a údržba	225 667	
Provozní režie	20 000	
Ostatní náklady - přetlačené teplo	417 334	
Celkem	2 055 846	
CF	-17 187 596	1 901 927

Příloha D

Výpočet nákladů

			zdroj
opravy a údržba - LDS	20 000	Kč/rok	zkušenost
výroba elektřiny		554,61	MWh
Výroba tepla		772,84	MWh
KGJ			
cena plynu (komodita)	500	Kč/MWh	odhad
cena plynu (náklady distribuce)	46	Kč/MWh	CR
cena plynu (rezervovaná kapacita)	64	Kč/MWh	CR
spotřeba plynu	1663	MWh	
náklady na plyn	1 014 749	Kč/rok	
opravy a údržba - KGJ			
výroba elektřiny	170	Kč/MWh	smlouva
Výroba tepla	554,61	MWh	
Náklady na údržbu	772,84	MWh	
	225 667	Kč/rok	
záloha KGJ: rezervovaný příkon-roční			
příkon	149 478	Kč/MW/měsíc	CR
	0,2	MW	
	358 747	Kč/rok	
distribuce na VN			
elektřina ze sítě	66,82	Kč/MWh	CR
náklady na distribuci na VN	303	MWh r	projekt
	20 246	Kč/rok	

Příloha E

Parametry kogenerační jednotky

Typ jednotky	Cento T200 NG SE
Elektrický výkon	199,5MWh
Tepelný výkon	278MWh
Příkon v palivu	528MWh
Účinnost	88,7%
Spotřeba paliva	56,0m ³ /hod
Životnost	51000mth
Provoz v roce	2780h

Příloha F

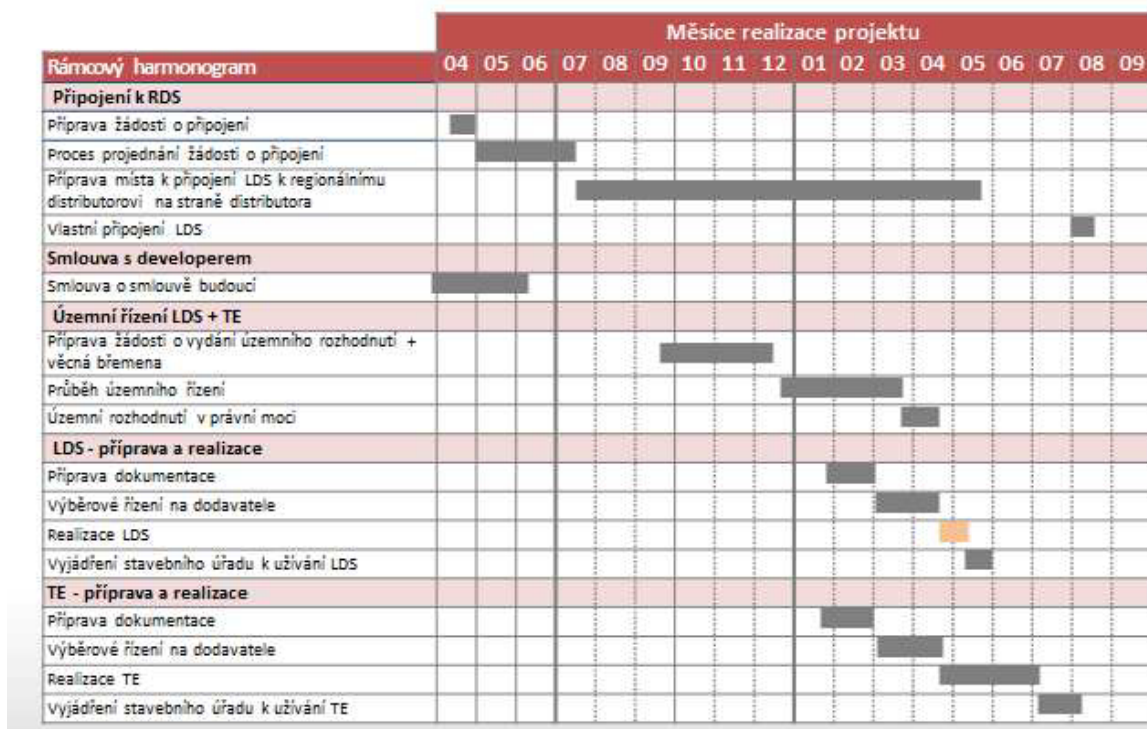
Ukázka výstavby LDS





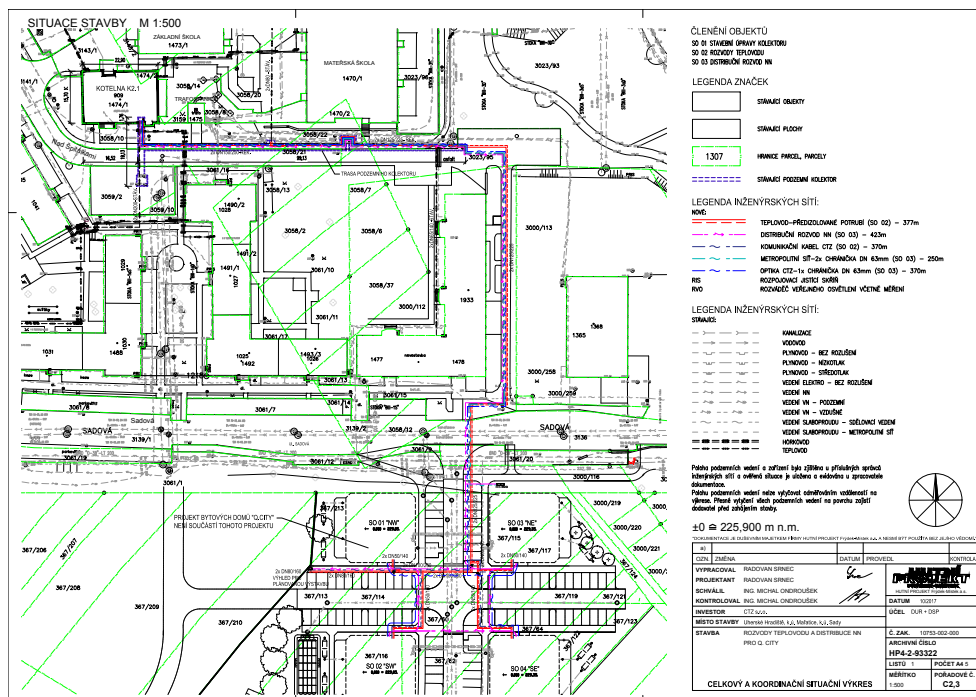
Příloha G

Harmonogram projektu



Příloha H

Situační výkres



Příloha I

Produktový list, Kogenerační
jednotka

TEDOM

Cento T200, zemní plyn, protihlukový kryt

Technická specifikace

Parametrický list

Základní technické údaje

jmenovitý elektrický výkon	200	kW	
maximální tepelný výkon	253	kW	

zatížení	50	75	100	%
tepelný výkon	151	205	253	kW
příkon v palivu	282	400	510	kW
účinnost elektrická	35,3	37,5	39,2	%
účinnost tepelná	53,5	51,2	49,5	%
účinnost celková (využití paliva)	88,8	88,7	88,7	%
spotřeba plynu	29,9	42,4	54,0	m ³ /h

Opce**TA70 - Technické údaje pro provoz TA70****EKO - Technické údaje pro použití dochlazovacího výměníku**

	TA70 ¹⁾	EKO ²⁾	
elektrický výkon	200	200	kW
tepelný výkon	265	266	kW
příkon v palivu	537	510	kW
účinnost elektrická	37,2	39,2	%
účinnost tepelná	51,9	52,1	%
účinnost celková (využití paliva)	91,1	91,3	%
spotřeba plynu při 100% výkonu	56,8	54,0	m ³ /h
spotřeba plynu při 75% výkonu	45,5	42,4	m ³ /h
spotřeba plynu při 50% výkonu	34,1	29,9	m ³ /h

Základní technické údaje jsou platné pro standardní podmínky podle dokumentu „Technické instrukce“.

Minimální trvalý elektrický výkon nesmí klesnout pod 50% jmenovitého výkonu.

Spotřeba plynu je uvedena při fakturačních podmínkách (15°C, 101,325kPa).

1) Jedná se o provedení, které je v mimo standardním rozsahu dodávky, kde do 2.st mezichladiče vstupuje voda ze sekundárního okruhu o teplotě 70°C.

2) Tepelný výkon je uveden při teplotě vstupní vody 70°C do dochlazovacího výměníku.

Plnění emisních limitů

emise	CO	NOx	
při 5%O ₂ ve spalínách	650	500	mg/Nm ³

Generátor

používané typy	LSA 46.2 L9 LSA 46.2 VL12
výrobce	LEROY SOMER
cos φ	1,0
účinnost v pracovním bodě	95,4 %
napětí	400 V
frekvence	50 Hz

Motor

typ	TG 210 G5V TW 86
výrobce	TEDOM
počet válců	6
uspořádání válců	v řadě
vrtání × zdvih	130/150 mm
zdvihový objem	11946 cm ³
kompresní poměr	12 : 1
otáčky	1500 min ⁻¹
spotřeba oleje normál / max.	0,3 / 0,5 g/kWh
max. výkon motoru	212,7 kW

TG 210 G5V TW 86_850; revize F: 18.9.2013

Tepelný systém**Sekundární okruh**

teplonosné médium	voda
tepelný výkon okruhu	237 kW
jmenovitá teplota vody vstup / výstup	70/90 °C
teplota vratné vody min / max	40/70 °C
jmenovitý průtok	2,9 kg/s
max. pracovní tlak	600 kPa
vodní objem okruhu v KJ	13 dm ³
tlaková ztráta při jmenovitém průtoku	15 kPa
jmenovitý teplotní spád	20 °C

Využití výkonu spalín pro jiné účely

tepelný výkon spalín (vychlazení na 120°C)	140 kW
teplota spalín	529 °C

Primární okruh

tepelný výkon okruhu	237 kW
max. pracovní tlak	250 kPa
vodní objem okruhu v KJ	146 dm ³



Technologický okruh

teplonosné médium	voda + etylenglykol	
koncentrace etylenglykolu	35	%
tepelný výkon okruhu	16	kW
teplota chladicí kapaliny na vstupu max.	35	°C
jmenovitý průtok	1,5	kg/s
tlaková rezerva při jmenovitém průtoku	60	kPa
max. pracovní tlak	300	kPa
vodní objem okruhu v KJ	15	dm ³

Palivo, přívod plynu

výhřevnost	34	MJ/m ³
min. metanové číslo	80	
tlak plynu	2 ÷ 10	kPa
max. změna tlaku při změnách spotřeby	10	%
max. teplota plynu	35	°C

Spalovací a ventilační vzduch

nevyužitelné teplo odvedené ventilačním vzduchem	25	kW
teplota nasávaného vzduchu min / max	10/35	°C
množství spalovacího vzduchu	846	Nm ³ /h
max. množství ventilačního vzduchu na výstupní přírubě	6341	m ³ /h
max. teplota vzduchu na výstupní přírubě	50	°C
max. protitlak na přírubě odvodu ventilačního vzduchu ¹⁾	95	Pa

1) Platí pro standardní hlukové parametry

Odvod spalin a kondenzátu

množství spalin	890	Nm ³ /h
teplota spalin jmen / max	120/150	°C
max. protitlak spalin za přírubou KJ ¹⁾	20	mbar
tlaková ztráta volně dodaného tlumiče	10	mbar
dovolená tlaková ztráta propojovacího spalinového potrubí	10	mbar
rychlost spalin na výstupu (DN 150)	20,1	m/s

1) Platí pro standardní provedení (bez ekonomizéru)

Náplně maziv

množství mazacího oleje v motoru	56	dm ³
objem olejové nádrže pro doplňování	125	dm ³

Hlukové parametry

provedení:	standard	Silent ¹⁾	Super Silent ¹⁾	
protihlukový kryt KJ v 1m	78	72	65	dB(A)
výstup ventilace protihlukového krytu v 1m	89	76	65	dB(A)
vývod spalin v 1m od příruby tlumiče ²⁾	65	65	60	dB(A)

1) Hlukové provedení Silent a Super Silent není zahrnuto ve standardním rozsahu dodávky ale je možno jej objednat.

2) Hlukový parametr je možno snížit optimalizací tlumiče výfuku na požadovanou úroveň akustického tlaku nebo použitím tlumiče výfuku v mimo standardním rozsahu navrhnutý na 60 dB(A) v 1m.

Elektrické parametry

jmenovité napětí	230/400	V
jmenovitý kmitočet	50	Hz
účinnost ¹⁾	0,8	
jmenovitý proud při cos φ=0,8	360	A
jistič generátoru	NSX400F 3P	
zkratová odolnost rozváděče	25	kA
příspěvek vlastního zdroje ke zkratovému proudu	< 4	kA
krytí silové části rozváděče zavřeno/otevřeno	IP 31/00	
krytí ovládací části rozváděče zavřeno/otevřeno	IP 31/00	
doporučené nadřazené jistění	400	A
doporučený připojovací kabel ²⁾ (délka < 50m, při t < 35°C)	NYY-J 3×240+120	

1) Účinnost nastavitelný v rozmezí 0,8C ÷ 1 ÷ 0,8L (rozmezí 0,8C ÷ 1 nutno ověřit dle jednotlivých typů generátorů).

L = indukční zátěž - přebuzeno

C = kapacitní zátěž - podbuzeno

Provoz generátoru s účinností nižší než 0,95 způsobuje omezení činného výkonu soustrojí dle následující tabulky:

účinnost [-]	1	0,95	0,8
výkon [% P _{nom}]	100	100	98

2) Uvedené kabely jsou informativní. Nutno provést kontrolní výpočet na oteplení a úbytek napětí dle skutečné délky, uložení a typu kabelu (maximální povolený úbytek napětí je 10 V)

Barevné provedení

protihlukový kryt, základový rám, motor a generátor	RAL 5015 (modrá)
---	------------------



TEDOM

Cento T200, zemní plyn, protihlukový kryt

Technická specifikace

Parametrický list

Rozměry a hmotnosti jednotky

délka celková	4395	mm
šířka	1500	mm
výška celková	2225	mm
přepravní hmotnost KJ	4350	kg
provozní hmotnost celé KJ	4910	kg

Upozornění

Výrobce si vyhrazuje právo změny tohoto dokumentu a navazujících podkladů.



Obecný popis KJ

Kogenerační jednotky (dále KJ) TEDOM řady Cento T jsou stroje středních výkonů v rozsahu od 80 do 200kWel. Blokové uspořádání těchto jednotek obsahuje motor-generátor, tepelné zařízení a řídicí systém zabezpečující veškeré provozní a bezpečnostní funkce. Součástí dodávky je volně dodaný tlumič výfuku. KJ jsou osazeny synchronními generátory a elektrickými rozváděči se silovou a ovládací částí. KJ jsou určeny pro provozování na plynná paliva. KJ je v provedení protihlukový kryt, který je určen pro instalaci do kryté strojovny. Konkrétní parametry jednotlivých KJ výkonové řady Cento T80 až T200 najdete v příslušných parametrických listech.

provedení	protihlukový kryt
výkonová řada	Cento: T80, T100, T120, T160, T180, T200
palivo	zemní plyn, bioplyn

Přednosti KJ TEDOM

- automatická regulace bohatosti směsi – cesta ke snížení emisí patří ke standardní výbavě KJ
- KJ je variantně osazena motormanagementem BOSCH optimalizujícím chod motoru
- KJ tvoří lehce připojitelný kompaktní celek
- použitím protihlukového krytu vykazují KJ nízkou hlučnost
- možnost přizpůsobení k různým tepelným spádům otopných soustav
- díky modulárnímu uspořádání řídicího systému je možno snadno rozšířit množství binárních a analogových vstupů pro monitorování a řízení následných zařízení
- na zákaznickou svorkovnici je možno připojit základní signály pro ovládání KJ (externí nouzové zastavení, externí spouštění)
- KJ TEDOM jsou na základě poznatků z již realizovaných zakázek neustále inovovány

Z rozhodnutí notifikované osoby 1015* byl vydán certifikát „E-30-01048-10“ potvrzující shodu výrobků řady Cento s požadavky směrnice 2009/142/ES (nařízení vlády č. 22/2003 Sb.). Společnost TEDOM je také držitelem certifikátů řízení jakosti QMS a EMS. Na základě zkoušek provedených na řídicím rozváděči udělil Elektrotechnický zkušební ústav, certifikační orgán č. 3018 akreditovaný Českým institutem pro akreditaci, o.p.s. podle ČSN EN 45011, certifikát. Výrobek je mimo jiné certifikován pro státy EAC a Ukrajinu.

* Strojirenský zkušební ústav s.p.,Brno



Ilustrační obrázek



TEDOM

Kogenerační jednotky řady Cento T

Technická specifikace

Popis výrobku

Tepelný systém

Tepelný výkon KJ je z hlediska odběru tepelného výkonu tvořen:

- pro KJ T80 – T120 sekundárním okruhem
- pro KJ T160 – T200 sekundárním a technologickým okruhem. Maximální tepelný výkon jednotky je součtem tepelných výkonů obou okruhů při jejich plném využití.

Sekundární okruh

představuje okruh, kterým je zajištěno vyvedení hlavního tepelného výkonu jednotky do topného systému. Sekundární okruh odebírá tepelný výkon z primárního okruhu. Dodržení max. dovolené teploty vratné vody je bezpodmínečně nutné pro bezporuchový chod jednotky. Okruh není vybaven oběhovým čerpadlem.

Topná voda pro naplňení hydraulických okruhů musí být upravená, její složení musí odpovídat dokumentu „Technické instrukce“.

Primární okruh

představuje vnitřní uzavřený tlakový okruh, který odebírá teplo z motoru, spalín a předává ho do sekundárního okruhu. Není-li v okrajových provozních režimech možné odvést tepelný výkon okruhu, lze tento výkon, nebo jeho část odvádět chladicí jednotkou pro nouzové chlazení, kterou lze samostatně dodat.

Technologický okruh

(pouze KJ Cento T160 - 200) představuje okruh chlazení plnicí směsí. Úroveň využití tepelného výkonu z tohoto okruhu a jeho vychlazení bezprostředně ovlivňuje dosažení základních technických údajů. Okruh je osazen oběhovým čerpadlem.

Tepelný výkon technologického okruhu lze využít v nízkoteplotních okruzích (předehřev TUV, ohřev vody v bazénech či jiných technologiích). Není-li možné toto teplo při požadavku na dosažení trvalého jmenovitého elektrického výkonu využít, je nutné jej mařit ve vnější chladicí jednotce (výměník voda-vzduch). Tuto chladicí jednotku je možné samostatně dodat.

Palivo, přívod plynu

KJ jsou provozovatelné na zemní plyn, bioplyn, propan, skládkový plyn (po konzultaci s technickou kanceláří je možno paliva dále modifikovat). Mezní parametry bioplynu a ostatních paliv omezující jejich použitelnost jsou uvedeny v dokumentu „Technické instrukce“. Plynová trasa jednotky je sestavena v souladu s TPG 811 01 a obsahuje sestavu dvou nezávislých rychlouzavíracích elektromagnetických ventilů pro uzavření přívodu plynu při vypnutí jednotky, nulový regulátor tlaku plynu a kovovou hadici pro připojení ke směšovači. Pro bioplynové aplikace je osazen plynový filtr. Pro správný provoz jednotky je požadována plynová přípojka o patřičné dimenzi s přiměřeným akumulacním objemem, aby nedošlo k poklesu tlaku plynu v rozvodu v době skokového odběru plynu, zakončená ručním plynovým uzávěrem a opatřená tlakoměrem.

Spalovací a ventilační vzduch

Nevyužitelné teplo (vysálané z horkých částí) je z KJ odváděno nucenou ventilací. Ventilační vzduch vstupuje do KJ otvory v rámu a vystupuje v čele protihlukového krytu vzduchotechnickým kolenem. Na výstupní přírubu ventilačního vzduchu je možné napojit vzduchotechnický tlumič, který je možno dodat. Proudění ventilačního vzduchu zajišťuje ventilátor.

Odvod spalín a kondenzátu

Spaliny jsou vyvedeny z jednotky na výstupní přírubu, která je umístěna na střeše protihlukového krytu.

Součástí dodávky je volně dodaný tlumič výfuku, který je určen k montáži do výstupního spalinovodu. Ten musí být od příruby KJ po sopouch těsný. Spádování spalinovodu musí být směrem od jednotky. Při startu jednotky, nebo při nízké teplotě vstupní vody do KJ vzniká ve spalinovodech kondenzát. Kondenzát je vhodné odvádět přes odváděč kondenzátu. Materiál spalinovodu a tepelná izolace spalinovodu ve strojovně musí být odolná teplotám odpovídající teplotě spalin v příslušných spalinovodech.

Hlukové parametry

Hlukové parametry udávají úroveň akustického tlaku, měřenou ve volném zvukovém poli. Stanovení měřicích míst a způsob vyhodnocení odpovídá ČSN 09 0862, ČSN EN ISO 3746. Hluk může obsahovat tónovou složku.

Elektrický rozváděč

Rozváděč je součástí kapoty, silová a ovládací část jsou umístěny v samostatných, oddělených prostorech, každý z těchto prostorů má svoje vlastní dveře.

Silová část rozváděče obsahuje:

- jistič generátoru, který chrání generátor a část přívodního vedení proti nadproudu a zkratu
- stykač generátoru, který slouží jako spínací prvek při fázování generátoru k síti
- svorkovnici XV určenou pro připojení kabelu pro vyvedení výkonu
- svorkovnici XG určenou pro připojení generátoru
- měřicí transformátory proudu

Ovládací část rozváděče obsahuje:

- centrální část řídicího systému a případně jeho rozšiřující moduly
- jističí a spínací prvky
- ovládací prvky určené pro servisní účely
- napájecí zdroj pro spotřebiče 24VDC
- svorkovnice pro připojení analogových snímačů, binárních spínačů, ovládaných spotřebičů, dálkové komunikace apod.
- zákaznickou svorkovnici



Řídicí systém

Pro ovládání KJ je použit řídicí systém ProCon Sight, který zajišťuje plně automatický chod soustrojí. Jedná se o víceprocesorový modulární systém, sestávající z centrální části, zobrazovací jednotky a rozšiřujících modulů analogových a binárních vstupů a výstupů.

Díky barevnému displeji s velkým rozlišením a kontextovým a navigačním tlačítkům poskytuje zobrazovací jednotka snadnou dostupnost všech údajů o soustrojí, sledovaných hodnot a časových průběhů veličin. Zobrazovací jednotka řídicího systému ProCon Sight komunikuje až v sedmi různých jazycích, z nichž jeden může být grafický (čínština, korejšтина).

Základní vlastnosti zobrazovací jednotky:

- velký 8" barevný TFT displej s rozlišením 800 x 600 bodů
- jednodušší a rychlejší ovládání použitím kontextových tlačítek
- trvale zobrazený stavový řádek
- zobrazení časových průběhů vybraných veličin/grafy
- přehlednější zobrazení historie
- operační systém Windows CE



Měřené veličiny

Řídicí systém měří a vyhodnocuje následující veličiny.

Elektrické hodnoty:

- 3xnapětí generátoru
- 3xproud generátoru
- 3xnapětí sítě

Uvedené elektrické veličiny slouží pro:

- vyhodnocení parametrů sítě
- automatické fázování generátoru k síti,
- výpočty a vyhodnocování potřebných elektrických veličin

Technologické hodnoty:

KJ je vybavena sadou binárních a analogových snímačů monitorující veškeré potřebné procesy s cílem jejich optimalizace, která probíhá prostřednictvím výstupů ovládací příslušné spotřebiče.

Způsoby ovládání

Místní:

- pomocí tlačítek na zobrazovací jednotce

Dálkové (na přání):

- bez-napětovým kontaktem (časové hodiny, přijímač hromadného dálkového ovládání, apod.)
- podle úrovně požadovaného výkonu či úrovně spotřeby objektu
- z místního či vzdáleného PC
- pomocí SMS zpráv

Regulace dle spotřeby objektu (na přání):

- informaci o spotřebě objektu řídicí systém získává z převodníku, který měří směr a velikost odběru/dodávky ze/do sítě

Regulace na požadovaný výkon (na přání):

- analogovým signálem – např. signálem 0/4÷20mA
- datovou cestou – např. prostřednictvím protokolu MODBUS-RTU

Monitorování chodu soustrojí

Z místního PC – možnosti připojení:

- RS232
- RS485
- USB

Ze vzdáleného PC – možnosti připojení (na přání):

- analogový modem
- GSM modem
- internet

Prostřednictvím SMS (na přání)

Navazující podklady

- parametrický list
- rozměrový výkres
- schéma
- rozměrový výkres tlumiče
- nabízené příslušenství KJ na přání (opce)
- obecně závazné podklady podle dokumentu „Technické instrukce“

Upozornění

Výrobce si vyhrazuje právo změny tohoto dokumentu a navazujících podkladů.



Příloha J

Elektroměry, popis

JEDNOFÁZOVÉ A TŘÍFÁZOVÉ CHYTRÉ ELEKTRONICKÉ ELEKTROMĚRY

AM160 AM360



Elektronické elektroměry rodin AMx60 a AMx65 jsou moderní měřidla určená pro použití v systémech AMM pro monitorování, kontrolu a ovládání spotřeby elektrické energie. Rodiny AMx60 i AMx65 jsou založeny na stejném měřicím i aplikačním jádře, rodina AMx60 je "odlehčenou" optimalizovanou variantou s redukováním počtem funkcionalit. Elektroměry umožňují archivovat řadu provozních údajů a jsou vybaveny komunikačním modulem pro obousměrný dálkový přenos dat a řídicích povelů. Komunikační protokoly splňují standardy IEC 62056-21 a DLMS. Elektroměry lze konfigurovat dle konkrétních požadavků a potřeb zákazníka. Elektroměry umožňují přímé nebo polonepřímé měření činné energie v obou směrech (odběr i dodávka) a měření jalové energie ve čtyřech kvadrantech.

Elektroměry jsou určeny pro fakturační měření (certifikováno pro měření činné energie dle směrnice MID, WELMEC 7.2, pro měření jalové energie dle zákona o metrologii č. 505/1990 Sb.).

MĚŘÍCÍ SYSTÉM

Elektroměr typové řady AMx60:

- je jednofázové nebo třífázové elektronické zařízení
- energii může započítávat až do 8* sad tarifních registrů a jedné sady totálních registrů
- měří činnou energii ve třídách přesnosti A, B nebo C
- měří jalovou energii ve třídě přesnosti 2 nebo 3
- je v souladu s EN 50470-1 a EN 50470-3 (činná energie), EN 62053-23 a EN 62052-11 (jalová energie)
- je navržen pro přímé nebo polonepřímé připojení
- má systém reálného času zálohovaný vyměnitelnou baterií

Ústředním prvkem elektroměru je mikroprocesor, který řídí vzorkování analogových signálů z napěťových a proudových obvodů, počítá všechny požadované hodnoty a řídí následné zpracování a ukládání dat do interní paměti elektroměru. Kalibrace měřicího systému je provedena pomocí softwarových kalibračních konstant, tzn., že měřicí systém neobsahuje žádné mechanicky nastavitelné součásti.

Další důležitou funkcí je testování a archivování informací, zda není s elektroměrem prováděna nějaká nedovolená činnost, která by mohla ohrozit jeho metrologické vlastnosti. Mikroprocesorem je i řízeno zobrazování dat na displeji, ovládání odpojovače, přepínání tarifů a blikání kalibračních LED. Ovládání displeje i odpojovače může být také modifikováno pomocí dvou ovládacích tlačítek.

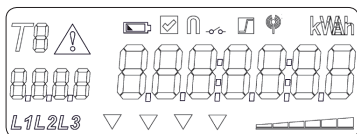
S elektroměrem může být obousměrně komunikováno místně přes standardní opto rozhraní a přes interní komunikační modul i ze vzdáleného nadřazeného systému (centrály).



LC DISPLEJ

Naměřené hodnoty elektroměru lze zobrazit na LC displeji. Zobrazované hodnoty mohou být různé dle aktuálního zobrazovacího módu zobrazovače. Rozlišujeme základní a servisní mód s automatickou rotací hodnot a základní, servisní a bateriový mód s manuální rotací hodnot ovládanou pomocí tlačítek. Hodnoty se zobrazují spolu s OBIS kódem a případně s příslušnou jednotkou. Na displeji je dále řada symbolů zobrazujících aktuální provozní stavy elektroměru.

4+7 (STANDARDNÍ)



8+8 (ROZŠÍŘENÝ)



TLAČÍTKA

Tlačítka jsou užitá pro přepínání zobrazovaných veličin na displeji a k aktivaci zobrazování dat v bateriovém režimu. Dlouhým stlačením obou tlačítek současně lze ovládat odpojovač, pokud to je v aktuálně nastaveném režimu povoleno.

REÁLNÝ ČAS (RTC)

Elektroměr má reálný čas a datum. Reálný čas může být nastaven přes OPTO rozhraní místně nebo vzdáleně přes komunikační modul. Funkce reálného času během výpadků síťového napájecího napětí je zálohována baterií.

Baterii je možno vyměnit po demontáži krytu svorkovnice (nelze provést bez poškození plomby krytu svorkovnice). Stav baterie je zobrazen na displeji.

TARIFY

AMx60 podporuje až 8* tarifů. Aktuální tarify jsou zobrazeny na displeji symboly T1 – T8*. Nastavení aktuálního tarifu lze provádět místně dle časového plánu interních spínacích hodin nebo na základě výstupů limitérů, případně vzdáleně z nadřazeného systému. Spínací priority lze modifikovat parametrizací elektroměru.

REGISTRY ELEKTROMĚRU

V elektroměru jsou dostupné registry činné a jalové energie rozdělené podle směru toku energie, fází, tarifů. V dalších registrech jsou okamžité efektivní fázové hodnoty napětí a proudu, činného výkonu a účinníku.

SPÍNACÍ HODINY (SCHEDULER)

Spínací hodiny umožňují přepínání tarifů, aktivaci záznamníku událostí a generují další události pro řízení dalších požadovaných funkcionalit.

PROFILOVÉ REGISTRY

Do profilových registrů jsou automaticky ukládány v pravidelných časových intervalech předvolené hodnoty. Při překročení předdefinované kapacity se začnou přepisovat nejstarší záznamy.

* dle HW a FW modifikace

HISTORICKÉ REGISTRY

Na základě generovaných událostí od spínacích hodin, limitérů, tlačítek, apod. se ukládají do požadovaných záznamníků předvolené registry s časovým razítkem. Například lze uložit energetické registry na konci účetního období (např. poslední den měsíce v 23:59:59). Při překročení předdefinované kapacity se začnou přepisovat nejstarší záznamy.

ZÁZNAMNÍK UDÁLOSTÍ

Každou vybranou vygenerovanou událost lze uložit do záznamníku událostí společně s časovou značkou. Při překročení předdefinované kapacity se začnou přepisovat nejstarší záznamy.

Obvykle jsou monitorovány následující události:

- Výskyt silného magnetického pole – např. pokud je silný magnet přiložen k elektroměru
- Otevření krytu svorkovnice (nepovolená manipulace)
- Otevření krytu elektroměru (nepovolená manipulace)
- Výpadky energie a poklesy pod stanovené meze
- Překročení proudové efektivní hodnoty mimo limit ve sledovaném období
- Přepínání tarifů
- Změna stavu odpojovače – uživatelská změna, limitérem nebo ručně tlačítky

ZÁZNAMNÍK JÁDRA (platí pouze pro elektroměry s nepřímým měřením proudu)

Při novém nastavení převodového poměru měřících transformátorů se provede záznam o této změně do speciálního záznamníku. V záznamu jsou uloženy s časovým razítkem převodové poměry transformátoru a hodnoty totálních energetických registrů A+, A-, RL(QI), RC(QII), RL(QIII), RC(QIV). V záznamníku je uchováno posledních 15 změn nastavení.

LIMITÉR

Na základě aktuálních hodnot zvolených registrů napětí, proudu, výkonu, energie atd. a předdefinovaných mezí hodnot jsou generovány události, které mohou být využity pro řízení dalších činností elektroměru (zapínání a vypínání odpojovače, záznamu do záznamníku událostí, přepínání tarifů, ...).

ODPOJOVAČ / RELÉ

Na základě nastavitelných požadavků lze pomocí odpojovače odpojit a opětovně připojit výstupní proudové svorky u přímých elektroměrů nebo pomocí interního relé ovládat externí odpojovač u nepřímých elektroměrů.

POMOCNÉ RELÉ

Elektroměr může být osazen až dvěma* pomocnými relé pro ovládání externích stykačů. Ovládání pomocných relé se provádí pomocí spínacích hodin (scheduleru) nebo dálkově.

VÝSTUPY SO

Elektroměr může být osazen až dvěma* pomocnými impulsními výstupy SO. Váha a délka impulsu je nastavitelná.

OCHRANA PROTI NAPADENÍ

Elektroměr je vybaven snímači sejmutí krytu svorkovnice, otevření krytu a pokusu o ovlivnění měření magnetickým polem, které signalizují manipulaci s elektroměrem.

KONSTRUKCE ELEKTROMĚRU

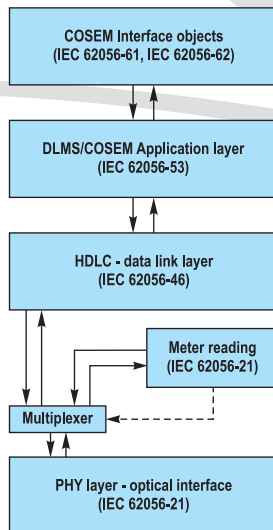
Konstrukce elektroměrů řady AMx60 odpovídá tradičnímu osvědčenému pojetí a je navržena tak, aby odolávala náročným provozním podmínkám, umožňovala snadnou manipulaci a měla zvýšenou odolnost proti neoprávněným odběrům. Plombovací místa zaručují bezpečnou kontrolu neoprávněného zásahu na zakrytá místa elektroměru. Konstruktivní řešení umožňuje jednoduchou instalaci. Pouzdro i svorkovnice elektroměru svými rozměry odpovídají standardu DIN 43857. Kryt umožňuje skládání elektroměrů na sebe při skladování.



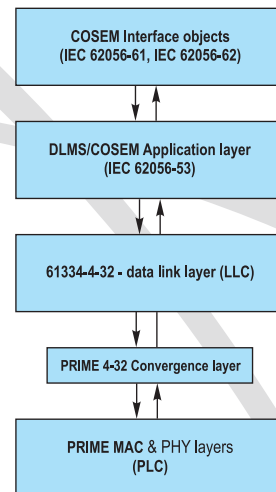
KOMUNIKAČNÍ ROZHRAŇÍ ELEKTROMĚRU

S elektroměrem může být komunikováno přes opto, PLC-PRIME nebo GPRS rozhraní.

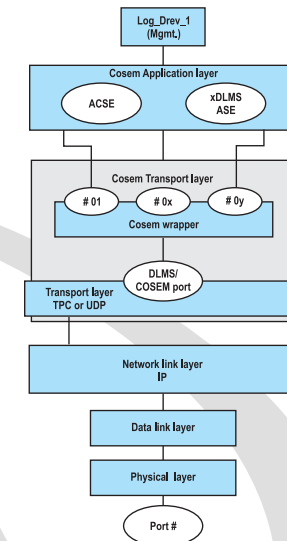
Opto rozhraní



PLC – PRIME rozhraní



GPRS rozhraní



NORMY A STANDARDY:

- EN 50 470-1** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) – Část 1: Všeobecné požadavky, zkoušky a zkušební podmínky – Měřicí zařízení (třídy A, B a C)
- EN 50 470-3** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) – Část 3: Zvláštní požadavky - Statické činné elektroměry (třída A, B a C)
- EN 60529** STUPNĚ OCHRANY KRYTEM (KRYTÍ - IP KÓD)
- EN 62052-21** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) - Všeobecné požadavky, zkoušky a zkušební podmínky - Část 21: Zařízení pro ovládání tarifu a zátěže
- EN 62052-11** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) - Všeobecné požadavky, zkoušky a zkušební podmínky - Část 11: Elektroměry
- EN 62053-21** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) - Zvláštní požadavky - Část 21: Sítidavé statické činné elektroměry (třídy 0,5, 1 a 2)
- EN 62053-23** Vybavení pro měření elektrické energie (AC) – Zvláštní požadavky – Část 23: Statické elektroměry pro jalovou energii (třídy 2 a 3)
- EN 62054-21** Měření elektrické energie (AC) - Ovládání tarifu a zátěže - Část 21: Zvláštní požadavky pro časové spínače
- EN 62056-21** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 21: Přímá místní výměna dat
- EN 62056-46** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 46: Vrstva datového spoje používající HDLC protokol
- EN 62056-47** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 47: Přenosové vrstvy COSEM v sítích IPv4
- EN 62056-53** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 53: Aplikační vrstva COSEM
- EN 62056-61** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 61: Systém identifikace objektů (OBIS)
- EN 62056-62** Měření elektrické energie - Výměna dat pro odečet elektroměru, řízení tarifu a regulaci zátěže - Část 62: Třídy rozhraní
- EN 60068** Zkoušení vlivů prostředí
- EN 60068-2-1** Zkoušení vlivů prostředí - Část 2-1: Zkoušky - Zkouška A: Chlad
- EN 60068-2-2** Zkoušení vlivů prostředí - Část 2-2: Zkoušky - Zkouška B: Suché teplo
- EN 61000** Elektromagnetická kompatibilita (EMC)
- EN 61000-4-2** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-2: Zkušební a měřicí technika - Elektrostatický výboj - Zkouška odolnosti
- EN 61000-4-3** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-3: Zkušební a měřicí technika - Vyzařované vysokofrekvenční elektromagnetické pole - Zkouška odolnosti
- EN 61000-4-4** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-4: Zkušební a měřicí technika - Rychlé elektrické přechodné jevy/skupiny impulzů - Zkouška odolnosti
- EN 61000-4-5** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-5: Zkušební a měřicí technika - Rázový impulz - Zkouška odolnosti
- EN 61000-4-6** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-6: Zkušební a měřicí technika - Odolnost proti rušením šířeným vedením, indukovaným vysokofrekvenčními poli
- EN 61000-4-8** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-8: Zkušební a měřicí technika - Magnetické pole síťového kmitočtu - Zkouška odolnosti
- EN 61000-4-11** Elektromagnetická kompatibilita (EMC) - Část 4-11: Zkušební a měřicí technika - Krátkodobé poklesy napětí, krátká přerušení a pomalé změny napětí - Zkoušky odolnosti



TECHNICKÁ DATA

Základní údaje	AM160	AM360.D
Připojení	Přímé dvou vodičové	Přímé čtyřvodičové
Jmenovité napětí U_n	220 nebo 230 V	3 x 220 / 380 V nebo 3 x 230 / 400 V
Stanovený provozní rozsah napětí	0,9 až 1,1 U_n	0,9 až 1,1 U_n
Mezní pracovní rozsah napětí	85 až 270 V (fáze-střední vodič)	85 až 460 V (spodní mez je určena napětím fáze – střední vodič a horní mez je určena napětím fáze – fáze)
Jmenovitá frekvence f_n	50 Hz	50 Hz
Mezní pracovní rozsah frekvence	$\pm 5 \% f_n$	$\pm 5 \% f_n$
Spotřeba každého napěťového obvodu (včetně napájení komunikačního modulu PLC)	maximálně 2 W, max. 4 VA kapacitně	maximálně 1,5 W, max. 3 VA kapacitně
Spotřeba vazebního obvodu PLC	max. 10 VA kapacitních < 0,3 VA při $I = 5$ A < 1,2 VA při $I = 10$ A < 2,7 VA při $I = 15$ A < 4,8 VA při $I = 20$ A	max. 10 VA kapacitních na fázi L1 < 0,3 VA při $I = 5$ A < 1,2 VA při $I = 10$ A < 2,7 VA při $I = 15$ A < 4,8 VA při $I = 20$ A
Spotřeba každého proudového obvodu včetně vlivu odpojovače		
Dle EN50470-1, EN50470-3 (měření činné energie)		
Referenční proud I_{ref}	5, 10, 15 nebo 20 A	5, 10, 15 nebo 20 A
Maximální proud I_{max}	40, 60 nebo 80 A	60, 80 nebo 100 A
Přechodový proud I_p	0,1 I_{ref}	0,1 I_{ref}
Minimální proud I_{min}	0,5 I_p	0,5 I_p
Náběhový proud I_a	0,02 I_p	0,02 I_p
Třída přesnosti pro měření činné energie	A nebo B	A nebo B
Dle EN 62052-11, EN62053-23 (měření jalové energie)		
Základní proud I_b	shodný s I_{ref} pro činnou energii	shodný s I_{ref} pro činnou energii
Maximální proud I_{max}	shodný s I_{max} pro činnou energii	shodný s I_{max} pro činnou energii
Náběhový proud I_a	0,004 I_b	0,004 I_b
Třída přesnosti pro měření jalové energie	2 nebo 3	2 nebo 3
Technické údaje odpojovače		
Maximální spínací výkon		25 000 VA
Maximální spínací napětí	250 V	380 V
Maximální spínací proud	80 A	100 A
Mechanická životnost	1×10^5 sepnutí	5×10^5 sepnutí
Elektrická životnost	5×10^3 sepnutí	5×10^3 sepnutí
Hmotnost a rozměry		
Hmotnost	0,8 / 0,75 kg	1,75 / 1,3 kg
Šířka	125 mm	178 mm
Výška	204 mm	284 mm
Hloubka	74 mm	70 mm
Rozteč otvorů pro instalaci dle nákresu (šířka x výška)	105 mm x 155/175 mm	150 mm x 210/230 mm
Provedení krytu	dle DIN 43857	dle DIN 43857
Pracovní poloha	vertikální	vertikální
Připojení proudových a středních vodičů		
Připojovací šrouby	M5 x 10 mm	M6 x 14 mm
Točivý moment	3,2 Nm	5,6 Nm
Průměr svorek	7,2 mm	7,2 mm
Maximální průřez vodiče	35 mm ²	35 mm ²
Minimální průřez vodiče	4 mm ²	4 mm ²
Tvar hlavičky šroubu / průměr	CH (cylindrická hlava) / 6,5 mm	CH (cylindrická hlava) / 6,5 mm
Křížová drážka šroubu	SL - PZ (Combination Slot – Pozdrívne, velikost 2 dle ISO 4757)	SL - PZ (Combination Slot – Pozdrívne, velikost 2 dle ISO 4757)
Třída pevnosti	5,8	5,8
Výstupy		
Displej (dle provedení)	4+7 (standardní) nebo 8+8 (rozšířený)	4+7 (standardní) nebo 8+8 (rozšířený)
Testovací LED činné energie	programovatelné, obvykle 10 000 imp/kWh	programovatelné, obvykle 10 000 imp/kWh
Testovací LED jalové energie	programovatelné, obvykle 10 000 imp/kvarh	programovatelné, obvykle 10 000 imp/kvarh
Výstup SO 0 - 2* (počet dle provedení)	Třída A dle ČSN EN 62053-31	Třída A dle ČSN EN 62053-31
Výstup pomocného relé 0 - 2* (počet dle provedení)	Zapínací kontakt 5 A / 250 V	Zapínací kontakt 5 A / 250 V
Reálný čas		
Přesnost	dle EN 62054-21	dle EN 62054-21
Čas zálohy	minimálně 4 roky	minimálně 4 roky
Typ baterie	Panasonic CR2354	Panasonic CR2354
Vliv okolí		
Pracovní teplota	- 25 °C až + 70 °C	- 25 °C až + 70 °C
Skladovací teplota	- 35 °C až + 70 °C	- 35 °C až + 70 °C
Stupeň krytí	IP 53	IP 53

* dle HW a FW modifikace

Technická specifikace č.: TS.0015.02.CZ, prosinec 2015



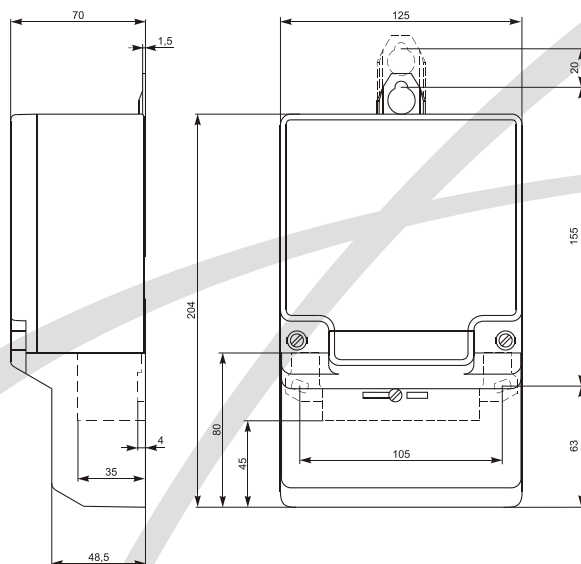
TECHNICKÁ DATA

Základní údaje		AM360.I
Připojení		Přes transformátory proudu
Jmenovité napětí U_n		3 x 220 / 380 V nebo 3 x 230 / 400 V
Stanovený provozní rozsah napětí		0,9 až 1,1 U_n
Mezní pracovní rozsah napětí		85 až 460 V
Jmenovitá frekvence f_n		(spodní mez je určena napětím fáze – střední vodič a horní mez je určena napětím fáze – fáze)
Mezní pracovní rozsah frekvence		50 Hz
Spotřeba každého napětového obvodu (včetně napájení komunikačního modulu PLC)		maximálně 1,5 W, max. 3 VA kapacitně
Spotřeba vazebního obvodu PLC		max. 10 VA kapacitních na fázi L1
Spotřeba každého proudového obvodu		< 0,3 VA při $I = 5$ A
Dle EN50470-1, EN50470-3 (měření činné energie)		
Referenční proud $I_{ref} = I_n$		1, 2 nebo 5 A
Maximální proud I_{max}		2, 4 nebo 6 A
Přechodový proud I_p		($0,05 * I_{ref}$) => 0,05; 0,1 nebo 0,25 A
Minimální proud I_{min}		($0,2 * I_{ref}$) => 0,01; 0,02 nebo 0,05 A
Náběhový proud I_{st}		($0,02 * I_{ref}$) => 0,001; 0,002 nebo 0,005 A
Třída přesnosti pro měření činné energie		B nebo C
Dle EN 62052-11, EN62053-23 (měření jalové energie)		
Základní proud I_n		shodný s I_{ref} pro činnou energii
Maximální proud I_{max}		shodný s I_{max} pro činnou energii
Náběhový proud I_{st}		0,003 I_n
Třída přesnosti pro měření jalové energie		2 nebo 3
Technické údaje relé (odpojovač)		
Maximální spínací výkon		2 000 VA
Maximální spínací napětí		277 V
Maximální spínací proud		8 A
Mechanická životnost		1×10^7 sepnutí
Elektrická životnost		1×10^6 sepnutí
Hmotnost a rozměry		
Hmotnost		1,3 kg
Šířka		178 mm
Výška		284 mm
Hloubka		70 mm
Rozteč otvorů pro instalaci dle nákresu (šířka x výška)		150 mm x 210/230 mm
Provedení krytu		dle DIN 43857
Pracovní poloha		vertikální
Připojení proudových a středních vodičů		
Připojovací šrouby		M6 x 14 mm
Točivý moment		5,6 Nm
Průměr svorek		7,2 mm
Maximální průřez vodiče		35 mm ²
Minimální průřez vodiče		4 mm ²
Tvar hlavičky šroubu / průměr		CH (cylindrická hlava) / 6,5 mm
Křížová drážka šroubu		SL - PZ (Combination Slot – Pozdrive, velikost 2 dle ISO 4757)
Třída pevnosti		5,8
Výstupy		
Displej (dle provedení)		4+7 (standardní) nebo 8+8 (rozšířený)
Testovací LED činné energie		programovatelné, obvykle 10 000 imp/kWh
Testovací LED jalové energie		programovatelné, obvykle 10 000 imp/kvarh
Výstup S0 0 - 2* (počet dle provedení)		Třída A dle ČSN EN 62053-31
Výstup pomocného relé 0 - 2* (počet dle provedení)		Zapínací kontakt 5 A / 250 V
Reálný čas		
Přesnost		dle EN 62054-21
Čas zálohy		minimálně 4 roky
Typ baterie		Panasonic CR2354
Vliv okolí		
Pracovní teplota		-25 °C až +70 °C
Skladovací teplota		-35 °C až +70 °C
Stupeň krytí		IP 53

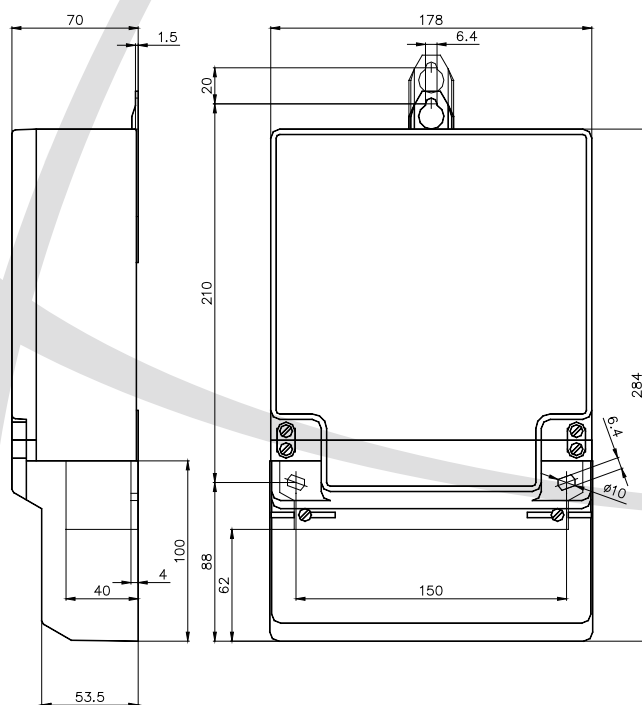
* dle HW a FW modifikace



ROZMĚROVÝ NÁČRT AM160

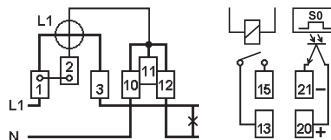
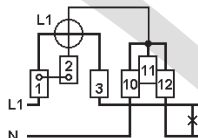


ROZMĚROVÝ NÁČRT AM360, AM360.I

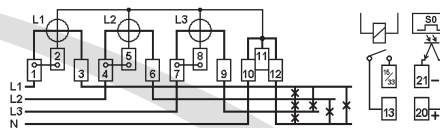
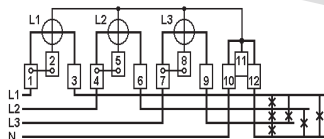




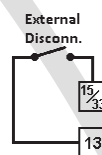
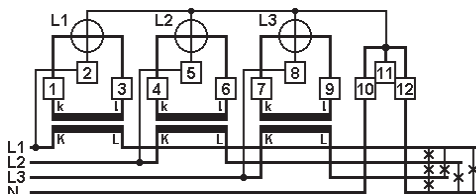
PŘÍKLADY SCHÉMÁT PŘIPOJENÍ AM160



AM360.D



AM360.I



INSTALACE

Montáž se provádí pomocí tří šroubů na tzv. kříž. Rozteč je možné nastavit vysunutím oka na dva rozměry. Elektroměr musí být upevněn na pevně uchycený a ohni odolný objekt. Podrobné pokyny pro instalaci následují dále.

OPRÁVNĚNÍ PRO INSTALACI

Pro instalaci elektroměru je nutné zabezpečit následující požadavky:

- instalaci smějí provádět osoby znalé nebo znalé s vyšší kvalifikací, které byly náležitě vyškoleny
- instalaci je možné provádět pouze na k tomu účelu připravené a upravené plochy, což je nutné před zahájením instalace zkontrolovat
- instalace se uskutečňuje podle přípojovacích podmínek uživatele

PROVÁDĚNÍ INSTALACE

K instalaci je nezbytné použít:

- elektroměr se správným označením, se správně vyplněným štítkem a s předepsanými plombami
- přípojovací schéma elektroměru
- předepsaný spojovací materiál pro upevnění elektroměrů (šrouby, ...)
- plomby a plombovací kleště pro zaplombování krycí destičky a krytu svorkovnice
- předepsané, nepoškozené nářadí
- indikační nebo měřicí přístroj

Připojení vodičů

- změřit, zda jsou přívodní vodiče bez napětí
- odizolovat potřebnou délku přívodních vodičů
- zastrčit vodiče do odpovídajících svorek svorkovnice, utáhnout svorkovnicové šrouby odpovídajícím momentem (viz. technická data)

Mají-li vodiče malý průřez, je nutné dbát na jejich správné umístění ve svorkovnici. Správné umístění je takové, aby byl vodič umístěn ve žlábků svorkovnice. K ověření, že je vodič správně k pásku přitisknut se doporučuje použít zkušební měřicí přístroj.

Kontrola připojení

Po instalaci je vhodné zkontrolovat:

- zda-li je spojen můstek mezi napětovou a proudovou svorkou v horní části svorkovnice
- dokonalé dotažení šroubů svorkovnice
- zda-li je ve správném pořadí připojen vstupní a výstupní vodič
- zda-li je správně připojen nulový vodič – nesprávné připojení může vést ke zničení elektroměru
- funkci elektroměru, zda svítí příslušné LED diody, nebo zda jsou zobrazovány odpovídající znaky na displeji (není chybové hlášení)
- správnost přepínání a označování sazeb

Po úspěšné kontrole namontovat kryt svorkovnice a zaplombovat jej.



DIAGNOSTIKA TYPICKÝCH PROBLÉMŮ

Displej se nerozsvítí	<ul style="list-style-type: none"> ● v přívodních vodičích není napětí ● jsou rozpojeny derivační propojky ● elektroměr je určen pro jiné napětí
Blikají postupně L1, L2, L3	<ul style="list-style-type: none"> ● nesprávné pořadí fází (prohodte libovolné 2 fáze)
Nesvítí některý ze symbolů L1, L2, L3	<ul style="list-style-type: none"> ● chybí příslušné fázové napětí
Elektroměr nekomunikuje s výtčovým zařízením (PDA, PC, ...)	<ul style="list-style-type: none"> ● není připojena optická hlavice k PC, PDA, ... ● nevhodně nastavený sériový port na PC, PDA, ... ● nesprávně nastavená startovací rychlost ● SW nepodporuje tento typ zařízení
Elektroměr nekomunikuje s centrálou (nadměřeným systémem)	<ul style="list-style-type: none"> ● slabý signál pro komunikaci ● nadměrné rušení komunikačního signálu ● neznámý elektroměr pro centrálu ● nesprávná (nebo žádná) AMM adresa elektroměru

ÚDRŽBA A SKLADOVÁNÍ

Péče a údržba

Produkt je bezúdržbový výrobek se stanovenou minimální provozní životností 15 let. Pro případné čištění vnějšího povrchu od prachu a jiných nečistot výrobce nedoporučuje užití organických rozpouštědel, agresivních chemikálií a abrazivních čisticích prostředků. Je nutné dodržovat předepsané skladovací teploty, jejich nedodržení může zkrátit životnost elektronických součástí. Dále se musí výrobek chránit před mokrem a vlhkem. Srážky, vlhkost a tekutiny obsahující minerály způsobují korozi elektrických obvodů, pokud přístroj navlhne. Produkt je určen pro vnitřní použití, tzn. může být používán pouze v místech poskytujících přídatnou ochranu vůči vlivům venkovního prostředí (např. v budově nebo ve skřínce). Dále se nesmí pokládat a ani sušit položením na zdroj tepla nebo vkládat do zdroje tepla (např. mikrovlnná trouba, klasická trouba nebo radiátor), mohl by se přehřát a některé jeho části mohou explodovat. Nelze jej vystavovat nadměrnému teplu, může dojít k deformaci krytů. Přístroj se neuchovává v chladných prostorách, zvláště s následným opětovným ohřevem (na nominální provozní teplotu), vlhkost pak může v přístroji kondenzovat a poškodit elektronické součástky, nebo dojít ke snížení izolačních vlastností.

Servis

Servis zajišťuje společnost ZPA Smart Energy a.s., Komenského 821, 541 01 Trutnov, Česká republika, trademark Smart Energy, tel. + 420 499 907 111, e-mail zpa@zpa.cz, www.zpa.cz .

Přeprava

Pro přepravu musí být výrobek zabalen buď v originálním balení, v jakém byl dodáván výrobcem nebo v takovém balení, které nemůže zapříčinit poškození v důsledku manipulace nebo přepravy.

BEZPEČNOST

Upozornění výrobce

Výrobek je schopen bezpečného provozu. Výrobce vydal EU prohlášení o shodě dle zák. 90/2016 Sb.

I přes tuto skutečnost však výrobce upozorňuje na riziko možného nebezpečí vyplývajících z nesprávné manipulace nebo nesprávného použití výrobku:

- Montáž a údržbu musí provádět osoba znalá s příslušnou elektrotechnickou kvalifikací dle Vyhlášky 50, § 5.
- Výrobek nesmí být užíván k jiným účelům, než je vyroben.
- Výrobek nesmí být svévolně upraven oproti typovému provedení.
- Výrobek nesmí být provozován na jiné napětí, proud a kmitočet, než byl vyroben nebo odborně upraven.
- Výrobek musí být umístěn a zajištěn tak, aby byla znesnadněna, případně znemožněna manipulace osobám bez elektrotechnické kvalifikace, zejména dětem.
- Před každým novým uvedením do provozu např. po opravě, údržbě apod. musí být obnoveno v plném rozsahu krytí a všechna opatření pro zajištění bezpečnosti a provedena revize revizním technikem.
- Při provozu je třeba dbát na to, aby v prostoru, kde je výrobek instalován, nevzniklo nebezpečí požáru nebo výbuchu při vzniku plynů, výparů hořlavých kapalin a výskytu hořlavého prachu.
- Každá manipulace s výrobkem osobou znalou, mimo měření izolovanými hroty měřicího přístroje, musí být prováděna bez napětí.
- Výrobek nesmí být provozován v podmínkách a prostředí, které nezaručují bezpečný provoz (např. umístění na hořlavém podkladu, kryt z hořlavého materiálu, nedokonalé krytí proti vniknutí cizích těles případně proti vodě nebo jiným kapalinám).
- Výrobek musí být umístěn a provozován ve vnitřním prostředí, tzn. v místech poskytujících přídatnou ochranu vůči vlivům venkovního prostředí (např. v budově nebo ve skřínce).
- Výrobek nesmí být provozován v podmínkách a prostředí s větším chvěním a otřesy.

Jestliže uživatel nebude respektovat některé ze shora uvedených upozornění a jestliže v příčinné souvislosti s tímto nedodržením vznikne závada, odpovědnost výrobce za vadu nevzniká. Nedodržení doporučených skladovacích, provozních a bezpečnostních podmínek uvedených v odstavcích Péče a údržba a Bezpečnost může mít negativní vliv na životnost výrobku.

Odpovědnost

Majitel přístroje je zodpovědný za to, že všechny osoby, zabývající se prací s ním a následnou manipulací:

- Jsou kompetentní a kvalifikované v souladu s národními předpisy.
- Přečetly a pochopily příslušné části v tomto dokumentu.
- Přísně dodržují bezpečnostní předpisy a provozní údaje v jednotlivých kapitolách.

Majitel přístroje dále nese odpovědnost na:

- Ochranu osob;
- Prevenci poškození materiálu;
- Školení personálu.

BEZPEČNOSTNÍ POKYNY

Následující bezpečnostní pokyny je třeba dodržovat za všech okolností:

- Vodiče, ke kterým bude přístroj připojen, nesmějí být pod napětím ani při instalaci nebo při výměně. Kontakty pod napětím jsou životu nebezpečné. Z toho důvodu by měly být příslušné pojistky napájení odstraněny a uloženy na bezpečném místě, aby nemohly být nezodpovědnou osobou bez povšimnutí nahrazeny, dokud není práce dokončena.
- Před zahájením montáže přístroje musí být příslušný elektrický obvod odpojen od napájení. Zároveň musí být zabezpečeno, aby nemohlo dojít k nežádoucímu zapnutí jinými osobami. Před montáží je nutné se přesvědčit (zkouškou, měřicím přístrojem), zda k vypnutí skutečně došlo. Totéž platí i při výměně přístroje.
- Je třeba dodržovat místní bezpečnostní předpisy. Instalace měřidel musí být prováděna výhradně odborně kvalifikovanou a vyškolenou osobou.
- Sekundární obvody proudových transformátorů musí být zkratovány (v krytu svorkovnice) bez výjimky před otevřením. Vysoké napětí vzniklé přerušováním obvodů proudového transformátoru je životu nebezpečné a ničí transformátor.
- Transformátory v systému středního nebo vysokého napětí musí být uzemněny na jedné straně nebo v neutrálním bodě na sekundární straně. V opačném případě mohou být nabity na napětí, které přesahuje izolační sílu přístroje, a jsou také životu nebezpečné.
- Přístroj musí být během instalace držen či zajištěn pevně, jinak by mohl způsobit zranění při pádu.
- Nesmí být instalována měřidla, která spadla, i když nevykazují patrné známky poškození. Tato musí být vrácena k opětovnému otestování buď odpovídajícímu oddělení oprav, nebo přímo výroci. Vnitřní poškození může způsobit funkční poruchy nebo zkrat.
- Přístroj nesmí být v žádném případě čištěn pod tekoucí vodou nebo pomocí vysokotlakého zařízení. Průnik vody může způsobit zkrat. Je nutné respektovat stupeň krytí přístroje.

LIKVIDACE

Na základě údajů uvedených v certifikátu ISO 14001 jsou použité komponenty z velké části oddělitelné a mohou proto být přijaty k příslušné likvidaci nebo recyklaci. Přístroj musí být předán na konci své životnosti specializovaným firmám zabývajících se separací použitých materiálů a k jejich následné recyklaci. Nepoužívaný přístroj musí být likvidován ekologicky a v souladu se zákonem o odpadech.

Výrobek neobsahuje žádné radioaktivní, karcinogenní nebo jiné materiály mající negativní vliv na lidské zdraví nebo životní prostředí. Všechny plastové materiály jsou recyklovatelné.

Obalové materiály jsou recyklovatelné a na konci životnosti musejí být předány specializovaným společnostem jako zdroj druhotných surovin nebo energie.

Likvidace a právní předpisy ochrany životního prostředí

Pro likvidaci elektroměrů je nutné, bez výjimky, dodržovat lokální předpisy na ochranu životního prostředí.

Komponenty	Likvidace
Desky plošných spojů, LCD, LED	Elektronický odpad. Likvidace v souladu s místními předpisy
Baterie	Nebezpečný odpad. Likvidace v souladu s místními předpisy
Kovové části	Roztřídit a předat na sběrný dvůr k likvidaci v souladu s místními předpisy
Plastové komponenty	Roztřídit a předat k likvidaci či regeneraci v souladu s místními předpisy