



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Potenciál systému řízení spotřeby v distribuční síti PRE

Potential of Load-shedding system in distribution network PRE

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Pavel Glac

Bc. Jakub Martínek

Praha 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Martínek** Jméno: **Jakub** Osobní číslo: **406249**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající 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:

Potenciál systému řízení spotřeby v distribuční síti PRE

Název diplomové práce anglicky:

Potential of Load-shedding system in distribution network PRE

Pokyny pro vypracování:

- definujte systémy řízení spotřeby dle principu a oblastí použití
- porovnejte systémy řízení spotřeby se systémy zajišťující stabilitu v PS a se systémy Demand Side Response
- analyzujte provoz systémů řízení spotřeby v průmyslových podnicích
- zhodnoťte aplikovatelnost systému řízení spotřeby na distribuční síť PRE

Seznam doporučené literatury:

MÁSLO, Karel a kolektiv, 2013. Řízení a stabilita elektrizační soustavy. In: Československá odborná sekce IEEE PES
ZHANG, Hao-Tian, Loi Lei LAI a Jiebei ZHU, 2013. A Novel Automatic Load Shedding Scheme to Improve Survivability of Distribution Networks. In: 2013 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Pavel Glac, PREdistribuce, a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2017**

Platnost zadání diplomové práce: **25.05.2018**

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen 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 studenta

PROHLÁŠENÍ

„Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

V Praze dne 26. 5. 2017

.....
Jakub Martínek

PODĚKOVÁNÍ

Chtěl bych rád poděkovat mému vedoucímu panu Ing. Pavlovi Glacovi za jeho trpělivý a ochotný přístup při řešení problému a hledání východisek při zpracovávání této práce. Nesmím také zapomenout na pana Schmidta z PREdistribuce, který mi pomohl shromáždit potřebná data. V neposlední řadě obrovské díky patří mé rodině, která mě podporovala po celou dobu mého studia.

V Praze dne 26. 5. 2017

Jakub Martínek

ABSTRAKT

Cílem této diplomové práce je zhodnotit potenciál řízení spotřeby na území distribuční společnosti PREdi zahrnující oblast Prahy a přilehlých Rožtok z pohledu jak ekonomické využití tak zvýšení zabezpečení dodávek elektrické energie. V úvodní části popisují příčinu přistupování k řízení spotřeby v souvislosti s bezpečností, stabilitou a kvalitou dodávek v síti a s tím související porovnání se systémovými a podpůrnými službami. V praktické části hodnotím potenciál řízení v jednotlivých sektorech – velkoodběr, maloodběr podnikatelů a domácností – a jejich přínos jak pro distribuční společnost z pohledu vyrovnávání diagramu zatížení nebo nouzového odpojování zatížení, tak i pro obchodníka s elektrickou energií z pohledu úspor na nákup elektrické energie.

KLÍČOVÁ SLOVA

energetika, řízení spotřeby, distribuce, distribuční síť, podpůrné služby, bezpečnost

ABSTRACT

The aim of this diploma thesis is to evaluate the potential of consumption management in the area of the distribution company PREdi including the Prague and the Rožtoky in terms of both economic utilization and increased security of supply of electricity. The introductory section describes the causes of approach to power management in relation to the security, stability and quality of electricity delivery and the related comparison with system and ancillary services. The practical part assesses potential of management in particular sectors - industry, business and household - their contribution to the distribution grid from the point of view of the load balancing or emergency load disconnection, as well as the electricity trader in terms of savings for purchasing electricity.

KEY WORDS

electric power, power consumption management, distribution, distribution grid, ancillary services, safety

Obsah

Úvod	8
1 Stabilita sítě	9
1.1 Napěťová stabilita sítě.....	10
1.2 Frekvenční stabilita sítě.....	13
1.3 Napěťový a frekvenční kolaps	15
2 Kvalita a spolehlivost dodávané elektrické energie	17
2.1 Kvalita kmitočtu sítě.....	17
2.2 Kvalita napětí.....	18
2.3 Spolehlivost dodávky.....	18
3 Systémové služby přenosové soustavy	20
3.1 Podpůrné služby	20
3.1.1 Primární regulace f bloku	21
3.1.2 Sekundární regulace P bloku	22
3.1.3 Sekundární regulace U/Q	22
3.1.4 Minutová záloha	22
3.1.5 Snížení výkonu	23
3.1.6 Schopnost ostrovního provozu.....	23
3.1.7 Schopnost startu ze tmy	24
3.2 Porovnání PpS se systémy řízení spotřeby	24
4 Metody řízení spotřeby	25
4.1 Principy řízení spotřeby	25
4.2 Load-shedding v průmyslu	26
4.3 Napěťově řízené odlehčování zatížení	27
4.3.1 Použití napěťově řízeného odlehčování	27
4.4 Frekvenčně řízené odlehčování zatížení.....	29
4.4.1 Použití frekvenčně řízeného odlehčování	30
4.5 Ekonomicky motivované řízení spotřeby	30
4.5.1 Systém Hromadného dálkového ovládání.....	35
4.5.2 Demand Side Response	36

4.6	Řízení spotřeby v ostrovním provozu.....	37
5	Systémy řízení spotřeby v průmyslu	38
5.1	Rychlé výkonově řízené odlehčování zatížení.....	39
5.2	Dynamické výkonově řízené odlehčování zatížení.....	40
5.3	Frekvenčně řízené odlehčování zatížení	42
6	Charakteristika distribuční sítě PRE	43
6.1	Schéma sítí VVN	44
6.2	Napájecí uzly sítě.....	45
6.3	Členění distribuční sítě.....	46
6.4	Vlastní zdroje v síti	47
6.5	Spotřeba v síti.....	48
6.5.1	Potenciál řízení u velkoodběru.....	48
6.5.2	Potenciál řízení u maloodběru podnikatelů.....	49
6.5.3	Potenciál řízení u maloodběr domácností	50
7	Řízení spotřeby z pohledu bezpečnosti dodávky	52
7.1	Potenciál nouzového řízení spotřeby domácností.....	53
7.2	Nouzové odlehčování zatížení.....	53
8	Ekonomické přínosy řízení spotřeby u maloodběratelů	54
8.1	Analýza oblasti sídliště Háje	54
8.2	Poznatky z analýzy.....	57
8.3	Analýza oblasti hl. města Prahy	58
8.4	Závěry ekonomický přínosů	63
9	Řízení spotřeby a elektromobilita.....	64
	Závěr	65
	Seznam použitých zdrojů.....	68
	Seznam obrázků.....	70
	Seznam tabulek	71
	Seznam příloh.....	71

Úvod

Již od počátků rozvoje elektrizačních soustavy bylo zásadní úlohou jejího provozu zajištění bezpečného, spolehlivého a souvislého zásobování elektrickou energií v dané kvalitě bez ohledu na změny poptávky odběratelů. V dnešní době je tento problém vyřešen na straně výroby, přenosu a distribuce dostatečnou zdrojovou základnou a robustní sítí, které jsou schopny dodávat energii dle požadavků poptávky. Vytvořením rozsáhlé připojené sítě se sice omezila citlivost soustavy na náhodné změny, ale zvýšilo se riziko kolapsu celého systému, ať už v důsledku výkonové nerovnováhy výroba-spotřeba nebo v důsledku přetížení vedení a lavinového efektu.

Jedním z úkolů provozovatele přenosové soustavy (PPS) je zabezpečit kvalitu a spolehlivost dodávky elektrické energie v rámci přenosové soustavy, což se souhrnně nazývá systémové služby. Důležitou roli v tomto systému vyrovnávání vah výroby a spotřeby hrají zdroje poskytující podpůrné služby PPS regulací svých výrobních bloků. Tímto způsobem lze zabezpečit frekvenční a napěťovou stabilitu a výkonovou rovnováhu v síti. Ovšem zdroje poskytující tyto služby tak nečiní z povinnosti ale z možnosti motivované ekonomickými a technickými výhodami plynoucími z této činnosti. Regulace zdrojů navíc nevyřeší všechny problémy spojené se změnou poptávky, přetížení vedení je jedním z těchto potíží a jedinou možností, pokud nevezmeme v úvahu změnu síťového uspořádání, je změna odebírané elektrické energie na straně spotřeby.

V první části práce o řízení spotřeby se zaměřím na principy, na kterých fungují systémy řízení spotřeby, jako je vhodná velikost, správné časování a umístění řízené spotřeby. Dále se zabývám reálným použitím systémů řízení spotřeby jak v malých průmyslových sítích, pro které se původní řízení vyvíjelo, tak použitím v přenosových a distribučních sítích. Jako příklad použití těchto systémů v praxi uvádím bezpečnostní systém v kanadském Québecu, jež v případě přetížení dálkového vedení snižuje spotřebu v oblasti spotřeby.

V poslední části zhodnotím aplikovatelnost systému řízení spotřeby v distribuční síti PRE z hlediska zabezpečení dodávky elektrické energie koncovým odběratelům a ekonomických přínosů plynoucích z řízení spotřeby u koncových odběratelů. V první řadě je ale nutné zjistit, zda je technicky realizovatelné přenést tyto systémy z malých průmyslových sítí do mnohonásobně komplikovanější distribuční sítě a poté zhodnotit, zda je to ekonomicky efektivní.

1 Stabilita sítě

Stabilita sítě je jednou ze základních podmínek přenosu elektrické energie od zdrojů ke spotřebičům. Z důvodu neskladovatelnosti elektrické energie je potřeba řídit výrobu nebo spotřebu tak, aby systém byl ve všech okamžicích v rovnováze. Rovnováha závisí na topologii sítě, řízení, regulaci, ale také na schopnosti reagovat na neočekávané situace tzv. rozruchy (angl. „*disturbance*“), mezi které patří poruchy na vedení, výpadky zdrojů nebo neočekávaná změna zatížení a které mohou vést k nevyváženosti soustavy. Přesná definice stability sítě je následující:

Stabilita sítě je schopnost energetické soustavy, pro daný okamžitý stav, znovu dosáhnout provozní rovnováhy poté, co byla vystavena vychýlení z rovnováhy, přičemž většina systémových prvků zůstane připojených k síti, a tedy prakticky celý systém zůstává neporušený.[1]

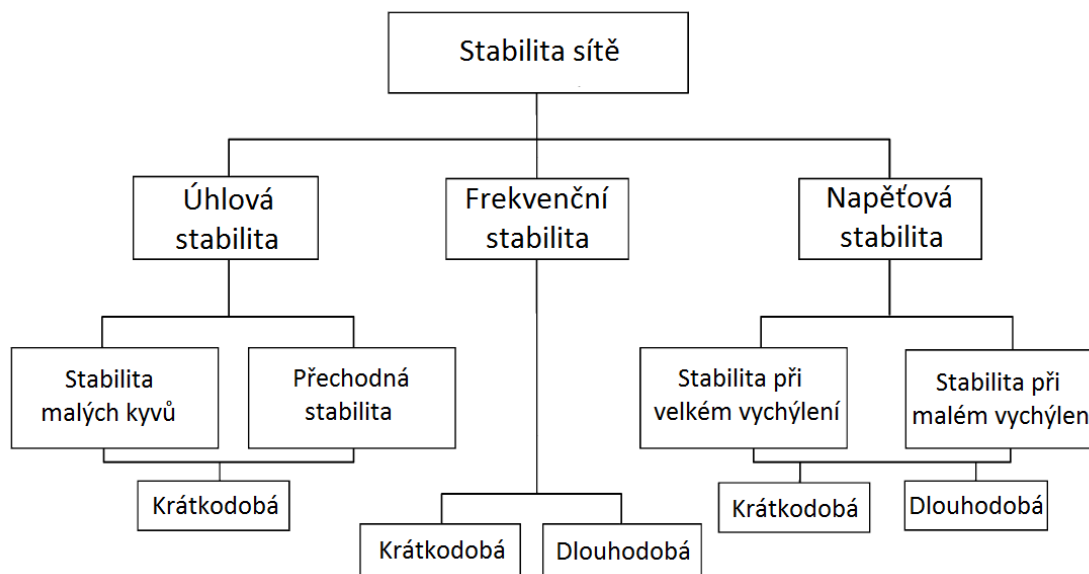
Energetická soustava je vysoce nelineární systém, který je provozován v neustále se měnícím prostředí – provozní podmínky, spotřeba a tím i výroba se mění nepřetržitě. Pokud dojde k vychýlení z rovnovážného stavu (rozruchu) je stabilita závislá jak na počátečním stavu soustavy tak na povaze narušení rovnováhy. Soustava je vystavována široké škále rozruchů. Malé výchylky jsou většinou ve formě změn zatížení a vyskytují se neustále, soustava musí být schopna přizpůsobit se novým podmínkám mezi spotřebou a výrobou. Musí také být schopna přestát četné závažné narušení rovnováhy, jako je například zkrat na vedení, přerušené vedení, velký změna spotřeby či klimatické faktory (úder blesku, vysoká teplota, silný vítr), které mohou narušit vedení. Závažné narušení může vést až k strukturálním změnám soustavy (ostrovní provoz) z důvodu izolace některých prvků soustavy.

Stabilita není zaručena při všech možných typech rozruchu. Bylo by velice nepraktické a neekonomické navrhovat síť schopnou přestát veškeré nerovnovážné stavy, především ty extrémní a nejméně pravděpodobné. Proto je systém navržen na odolání nejpravděpodobnějších narušení rovnováhy. Pro ostatní případy jsou stanoveny specifické scénáře, kdy se stabilita udrží za cenu částečného provozu sítě nebo se přistoupí k úplnému výpadku, aby došlo k co nejmenším škodám na systému. V této práci se budu zabývat také jedním z možných využití řízení spotřeby – odlehčováním zátěže při převažující spotřebě nad výrobou.

Stabilita sítě není jednoduchý jednorozměrný problém. Musí se k němu přistupovat komplexněji, čemuž napomáhají zjednodušující předpoklady a kategorizování jednotlivých částí stability dle:[1]

1. Fyzikální podstaty nestability
2. Velikost a předvídatelnost narušení stability
3. Zařízení, procesů a časového rozpětí, které musíme vzít v úvahu při posouzení stability

Konkrétní rozdělení stability elektrické sítě je dle předešlých kategorií znázorněno na Obr. 1.

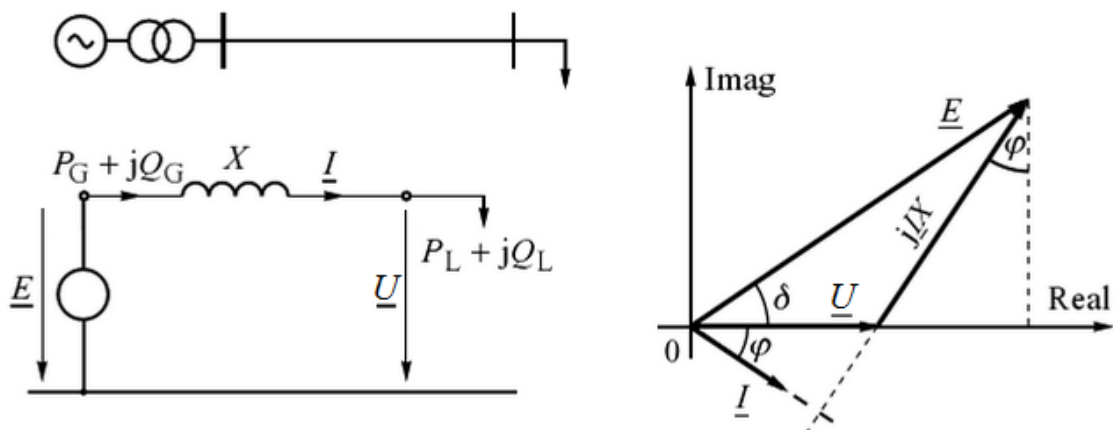


Obr. 1 - Rozdělení stability elektrické sítě [1][2]

Úhlová stabilita sítě se vztahuje ke schopnosti synchronních strojů (v ES generátorů) udržet svou činnost v synchronismu po předešlém rozruchu. Stabilita závisí na schopnosti udržet rovnováhu mezi mechanickým momentem poháněcího soustrojí a elektrickým momentem generátoru. Nestabilita může vést k zvětšujícímu se skluzu a následně ke ztrátě synchronizmu. Úhlová stabilita se rozděluje do dvou kategorií dle velikosti rozruchu na stabilitu malých kyvů (někdy též stabilnost v malém, angl. „*small-disturbance angle stability*“) a přechodovou stabilitu (někdy též stabilnost ve velkém, angl. „*transient stability*“). V obou případech jde o krátkodobou stabilnost, která se řeší v řádu vteřin a závisí na změnách vlastností sítě.[2] Dále se nebudu více zabývat úhlovou stabilitou, protože řízení spotřeby se používá především pro udržení frekvenční a napěťové stability, neboli udržení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou, na které se v následujících částech práce zaměřím.

1.1 Napěťová stabilita sítě

Napěťová stabilita se vztahuje ke schopnosti energetické soustavy udržet stálé napětí na všech vedeních po předešlém vychýlení z rovnováhy. Stabilita závisí na schopnosti udržet rovnováhu mezi vyžadovaným a dodávaným výkonem. Nestabilita může vést k postupnému propadu nebo nárůstu napětí na vedení.



Obr. 2 - Náhradní schéma přenosového vedení s fázorovým diagramem [3]

Pro vysvětlení stability přenosu se používá zjednodušené schéma (Obr. 2) zahrnující zdroj konstantního napětí E (v případě distribučních sítí tento zdroj nahrazuje nadřazenou přenosovou síť), idealizované vedení reprezentované indukčností X (u distribučních sítí se jedná převážně o krátká vedení VVN (110 kV), VN (22 kV a 35 kV) a NN (0,4 kV), kde zanedbáváme odpor a kapacitu vedení) a zatížením vedení (angl. „Load“) složeným z činné složky P_L a jalové složky Q_L .

Pro zatížení, které je závislé na napětí na konci vedení U , platí:

$$P_L(U) = UI \cos \varphi = U \frac{IX \cos \varphi}{X} = \frac{EU}{X} \sin \delta \quad (1)$$

$$Q_L(U) = UI \sin \varphi = U \frac{IX \sin \varphi}{X} = \frac{EU}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X}$$

Po odstranění úhlu mezi napětím na začátku a konci vedení matematickými operacemi, dostaneme výsledný vztah

$$\left(\frac{EU}{X}\right)^2 = [P_L(U)]^2 + \left[Q_L(U) + \frac{U^2}{X}\right]^2 \quad (2)$$

Tento vztah vyjadřuje veškeré možné stavy sítě s ohlednutím na závislost zátěže na napětí U . Pro určení maximálního přenositelného výkonu přes vedení a určení tzv. nosových křivek, se přidává zjednodušení ideálně tvrdé zátěže, výkon není závislý na napětí U .

$$P_L(U) = P_n \quad a \quad Q_L(U) = Q_n \quad (3)$$

Po dosazení do předchozí rovnice a upravení dostaneme výsledný vztah

$$P_n = -\frac{E^2}{X} \left(\frac{U}{E}\right)^2 \sin \varphi \cos \varphi + \frac{E^2 U}{X E} \cos \varphi \sqrt{1 - \left(\frac{U}{E}\right)^2 \cos^2 \varphi} \quad (4)$$

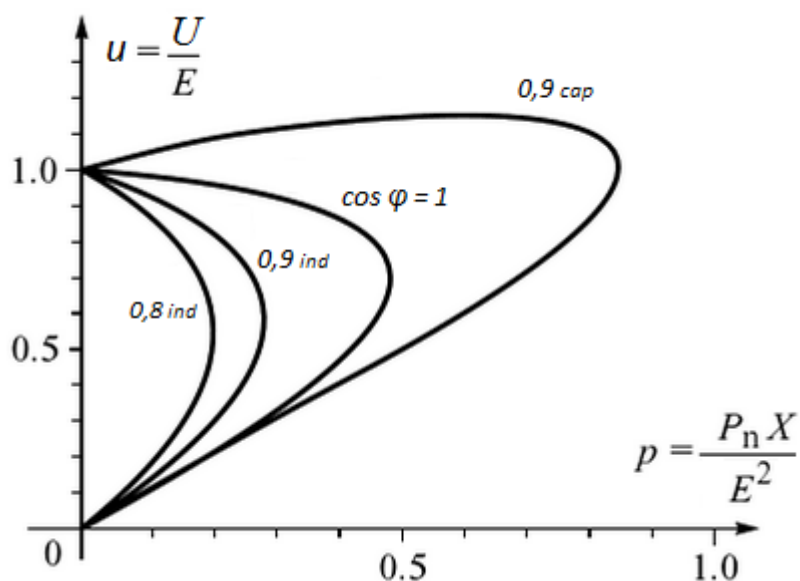
nebo také

$$p = -u^2 \sin \varphi \cos \varphi + u \cos \varphi \sqrt{1 - u^2 \cos^2 \varphi} \quad (5)$$

kde

$$u = \frac{U}{E} \quad a \quad p = \frac{P_n X}{E^2} \quad (6)$$

Grafickým řešením této rovnice jsou tzv. nosové křivky (Obr. 3), které znázorňují závislost napětí na konci vedení U na činné složce zatížení P_n při různých účinních $\cos \varphi$ při konstantním napětí na začátku vedení E .



Obr. 3 - Nosové křivky [3]

Z nosových křivek se dá zjistit maximální možný přenositelný výkon přes vedení. Například pro $\cos \varphi = 1$ je vrchol nosové křivky v bodě $p = 0,5$ z toho poté dostaneme $P_{n,\max} = E^2/2X$. Při kapacitním odběru se sice tato hodnota zvyšuje, ale protože se v sítích vyskytuje výhradně zatížení s induktivním charakterem, je toto navýšení irelevantní a počítá se převážně se snižováním při induktivní zátěži.

Omezení maximálním přenositelným výkonem je dáno induktivním charakterem vedení, jak je vidět na náhradním schématu (Obr. 2) nahrazujeme vedení indukčností X . S přenášeným výkonem do zátěže je spojen přenos jalového výkonu „spotřebovávaný vedením“. Čím vyšší chceme přenášet výkon do zátěže a čím dále je zátěž od zdroje, tím vyšší musíme dodávat jalový výkon do vedení, který je ale závislý na rozdílu mezi napětím na začátku a konci vedení. Narůstající odebíraný výkon vyvolává pokles napětí na konci vedení (Obr. 3).

1.2 Frekvenční stabilita sítě

Na rozdíl od napěťové stability, která je pro každou část sítě různá, frekvenční stabilita musí být vnímána jako stav celé propojené sítě. Většina malých vychýlení z rovnováhy je snadno dorovnána regulací bez toho, aniž by se musela omezit výroba nebo spotřeba. Pokud ale nastane velká změna zatížení sítě v důsledku odpojení či připojení nové zátěže či zdroje dojde k nerovnováze mezi dodávanou a požadovanou energií. Tato nerovnováha je zprvu kryta kinetickou energií roztočených rotorů turbín a generátorů. Po vyčerpání této „rezervy“ se změní frekvence proti směru vychýlení (při nedostatku výkonu frekvence klesne), čímž se udrží rovnováha mezi vyráběným a spotřebovávaným výkonem.

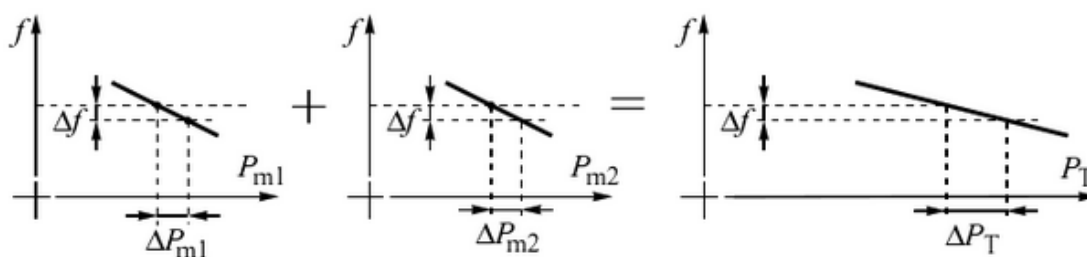
Pro zjednodušení využijí linearizované výkonové charakteristiky výrobních bloků (řízené zdroje většinou s parní turbínou a synchronním generátorem) [3] popsané rovnicí pro ustálený stav po odeznění přechodových dějů:

$$\frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}} = -k_i \frac{\Delta f}{f_n} \quad (7)$$

kde ΔP_{mi} - změna výkonu výrobního bloku i
 P_{ni} – jmenovitý výkon výrobního bloku i
 k_i – koeficient výrobního bloku i
 Δf – změna frekvence sítě
 f_n – frekvence sítě

Celkovou změnu výkonu sítě ΔP_T lze spočítat jako součet změn všech výkonů výrobních bloků matematicky pomocí rovnice (8) nebo graficky (Obr. 4):

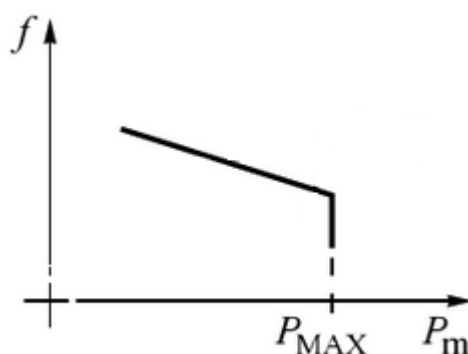
$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{k_i P_{ni}}{f_n} \quad (8)$$



Obr. 4 - Celková výkonová charakteristika sítě při neomezené výrobě [3]

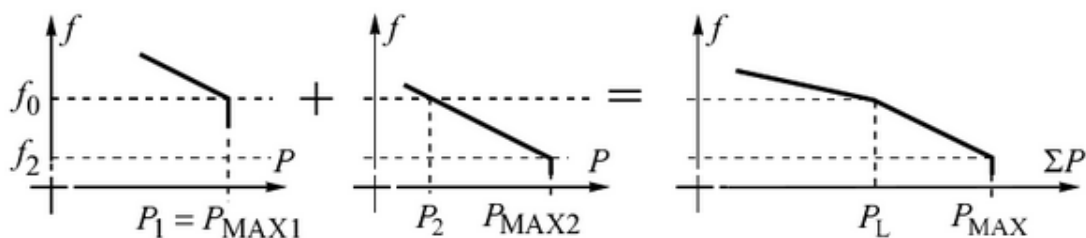
Tato celková výkonová charakteristika určuje schopnost sítě kompenzovat výkonovou nerovnováhu na úkor změny frekvence. Pro systém s velkým počtem výrobních bloků je charakteristika téměř vodorovná, tzn. i velká změna výkonu vyústí jen ve velmi malou změnu frekvence. To je jedna z výhod propojování výrobních bloků do rozsáhlých systémů.

Pro odvození charakteristiky jsem využil předpokladu, že jsou charakteristiky jednotlivých výrobních bloků lineární v celém rozsahu výkonu. V praxi je ale každý výrobní blok limitovaný minimálním a maximálním výkonem daným technickými parametry. Pro příklad uhelné elektrárny mají dán minimální výkon, který zajistí stabilitu hoření uhlí v kotli, a maximální výkon daný tepelnými a mechanickými vlastnostmi bloku. Pokud do charakteristiky přidáme limit maxima, bude vypadat následovně (Obr. 5).

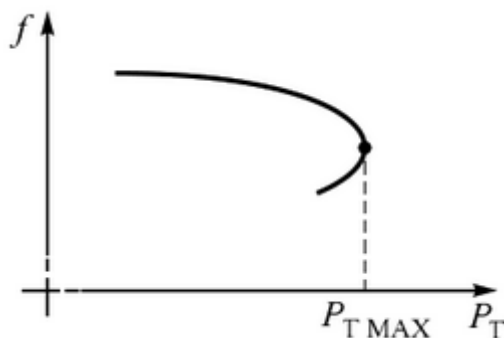


Obr. 5 - Výkonová charakteristika bloku [3]

Po zahrnutí maximálních výkonů do celkové výrobní charakteristiky sítě má křivka tvar lomené čáry (Obr. 6). Při proložení součtu všech charakteristik výrobních bloků plynulou křivkou zjistíme maximální možný výkon soustavy a průběh poklesu frekvence při zvyšování zatížení (Obr. 7)



Obr. 6 - Celková výkonová charakteristika sítě při zahrnutí maximálních výkonů bloků [3]



Obr. 7 - Celková výkonová charakteristika soustavy [3]

Při odvozování výkonové charakteristiky jsem neuvážoval ještě nad jedním problémem, který je patrný na charakteristice (Obr. 7), a to pokles výkonu výrobních bloků při výrazném poklesu frekvence soustavy. Výrobní bloky mají kromě minimálního a maximálního výkonu danou i minimální a maximální frekvenci, při které mohou vyrábět, viz Tab. 1.

Tab. 1 - Frekvenční pásma provozu elektráren [2]

Typ elektrárny	Uhelné	Jaderné	Vodní	Vodní přečerpávací výroba	Paro-plynové čerpání	Paro-plynové
Provoz						
Normální bez omezení	48.5 - 50.5	48.5 - 50.5	48.5 - 50.5	48.5 - 50.5	48.5 - 50.5	48.5 - 51.5
S časovým omezením	46 - 48.5	47.9 - 48.5	46 - 48.5	46 - 48.5	49 - 49.5	48 - 48.5
a omezením P a cos fi	50.5 - 53	50.5 - 51.5	50.5 - 53	50.5 - 53	50.5 - 53	51.5 - 52
Nepřípustný	f > 53	f > 51.5	f > 53	f > 53	f > 53	f > 52
	f < 46	f < 47.9	f < 46	f < 46	f < 49	f < 48

1.3 Napětový a frekvenční kolaps

Při navyšování zatížení na jednom vedení činným výkonem nad mez maximálního přenositelného výkonu dojde ke strmému pádu napětí tzv. *napětovému kolapsu* (angl. „*voltage collapse*“) někdy také nazývanému *napětovou lavinou* (angl. „*voltage avalanche*“), což odpovídá kladnému zpětnovazebnímu charakteru. Pokud se zatížení nachází ve svém kritickém bodě, poté každé malé navýšení činného výkonu

zátěže vytvoří deficit (zatížení bude větší než dodávka), což způsobí pokles napětí. Snížením napětí se deficit opět zvýší a tímto způsobem dojde k lavinovému efektu a pádu napětí prakticky na nulu.

Napěťový kolaps lze rozdělit na *úplný* a *částečný*. Při úplném napěťovém kolapsu dojde k poklesu napětí na minimum a k přerušení dodávky elektrické energie. Při částečném kolapsu dojde vlivem velkého zatížení k poklesu napětí pod stanovené přijatelné limity, ale nedojde k úplnému poklesu napětí a přerušení dodávky elektrické energie.

U frekvenčního kolapsu je situace obdobná s tím rozdílem, že se nejedná o jedno vedení, nýbrž o celou propojenou síť. Jak jsem psal v kapitole 1.2, při nedostatku výrobní rezervy a nárůstu spotřeby nad výrobou dojde k poklesu frekvence. Při překročení meze minimální frekvence výrobních bloků se pokles ještě urychlí snižováním výroby, až dojde k úplnému kolapsu tzv. *blackoutu*.

2 Kvalita a spolehlivost dodávané elektrické energie

Od stability sítě se odvozuje kvalita dodávané elektrické energie, za kterou jsou zodpovědní provozovatelé přenosových soustav (PPS) a provozované distribučních soustav (PDS). Dozorčím orgánem je v ČR Energetický regulační úřad (ERÚ) určující pokuty a odměny za nedodržování či naopak dodržování těchto parametrů. Ve své práci se zaměřím na distribuční soustavu, kde zjišťovanými charakteristikami jsou:

- a) kmitočet sítě
- b) velikost napájecího napětí
- c) odchylky napájecího napětí
- d) rychlé změny napětí
- e) krátkodobé poklesy napájecího napětí
- f) nesymetrie napájecího napětí
- g) harmonická napětí
- h) meziharmonická napětí
- i) úrovně napětí signálů v napájecím napětí
- j) krátkodobá přerušení napájecího napětí
- k) dlouhodobá přerušení napájecího napětí
- l) dočasná přepětí o síťovém kmitočtu mezi živými vodiči a zemí
- m) přechodná přepětí mezi živými vodiči a zemí

Výše uvedené charakteristiky a jejich hodnoty vycházejí z normy ČSN EN 50160 a z Pravidel provozování distribučních soustav (PPDS). Dále se budu zabývat charakteristikami, kvůli jejichž dodržování byly vyvinuty systémy řízení spotřeby.

2.1 Kvalita kmitočtu sítě

U kvality frekvence se musí rozlišovat, zda se jedná o distribuční soustavu (DS) připojenou synchronně na propojený systém (v ČR na přenosovou soustavu (PS)) nebo o ostrovní distribuční soustavu nepřipojenou na propojený systém. V obou případech je stejný jmenovitý kmitočet 50 Hz. U DS připojených na nadřazenou PS na hladině 110 kV zodpovídá za dodržování kvality frekvence PPS. Pravidla provozování distribučních soustav udávají hodnoty frekvence napětí elektřiny dodávané z PS následně: [4]

Za normálních provozních podmínek musí být střední hodnota kmitočtu základní harmonické v následujících mezích:

- u systémů se synchronním připojením k propojenému systému

50 Hz ± 1 %	(tj. 49,5 - 50,5 Hz)	během 99,5 % roku
50 Hz +4/-6 %	(tj. 47 - 52 Hz)	po 100 % času
- u systémů bez synchronního připojení k propojenému systému (tj. ostrovní napájecí systémy)		
50 Hz ± 2 %	(tj. 49 - 51 Hz)	během 95 % týdne
50 Hz ± 15 %	(tj. 42,5 - 57,5 Hz)	po 100 % času

2.2 Kvalita napětí

Na rozdíl od frekvence je PPS zodpovědný za kvalitu napětí jen do předávacího místa PS/DS. Dále je za kvalitu zodpovědný PDS, který musí udržovat úroveň napětí na vedení nízkého napětí (NN), vedení vysokého napětí (VN) a vedení 110 kV, která spadají pod DS. Pro sítě NN jsou hodnoty jmenovitého napětí i odchylek dány normou ČSN EN 50160, pro sítě VN a 110 kV jsou dány PPDS, a to následovně:

- pro sítě NN

230 V ± 10 %	(tj. 207 - 253 V)	během 95 % roku
230 V +10/-15 %	(tj. 195,5 - 253 V)	po 100 % času

- pro sítě VN a 110 kV

jmenovitá hodnota ± 10 %		během 99 % roku
jmenovitá hodnota ± 15 %		po 100 % času

2.3 Spolehlivost dodávky

Dle vyhlášky č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, je povinen PDS vést *záznamy o kvalitě a všech dlouhodobých přerušeních přenosu nebo distribuce elektřiny v jím provozované soustavě*. [5]

Ukazateli nepřetržitosti distribuce jsou: [6]

a) Průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (SAIFI – System Average Interruption Frequency Index)

$$SAIFI = \frac{1}{N_s} \sum_{h=\{nn;vn;vvn\}} \sum_j n_{jh} \quad [\text{přerušení/rok}] \quad (9)$$

- b) Průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (SAIDI – System Average Interruption Duration Index)

$$SAIDI = \frac{1}{N_s} \sum_{h=\{nn;vn;vvn\}} \sum_j t_{sjh} \quad [min/rok] \quad (10)$$

- c) Průměrná doba trvání jednoho přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období (CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad [min] \quad (11)$$

- kde N_s je celkový počet zákazníků v soustavě na všech hladinách napětí ke konci předchozího kalendářního roku
- h je označení napěťové hladiny (NN, VN, VVN)
- j je pořadové číslo události
- n_{jh} je celkový počet zákazníků připojených na napěťovou hladinu h , jimž bylo způsobeno přerušení distribuce elektřiny v důsledku j -té události
- t_{sjh} je celková doba přerušení distribuce elektřiny v důsledku j -té události u jednotlivých zákazníků připojených na napěťovou hladinu h

3 Systémové služby přenosové soustavy

Provozovatel přenosové soustavy (v ČR společnost ČEPS) má jako jeden z hlavních úkolů své činnosti zabezpečit kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny v rámci přenosové soustavy. Souhrnně se tato činnost nazývá Systémové služby (SyS) a zahrnuje následující dílčí úkoly: [7]

- udržování kvality elektřiny,
- udržování výkonové rovnováhy v reálném čase,
- obnovení provozu,
- dispečerské řízení.

Pro zajištění systémových služeb využívá provozovatel přenosové soustavy činnosti jednotlivých subjektů přenosové soustavy souhrnně označovanými jako Podpůrné služby (PpS).

3.1 Podpůrné služby

Subjektem poskytujícím podpůrnou službu může být, dle pravidel provozování přenosových soustav [8], elektrárenský blok, fiktivní blok (pro zjednodušení řízení se sdruží více energetických výrobních zařízení jedné elektrárny, mezi kterými existuje technologická vazba, do jednoho celku) nebo obchodní blok (soubor maximálně čtyř zařízení, elektrárenských bloků nebo fiktivních bloků bez technologické vazby).

„Subjekty připojené do elektrizační soustavy (ES) mají právo, nikoliv povinnost, při splnění technických a obchodních podmínek stanovených provozovatelem přenosové soustavy (PPS) nabízet PpS.“ [9]

Podpůrné služby jsou přesně definovány svými technickými a obchodními podmínkami a jsou rozděleny do následujících skupin:

- Primární regulace f bloku (PR)
- Sekundární regulace P bloku (SR)
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Minutová záloha (MZ_t)
- Snížení výkonu (SV₃₀)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)

Kromě PpS k zajištění systémových služeb využívá provozovatel přenosové soustavy k udržování výkonové rovnováhy v reálném čase ještě nakupování regulační energie v ČR (Ereg) nebo v zahraničí (EregZ).

Tab. 2 - Přehled podpůrných služeb

Časový rámec	Rozdělení podle času	Rozdělení podle typu	Nakupovaná služba
30 vteřin	Regulační záloha vteřinová		Primární regulace (PR)
5 minut	Regulační záloha dosažitelná do 5 minut	Regulační záloha kladná	Minutová záloha kladná do 5 minut (MZ₅₊)
15 minut	Regulační záloha dosažitelná do 15 minut	Regulační záloha sekundární regulace	Sekundární regulace (SR)
		Regulační záloha kladná	Minutová záloha kladná do 15 minut (MZ₁₅₊)
		Regulační záloha záporná	Minutová záloha záporná do 15 minut (MZ₁₅₋)
30 minut	Regulační záloha dosažitelná do 30 minut	Regulační záloha záporná	Snížení výkonu (SV₃₀)
více než 30 minut	Regulační záloha dosažitelná v čase delším než 30 minut		Regulační energie kladná (Ereg_{>30+})
			Regulační energie záporná (Ereg_{>30-})
			Regulační energie ze zahraničí kladná (EregZ+)
			Regulační energie ze zahraničí záporná (EregZ-)

3.1.1 Primární regulace f bloku

Prvotní reakcí na změnu frekvenční stability sítě je aktivace primární regulace f bloku, řízenou automaticky regulátorem elektrárenského bloku. Primární regulace je založena na změně výkonu bloku v závislosti na frekvenční odchylce od požadované hodnoty (v propojené evropské síti 50 Hz). Změna výkonu bloku je určována z regulační rovnice odvozené z výkonových charakteristik výrobních bloků (rovnice (7)). [8]

$$\Delta P = -\frac{100 P_n}{\delta f_n} \Delta f \quad (12)$$

kde ΔP požadovaná změna výkonu bloku [MW]
 P_n nominální výkon bloku [MW]
 Δf odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]
 δ statika primární regulace [%]
 f_n zadaná frekvence [Hz]

Primární regulace musí být v požadované velikosti aktivována do 30 sekund od zjištění odchylky frekvence. Při změně frekvence o 100 mHz se aktivuje maximální rezervovaná velikost primární regulace u bloků nad 300 MW, u bloků pod 300 MW se počítá s uvolněním maximálního výkonu při změně o 200 mHz. Z důvodu bezpečnosti je maximální velikost primární regulace jednoho výrobního bloku 10 MW a minimální 3 MW, přičemž regulace je symetrická, tzn. řízení výkonu bloku je v obou směrech (regulační rozsah primární regulace o velikosti 3 MW je 6 MW, od -3 MW do 3 MW)

3.1.2 Sekundární regulace P bloku

Na rozdíl od primární regulace je sekundární regulace P bloku řízena centrálně z dispečinku provozovatele přenosové soustavy. Sekundární regulace je založena na změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti jak na frekvenční odchylce tak na výkonové nerovnováze v síti. Změna výkonu je vypočítávána na základě algoritmu sekundární regulátoru.

Poskytovatel sekundární regulace musí aktivovat službu nejpozději do 10 minut od požadavku s minimální rychlostí změny výkonu bloku 2 MW/min. Minimální poskytovaná velikost sekundární regulace na jednom bloku je 10 MW, přičemž minimální regulační rozsah na jednom bloku musí být alespoň 20 MW. Tato specifikace je zde kvůli tomu, že poskytovatel může sekundární regulaci poskytovat jedním celkem složeným z více zařízení. Tudíž v rámci celku může dojít k asymetrické alokaci (jeden výrobní blok může regulovat rozdílně v obou směrech), avšak jako celek musí být alokovaný výkon symetrický. Maximální regulace výkonu na jednom bloku a jako celku sekundární regulace je poté nastavena na 70 MW.

3.1.3 Sekundární regulace U/Q

Automatické řízení sekundární regulace U/Q slouží k udržení zadaných napětí v pilotních uzlech pomocí řízení jalových výkonů elektrárenských bloků a přerozdělování vyráběného jalového výkonu mezi všechny zařízení optimálním způsobem. Regulace musí proběhnout do 2 minut a musí být umožněno kooperovat s terciální regulací napětí a výkonu.

3.1.4 Minutová záloha

Minutová záloha je změna výkonu zařízení (kladná nebo záporná, na rozdíl od předchozích regulací tato může být čistě asymetrická) aktivovaná do t minut od příchozího povelu. Příkaz přichází z centrálně řízeného dispečinku ČEPS. Minutová záloha je dle časového rozdělení 5minutová nebo 15minutová (MZ_5 , MZ_{15}) a dle výkonového rozdělení kladná (MZ_{t+}), záporná (MZ_{t-}) nebo symetrická (MZ_t). U kladné regulace se nejčastěji jedná o zvýšení výkonu bloku, vypnutím čerpání u PVE nebo

odpojení zatížení od sítě. V případě záporné regulace jde o snížení výkonu bloku, spuštění přečerpávání PVE nebo připojení zatížení k síti.

Pro 15minutovou zálohu je stanoven minimální výkon na 10 MW a maximální výkon 70 MW, přičemž doba aktivace není omezena. Pro 5minutovou zálohu je minimální výkon 30 MW a maximální výkon je stanoven provozovatelem přenosové soustavy. Minimální doba, po kterou poskytovatel garantuje aktivace, jsou 4 hodiny.

3.1.5 Snížení výkonu

Snížení výkonu je podpůrná služba poskytovaná elektrárenskými bloky, u kterých je možné snížit výkon do 30 minut o sjednanou velikost výkonu nebo o plné odstavení bloku. Služba je aktivována na pokyn dispečera ČEPS a slouží k vyrovnaní záporné odchylky převyšující schopnost sekundární regulace a minutové zálohy vyrovnat tuto nerovnováhu. Minimální velikost snížení výkonu je 30 MW a minimální garantovaná doba poskytování je 24 hodin.

3.1.6 Schopnost ostrovního provozu

Schopnost ostrovního režimu je schopnost elektrárenského bloku pracovat v oddělené části sítě, označované jako ostrov, od propojené nadřazené sítě. Takovýto provoz klade vysoké nároky na regulaci výkonu k udržení požadovaných systémových veličin – kmitočet a napětí. Změny těchto veličin vyvolané změnou zatížení v ostrovní síti musí blok vyrovnávat svou vlastní nezávislou regulací na rozdíl od normálního provozu, kde pracuje více bloků paralelně a nerovnováha je řešena pomocí systémových služeb.

Výrobní blok přechází automaticky do ostrovního provozu při snížení kmitočtu pod 49,8 Hz nebo při zvýšení nad 50,2 Hz a jsou na něj kladeny následující požadavky: [8]

- 1) Přejít do ostrovního provozu - blok musí přepnout vlastní regulaci na vhodnou pro ostrovní režim a stabilně přejít do provozu v ostrovním režimu, musí vypnout dálkovou regulaci výkonu (sekundární regulace) a být schopný pracovat v provozu na vlastní spotřebu.
- 2) Ostrovní provoz – výrobní bloky musí být schopny spolupráce v jedné ostrovní síti s dostatečnou odezvou na změnu zatížení a musí být říditelné dle pokynů dispečera přenosové soustavy minimálně 2 hodiny
- 3) Opětovné připojení ostrova k soustavě – výrobní blok musí být dostatečně jemně regulován tak, aby mohl být opět připojen k propojené soustavě

3.1.7 Schopnost startu ze tmy

Schopnost startu ze tmy (BS z angl. Black Start) je definována jako schopnost bloku najet bez pomoci vnějšího zdroje napětí na jmenovité otáčky stroje, dosažení jmenovitého napětí, připojení k síti a napájení sítě v ostrovním režimu

3.2 Porovnání PpS se systémy řízení spotřeby

Na první pohled mají systémy řízení spotřeby a podpůrné služby stejný účel – udržovat rovnováhu v síti, ať už frekvenční nebo výkonovou. Tudiž by se mohlo zdát, že tyto dva prvky sítě elektrické energie jsou absolutně zaměnitelné neboli chybějící výkon v síti lze dorovnat jak snížením spotřeby, tak zvýšením výroby. Tento úhel pohledu má však několik úskalí, kterým se dále budu věnovat.

Podpůrné služby jsou omezovány svou technickou základnou zdrojů, které tyto služby poskytují. To znamená, že při velkém vychýlení z rovnováhy, jako je například neočekávaný nárůst spotřeby nebo výpadek výrobního bloku, nemusí stačit rezerva držená k regulaci a neschopnost systému vypořádat se s nežádoucím stavem. Na rozdíl od PpS má řízení spotřeby teoreticky v krajní mezi možnost regulovat až 100 % zatížení v síti. Z praktického hlediska se snažíme odpojovat co nejmenší velikost zatížení, v závislosti na časování a umístění zatížení, jak bylo popsáno v kapitole 4.1.

Druhý problematický úhel pohledu je přetížení elektrického vedení mezi výrobou a spotřebou. Napěťová stabilita může být udržována podpůrnými službami jen do jisté míry. Regulace napětí a jalového výkonu na začátku vedení, tak aby se napětí na konci vedení udrželo ve stanovených mezích, je omezena přenosovou kapacitou vedení ale i základnou zdrojů, stejně jako je tomu v případě výkonové rovnováhy, a není tedy v možnostech podpůrných služeb vypořádat se s jakýmkoliv problémem v síti. V tomto případě je nutno přistoupit k řízení spotřeby, které dokáže cíleně odlehčit přetížené vedení a vyrovnat nestabilitu v síti.

Z předchozích dvou odstavců by se mohlo zdát, že řízení spotřeby oproti řízení výroby je mnohem výhodnější. Opak je ale pravdou, odstranění nevýhod podpůrných služeb je vyrovnáno snížením komfortu z využívání elektrické energie, což si většina spotřebitelů (jak velkoodběratelů tak maloodběratelů) nepřeje. Další úskalí spočívá v dodržování předepsaných časových rámců a velikosti výkonů, neboť u řízení spotřeby je většinou řízený výkon odhadován s minimálním denním plánováním dopředu. Proto v běžném provozu je řízení spotřeby aplikováno pouze na spotřebu, která neomezuje spotřebitele, nejčastěji akumulace tepla, a má velmi omezené působení. Potíže při využívání řízení spotřeby jako podpůrné služby, by se mohli vyskytnout v plnění výkonových a časových podmínek, které jsou dané pro podpůrné služby. V případě, že řízený výkon by byl odhadován na základě předpovědí a nikoli reálných měření mohlo by dojít k neplnění podmínek, a proto se řízení jako PpS nepoužívá.

4 Metody řízení spotřeby

S měnící se situací v energetice se také začal měnit přístup k udržování stability systému a kvality dodávek. Po rychlém rozvoji špatně říditelných a neříditelných zdrojů, jako jsou sluneční a větrné elektrárny, se silně začalo uvažovat o řízení spotřeby jako nástroji na udržení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou.

První systémy byly vyvíjeny pro použití ve velkých průmyslových podnicích, kde se kombinovalo přímé spojení s distribuční sítí nebo přenosovou sítí s vlastními zdroji v podniku. Ty také mimo jiné fungovaly jako záložní zdroj při výpadku sítě a bylo tedy nutné přizpůsobit spotřebu omezené výrobě těchto zdrojů. Řízení spotřeby v podnicích se využívá také jako ochrana proti překročení maximálního nasmlouvaného odebíraného výkonu ze sítě, za které jsou účtovány velké pokuty. Těmto systémům se v průmyslovém prostředí říká *Load-shedding systémy*, což je převzatý název z angličtiny a v průmyslovém prostředí se nepřekládá. Při použití v přenosových a distribučních soustavách se tento systém překládá jako *odlehčování zatížení*. Z principu se tyto systémy využívají jen v neočekávaných a nouzových situacích.

4.1 Principy řízení spotřeby

Řízení spotřeby (neboli zatížení) můžeme rozdělit do třech hlavních oblastí [10]:

1. Velikost ovlivňovaného zatížení
2. Časování
3. Umístění ovlivňovaného zatížení

1. Velikost ovlivňovaného zatížení

Řízená velikost zátěže je rozhodujícím faktorem při udržování rovnováhy výroba-spotřeba nebo obnovení nestability v síti. Snížení spotřeby méně než je nutné, nebude účinné a nezabrání kolapsu napětí, zatímco odpojení většího množství zátěže vyvolá přebytek výroby nad spotřebou a dodatekové problémy s udržením frekvenční stability. V potaz se také musí brát rozložení sítě s ohledem na změnu toků energie v síti. V současné době není možnost zjišťovat přesné spotřeby každého připojeného spotřebiče a měnit jeho výkon, což se může změnit s příchodem chytrých sítí a internetu věcí. To ale znamená, že systém řízení musí počítat s rozdílem mezi předpokládaným zatížením a reálným zatížením. V neposlední řadě se velikost řízené zátěže musí přizpůsobit k zatěžovacím charakteristikám a profilu spotřebitelů.

2. Časování

Správné načasování zásahu do spotřeby je stejně důležité jako správná velikost řízené zátěže. V reálné síti rozličné systémové prvky vyžadují různé časové rámce pro

udržení nebo obnovení stability. Pro zjišťování správného načasování se využívají simulační modely, do kterých se snažíme zanést co nejvíce možných stavů sítě.

3. Umístění ovlivňovaného zatížení

Řízení spotřeby by nemělo smysl, pokud by nepomohlo přetížené soustavě a ohrozilo stabilitu na jiném místě. Z tohoto důvodu je nutné vhodně volit zátěž, tak aby se odlehčila oblast, na které vznikl problém, a zároveň aby se problém nepřenesl na jiné místo.

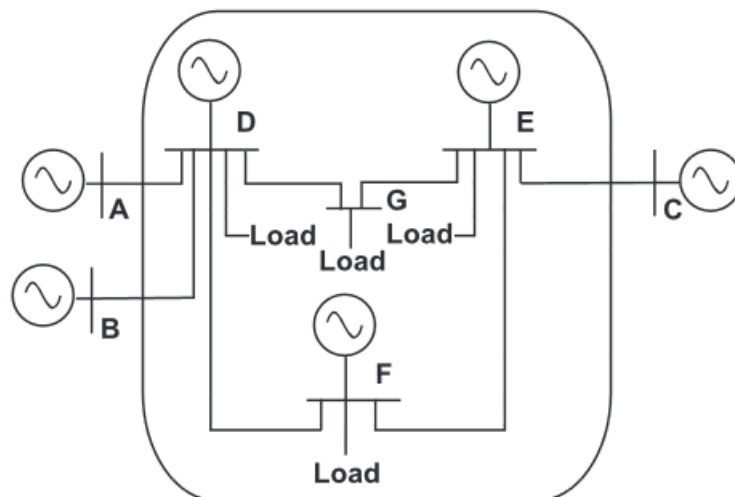
Například u napěťově řízeného odlehčování je jedním z přístupů seřadit vedení od nejslabších po nejsilnější, kde nejslabší vedení má sklon být nejnáchylnější k napěťovému kolapsu. Nebezpečí tkví v přetížení celého systému a dosažení většiny vedení svého kritického bodu. V tomto případě je nutné měřit zatížení všech vedení a odlehčování přizpůsobit tomuto stavu. Důležité je také vyhodnocovat tok energie a určit, které vedení je přímo ovlivňováno narůstající zátěží a které je zatěžováno v důsledku přetížení jiného vedení. V plánování se musí vzít potaz instituce (úřady, integrovaný záchranný systém, nemocnice...) u nichž je vysoká priorita zachování připojení k elektrické energii.

4.2 Load-shedding v průmyslu

Load-shedding (LS) systém je v průmyslovém prostředí nouzové opatření k zajištění stability sítě pomocí odpojování zatěžujícího výkonu. Systémy se aktivují v případě poklesu napětí nebo frekvence při neočekávaných situacích pod specifickou mez určenou předem. Typicky LS chrání před nepřijatelnými výkyvy napětí nebo frekvence vyrovnáváním vyžadovaného a dodávaného výkonu. Několika stupňové řízení umožňuje plynulejší udržování stability. Počet stupňů, velikost zatížení pro odpojení na jednotlivém stupni, časová prodleva mezi stupni a místo odlehčování by měli být stanoveny v plánu pro odpojování. Každý stupeň je charakterizován prahovou hodnotou napětí či frekvence, velikostí odpojované zátěže a zpožděním před odpojením.

Typickým příkladem soustavy s využitím LS systému je průmyslový podnik s jedním nebo více napájecími body z nadřazené přenosové nebo distribuční soustavy s vlastními záložními zdroji (Obr. 8). V případě částečného nebo úplného výpadku napájení ze sítě přechází průmyslová síť do režimu se záložními zdroji a k udržení stability sítě je využívána jak regulace záložních zdrojů tak regulace spotřeby pomocí LS systému.

Cílem účinného systému odlehčování zatížení je omezování minimální nutné velikosti odpojované zátěže a zajistit rychlý, hladký a bezpečný přechod ze systému v mimořádné situaci do normálního rovnovážného stavu.



Obr. 8 - Příklad průmyslové sítě [11]

4.3 Napětově řízené odlehčování zatížení

Stávající energetické systémy jsou dnes výrazně náchylnější k napětovým kolapsům (viz. kapitola 2.1.2) než před několika lety. Z důvodu propojenosti přenosových sítí a velkým přetokům napříč těmito sítěmi se provozně blíží ke svým limitům [12]. Energetické systémy pracující na hraně svých limitů jsou mnohem náchylnější k poruchám, výpadkům a nestabilitě. Nepředvídaný nárůst spotřeby či náhlé přerušování jednoho či více vedení při pomalém řešení problému dospěje k napětovému kolapsu části systému, kaskádově však až k úplnému blackoutu. Aby se udržela napětová stabilita v síti je jedno z možností přenést Load-shedding systémy z průmyslového prostředí do prostředí přenosu a distribuce elektrické energie, kde se používá český překlad *odlehčování zatížení*.

4.3.1 Použití napětově řízeného odlehčování

Největší využití tohoto typu odlehčování je v přenosových soustavách na hlavních dlouhých vedeních přenášející velké výkony. Ty jsou nejnáchylnější k přetížení vlivem různých výpadků v soustavě či přetoků energie. Příkladem je soustava vodních elektráren Hydro-Québec v kanadské provincii Québec (Obr. 10).

Jak jsem psal o principech odlehčování v kapitole 4.1, je potřeba stanovit velikost odlehčované zátěže, časování a oblast odlehčování. V tomto případě se jedná o přenos energie ze severních oblastí kolem jezer do jižní části provincie, která je hustě obydlena a je zde hlavní město provincie Montreal. Odlehčování se bude tedy provádět v této oblasti a dle následujících pravidel:

1. Základní stupně

Měření napětí se provádí na pěti páteřních vedeních příčemž, pokud se překročí prahová hodnota na třech z nich, aktivuje se systém odlehčování.

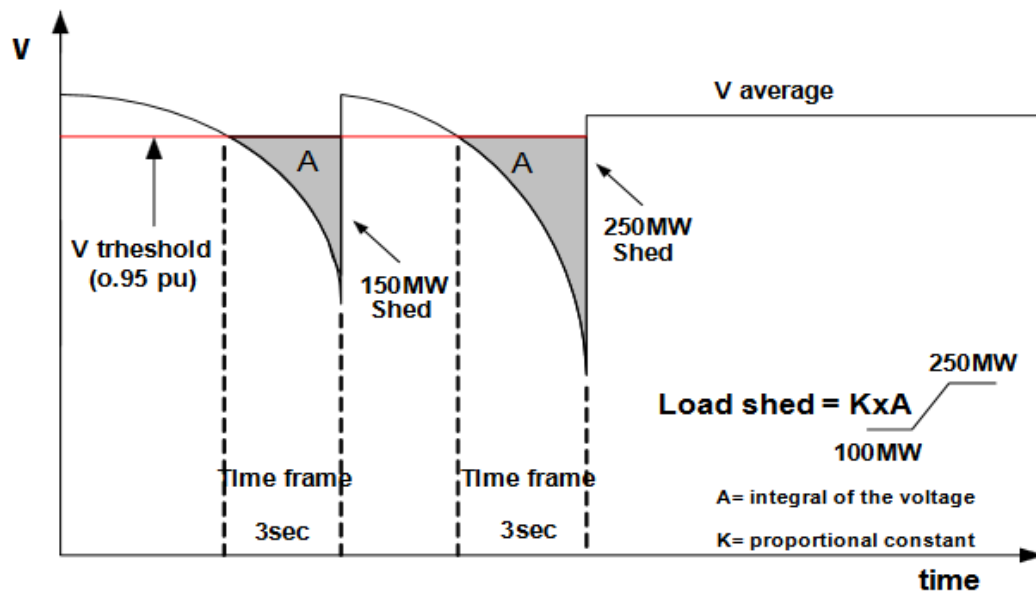
Tab. 3 - Stupně odlehčování soustavy Hydro-Québec [13]

Stupeň	Prahová hodnota napětí u [-]	Časová prodleva t [s]	Odpojovaný výkon P [MW]
R ₁	0,94	11	400
R ₂	0,92	9	400
R ₃	0,90	6	700

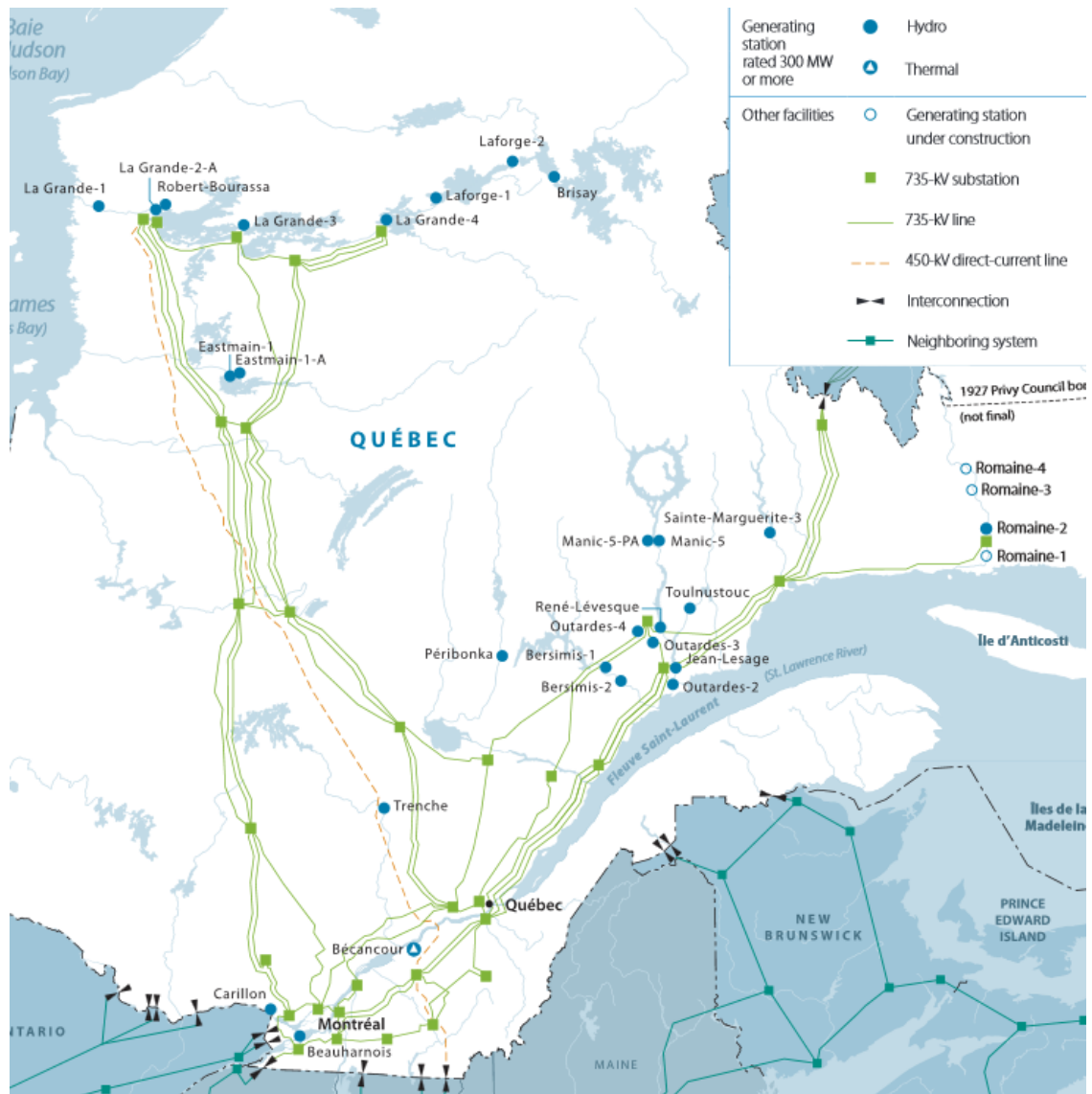
Celkový možný odpojitelný výkon = 1500 MW

2. Doplnující pravidlo

Doplňující odlehčování slouží k dorovnání napětí po předchozím odlehčování. K dispozici jsou bloky od 100 do 250 MW s celkovým odpojitelným výkonem 1000 MW. Velikost se určuje dle propočtu poklesu napětí (Obr. 9).



Obr. 9 - Princip použití doplňujícího pravidla [13]



Obr. 10 - Soustava vodních elektráren v kanadské provincii Québec [14]

4.4 Frekvenčně řízené odlehčování zatížení

Běžné změny rozdílu mezi dodávaným a odebíraným výkonem dorovnáva primární a sekundární regulace. Po rozsáhlejším vychýlení z rovnováhy se spouští ochranné systémy sítě. Jedním z nich je frekvenčně řízené odlehčování, které na principu odpojování zatížení se snaží dorovnat rozdíl mezi výrobou a spotřebou, tak aby udržel frekvenci co nejbližší požadované hodnotě (v Evropě 50 Hz). Při absenci tohoto systému může dojít až k frekvenčnímu kolapsu (angl. „frequency collapse“) a zhroucení či rozdělení celé soustavy. Zkoumáním frekvenční stability sítě zjistíme kritické zatížení soustavy a potřebnou velikost odpojované zátěže a časování v jednotlivých stupních odlehčování.

4.4.1 Použití frekvenčně řízeného odlehčování

Protože frekvenční stabilita je jeden z nejdůležitějších prvků systému, je vytvořen bezpečnostní plán jako ochrana proti nebezpečnému poklesu frekvence sítě. V Pravidlech provozování přenosové soustavy [15] a ve Vyhlášce č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu [16] je uveden postup při poklesu frekvence pod dané meze. Při překročení těchto mezí má povinnost PPS ve spolupráci s PDS přistoupit k omezování spotřeby na základě *Frekvenčního plánu*, ve kterém jsou uvedeny regulační stupně a regulační skupiny, dle nichž se přistupuje k odpojování spotřebitelů.

Tab. 4 - Frekvenční plán [15]

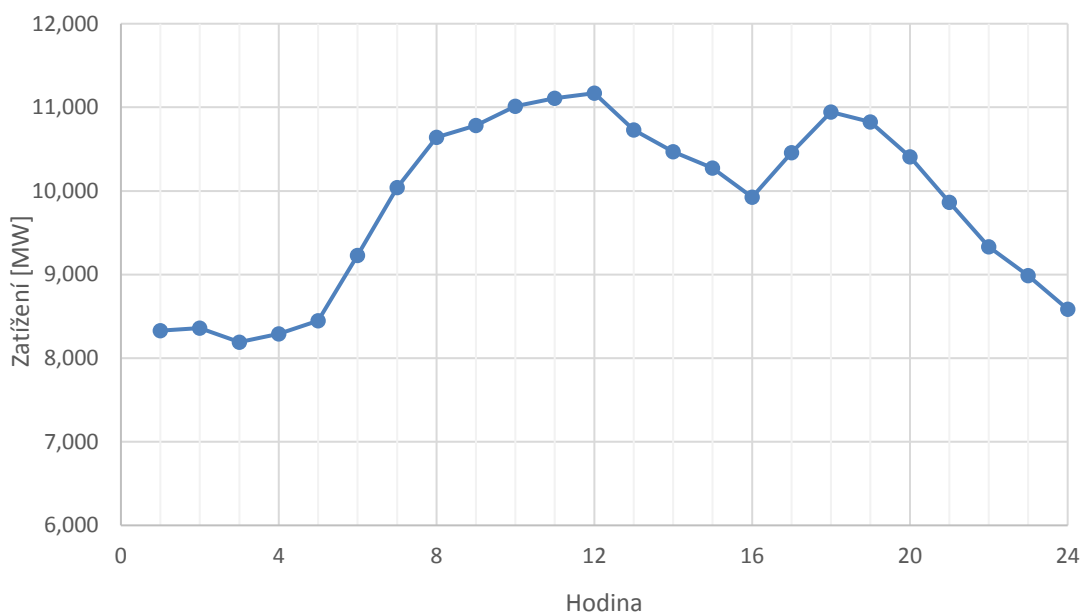
Stupeň / Frekvence [Hz]	1 / 49	2 / 48,7	3 / 48,4	4 / 48,1
Objem odlehčované zátěže [%] z netto zatížení na území, na kterém příslušný PDS zajišťuje distribuci	12	12	12	14

Frekvenční plán zahrnuje celkem 50 % z netto zatížení ČR. Vypínání se děje bez umělé časové prodlevy, to znamená, že k vypnutí dochází po čase potřebném k změření frekvence a vypínacím čase příslušného vypínače. Z důvodu propojenosti přenosových soustav prakticky celé kontinentální Evropy je frekvenční plán navrhován a řízen sdružením evropských provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

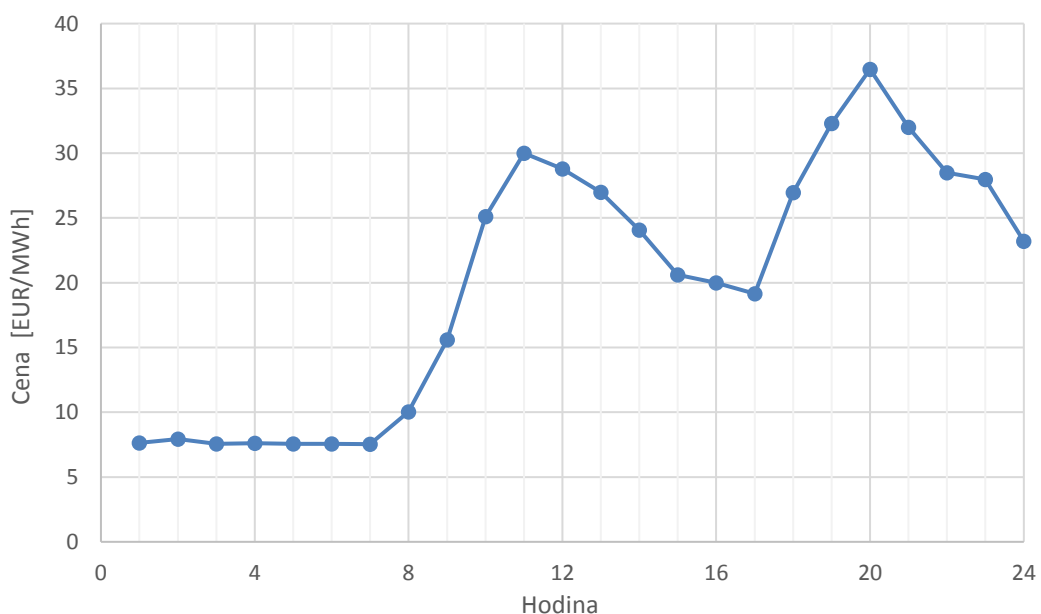
4.5 Ekonomicky motivované řízení spotřeby

Řízení spotřeby nemusí mít jen technické a bezpečnostní důvody, ale také čistě ekonomické. Navyšování spotřeby nutně doprovází navyšování výroby, což by nebyl problém v případě, že by náklady na výrobu rostly lineárně s velikostí spotřeby. Ovšem u klasických konvenčních elektráren po překročení ekonomického výkonu měrná spotřeba a tedy i měrné náklady začnou růst rychleji než roste výstupní výkon elektrárny.

Tudíž každé navýšení výroby elektřiny vyvolané navýšením spotřeby v daném okamžiku způsobí nárůst ceny elektřiny na trhu. Z Obr. 11 a Obr. 12 je patrné, že k nárůstu zatížení a potažmo ceny elektřiny na denním trhu dochází v ranních a dopoledních hodinách před polednem a ve večerní špičce. Řízením spotřeby se snažíme omezovat tyto špičky v zatížení snižováním poptávky a v konečném důsledku šetřit náklady při výrobě.



Obr. 11 - Zatížení ES ČR (18.3.2017) [17]



Obr. 12 - Cena elektrické energie na denním trhu ČR (18.3.2017) [17]

Druhou oblastí ekonomického zájmu, kde se projeví zvyšování spotřeby, jsou ztráty elektrické energie při přenosu a distribuci koncovým zákazníkům. Technické ztráty, které nejsou způsobeny lidskou příčinou, lze rozdělit na ztráty ve vedení a ztráty v transformaci napětí. Ze vzorce (13) je patrné, že ztráty ve vedení jsou přímo úměrné kvadrátu maxima zatěžujícího proudu, snahou řízení spotřeby je tudíž omezovat špičky zatížení během dne a to především dopolední a večerní.[18]

$$N_{zvT} = \frac{3\rho l}{10^3 s} I_{mT}^2 n_m(k_{mT}, j, T_{zT}) \quad (13)$$

kde	N_{zvT}	náklady na ztráty ve vedení v T-tém roce [Kč]
	ρ	měrný elektrický odpor vedení [$\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$]
	l	délka vedení [m]
	s	průřez vedení [mm^2]
	I_{mT}	maximální zatížení vedení v T-tém roce [A]
	n_{mT}	marginální náklady k ocenění ztrát na vedení v T-tém roce [Kč/kW]
	k_{mT}	koeficient účasti maxima ztrát na maximu soustavy v T-tém roce
	j	napěťová hladina vedení
	T_{zT}	doba plných ztrát v T-tém roce [h]

Obdobný případ nastává u ztrát vyvolaných transformací napětí v transformátorech. Zde jsou ztráty závislé na kvadrátu maxima zatížení transformátoru jak je vidět ze vzorce (14) pro výpočet ztrát v transformátoru.[18]

$$N_{ztT} = P_0(n_{pj} + T_{pr}n_{wj}) + P_{kn} \frac{S_{mT}^2}{S_n^2} (n_{pj} + T_z n_{wj}) \quad (14)$$

kde	N_{ztT}	náklady na ztráty v transformátoru v T-tém roce [Kč]
	P_0	jmenovité ztráty transformátoru naprázdno [kW]
	P_{kn}	jmenovité ztráty transformátoru nakrátko [kW]
	n_{pj}	stálá složka dlouhodobých marginálních nákladů včetně ztrát výkonu až do j-té napěťové hladiny [Kč/kW]
	n_{wj}	proměnná složka dlouhodobých marginálních nákladů včetně ztrát práce až do j-té napěťové hladiny [Kč/kWh]
	S_{mT}	roční maximální zatížení transformátoru v T-tém roce [MVA]
	S_n	jmenovitý výkon transformátoru [MVA]
	T_{pr}	roční doba provozu transformátoru [h]
	T_z	roční doba plných ztrát transformátoru [h]

Nedílnou součástí provozování jak přenosových tak distribučních soustav je obnovování a rozšiřování sítí k uspokojení potřeb zákazníků. Velkou problematikou je dimenzování vedení tak, aby byla schopna přenést výkon v době největšího zatížení, a na druhou stranu, aby toto vedení nebylo předimenzované nad ekonomickou efektivnost. Nejvhodnějším zatížením pro přenos by byl výkon o konstantním průběhu, kdy by vedení bylo zatížené rovnoměrně během celého dne. V tomto případě by poměr střední hodnoty zatížení a maximální hodnoty zatížení byl roven jedné, a tedy vedení by bylo možné dimenzovat na nejmenší možný průřez vzhledem k celkové přenášené energii. Ve skutečném prostředí bez úplné optimalizace spotřeby není tento scénář reálný a vedení musí být dimenzovány s ohledem na maximální zatížení.

Z pohledu provozovatelů přenosových a distribučních sítí není největší náklad při obnově a rozšiřování samotné vedení nýbrž všechny práce okolo, ať už se jedná o stavbu nových sloupů či výkopové práce při ukládání kabelových vedení do země. Všechny tyto aspekty se odráží v regulovaných cenách, které musí zákazníci platit distributorům, popř. distributoři provozovateli přenosové soustavy, za rezervovaný příkon dle cenových rozhodnutí ERÚ.

Na úrovni NN jsou tyto platby stanovovány dle velikosti jističů (maximálního odejíratelného proudu ze sítě) a dle jednotlivých tarifních sazeb. Na vyšších úrovních, VN a VVN, je situace o poznání složitější. Při určování plateb na rezervovanou kapacitu z přenosové soustavy se vyžívá vzorec (15), který zohledňuje povolené výnosy provozovatele přenosové soustavy.[19]

$$c_{perci} = \frac{UPV_{pei}}{\sum_{k=1}^n RRK_{(PS-VVN)ki}} \quad (15)$$

kde	c_{perci}	jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu [Kč/MW]
	i	pořadové číslo regulovaného roku
	UPV_{pei}	hodnota upravených povolených výnosů PPS pro činnost přenosu elektřiny pro regulovaný rok [Kč]
	n	počet odběratelů z přenosové soustavy
	$RRK_{(PS-VVN)ki}$	roční rezervovaná kapacita přenosové soustavy k-tého odběratele pro regulovaný rok; kapacita zařízení přenosové soustavy je rezervována pro přímého odběratele z přenosové soustavy (bez exportu, bez tranzitu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren z přenosové soustavy v čerpadlovém provozu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) a pro provozovatele regionální distribuční soustavy připojené k přenosové soustavě; rezervovaná kapacita je pro provozovatele distribuční soustavy, jehož distribuční soustava je připojena k přenosové soustavě, určena

průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem na rozhraní přenosové a distribuční soustavy [MW]

Roční platba k-tého odběratele za rezervovanou kapacitu přenosové sítě $RPRK_{(PS-VVN)ki}$ v Kč se vypočte následujícím vzorcem

$$RPRK_{(PS-VVN)ki} = c_{perci} \cdot RRK_{(PS-VVN)ki} \quad (16)$$

Ovšem většinou distribuční sítě nejsou připojeny jen na přenosovou soustavu, ale i na okolní distribuční sítě. Cena za rezervovanou kapacitu mezi distributory není stejná jako cena za rezervovanou kapacitu mezi přenosovou a distribuční soustavou. Přesný postup, jak ohodnotit přetoky mezi jednotlivými distribučními společnostmi, je dána v příloze cenového rozhodnutí ERÚ a doslovně zní následně:

„Přetoky mezi sítěmi VVN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenou za přenos elektřiny. Přetoky mezi sítěmi VN a NN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenami zajištění distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy.“ [19]

Pro výpočet ceny za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW/rok na napěťové hladině VN při přetoku mezi regionálními distribučními soustavami se využívá následující vzorec [19]

$$S_{dVNerci} = \frac{UPV_{dVNei}}{RK_{KZVNei-2} + KTR_{VNi}} \quad (17)$$

kde	i	pořadové číslo regulovaného roku
	UPV_{dVNei}	hodnota upravených povolených výnosů PDS na napěťové hladině VN pro regulovaný rok [Kč]
	$RK_{KZVNei-2}$	celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu s výjimkou odběrů elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výrobní) pro napěťovou úroveň VVN nebo VN vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$ [MW]

KTR_{VN_i} výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z napěťové úrovně VN na nižší napěťovou úroveň pro regulovaný rok [MW]

Z předchozích vzorců vyplývá, že provozovatel distribuční soustavy se snaží ovlivňovat spotřebu svých zákazníků především tak, aby docílil rovnoměrné spotřeby během dne, aby tedy během dne nevznikaly výrazné špičky v zatížení. U plateb za přenos je navíc bráno zatížení jen ze čtyř zimních měsíců (listopad až únor), kdy je spotřeba v našich podmínkách největší s ohledem na chladné počasí a svátky na přelomu roků. V ČR se k optimalizaci zatížení využívá Hromadného dálkového ovládání (HDO), které má své výhody i nevýhody. Nevýhody tohoto systému by mohly být odstraněny nasazením nového systému tzv. Demand Side Response (DSR) založeného na chytrých sítích (Smart Grids).

4.5.1 Systém Hromadného dálkového ovládání

První systémy dálkového ovládání spotřeby se v Evropě začaly objevovat během 2. světové války, a to zprvu jako náhrada za spínací hodiny u pouličního osvětlení. Poté se rozšířili jak do domácností tak do velkých podniků v podobě Hromadného dálkového ovládání (HDO). HDO pracuje na principu rozesílání impulsního signálu PDS po elektrické rozvodné síti do celé DS. Na straně spotřebitele je tímto signálem řízený stykač, který zapíná či vypíná skupinu spotřebičů, dle informace uvedené v signálu. Jedná se tedy o hromadný efekt a na spínání reagují všechny spotřebiče ze spínané skupiny.

Výhodou je, že není omezen počet připojených spotřebitelů, protože se signál na spínání rozesílá do celé distribuční soustavy. Nevýhodou je naopak to, že s narůstajícím počtem spotřebičů v jedné skupině se zvyšuje regulační výkon aktivovaný naráz a ubývá možnost jemné regulace výkonu v síti. Tento problém by vyřešil větší počet spínaných skupin spotřebičů, ale takovéto řešení naráží na problematiku přenosu složitějších signálů po silnoprůdém elektrickém vedení.

Systémem HDO se řídí spotřebiče jak maloodběratelům (domácnostem), kde spínanými spotřebiči jsou převážně akumulární kamna k vytápění a bojler k ohřevu teplé vody, tak velkoodběratelům (podniky), u kterých se ovládají spotřebiče nezasahující do výrobního procesu, např. vodní čerpadla, klimatizace a vytápění. Z výčtu spínaných spotřebičů je patrné že se jedná především o zařízení s jistou setrvačností (především tepelnou, ale i mechanickou), u nichž lze spotřebu elektřiny přesunout mimo špičku v zatížení distribuční soustavy. Rozprostřením zatížení, tak aby bylo rovnoměrnější během celého dne, snižujeme potřebný alokovaný výkon z nadřazené PS, snižujeme nebezpečí přetížení vedení při špičkách a omezujeme náklady na nákup elektřiny během špičky, kdy je cena nejvyšší.

Spotřebitelé ovšem nenabízejí ovládání svých spotřebičů zadarmo. V ČR je zaveden systém vysokých (VT) a nízkých tarifů (NT). Při zapnutí ovládaného spotřebiče je přepnut elektroměr do stavu načítání NT a tedy i nižší ceny elektrické energie, kterou může spotřebitel využít i na jinou spotřebu. Spotřebiteli je garantován celkový čas během dne (8, 12, 16, 20 nebo 22 hodin), kdy bude mít přepnuto do nízkého tarifu. Distributor má částečnou volnost v tom jak rozloží časové úseky nízkého tarifu během dne a jak bude řídit spotřebiče. Omezení pro ovládání pomocí HDO jsou uvedena v platném Cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu [20]. Příkladem je uvedena sazba D45d pro odběratele PREDistribuce pro poslední týden roku 2016.

Tab. 5 - Příklad spouštění systému HDO

číselný kód povelu	označení dle adresy	popis využití	platnost ve dni	zapnout vypnout		zapnout vypnout		zapnout vypnout	
530	A4B3DP14	Odblokování přípravy TUV sazby D 45d	pondělí	01:20	04:40	05:20	07:20	13:40	16:20
			úterý	01:20	04:40	05:20	07:20	13:40	16:20
			středa	01:20	04:40	05:20	07:20	13:40	16:20
			čtvrtek	01:20	04:40	05:20	07:20	13:40	16:20
			pátek	03:00	07:00	13:20	15:00	15:40	18:00
			sobota	01:20	05:00	05:40	07:20	13:40	16:20
			neděle						
			svátek	01:00	05:00	07:40	09:40	15:00	17:00

4.5.2 Demand Side Response

Na rozdíl od předešlých systémů HDO nebo odlehčování, které mají své slabé stránky a nedostatky, spojuje systém Demand Side Responce (DSR, v češtině neexistuje relevantní překlad, nejbližší je tomu *odezva spotřebitelů*) výhody obou systémů a odstraňuje jejich nevýhody. Systém DSR řídí jak spotřebu v dané oblasti tak přizpůsobuje výrobu pro předem danou spotřebu. Toto plánování dovoluje snížení spotřeby elektrické energie v době špičky – největší spotřeby – čímž se snižuje maximální cena, vyrovnává se denní diagram zatížení soustavy (zmenšuje se rozdíl mezi nejnižší a nejvyšší hodnotou zatížení během dne) a snižují se náklady na výrobu v důsledku konstantnějšího průběhu zatížení.

Oceňování zde neprobíhá sníženou cenou elektrické energie, jako je tomu u HDO, ale spotřebitelé jsou odměňováni za plánování své spotřeby. To znamená, že spotřebitelé za odložení nebo naopak zvýšení své spotřeby dostanou finanční odměnu. To může mít i další pozitivní efekt pro spotřebitele, a to snížení maximální alokovaného výkonu, za který se v budoucnu nejspíše bude platit více než za samotnou spotřebovanou elektřinu.

4.6 Řízení spotřeby v ostrovním provozu

Poslední velkou oblastí, proč přistoupit k řízení spotřeby namísto řízení výroby, je ostrovní režim části elektrické sítě. Ve většině případů, pokud dojde k takovéto situaci a propojená elektrická síť se rozdělí na více menších oddělených částí, není v možnostech výrobních bloků, které jsou připojeny v této části sítě, uspokojit všechny požadavky spotřebitelů, ať už se jedná o kvalitu a dodávku elektrické energie (popsané v kapitole 2) nebo o stabilitu sítě (popsané v kapitole 1). Omezujícími parametry výrobních bloků jsou především minimální a maximální výkon a rychlost regulace výroby, která nemusí vždy stačit změnám v zatížení spotřeby. Požadavky na výrobní blok, tak aby mohl poskytovat podpůrnou službu provozu v ostrovním režimu, jsou popsány v kapitole 3.1.6.

Čím méně je v ostrovní síti výrobních bloků tím menší je schopnost sítě bezproblémově fungovat v těchto omezených podmínkách a musí se přistoupit k omezování spotřeby. Nejjednodušším způsobem je zmenšovat oblast ostrovní sítě odpojováním určených částí. Toto řešení při větších problémech není z dlouhodobějšího hlediska přijatelné. Z teoretického pohledu, pokud by distributor mohl řídit všechny spotřebiče, by bylo možné jednotlivým spotřebičům nebo skupinám spotřebičů v síti nastavit různou prioritu, podle které by byla řízena spotřeba a udržována stabilita. Z praktického pohledu je v současné době nereálné připojit všechny spotřebiče k informační síti, která by zjišťovala spotřebu, a vyhodnocovat potřebné řízení vzhledem k chybějící infrastruktuře a zpracovávání obrovského množství dat. V menší míře se k řízení spotřeby v ostrovních sítích používá systém HDO popsany v předešlé kapitole.

5 Systémy řízení spotřeby v průmyslu

Jak jsem již psal v předchozích kapitolách, počátek řízení spotřeby se odvíjí od zabezpečování dodávky elektřiny a udržování odebíraného výkonu v rámci nasmlouvaných hodnot v průmyslových podnicích. Proto jsem se zaměřil na to, jak reálně tyto systémy fungují a které části by lze bylo možné přenést do rozsáhlejších distribučních sítí.

Rozdílů, které je nutné brát v potaz, je hned několik. Elektrická síť průmyslového podniku je většinou napájena z nadřazené sítě (distribuční nebo přenosové) a doplňkově také z vlastních záložních generátorů. Tyto generátory slouží k optimalizaci spotřeby, ať už při vysokých cenách elektřiny nebo pro udržení odebíraného výkonu ze sítě, ale také v případě výpadku napájecí sítě. Typicky tato generátory nejsou dimenzovány na odběr celého podniku a samy o sobě dokáží zásobovat jen nezbytnou část v nouzových případech. Jiný případem jsou podniky, které jsou napájeny jen z vlastních zdrojů. Protože hodnotím potenciál řízení spotřeby pro distribuční síť Prahy, přirovnávám pražskou síť k prvnímu jmenovanému případu, kdy je síť připojena přes několik napájecích bodů k nadřazené přenosové síti a okolní distribuční síti a zároveň má jen omezené zdroje na svém území.

V malých průmyslových sítích není problematika v přetěžování vedení ale ve výkonové a frekvenční stabilitě, proto se zde na rozdíl od rozsáhlých sítí neřeší napěťová stabilita. Zde jsou systémy, které jsem převzal jako nejpoužívanější v malých sítích:[21]

1. **Rychlé výkonově řízené odlehčování zatížení – FPLS**
(angl. *Fast power-based load shedding*)
2. **Dynamické výkonově řízené odlehčování zatížení – DPLS**
(angl. *Dynamic power based load shedding*)
3. **Frekvenčně řízené odlehčování zatížení – FLS**
(angl. *Frequency-based load shedding*)

Tab. 6 - Přehled systémů řízení spotřeby v průmyslu

	Spuštění	Výpočet
FPLS	Nepředvídaná událost	Výkonová rovnováha s ohledem na prioritu spotřeby dle předem daného scénáře
DPLS	Nerovnováha ve výkonové stabilitě	Výkonová rovnováha s ohledem na prioritu spotřeby
FLS	Překročení zadané frekvence nebo rychlosti změny frekvence	Parametrická matice pro odlehčování

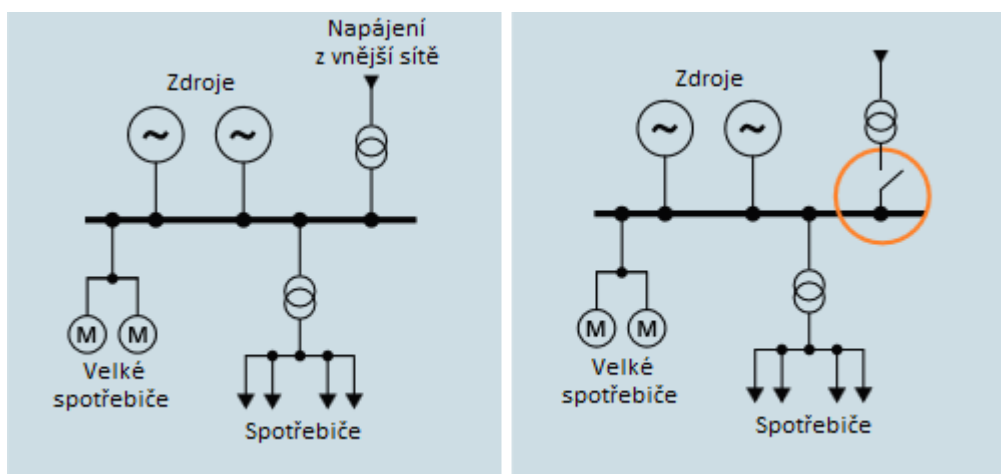
5.1 Rychlé výkonově řízené odlehčování zatížení

FPLS systém je založen na vytváření scénářů nahodilých událostí, které naruší výkonovou rovnováhu, jako jsou například výpadek generátoru, výpadek napájecího bodu ze sítě nebo výpadek jednoho z vedení. Spotřebiče jsou rozděleny dle priority a ty s nejmenší prioritou jsou odpojovány jako první. Výhodou je, že potřebná velikost odpojovaného zatížení je propočítávána ještě před nahodilou událostí na základě dostupného výkonu, točivé rezervy a aktuální topologie sítě, tudíž reakční doba systému není prodloužena o potřebné výpočty. K ukládání reakcí na jednotlivé scénáře se využívá tzv. *odlehčovací matice*, příklad je uveden na Obr. 13.

Událost	Spotřebič					
	1	2	3	4	..	m
1	x			x		
2			x			x
3	x		x			
4		x		x		
5			x			x
..						
n	x		x	x		

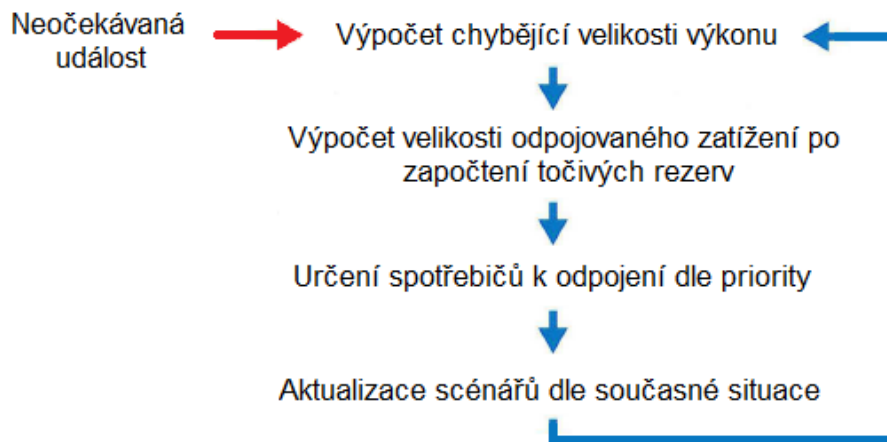
Obr. 13 - Odlehčovací matice

Postup výpočtu odlehčovaného zatížení je poměrně jednoduchý. Pro příklad zde uvádím průmyslovou síť napájenou jak z vlastních zdrojů, tak z nadřazené napájecí sítě zobrazenou na Obr. 14



Obr. 14 - Příklad průmyslové sítě před a po neočekávané události

V tomto scénáři dojde k výpadku napájecího bodu z nadřazené sítě. Postup pro daný scénář je zobrazen na Obr. 15.



Obr. 15 - Postup funkce FPLS

Velkou výhodou tohoto systému, jak už z názvu vyplývá, je velmi rychlá reakční doba na nahodilou událost v řádu desítek milisekund. Takto rychlou reakci umožňuje předem prováděný výpočet scénářů. Další výhodou je odpojování optimální velikosti zatížení s nejnižší prioritou.

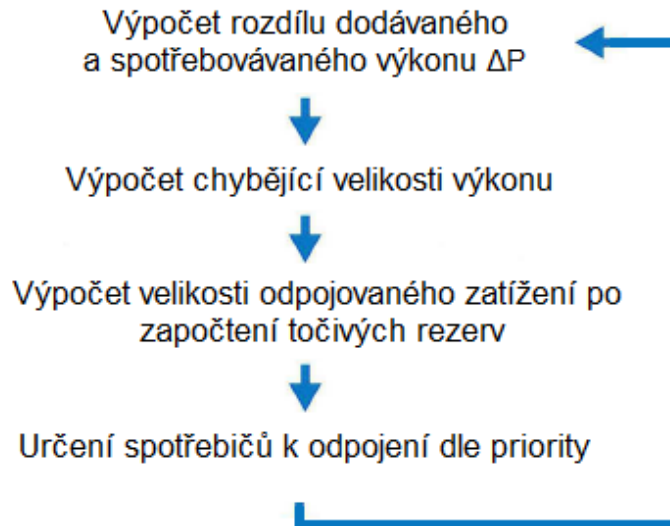
Nevýhodou je exponenciálně narůstající počet scénářů pro větší síť. Z pohledu distribuční sítě považují tento systém vhodný pouze pro nejzávažnější události jako je odpojení páteřního napájecího bodu nebo výpadek zdroje.

5.2 Dynamické výkonově řízené odlehčování zatížení

DPLS funguje na podobném principu jako FPLS s tím rozdílem, že se výpočty neprovádí předem, ale probíhají neustále dle aktuální dodávky a spotřeby. Dostupný výkon se porovnává s okamžitou spotřebou, a pokud systém vyhodnotí nerovnováhu, spustí proces odlehčování. Obdobně jako u FPLS je zde vytvořen list priorit pro jednotlivé spotřebiče, podle kterého se vyhodnocuje odlehčování. Na Obr. 16 je patrné, že na rozdíl od FPLS se nečeká na náhodnou událost, ale výpočty probíhají pro každý okamžik chodu sítě.

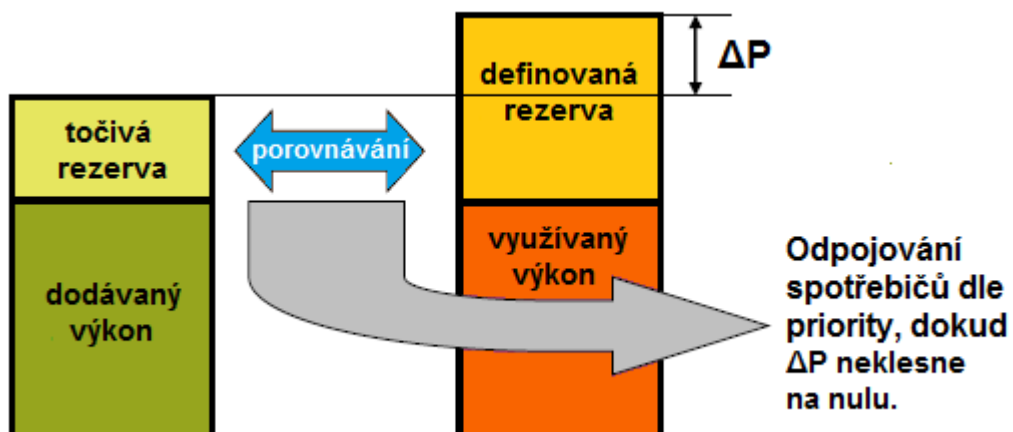
Přesnější postup dynamického řízení je založen na výpočtu rozdílu dodávaného výkonu plus točivé rezervy a využívaného výkonu plus operátorem definovanou výkonovou rezervu, která je potřeba k bezpečnému chodu sítě. Pokud systém vyhodnotí zápornou hodnotu rozdílů výkonu ΔP (tj. pokud zdroje v síti nedokáží poskytnout potřebný výkon) přistupuje se k odpojování spotřebičů dle zadaných priorit a dle

časových konstant určených předem. Grafické znázornění porovnávání výkonů je na Obr. 17.



Obr. 16 - Postup funkce DPLS

Výhodou tohoto systému je, že dokáže reagovat na jakoukoliv situaci a na rozdíl od FPLS nepotřebuje mít nastavené výchozí scénáře. Toto přizpůsobení dovolují průběžné výpočty situace v síti, což ovšem zpomaluje celý proces řízení. S narůstající sítí se tento časový rámec potřebný k výpočtům prodlužuje a zvětšuje reakční dobu systému oproti systému FPLS. Proto je toto řešení vhodné spíše pro menší sítě a sítě v ostrovním režimu.



Obr. 17 - Porovnávání výkonu v systému DPLS

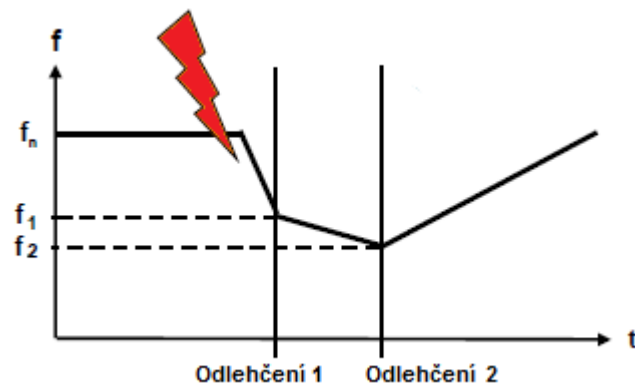
5.3 Frekvenčně řízené odlehčování zatížení

Jak jsem již popisoval frekvenčně řízené odlehčování v kapitole 4.4, jedná se o systém udržující výkonovou rovnováhu v síti v závislosti na aktuální frekvenci. Stejně jako u předchozího systému (FPLS) je zde předem vytvořena matice odlehčování (Obr. 18) s tím rozdílem, že místo neočekávaných událostí jsou zde frekvence, při kterých dojde k snižování spotřeby, vypočtené na základě konstanty soustavy $\Delta P/\Delta f$.

Frekvence \ Spotřebič	Spotřebič					
	1	2	3	4	..	m
f_1	x			x		
f_2			x			x
f_3	x	x				
..						
f_n	x		x	x		x

Obr. 18 - Frekvenční odlehčovací matice

Nastavené frekvence a velikost snižovaného výkonu je zadána tak, aby přechod při vychýlení z rovnováhy do normálního stavu byl co nejplynulejší a nedocházelo k rychlým změnám frekvence. Příklad obnovení požadované frekvence je zobrazen na Obr. 19.



Obr. 19 - Příklad frekvenčně řízeného odlehčování

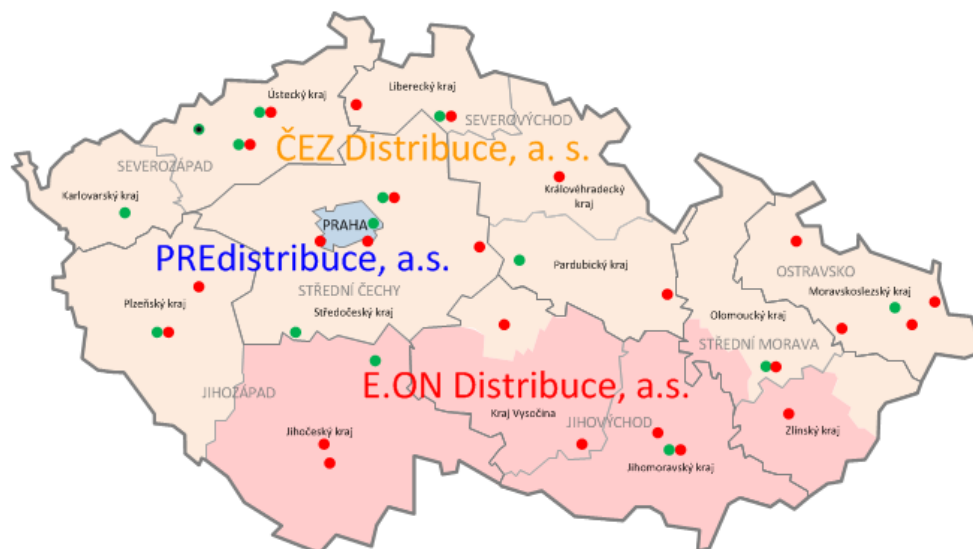
6 Charakteristika distribuční sítě PRE

Distribuční síť PRE zajišťuje distribuci na území hlavního města Prahy a města Roztoky těsně sousedícího z Prahou, což zahrnuje 114 katastrálních území. Z pohledu geografického umístění se distribuční síť nachází téměř ve středu Čech v západní polovině ČR, kde se nachází větší část zdrojové základny ČR.



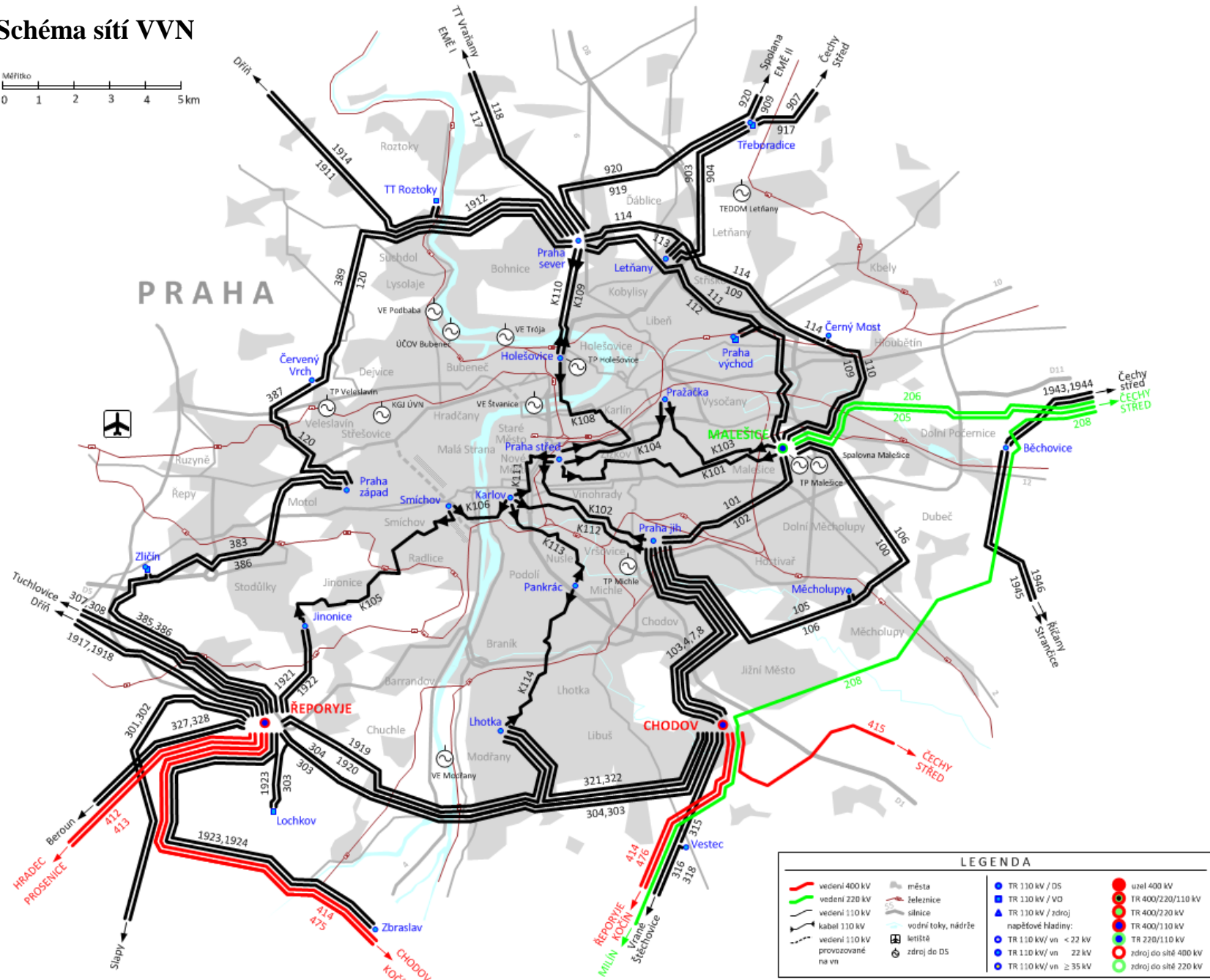
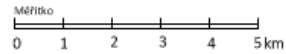
Obr. 20 - Území působnosti PREDi [22]

Pražská distribuční síť je připojena jak k přenosové síti ČEPS tak k okolní distribuční síti, kterou zabezpečuje ČEZ distribuce.



Obr. 21 - Území působnosti PREDi v ČR [23]

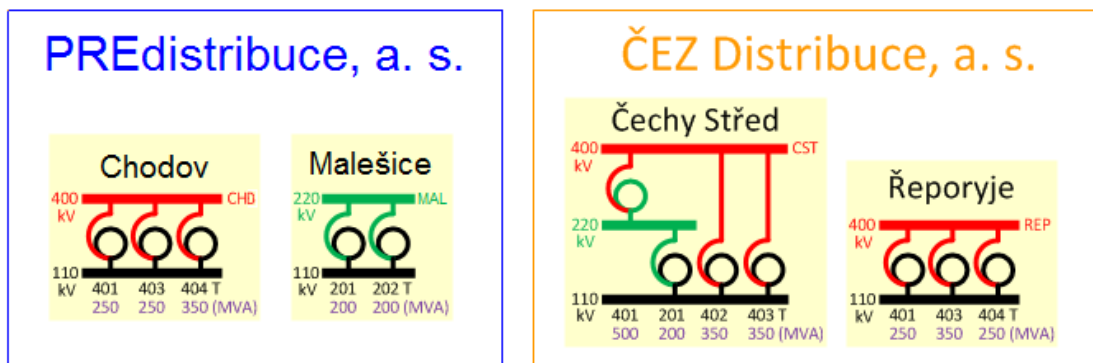
6.1 Schéma sítí VVN



Obr. 22 - Schéma sítí VVN [23]

6.2 Napájecí uzly sítě

Hlavní dodávku elektrické energie do distribuční sítě PRE zajišťují 4 napájecí uzly z přenosové soustavy – Chodov, Malešice, Řeponyje a Čechy Střed (podrobnosti napájecích uzlů na Obr. 23). Z praktického hlediska jsou tyto body pouze 3, protože transformátor Malešice je napájen pouze přes vedení 220 kV (lze vidět na schématu Obr. 22) z transformátoru Čechy Střed, což znamená, že tyto dva transformátory tvoří jeden napájecí uzel.



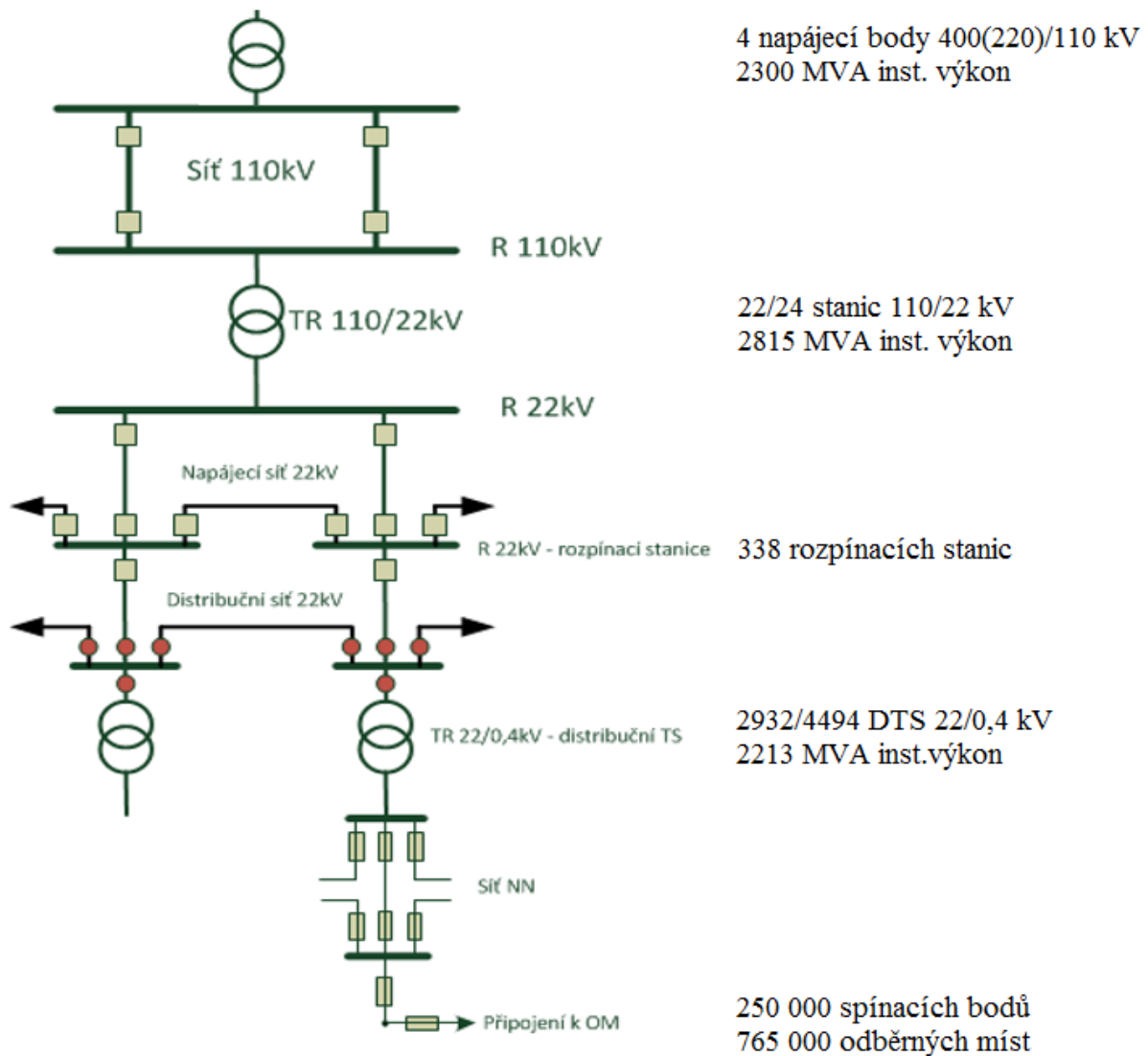
Obr. 23 - Napájecí uzly z přenosové soustavy [23]

Pražská distribuční síť není výhradně připojena jen k přenosové soustavě, ale je také částečně připojena k okolní distribuční soustavě ČEZ přes několik vedení 110 kV (Obr. 24), které ovšem nedokáží zabezpečit takovou přenosovou kapacitu jako vedení 220 a 400 kV přenosové soustavy.



Obr. 24 - Napojení distribuční sítě PRE na okolí

6.3 Členění distribuční sítě



Obr. 25 - Členění distribuční sítě PREdi

Hlavní páteř distribuční soustavy PRE tvoří 110 kV vedení napájené ze čtyř napájecích bodů z přenosové soustavy. Dále do nižší úrovně sítě 22 kV je energie transformována ve 24 stanicích (2 nejsou ve vlastnictví PREdi). Síť 22 kV je chráněna 338 rozpínacími stanicemi, které v případě nutnosti odpojí danou oblast. Energie je k maloodběratelům rozvedena sítěmi nízkého napětí 0,4 kV přes téměř 4500 distribučních trafostanic.

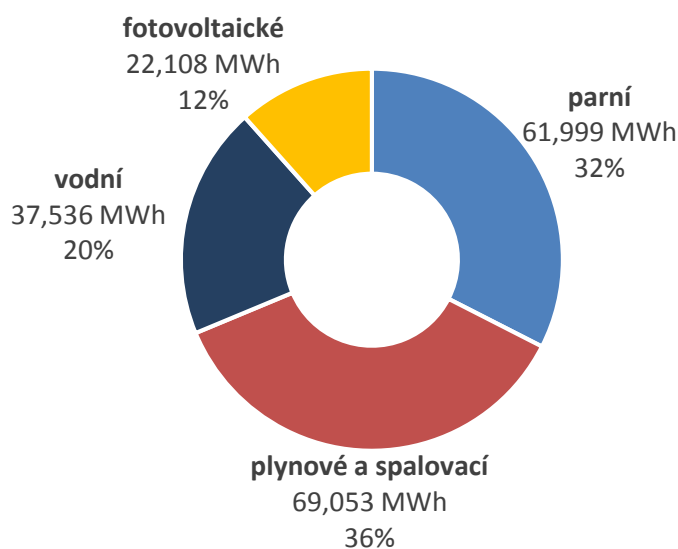
6.4 Vlastní zdroje v síti

Síť v Praze má oproti ostatním distribučním sítím jednu velkou nevýhodu – na jejím území se nevyskytují prakticky žádné větší zdroje elektrické energie. Všechny zdroje vyrobí ročně kolem 190 GWh elektrické energie [24], což je něco kolem 3 % celkové spotřeby Prahy. Největším zdrojem je teplárna Malešice s instalovaným výkonem 122 MW, ostatní zdroje mají zanedbatelný instalovaný výkon o velikostech menších než 20 MW (Tab. 7).

Tab. 7 - Zdroje na území PRE [23]

Zdroje v oblasti DS	Pinst
TP Malešice	122 MW
TP Holešovice	2,5 MW
TP Michle	6 MW
TP Veleslavín	1,8 MW
VE Štvanice	5,7 MW
VE Modřany	1,6 MW
VE Podbaba	1,3 MW
VE Trója	2,8 MW
ÚČOV Bubeneč	5,4 MW
TEDOM Letňany	4,95 MW
KGJ ÚVN Střešovice	1,35 MW
Spalovna Malešice	17,44 MW

Přibližně jedna třetina výroby v Praze je z parních zdrojů a jedna třetina z plynových a spalovacích zdrojů. Čtyři menší vodní elektrárny na Vltavě vyrobí 20 % energie a 12 % energie dodají fotovoltaické panely rozmístěné po celém území.



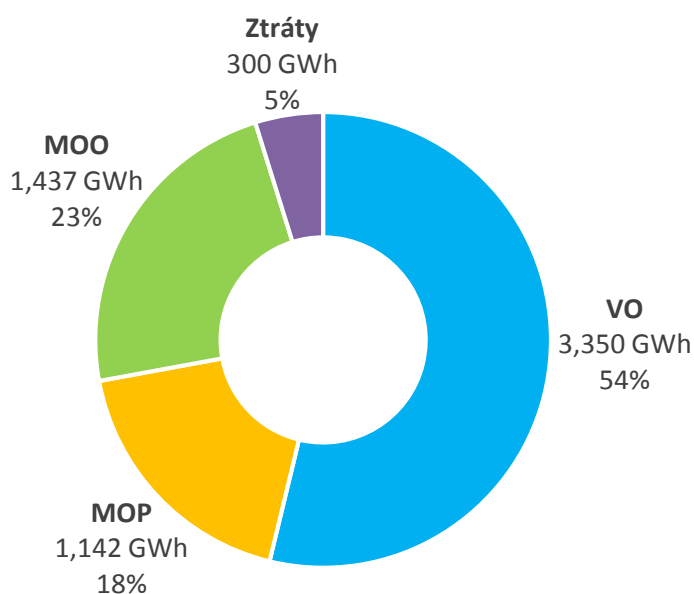
Obr. 26 - Výroba elektrické energie dle technologie [24]

6.5 Spotřeba v síti

Dalším důležitým faktorem při charakteristice sítě je samotná spotřeba odběratelů. Rozdělení na tři základní typy odběratelů je následující:

1. **Velkoodběr (VO)** – obvykle se jedná o střední až velké průmyslové podniky nebo větší obchodní celky
2. **Maloodběr podnikatelé (MOP)** – zahrnuje ostatní obchodní a malé výrobní podniky a administrativní subjekty
3. **Maloodběr obyvatelstvo (MOO)** – je tvořen domácnostmi a rekreačními objekty

V některých případech, vzhledem k narůstající velikosti tohoto sektoru, se přidává sektor elektromobilů, který má rozdílnou spotřebu během dne oproti uváděným typům odběratelů. Celková spotřeba elektrické energie včetně ztrát byla v roce 2016 6 229 GWh. Více jak polovinu (54 %) spotřeby v Praze tvoří velkoodběr s celkovou spotřebou 3 350 GWh. Jak maloodběr podnikatelů tak obyvatelstva tvoří zhruba pětinu celkové spotřeby. Ztráty se pohybují kolem 300 GWh ročně, což je přibližně 5 % celkové spotřeby. Vlastní spotřeba sítě, která není uvedena na grafu Obr. 27, je zanedbatelná oproti ostatním sektorům.

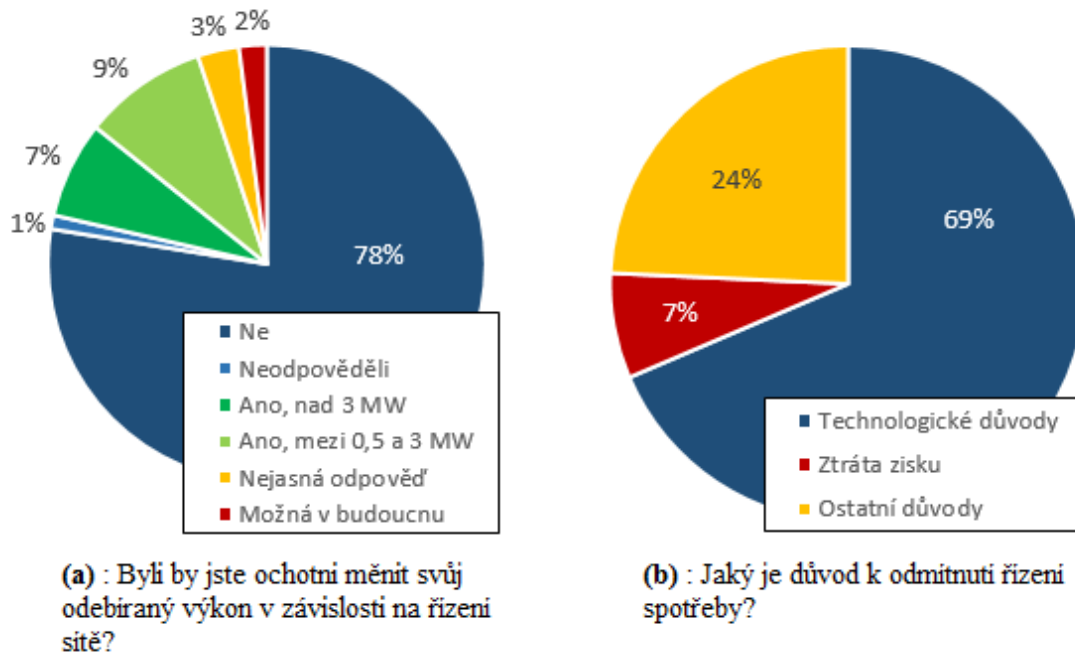


Obr. 27 - Rozložení celkové spotřeby v Praze v roce 2016 [25]

6.5.1 Potenciál řízení u velkoodběru

Velkoodběratelé jsou k síti připojeni na úrovni VN nebo VVN a tvar jejich diagramu odběru je pevně spjat s technologiemi využívající elektrickou energii, které ve většině případů neumožňují měnit spotřebu dle požadavků odběratele. To je také hlavní příčina, proč velkoodběratelé nejsou potencionálním sektorem pro řízení spotřeby. To

vyplývá i z průzkumu mezi velkoodběrateli, kde se zjišťovalo, zda jsou ochotni měnit svůj odebíraný výkon dle potřeby sítě a jaký je důvod neochoty.



Obr. 28 - Průzkum k řízení spotřeby u velkoodběratelů [26]

Pouhých 9 % dotázaných podniků by bylo ochotno měnit svůj odebíraný výkon více jak o 3 MW a 7 % v rozmezí 0,5 a 3 MW. Podniky nabízející tyto služby byly především papírnické, cementářské a těžbařské. Hlavní příčinou odmítnutí byly technologické problémy a ztráta zisku. Protože se tento typ podniků na území prakticky nevyskytuje nebo pouze v omezené míře, je potenciál řízení spotřeby u velkoodběratelů zcela minimální a pro další uvažování zanedbatelný. To je také dáno tím, že velkoodběratelé upravují svůj diagram zatížení již při nakupování elektřiny na energetické trhu, poněvadž jsou motivováni rozdílem cen v době špičky a mimo ni. Odběr, který lze řídit (jedná se především o akumulaci tepla), je z většiny již dnes řízen systémem HDO.

6.5.2 Potenciál řízení u malooběru podnikatelů

U malooběru podnikatelů je obdobná situace jako u velkoodběru, i přestože se neodvozuje od technologie výroby ale od provozních podmínek a požadavků konečných zákazníků. Většina říditelné části spotřeby je již v současné době připojena k systému HDO, ani zde tudíž není dostatečný potenciál pro další řízení spotřeby.

6.5.3 Potenciál řízení u maloodběr domácností

Odběr obyvatelstva je výhradně tvořen domácnostmi a rekreačními objekty a v Praze tvoří téměř jednu čtvrtinu celkové spotřeby města. Tvar diagramu zatížení je dán rutinou používání spotřebičů během dne. Oproti oběma předešlým typům odběratelů u této skupiny lze část spotřeby řídit nebo nouzově odpojovat změnou činností během dne, přičemž nedojde ke zhoršení ukazatelů SAIFI a SAIDI. Ve své analýze potenciálu řízení spotřeby jsem se tudíž zaměřil právě na tuto skupinu odběratelů.

V teoretické rovině je každý spotřebič možno zařadit do systému řízení, ovšem z praktického hlediska tomu tak není. U maloodběru obyvatelstva se musí brát v úvahu přidaná hodnota z užívání spotřebičů. V tomto případě se jedná o neomezené používání spotřebičů a zásahem do jejich řízení se snižuje komfort pro odběratele. Pro zachování přidané hodnoty je žádoucí rozdělit spotřebiče na říditelné (s potenciálem řízení – změnou doby použití) a neříditelné (bez potenciálu řízení – beze změny doby použití).

1. Říditelné spotřebiče

Skupina spotřebičů s určitou setrvačností své funkce (tepelné akumulární spotřebiče) nebo možnou odložitelností své funkce (myčka nádobí, pračka).

a) Přímé řízení	b) Nepřímé řízení
Spotřebiče se setrvačností své funkce	Spotřebiče s možnou odložitelností své funkce
Tepelné akumulární spotřebiče	Pračka, sušička, myčka nádobí
Dnes řízené HDO za předem daných podmínek	Odběratel určí, kdy přenechá řízení

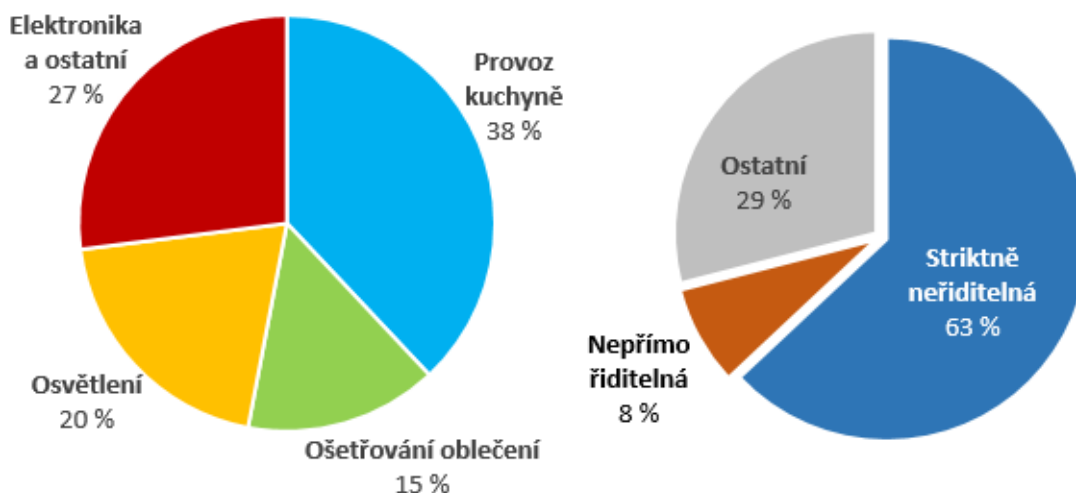
2. Neříditelné spotřebiče

Skupina spotřebičů zahrnující ostatní zařízení v domácnosti, především s nutným (osvětlení) nebo pevně daným používáním (kuchyňské vybavení).

a) Striktně neříditelné	b) Obvykle neříditelné
Spotřebiče se nutným nebo pevně daným používáním	Spotřebiče s částečným řízením s minimální ztrátou komfortu
Osvětlení, kuchyňské spotřebiče, elektronika	Chlazení
Úplně vyloučené řízení	Řízení jen v havarijních či nouzových situacích

Dle tohoto rozdělení lze říci, že jedinou skupinou s potenciálem pro budoucí řízení spotřeby je skupina nepřímého řízení zahrnující spotřebiče typu pračka, myčka nádobí a sušička. U těchto spotřebičů lze bez ztráty většího komfortu přesunovat funkci během dne tak, aby došlo k *vylepšení* (vyrovnání a snížení odběrových špiček) odběrového diagramu. U ostatních skupin je tento potenciál naprosto minimální – u

neřiditelných spotřebičů je to dáno jejich podstatou a u přímého řízení je to způsobeno tím, že většina těchto zařízení je již připojena k systému HDO a jsou tedy již řízeny.



Obr. 29 - Struktura spotřeby průměrné domácnosti v ČR bez vytápění a ohřevu vody[27]

Z průzkumu ENRGO 2015 Českého statistického úřadu [28] vyplývá, že jen 8 % spotřeby domácností je nepřímo říditelných. Na Obr. 29 je zobrazeno rozdělení spotřeby elektrické energie v domácnosti dle použití a dle možnosti řízení. V Tab. 8 jsou uvedena přesná čísla k počtu spotřebičů na území hlavního města Prahy.

Tab. 8 - Vybavenost domácností vybranými spotřebiči [28]

Hl. město Praha	Domácnosti vlastníci spotřebič	Podíl domácností vlastníci spotřebič [%]
Celkem domácností	559 078	100
Automatická pračka	548 924	91,3
Sušička	23 284	4,2
Myčka nádobí	211 193	37,8
Lednička s mrazákem	516 407	92,4

7 Řízení spotřeby z pohledu bezpečnosti dodávky

Řízení spotřeby hraje důležitou roli v udržování výkonové a frekvenční rovnováhy v krizových situacích, které lze rozdělit do tří nejvýznamnějších:

1. Výpadek uzlového napájecího bodu 400(220)/110 kV
2. Výpadek distribuční stanice 110/22 kV
3. Výpadek vedení 110 kV

Jak jsem popisoval v kapitole 6.2, Praha je převážně napájena ze tří hlavních uzlů z přenosové soustavy a minimálně z okolní distribuční soustavy. Dimenzování všech hlavních prvků sítě je takové, aby bylo splněno kritérium N-1, tedy aby při výpadku jednoho zbylé byly schopny pokrýt celou spotřebu oblasti. Schopnost pražské sítě fungovat v částečném nebo úplném ostrovním režimu při výpadku dvou nebo všech uzlů je nedostatečná, a to hlavně z důvodu minimální zdrojové základy (172 MW instalovaného výkonu), kterou tvoří jen jeden větší zdroj – teplárna Malešice s výkonem 122 MW – ostatní zdroje jsou svým výkonem vůči spotřebě zanedbatelné.

Tab. 9 - Chybějící výkon při výpadku napájecího uzlu při plném využití zdrojů [MW]

Výpadek napájecího uzlu	Minimum zatížení			Maximum zatížení		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Malešice	0	0	0	0	0	0
Chodov	0	0	0	0	0	0
Řeporyje	0	0	0	0	0	0
Malešice + Chodov	0	0	0	72	51	108
Malešice + Řeporyje	0	0	0	72	51	108
Chodov + Řeporyje	238	283	277	522	501	558
Ostrovni provoz	638	683	677	922	901	958

Ostrovni provoz, ať už částečný nebo úplný, závisí nejen na dostupné zdrojové základně v oblasti ale také na schopnosti přizpůsobovat spotřebu dostupné dodávce. Zde narážím na druhý problém využití řízení spotřeby pro potřeby zabezpečení dodávek. Nevole upravovat svou spotřebu, v tomto případě poskytovat podpůrné služby, v závislosti na potřebách sítě je jak u velkoobdobatelů tak u maloobdobatelů. Jediným segmentem spotřeby, kde bez větší ztráty komfortu z užívání energie lze řídit spotřebu, je oblast přeměny elektrické energie na teplo s velkou setrvačností. Nejedná se jen o vytápění, které je navíc z většiny dnes řízeno systémem HDO a již využíváno pro optimalizaci odběru a pro řízení v krizových situacích pro udržení stability (další potenciál pro řízení je jen minimální), ale také o chlazení jako jsou ledničky, mrazáky nebo klimatizace. Pro chlazení jsou dostupná data pouze pro maloobdob domácností a jen pro ledničky a mrazáky, zastoupení klimatizací v domácnostech se nezjišťovalo v žádných průzkumech, nelze relevantně odhadnout jejich potenciál, a proto s nimi

nebudu počítat. Stejný případ platí i pro velkoodběratele a pro podnikatele, u kterých lze ale předpokládat, že by řízení spotřeby zabránilo technologické problémy nebo příliš vysoké finanční ztráty.

7.1 Potenciál nouzového řízení spotřeby domácností

Pokud bychom chtěli zachovat veškerý komfort, i při nouzovém řízení, museli bychom přistoupit k řízení jen té spotřeby, která by neomezila odběratelé. Pro tento případ se nejvíce hodí tepelná akumulární zařízení. Ohřev vody a vytápění je již v současné době z většiny řízen HDO a lze ho využít i k nouzovému snížení zatížení, další potenciál rozvoje je tedy minimální. Opačným směrem chlazení má stejný setrvačný efekt.

Chladicí technika má poměrně vysoké zastoupení v domácnostech v Praze, z 559 tis. domácností ji vlastní více jak 92 % (přehledně data uvádím v Tab. 8). Průměrná roční spotřeba ledničky s mrazákem je 261 kWh s průměrným odebíraným výkonem 30 W [28]. I přestože tato zařízení nepracují při stálém odběru ale naopak spínají po určitých časových úsecích, lze při takto velkém vzorku domácností brát v úvahu průměrné hodnoty, které se budou blížit reálným odběrům všech zařízení. Průměrný celkový hodinový výkon všech daných spotřebičů je 15,5 MW. V porovnání s maximálním zatížením celé distribuční sítě, které se v roce 2016 pohybovalo na úrovni 1100 MW [25], je výkon těchto zařízení zanedbatelný a v případě nutnosti řízení spotřeby v ostrovním režimu by přispěl jen minimálně. Dle mého názoru ani po započtení výkonu pro chlazení u VO, MOP a klimatizací u MOO by nebyl výsledek přijatelně velký, aby byl dostatečný ve stavech nouze.

7.2 Nouzové odlehčování zatížení

Předešlé odhady jsem prováděl za podmínky, že nebude výrazně snížen komfort z využívání elektrické energie, ovšem při nouzových situacích jde především o udržení rovnováhy a stability v síti i za cenu úplného odpojení zákazníků a nehledě na jeho ztráty, protože ztráty při úplném výpadku sítě by byli mnohonásobně vyšší. Z tohoto pohledu se jeví jako užitečné převzít systémy řízení spotřeby využívané v průmyslových sítích, které jsem popisoval v kap 5. Kombinace rychlého výkonově řízeného odlehčování (FPLS), ve vážných případech výpadku napájecího uzlu, a dynamického výkonově řízeného odlehčování (DPLS), v méně závažných případech jako přetížení vedení, by bylo vhodným řešením pro zvýšení bezpečnosti dodávky. V případě FPLS by byla vytvořena odlehčovací matice (Obr. 13) pro jednotlivé scénáře krizových situací a pro příslušné odpojované zatížení dle určené priority. V obou systémech je zapotřebí vybudování chytrých sítí, zabezpečující jak robustní měřicí a informační systém tak automatizované řízení spotřeby. Prakticky jsou dvě varianty, jak toto pojmout:

Varianta 1 – chytré sítě by byly zavedeny ke všem odběrným místům, v Praze toto číslo činí přibližně 775 000 odběrných míst. Čistá současná hodnota výdajů na investice a provoz do roku 2040 by byla kolem 4,2 mld. Kč dle odhadů pro ekonomické hodnocení chytrých sítí a AMM (*Automated Meter Management*) [29], které pracují na stejném principu. Čistá současná hodnota příjmů pro obchodníky a distributory dle odhadu by činila pouze 130 mil. Kč, což z ekonomického hlediska činí tuto variantu nereálnou k realizaci.

Varianta 2 – řízení a měření by bylo osazeno pouze v distribučních stanicích, kterých je v Praze 4494. V případě nouze by nebyly odpojování jednotlivý odběratelé ale celé oblasti odběratelů. Výdaje by v této variantě by o řády nižší a pohybovali se kolem 250 - 400 mil. Kč [29][30]. V tomto případě nelze mluvit o příjmech plynoucích z chytrého měření u odběratelů. Přínosem této varianty by bylo zvýšení bezpečnosti dodávky ve velmi krizových situacích, a především ochrana proti úplnému blackoutu, u kterých se výnosy vyčíslují jen velmi obtížně.

Obě tyto varianty naráží na hranice informačních systémů u objemu přenášených dat, rychlosti přenášených dat, rychlosti zpracování a výpočtů a pokročilé algoritmizace řízení.

8 Ekonomické přínosy řízení spotřeby u maloobděratelů

Z předchozích úvah a závěrů jsem dospěl k názoru, že nejvhodnějším sektorem pro řízení spotřeby v Praze je maloobdě domácností přes nepřímé řízení spotřebičů, u nichž lze změnit dobu funkce bez většího snížení komfortu využívání tohoto spotřebiče. Pro prvotní analýzu, kde jsem chtěl zjistit související problematiku řízení, která není na první pohled zřejmá, jsem vybral menší oblast v Praze – přesněji sídliště Háje.

8.1 Analýza oblasti sídliště Háje

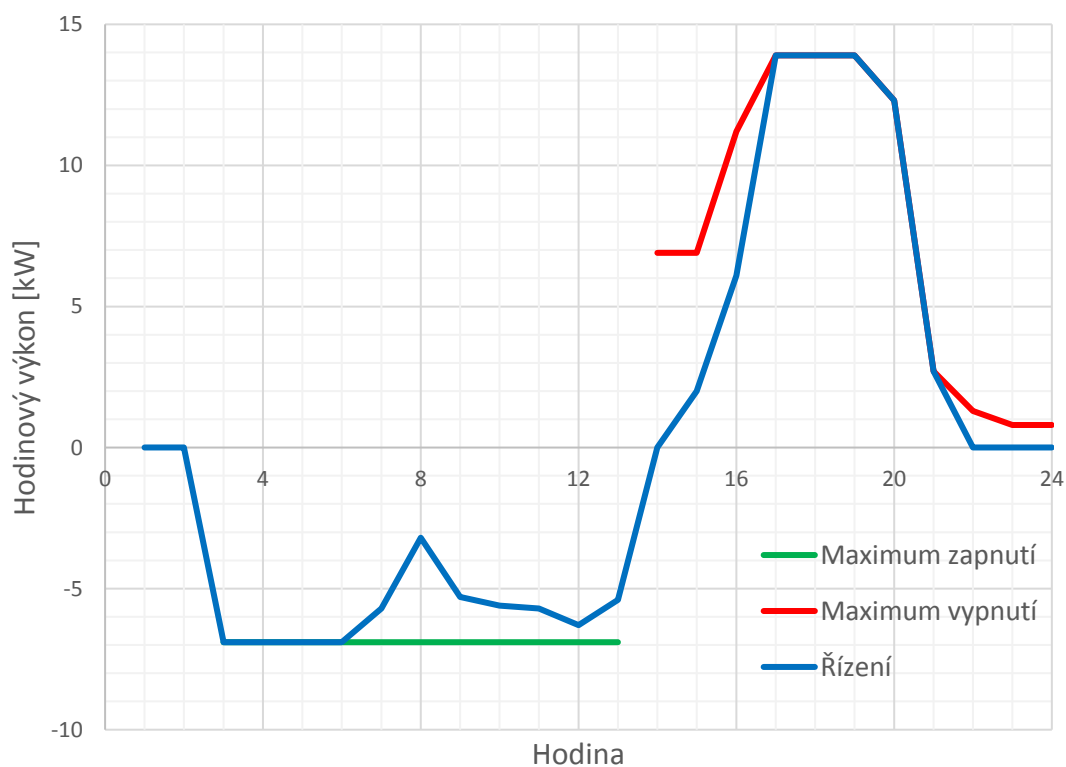
Sídliště Háje se nachází v jižní části Prahy a je připojeno k transformační stanici č. 3007. Tato oblast zahrnuje 115 domácností s celkovou roční spotřebou 597 MWh. Jako vstupní data jsem použil průměrné diagramy (za rok 2014-2016) zatížení pro jednotlivá roční období – jaro (březen-květen), léto (červen-srpen), podzim (září-listopad) a zima (prosinec-únor) – poskytnuté dispečinkem PRE distribuce [31]. Všechna data a grafy diagramů přikládám v EXCEL souboru v přílohách.

Ve své analýze k určení mezí nepřímo řízeného výkonu jsem využil průzkumy a expertní odhady zpracovávané EGÚ BRNO [27] a průzkum ENERGO 2015 zpracovávaný ČSÚ [28], kde jsem bral v úvahu statistiky podílu domácností vlastníci spotřebič, četnosti používání spotřebičů v domácnosti a dobu použití spotřebičů.

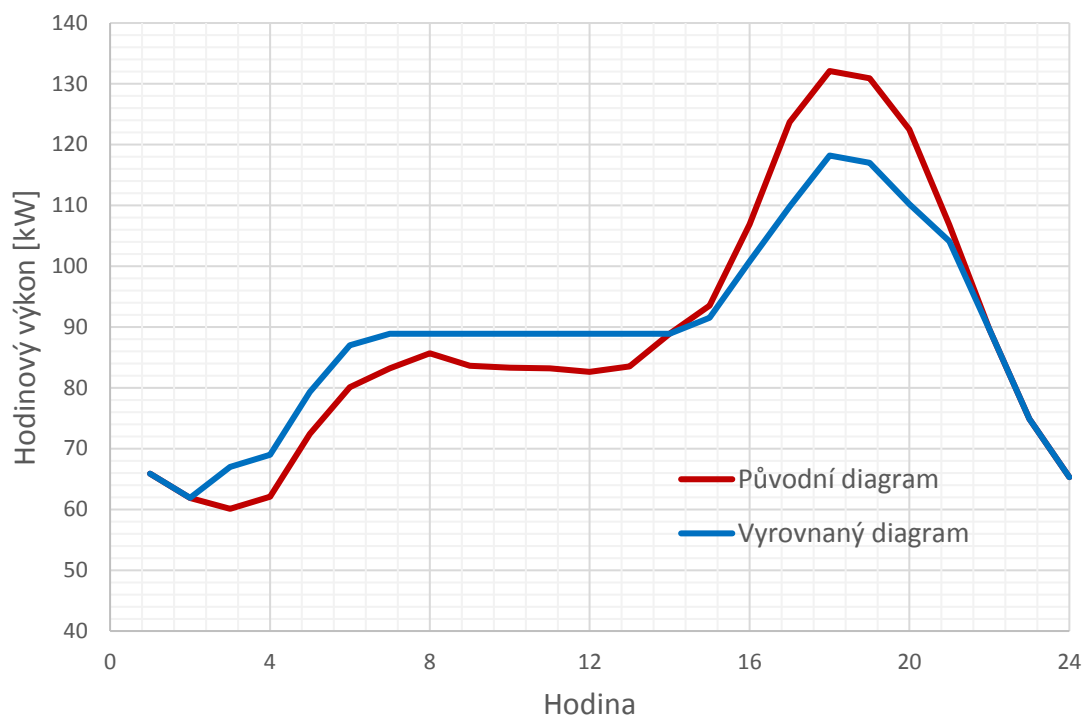
Při zpracovávání těchto mezí jsem přistoupil ke dvěma zjednodušujícím hlediskám. Součet řízené spotřeby energie je pro jeden den nulový, to znamená, že k přesunu spotřeby dochází jen v rámci jednoho dne a nikoliv napříč několika dny. A druhé zjednodušení je, že průměrné meze se během roku nemění.

Na Obr. 30 uvádím příklad pro řízení výkonu v pracovní den na podzim, kde kladné hodnoty řízení představují odložení spotřeby a záporné hodnoty představují sepnutí spotřebičů. Hodnoty řízení jsem určil ve spolupráci s dispečerem PRE distribuce expertním odhadem tak, aby co nejvíce omezovaly výkonové špičky ve spotřebě a zároveň co nejvíce vyrovnávaly diagram zatížení. Výsledné vyrovnání diagramu zatížení je na Obr. 31.

Hlavním cílem tedy bylo přesunout spotřebu z poledních (o víkendech) a odpoledních špiček do ranních hodin, kdy je zatížení nejmenší. Z výpočtu maximálního potenciálu řízení v dané oblasti vyšlo, že během pracovního dne by bylo možné přesunout 84,6 kWh a během víkendu 170,7 kWh, což tvoří od 3 do 10 % denní spotřeby energie (Tab. 10). Při vyčíslení rozdílu nákladů na nákup elektrické energie za průměrné ceny na denním trhu [32] jsem dospěl k úspoře 6 289 Kč za rok. Toto číslo je spíše orientační, jelikož nákup energie je záležitostí obchodníka a nikoliv distributora elektrické energie. Ani nelze předpokládat, že by obchodník celý objem nakupoval na denním trhu, za prakticky nejvyšší ceny.



Obr. 30 - Meze a změna výkonu řízením – podzim – pracovní den



Obr. 31 - Vyrovnání diagramu zatížení – podzim – pracovní den

Tab. 10 - Vyčíslení úspor nákladů na nákup energie při řízení

		Jaro		Léto		Podzim		Zima	
		Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend
Průměrná denní spotřeba oblasti	kWh	2 166,3	2 270,5	1 690,6	1 694,7	2 122,7	2 202,0	2 644,9	2 761,5
Maximální denní potenciál řízení	kWh	84,6	170,7	84,6	170,7	84,6	170,7	84,6	170,7
	%	3,91	7,52	5,00	10,07	3,99	7,75	3,20	6,18
Využitý denní potenciál řízení	kWh	52,6	81,7	44,7	44,4	64,8	110,3	55,3	104
	%	2,43	3,60	2,64	2,62	3,05	5,01	2,09	3,77
Počet dnů		66	26	66	26	65	26	64	27
Rozdíl nákladů za energii za den při nakupování na denním trhu	Kč	7,26	7,54	8,03	9,02	22,06	33,15	22,06	42,29
Rozdíl nákladů za energii za období při nakupování na denním trhu	Kč	479	196	530	235	1 434	862	1 412	1 142
Celkový rozdíl za rok	Kč	6 289							

Pokud by oblast byla připojena jako samostatný subjekt k distribuční síti na úrovni VN a řídila se měsíčními cenami za rezervovanou kapacitu danými cenovým rozhodnutím ERÚ [19], došlo by k roční úspoře 35 067 Kč při snížení maxima výkonu o 16,6 kW (Tab. 11).

Tab. 11 - Snížení nákladů za rezervovanou kapacitu při řízení

Měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu na hladině VN pro PREDistribuce	Kč/MW	176 037
Rozdíl výkonu v době maxima zatížení	kW	16,6
Rozdíl měsíční ceny za rezervovanou kapacitu	Kč	2 922
Rozdíl roční ceny za rezervovanou kapacitu	Kč	35 067

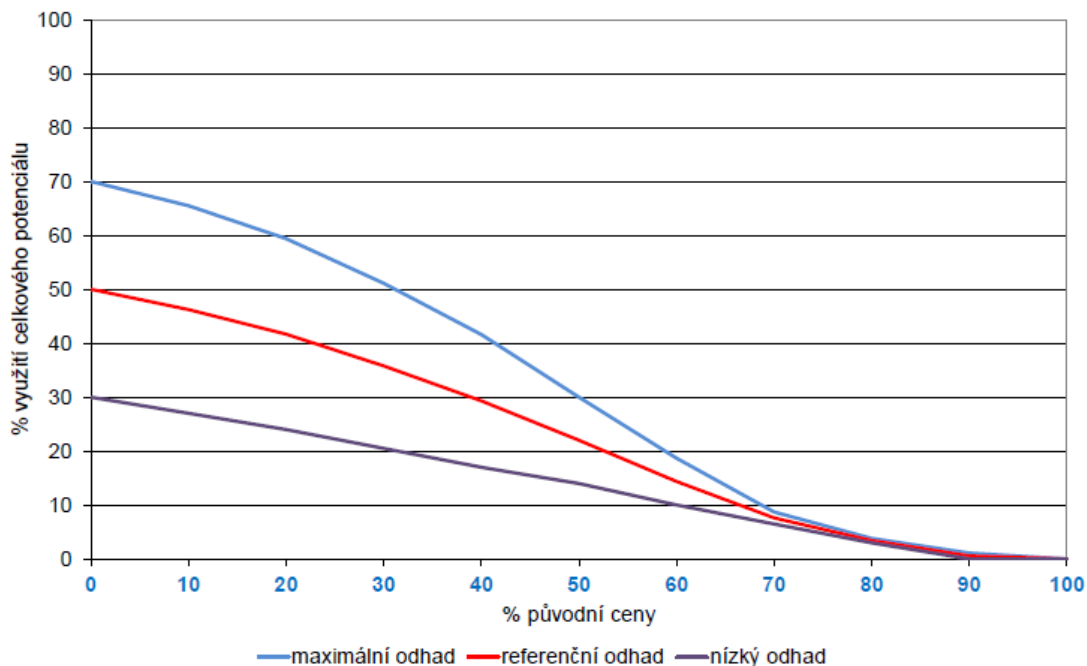
8.2 Poznatky z analýzy

- Při stanování mezi řízení se předpokládá, že všechna zařízení budou připojena k informační síti a budou schopna řízení dle pokynů systému. V reálné situaci budou tyto meze sníženy částí spotřebičů, které nebudou v systému.
- Předpokládá se také, že všichni odběratelé přistoupí na řízení svých spotřebičů. Další snížení potenciálu bude způsobeno neochotou odběratelů zapojit se do systému řízení.
- Tato neochota je způsobena převážně zásahem do denních činností člověka, který tím ztrácí určitou část svobody a komfortu, a přesunem funkce poměrně hlučných spotřebičů (myčka nádobí, pračka) do brzkých ranních hodin (3-6 hodina).
- V takto malé oblasti řízení naráží na problém velmi malých hodnot, tzn. že hodnoty řízení odpovídají jen výkonu několika jednotkám spotřebičů, tudíž se takovéto průměrné hodnoty budou ve většině případů lišit od reálné situace.
- Čím větší oblast bude brána v úvahu a čím větší počet spotřebičů se zapojí do řízení tím budou průměrné odhady blíže ke skutečným hodnotám, proto je vhodné při dalších úvahách počítat s celým územím Prahy.

8.3 Analýza oblastí hl. města Prahy

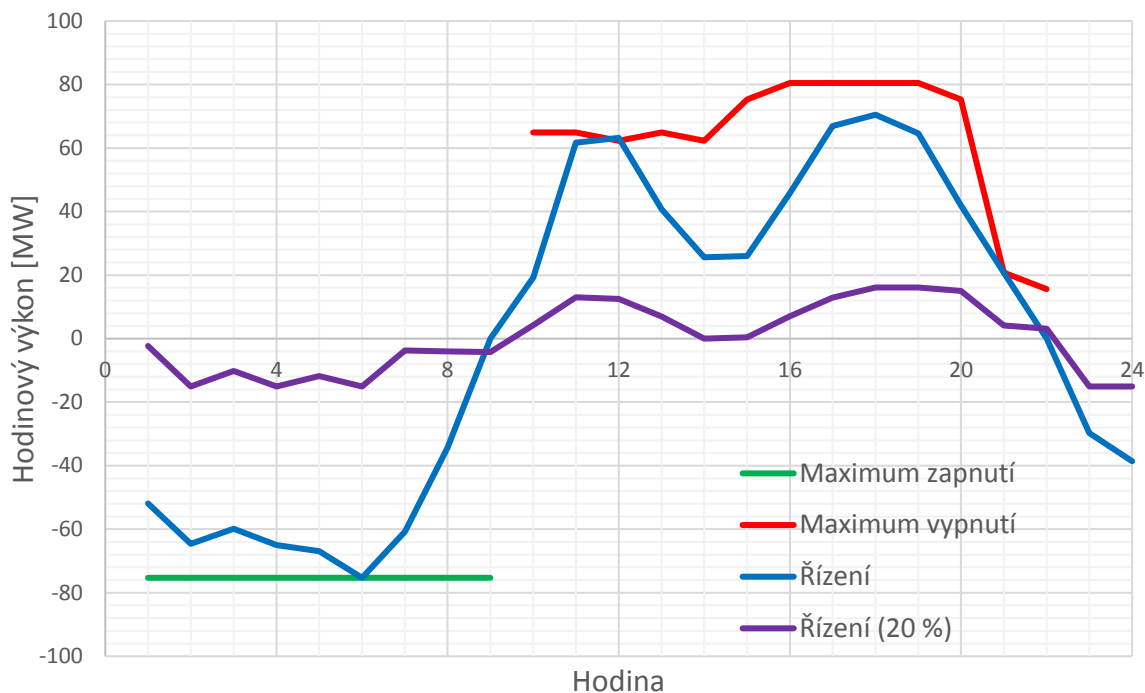
V druhé části analýz, na rozdíl od předchozí situace, kde jsem bral v úvahu jen malou oblast, jsem zahrnul do zhodnocení celou distribuční síť PRE – hlavní město Praha a Roztoky. Na území této sítě se nachází kolem 559 000 domácností [28] s celkovou spotřebou téměř 1,5 TWh. Takovouto rozsáhlostí a počtem spotřebičů omezím problém malých hodnot, čímž docílím maximálního přiblížení průměrných hodnot k hodnotám reálným.

K určení potenciálu řízení spotřeby využiji průměrné diagramy zatížení maloodběru domácností v Praze ve čtyřech ročních obdobích - jaro (březen-květen), léto (červen-srpen), podzim (září-listopad) a zima (prosinec-únor) – a meze určené expertními odhady jako v minulém případě (kapitola 8.1). Protože ale jsem v předešlé analýze dospěl k názoru, že nelze předpokládat zapojení všech potenciálních spotřebičů do systému, použiji k úpravě hodnot index využití potenciálu nepřímého řízení, který se stanovil v rámci projektu *Nové technologie měření II. – Vytvoření společné technické dokumentace pro implementaci provázaného technologického řešení inteligentních systémů měření na území ČR*. Změna velikosti indexu využití (procentní využití celkového potenciálu) je zobrazen na Obr. 32.

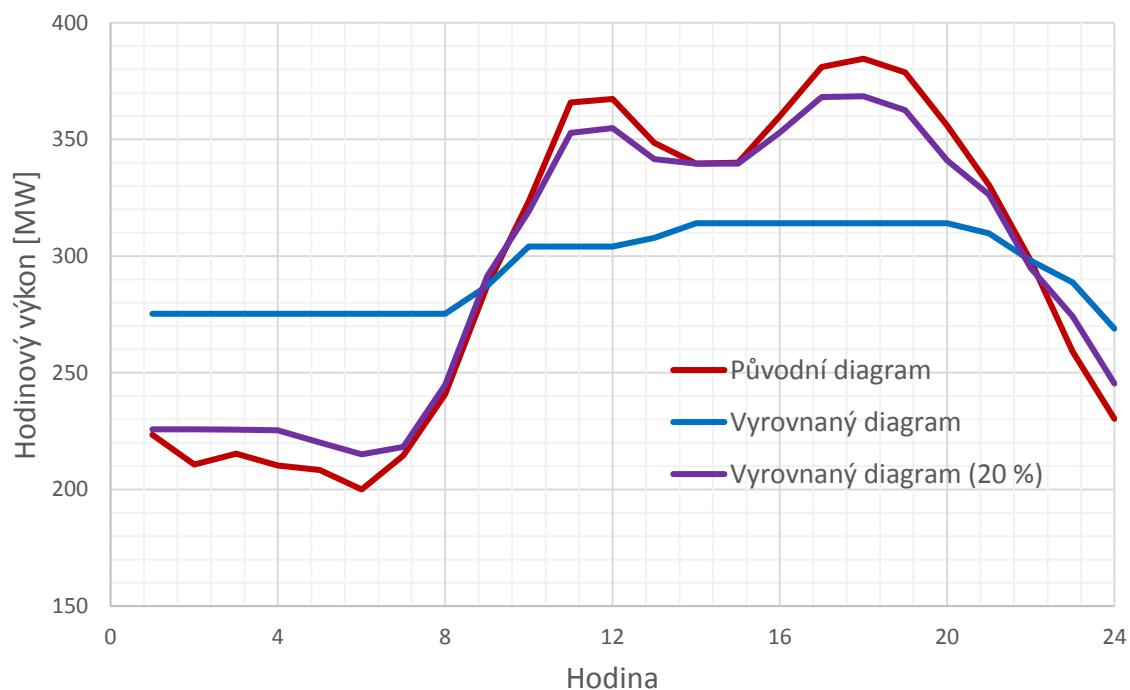


Obr. 32 - Index využití potenciálu nepřímého řízení

Jako srovnání k maximálnímu potenciálu jsem použil index využití 20 %, který odpovídá snížení ceny pro majitele spotřebiče přibližně 50 % při referenčním odhadu, což také odpovídá dnešním cenám nízkého tarifu (NT) při řízení HDO.



Obr. 33 - Meze a změna výkonu řízení domácností – zima – víkend



Obr. 34 -Vyrovnaní diagramu zatížení domácností – zima – víkend

Na předchozích obrázcích (Obr. 33 a Obr. 34) uvádím příklad řízení pro den o víkendu v zimním období. Je vidět, že při 100% využití potenciálu řízení dojde prakticky k úplnému vyrovnaní diagramu a omezení poledních a večerních špiček přesunem spotřeby do nočních a ranních hodin. Ovšem reálné odhady (20% využití)

sníží jen mírně maxima zatížení. Ostatní diagramy přikládám v příloze a v souboru EXCEL.

Vyrovnaní diagramu zatížení jsem počítal algoritmem, kde jsem hledal minimum součtu kvadrátu změn výkonu během dne za dodržení mezí změn výkonu. Tento algoritmu se ukázal dostatečně efektivním pro základní výpočty určení odhadu potenciálu řízení spotřeby. Hledání efektivního algoritmu na vyrovnávání digramu by do značné míry přesahovalo rámec této práce.

Matematický zápis pro hledání optimálního řízení vypadá následovně:

$$\sum_{i=2}^{24} (P_{2i} - P_{2i-1})^2 \rightarrow MIN$$

$$P_{2i} = P_{1i} - \Delta P_i$$

$$|P_{2i} - P_{1i}| \leq |\Delta P_{mi}| \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^{24} \Delta P_i = 0$$

$$i = 1, 2, \dots, 24$$

kde	P_{1i}	výkon původního diagramu v hodině i [MW]
	P_{2i}	výkon vyrovnaného diagramu v hodině i [MW]
	P_{mi}	mez změny výkonu v hodině i [MW]
	ΔP_i	změna výkonu v hodině i [MW]
	i	denní hodina

Z výsledků, které uvádím v Tab. 12, je vidět, že při reálné situaci zapojení 20 % odběratelů do řízení spotřeby nepřímo říditelných spotřebičů se využitý denní potenciál řízení pohybuje od 0,88 do 2,42 % denní spotřeby elektřiny na celém území, i přestože maximum potenciálu je kolem 20 %.

Při výpočtech snížení ztrát v síti vlivem vyrovnání diagramu zatížení, jsem dospěl k názoru, že nevhodnější bude vypočítat pouze procentní změnu ztrát oproti původnímu stavu. To především z toho důvodu, že jsem neměl k dispozici data, jakým procentem se maloodběr domácností podílí na celkových ztrátách, a tudíž jsem nemohl vypočítat absolutní hodnoty ztrát. Výsledky přesto ukazují jen velmi malé procento snížení ročních ztrát při řízení spotřeby domácností a to 3,11 % při plném využití potenciálu řízení a 1,14 % při 20 % využití potenciálu (Tab. 13). Odhadování finanční úspor stěžuje fakt, že nelze přesně určit jakou část se domácnosti podílí na celkových ztrátách v síti. Při hrubém odhadu podílu domácnosti na ztrátách 40 % (120 GWh) by se úspory pohybovaly kolem 5 mil. Kč při plném využití a 1,8 mil. Kč při 20% využití.

Tab. 12 - Výsledky analýzy pro vyrovnávání diagramu zatížení Prahy

		Jaro		Léto		Podzim		Zima	
		Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend
Průměrná denní spotřeba	MWh	5 096,8	5 361,9	4 272,0	4 104,2	5 002,7	5 278,5	6 100,5	7 073,9
Maximální denní potenciál řízení	MWh	371,8	828,3	371,8	828,3	371,8	828,3	371,8	828,3
	%	7,29	15,45	8,70	20,18	7,43	15,69	6,09	11,71
Využitý denní potenciál řízení	MWh	248,4	437,2	205,1	338,4	179,9	516,6	177,2	547,1
	%	4,87	8,15	4,80	8,25	3,60	9,79	2,90	7,73
Využitý denní potenciál řízení (20% zapojení odběratelů)	MWh	69,9	110,1	69,9	99,4	69,9	114,4	54,0	111,5
	%	1,37	2,05	1,64	2,42	1,40	2,17	0,88	1,58

Tab. 13 - Výsledky snížení ztrát při vyrovnání diagramu

		Jaro		Léto		Podzim		Zima	
		Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend	Pracovní den	Víkend
Snížení ztrát za den pro 100 %	%	3,18	3,92	2,93	2,78	2,73	4,59	2,21	4,55
Snížení ztrát za den pro 20 %	%	1,02	1,54	1,15	1,48	1,08	1,73	0,73	1,31
Roční průměrné snížení ztrát pro 100 %	%	3,11							
Roční průměrné snížení ztrát pro 20 %	%	1,14							

V analýze jsem také počítal, jak by se zachoval obchodník s elektřinou, pokud by byl systém řízení v jeho rukou a řídil by se výhradně cenami na denním trhu s elektrickou energií v ČR. V tomto případě by se nesnažil co nejvíce vyrovnat diagram zatížení, ale snažil by se snižovat spotřebu v době vysokých cen a zvyšovat spotřebu v době nízkých cen. Takovýto přístup má velmi negativní dopad na vyrovnanost diagramu zatížení, viz. příklad pro pracovní den v zimě (Obr. 35).

Matematický model pro cenové řízení jsem formuloval jako maximalizaci úspor nákladů:

$$\sum_{i=1}^{24} c_i (P_{2i} - P_{2i-1}) \rightarrow MAX$$

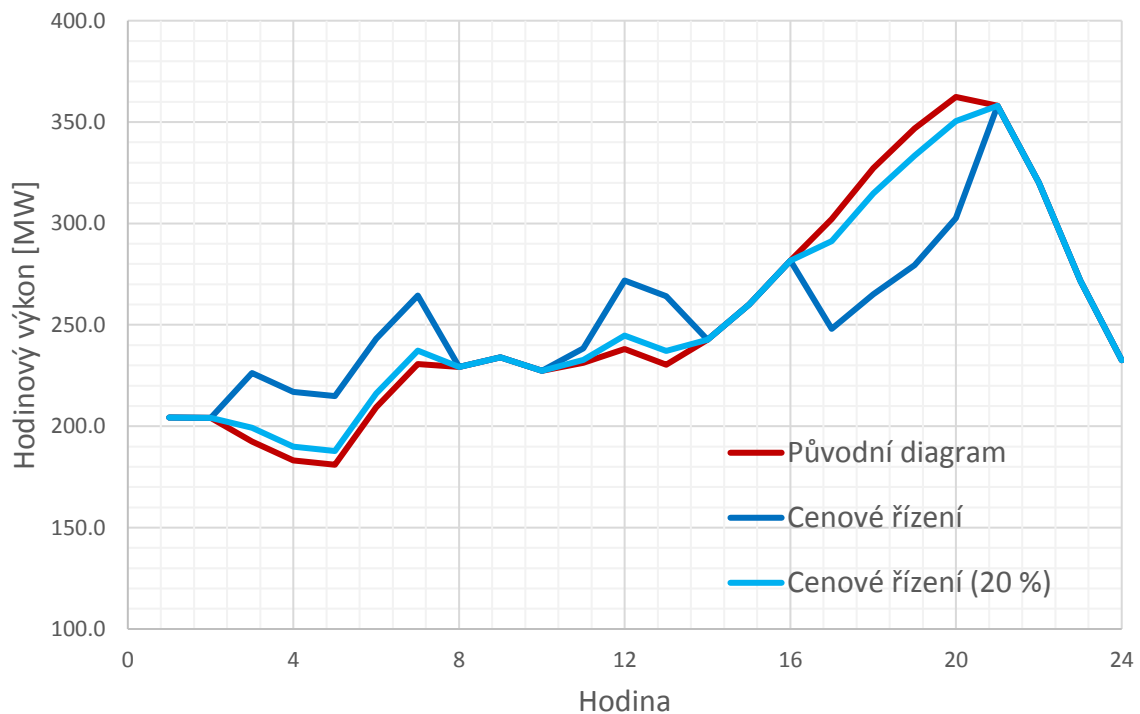
$$P_{2i} = P_{1i} - \Delta P_i$$

$$|P_{2i} - P_{1i}| \leq |\Delta P_{mi}| \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^{24} \Delta P_i = 0$$

$$i = 1, 2, \dots, 24$$

kde P_{1i} výkon původního diagramu v hodině i [MW]
 P_{2i} výkon vyrovnaného diagramu v hodině i [MW]
 c_i průměrná cena elektřiny na denním trhu v hodině i [MW]
 P_{mi} mez změny výkonu v hodině i [MW]
 ΔP_i změna výkonu v hodině i [MW]
 i denní hodina



Obr. 35 - Diagram pro cenové řízení – zima – pracovní den

Výsledky ukazují, řízením spotřeby lze ušetřit v rámci Prahy až několik milionů až desítek milionů korun ročně (Tab. 14). Musí se ale vzít v úvahu navrhované 50 %

snížení ceny elektrické energie pro spotřebu navrhovaných spotřebičů v domácnostech (průměrná cena silové elektřiny pro domácnosti = 1366 Kč/MWh [33]). Po započtení těchto nákladů zisk z řízení spotřeby propadne hluboko do ztrátových čísel. Pro neztrátové řízení by muselo být maximální cenové zvýhodnění 27 %, viz. Tab. 14.

Tab. 14 - Výsledky úspory nákladů na nákup elektrické energie

	Rozdíl nákladů za energii za rok při nakupování na denním trhu [Kč]	Po započtení cenového zvýhodnění 50 % na spotřebu nepřímo řízených spotřebičů [Kč]	Maximální cenové zvýhodnění pro neztrátový provoz
Vyrovnaní při zapojení 100 % odběratelů	24 423 151	-44 788 108	18 %
Vyrovnaní při zapojení 20 % odběratelů	5 706 781	-13 871 318	15 %
Cenové řízení při zapojení 100 % odběratelů	37 312 034	-31 899 225	27 %
Cenové řízení při zapojení 20 % odběratelů	7 462 407	-12 115 692	19 %

Úprava diagramu zatížení by měla sloužit i k optimalizaci plateb za rezervovanou kapacitu v odběrných místech od přenosové soustavy nebo od okolních distribučních společností. Jak jsem psal v předchozí kapitole 4.5, platba za rezervovanou kapacitu na napěťové úrovni VVN (tj. nad 52 kV) se odvíjí od průměru bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců (listopad až únor). Tudíž přesunem spotřeby během dne se nezmění průměrná hodnota výkonů a řízení spotřeby nebude mít tedy žádný vliv na platby za rezervovanou kapacitu.

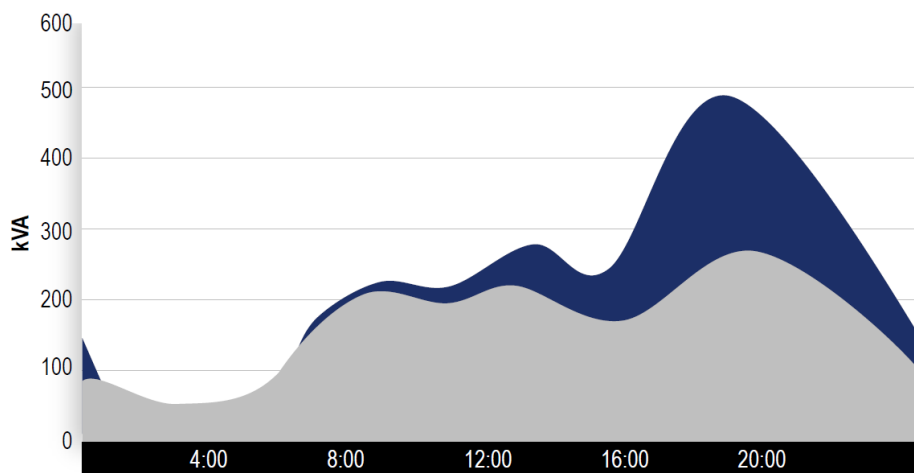
8.4 Závěry ekonomický přínosů

- Problém malých hodnot se nevyskytuje u takto velkého vzorku domácností ani při účasti pouze 20 % z nich. Průměrné hodnoty se v tomto případě velice věrohodně blíží k reálným hodnotám.
- Dle odhadu využití potenciálu nepřímého řízení lze říci, že pro odběratele má větší hodnota volnost využívání svých spotřebičů dle své libosti než cenové zvýhodnění elektřiny pro tyto spotřebiče.
- Maximální potenciál nepřímého řízení se pohybuje od 6 do 20 % denní spotřebované energie MOO v závislosti na dnu v týdnu a ročním období. Využitelný potenciál je jen od 3 do 8 % a při 20% účasti domácností jen kolem 1 až 2 %.

- Důsledkem nepřímého řízení dojde ke snížení ztrát způsobené odběrem MOO o 3 % při plném potenciálu a o 1 % při 20% účasti domácností.
- V případě, že by elektrická energie pro nepřímé řízení byla nakupována na denním trhu ČR došlo by k úspoře několika milionů korun ročně, ovšem po započtení cenového zvýhodnění by toto řízení bylo velmi ztrátové.
- V důsledku vyrovnaní diagramu v odběru by se zvýšilo využití vedení a zvýšila bezpečnost vzhledem k nižším špičkám v odběru, ale nedošlo by k úspoře na platbách za rezervovanou kapacitu u přenosové soustavy.
- I přes všechna tyto pozitiva si musíme uvědomit, že pro takovéto řízení by musela být vybudována masivní infrastruktura napojená na každou domácnost a zpracovávající ohromné objemy dat. Dle odhadů čistá současná hodnota výdajů by mohla dosahovat až 4,2 mld. Kč do roku 2040 [29].

9 Řízení spotřeby a elektromobilita

Nárůst využívání elektromobilů bude zatěžující zkouškou pro většinu distribučních sítí, neboť odběr pro nabíjení baterií elektromobilů bude realizován převážně v době odpolední a večerní špičky.



Obr. 36 - Diagram zatížení maloodběru domácností (šedivá) po započtení vlivu nabíjení elektromobilů (modrá) [34]

Při úplné obměně všech automobilů se budou elektromobily podílet na celkové spotřebě téměř 20 %, v absolutních číslech to znamená okolo 1,25 TWh ročně [34]. Při tomto scénáři by mohl večerní špička zatížení domácností narůst až na dvojnásobek, čímž by mohlo dojít k rychlému přetížení převážně sítí VN a NN. Problémem by mohlo být odkládání nabíjení do pozdních večerních hodin, které by mohlo vytvořit novou a ještě vyšší špičku v zatížení. Potenciál pro řízení je v tomto sektoru opravdu velký ale nejistý a spolu s akumulací elektrické energie by mohl přispět k úplnému vyrovnaní diagramu zatížení, čímž by se maximalizovalo využívání sítí.

Závěr

Vyrovňávání vah spotřeby a výroby je od počátků používání elektrické energie zásadní úlohou pro správce elektrických sítí. S novými technologiemi se mění pohled jak, této rovnováhy dosáhnout, a přitom si zachovat veškerý komfort při využívání elektrické energie. Vývoj v oblasti informačních technologií, přenosu a zpracování velkých objemů dat, chytrých přístrojů a chytrých sítí, internetu věcí a dalších mnohdy těžko představitelných technologií po přelomu tisíciletí otevřel nové cesty pro celou oblast energetiky. Jedním z těchto nových přístupů je rozšíření a vylepšení stávajícího systému řízení spotřeby HDO novým na bázi chytrých sítí, který by rozšířil základnu řízených spotřebičů a tím zvýšil přínosy tohoto systému. Právě tímto rozšiřujícím potenciálem jsem se v této práci zabýval.

V úvodu při porovnání řízení spotřeby a podpůrných služeb jsem došel k závěru, že za současných podmínek pro poskytování podpůrných služeb, řízení spotřeby není vhodné k tomuto účelu. Je to dáno především časovým rámcem řízení spotřeby, který se sestavuje dopředu a odběratel by o něm měl mít informace. Poskytování podpůrných služeb je naproti tomu do jisté míry náhodné v závislosti na potřebách systému. (v nouzových situacích lze k tomuto kroku přistoupit, ale nemělo by to být v normálních podmínkách). Druhým omezujícím faktorem je velikost řízeného výkonu, která se v současném řízení jen odhaduje a není přesně měřená, proto se řízení spotřeby jako podpůrná služba nepoužívá.

Řízení spotřeby má ale i jiné využití. V oblasti technického zabezpečení rovnováhy, ať už napětíové, frekvenční nebo výkonové, má své místo. První systémy tohoto typu pochází z průmyslových sítí, které mají své vlastní zdroje a jsou i napájené z vnější sítě. Systém hlídá buď výkonovou, frekvenční rovnováhu nebo kombinaci a přizpůsobuje spotřebu daným podmínkám. Takto mohou být připraveny krizové scénáře pro výpadky zdrojů, napájecích uzlů sítě nebo samotné spotřeby.

Při zhodnocení použití těchto systémů pro pražskou distribuční síť PRE jsem narazil na několik úskalí. V první řadě je nutné si uvědomit, že Praha je prakticky zcela odkázána na vnější přenosovou síť, na jejím území se nenachází žádný větší zdroj. Z toho vyplývá, že nemůže fungovat v ostrovním režimu, a pro předcházení blackoutu se musí přistoupit k řízení spotřeby. Pro případ, kdy by distributor nechtěl omezit komfort odběratelů, jsou vhodné pouze tepelné akumulární spotřebiče. V oblasti vytápění a ohřevu vody je další potenciál téměř nulový, protože většina těchto zařízení je již řízena HDO a k nouzovému řízení se používá v současné době. Druhou oblastí je chlazení a klimatizace (nikoliv větrání, jehož vypnutí by mohlo ohrozit zdraví). Ani v tomto případě jsem nedošel k závěru, že spotřeba měla významnější potenciál pro nouzové řízení. Průměrný výkon všech chladících zařízení v domácnostech se pohybuje kolem 15 MW (1 – 1,5 % zatížení celé Prahy), pro zastoupení klimatizací v domácnostech a

chlazení u podnikatelů a velkooběru nejsou k dispozici data, ale předpokládám, že zahrnutí této spotřeby by nepřineslo výrazné zlepšení s ohledem na technologická, ekonomická a bezpečnostní omezení.

Druhým hlavním využitím řízení spotřeby ekonomická optimalizace z pohledu obchodníka nakupující elektřinu a z pohledu distributora snažící se o vyrovnání diagramu zatížení a tím snížení ztrát a zvýšení využití přenosových zařízení. Z analýzy potenciálu spotřeby pro řízení jsem dospěl k výsledku, že jediným segmentem spotřeby vhodné k řízení bez omezení odběratele nebo snížení komfortu z využívání energie jsou nepřímo říditelné spotřebiče v domácnostech, především pračky, sušičky a myčky nádobí, a to tak že jejich použití se přesune do jiné vhodnější denní doby. Řízení ostatních spotřebičů maloodběru by zásadním způsobem zasahovalo do jejich používání což není přípustné. U velkooběru je obdobná situace s rozdílem technologických a ekonomických omezení.

Výsledky analýzy ukázali, že maximální denní potenciál řízení spotřeby (velikost spotřeby kterou lze přesunout do jiné denní doby) se pohybuje v rozmezí 6-9 % v pracovní den a 10-20 % o víkendovém dnu denní spotřeby v závislosti na ročním období. Pro potřeby vyrovnání diagramu zatížení domácností by se ale použilo jen 3-5 % resp. 8-10 % celkové denní spotřeby. Tyto výsledky vycházejí z předpokladu, že by se do řízení spotřeby zapojily všechny domácnosti. S přihlédnutím k 50% cenovému zvýhodnění, které je dnes běžné u dvoutarifové sazby, pro používání těchto spotřebičů by k takovému řízení přistoupilo pouhých 20 % domácností. Po započtení snížení zapojení odběratelů jsou dospěl ke konečným výsledkům potenciálu řízení spotřeby: 1-1,5 % denní spotřeby pracovního dne a 1,5-2,5 % denní spotřeby víkendového dne.

Řízení spotřeby nepřímo říditelných spotřebičů by přineslo snížení ztrát o 3 % při zapojení všech domácností v Praze a 1% snížení ztrát při reálném zapojení 20 % domácností, což by vedlo k ročním úsporám 5 mil. resp. 1,8 mil. Kč na nákup energie distributorem na pokrytí ztrát. Vyrovnání diagramu zatížení by přineslo úspory také pro obchodníky prodávající energii odběratelům zapojeným do řízení. Při ocenění přesunu spotřeby z doby špičky, kdy jsou ceny nejvyšší, do doby nejnižších cen by obchodník ušetřil při nakupování energie na denním trhu kom 24 mil. ročně při 100% zapojení odběratelů a 5,7 mil. ročně při 20%. Pokud by řízení bylo přenecháno čistě na obchodníkovi, který by se řídil výhradně cenou na trhu, byly by tyto úspory 37 mil. resp. 7,5 mil. Takovéto řízení je ale z pohledu distributora nepřijatelné kvůli velkým výkyvům v zatížení a vytvoření nových špiček v diagramu. Po započtení snížení příjmů při cenovém zvýhodnění by byl tento systém pro obchodníka ztrátový. Aby konečná hodnoty pro obchodníka nebyly v červených číslech muselo by být cenové zvýhodnění pro odběratele maximálně na úrovni 15 %.

Závěrem této práce bych shrnul, že řízení spotřeby má jen velmi malý potenciál při přihlédnutí ke všem omezením ze strany odběratelů a náklady současných

technologií značně převyšují přínosy těchto systémů. Velkou výzvou pro řízení spotřeby naopak spatřuji v kombinaci s nabíjením elektromobilů, akumulací nebo obnovitelnými a decentralizovanými zdroji v distribučních sítích.

Seznam použitých zdrojů

- [1] Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems* [online]. 2004, roč. 19, č. 3, s. 1387–1401 [vid. 2016-11-02]. ISSN 0885-8950. Dostupné z: doi:10.1109/TPWRS.2004.825981
- [2] PES, Ieee a Electronics ENGINEERS. Řízení a stabilita elektrizační soustavy. 2008.
- [3] MACHOWSKI, Jan, Janusz W BIALEK a James R BUMBY. *Power System Dynamics: Stability and Control* [online]. 2008. ISBN 9780470725580. Dostupné z: doi:6
- [4] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV. Pravidla provozování distribučních soustav - Příloha 3 Kvalita napětí v distribuční soustavě, způsoby jejího zjišťování a hodnocení. 2011.
- [5] *Vyhláška č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice*
- [6] Příloha č. 5 k vyhlášce č. 540/2005 Sb. nedatováno.
- [7] ČEPS, a.s. - *Systémové služby* [online]. [vid. 2017-01-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Systemove-sluzby/Stranky/default.aspx>
- [8] ČEPS. Pravidla provozování přenosové soustavy - Část II. Podpůrné služby (PpS). 2016.
- [9] ČEPS, a.s. - *Podpůrné služby* [online]. [vid. 2017-01-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/Stranky/default.aspx>
- [10] LADHANI, S.S. a W. ROSEHART. Under voltage load shedding for voltage stability overview of concepts and principles. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. [online]. B.m.: IEEE, nedatováno, s. 1597–1602 [vid. 2016-11-19]. ISBN 0-7803-8465-2. Dostupné z: doi:10.1109/PES.2004.1373142
- [11] FINLEY, David a John HORAK. Load shedding for utility and industrial power system reliability. 2002.
- [12] ČEPS. Mimořádná situace v PS ČR vlivem enormní výroby ve větrných parcích v Německu na přelomu roku 2014/2015 [online]. 2015 [vid. 2017-05-20]. Dostupné z: http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/Analyza_mimoradna_situace_PSCR_2015_CZ.pdf
- [13] LEFEBVRE, D, S BERNARD a T Van CUTSEM. Undervoltage load shedding scheme for the Hydro-Québec system. 2004.
- [14] *TransÉnergie | Hydro-Québec* [online]. Dostupné z: <http://www.hydroquebec.com/transenergie/en/reseau-bref.html>
- [15] ČEPS. Pravidla provozování přenosové soustavy - Část V. Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS. 2015.
- [16] *Vyhláška č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu* [online]. 2010 [vid. 2016-12-30]. Dostupné z: <http://portal.gov.cz/app/zakony/zakonPar.jsp?idBiblio=70720&nr=80~2F2010&rpp=15#local-content>
- [17] *Denní trh — OTE, a.s.* [online]. [vid. 2017-03-19]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh>
- [18] VÍTEK, Miroslav. *Ekonomika dopravních energetických systémů, 2. vydání*. Praha: ČVUT, 2008. ISBN 978-80-01-04181-9.
- [19] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2016 ze dne 25. listopadu 2016, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny* [online]. 2016 [vid. 2017-03-29]. Dostupné

- z: https://www.eru.cz/documents/10540/2041142/ERV_10_2016/022f2fcf-55c0-4dde-9d8e-d0024602dc43
- [20] ERÚ. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2015 ze dne 26. listopadu 2015, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítě nízkého napětí. 2015.
- [21] STRANZ, Eric. Advanced Load-Shedding Scheme With Integrated Protection, Control and Automation. *AIST*. 2014.
- [22] PRE DISTRIBUCE, a. s. *Technické informace* [online]. [vid. 2017-04-17]. Dostupné z: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>
- [23] OTE, a.s. *Statistika - Mapy* [online]. [vid. 2017-04-17]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha/ke-stazeni/ke-stazeni>
- [24] ERÚ. *Roční zpráva o provozu ES ČR 2015* [online]. 2015 [vid. 2017-04-22]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2015.pdf/3769f65b-3789-4e93-be00-f84416e1ca03
- [25] PRE DISTRIBUCE, a. s. *Statistiky* [online]. [vid. 2017-04-23]. Dostupné z: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/statistiky/>
- [26] MALÍK, Ondřej a Petr HAVEL. Demand Side Management System for Optimizing Operation of Power Grids with Renewable Energy Sources [online]. 2016 [vid. 2017-04-23]. Dostupné z: https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/66723/Disertace_Ondrej_Malik_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [27] MACENAUER, Michal. Potenciál říditelné spotřeby v ČR. *ČK CIRED*. 2014.
- [28] ČSÚ. Spotřeba paliv a energií v domácnostech ENERGO 2015 [online]. 2017 [vid. 2017-04-29]. Dostupné z: https://www.czso.cz/documents/10180/50619982/ENERGO_2015.pdf/86331734-a917-438a-b3c2-43a5414083fc?version=1.4
- [29] MPO. *Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR* [online]. 2016 [vid. 2017-05-14]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Ekonomicke-posouzeni-AMM-elektro.pdf>
- [30] MPO. *Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)* [online]. 2015 [vid. 2017-05-20]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Narodni-akcni-plan-pro-chytre-site.pdf>
- [31] PREDI. *PREdi- Interní systém měření*. 2016.
- [32] OTE, a.s. *Roční zpráva 2016* [online]. 2017 [vid. 2017-05-02]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/rocní-zpráva/page_report_62_162
- [33] PRE. *Elektřina - domácnosti* [online]. 2017 [vid. 2017-05-20]. Dostupné z: <https://www.pre.cz/cs/domacnosti/elektrina/>
- [34] VOTRUBA, Stanislav. Elektromobilita ve městech - strategie rozvoje dobíjecí infrastruktury v městské zástavbě. In: *AEM*. 2017.

Seznam obrázků

Obr. 1 - Rozdělení stability elektrické sítě [1][2]	10
Obr. 2 - Náhradní schéma přenosového vedení s fázorovým diagramem [3]	11
Obr. 3 - Nosové křivky [3]	12
Obr. 4 - Celková výkonová charakteristika sítě při neomezené výrobě [3]	14
Obr. 5 - Výkonová charakteristika bloku [3]	14
Obr. 6 - Celková výkonová charakteristika sítě při zahrnutí maximálních výkonů bloků [3]	15
Obr. 7 - Celková výkonová charakteristika soustavy [3]	15
Obr. 8 - Příklad průmyslové sítě [11]	27
Obr. 9 - Princip použití doplňujícího pravidla [13]	28
Obr. 10 - Soustava vodních elektráren v kanadské provincii Québec [14]	29
Obr. 11 - Zatížení ES ČR (18.3.2017) [17]	31
Obr. 12 - Cena elektrické energie na denním trhu ČR (18.3.2017) [17]	31
Obr. 13 - Odlehčovací matice	39
Obr. 14 - Příklad průmyslové sítě před a po neočekávané události	39
Obr. 15 - Postup funkce FPLS	40
Obr. 16 - Postup funkce DPLS	41
Obr. 17 - Porovnávání výkonu v systému DPLS	41
Obr. 18 - Frekvenční odlehčovací matice	42
Obr. 19 - Příklad frekvenčně řízeného odlehčování	42
Obr. 20 - Území působnosti PREDi [22]	43
Obr. 21 - Území působnosti PREDi v ČR [23]	43
Obr. 22 - Schéma sítí VVN [23]	44
Obr. 23 - Napájecí uzly z přenosové soustavy [23]	45
Obr. 24 - Napojení distribuční sítě PRE na okolí	45
Obr. 25 - Členění distribuční sítě PREDi	46
Obr. 26 - Výroba elektrické energie dle technologie [24]	47
Obr. 27 - Rozložení celkové spotřeby v Praze v roce 2016 [25]	48
Obr. 28 - Průzkum k řízení spotřeby u velkoodběratelů [26]	49
Obr. 29 - Struktura spotřeby průměrné domácnosti v ČR bez vytápění a ohřevu vody [27]	51
Obr. 30 - Meze a změna výkonu řízením – podzim – pracovní den	55
Obr. 31 - Vyrovnání diagramu zatížení – podzim – pracovní den	56
Obr. 32 - Index využití potenciálu nepřímého řízení	58
Obr. 33 - Meze a změna výkonu řízení – zima – víkend	59
Obr. 34 - Vyrovnání diagramu zatížení – zima – víkend	59
Obr. 35 - Diagram pro cenové řízení – zima – pracovní den	62
Obr. 36 - Diagram zatížení maloodběru domácností (šedivá) po započtení vlivu nabíjení elektromobilů (modrá) [34]	64

Seznam tabulek

Tab. 1 - Frekvenční pásma provozu elektráren [2].....	15
Tab. 2 - Přehled podpůrných služeb.....	21
Tab. 3 - Stupně odlehčování soustavy Hydro-Québec [13].....	28
Tab. 4 - Frekvenční plán [15].....	30
Tab. 5 - Příklad spouštění systému HDO.....	36
Tab. 6 - Přehled systémů řízení spotřeby v průmyslu.....	38
Tab. 7 - Zdroje na území PRE [23].....	47
Tab. 8 - Vybavenost domácností vybranými spotřebiči [28].....	51
Tab. 9 - Chybějící výkon při výpadku napájecího uzlu při plném využití zdrojů [MW].....	52
Tab. 10 - Vyčíslení úspor nákladů na nákup energie při řízení.....	56
Tab. 11 - Snížení nákladů za rezervovanou kapacitu při řízení.....	57
Tab. 12 - Výsledky analýzy pro vyrovnávání diagramu zatížení Prahy.....	61
Tab. 13 - Výsledky snížení ztrát při vyrovnání diagramu.....	61
Tab. 14 - Výsledky úspory nákladů na nákup elektrické energie.....	63

Seznam příloh

Příloha č. 1 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – jaro – pracovní den

Příloha č. 2 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – jaro – víkend

Příloha č. 3 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – léto – pracovní den

Příloha č. 4 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – léto – víkend

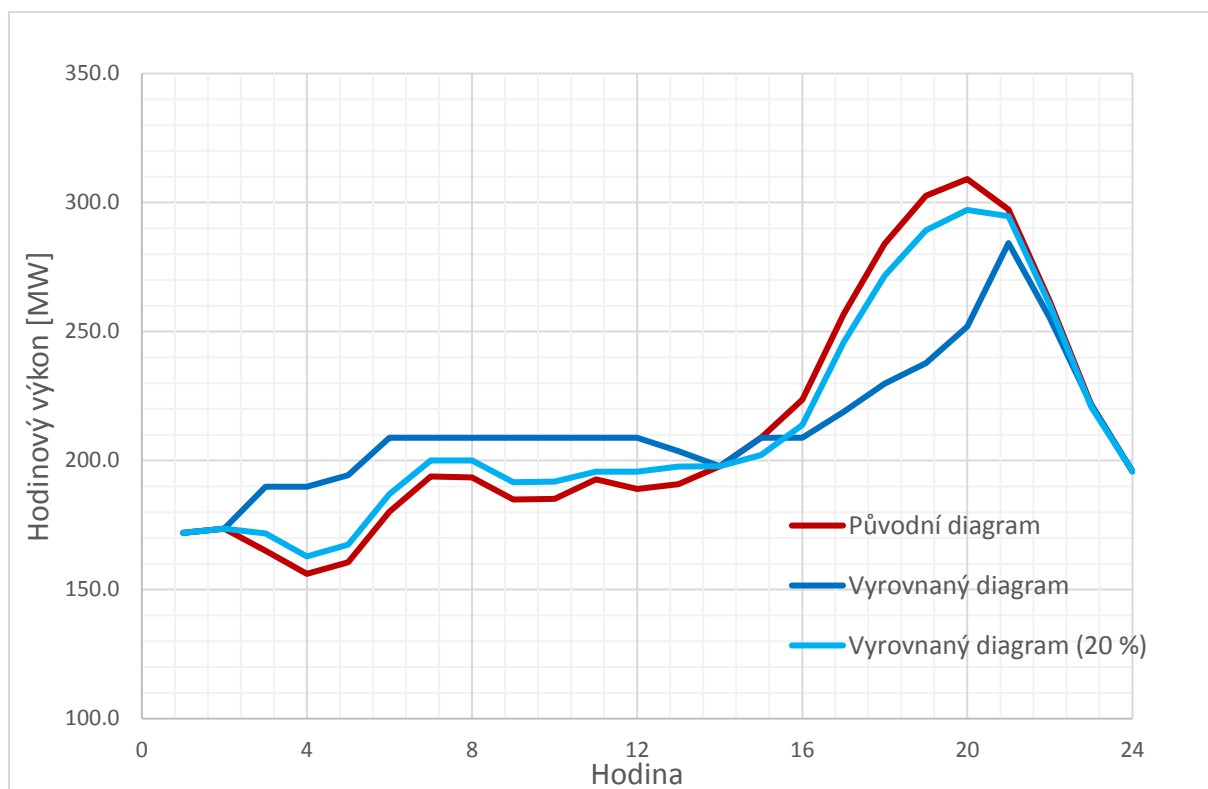
Příloha č. 5 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – podzim – pracovní den

Příloha č. 6 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – podzim – víkend

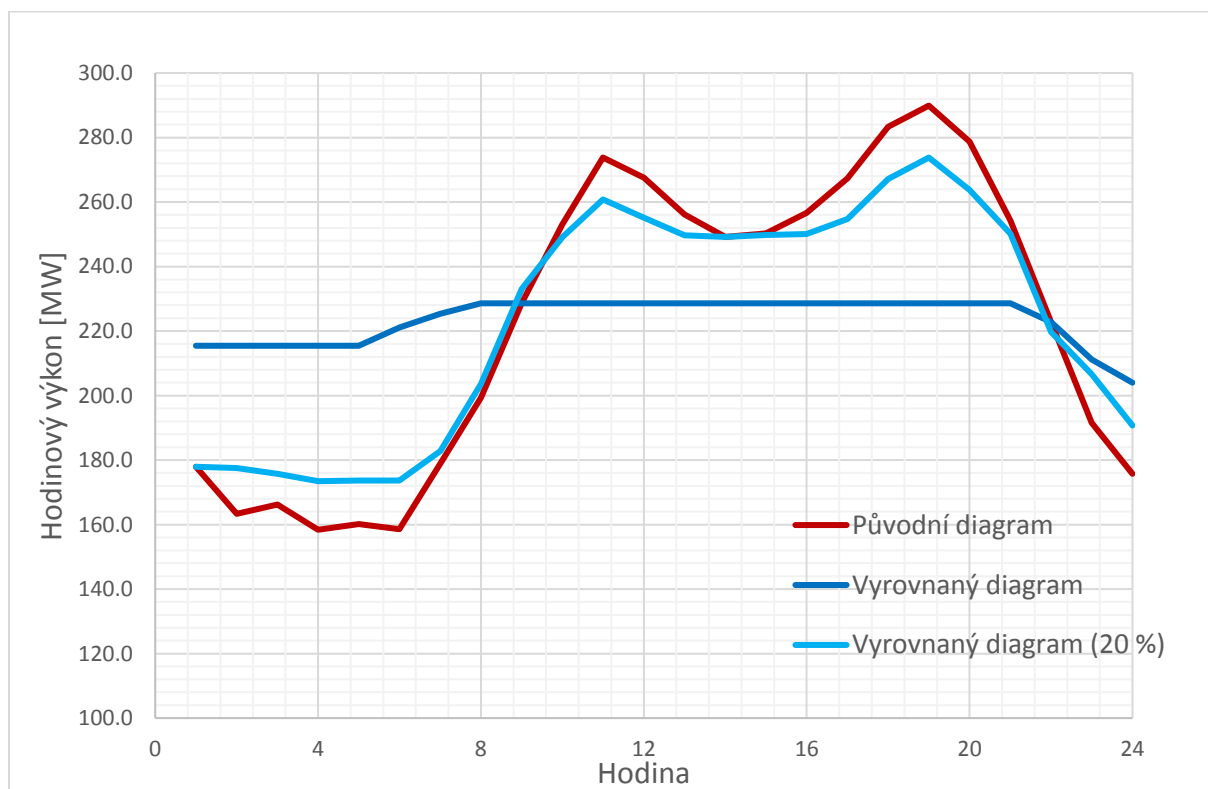
Příloha č. 7 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – zima – pracovní den

Příloha č. 8 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – zima – víkend

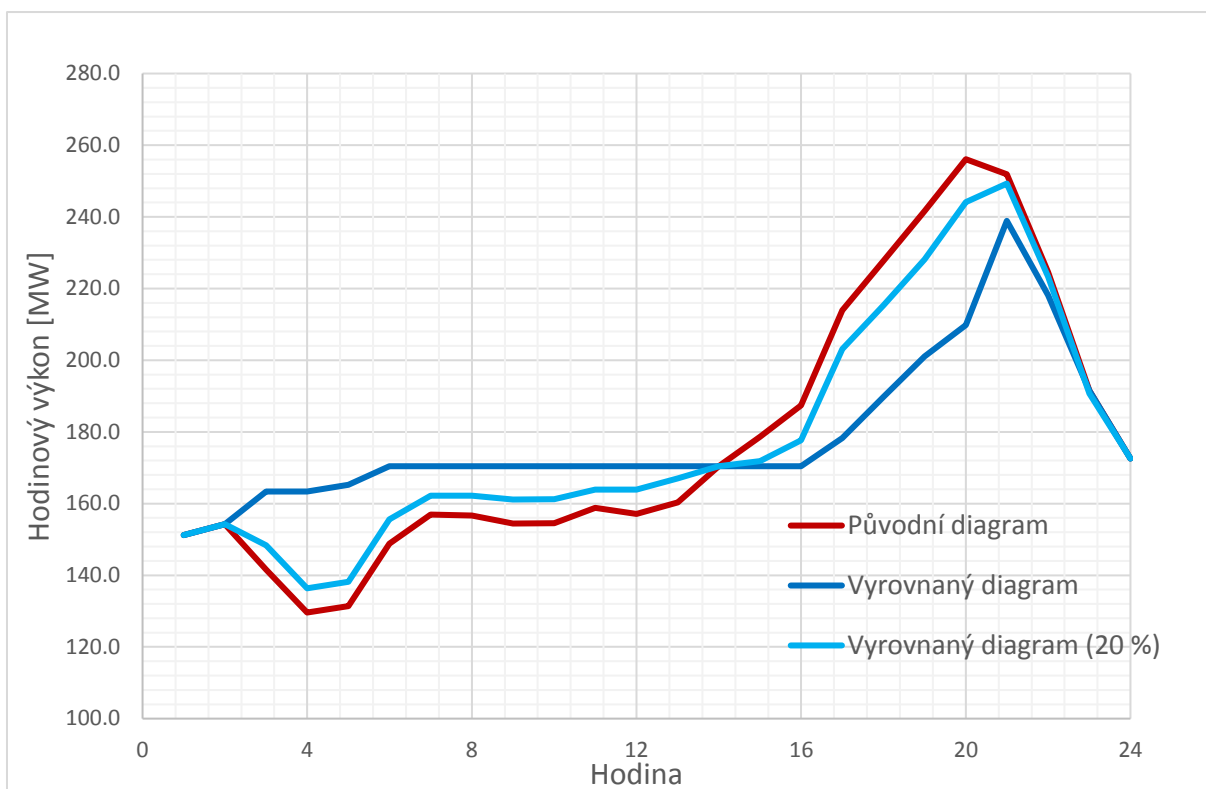
Příloha č. 1 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – jaro – pracovní den



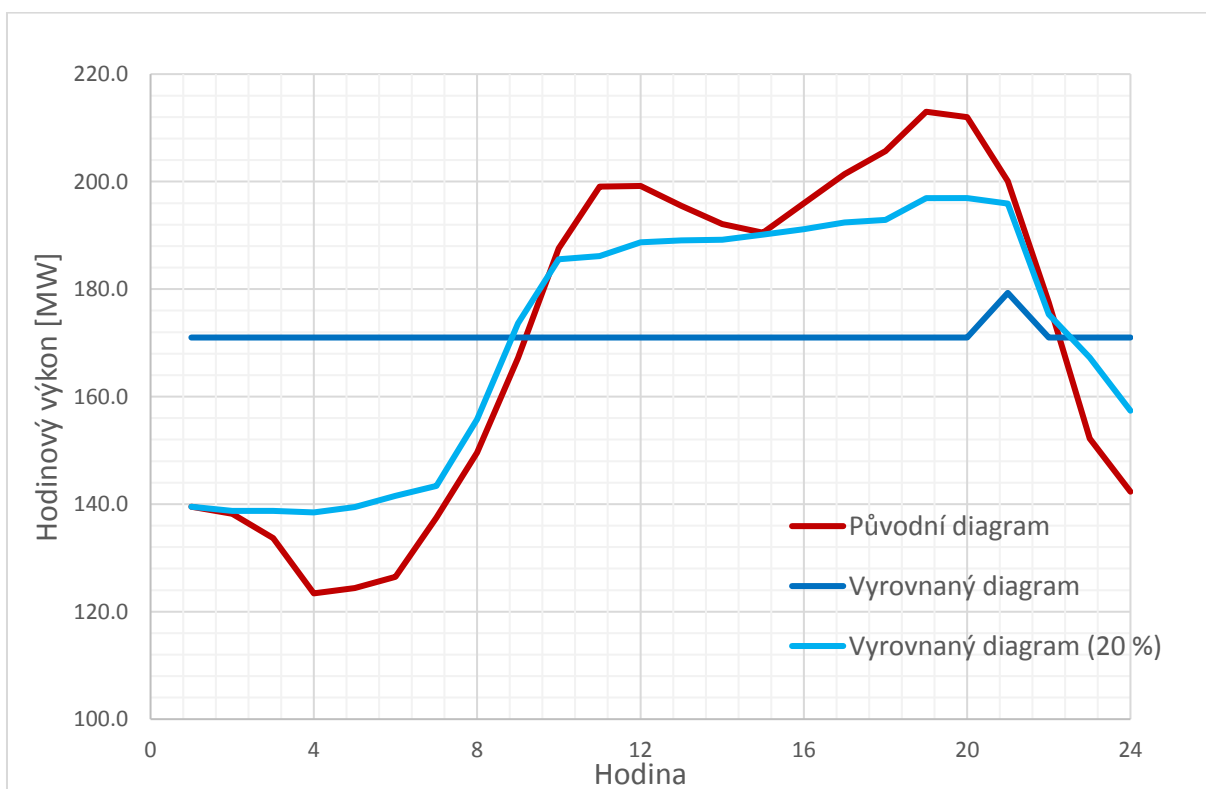
Příloha č. 2 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – jaro – víkend



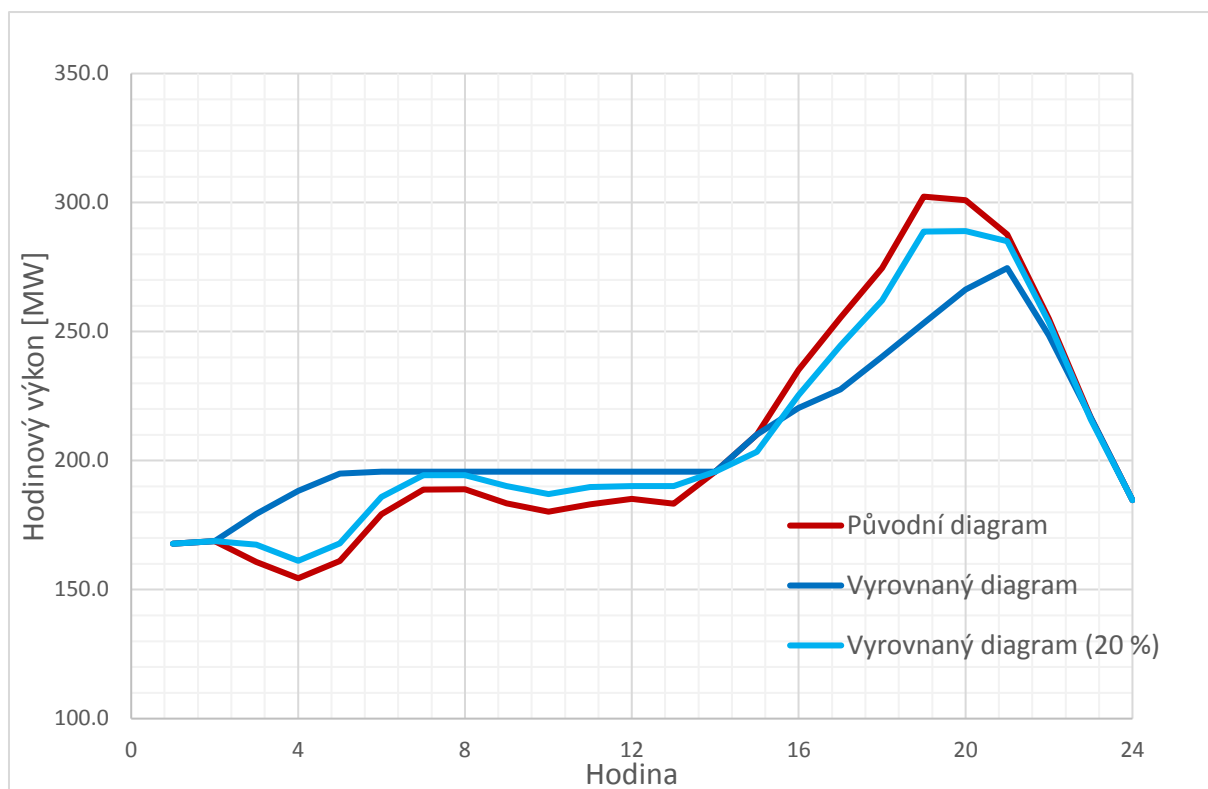
Příloha č. 3 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – léto – pracovní den



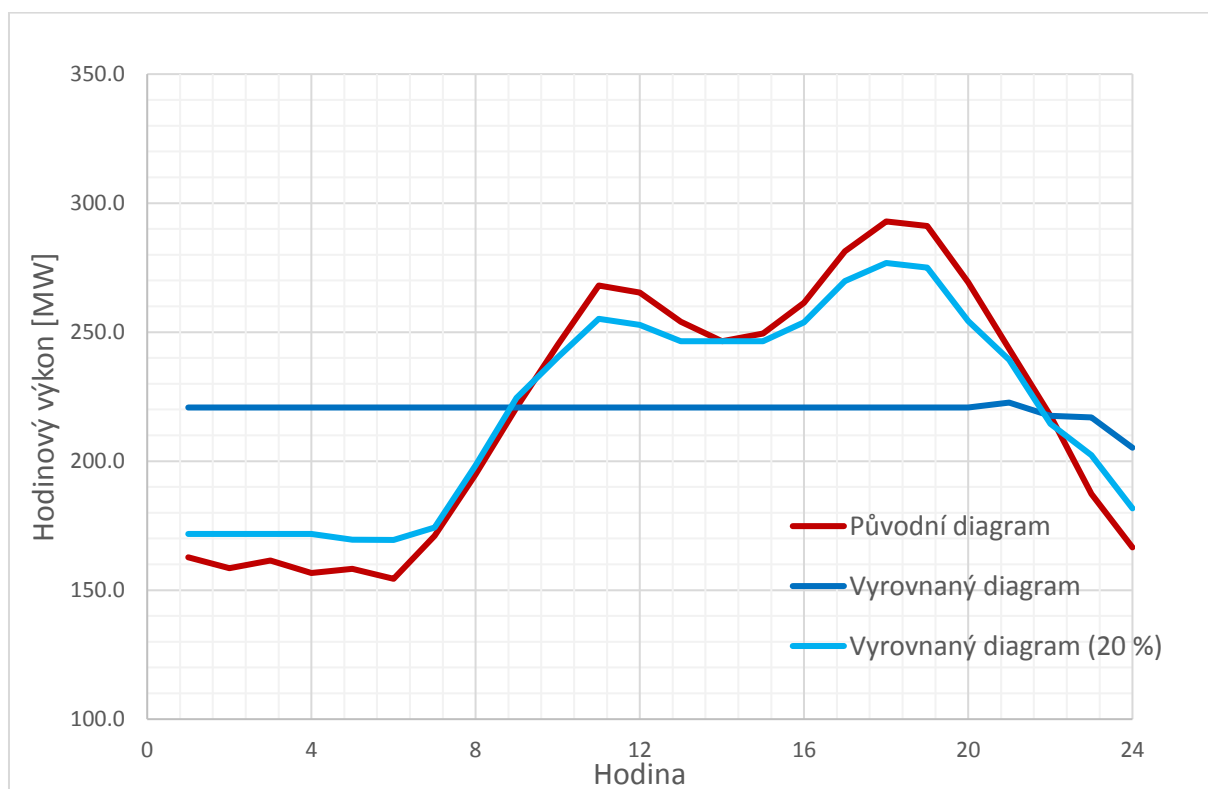
Příloha č. 4 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – léto – víkend



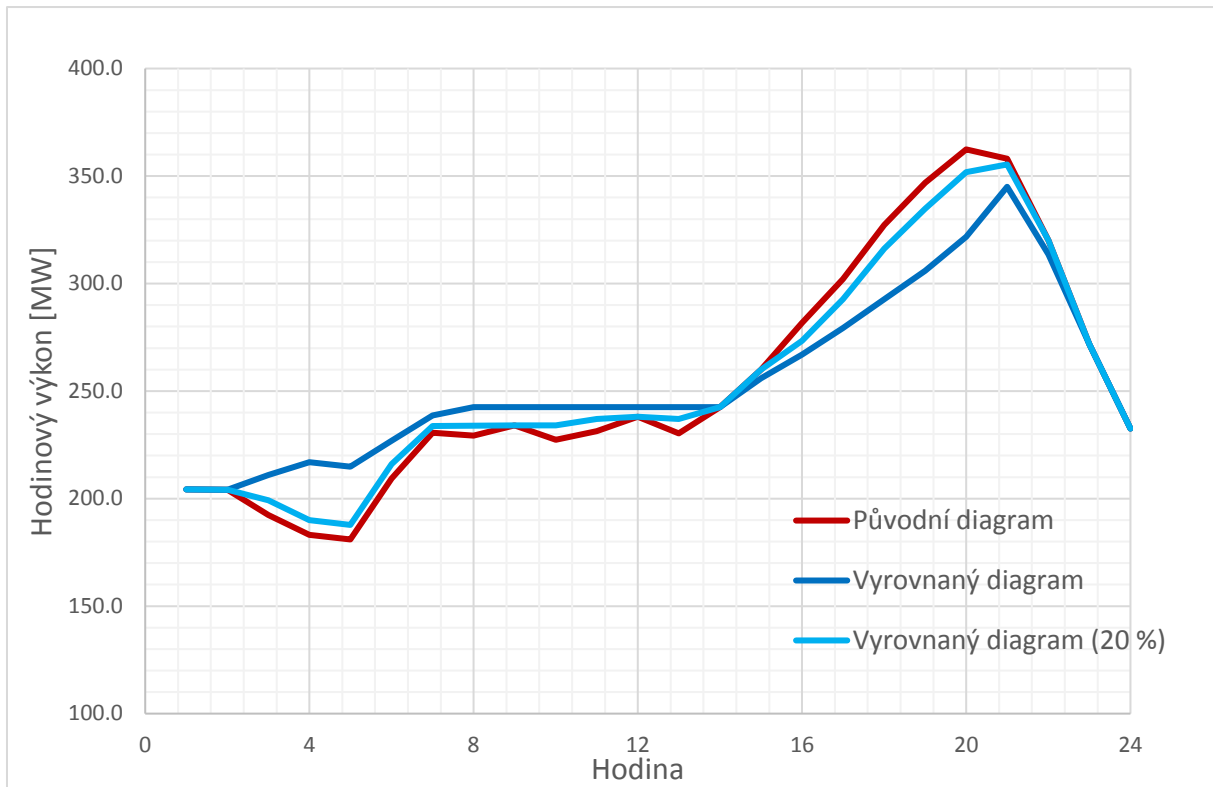
Příloha č. 5 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – podzim – pracovní den



Příloha č. 6 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – podzim – víkend



Příloha č. 7 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – zima – pracovní den



Příloha č. 8 - Vyrovnání diagramu zatížení domácností – zima – víkend

