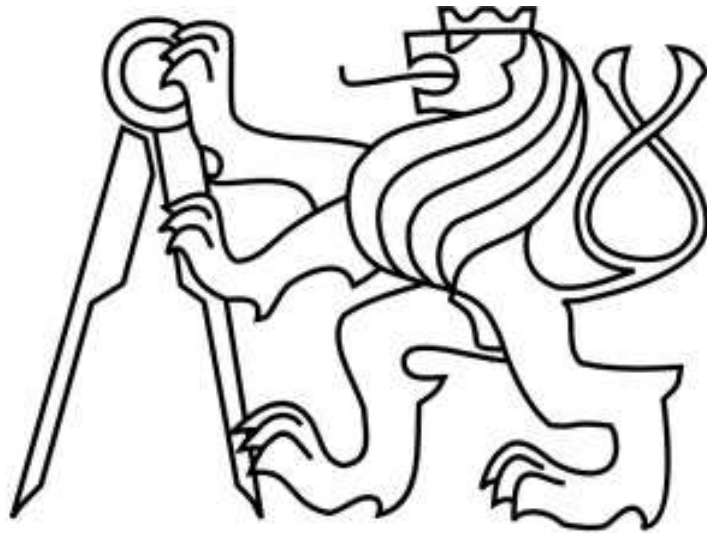


**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

**FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

**KATEDRA ELEKTROENERGETIKY**



**Kombinovaná výroba elektřiny a tepla  
v elektroenergetických soustavách**

**Heat and Electricity Co-generation in Power  
Systems**

**DIPLOMOVÁ PRÁCE**

**Autor práce:** Jan Vlach

**Vedoucí práce:** Doc. Dr. Ing. Jan Kyncl

**2015**

České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

katedra elektroenergetiky

## ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: **Bc. Jan Vlach**

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management  
Obor: Elektroenergetika

Název tématu: **Kombinovaná výroba elektřiny a tepla v elektroenergetických soustavách**

Pokyny pro vypracování:

1. Seznamte se s technickými, ekonomickými a legislativními aspekty KVET
2. Seznamte se s technickými, ekonomickými a legislativními aspekty poskytování podpůrných služeb v elektrizační soustavě
3. Rozeberte technické a ekonomické možnosti využití KVET s akumulací tepla pro obchodování s elektřinou a poskytování podpůrných služeb

Seznam odborné literatury:

- [1] Dvorský, Hejtmánková: Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie, BEN, 2005, Praha, ISBN 80-7300-118-7
- [2] Tlustý a kol.: Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí, ISBN 978-80-01-04939-6
- [3] Právní předpisy ČR

Vedoucí: doc.Dr. Jan Kyncl

Platnost zadání: do konce letního semestru 2014/2015



Ing. Jan Švec Ph.D.  
vedoucí katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.  
děkan

V Praze dne 21. 10. 2014

**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 1. 1. 2015

.....

Jan Vlach

**Poděkování:**

Rád bych poděkoval vedoucímu práce Doc. Dr. Ing. Janu Kynclovi za odborné vedení, celkový přístup, cenné připomínky a za veškerou pomoc, kterou mi v průběhu zpracování diplomové práce poskytl.

Dále bych chtěl poděkovat Ing. Aleši Popelkovi a Ing. Josefovi Havlíkovi za cenné odborné rady ohledně kogenerace a poskytování podpůrných služeb.

V neposlední řadě bych chtěl poděkovat svému nejbližšímu okolí a to především své rodině, že mi doma vytvářeli příjemné pracovní prostředí nejen pro tvorbu této diplomové práce.

## **ANOTACE**

Tato diplomová práce se zabývá studiem kombinované výroby elektrické energie a tepla s akumulací spojené s poskytováním podpůrných služeb. Výstupem práce je technické a ekonomické zhodnocení jednotlivých variant poskytování podpůrných služeb spojených s kogenerací. Práce je rozdělena na teoretickou a praktickou část. V první teoretické části se pojednává o kogeneraci, systémových službách a podpůrných službách. Dále jsou zde kapitoly věnované teorii obchodu s elektřinou, konceptu virtuální elektrárny, rozboru modelu kogenerační stanice a teorii ekonomického zhodnocení.

Ve druhé, prakticky orientované, části je podrobně vysvětlen model kogenerační stanice v softwaru Mathematica a jsou zde technicky i ekonomicky zhodnoceny jednotlivé varianty poskytování podpůrných služeb kogeneračními stanicemi.

## **ANNOTATION**

This thesis deals with a study of heat and electricity co-generation with a heat storage combined with providing ancillary services. The result of the thesis should be a technical and economic evaluation of each option of providing ancillary services by co-generation units. The thesis is divided into a theoretical and practical part. The first, theoretical part deals with heat and electricity co-generation units, system services and ancillary services. There are chapters focused on the theory of electricity trading, virtual power plants, model of co-generation units and the theory of the economic evaluation.

In the second, practical part is explained the detail model of co-generation unit created in the Mathematica software and there is the technical and economic evaluation of each option of providing ancillary services by co-generation units.

# OBSAH

<b>ZADÁNÍ PRÁCE .....</b>	<b>2</b>
<i>ANOTACE .....</i>	<i>5</i>
<i>ANNOTATION.....</i>	<i>5</i>
<b>OBSAH .....</b>	<b>6</b>
<b>I. TEORETICKÁ ČÁST .....</b>	<b>9</b>
1 Kogenerace .....	10
1.1 Úvod.....	10
1.2 Rozdělení kogeneračních jednotek .....	12
1.3 Kogeneračních jednotky se spalovacím motorem.....	14
2 Systémové služby poskytované v ČR.....	16
2.1 Definice .....	16
2.2 Udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence.....	16
2.3 Sekundární regulace $f$ a $P$ .....	17
2.4 Terciární regulace výkonu.....	18
2.5 Využití dispečerské zálohy .....	18
2.6 Sekundární regulace napětí (ASRU).....	19
2.7 Terciární regulace napětí.....	19
2.8 Zajištění stability přenosu.....	20
2.9 Obnovování provozu po úplném nebo částečném rozpadu soustavy .....	20
2.10 Zajištění kvality napěťové sinusovky .....	21
3 Podpůrné služby poskytované v ČR.....	22
3.1 Primární regulace frekvence bloku (PR) .....	23
3.2 Sekundární regulace výkonu bloku (SR).....	24
3.3 Rychle startující 15-ti minutová záloha ( $QS_{15}$ ).....	25
3.4 Snížení výkonu ( $SV_{30}$ ) .....	26
3.5 Minutová záloha ( $MZ_{t\pm}$ ) ( $t=5, 15, 30$ minut) .....	26

3.6	<i>Sekundární regulace U/Q (SRUQ)</i> .....	27
3.7	<i>Schopnost ostrovního provozu (OP)</i> .....	27
3.8	<i>Schopnost startu ze tmy (BS)</i> .....	28
3.9	<i>Subjekty poskytující PpS</i> .....	28
3.10	<i>Podmínky vytváření fiktivních bloků</i> .....	30
3.11	<i>Vztahy mezi systémovými a podpůrnými službami</i> .....	31
4	<b>Obchod s elektřinou</b> .....	33
4.1	<i>Trh se silovou elektřinou</i> .....	33
4.2	<i>Trh s podpůrnými službami</i> .....	37
5	<b>Virtuální elektrárna (VPP)</b> .....	46
5.1	<i>Definice</i> .....	46
5.2	<i>Princip funkce</i> .....	46
6	<b>Rozbor modelu</b> .....	48
6.1	<i>Kogenerační jednotky se spalovacím motorem na zemní plyn</i> .....	49
6.2	<i>Kotel spalující zemní plyn</i> .....	50
6.3	<i>Akumulační nádrže na teplou vodu</i> .....	51
7	<b>Ekonomické zhodnocení</b> .....	58
7.1	<i>Provozní cash flow - CF</i> .....	58
7.2	<i>Diskontovaný cash flow – DCF</i> .....	61
7.3	<i>Investiční výdaje projektu – DCF</i> .....	62
7.4	<i>Prostá doba splacení projektu – PP</i> .....	62
7.5	<i>Diskontovaná doba splacení projektu – Pp</i> .....	63
7.6	<i>Čistá současná hodnota – NPV</i> .....	63
7.7	<i>Vnitřní výnosové procento – IRR</i> .....	63
<b>II.</b>	<b>PRAKTICKÁ ČÁST</b> .....	<b>64</b>
1	<b>Úvod</b> .....	65
1.1	<i>Poskytování podpůrných služeb</i> .....	65

1.2	<i>Získávání dat a informací</i> .....	66
2	Model v softwaru Mathematica .....	69
2.1	<i>Vstupní data a jejich oprava</i> .....	69
2.2	<i>Model zásobníku</i> .....	70
2.3	<i>Spínací logika</i> .....	71
2.4	<i>Ekonomické zhodnocení</i> .....	73
2.5	<i>Grafické zobrazení a vypsání výsledků</i> .....	73
3	Varianty .....	78
3.1	<i>První varianta – dokoupení jednotek</i> .....	78
3.2	<i>Druhá varianta – poskytování celého výkonu KJ po část dne</i> .....	87
3.3	<i>Třetí varianta – dělení výkonu</i> .....	95
3.4	<i>Srovnání jednotlivých variant</i> .....	105
	<b>ZÁVĚR</b> .....	<b>111</b>
	<b>SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY</b> .....	<b>113</b>
	<b>SEZNAM ZKRATEK</b> .....	<b>115</b>



# **I. TEORETICKÁ ČÁST**

# 1 Kogenerace

## 1.1 Úvod

Kogenerace je v dnešní době ekvivalentním termínem pro termín kombinovaná výroba elektřiny a tepla (zkratka KVET). Termín pochází z anglického slova „cogeneration“, což znamená generace více typů energie paralelně. V našem případě vyrábíme současně elektrickou energii a teplo. Starším českým termínem pro kogeneraci je teplárenství v užším slova smyslu.

Z obecného hlediska můžeme rozdělit výrobu elektrické energie a tepla na tyto způsoby:

- Samostatná výroba elektrické energie  
Centrála pro samostatnou výrobu elektrické energie se nazývá elektrárna. Vyrobená elektrická energie je vyvedena do rozvodné sítě. Obecně je možné říci, že v současné době v ČR je výroba elektrické energie realizována převážně kondenzačními elektrárnami, které pracují s účinností mezi 33-38%. Problematika elektráren je jistě velmi obsáhlá, nicméně to není předmětem studia této diplomové práce.
- Samostatná výroba tepla  
Centrála pro samostatnou výrobu tepla se nazývá výtopna. Vyrobené teplo může být z výtopny dodáváno, buď prostřednictvím teplotnosné vody, nebo prostřednictvím páry. Výtopny pracují s vysokou účinností i okolo 90%. Problematikou samostatné výroby tepla se také nebude tato práce zabývat.
- Kombinovaná výroba elektrické energie a tepla  
Velké centrály pro kombinovanou výrobu elektrické energie a tepla se nazývají teplárny. Při kombinované výrobě se dosahuje vyššího využití paliva. V této diplomové práci se budu podrobněji věnovat této problematice. [1][2]

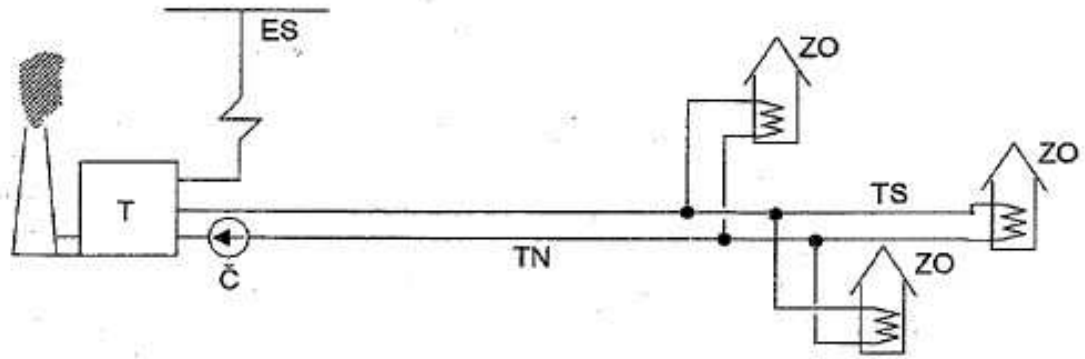
Jak je patrné z předchozích vět, u výroby tepla jsme schopni pracovat s poměrně slušnou účinností, ale při výrobě elektrické energie už tomu tak bohužel není. Vzniká zde velké množství nízkopotenciálního tepla, které je bez užitku vypuštěno do okolí. Tento jev se promítne na zvýšení ztrát. Při kogeneraci se toto teplo efektivně využívá k ohřevu teplé vody, k vytápění či

jiným účelům a dosahuje se tak tepelné účinnosti okolo 80%. S vysokou účinností využití paliva a velmi nízkými ztrátami je úzce spjato i snížení emisí CO<sub>2</sub>, které se pohybuje řádově v tunách na každou vyrobenou MWh elektrické energie oproti běžné oddělené výrobě z fosilních paliv. Proto se tato společná výroba ve vyspělých státech preferuje. Poměry účinností při samostatném a kombinovaném způsobu výroby tepla a elektrické energie jsou patrné z Obr. 1. [1][2][3][4][8]



Obr. 1 Účinnosti samostatné výroby elektrické energie, samostatné výroby tepla a kombinované výroby elektrické energie a tepla.[16]

V kogenerační jednotce se energie paliva využije k výrobě elektrické energie a tepla. Elektrická energie je vyvedena do elektrizační soustavy nebo je využita pro vlastní spotřebu kogenerační jednotky. Teplo je dodáváno rozvodnou tepelnou sítí až ke spotřebitelům tepla. V případě, že je KVET umístěna ve větší vzdálenosti od spotřebitelů tepla, musí být navzájem spojeny tepelným napaječem. Teplo je dodáváno prostřednictvím teplonosné vody nebo prostřednictvím páry. Nejvyužívanějším způsobem je dodávka pomocí teplonosné vody, u které má tepelná síť nejméně dvě potrubí – přívodní a vratné a musí mít také čerpadla, která zajišťují cirkulaci vody. V jiném případě je dodávka tepla zajištěna pomocí páry. To většinou vyžadují spotřebitelé tepla kvůli technologickým účelům. Jednoduché schéma teplárenské soustavy je vyobrazeno na Obr. 2. [1]



Obr. 2 Schéma jednoduché teplárenské soustavy (T – teplárna, TN – tepelný napaječ, Č – cirkulační čerpadlo, ZO – objekt zásobovaný teplem, ES – elektrizační soustava). [1]

Je potřeba vzít v úvahu při navrhování technických soustav, že jsou navrhované veličiny proměnné v čase. Využití a potřeba tepla i elektrické energie se mění během směny, dne, týdne i roku. V teplárenství se projevují hlavně časové změny venkovních teplot a průběh tepelného zatížení. Časové změny tepla a elektrické energie postihují např.: diagram denního či ročního zatížení. Teplo může být využíváno k mnoha účelům. Například k vytápění, k větrání, pro účely klimatizace, na ohřev teplé užitkové vody (TUV), pro technologické účely a část vyrobeného tepla také musí pokrýt ztráty na rozvodné tepelné síti.[1]

## 1.2 Rozdělení kogeneračních jednotek

Kogenerační jednotky se mohou dělit podle mnoha hledisek. Základním dělením je dělení podle použité technologie primární jednotky. Proto rozlišujeme [1][4]:

- Kogenerační jednotky parní, které jsou vybavené parními kotli a parními turbínami
- Kogenerační jednotky s plynovými turbínami
- Kogenerační jednotky paroplynové, které jsou kombinací předchozích dvou technologií.
- Kogenerační jednotky se spalovacími motory, které se rozvíjejí v posledních letech a na rozdíl od předchozích typů reprezentují spíše decentralizované zásobování teplem. Jsou to spíše menší jednotky, které dodávají teplo pro menší spotřebitele, pokrývají vlastní spotřebu elektrické energie a případné přebytky dodávají do elektrizační soustavy.
- Kogenerační jednotky s motory stirling

- Kogenerační jednotky s palivovými články

Dále můžeme kogenerační jednotky dělit dle výkonu. V současné době se vyrábí ve velkém výkonovém rozmezí od 1 kW do 500 MW elektrického výkonu. U větších výkonů se místo kogenerační jednotka používá spíše termín teplárna. Nicméně dle výkonu rozlišujeme [4]:

- Mikro-kogenerace (do výkonu 50kW)
- Mini-kogenerace (do výkonu 500kW)
- Kogenerace malého výkonu do 1MW
- Kogenerace středního výkonu do 50MW
- Kogenerace velkého výkonu nad 50MW

Dále můžeme rozdělovat kogenerační jednotky podle použitého typu paliva. Z fyzikálního hlediska rozlišujeme plynné, kapalně a pevné palivo. Můžeme je také dělit na obnovitelné či neobnovitelné, popřípadě hybridní, pokud kombinují oba typy jak obnovitelné tak i neobnovitelné palivo.[4]

Existuje také dělení dle účelu použití KVET. Jedná se o pokrytí výkonu [4]:

- Základního
- Špičkového
- Pološpičkového
- Záložního
- Rezervního
- Specifického

V závislosti na velikosti území pokrytém dodávkou tepla se uplatňují různé typy centrály KVET. Obecně platí, že pro větší tepelný a elektrický výkon je výhodnější používat jednotky s turbínami, protože měrné investiční náklady klesají s rostoucím tepelným a elektrickým výkonem. Velké výkony, ale vyžadují také rozsáhlou a drahou tepelnou síť. Lze však realizovat i centrály s menšími výkony bez rozsáhlé sítě. Pro tyto aplikace jsou vhodné spalovací motory a v budoucnu budou vhodné i palivové články. [1]

Z pohledu rozmístění rozlišujeme centralizovanou a decentralizovanou KVET.

Centralizovaná KVET je reprezentována teplárnou o velkém výkonu s jedním nebo více zdroji elektrické energie a tepla, špičkovými a záložními zdroji tepla a rozsáhlou tepelnou sítí.

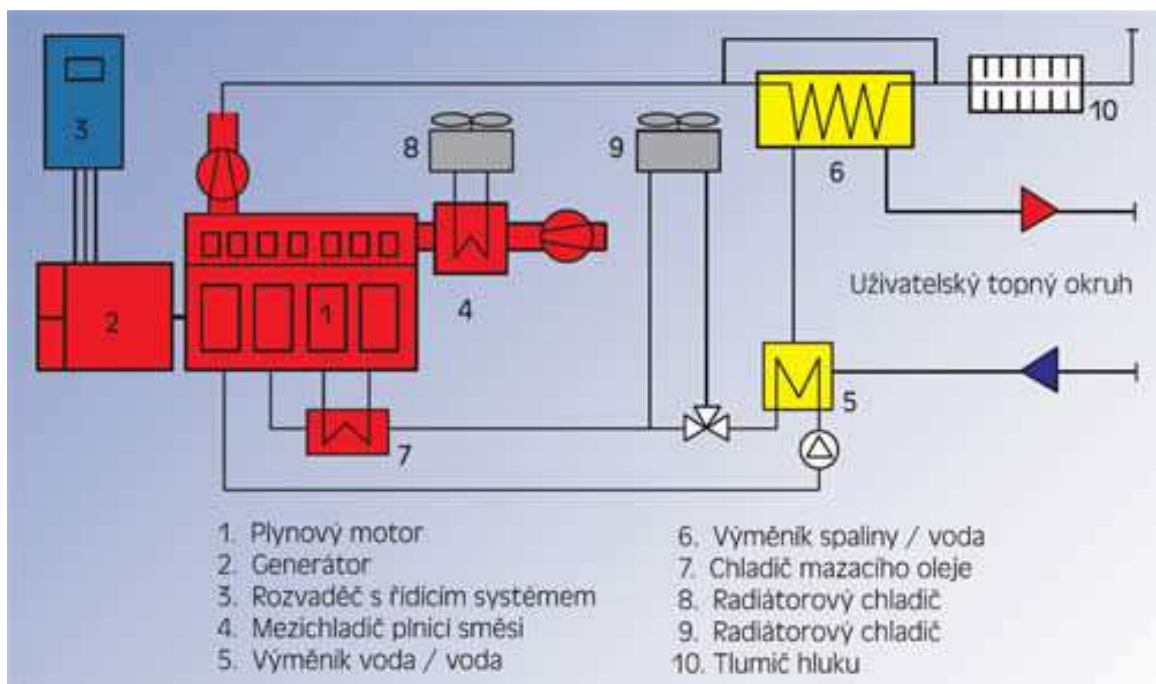
Teplárna by měla být vhodně situována vzhledem k dodávkám energií a dopravě paliva. Ve větších jednotkách je možné využívat i druhotné a odpadní palivo.

Decentralizovaná KVET je reprezentována centrály se spalovacími motory o menších výkonech s malými tepelnými sítěmi. Jsou vhodné při malé hustotě spotřeby tepla, při rozptýlené spotřebě tepla na malé ostrůvky nebo při bodové spotřebě tepla. Při decentralizované kogeneraci se snižují také ztráty přenosem a distribucí tepla a elektrické energie, protože se výrobní centrály vyskytují blíže spotřebitelům.

V současné době je v České republice vyráběno přibližně 20% elektrické energie kombinovaně. To je více, než je průměr v Evropské unii, ale je žádoucí, aby toto číslo rostlo i nadále, protože při KVET dochází, zejména u tepláren s vyšším podílem vyrobené elektrické energie, k podstatné úspoře paliva oproti oddělené výrobě elektrické energie a tepla.

### **1.3 Kogeneračních jednotky se spalovacím motorem**

Tato diplomová práce se bude věnovat modelu, ve kterém budou figurovat převážně kogenerační jednotky se spalovacím motorem. Kapitola 1.3 se jim bude věnovat podrobněji. Kogenerační jednotka (KJ) se spalovacím motorem se většinou skládá ze zážehového spalovacího motoru, který pohání přímo (na společné hřídeli ležící) alternátor vyrábějící elektrickou energii. Další částí KJ je soubor výměníků, které slouží k využití odpadního tepla z motoru. Soubor výměníků tvoří dva výměníky různých teplotních úrovní, z nichž první odvádí teplo z bloku motoru a z oleje na teplotní úrovni 80 až 90 °C a druhý využívá teplo odcházejících výfukových spalin o teplotě přibližně 400 až 500 °C. Tyto výměníky jsou řazeny do série. Z těchto KJ obvykle odchází teplotní médium do teplovodního systému 90/70 °C, méně pak do 110/85 °C a výjimečně do 130/90 °C. U takovýchto jednotek se obtížně reguluje výkon, klesá totiž velmi výrazně účinnost a to je z hlediska úspory primární energie nepřijatelné. Proto se tyto jednotky regulují systémem ON/OFF. KJ se spalovacími motory mají totiž velmi rychlé reakce na spínání a můžeme je kdykoliv zapnout a vypnout, aniž bychom poškodili jakoukoliv technologickou část. Pracují proto buď na 100% (ON), a nebo na 0% (OFF). V dnešní době se vyrábějí tyto jednotky o výkonech od cca 20 kW až do 5000 kW. [8]



Obr. 3 Blokové schéma kogenerační jednotky se spalovacím motorem. [8]

## 2 Systémové služby poskytované v ČR

### 2.1 Definice

Hlavním účelem systémových služeb je zajištění bezpečného a spolehlivého provozu přenosové soustavy. Dále systémové služby slouží k zajištění kvality přenosu elektrické energie a k zajištění požadavků pro elektrizační soustavu České republiky, které vyplývají z mezinárodní spolupráce v rámci evropské sítě provozovatelů přenosových soustav elektrické energie ENTSO-E. Podle Energetického zákona odpovídá za poskytování systémových služeb provozovatel přenosové soustavy společnost ČEPS. ČEPS systémové služby koordinuje a řídí. Systémové služby plní následující funkce [5]:

- Udržování kvality elektřiny
- Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase
- Obnovení provozu
- Dispečerské řízení

Další podkapitoly se budou detailněji věnovat filosofii a principu funkce systémových služeb. Postupně budou vysvětleny jednotlivé technickoorganizační prostředky pro zajištění Sys.

### 2.2 Udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence

„Udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence znamená obstarání této zálohy ve stanovené výši a kvalitě (s požadovanou statikou a dynamikou).“ [5]

Pokud v propojené ES dojde k neplánované situaci například k poruchovému výpadku bloku nebo ke změně zatížení, nedostatek (přebytek) elektrické energie se projeví na snížení (zvýšení) frekvence. Primární regulace frekvence je založena na tzv. principu solidarity, proto se na obnovení výkonové rovnováhy mezi zatížením a výkonem zdrojů podílí všechna zařízení, která jsou do primární regulace zapojena v jednotlivých regulačních oblastech. Tato energetická



nerovnováha je hrazena z kinetické energie rotujících částí strojů podílejících se na výrobě elektrické energie a na primární regulaci. Hlavním účelem primární regulace frekvence je tedy zvýšení (snížení) výkonu tak, aby se zastavil pokles (vzrůst) odchylky frekvence v časovém horizontu několik vteřin. Matematicky je to formulováno takto:

$$\Delta P = -\lambda \Delta f \quad (2.1)$$

$\Delta P$	výkonová odezva bloku [MW]
$\lambda$	výkonové regulační číslo [MW/Hz]
$\Delta f$	stacionární odchylka frekvence [Hz]

Stanovená výkonová záloha pro primární regulaci frekvence pro každou oblast udává, jak velký výpadek výkonu má být pokryt činností primární regulace frekvence. Tato záloha je podmínkou pro synchronní spolupráci vzájemně propojených soustav v ENTSO-E. Každá regulační oblast udržuje pro ni stanovenou souhrnnou výkonovou zálohu na primární regulaci frekvence s danou sumární statikou (viz kapitola 3.1).

Na primární regulaci frekvence se podílejí bloky poskytující podpůrnou službu PR. Na primární regulaci frekvence navazuje sekundární regulace frekvence a výkonu.[5]

## 2.3 Sekundární regulace f a P

„Sekundární regulace f a P automaticky udržuje frekvenci na jmenovité hodnotě a výkonovou rovnováhu regulační oblasti (saldo předávaných výkonů se sousedními soustavami na sjednané hodnotě).“ [5]

Na Dispečinku ČEPS je umístěn sekundární regulátor frekvence a předávaných výkonů, který automaticky zajišťuje sekundární regulaci f a P. Jsou na něj připojeny terminály elektráren s bloky poskytujícími PpS sekundární regulace P bloku (viz kapitola 3.2) a terminály v hraničních rozvodnách měřící předávaný výkon. V sekundární regulaci f a P platí tzv. princip neintervence. To znamená, že vzniklou výkonovou nerovnováhu, která se projevuje změnou frekvence a odchylkou předávaných výkonů, vyrovnává pouze ta regulační oblast, ve které nerovnováha vznikla. Regulační odchylka je matematicky popsána následovně:

$$G = \Delta P + K \Delta f \quad (2.2)$$

$G$	regulační odchylka [MW]
$\Delta P$	odchylka předávaných výkonů od plánované hodnoty [MW]
$K$	parametr, který by měl být teoreticky roven $\lambda$ , aby princip neintervence platil ideálně. [MW/Hz]
$\Delta f$	stacionární odchylka frekvence [Hz]

Hlavním účelem sekundární regulace je postupně převzít veškerý výkon, který byl poskytnutý primární regulací frekvence na základě principu solidarity v propojené soustavě. Sekundární regulace  $f$  a  $P$  je realizována vysláním žádané hodnoty výkonu ze sekundárního regulátoru na bloky poskytující PpS SR.

Sekundární regulace  $f$  a  $P$  by měla do 15 minut obnovit původní zadané hodnoty frekvence a předávaných výkonů od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy. Na sekundární regulaci  $f$  a  $P$  navazuje terciální regulace výkonu. [5]

## 2.4 Terciální regulace výkonu

„Terciální regulace výkonu udržuje potřebnou sekundární regulační zálohu.“ [5]

Terciální regulace výkonu nahrazuje výkon, který byl použit během sekundární regulace  $f$  a  $P$ . To znamená, že obnovuje sekundární regulační zálohu. Dříve se pro terciální regulaci využívala točivá záloha, dnes se však používají většinou podle potřeby rychle startující zálohy. [5]

## 2.5 Využití dispečerské zálohy

„Dispečerská záloha slouží pro pokrývání výkonové nerovnováhy, která vzniká tím, že účastníci trhu (subjekty zúčtování odchylek) nejsou dlouhodobě (více než cca 2 hodiny) schopni dodržet plánované odběrové diagramy nebo diagramové body.“ [5]

Dispečerská záloha slouží k pokrytí nedostatku výkonu, který provozovatelé bloků nebo uživatelé nejsou schopni nebo ochotni nahradit vlastními prostředky (např. nákupem na vyrovnávacím trhu). [5]

## 2.6 Sekundární regulace napětí (ASRU)

„Sekundární regulace napětí automaticky udržuje zadané napětí v pilotním uzlu přenosové soustavy. Zadané napětí je určeno terciární regulací napětí.“ [5]

Účelem sekundární regulace napětí je udržování zadané hodnoty napětí v pilotních uzlech. Regulátor napětí (ARN) reaguje na odchylku napětí od zadané hodnoty v pilotním uzlu. ARN poté určí hodnotu jalového výkonu a vysílá jeho žádanou hodnotu, která slouží k odregulování odchylky napětí, do jednotlivých bloků elektráren, které poskytují PpS sekundární regulace U/Q.

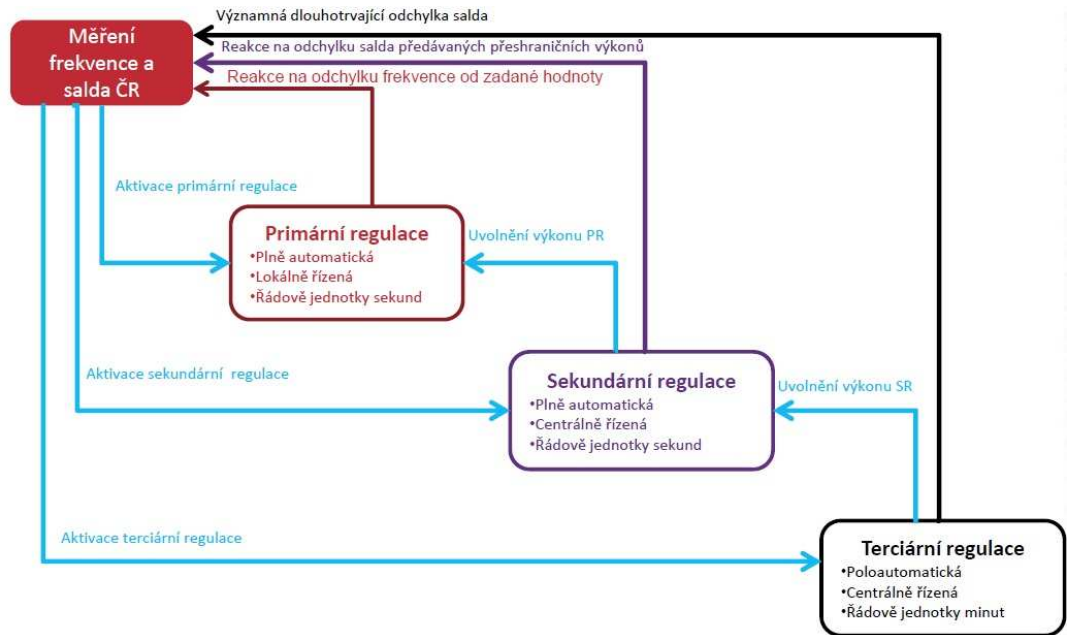
ARN může být umístěn, jak na elektrárně, tak mimo ni. Konkrétní uspořádání musí být dohodnuto mezi poskytovatelem PpS a provozovatelem PS. Do systému ASRU jsou zahrnuty i kompenzační tlumivky a hladinové regulátory transformátorů, které jsou využívány při vyčerpání regulačních rezerv alternátorů. Nicméně na alternátorech by se měla udržovat stálá rezerva Q pro případ havarijní situace. ASRU by měla komunikovat s terciární regulací napětí. [5]

## 2.7 Terciární regulace napětí

„Terciární regulace napětí koordinuje zadaná napětí v pilotních uzlech pro bezpečný a ekonomický provoz ES jako celku.“ [5]

Terciární regulace napětí je optimalizační program pracující na Dispečinku ČEPS, který tvoří vrchol v hierarchii regulací napětí a jalových výkonů v ES. [5]

Z Obr. 4 je patrné jak spolu jednotlivé podpůrné a systémové služby souvisí a kdy se aktivují.



Obr. 4 Aktivace podpůrných služeb a jednotlivé vazby mezi nimi. [14]

## 2.8 Zajištění stability přenosu

„Jedná se o kontrolní a koordinační činnost spočívající v zajištění stability přenosu činných výkonů a tlumení výkonových kyvů v soustavě.“ [5]

ČEPS provádí kontrolu statické a dynamické stability při přenosech výkonů sledováním a vyhodnocováním měřených dat a kontrolními výpočty. [5]

## 2.9 Obnovování provozu po úplném nebo částečném rozpadu soustavy

„Proces skládající se z najetí bloků bez podpory napětí ze sítě (start ze tmy), postupné obnovy napětí sítě a napájení uživatelů dle předem určených priorit a dále z ostrovního provozu částí sítě a postupného sfázování ostrovních provozů.“ [5]

Pokud nastane velká systémová porucha, která není zvládnuta běžnými prostředky, může dojít k black-outu, neboli nastává úplný nebo částečný rozpad elektrizační soustavy. ČEPS má za povinnost v takovýchto případech zajistit obnovení provozu do normálního stavu. Pro tyto krizové situace má ČEPS vypracovaný Plán obnovy, který je pravidelně trénován a částečně reálně testován. [5]

## 2.10 Zajištění kvality napěťové sinusovky

„Funkce pasivního charakteru (monitorovací a kontrolní) i aktivního charakteru (filtry).“

[5]

V poslední době roste počet polovodičových zařízení napájených z vyšších napěťových hladin a to způsobuje deformaci sinusového průběhu napětí. Jedná se například o pulsy nebo obsah vyšších harmonických, které negativně ovlivňují jiné uživatele. ČEPS si proto vyhrazuje právo na monitorování a měření „čistoty“ sinusovky, na identifikaci zdroje poruch a na návrh opatření. [5]

### 3 Podpůrné služby poskytované v ČR

Pro zajištění systémových služeb (SyS) provozovatel přenosové soustavy využívá podpůrné služby (PpS), jimiž zajišťuje správné a spolehlivé fungování ES v rámci standardů, ke kterým se zavázal jako člen propojených soustav, nebo které si sám zvolil. Podpůrné služby jsou poskytovány jednotlivými uživateli PS.

Všechny podpůrné služby musí splňovat tyto obecné požadavky:

- Měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření.
- Garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci.
- Certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopností poskytnout služby pomocí periodických testů.
- Možnost průběžné kontroly poskytování.

ČEPS v současné době používá následující podpůrné služby:

- Primární regulace frekvence bloku (PR)
- Sekundární regulace výkonu bloku (SR)
- Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS<sub>15</sub>)
- Snížení výkonu (SV<sub>30</sub>)
- Minutová záloha (MZ<sub>t</sub>) (t=5, 15, 30 minut)
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)

Kromě těchto služeb v rámci ES ČR využívá ČEPS také pro systémovou službu Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase:

- Regulační energii obstaranou na domácím trhu v ČR
- Regulační energii obstaranou na vyrovnávacím trhu
- Regulační energii ze zahraničí formou operativní dodávky elektřiny z a do zahraničí formou operativní dodávky na úrovni PS [6]

### 3.1 Primární regulace frekvence bloku (PR)

„Primární regulace frekvence bloku je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Změnu výkonu elektrárenského bloku vyžadovanou obvody primární regulace v závislosti na odchylce frekvence udává regulační rovnice:“ [6]

$$\Delta P = -\frac{100 P_n}{\delta f_n} \Delta f \quad (3.1)$$

$\Delta P$	požadovaná změna výkonu bloku [MW]
$P_n$	nominální výkon bloku [MW]
$\Delta f$	odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]
$f_n$	jmenovitá frekvence (v UCTE 50Hz) [Hz]
$\delta$	statika primární regulace [%]

#### Požadavky:

Poskytovatel PpS primární regulace f bloku (PR) má za povinnost poskytnout požadovanou regulační zálohu (RZPR) do 30 vteřin od vzniku odchylky frekvence. U bloků do 300 MW je maximální regulační záloha uvolněna při odchylce frekvence o 200 mHz od požadované hodnoty a u bloků nad 300 MW je maximální velikost RZPR uvolněna při odchylce kmitočtu o 100 mHz od požadované hodnoty.

Aby ČEPS předešel velkému vlivu výpadku bloku na souhrnnou zálohu primární regulace, je maximální vykupovaný výkon (RZPR) od jednoho bloku 10 MW a minimální velikost (RZPR) poskytovaná na jednom bloku 3 MW. Přičemž regulační rozsah primární regulace (RRPR) musí být dvakrát větší než regulační záloha primární regulace. A to z důvodu symetrického poskytování primární regulace. Požadovaná regulační záloha může být jak kladná tak i záporná. [6]

## 3.2 Sekundární regulace výkonu bloku (SR)

„Sekundární regulace výkonu bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku tak, jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Využitím regulační zálohy sekundární regulace (RZSR) je dáno algoritmem sekundárního regulátoru Dispečinku ČEPS.“ [6]

### Požadavky:

Poskytovatel PpS sekundární regulace se zavazuje k uvolnění kladné i záporné regulační zálohy předepsanou rychlostí nejpozději do 10 minut od vzniku požadavku. Předepsanou rychlostí se rozumí minimální rychlost změny výkonu bloku, která je stanovena na 2 MW/min. Minimální velikost regulačního rozsahu sekundární regulace (RRSR) na jednom bloku je 20 MW a minimální velikost RZSR(+) nebo RZSR(-) na jednom bloku je 10 MW. Maximální velikost RZSR, RZSR(+) nebo RZSR(-) na jednom bloku nesmí překročit 70 MW.

RZSR je společností ČEPS nakupována pouze jako symetrická služba, nicméně v rámci více bloků jednoho poskytovatele PpS je možné poskytovat na jednotlivých blocích RZSR asymetricky.

V případě symetrické alokace pro každý blok platí:

$$RZSR_{(+)} = |RZSR_{(-)}| \quad (3.2)$$

$$RRSR = RZSR_{(+)} + |RZSR_{(-)}| \quad (3.3)$$

$$RZSR = \frac{1}{2} RRSR \quad (3.4)$$

Pro asymetrickou alokaci platí pro každý blok „i“ nabízející SR:

$$RZSR_{(+i)} \neq |RZSR_{(-i)}| \quad (3.5)$$

$$RRSR_i = RZSR_{(+i)} + |RZSR_{(-i)}| \quad (3.6)$$

V případě asymetrické alokace musí ale platit za všechny bloky jednoho poskytovatele nabízející SR sumárně:



$$RZSRS_{(+)} = |RZSRS_{(-)}| \quad (3.7)$$

$$RRSRS = RZSRS_{(+)} + |RZSRS_{(-)}| \quad (3.8)$$

$$RZSRS = \frac{1}{2} RRSRS \quad (3.9)$$

$$RZSRS = \frac{1}{2} RRSRS = \frac{1}{2} \left( \sum_{i=1}^n RZSR_{(+)}i + \left| \sum_{i=1}^n RZSR_{(-)}i \right| \right) \quad (3.10)$$

n = počet bloků jednoho subjektu aktuálně poskytující PpS SR

Tato svoboda volby je výhodná především pro poskytovatele PpS SR. Ten si může sám zvolit, který z bloků bude poskytovat kladnou a který bude poskytovat zápornou RZSR. Provozovatel se sám rozhodne při jakém výkonu, s jakou účinností a s jakou ekonomikou je pro něj provoz bloků nejvýhodnější. [6]

### 3.3 Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS<sub>15</sub>)

„Jde o bloky, které jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytovat sjednanou zálohu RZQS<sub>15</sub>. Rychle startující patnáctiminutovou zálohou se rozumí zvýšení výkonu na svorkách poskytujícího bloku.“ [6]

#### Požadavky

Poskytovatel se zavazuje k uvolnění požadované velikosti regulační zálohy do 15 min. od vznesení požadavku Dispečinkem ČEPS. Nejmenší možná velikost poskytované RZQS<sub>15</sub> je 10 MW a největší velikost pro jeden blok je 100 MW. Způsob aktivace určuje ČEPS. Bloky, které poskytují tuto podpůrnou službu, nemohou zároveň poskytovat sekundární regulaci SR a Minutové zálohy (MZ<sub>t</sub>) (t=5, 15, 30 minut). [6]

### 3.4 Snížení výkonu ( $SV_{30}$ )

„Jedná se o bloky, které jsou do 30 min. od pokynu Dispečinku ČEPS schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu  $RZSV_{30}$  nebo jsou schopny plného odstavení nebo nenajetí zdroje programového PP.“ [6]

#### Požadavky

$SV_{30}$  je využívána, pokud je potřeba snížit dodávku do ES nebo se v ES vyskytne větší záporná odchylka, která vznikla například nedodržením sjednaných diagramů. Služba  $SV_{30}$  se využije pouze tehdy, pokud regulační velikost přesáhne možnosti PpS SR a  $MZ_{t-}$ . Poskytovatel zaručuje využití této služby po minimální dobu 24 hodin po aktivaci dispečerem ČEPS a nejmenší možná záloha od jednoho poskytovatele činí 30 MW.

Společnost ČEPS může po poskytovateli podpůrné služby  $SV_{30}$  požadovat doložení jednotlivých případů aktivace. [6]

### 3.5 Minutová záloha ( $MZ_{t\pm}$ ) ( $t=5, 15, 30$ minut)

„Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky, která jsou do  $t$  minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopna poskytovat sjednanou regulační zálohu  $RZMZ_{t\pm}$ . Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení.

Regulační minutová záloha kladná  $RZMZ_{t+}$  může být realizována například: zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání (u PVE), nenajetím programovaného čerpání, odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR.

Regulační minutová záloha záporná  $RZMZ_{t-}$  může být realizována například: snížením výkonu bloku nebo připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.“ [6]

## Požadavky

Nejmenší nabízené množství výkonu  $RZMZ_t$  pro časy  $t=15$  a  $t=30$  je 10 MW na jeden blok (zařízení), naopak největší nabízené množství výkonu je 70 MW. Doba aktivace služby není nijak omezena.

Minimální poskytovaná velikost  $RZMZ_t$  pro čas  $t=5$  je pro jeden blok 30 MW a maximální velikost regulační zálohy určuje společnost ČEPS. Minimální doba, po kterou se poskytovatel zavázal k uvolnění výkonu  $RZMZ_5$ , jsou 4 hodiny. To platí i v případě podání žádosti na konci intervalu její rezervace. Některé minimální a maximální velikosti záloh se mohou měnit na základě dohody s provozovatelem přenosové soustavy. [6]

### 3.6 Sekundární regulace U/Q (SRUQ)

„Sekundární regulace U/Q je automatická funkce využívající celý certifikovaný (smluvně dohodnutý) regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech ES a zároveň rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje.“ [6]

## Požadavky

Během regulace by měl být průběh regulace aperiodický nebo maximálně s jedním překmitem. Proces regulace by měl být ukončený do 2 minut. SRUQ by měla být zároveň schopná spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů. [6]

### 3.7 Schopnost ostrovního provozu (OP)

„Jedná se o schopnost provozu elektrárenského bloku do vydělené části vnější sítě tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnost bloku.“ [6]

Touto službou se předchází a řeší stav nouze v elektroenergetice. Pokud klesne frekvence po 49,8 Hz nebo vzroste nad 50,2 Hz, blok začne pracovat do izolované části soustavy. Změny zatížení ostrova způsobují velké změny systémových veličin (napětí a frekvence) a to klade velké nároky na regulaci činného výkonu bloku. Tuto situaci musí být blok schopný řešit svou autonomní regulací. [6]

## Požadavky

Blok, který poskytuje PpS OP, musí zajistit bezpečný přechod do ostrovního provozu (změna regulace bloku, odepnutí boku od vnější sítě včetně vlastní spotřeby), provoz v ostrovním režimu (spolupráce s ostatními bloky v ostrovu, správná regulace a výkonová odezva bloku, minimální doba práce v OP 2 hodiny) a opětovné připojení ostrova k soustavě (bezpečné přifázování). ČEPS má právo kontrolovat dostupnost této podpůrné služby. [6]

### 3.8 Schopnost startu ze tmy (BS)

„Schopnost bloku – najetí bez pomoci vnějšího zdroje napětí – na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu.“ [6]

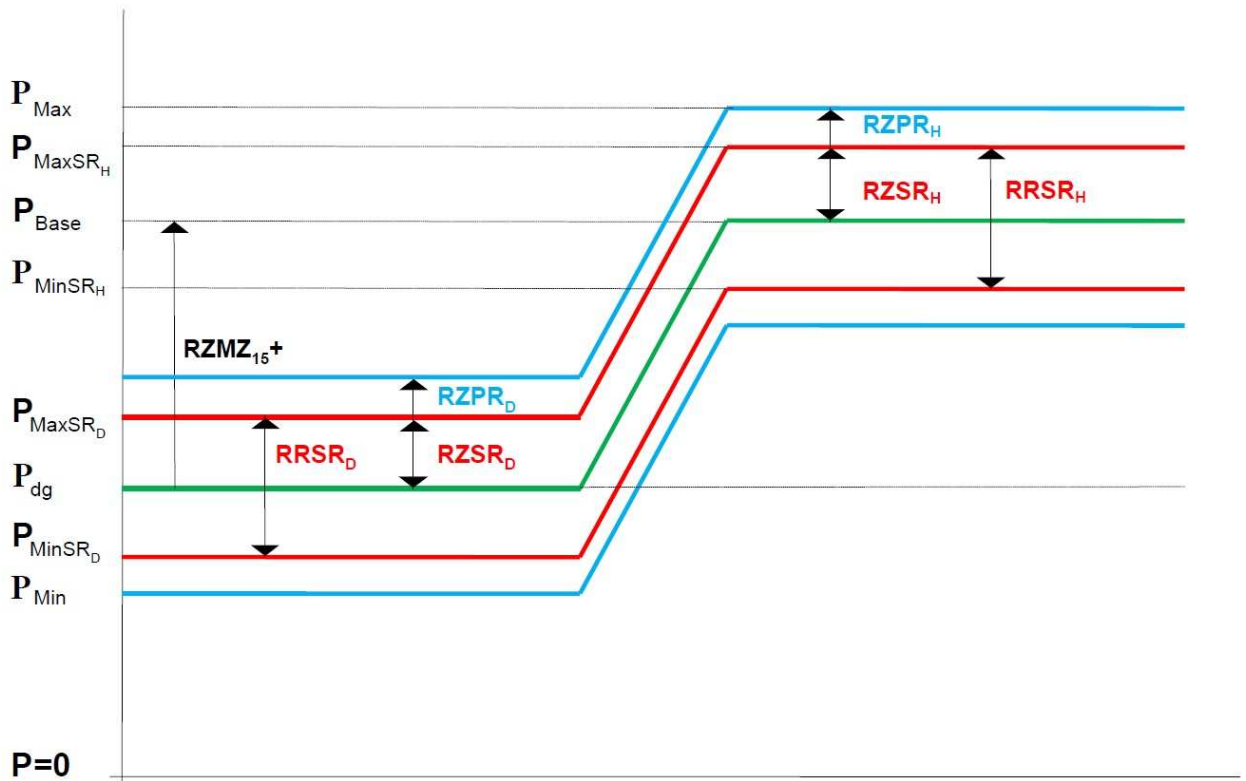
Schopnost bloku startu ze tmy je nezbytná pro obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu nebo výpadku sítě. [6]

## Požadavky

Blok poskytující PsP BS musí po obdržení pokynu od ČEPS k provedení startu ze tmy dodržet předem dohodnuté kroky (zahájení startu bloku bez vnějšího zdroje napětí, podání napětí do nadřazené sítě v požadované kvalitě, práce v ostrovním režimu, postupné napájení částí ostrova a opětovné připojení ostrova k soustavě). Blok musí být dále schopný pracovat v souladu s Plánem obnovy a, jak už bylo řečeno, musí být schopný pracovat v ostrovním režimu a má platnou certifikační zkoušku na Schopnost ostrovního provozu. ČEPS si vyhrazuje právo provádět periodické certifikační testy a požadovat po poskytovateli možnosti inspekce připravenosti k BS. [6]

### 3.9 Subjekty poskytující PpS

Hlavní jednotkou poskytující podpůrné služby je elektrárenský blok. Na Obr. 5 je uveden příklad rozložení výkonových záloh na elektrárenském bloku.



Obr. 5 Příklad typového rozložení výkonových záloh na elektrárenském bloku pro PpS v případě symetrické SR a při užití  $MZ_{15+}$  (analogicky pro  $MZ_{15-}$ ) [6]

- $P_{MaxSRH}$  Největší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro horní pásmo sekundární regulace
- $P_{MinSRH}$  Nejmenší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro horní pásmo sekundární regulace
- $P_{MaxSRD}$  Největší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro dolní pásmo sekundární regulace
- $P_{MinSRD}$  Nejmenší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro dolní pásmo sekundární regulace
- $P_{Max}$  Technické maximum bloku
- $P_{Min}$  Technické minimum bloku
- $P_{dg}$  Diagramový bod bloku
- $P_{Base}$  Výkonová hladina, na kterou je blok poskytující PpS nasazen. Skládá se z diagramového bodu s aktivované minutové zálohy (v našem případě se jedná o  $RZM_{15+}$ ).

Je-li blok zapojen do systému primární regulace f bloku, pak platí pro nakoupenou RZPR:

$$RZPR = \frac{1}{2} RRPR \quad (3.11)$$

Pokud blok poskytuje podpůrnou službu sekundární regulace P bloku, pak platí:

$$RRSR = RZSR_+ + |RZSR_-| \quad (3.12)$$

Za všechny bloky jednoho poskytovatele nabízející sekundární regulaci P bloku musí platit sumárně:

$$RZSR_{S+} = |RZSR_{S-}| = \frac{1}{2} RRSRS \quad (3.13)$$

Poskytuje-li blok (RZMZ<sub>15+</sub>) a zároveň (RZSR) potom platí:

$$RRMZ_{15+} = P_{MaxMZ15} - P_{MaxSR} \quad (3.14)$$

Poskytuje-li blok (RZMZ<sub>15-</sub>) a zároveň (RZSR) potom platí [6]:

$$RRMZ_{15-} = P_{MinSR} - P_{MinMZ15} \quad (3.15)$$

### 3.10 Podmínky vytváření fiktivních bloků

„Z hlediska splnění podmínek pro poskytování PpS či zjednodušení dálkového řízení elektráren z Dispečinku ČEPS může být vhodné vytvořit u elektráren tzv. fiktivní blok (FB). Fiktivní blok je soubor několika energetických výrobních zařízení, typicky elektrárenských bloků, jedné elektrárny sdružených pro účely poskytování PsP do jednoho celku.“ [6]

Výkon z fiktivního bloku musí být vyveden do jedné rozvodny stejné napěťové úrovně (nejméně 22 kV) a FB musí být tvořen pouze ze zařízení jedné elektrárny (ze všech zařízení nebo z dílčích celků), která jsou spojena technologickou vazbou.

Technologickou vazbou je myšleno [6]:

- Společný parovod
- Společný reaktor
- Soustrojí PPE tvořící jeden technologický celek

- Společná nádrž u VE a PVE
- Kombinace turbogenerátorů a elektrokotle se společným vyvedením tepla
- Společná infrastruktura soustav motorgenerátorů

Výjimku tvoří Vltavská kaskáda. Ta není propojena technologickou vazbou ale hydrologickou vazbou mezi jednotlivými elektrárnami kaskády.

Provozovatel PS hodnotí poskytování PpS vždy za celý fiktivní blok. Blok jako celek musí také projít certifikací a nesmí poskytovat regulační služby pro jiný subjekt.

Možnost tvorby a způsobu členění fiktivního bloku jsou podmíněny vzájemnou dohodou mezi provozovatelem výroby a provozovatelem PS. K tomu je nutná certifikační autoritou vydaná tzv. „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“. Na základě této studie provozovatel PS odsouhlasí možnosti vytvoření a členění fiktivního bloku. Certifikace musí respektovat způsob tvorby fiktivního bloku a jeho možné provozní varianty. [6]

Fiktivní blok může poskytovat PpS v následujících variantách [6]:

- FB pro řízení Dispečinkem ČEPS poskytující samostatně nebo kombinaci PR, SR, MZ<sub>t</sub>.
- FB pro řízení Dispečinkem ČEPS poskytující samostatně QS<sub>15</sub>
- FB pro řízení jiným subjektem s možností poskytování PR pro ČEPS

### **3.11 Vztahy mezi systémovými a podpůrnými službami**

Jak již bylo řečeno, provozovatel české přenosové soustavy ČEPS využívá k zajištění systémových služeb podpůrné služby, které poskytují jednotliví uživatelé přenosové soustavy. Především jsou to služby popsány v kapitole 3. [7]

„Následující Tab. 1 uvádí přehled vztahů mezi systémovými a podpůrnými službami. Pro jednotlivé systémové služby uvádí odpovídající podpůrné služby, kterými se uživatelé přenosové soustavy jako poskytovatelé podpůrných služeb mohou podílet na zajišťování těchto systémových služeb.“ [5]

Systémová služba	Technicko-organizační prostředek	Kategorie	
		<i>Provozovatelé elektrárenských bloků</i>	<i>Ostatní uživatelé PS</i>
Udržování kvality elektřiny	Udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence	Primární regulace frekvence bloku	
	Sekundární regulace napětí	Sekundární regulace U/Q	
	Sekundární regulace frekvence a výkonu	Sekundární regulace výkonu bloku	
Udržování výkonové rovnováhy	Terciární regulace výkonu	Rychle startující 15-ti minutová záloha, Minutová záloha, Snížení výkonu	Změna zatížení
Obnovení provozu		Schopnost ostrovního provozu, Schopnost startu ze tmy	

Tab. 1 Přehled systémových služeb a odpovídajících podpůrných služeb [5]



## 4 Obchod s elektřinou

Elektřina je hromadná komodita a patří do skupiny tzv. síťových odvětví (podobně jako plyn nebo voda). Elektrická energie musí být dodána do ES v takovém množství a čase, v jakém konečný spotřebitel elektřinu ze sítě odebere. Musí být zachována bilance mezi výrobou a spotřebou. Hlavní příčinou nutnosti zachování bilance je fakt, že elektrickou energii nelze skladovat a má prakticky nulové dopravní zpoždění. Při nedodržení rovnováhy dochází zpočátku k poklesu kvalitativních parametrů dodávky elektrické energie a v extrémních případech může dojít k rozpadu ES nebo k black-outu. [13][14]

K zajištění vyrovnané bilance je výhodné dopředu znát v jakém množství a čase se elektrická energie odebere (dodá) z (do) ES. Výroba je lépe plánovatelná. Výrobci jsou schopni dle kontraktů dopředu plánovat, kolik elektrické energie do sítě dodají. Na druhou stranu spotřeba se plánuje velmi obtížně. Musí se spíše předpovídat. Předpověď zajišťuje instituce operátora trhu, který má povinnost predikce zveřejňovat. Spotřeba koncového zákazníka závisí nejen na typu konečného spotřebitele (továrna, domácnost, provozovatel veřejné dopravy atd.) ale i na dalších faktorech (změna počasí, využití nových elektrospotřebičů, atd.) [13]

### 4.1 Trh se silovou elektřinou

Po úspěšné liberalizaci trhu s elektrickou energií byly od sebe prakticky odděleny trh se silovou elektřinou a její přenos a distribuce. Na trhu se setkává výrobce, který prodává závazek dodat do ES elektrickou energii v určitém množství a v určitém čase a nakupující protistrana, která se zavazuje dané množství elektrické energie v daném čase odebrat z ES. Nakupujícím může být, jak konečný spotřebitel, tak obchodník, který elektrickou energii dále prodává. Strany se mohou dohodnout na množství a ceně energie samy, pak hovoříme o tzv. neorganizovaném trhu. Druhou možností je, že se velikost kontraktu a ceny stanovuje podle předem určených pravidel a to mluvíme o tzv. organizovaném trhu. Organizovaný trh může být krátkodobý nebo dlouhodobý. Dlouhodobý organizovaný trh je v ČR organizován burzou. Obchodování na krátkodobém organizovaném trhu v ČR je zřízeno operátorem trhu. Výhodou dlouhodobého organizovaného trhu je možnost uzavřít kontrakt s finančním vypořádáním, u kterého se nepředpokládá, že by byla elektrická energie do (z) ES dodána (odebrána).[13]

Po uzavření kontraktu, ve kterém se jednotlivé strany zaváží v budoucnosti dodat (odebrat) určité množství elektrické energie v určitém čase do (z) ES, dochází k jejímu fyzickému vypořádání. Přenos a distribuce se uskutečňuje skrze elektrizační soustavu (distribuční a přenosovou soustavu). Vzhledem k přirozenému monopolu v oblasti přenosu a distribuce je tato oblast regulována. Proto ERÚ každoročně stanovuje ceny, jež si mohou provozovatelé elektrizační soustavy za poskytnuté služby účtovat. [8] [13]

V případě, že je výkonová rovnováha narušena (do / z ES není dodáno / odebráno předem nasmlouvané množství elektrické energie), dochází k tzv. odchylce. Odchytky operátor trhu každý den vyhodnocuje ze získaných dat od výrobců a obchodníků s elektřinou ale i od provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav. Obchodníci a výrobci každý zrealizovaný obchod, u kterého se předpokládá fyzické vypořádání, musí registrovat do systému operátora trhu (OTE). Z přenosové soustavy a z distribučních soustav přicházejí informace dokazující skutečné dodané a odebrané množství z a do ES.

Odchytku vyrovnává provozovatel přenosové soustavy pomocí regulační energie. Následné finanční vypořádání odchylek, kdo a kolik zaplatí za regulační energie, zajišťuje OTE. Každý výrobce je finančně potrestán za dodání nadbytku či nedostatku elektrické energie do ES. Sankce, kterou musí zaplatit za nezachování vyrovnané výkonové bilance mezi výrobou a spotřebou, je vyměřována ERÚ a je použita na uhrazení části z poplatku za systémové služby. Zbývající část poplatku platí koncoví spotřebitelé ve výsledné ceně pod složkou „cena za systémové služby“. [13]

### **4.1.1 Organizovaný dlouhodobý trh**

Na českém trhu působí dva organizátoři dlouhodobého trhu s elektřinou Českomoravská komoditní burza Kladno (ČMKBK) a Power Exchange Central Europe (PXE). ČMKBK působí pouze v České republice, kdežto PXE zprostředkovává obchody s místem dodání elektřiny v ČR, v Maďarsku a na Slovensku. Vzhledem k majoritnímu zastoupení PXE v organizovaném dlouhodobém trhu, bude věnována pozornost pouze tomuto organizátorovi.

Ke vstupu na burzu je nutné splnit několik přesně určených požadavků. Předmětem obchodování na burze je elektrická energie o hodinovém výkonu 1 MWh ve všech hodinách všech dnů v rámci sjednaného období dodávky s místem dodání do české, slovenské a maďarské elektrizační soustavy. Je možné sjednat několik druhů kontraktů – kontrakty spotové,

futures (derivátové) s fyzickým vypořádáním a futures (derivátové) s finančním vypořádáním (pouze v rámci trhu v ČR). Futures kontrakty jsou ve dvou verzích – Base Load a Peak Load. V Base Load kontraktu se obchodují všechny hodiny všech dnů dodávkového období, kdežto Peak Load zahrnuje hodiny v čase od 8:00 do 20:00 od pondělí do pátku. Délka období dodávky je měsíční, čtvrtletní nebo roční. [8]

Obchodování na burze probíhá prostřednictvím elektronického obchodního systému. Probíhají zde dva základní typy obchodů:

- Automatizovaný – tento obchod je anonymní. Účastníci zadávají svoje nabídky a poptávky do elektronického obchodního systému, pokud se cena za nákup a prodej kryje, jsou objednávky automaticky spárovány. Při spárování obchodu je protistranou centrální protistrana.
- Registrovaný – kontrakt je uzavřen mimo burzu mezi dvěma účastníky nebo prostřednictvím brokera. Burza poté plní funkci prostředníka pro následnou registraci a vypořádání takto uzavřených obchodů (OTC clearing) [8]

Automatizované obchody mohou mít formu aukce a kontinuálního obchodování v oddělených fázích. Kontinuální obchod probíhá každý burzovní den od 8:00 do 16:30. Všem účastníkům jsou poskytovány informace o ceně a množství elektrické energie a o počtu kontraktů uzavřených na burze.[8]

## 4.1.2 Organizovaný krátkodobý trh

Dříve sjednávání krátkodobých kontraktů zprostředkovávala burza PXE nebo operátor trhu. V roce 2009 se obě tyto platformy sjednotily. Organizátorem krátkodobého trhu s místem dodání v České republice se stal výhradně operátor trhu. Nejkratší období, které se na krátkodobém trhu obchoduje, je jedna hodina a nejdelší období je jeden den. Účastníci spotového trhu zadávají své nabídky a poptávky prostřednictvím centrálního informačního systému OTE. Trh se dělí na:

- Blokový trh – obchoduje se zde se třemi bloky:
  - BASE (dodávka ve všech hodinách dne dodávky)
  - PEAK (dodávka v pracovních dnech v době od 8:00 do 20:00)
  - OFF PEAK (dodávka v pracovních dnech v době od 0:00 do 8:00 a od 20:00 do 24:00.).

Měna pro blokový trh je daná v Kč/MWh. Obchodování s jednotlivými bloky je zahájeno 5 dní před dnem dodávky a ukončeno 1 den před dnem dodávky elektřiny. Po zadání nabídek a poptávek dochází k automatickému spárování nabídek a poptávek na základě překrytí limitních cen. Limitní cena je cena, za kterou je prodávající (kupující) ochoten elektrickou energii prodat (koupit). [8][13]

- Denní trh – zde se obchoduje s elektrickou energií na den D (den dodávky elektrické energie do ES) 24 hodin předem (nebo v nejbližším pracovním dni). Celkově se tedy obchoduje 24 trhů v rámci jednoho obchodního dne. Trh se uzavírá dle harmonogramu v 11:15. Měna pro denní trh je daná v EUR/MWh. Obchodování probíhá formou dvoustranné aukce, kdy je cena pro odběratele stanovena jako cena mezní (stanovena Operátorem trhu). Výsledkem je jediná cena platná, jak pro dodavatele, tak i pro odběratele. [8][13]
- Vnitrodenní trh – trh se otvírá po skončení denního trhu (konkrétně v 15:00) a postupně se uzavírá. Obchodování pro konkrétní hodinu končí vždy 60 minut před hodinou dodávky. Nabídky a poptávky obsahují množství a cenu, za kterou jsou účastníci ochotni elektrickou energii prodat či koupit. Nefunguje zde automatické párování, každý účastník musí prostřednictvím centrálního informačního systému operátora trhu s elektřinou akceptovat nabídku či poptávku. Měna pro vnitrodenní trh je daná v Kč/MWh. [8][13]

### 4.1.3 Neorganizovaný trh

Trh není organizován žádnou institucí ani společností. Kontrakty mezi sebou uzavírají výrobci přímo se spotřebitelem. Může mezi ně vstoupit ještě mezičlánek v podobě obchodníka s elektřinou. Cena elektrické energie se nevytváří podle předem daných pravidel, ale je určena samotnými účastníky bilaterálních kontraktů. Většinou se jedná o smlouvy na jeden rok a více. U takto domluvených kontaktů se předpokládá fyzické plnění závazku.

Tento způsob obchodování je neprůhledný a informace o uzavřených kontraktech se hledají velmi špatně. Aby mohl Operátor trhu vyhodnotit a zúčtovat odchylky, musí se do systému OTE registrovat všechny uzavřené smlouvy s předpokládaným fyzickým vypořádáním (včetně těch, co jsou uzavřeny na spotovém a dlouhodobém trhu). [8][13]

## 4.2 Trh s podpůrnými službami

### 4.2.1 Obecná pravidla obchodu s PpS

Podrobný výklad o podpůrných službách byl podán v předchozích kapitolách. Způsob jejich zajištění se v jednotlivých státech může velmi lišit a vyvíjí se odlišně. Závisí na mnoha faktorech, nejvýraznějšími faktory jsou skladba zdrojů a model trhu s elektřinou. Tato část kapitoly bude věnována konkrétně situaci v ČR. Společnost ČEPS podle zákona odpovídá na úrovni přenosové soustavy za zajištění systémových služeb a má právo obstarávat za nejnižší náklady PpS a elektřinu pro krytí ztrát v přenosové soustavě a pro vlastní potřebu. Dále má právo obstarávat regulační energii pro řízení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou a pro řízení toků elektřiny. Společnost ČEPS nakupuje PpS především na základě těchto právních předpisů: [6][13][15]

- Zákona č. 458/2000 Sb. v platném znění
- Prováděcích právních předpisů k Energetickému zákonu (v platném znění)
- Cenových rozhodnutí ERÚ
- Další předpisů vydávaných ČEPS

Při výběru poskytovatelů podpůrných služeb se společnost ČEPS řídí následujícími zásadami:

- Otevřenost ke každému zájemci o poskytování (PpS), který prokázal splnění požadavků stanovených kodexem PS a ČEPS
- Nediskriminační přístup k zájemcům o poskytování (PpS) dle pravidel výběrového řízení (VŘ)
- Verifikovatelnost postupů (prokazatelnost všech důležitých dat)
- Zajištění bezpečnosti přenášení dat [6]

Dále je uveden výčet cílů, které sleduje společnost ČEPS při nákupu PpS:

- Zajištění kvality a spolehlivosti na úrovni PS v reálném čase a v souladu se standardy
- Minimalizace nákladů na zajišťování PpS
- Optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek [6]

Provozovatel přenosové soustavy, společnost ČEPS, zajišťuje PpS třemi základními způsoby:

- Výběrovým řízením – tímto způsobem se většinou zajišťuje: primární regulace frekvence bloku (PR), sekundární regulace výkonu bloku (SR), rychle startující 15 minutová záloha (QS<sub>15</sub>), Minutová záloha (MZ<sub>t±</sub>) a snížení výkonu (SV<sub>30</sub>). Poptávaný objem nákupu regulačních záloh PpS vychází z potřeb pro spolehlivý provoz ES ČR. V dokumentaci VŘ je stanoven rozhodný termín, ke kterému musí být splněny všechny povinnosti poskytovatele PpS.
- Přímoú smlouvou s poskytovateli – tímto způsobem se zajišťuje: sekundární regulace U/Q (SRUQ), schopnost ostrovního provozu (OP) a schopnost startu ze tmy. Může se tímto způsobem zajišťovat i nákup RZPR, RZSR, RZSV<sub>30</sub> a RZMZ<sub>t</sub>.
- Spoluprací s propojenými soustavami – jedná se o havarijní smlouvy a nákup elektřiny ze zahraničí. [13][15]

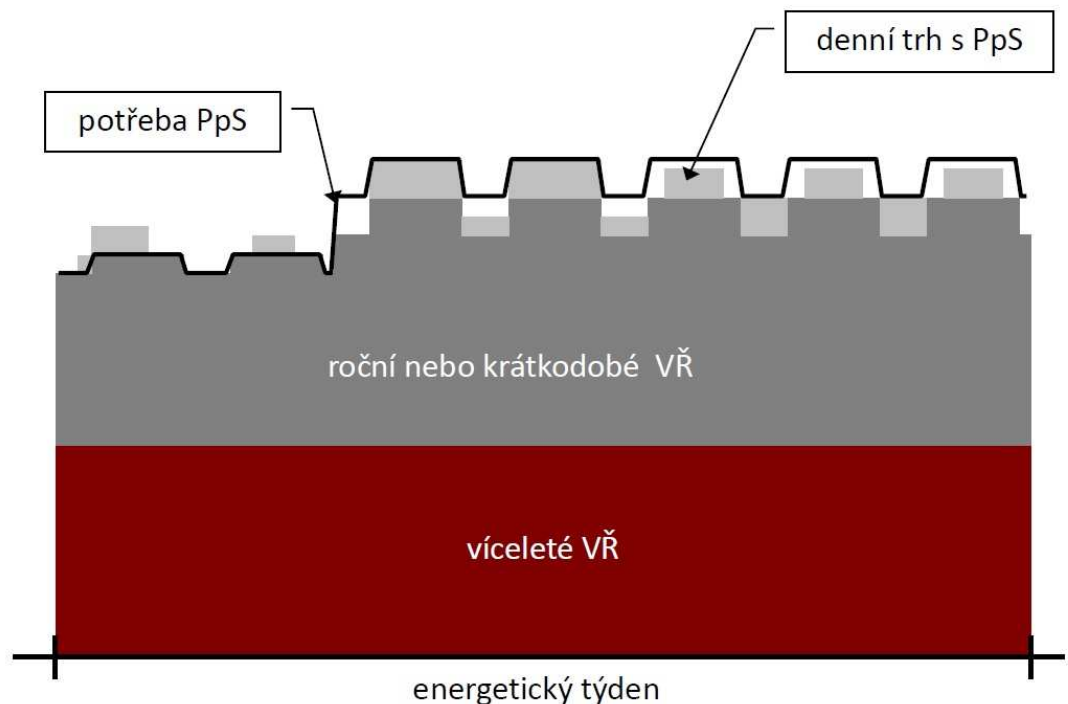
Pokud nastane deficit v zajištění PpS a z toho vyplývající omezené soutěžní prostředí, což může způsobit nepřiměřené ceny, může ČEPS vyhlásit maximální akceptovatelnou cenu pro jednotlivé PpS či časové intervaly.[6]

Obchod s podpůrnými službami je specifický trh vytvořený pro efektivní nákup PpS a je částečnou konkurencí trhu se silovou elektřinou. Jedná se rozhodně o zajímavou část trhu s elektřinou. Každý subjekt připojený do ES má právo, nikoliv povinnost, poskytovat podpůrné služby. Podpůrné služby jsou nakupovány společností ČEPS na trhu, který tato společnost také organizuje. Převažují zde dlouhodobé produkty (krátkodobý trh má nízkou likviditu). Na trhu je nabízeno velké množství produktů, které mají ovšem různou míru substituovatelnosti. Pro vstup na trh je nutné překonat velké vstupní bariéry. Ceny podpůrných služeb jsou vytvářeny na základě tržního principu. Obchodním intervalem pro poskytování PpS je obchodní hodina, podobně jako u silové elektřiny. Jednotlivé služby jsou společností ČEPS aktivovány automaticky nebo pokynem dispečera. Služby jsou nakupovány prostřednictvím dvou obchodních instrumentů:

- dlouhodobých kontraktů – ty jsou uzavírány na základě výběrových řízení, která jsou vypisována na jednotlivé kategorie PpS. Poskytovateli konkrétní kategorie PpS je tato služba hrazena ve výši, která je uvedena v uzavřeném kontraktu. Tato cena se nazývá nabídková.

- denního trhu s PpS – přes denní trh je nakupována zbývající část PpS. Každou obchodní hodinu se na trhu s PpS vytvoří tzv. marginální cena (cena nejdražší přijaté nabídky na poskytování PpS). Touto cenou jsou pak vyplaceni všichni akceptovaní poskytovatelé. Denní trh s PpS je součástí ePortálu Damas. [13][14][15]

Obr. 6 ukazuje, jak jsou podpůrné služby nakupovány. Základní zatížení je nasmlouváno dlouhodobě, kdežto špičkování se provádí pomocí denního trhu s PpS.



Obr. 6 Typický průběh nákupu podpůrných služeb. [14]

## 4.2.2 Poskytovatelé PpS

Majitel výrobního zařízení má dvě volby jak ho využít. První volbou je prodej silové elektrické energie na trhu. Při této volbě má majitel zisky z prodeje elektrické energie závislé na poptávce. Musí tedy nutně elektrickou energii vyrobit, aby jí mohl prodávat, a tím mu vznikají palivové náklady. Pokud si majitel zvolí druhou možnost – prodej podpůrných služeb – má v případě úspěchu ve VŘ jistý stálý příjem. Navíc nemusí dojít k aktivaci podpůrné služby, což přináší značné úspory palivových nákladů. [14]

Pokud chce poskytovatel nabízet podpůrné služby společnosti ČEPS, musí mít k rozhodnému termínu:

- Licenci na výrobu elektrické energie
- Platnou a účinnou „Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2013 a 2014“ (dále jen Dohoda PpS). To platí pouze pro RZPR, RZSR a RZMZ<sub>t</sub>)
- Platný certifikát pro poskytování PpS
- Souhlas držitele licence na distribuci s poskytováním PpS v případě, že se jedná o zdroj vyvedený do DS.
- Zavedené užívání elektronického podpisu a certifikátů připojení do ŘS ČEPS a „Protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“.[6]

Poskytovatel může zahájit poskytování PpS od 5. pracovního dne po předložení všech potřebných dokumentů. Poskytovatel má dále za povinnost hlásit všechny změny v provozuschopnosti certifikovaného zařízení společnosti ČEPS. Dále se nesmí účastnit žádných dohod s jinými poskytovateli nebo subjekty, které by směřovaly ke kartelovým dohodám či jiným dohodám o cenách nebo obchodních postupech. [6]

Nový zájemce o poskytování PpS musí nejprve předat společnosti ČEPS žádost, ve které informuje o svém záměru. Společně s ní předá i dokumenty mapující historii společnosti (výpis z obchodního rejstříku, výroční zprávy za tři roky atd.). ČEPS poté do 30 dnů stanoví termín jednání společně se seznamem nutných technických údajů a požadavků. Zápisem z tohoto jednání se stanoví závazný časový harmonogram dalších kroků v tomto pořadí:

1. Protokol o provedení zkoušky „bod-bod“ a funkčních testů
2. Předání certifikátu bloku pro nabízenou PpS
3. Podepsání Dohody PpS
4. Přístup do ePortálu Damas [6]

### **4.2.3 Výběrové řízení na dlouhodobé dodávky PpS**

ČEPS vyhlašuje výběrové řízení na následující rok na svých webovských stránkách nejpozději do 15. listopadu předešlého roku (v průběhu roku pak dle potřeby). Rozesílá zároveň výzvy všem stávajícím poskytovatelům elektronicky nebo písemně. ČEPS může organizovat nákupy pro období přesahující 1 kalendářní rok. Nabídka se podává buď elektronicky nebo písemně v zapečetěné obálce (dle Dohody PpS). Nabídky musí obsahovat všechny náležitosti dle



VŘ. Podáním nabídky se poskytovatel zavazuje, že v případě, že bude jeho nabídka přijata, uzavře se společností ČEPS smlouvu o poskytování PpS.[6]

Po ukončení VŘ obdrží účastníci písemně nebo elektronicky (pomocí obchodního portálu) zprávu obsahující výsledky VŘ. Obdržením zprávy vzniká kontrakt na dodávku PpS mezi poskytovatelem a ČEPS. [6]

Pro službu primární regulace frekvence bloku (PR) je nabízena regulační záloha PR v MW a cena je za výkon Kč/MWh. Nabídka musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v Dokumentaci VŘ nebo v detailu VŘ v obchodním portálu. Nabídky se seřadí podle ceny za nabízenou regulační zálohu ve vzestupném pořadí v hodnotách RZPR pro každý základní obchodní interval. Akceptuje se první nabídka s nejnižší cenou. Je-li nabízená regulační záloha (RZPR) větší než požadovaná, ČEPS jí akceptuje do požadované výše (nejméně však 3 MW). Je-li nabízená regulační záloha menší než požadovaná, ČEPS jí akceptuje celou a sníží se zbývajícím požadavkem. Postup se opakuje až do naplnění požadavku nebo vyčerpání nabídek. V případě úspěchu ve výběrovém řízení, plyne majiteli příjem pouze za rezervaci regulační zálohy, kdežto regulační energie je zdarma. PR je vhodná pro velmi rychlé a velké bloky, jako jsou bloky využívající parní turbíny schopné dobře regulovat výkon.[6][14]

Pro službu sekundární regulace výkonu bloku (SR) je nabízena regulační záloha SR v MW a cena je za výkon Kč/MWh. Nabídka musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v Dokumentaci VŘ nebo v detailu VŘ v obchodním portálu. Nabídky se seřadí podle ceny za nabízenou regulační zálohu (RZSR) ve vzestupném pořadí pro každý základní obchodní interval. Akceptuje se první nabídka s nejnižší cenou. Je-li nabízená regulační záloha (RZSR) větší než požadovaná, ČEPS jí akceptuje do požadované výše (nejméně však 10 MW). Je-li nabízená regulační záloha nižší než požadovaná, ČEPS jí akceptuje celou a sníží se zbývajícím požadavkem. Postup se opakuje až do naplnění požadavku nebo vyčerpání nabídek. V případě úspěchu ve výběrovém řízení, plyne majiteli příjem, jak za rezervaci regulačního výkonu, tak i za regulační energii (2350 Kč/MWh za kladnou regulační energii a 1 Kč/MWh za zápornou regulační energii). Existuje zde velmi vysoká pravděpodobnost aktivace PpS a následný příjem za regulační energii. Můžeme očekávat relativně jistý finanční zisk oproti příjmům za silovou elektřinu.[6][14]

Pro službu rychlé snížení výkonu ( $SV_{30}$ ) je nabízen souhrnný výkon  $SV_{30}$  v MW a cena je za výkon Kč/MWh. Nabídka musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v Dokumentaci VŘ.

Pro službu minutová záloha ( $MZ_t$ ) je nabízena regulační záloha  $MZ_t$  v MW a cena je za výkon Kč/MWh. Nabídka musí být samostatně strukturována pro  $t=5, 15, 30$  minut dle základních obchodních intervalů uvedených v Dokumentaci VŘ nebo v detailu VŘ v obchodním portálu. Vyhodnocení nabídek výběrového řízení probíhá úplně stejným systémem jako u Sekundární regulace výkonu bloku (SR). Výjimku tvoří regulační záloha pro  $MZ_5$ , kde je minimální akceptovaný výkon 30 MW.

#### 4.2.4 Přímá smlouva s poskytovatelem PpS

Za určitých okolností může společnost ČEPS nakoupit podpůrné služby (PR, SR,  $SV_{30}$ ,  $MZ_t$ ) na delší období na základě přímých jednání s poskytovatelem. Může tak učinit například, pokud během VŘ nebyly nabídnuty potřebné objemy nebo ceny za nabídnuté objemy nebyly obvyklé. Sjednaná cena musí být stanovena s ohledem na běžné ceny a podmínky na trhu.

ČEPS uzavírá smlouvu na poskytování PpS sekundární regulace napětí a jalových výkonů (SRUQ) s poskytovatelem, který je vyveden přímo do PS ČR a má bloky připojené do automatické sekundární regulace napětí a jalových výkonů. Poskytovatel musí v době poskytování služby splňovat všechny technické podmínky a požadavky Kodexu PS. Cena je stanovena pro každý blok dodavatele jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby a za 1 MVar smlouveného certifikovaného regulačního rozsahu (zapojený do regulace U/Q ASRU).

Smlouva na poskytování služby Schopnost startu ze tmy (BS) je dohodnuta mezi ČEPS a poskytovatelem. Ve smlouvě je stanovena cena pro každý blok dodavatele jako pevná měsíční platba za poskytování služby.

Smlouva na poskytování služby Schopnost ostrovního provozu (OP) je dohodnuta mezi ČEPS a poskytovatelem, který je vyveden přímo do PS ČR. Ve smlouvě je stanovena cena pro každý blok dodavatele jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby.[6]

#### 4.2.5 Denní trh s PpS

Společnost ČEPS organizuje Denní trh s PpS (DT PpS) prostřednictvím obchodního portálu. Všechny náležitosti ohledně DT PpS jsou popsány v Dohodě PpS a Pravidlech provozu obchodního portálu. ČEPS si vyhrazuje právo nepřijmout nabídky nebo zrušit DT PpS v případě nesplnění všech náležitostí. Obchodování na Denním trhu s PpS probíhá pouze v pracovních

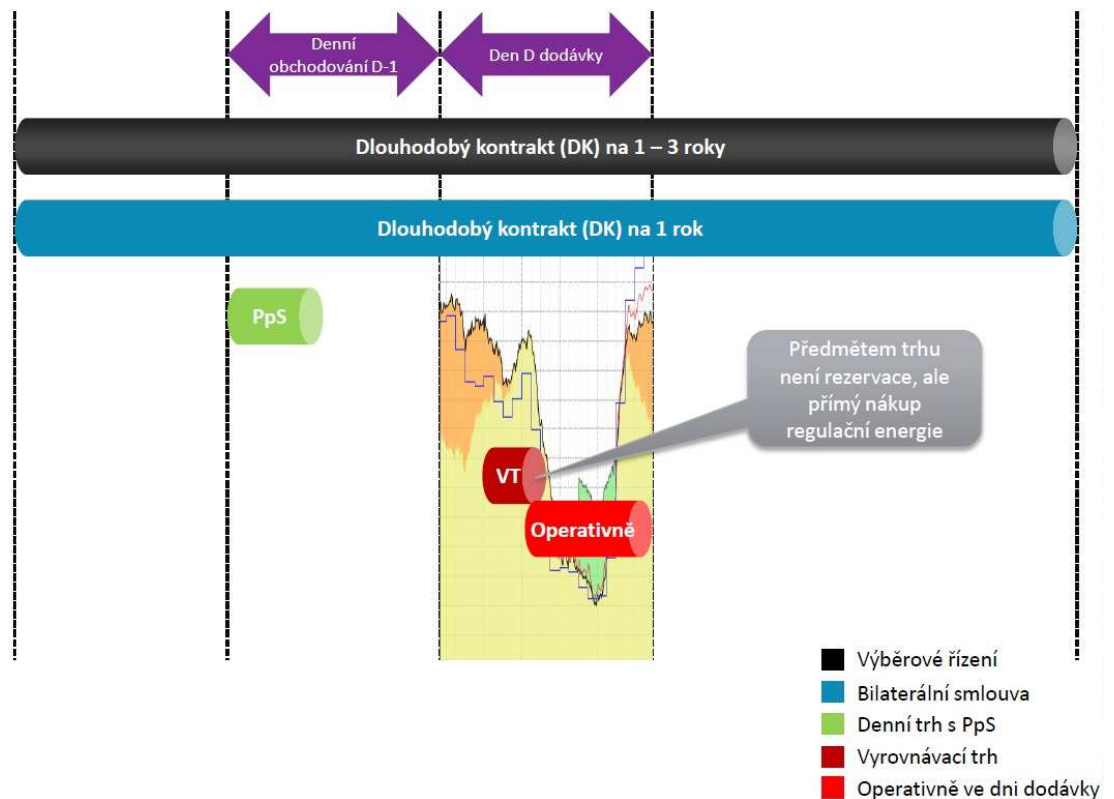
dnech. ČEPS může změnit obchodování na denní, probíhající i v nepracovní dny na základě oznámení zveřejněného nejméně 30 kalendářních dní předem.

ČEPS zveřejňuje na elektronickém portálu předběžnou poptávku po jednotlivých PpS na každý následující pracovní den případně i na všechny následující nepracovní dny. Poskytovatelé PpS předkládají své nabídky tím, že vyplní elektronický formulář na obchodním portálu a včas ho odešlou. Cena nesmí překročit vypsany cenový limit (je-li vypsán). Po uzávěrce jsou všem poskytovatelům zpřístupněny výsledky vyhodnocení nabídek na DT PpS. Ve výsledcích je uvedené akceptované objem poskytované služby a marginální cena. Zpřístupněním výsledků je sjednán obchodní případ nákupu PpS mezi ČEPS a smluvním poskytovatelem.

ČEPS je oprávněn zrušit denní nákup všech PpS, konkrétní PpS nebo konkrétní PpS v určitém čase, pokud ceny přesahují ceny obvyklé. ČEPS může také zrušit denní obchodování v případě technických poruch elektronického portálu nebo telekomunikačních tras.

Vyhodnocování nabídek na denním trhu probíhá obdobně jako vyhodnocování nabídek výběrových řízení.[6]

Na Obr. 7 je vysvětlen způsob obstarávání podpůrných služeb.



Obr. 7 Způsob obstarávání podpůrných služeb. [14]

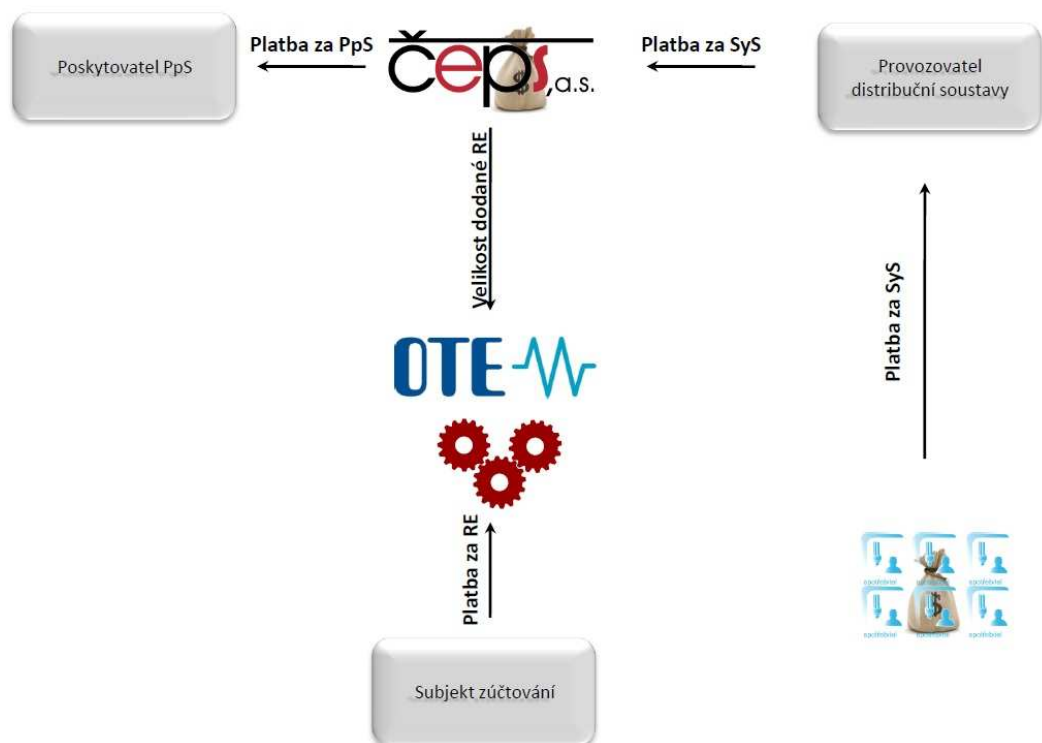
## 4.2.6 Platební podmínky

„Sjednaná cena za regulační zálohu PpS v Kč je hrazena v za každou MWh skutečně poskytnuté regulační zálohy PpS, na základě odsouhlaseného vyhodnocení až do výše sjednané pro danou hodinu podle všech jednotlivých smluv. Úhrada je prováděna za každou hodinu pouze za skutečně poskytnutou regulační zálohu až do celkové sjednané výše.“

Při poskytování PpS může dojít v důsledku řízení bloku k odlišné dodávce energie než je ta, která odpovídá sjednané hodnotě dodávky elektřiny. Pokud je tento rozdíl vyvolán požadavky Dispečinku ČEPS a je v příčinné souvislosti s poskytováním PpS, nazývá se regulační energie. Regulační energie může být kladná (dodaná energie je vyšší než ta odpovídající diagramovému bodu bloku) nebo záporná (dodaná energie je nižší než ta odpovídající diagramovému bodu bloku).

Společnost ČEPS není zodpovědná za úhradu (ne)dodané regulační energie. Tato odpovědnost přísluší OTE. Pokud je reálná šance, že může při poskytování PpS vzniknout regulační energie, je poskytovatel povinen uzavřít smlouvu s OTE o poskytování PpS.[6]

Obr. 8 názorně osvětluje, jak probíhají finanční toky mezi jednotlivými subjekty na trhu s elektřinou. Tab. 2 shrnuje příjmy a výdaje společnosti ČEPS za podpůrné a systémové služby.



Obr. 8 Finanční tok mezi subjekty na trhu. [14]

	Příjmy	Výdaje
Systemové služby	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Regulovaná platba za systémové služby daná rozhodnutím ERÚ, v Kč/MWh spotřebované elektřiny</li> <li>2. Příjmy ze systému zúčtování odchylek</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nákup podpůrných služeb, tj. platba za rezervaci výkonu <i>ČEPS neplatí za regulační energii – regulační energie je placena v rámci systému zúčtování.</i></li> <li>2. Poskytování systémových služeb</li> </ol>
Přenosové služby	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Regulovaná platba za přenosové služby daná rozhodnutím ER, v Kč/MWh přenesené elektřiny (platba za použití PS provozovatelům distribučních soustav či konečným zákazníkům a výrobcům, jejichž zařízení je připojeno k přenosové soustavě)</li> <li>2. Platba za rezervaci kapacity, připojení do PS a příjmy z aukcí přeshraničních přenosových kapacit</li> </ol>	<p>Provoz, obnova a rozvoj přenosové soustavy</p>

Tab. 2 Shrnutí příjmů a výdajů společnosti ČEPS. [14]

## 5 Virtuální elektrárna (VPP)

### 5.1 Definice

Pod pojmem virtuální elektrárna se rozumí skupina decentralizovaných výroben elektrické energie jako například: kogenerační jednotky, fotovoltaické elektrárny, větrné elektrárny, bioplynové elektrárny, malé vodní elektrárny atp. Jedná se tedy, jak o zdroje obnovitelné, tak o zdroje spalující fosilní paliva. Důležitou charakteristikou této skupiny zdrojů je provozování pomocí společného řídicího systému, ačkoliv mohou být fyzicky zdroje od sebe velmi vzdáleny. Takto spojené zdroje mají sice více vstupů do ES, ale z pohledu sítě se tato skupina chová jako jeden zdroj. Instalovaný výkon virtuální elektrárny je dán součtem výkonů jednotlivých zdrojů. Dle kombinace zdrojů může VPP pracovat v základním, špičkovém i záložním pásmu a může také plnit roli různých PpS.[10][11][12]

### 5.2 Princip funkce

Základní myšlenkou VPP je vytvoření zdroje, který zajišťuje maximálně efektivní výrobu elektrické energie v čase a místě spotřeby. VPP by měla maximálně využívat dostupných technologií. Jedná se především o technologie výroby energie a její řízení, přičemž hlavním parametrem je spotřeba. Kombinací zdrojů a řízením mohou mít virtuální elektrárny různé účely, ale obvykle se dá předpokládat, že by to měla být obdoba klasické elektrárny s výhodami, které nabízí decentralizovaná výroba.

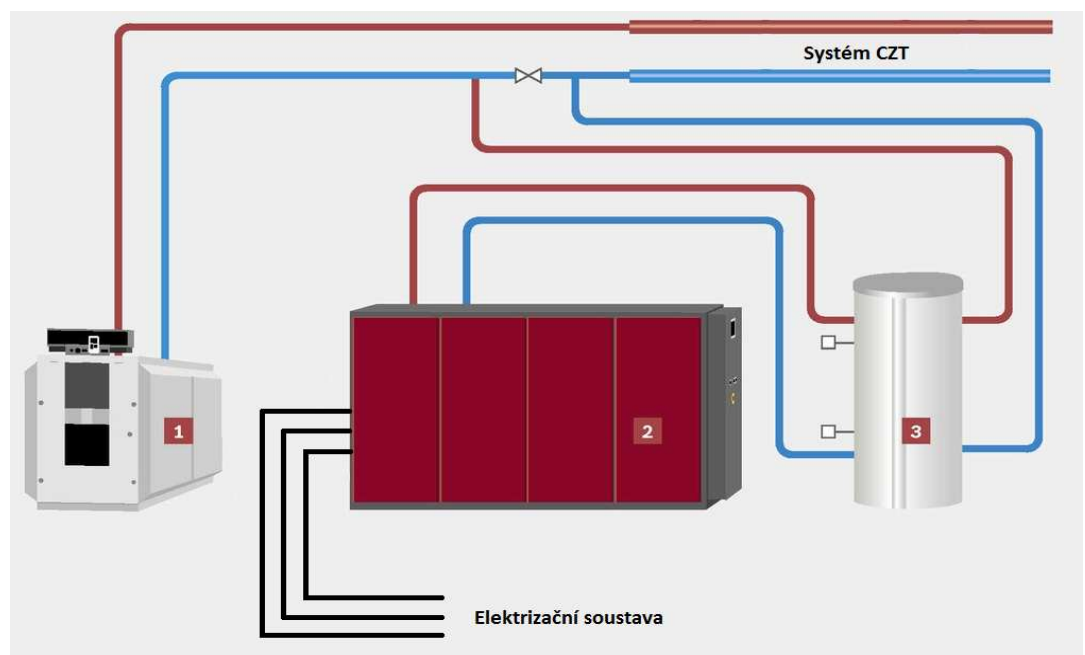
Mezi výhody VPP bychom mohli zařadit nižší celkové investiční náklady než u nové klasické elektrárny. Dalšími výhodami je použití zdrojů šetrných k životnímu prostředí a zdrojů s nízkými emisemi a vysokou účinností. Další výhodou je vytváření pracovních míst v místech spotřeby elektrické energie. Výhody můžeme vidět, jak pro provozovatele zdroje, tak i pro obchod s elektrickou energií. Z hlediska obchodníka je lepší nakoupit elektrickou energii od jednoho dodavatele než stejné množství energie od drobných výrobců. Pokud provozovatel sdruží více zdrojů, je méně závislý na počasí a může garantovat dodávku garantovaného

množství v daném čase. Pravděpodobně se zlepší i ekonomika provozu zdroje a je tu možnost dlouhodobého monitorování zdroje spolu s dálkovým řízením. Nespornou výhodou je také odolnost proti výpadku zdroje. Při poruše jednoho zdroje nedojde k přerušení výroby, ale dojde pouze k jejímu omezení.

Mezi nevýhody patří poměrně značná složitost řízení více menších zdrojů. I přes sdružování fotovoltaické a větrné energie se pořád jedná o zdroje nespojitě a obtížně regulovatelné, a proto obtížně predikovatelné. Převaha těchto zdrojů v ES je velkým rizikem pro spolehlivost dodávek elektrické energie.[10][11][12]

## 6 Rozbor modelu

V této diplomové práci bude používán model kogenerační jednotky připojené do sítě centrálního zásobování teplem (CZT). Hlavním úkolem kogeneračních jednotek s přidavnými zařízeními je pokrytí tepelného požadavku. K této funkci je přidána i funkce poskytování podpůrných služeb, přičemž zásobování teplem nesmí být nikterak ovlivněno. Model bude pracovat s kogeneračními jednotkami se spalovacími motory na zemní plyn. Ty mají výhodu v rychlém zapínání a vypínání, ale jejich nevýhodou je obtížná a neefektivní regulace výkonu. Často velmi proměnný požadavek na tepelný výkon se nemusí shodovat s výkonem jednotek. K vyrovnávání těchto výkyvů slouží akumulční nádrže. Požadavek se může pokrývat z tepelného výkonu KJ nebo z akumulčních nádrží. Pokud při extrémních klimatických podmínkách výkon KJ ani akumulčních nádrží nestačí pokrýt požadavek na teplo, je do systému zapojen i kotel spalující zemní plyn, který požadavek pokryje. Principiální schéma zapojení technologické části je zobrazen na následujícím obrázku (Obr. 9).



- 1) Kotel spalující zemní plyn
- 2) Kogenerační jednotky se spalujícím motorem na zemní plyn
- 3) Akumulační nádrže na teplou vodu

Obr. 9 Principiální zapojení technologické části modelu. [8]

Jak již bylo řečeno, technologická část se bude skládat z:

- Kogenerační jednotky se spalovacím motorem na zemní plyn vyrábějící teplo a elektrickou energii



- Kotle na zemní plyn
- Akumulační nádrže na teplou vodu

Nyní si podrobně probereme jednotlivé části.

## 6.1 Kogenerační jednotky se spalovacím motorem na zemní plyn

Podrobnější popis kogeneračních jednotek se spalovacím motorem na zemní plyn je uveden v kapitole 1.3. Model je koncipován právě na tyto KJ a těžko by se aplikoval na jiný druh kogeneračních jednotek. Jednotky se mohou libovolně spínat a zapínat prakticky bez omezení. K dodávce výkonu dochází prakticky okamžitě a v modelu není uvažován rozběh a doběh jednotek. V modelu jsou však uvažovány ztráty během zapnutí, které odpovídají zvýšené spotřebě plynu po určitou spínací dobu. Dodávaný výkon to ovšem neovlivňuje. KJ primárně pokrývají tepelný požadavek a až druhotně poskytují podpůrné služby a vyrábějí elektrickou energii.

Model je schopný pracovat s KJ do výkonu 5 MW v neomezeném počtu. Z hlediska údržby a záměnnosti je výhodné v jedné kogenerační stanici používat jednotky od stejného výrobce o stejném výkonu. Tyto jednotky je možné pravidelně funkčně zaměňovat (např.: jednotku, která běží v základním zatížení po většinu měsíce, se další měsíc zamění za jednotku, která běžela pouze ve špičkovém zatížení) Tímto opatřením se sníží jejich nerovnoměrné zatížení a zvýší se doba životnosti. Výrobci dodávajících kogenerační jednotky na český trh je několik a jsou vyráběny v různých provedeních a výkonových třídách. Jednotky mohou být umístěné jak ve vnitřních prostorách tak ve venku. Příklad provedení kogenerační jednotky je na Obr. 10. Existují následující druhy jednotek [8]:

- Modulové - bez elektrického rozvaděče a protihlukového krytu, s výkony nad 500 kWe, pro vnitřní prostory
- Blokované - s elektrickým rozvaděčem a protihlukovým krytem, s výkony pod 500 kWe, pro vnitřní prostory
- Kontejnerové – pro venkovní umístění



Obr. 10 Provedení kogeneračních jednotek od firmy TEDOM a.s. (vlevo blokové provedení, vpravo kontejnerové provedení) [8]

## 6.2 Kotel spalující zemní plyn

Obtížná regulace KJ spojená s velmi proměnným požadavkem tepla nutí v kombinaci s kogeneračními jednotkami používat i jiné zdroje tepla. Z ekonomického hlediska je vhodné KJ pokrýt úseky křivky tepelného požadavku, které jim dovolují dlouhé trvání doby maxima. Kdežto krátké doby přenechat investičně levnějším zdrojům. Použití kotlů spalujících zemní plyn má své výhody i nevýhody. Jeho velkou výhodou jsou malé měrné rozměry a velká dynamika změny výkonu, což ho předurčuje k funkci špičkového a záložního zdroje. Další nespornou výhodou je plynulá regulace výkonu a její velký rozsah na rozdíl od KJ. Tím se dosahuje lepšího pokrytí tepelného požadavku. V kotli se vyrábí pouze teplo a nikoliv elektrická energie, což je jeho nevýhodou.

Jak již bylo řečeno, kotel je používán tehdy, pokud nejsme schopni pokrýt tepelný požadavek ani z KJ ani z akumulčních nádrží. Nebo pokud máme vypnuty KJ z důvodu řídicí strategie či poskytování PpS, je požadavek hrazen z akumulace a popřípadě také z kotle.

Na českém trhu je k dostání velká škála kotlů spalujících zemní plyn s velkou paletou výkonů. Model je vhodný téměř pro všechny druhy kotlů, jaký z nich bude vybrán, záleží na konkrétním technickém a ekonomickém řešení projektu. Na Obr. 11 je jako příklad uveden kotel od firmy Viessmann, spol. s r.o., který by mohl být vhodným kotlem pro spolupráci s KJ. [8]



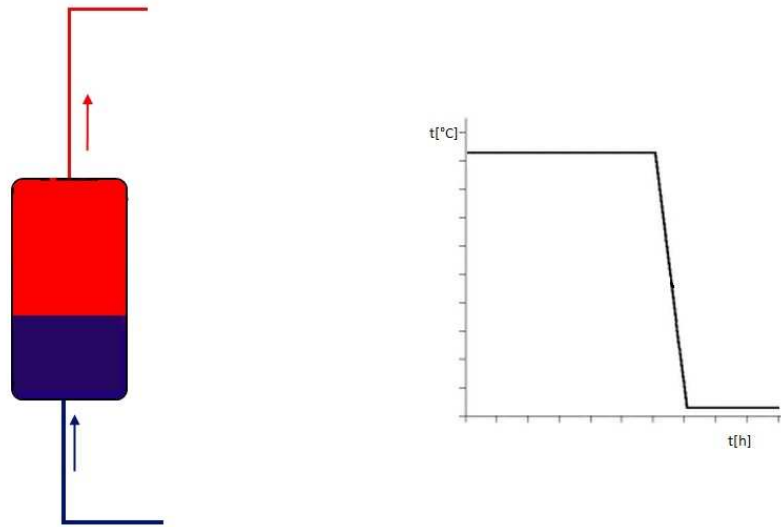
Obr. 11 Kotel spalující zemní plyn Vitoplex 300. [8]

### 6.3 Akumulační nádrže na teplou vodu

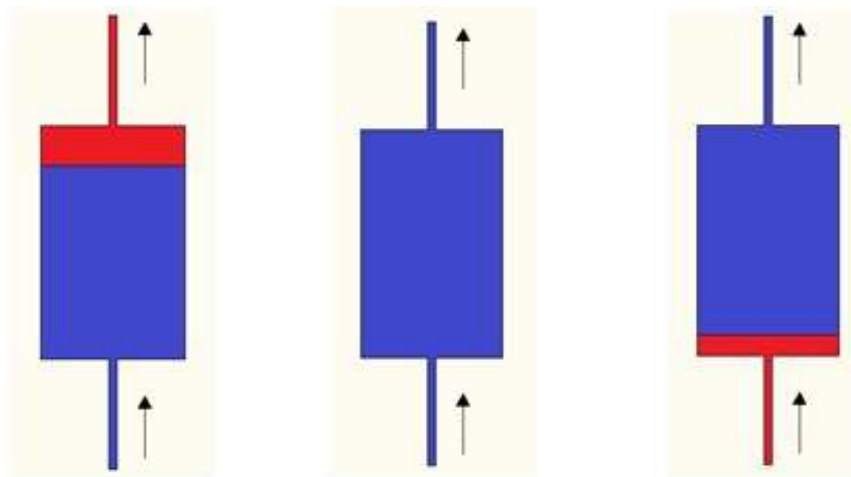
Po většinu doby provozu KVET není roven tepelný požadavek tepelnému výkonu KJ. K vyrovnání tohoto rozdílu slouží akumulace. Pokud je požadavek nižší než výkon KJ, přebytečné teplo se uloží do akumulace. Pokud je požadavek vyšší nebo pokud jsou jednotky z určitého důvodu vypnuty, je požadavek hrazen z akumulace. Akumulace dále pomáhá pro kompenzaci ostrých špiček velmi rychlého zatížení. Toto vyrovnávání tepelného zatížení akumulací vytváří technicky a ekonomicky výhodný provozní režim. Je tím dosaženo výhodného průběhu zatížení s možností omezení instalovaného výkonu. Proto je výhodné KVET doplnit o soustavu akumulátorů. Akumulátor je tvořen vodní nádrží, kde je přítok a odtok tvořen úzkými ocelovými trubkami.

Na Obr. 12 je vidět ukázka rovnotlakého horkovodního akumulátoru a průběhu jeho vybíjení. Z dalšího obrázku (Obr. 12) je patrné, jak probíhá úplné vybití a opětovné nabití zásobníku s teplou vodou. Když je zásobník úplně vybit a začneme ho znovu nabíjet, teplo je přiváděno zespodu, a proto není tato energie k dispozici ihned. Dochází nejprve k míšení a pak

následné stratifikaci dle teplot. energii ze zásobníku je možné využít, až teplá voda dosáhne horní části zásobníku. Toto je v modelu také zohledněno. [8]



Obr. 12 Rovnotlaký horkovodní akumulátor a průběh jeho vybíjení. [8]



Obr. 13 Vybíjení, úplné vybití a opětovné nabití rovnotlakého horkovodního akumulátoru. [8]

Během návrhu projektu je nutné rozhodnout o počtu a velikosti zásobníků. Velikost (objem) zásobníků je otázkou dimenzování, které se může lišit projekt od projektu. Záleží především na funkci, kterou by měly zásobníky v elektrárně plnit. Této problematice budou později věnovány speciální kapitoly. Počet zásobníků je důležitý z hlediska dynamiky systému. Ale záleží také na mnoha jiných faktorech např. na velikosti místa určeného pro zásobníky a na ekonomické výhodnosti. Je celkem zřejmé, že jeden velký válcový zásobník zabere méně místa a je ekonomicky výhodnější než více zásobníků o stejném součtovém objemu (jedná se o fenomén poměru objem/povrch). Nicméně z hlediska dynamiky systému je výhodnější více

menších zásobníků. Při úplném vybití a opětovném nabíjení trvá poměrně dlouhou dobu, než je možné velký zásobník znovu použít. Kdežto pokud se nabíjí více menších zásobníků, je možné dílčí zásobníky používat dříve. V našich případech je volen kompromis mezi dynamikou a ekonomikou. Celkový objem nutný pro akumulaci bude většinou rozdělen do pěti stejně velkých zásobníků.

### 6.3.1 Výpočet ztrát v zásobníku

V modelu jsou také uvažovány tepelné ztráty v zásobníku. Ztrátové teplo ze zásobníku může unikat třemi základními způsoby:

- Vedením (kondukcí)
- Prouděním (konvekci)
- Sáláním (radiací)

#### Vedení (kondukcce)

Jedná se o předávání kinetické energie mezi částicemi. V našem případě se výpočet ztrát vedením omezí na rovinnou stěnu složenou z několika vrstev a válcovou stěnu složenou z několika vrstev. Tepelný tok skrz rovinnou stěnu složenou z několika vrstev se určí dle následujícího vzorce [8]:

$$\Phi = \frac{S \cdot (T_1 - T_2)}{\frac{l_1}{\lambda_1} + \frac{l_2}{\lambda_2} + \dots + \frac{l_n}{\lambda_n}} \quad [W] \quad (6.1)$$

$\Phi$	tepelný tok [W]
$S$	plocha stěny [m <sup>2</sup> ]
$l_n$	tloušťka vrstvy n [m]
$\lambda_n$	součinitel tepelné vodivosti pro vrstvu n [ $\frac{W}{m \cdot K}$ ]
$T_1, T_2$	teploty na povrchu složené vrstvy [K]

Výpočet tepelného toku skrz válcovou stěnu složenou z několika vrstev se provádí dle následujícího vztahu [8]:

$$\Phi = \frac{2\pi \cdot l \cdot (T_1 - T_2)}{\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{r_3}{r_2} + \dots + \frac{1}{\lambda_n} \ln \frac{r_n}{r_{n-1}}} \quad [W] \quad (6.2)$$

$l$	délka válcové stěny [m]
$r_n$	poloměr k vrstvě n (vnitřní poloměr $r_1$ a vnější $r_n$ ) [m]

## Proudění (konvekce)

Proudění je přenos tepla, které je vázáno na přenos hmoty z jednoho místa na druhé. Přenos je iniciován buď gradientem teploty, nebo vnějším působením. Existuje konvekce nucená nebo samovolná (či přirozená). Tepelný tok pro proudění se určí dle následujícího vzorce:

$$\Phi = \alpha \cdot S \cdot (T_p - T_i) \quad [W] \quad (6.3)$$

$\Phi$	tepelný tok [W]
$S$	plocha pevného povrchu [m <sup>2</sup> ]
$\alpha$	součinitel přestupu tepla [ $\frac{W}{m^2 K}$ ]
$T_p$	teplota pevného povrchu [K]
$T_i$	teplota proudící tekutiny nebo plynu [K]

K určení hodnoty součinitele přestupu tepla  $\alpha$  se v praxi používá matematicko – experimentálního modelu, neb je velmi obtížné ho určit. Součinitel  $\alpha$  je závislý na mnoha faktorech (tlak, teplota, rychlost a druh proudění atd.). [8]

## Sálání (radiace)

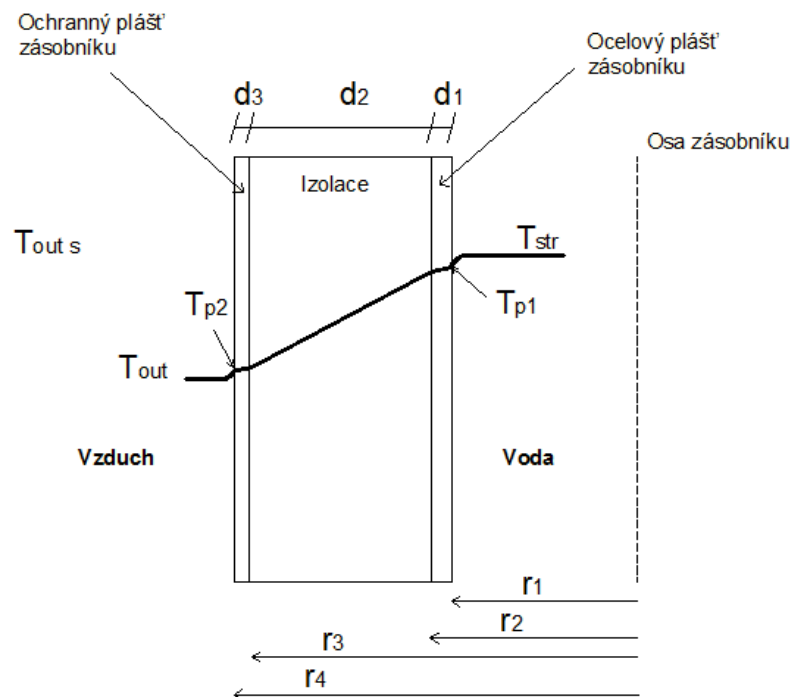
Radiace je přenos tepla prostřednictvím elektromagnetických vln v celém spektru vlnových délek. Elektromagnetické vlnění je produkováno každým neprůzračným tělesem o teplotě vyšší než 0 K. A zároveň na každé těleso dopadá okolní záření a je tělesem pohlcováno. Zda se těleso ohřívá, záleží na celkové bilanci pohlceného a vyzářeného tepelného toku. Těleso se ohřívá, pokud přijme více energie než vyzáří. Výpočet tepelného výkonu sálání do okolí se provádí dle následujícího vztahu [8]:

$$\Phi = S \cdot \sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_p^4 - T_{out s}^4) \quad [W] \quad (6.4)$$

$\Phi$	tepelný tok [W]
$S$	plocha tělesa [m <sup>2</sup> ]
$\sigma$	Stefanova-Boltzmannova konstanta ( $5,670373 \cdot 10^{-8}$ ) [ $\frac{W}{m^2 K^4}$ ]
$T_p$	teplota povrchu tělesa [K]
$T_i$	teplota venkovní - sálavá [K]
$\varepsilon$	emisivita [1]

### Výpočet tepelných ztrát pro zásobníky teplé vody

Předpokladem výpočtu bude válcový tvar zásobníku. Složení stěny zásobníku a průběh teplot pro rovinnou stěnu je možno vidět z Obr. 14.



Obr. 14 Složení stěn zásobníku a průběh teplot pro rovinnou stěnu. [8]

Z obrázku je patrné složení všech stěn zásobníků. Průběh pro rovinnou stěnu je lineární (platí pro podstavy válce) a průběh pro válcovou stěnu (plášť válce) není lineární – je logaritmický. V našem případě, kdy se jedná o zásobníky velkých průměrů, budou tyto průběhy velmi podobné. Výpočet tepelného toku pro celý válec určíme z následujících rovnic. [8]

Přestup tepla pro celý zásobník voda – ocelový plášť:

$$\Phi = \alpha_1 \cdot S_1 \cdot (T_{str} - T_{p1}) \quad [W] \quad (6.5)$$

$\alpha_1$  součinitel přestupu tepla voda – ocelový plášť  $[\frac{W}{m^2 K}]$

$S_1$  vnitřní plocha zásobníku  $[m^2]$

Vedení tepla pláštěm a dvěma podstavami zásobníku:

Tepelný odpor pláště:

$$R_1 = \frac{\frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{\lambda_3} \cdot \ln \frac{r_4}{r_3}}{2 \cdot \pi \cdot l} \quad \left[ \frac{K}{W} \right] \quad (6.6)$$

Tepelný odpor podstavy:

$$R_2 = \frac{\frac{d_1}{\lambda_1} + \frac{d_2}{\lambda_2} + \frac{d_3}{\lambda_3}}{\pi \cdot r_1^2} \quad \left[ \frac{K}{W} \right] \quad (6.7)$$

Celkový tepelný odpor:

$$R = \frac{R_1 \cdot R_2}{2R_1 + R_2} \quad \left[ \frac{K}{W} \right] \quad (6.8)$$

Rovnice pro výpočet tepelného toku:

$$\Phi = \frac{(T_{p1} - T_{p2})}{R} \quad [W] \quad (6.9)$$

$l$  výška zásobníku  $[m]$

$\lambda_1$  součinitel tepelné vodivosti ocelového pláště  $[\frac{W}{m K}]$

$\lambda_2$  součinitel tepelné vodivosti izolace  $[\frac{W}{m K}]$

$\lambda_3$  součinitel tepelné vodivosti ochranného pláště  $[\frac{W}{m K}]$

Přestup tepla pro celý zásobník ochranný plášť – vzduch a teplo vyzářené sáláním:



$$\Phi = \alpha_2 \cdot S_2 \cdot (T_{p2} - T_{out}) + \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{p2}^4 - T_{out}^4) \quad [W] \quad (6.10)$$

$l$	výška zásobníku [m]
$\alpha_2$	součinitel přestupu tepla ochranný plášť - vzduch $[\frac{W}{m^2 K}]$
$S_2$	vnější plocha zásobníku [m <sup>2</sup> ]
$\varepsilon$	emisivita povrchu zásobníku (ochranného pláště) [1]

Z rovnic vyplývá, že ke snížení ztrát je zapotřebí, aby se co nejvíce snížily součinitelé tepelné vodivosti, součinitelé přestupu tepla a emisivita ochranného pláště. V praxi je možné ovlivnit součinitel tepelné vodivosti použitím izolace a součinitel přestupu tepla mezi ochranným pláštěm a vzduchem – ten závisí na mnoha faktorech (povrch pláště, okolní teplota, umístění atd.). Dále můžeme ovlivnit emisivitu použitím leštěného hliníkového povrchu. Nejdůležitějším faktorem pro snížení ztrát jsou izolační materiály s co nejmenší tepelnou vodivostí  $\lambda$ .

## 7 Ekonomické zhodnocení

Hodnocení bude provedeno z pohledu projektu. Z pohledu projektu se posuzuje efektivnost celkových vložených finančních zdrojů a nezkoumá se způsob jejich zajištění a ani se nezahrnuje vliv daní na ekonomický efekt.

### 7.1 Provozní cash flow - CF

Cash flow (peněžní tok) představuje rozdíl mezi příjmy a výdaji peněžních prostředků za určité období. Provozní cash flow jsou peněžní toky spojené s provozem podniku. V našem případě se provozní cash flow pro rok  $t$  vypočítá podle následující rovnice:

$$CF_t = V_{TEP_t} + V_{E_t} + V_{PPS_t} - N_{P_t} - N_{PP_t} \quad (7.1)$$

$V_{TEP_t}$	výnosy z dodávky tepla v $t$ -tém roce [Kč]
$V_{E_t}$	výnosy z dodávky elektřiny v $t$ -tém roce [Kč]
$V_{PPS_t}$	výnosy z poskytování služeb v $t$ -tém roce [Kč]
$N_{P_t}$	proměnné náklady na zemní plyn v $t$ -tém roce [Kč]
$N_{PP_t}$	proměnné náklady na údržbu zařízení v $t$ -tém roce [Kč]

#### Výnosy z dodávky tepla

$$V_{TEP_t} = C_{TEP} \cdot \Delta C_t \cdot \left( \sum_{i=1}^n Q_{KVET_{i,t}} + Q_{KOT_t} \right) \quad (7.2)$$

$V_{TEP_t}$	výnosy z dodávky tepla v $t$ -tém roce [Kč]
$C_{TEP}$	průměrná cena tepla pro první rok [Kč/GJ]
$\Delta C_t$	změna průměrné ceny tepla od prvního roku pro rok $t$ [1]
$N_{P_t}$	proměnné náklady na zemní plyn v $t$ -tém roce [Kč]
$n$	počet kogeneračních jednotek [1]
$Q_{KVET_{i,t}}$	množství vyrobeného tepla $i$ -tou KJ pro rok $t$ [GJ]

$Q_{KOT t}$  množství vyrobeného tepla kotlem pro rok  $t$  [GJ]

## Výnosy z dodávky elektřiny

$$V_{E_t} = C_{Zb_t} + C_{SPOT_t} + C_{PpSel_t} \quad (7.3)$$

$V_{E_t}$  výnosy z dodávky elektřiny v  $t$ -tém roce [Kč]

$C_{SPOT_t}$  celková cena z prodeje silové elektřiny na spotovém trhu vyrobené v KVET pro rok  $t$  [Kč]

$C_{Zb_t}$  celková cena za zelené bonusy z elektřiny vyrobené v KVET pro rok  $t$  [Kč]

$C_{PpSel_t}$  celková cena z prodeje silové elektřiny během aktivace PpS vyrobené v KVET pro rok  $t$  [Kč]

Kde celková cena za zelené bonusy z elektřiny vyrobené v KVET vypočte podle vztahu:

$$C_{Zb_t} = \left( \sum_{i=1}^n E_{KVET_{i,t}} \cdot (ZB_{zakl.sazba_{i,t}} + ZB_{dopl.I_{i,t}}) \right) \quad (7.4)$$

$E_{KVET_{i,t}}$  množství vyrobené elektřiny  $i$ -tou KJ za rok  $t$  [MWh]

$ZB_{zakl.sazba_{i,t}}$  výše základní sazby zelených bonusů pro  $i$ -tou KJ za rok  $t$  [Kč/MWh]

$ZB_{dopl.I_{i,t}}$  výše doplňkové sazby zelených bonusů pro  $i$ -tou KJ za rok  $t$  [Kč/MWh]

Celková cena z prodeje silové elektřiny na spotovém trhu vyrobené v KVET se vypočte dle následujícího vztahu:

$$C_{SPOT_t} = \sum_{h=1}^k \sum_{i=1}^n E_{KVET_{i,h,t}} \cdot C_{hod\_spot_h} \cdot \Delta C_{hod\_spot_t} \quad (7.5)$$

$E_{KVET_{i,h,t}}$  množství vyrobené elektřiny  $i$ -tou KJ v hodině  $h$  za rok  $t$  [MWh]

$C_{hod\_spot_h}$  cena silové elektřiny na spotovém trhu v hodině  $h$  pro první rok [Kč/MWh]

$\Delta C_{hod\_spot\ t}$	změna spotových cen silové elektřiny od prvního roku pro rok $t$ [1]
$k$	počet hodin v roce $t$ [1]
$n$	počet KJ [1]

Celková cena z prodeje silové elektřiny během aktivace PpS v KVET se vypočte dle následujícího vztahu:

$$C_{PpSel_t} = \sum_{h=1}^k \sum_{i=1}^n E_{PpSel_{i,h,t}} \cdot C_{PpSel_h} \cdot \Delta C_{PpSel_t} \quad (7.6)$$

$E_{PpSel_{i,h,t}}$	množství vyrobené elektřiny $i$ -tou KJ během aktivace PpS v hodině $h$ za rok $t$ [MWh]
$C_{PpSel_h}$	cena vykupované silové elektřiny během aktivace PpS v hodině $h$ pro první rok [Kč/MWh]
$\Delta C_{PpSel_t}$	změna cen vykupované silové elektřiny během aktivace PpS od prvního roku pro rok $t$ [1]
$k$	počet hodin v roce $t$ [1]
$n$	počet KJ [1]

## Výnosy z poskytování podpůrných služeb

$$V_{PpS_t} = C_{PpSPausal} \cdot \Delta C_{PpSPausal_t} \cdot P_{rezerv\_PpS_t} \quad (7.7)$$

$V_{PpS_t}$	výnosy z poskytování podpůrných služeb v $t$ -tém roce [Kč]
$C_{PpSPausal}$	cena paušálu za 1 MWh rezervovaného výkonu pro první rok [Kč/MWh]
$\Delta C_{PpSPausal_t}$	změna ceny paušálu za 1 MWh rezervovaného výkonu od prvního roku pro rok $t$ [1]
$P_{rezerv\_PpS_t}$	celkové množství rezervovaného elektrického výkonu pro rok $t$ [MWh]

## Proměnné náklady na zemní plyn:

$$N_{P_t} = C_{plyn} \cdot \Delta C_t \cdot (N_{KVET_t} + N_{KOT_t} + N_{ZTR_t}) \quad (7.8)$$

$N_{P_t}$	Proměnné náklady na zemní plyn [Kč]
$C_{plyn}$	průměrná roční cena zemního plynu pro první rok [Kč/MWh]
$\Delta C_{plyn}$	změna průměrné roční ceny zemního plynu od prvního roku v roce $t$ [1]
$N_{KVET_t}$	spotřeba zemního plynu kogeneračními jednotkami v roce $t$ [MWh]
$N_{KOT_t}$	spotřeba zemního plynu kotlem v roce $t$ [MWh]
$N_{ZTR_t}$	zvýšená spotřeba zemního plynu při spouštění v roce $t$ [MWh]

## Proměnné náklady na údržbu zařízení

$$N_{PP_t} = \Delta C_{udr_t} \cdot \left( \sum_{i=1}^n E_{KVET_{i,t}} \cdot C_{udr_{kvet}} + Q_{KOT_t} \cdot C_{udr_{kot}} \right) \quad (7.9)$$

$N_{PP_t}$	Proměnné náklady na údržbu zařízení [Kč]
$C_{udr_{kvet}}$	cena údržby kogenerační jednotky za vyrobenou 1 MWh elektrické energie [Kč/MWh]
$C_{udr_{kot}}$	cena údržby kotle za vyrobený 1 GJ tepla [Kč/GJ]
$\Delta C_{udr_t}$	změna ceny údržby od prvního roku pro rok $t$ [1]

## 7.2 Diskontovaný cash flow – DCF

Diskontovaný cash flow (peněžní tok) představuje stále rozdíl mezi příjmy a výdaji peněžních prostředků za určité období, ale v tomto případě se zde zohledňuje časová hodnota peněz. DCF vypočteme podle vzorce:

$$DCF_t = \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

$r$	diskontní míra (časová hodnota peněz, alternativní náklad kapitálu a míra ušlého zisku) [1]
-----	---

## 7.3 Investiční výdaje projektu – DCF

Počáteční investice se skládá z cen zařízení, které je nutné pro realizaci projektu pořídit. V našem případě jsou to ceny KJ, kotle a akumulčních zásobníků. Dále se skládá také z instalace celého zařízení. Cena instalace zařízení se obtížně určuje. K přesnému určení je nutné znát detailní podrobnosti projektu. Podle [8] bude cena instalace uvažována 30 % z investičních nákladů na samotnou technologii. V našem modelu nejsou uvažovány některé další investice, které budou pravděpodobně tvořit nezanedbatelnou část počátečních investic. Jedná se především o stavební investice do areálu kogenerační stanice a do certifikace poskytování podpůrných služeb. Dále jsou to investice spojené s řízením virtuální elektrárny. Především se jedná o přenos dat mezi jednotlivými stanicemi a o zabezpečení datového přenosu. Dalších investic by bylo možné najít určitě více. Zanedbané počáteční investice budou zajisté nemalé finanční částky, nicméně vzhledem k nedostatku informací je obtížné vše obecně zohlednit a navíc to přesahuje rámec diplomové práce.

Investiční náklady se vypočtou dle vzorce:

$$IN = 1,3 \cdot (C_{KVET} + C_{KOT} + C_{AKU}) \quad (7.10)$$

$C_{KVET}$	cena kogeneračních jednotek [Kč]
$C_{KOT}$	cena kotle na zemní plyn [Kč]
$C_{AKU}$	cena akumulčních nádrží [Kč]

## 7.4 Prostá doba splacení projektu – PP

Prostá doba splacení projektu neboli prostá doba návratnosti je čas, za který se vrátí vložená investice. Výhodou tohoto kritéria je jednoduchý výpočet, ale je zde zanedbána časová změna peněz. Je proto nevhodné pro delší investice. PP se určí dle vztahu:

$$\sum_{t=1}^{PP} CF_t - IN = 0 \quad (7.11)$$

## 7.5 Diskontovaná doba splacení projektu – Pp

Diskontovaná doba splacení projektu zohledňuje časovou změnu hodnoty peněz. Je to kritérium nejkratšího navrácení vložené investice s ohledem na časovou změnu hodnoty peněz.

PP se určí dle vztahu:

$$\sum_{t=1}^{Pp} CF_t \cdot (1+r)^{-t} - IN = 0 \quad (7.12)$$

## 7.6 Čistá současná hodnota – NPV

Je to rozdíl mezi hodnotou očekávaných příjmů (přepočtených na dnešní hodnotu peněz) a výdaji na investici. Jestliže je hodnota NPV větší než nula, znamená to, že naše investice má větší výnos než je námi zvolený diskont. Snahou ve všech projektech je hodnotu NPV maximalizovat. Čistou současnou hodnotu (Net Present Value) je možné vypočítat z následujícího vzorce:

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tž} CF_t \cdot (1+r)^{-t} - IN \quad (7.13)$$

$Tž$  ekonomická doba životnosti

## 7.7 Vnitřní výnosové procento – IRR

Vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return) je diskont, který nám vyjde při dosazení do vzorce pro NPV=0. Říká, kolik procent se na hodnoceném projektu vydělá, pokud zvážíme časovou hodnotu peněz.

$$\sum_{t=1}^{Tž} CF_t \cdot (1+IRR)^{-t} - IN = 0 \quad (7.14)$$

## **II. PRAKTICKÁ ČÁST**



# 1 Úvod

Cílem praktické části této diplomové práce studie případné využitelnosti kogeneračních jednotek na bázi spalovacích motorů s akumulací tepla k poskytování podpůrných služeb. Jedná se čistě o teoretickou diplomovou práci, která by měla nastínit, zdali je tato koncepce technicky proveditelná a zdali se ekonomicky vyplatí.

V této diplomové práci je přijato několik předpokladů:

- Existuje investor s vysokým kapitálem a zájmem vybudovat několik kogeneračních stanic, které budou poskytovat i podpůrné služby.
- Aby bylo možné splnit podmínky poskytování podpůrných služeb, budou muset být stanice sdruženy do virtuální elektrárny a poskytovat sumární výkon.
- Legislativa umožňuje tvorbu virtuálních elektráren a nabízení podpůrných služeb těmito elektrárnami.
- Všechny kogenerační stanice jsou certifikovány na poskytování podpůrných služeb
- Předpokládá se pravidelné poskytování podpůrných služeb po celou dobu životnosti virtuální elektrárny.

Praktická část je pojata jako rozbor tří variant, jak je možné poskytovat podpůrné služby a zároveň zásobovat uživatele teplem. Práce si klade za cíl ukázat přednosti a nedostatky jednotlivých možností a jejich ekonomické porovnání. Kogenerační stanice zásobují osm fiktivních lokalit s různými odběry tepla. Detailní popis a rozbor tří variant poskytování podpůrných služeb a zásobování teplem bude následovat v kapitole I.3.

## 1.1 Poskytování podpůrných služeb

Po prostudování problematiky poskytování podpůrných služeb a technologie kogeneračních jednotek se spalovacími motory na zemní plyn je důležité podtrhnout několik důležitých informací. Kogenerační jednotky pracují v režimu ON/OFF – 0/100% výkonu, je ekonomicky nevýhodné je řídit, ale jsou schopné poskytnout plný výkon velmi rychle. Primární

regulace frekvence bloku a sekundární regulace výkonu bloku vyžaduje velmi jemnou regulaci výkonu. Pro službu sekundární regulace U/Q je nutné poskytovat jalový výkon. Služby snížení výkonu, schopnost ostrovního provozu a schopnost startu ze tmy jsou služby, které poskytuje málo subjektů a ČEPS je sjednává přímou smlouvou s poskytovateli, proto je obtížné tuto smlouvu získat. Z kombinace vlastností kogeneračních jednotek a požadavků na jednotlivé služby vychází, že jedinými službami, pro které jsou kogenerační jednotky vhodné, jsou minutové zálohy.

U MZt ( $t = 5, 15, 30$ ) je vždy poptáván celý sjednaný výkon a je nutné ho poskytnout do sjednaného času. Tyto požadavky elektrárna vytvořená z kogeneračních jednotek může bez větších problémů splňovat. Aby mohla elektrárna tvořená z kogeneračních jednotek poskytovat PpS, musí získat certifikaci a vyhrát výběrové řízení na poskytování PpS. Od fakultního vyučujícího bylo zjištěno, že službu MZt ( $t = 5, 15, 30$ ) je možné nabízet v období určeném VŘ v obchodních intervalech pracovní den (kalendářní dny mimo soboty, neděle a svátky od 06:00 do 22:00, zkratka PD), pracovní noc (kalendářní dny mimo soboty, neděle a svátky od 00:00 do 06:00 a od 22:00 do 24:00, zkratka PN), nepracovní den (soboty, neděle a svátky od 06:00 do 22:00, zkratka ND), nepracovní noc (soboty, neděle a svátky od 00:00 do 06:00 a od 22:00 do 24:00, zkratka NN).

## 1.2 Získávání dat a informací

Největším problémem této diplomové práce byl nedostatek vstupních dat pro určení přesnějších výstupů. Vstupní data z převážné většiny nebyla veřejná, nebo nešla dohledat, případně vázla komunikace s pracovníky energetických společností, od kterých by se dala data získat. Nicméně i v tom spočívá inženýrská práce. V následující kapitole bude popsáno, jak byla jednotlivá vstupní data získána případně, jak byla kvalifikovaně odhadnuta či vytvořena.

### 1.2.1 Data od vedoucího diplomové práce

Velké množství vstupních dat bylo poskytnuto od vedoucího diplomové práce. Jedná se především o informace o kogeneračních jednotkách (výkonové řady, ceny, názvy, spotřeba...), o kotli (výkonové řady, ceny, názvy, spotřeba...), o akumulacích nádrží, o cenách plynu, o cenách tepla, o cenách údržby, a o vývoji cen všech komodit po dobu životnosti kogenerační

elektrárny. Dále byl od vedoucího získán soubor dat o cenách elektrické energie na spotovém trhu za celý rok vzorkovaný po hodinách.

Důležitou sadou dat byl požadavek na teplo na celý rok vzorkovaný po hodinách. I tento soubor dat poskytl vedoucí diplomové práce. V této práci se ale pracuje s více lokalitami, a proto bylo nutné zjistit podobné informace i o ostatních lokalitách. Bohužel tyto informace se nepovedlo nikde sehnat, proto byla tyto data kvalifikovaně odhadnuta. Vycházelo se vždy z původního souboru dat o odběrech tepla. Tento soubor dat se skládá ze dvou různých požadavků, které jsou sečtené dohromady. První je základní zatížení, které se během roku nemění, a jedná se převážně o požadavek na teplou užitkovou vodu (TUV). Druhé zatížení je proměnné a je závislé na teplotě, která se během roku mění. Tento požadavek tepla slouží k topení.

Tepelné požadavky pro další lokality byly odhadnuty následujícími třemi způsoby:

1) k původním hodinovým požadavkům byla přičtena konstanta, což simuluje změnu základního zatížení a tedy rozdílný požadavek po TUV.

2) původní hodinová data byla vynásobena konstantou, což znamená změnu velikosti lokality. Pokud je konstanta větší než 1, lokalita je větší než původní lokalita a pokud je konstanta menší než 1, lokalita je menší.

3) kombinací obou předchozích způsobů.

Následuje Tab. 3, která shrnuje, jak vznikla data o odběrech tepla pro jednotlivé lokality.

	Lokalita 1	Lokalita 2	Lokalita 3	Lokalita 4	Lokalita 5	Lokalita 6	Lokalita 7	Lokalita 8
<b>a</b>	0	0	0.45	0.3	-0.25	0.75	1.20	0.70
<b>b</b>	1	1.75	1	1.2	1.5	2	1.35	1.9

Tab. 3 Tabulka s konstantami. Vzorec, podle kterého byly vytvořeny další lokality: Lokalita<sub>n</sub> = Lokalita<sub>1</sub>\*b + a.

## 1.2.2 Data z externích zdrojů

Pro tuto diplomovou práci byla velmi důležitá data o podpůrných službách. Vzhledem k tomu, že jedinou firmou, která vykupuje podpůrné služby, je společnost ČEPS, byla snaha většinu dat získat od této společnosti. Společnost ČEPS zveřejňuje nějaké statistiky a informace na svých webových stránkách. Bohužel ne všechny veřejné informace byly dostačující pro tuto práci, proto bylo nutné se obrátit na pracovníky společnosti ČEPS s žádostí o poskytnutí zbylých

informací. Byli kontaktováni tři zaměstnanci společnosti a vždy byla žádost přesměrována na jiného experta na problematiku podpůrných služeb. Z těchto expertních pracovníků odpověděl pouze jeden a ten poslal odkazy na webové stránky, které jsem předtím navštívil. Snad tato neochota byla způsobena předvánočním shonem a velkým množstvím práce.

Nicméně statistika o aktivaci podpůrných služeb během roku byla z internetových stránek nakonec získána s pomocí pracovníka teplárny v Plané nad Lužnicí. Od stejného pracovníka byla zjištěna přibližná cena paušálu za rezervovaný výkon při poskytování podpůrných služeb a byla také zjištěna cena za 1 MWh dodanou po aktivaci podpůrné služby.

## 2 Model v softwaru Mathematica

Model vytvořený v softwaru Mathematica by měl odrážet reálné chování kogenerační stanice se všemi příslušenstvími. Model bude využíván převážně k výpočtu technických a ekonomických veličin, které budou následně sloužit k vzájemnému porovnání všech tří studovaných případů. Výpočet se provede pro každý případ pro všech osm lokalit. A podle sumárních výsledků se budou porovnávat jednotlivé varianty (možnosti). Model je speciálně upraven pro jednotlivé varianty. Fyzikální podstata chování modelu, výpočty ekonomického hodnocení, neměnné vstupy a ostatní neměnné části programu jsou zachovány. Mění se pouze logika spínání, čímž se liší jednotlivé varianty, a doby zapnutí a vypnutí KJ.

Model bude zkoumat v každé hodině v roce požadavek na teplo a určí dle spínací logiky, z jakého zdroje bude požadavek pokryt. Z vložených dat program vypočítá, kolik energie se za rok vyrobilo v jakém zařízení. Následně bude na základě těchto dat zkoumat, jak se bude měnit ekonomické zhodnocení pro jednotlivé lokality i varianty. Předpoklad je následující, že po dobu životnosti vyrobí zařízení stejné množství energie ve stejný čas. V úvahu ale bereme změny cen elektrické energie, tepla, plynu, podpůrných služeb, údržby atd. V následujících kapitolách budou popsány jednotlivé části programu. Vzhledem k tomu, že hlavním cílem této práce je porovnání jednotlivých variant nabízení podpůrných služeb, bude popis zaměřen spíše na funkci konkrétní části programu nežli na technické programátorské řešení či provedení.

### 2.1 Vstupní data a jejich oprava

První částí programu je načtení a zadání vstupních dat. Program je vytvořen tak, aby byl pokud možno co nejvíce univerzální. Vstupní data se zadávají přímo do programu ručně, při větších souborech dat se mohou načítat z externích souborů nebo se mohou načítat ze serveru Wolfram. Přímo do programu se zadávají následující informace:

- Technická data o kogeneračních jednotkách (název jednotek, instalovaný tepelný a elektrický výkon, spotřeba plynu, regulace, cena jednotek, informace ke spínacím ztrátám)
- Technická data o kotli (spotřeba, účinnost, cena)

- Technická data o zásobnících (objem, počet, cena, tepelná vodivost a tloušťka izolace, teplota vody, při které mohu po vybití zásobník znovu použít, teploty otopného systému, poměr průměr/výška zásobníku, počáteční stav nabití zásobníku)
- Fyzikální konstanty (hustota vody, měrná tepelná kapacita vody)
- Ekonomické vstupy (cena plynu, cena tepla, doba života KJ, diskontní sazba, ceny údržby, průměrný kurz EUR/CZK za rok, paušál za 1 MWh rezervovaného výkonu, cena za 1 MWh dodaného výkonu během poskytování PpS, cena na spotovém trhu pro spínání, predikce vývoje cen tepla, elektrické energie, plynu a dalších komodit)
- Časy spínání a vypínání jednotek
- Časy poskytování podpůrných služeb
- Lokalita a rok, pro které se model vyhodnocuje. Na základě těchto informací se poté zjišťují klimatická data.

Tři větší soubory dat se načítají z externích souborů formátu .xlsx. Jedná se hodinovou cenu elektrické energie na spotovém trhu za celý rok (cenaelektriny.xlsx), o hodinový požadavek tepla pro konkrétní lokalitu za celý rok (tepla.xlsx) a o aktivovaný výkon během poskytování PpS vzorkovaný po hodinách za celý rok (PpS.xlsx). Klimatické informace (hlavně teploty) jsou načítány ze serveru Wolfram prostřednictvím internetového připojení. Data načítaná z externích souborů a serverů musí projít částí programu zvanou Oprava dat, kde se zkontrolují, zdali jsou kompletní a neobsahují nějakou chybu. Pokud se vyskytne nějaký problém je chybějící/špatná hodnota nahrazena průměrem nejbližších dvou hodnot.

## 2.2 Model zásobníku

Model nejdříve vypočte všechny základní parametry zásobníků podle zadaných vstupních dat. Patří mezi ně rozměry zásobníků, počáteční nabití zásobníků a velikost maximální tepelné energie, která se může uložit do zásobníku. Tu vypočteme dle následujícího vzorce:

$$E_{aku\ max} = m_{vody} \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min}) \quad (2.1)$$

$E_{aku\ max}$       maximální energie uložená v zásobníku [J]

$m_{vody}$	hmotnost vody [kg]
$c_p$	měrná tepelná kapacita vody [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]
$T_{min}$	spodní teplota otopného systému [°C]
$T_{max}$	horní teplota otopného systému [°C]

V modelu je vše nastaveno tak, že energie uložená v zásobníku bude nulová, pokud střední teplota zásobníku ( $T_{stř}$ ) bude rovna spodní teplotě otopného systému. A naopak bude maximální, pokud  $T_{stř}$  bude rovna horní teplotě otopného systému. Energie uložená v zásobníku nemůže být tedy nikdy vyšší, než je maximální uložená energie v zásobníku. Ale energie uložená v zásobníku může být záporná, a to v tom případě, když je  $T_{stř}$  menší než spodní teplota otopného systému. V tomto případě není možné energii ze zásobníku odebírat. Do záporného stavu se dostane pouze díky tepelným ztrátám zásobníku. Energii bude možné odebírat až po opětovném nabití zásobníku. Střední teplotu zásobníku vypočteme dle rovnice:

$$T_{str} = \frac{E_{aku}}{m_v \cdot c_p} + T_{min} \quad [^{\circ}C] \quad (2.2)$$

$E_{aku}$	energie uložená v zásobníku [J]
$m_{vody}$	hmotnost vody v zásobníku [kg]
$c_p$	měrná tepelná kapacita vody [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]
$T_{min}$	spodní teplota otopného systému [°C]

Po zjištění střední teploty zásobníků můžeme vypočítat tepelné ztráty. Těm byla věnována kapitola 6.3.1. Pokud tepelné ztráty způsobily vybití zásobníku, nemůžeme z tohoto zásobníku už více odebírat energii. O opětovném nabití a používání zásobníku bylo také hovořeno ve výše zmiňované kapitole. Výstupem z modelu zásobníku je informace o velikosti uložené energie v zásobníku a informace o tom, zdali je možné energii ze zásobníku odebírat.

## 2.3 Spínací logika

Další část programu rozhoduje, jakým způsobem se bude teplený požadavek pokrývat, zdali budeme akumulovat energii v zásobníku či zdali budeme poskytovat PpS. Tato část

programu se může lišit pro jednotlivé varianty, protože odlišná strategie poskytování PpS může ovlivnit i spínací logiku. Pro druhou a třetí variantu je možné použít stejnou spínací logiku. Pro první variantu je vypracovaná odlišná spínací logika, které budou věnovány následující dva odstavce.

V první variantě mám jednotky rozdělené do dvou skupin. První skupina je určena čistě k pokrývání požadavku. Při sestavování spínací logiky máme dvě základní možnosti: První možností je, že je celkový požadavek větší než celkový výkon jednotek. V tomto případě se zapnou všechny jednotky na pokrytí požadavku a zbývající požadavek se pokryje z akumulace. Pokud ani akumulace nebude stačit, využije se kotel. Druhou možností je, že celkový požadavek je menší než celkový výkon jednotek. V tom případě se postupně spínají jednotky a každá pokrývá část požadavku. Takto pokračujeme, až dospějeme k jednotce, u které bude její dílčí výkon větší než zbytek nepokrytého požadavku. Pokud je dost místa v zásobníku, tato jednotka bude zapnutá a přebytečný výkon se uloží do zásobníku. Pokud v zásobníku dost místa není, jednotka zůstane vypnutá a zbylý požadavek se bude hradit z akumulace.

Druhou skupinou jednotek u první varianty jsou jednotky poskytující podpůrné služby. Tyto jednotky jsou vypnuté a vyčkávají na pokyn k aktivaci. Pokud přijde pokyn k aktivaci, všechny jednotky se zapnou a dodávají elektrický výkon do sítě. Při tom vyrábějí i tepelnou energii. Cílem je, pokud možno co nejvíce této energie zachytit do zásobníků, aby se nemusely později na pokrytí požadavku spínat jednotky z první skupiny.

Pro druhou a třetí variantu je spínací logika následující. Každá KJ může být ve dvou základních módech. Prvním módem je pokrývání tepelného požadavku a případná akumulace. Druhým módem je poskytování PpS, kde je jednotka vypnutá a čeká na pokyn k aktivaci.

Princip spínání si opět vysvětlíme na  $k$ -té jednotce z  $n$  jednotek. Pokud je jednotka v prvním módu a má „povolení“ být aktivní, má za úkol nejprve pokrývat tepelný požadavek. Pokud je tepelný požadavek pokryt (např.: předchozí jednotkou), nabíjí tepelnou energii zásobník. Pokud je i zásobník plně nabit je jednotka vypnutá. Když jednotka vyrábí teplo, vyrábí i elektrickou energii a ta je dodávána do sítě. V případě, že by tepelný výkon jednotek nestačil na pokrytí tepelného požadavku, zbývající energii dodá spalovací kotel. Smyslem této logiky je pokrýt tepelný požadavek a naakumulovat co nejvíce energie v zásobnících. Tuto energii budeme později využívat, až budou jednotky v druhém módu, k pokrývání tepelného požadavku.



Pokud je jednotka v druhém módu a má „povolení“ být aktivní, čeká na pokyn k aktivaci od dispečinku ČEPS. Z principu nemůže být zapnutá a nemůže pokrývat tepelný požadavek. Proto se veškerý tepelný požadavek hradí z akumulace. Pokud jsou všechny zásobníky plně vybité, zbytek požadavku pokryje opět kotel. Pokud přijde povel k aktivaci, jednotka se spouští a dodává do elektrické sítě nasmlouvaný výkon. Zároveň vyrábí i teplo a to slouží nejprve k pokrytí požadavku. Pokud je požadavek pokryt, nabíjí se zásobník. Pokud je plně nabit i zásobník, jednotka nemůže vypnout (musí dodávat elektrickou energii do sítě). Možností co s přebytečným teplem je více. Můžeme teplo mařit v tepelných výměnících nebo se můžeme například dohodnout s odběrateli tepla, že jim na určitou dobu zvýšíme dodávku tepla. Jaké řešení se zvolí, záleží projekt od projektu, proto této problematice nebude v diplomové práci věnována velká pozornost.

Program je napsán tak, že se nejprve plně nabije první zásobník, pokud je stále energie k dispozici, nabije se plně druhý zásobník atd. To samé platí i pro vybíjení. To v praxi znamená, že nejvíce je využíván první zásobník a nejméně zásobník poslední.

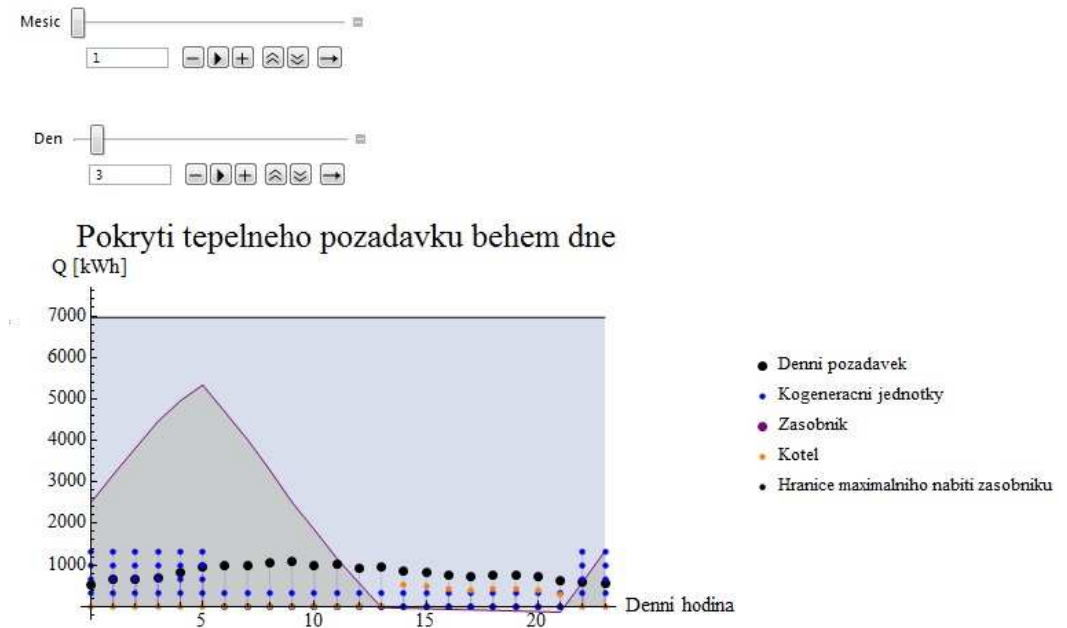
## 2.4 Ekonomické zhodnocení

K určení ekonomického zhodnocení je potřeba nejprve vypočítat množství energií vyrobených v každé kogenerační jednotce a počet hodin provozu při jmenovitých parametrech. Z toho získáme množství vyrobené elektrické energie, množství tepla a počet provozních hodin kogeneračních jednotek. Dále je potřeba zjistit celkový výkon a počet hodin, po které byly poskytovány podpůrné služby. Také je důležité zjistit celkové množství elektrické energie dodané do sítě během poskytování PpS. Ekonomické zhodnocení se vypočítá dle kapitoly 7.

## 2.5 Grafické zobrazení a vypsání výsledků

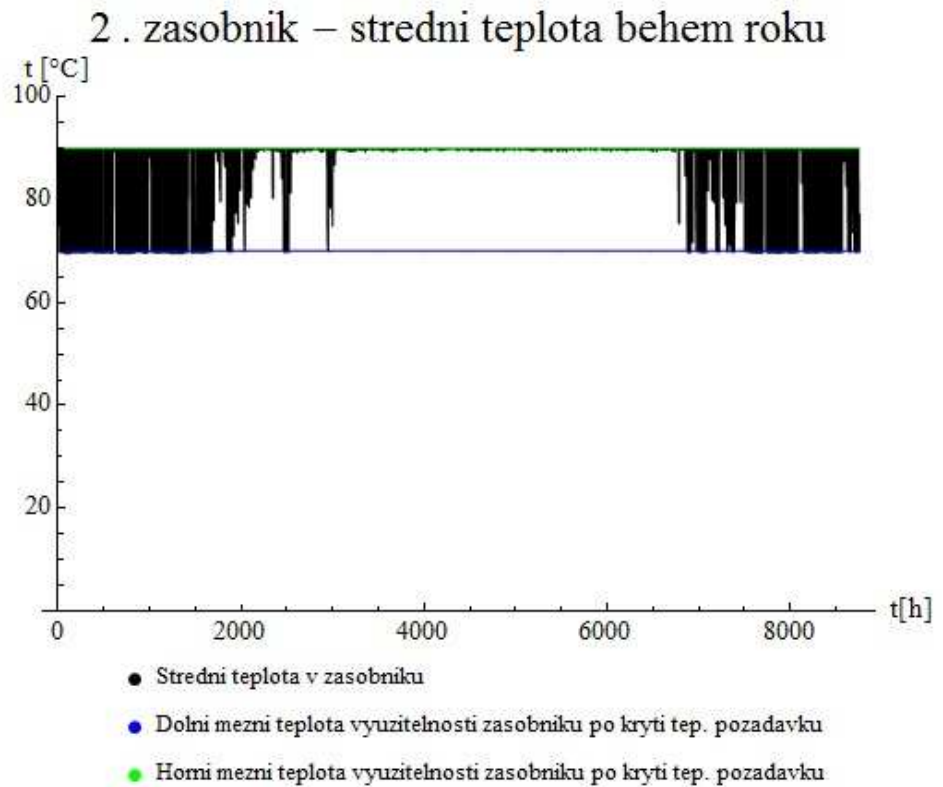
Výstupem z modelu v softwaru Mathematica je série grafů a vypočtených hodnot. Na základě těchto výstupů budeme hodnotit jednotlivé zkoumané varianty. Pro kontrolu správnosti výpočtů a funkčnosti modelu slouží graf „Pokrytí tepelného požadavku během dne“ (Obr. 15). Tento graf zobrazuje způsob pokrytí tepelného požadavku během jednoho dne. Posuvníky je možné zobrazit jakýkoliv den ve zkoumaném roce. Vidíme zde, stav zásobníku, velikost

požadavku, kolik KJ je v provozu a zdali je zapnut také kotel. Tento graf nám později pomůže pochopit fungování jednotlivých zkoumaných variant.



Obr. 15 Graf „Pokrytí tepelného požadavku během dne“.

Dalším výstupem programu, je série grafů zobrazujících využití zásobníků (Obr. 16). Z těchto grafů můžeme vidět průběh střední teploty zásobníků během celého roku. Největší využití zásobníků bývá v zimních měsících, kdy je vysoký požadavek na teplo.



Obr. 16 Graf zobrazující využití zásobníků (střední teplota během celého roku).

Dalším výstupem je vypsání souhrnných údajů o množství vyrobené energie, počet provozních hodin jednotlivých kogeneračních jednotek a maximální výkon kotle, který slouží později k dimenzování velikosti výkonu kotle. Ukázkou tohoto výstupu můžeme vidět na Obr. 17. I tento výstup budeme používat při porovnávání jednotlivých variant.

**Vyrobene teplo KJ za rok**

1.kogeneracni jednotka 3441.75 GJ/rok  
 2.kogeneracni jednotka 1949.25 GJ/rok  
 3.kogeneracni jednotka 1545.25 GJ/rok  
 4.kogeneracni jednotka 7041.75 GJ/rok

**Procento vyrobeného tepla KJ z celkové dodávky tepla za rok**

97% vyrobeno v KJ z celkového vyrobeného tepla za rok

**Pocet hodin za rok KJ pri optimalnim provozu**

1.kogeneracni jednotka 2871 hod/rok  
 2.kogeneracni jednotka 1626 hod/rok  
 3.kogeneracni jednotka 1289 hod/rok  
 4.kogeneracni jednotka 5874 hod/rok

**Mnozstvi vyrobene elektriny za rok KJ pri optimalnim provozu**

1.kogeneracni jednotka 717.75 MWh/rok  
 2.kogeneracni jednotka 406.5 MWh/rok  
 3.kogeneracni jednotka 322.25 MWh/rok  
 4.kogeneracni jednotka 1468.5 MWh/rok

**Mnozstvi vyrobene elektriny za rok KJ mimo optimalni provoz**

1.kogeneracni jednotka 0. MWh/rok  
 2.kogeneracni jednotka 0. MWh/rok  
 3.kogeneracni jednotka 0. MWh/rok  
 4.kogeneracni jednotka 0. MWh/rok

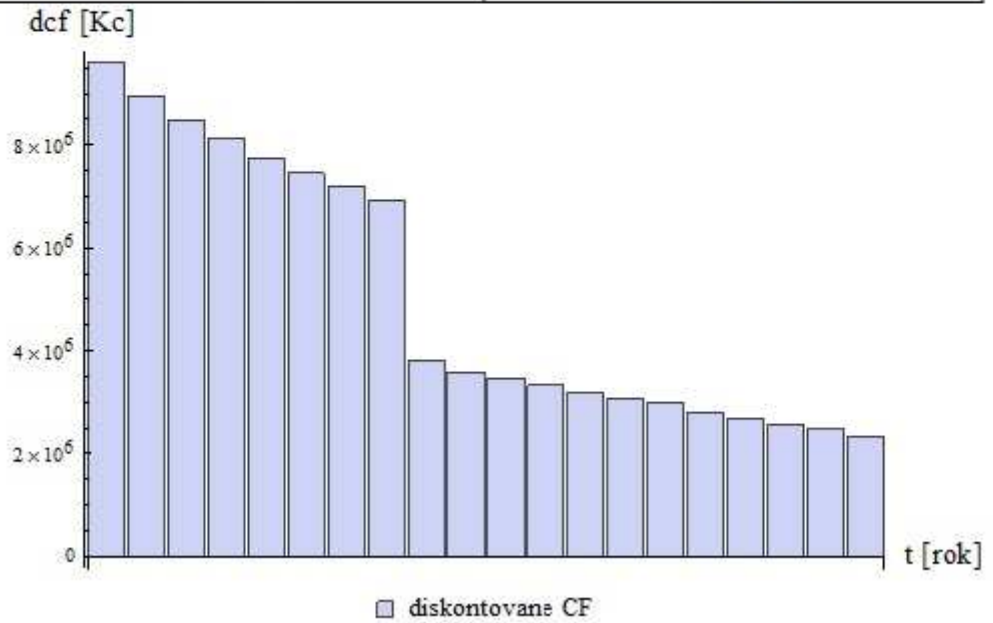
**Mnozstvi vyrobeného tepla v kotli a max. výkon kotle**

Mnozstvi vyrobeného tepla kotlem 422.991 GJ/rok  
 Maximalni výkon kotle 906.785 kWt/rok

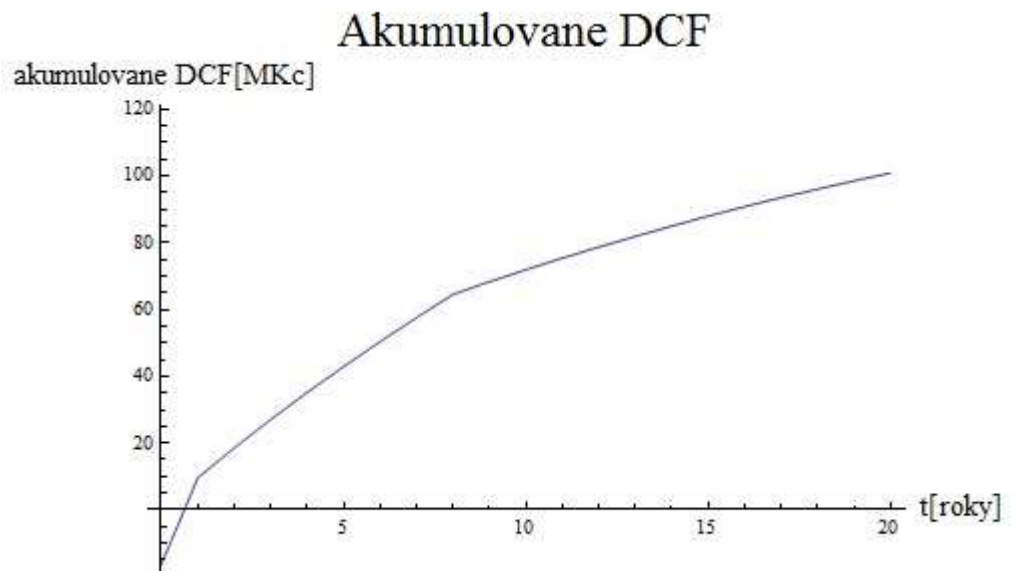
Obr. 17 Souhrnný výpis vyrobené energie, počtu hodin kogeneračních jednotek a vyrobené energie kotlem.

Posledním výstupem je výstup ekonomického hodnocení. Program vykreslí tabulku, ve které vypíše čtyři základní ekonomická kritéria: INV, PDN, NPV a IRR. Dále se zobrazí sloupcový graf zobrazující diskontované cash flow vykreslené po dobu ekonomické životnosti. Ukázka výstupu je na Obr. 18. Posledním ekonomickým výstupem je graf kumulovaného diskontovaného cash flow (Obr. 19). Kde je patrná diskontovaná doba návratnosti (průsečík křivky s osou x).

Jednotky: {SBGFT 250G, SBGFT 250G, SBGFT 250G, SBGFT 250G}	Objem akumulace: 300 m3
inv= 16.35 MKc	NPV= 84.51 MKc
PDN= 1.7 rok	IRR= 139.21 %



Obr. 18 Tabulka INV, PDN, NPV a IRR. Sloupcový graf zobrazující diskontované cash flow vykreslené po dobu ekonomické životnosti.



Obr. 19 Graf průběhu kumulovaného diskontovaného cash flow po dobu životnosti.

Přesnější interpretace vypočtených dat bude uvedena v hodnocení jednotlivých variant.

## 3 Varianty

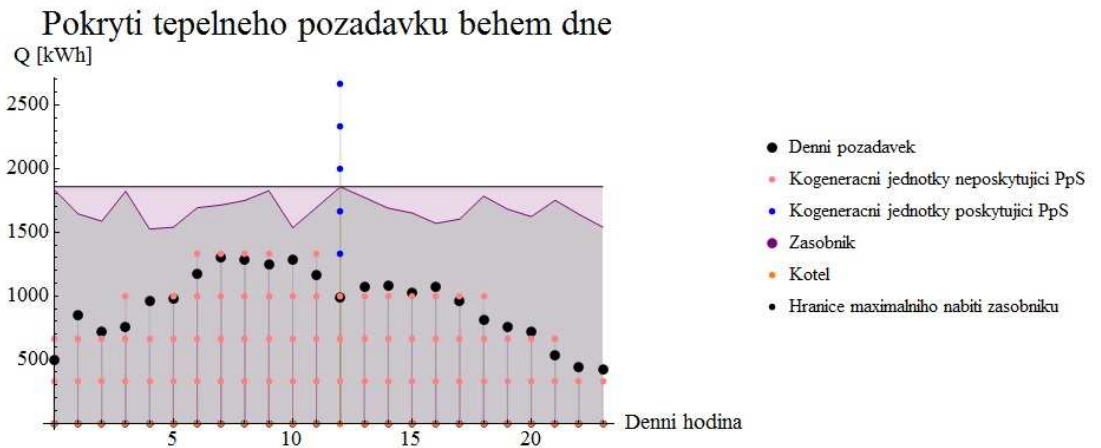
### 3.1 První varianta – dokoupení jednotek

#### 3.1.1 Obecný popis

První případ je nejjednodušší. V tomto případě mám dvě skupiny KJ. První skupina KJ běží 24 hodin denně a zajišťuje plnění požadavku na dodávku tepla. Teplo, které není plně využito, je uloženo do zásobníků tepla. Teplo se ukládá do vody v zásobnících. Akumulace v tomto případě je řízena odlišnou logikou než v následujících případech. Elektrická energie vyrobená KJ během pokrývání tepelného požadavku je prodávána na spotovém trhu. V tomto případě mohu regulovat spínání jednotek i dle ceny na spotovém trhu. V případě nepříznivých klimatických podmínek je zde připraven záložní kotel, který nedostatky tepla pokryje.

Druhá skupina KJ slouží čistě k poskytování PpS. Skupina je schopná nabízet PpS 24 hodin denně. V praxi to znamená, že jsou KJ celý den vypnuty a čekají na pokyn k aktivaci od dispečinku ČEPS. V momentě aktivace se jednotky zapnou a dodávají plný elektrický výkon do elektrizační sítě. Teplo, které je vyrobeno během aktivace, je pokud možno akumulováno do zásobníků, nebo slouží k pokrytí tepelného požadavku. Díky teplu vyrobenému do zásoby, nemusím později spouštět KJ z první skupiny a ušetřím na spotřebě plynu.

Na Obr. 20 je graf pokrytí tepelného požadavku během dne. Z něj je patrné, že KJ první skupiny (růžové body) pokrývají pouze tepelný požadavek. Kdežto jednotky z druhé skupiny (modré body) jsou v tomto případě na jednu hodinu aktivovány a poskytují podpůrné služby.



Obr. 20 Pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS. (růžové body – nasazení jednotek na pokrytí tepelného požadavku, modré body – jednotky poskytující PpS, černé body – požadavek, oranžové body – kotel, fialová křivka – energie uložená v zásobníku, černá linka – maximální energie, kterou je možné do zásobníku uložit)

### 3.1.2 Dimenzování

Každá lokalita má rozdílné požadavky na zásobování teplem. Proto je nutné ke každé lokalitě určit počet a výkon KJ, které pokryjí požadavek tepla, a určit také velikost zásobníků pro akumulaci tepla. Toto dimenzování se bude lišit pro jednotlivé případy. Dimenzování se vždy provádí pro nejhorší možné okolnosti. Pro tyto případy byl vybrán měsíc leden jako měsíc s nejnepříznivějšími klimatickými podmínkami a tedy měsíc s největším požadavkem na teplo, podle kterého budeme dimenzovat KJ a zásobníky na zbytek roku.

V tomto případě se dimenzování provádí tak, aby jednotky pokryly celý požadavek na tepelný výkon. Výkon jednotek se volí na základě průměrného hodinového požadavku za měsíc leden. Tento průměrný hodinový výkon se rozšíří koeficientem 1,4. Rozšíření se provádí z důvodu, aby byla k dispozici část výkonu navíc, kterou využijeme při spínání dle ceny elektrické energie na spotovém trhu. V tomto případě bylo zvoleno, že jednotky určené k poskytování PpS budou mít stejný výkon, jako jednotky určené k pokrývání tepelného požadavku.

Dimenzování zásobníků je nepatrně složitější. Velikost zásobníků zcela jistě závisí na počtu a výkonu jednotek pokrývajících tepelný požadavek, ale také závisí na počtu aktivací a tepelném výkonu jednotek poskytujících PpS. Proto je objem zásobníků tvořen součtem dvou hodnot. První hodnota vychází z celkové energie, kterou jsou schopné KJ z první skupiny během hodiny dodat do zásobníků. Druhá hodnota vychází z průměrné hodinové tepelné energie,

kteřou dodají aktivované jednotky z druhé skupiny (poskytující PpS). Průměrná hodinová tepelná energie se určí pro měsíc, ve kterém byl nejvíce hodin podán požadavek na poskytování PpS. V našem případě se jedná o září (viz Tab. 6).

Všechny vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování jsou uvedeny v Tab. 5. V Tab. 4 jsou uvedeny hodnoty veličin a konstant potřebných k dimenzování. Dále jsou uvedeny vzorce, podle kterých se dimenzování provádělo.

Název [jednotka]	hodnota
cp vody [J/(kg.K)]	4180
hustota vody [Kg/m <sup>3</sup> ]	1000
delta T [K]	20
počet hodin den (obchodní interval)	16
počet hodin noc (obchodní interval)	8
výkon jednotek tepelný [kWt]	333
výkon jednotek elektrický [kW]	250
počet zásobníků	5

Tab. 4 Hodnoty veličin a konstant potřebných k dimenzování.



VARIANTA 1 - NABÍZÍM DOKOUPENÝ VÝKON PO CELÝ DEN										
Název	značka [jednotka]	lokalita 1	lokalita 2	lokalita 3	lokalita 4	lokalita 5	lokalita 6	lokalita 7	lokalita 8	celkem
Tepelný výkon požadovaný celkem za měsíc	Pcelk [GJ]	1879.18	3288.56	2213.98	2478.21	2632.77	4316.35	3429.69	4091.24	24329.97
Tepelný výkon požadovaný průměrný hodinový	Phod [GJ]	2.53	4.42	2.98	3.33	3.54	5.80	4.61	5.50	32.70
Počet jednotek na pokrytí požadavku	np [Ks]	3.00	6.00	4.00	4.00	5.00	7.00	6.00	7.00	42.00
Počet jednotek na poskytování PpS	nPpS [Ks]	3.00	6.00	4.00	4.00	5.00	7.00	6.00	7.00	42.00
Počet jednotek celkem	n [Ks]	6.00	12.00	8.00	8.00	10.00	14.00	12.00	14.00	84.00
Objem zásobníků celkový	Vzcelk [m <sup>3</sup> ]	47.77	95.54	63.69	63.69	79.62	111.46	95.54	111.46	668.77
Objem zásobníku	Vzas [m <sup>3</sup> ]	9.55	19.11	12.74	12.74	15.92	22.29	19.11	22.29	133.75
Elektrický výkon při pokrývání požadavku	Pepoz [kW]	750.00	1500.00	1000.00	1000.00	1250.00	1750.00	1500.00	1750.00	10500.00
Elektrický výkon při poskytování PpS	PePpS [kW]	750.00	1500.00	1000.00	1000.00	1250.00	1750.00	1500.00	1750.00	10500.00
Elektrický výkon celkový	Pe [kW]	1500.00	3000.00	2000.00	2000.00	2500.00	3500.00	3000.00	3500.00	21000.00
Tepelný výkon při pokrývání požadavku	Ptpoz [kWt]	999.00	1998.00	1332.00	1332.00	1665.00	2331.00	1998.00	2331.00	13986.00
Tepelný výkon při poskytování PpS	PtPpS [kWt]	999.00	1998.00	1332.00	1332.00	1665.00	2331.00	1998.00	2331.00	13986.00
Tepelný výkon celkový	Pt [kWt]	1998.00	3996.00	2664.00	2664.00	3330.00	4662.00	3996.00	4662.00	27972.00

Tab. 5 Vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování varianta 1.

$$P_{hod} = \frac{P_{celk}}{24 \cdot n_{mes}} \quad (3.1)$$

$P_{celk}$	výkon tepelný požadovaný za měsíc [J]
$P_{hod}$	výkon tepelný požadovaný denní za měsíc [J]
$n_{mes}$	počet dní v měsíci [1]

$$n_p = \frac{1,4 \cdot P_{hod}}{P_{jmt} \cdot 3,6 \cdot 10^6} \quad (3.2)$$

$P_{hod}$	výkon tepelný požadovaný průměrný hodinový [J]
$P_{jmt}$	výkon KJ tepelný jmenovitý [kWt]
$n_p$	počet jednotek na pokrytí požadavku (zaokrouhleno nahoru) [1]
1,4	rozšiřující koeficient vzhledem ke spínání dle spotových cen elektrické energie [1]

$$n_p = n_{pps} \quad (3.3)$$

$n_{pps}$	počet jednotek na poskytování PpS [1]
$n_p$	počet jednotek na pokrytí požadavku [1]

$$n = n_{pps} + n_p \quad (3.4)$$

$n$	počet jednotek celkem [1]
$n_{pps}$	počet jednotek na poskytování PpS [1]
$n_p$	počet jednotek na pokrytí požadavku [1]

$$V_{zCelk} = \frac{n_p \cdot P_{jmt} \cdot 3,6 \cdot 10^6}{\rho_v \cdot c_p \cdot \Delta T} + \frac{1,5 \cdot n_{pps} \cdot P_{jmt} \cdot p_{aktiv} \cdot 3,6 \cdot 10^6}{\rho_v \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (3.5)$$

$V_{zCelk}$	objem zásobníků celkový [ $m^3$ ]
$\rho_v$	hustota vody [ $\frac{kg}{m^3}$ ]
$c_p$	měrná tepelná kapacita vody [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]
$\Delta T$	spodní teplota otopného systému [K]
$P_{jmt}$	výkon KJ tepelný jmenovitý [kWt]
$n_{pps}$	počet jednotek na poskytování PpS [1]

$n_p$	počet jednotek na pokrytí požadavku [1]
$p_{aktiv}$	průměrná délka aktivace PpS za jednu hodinu v měsíci září [1]

$$V_{zas} = \frac{V_{zCelk}}{p_{zas}} \quad (3.6)$$

$V_{zCelk}$	objem zásobníků celkový [ $m^3$ ]
$V_{zas}$	objem zásobníku [ $m^3$ ]
$p_{zas}$	počet zásobníků [1]

$$P_{epoz} = p_p \cdot P_{jme} \quad (3.7)$$

$P_{epoz}$	výkon elektrický celkový KJ pokrývajících požadavek [kW]
$P_{jme}$	výkon jmenovitý elektrický jednotek [ $m^3$ ]
$p_p$	počet jednotek pokrývajících tepelný požadavek [1]

$$P_{ePpS} = p_{PpS} \cdot P_{jme} \quad (3.8)$$

$P_{epoz}$	výkon elektrický celkový KJ poskytující PpS [kW]
$P_{jme}$	výkon jmenovitý elektrický jednotek [ $m^3$ ]
$p_{PpS}$	počet jednotek poskytující PpS [1]

$$P_e = P_{ePpS} + P_{epoz} \quad (3.9)$$

$P_{epoz}$	výkon elektrický celkový KJ poskytující PpS [kW]
$P_{jme}$	výkon jmenovitý elektrický jednotek [ $m^3$ ]
$p_{PpS}$	počet jednotek poskytující PpS [1]

(\*stejným způsobem se vypočítají i tepelné výkony)

Měsíc	počet hodin PpS za měsíc	průměrný počet hodin PpS za den	průměrný počet hodin PpS za hodinu
1	11	0.355	0.0148
2	12	0.429	0.0179
3	22	0.710	0.0296
4	27	0.900	0.0375
5	29	0.935	0.0390
6	13	0.433	0.0181
7	35	1.129	0.0470
8	8	0.258	0.0108
9	53	1.767	0.0736
10	49	1.581	0.0659
11	30	1.000	0.0417
12	32	1.032	0.0430

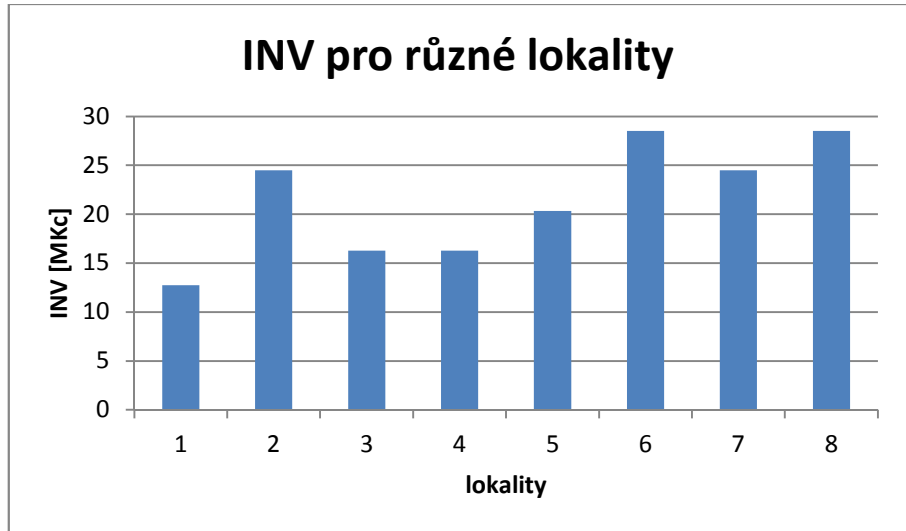
Tab. 6 Průměrný počet hodin, kdy byl podán požadavek na aktivaci PpS, pro jednotlivé měsíce.

### 3.1.3 Vyhodnocení

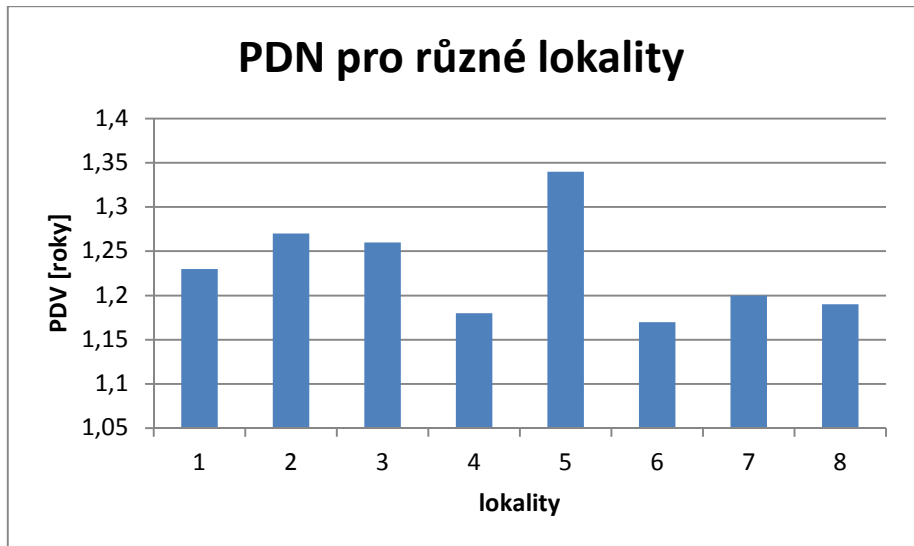
U první varianty vycházejí ekonomické ukazatele velmi dobře. Podle těchto údajů bychom projekt rozhodně doporučili k realizaci. Nicméně je nutné si uvědomit, že čísla jsou až velmi ekonomicky výhodná. Důvodem k tomu jsou vstupní data, která nemusí být vždy přesná. Jak počáteční investice, tak tržby se mohou lišit. Proto bychom rádi v této diplomové práci využili ekonomické ukazatele k porovnání jednotlivých zkoumaných variant mezi sebou. Vstupní hodnoty jsou pro všechny varianty stejné. To, jestli jsou konkrétní varianty ekonomicky výhodné při zohlednění všech podrobností, by bylo na výzkum přesahující rozsah této diplomové práce. Pro každou variantu, kterou v této práci budeme zkoumat, by bylo totiž vhodné upravit ekonomické vstupy na míru. Proto berme tyto ekonomické ukazatele s rezervou. Všechna ekonomická kritéria vypočtená modelem pro jednotlivé lokality jsou uvedena v Tab. 7 a názorně jsou vidět z Graf 1, Graf 2, Graf 3 a Graf 4.

VARIANTA 1 - NABÍZÍM DOKOUPENÝ VÝKON PO CELÝ DEN								
	Lokalita1	Lokalita2	Lokalita3	Lokalita4	Lokalita5	Lokalita6	Lokalita7	Lokalita8
INV [MKc]	12.75	24.48	16.29	16.29	20.34	28.53	24.48	28.53
PDN [rok]	1.23	1.27	1.26	1.18	1.34	1.17	1.2	1.19
NPV [MKc]	103.61	192.61	131.64	139.1	153.3	246.19	207.05	240.21
IRR [%]	433.24	356.46	381.62	537.52	291.13	590.01	495.89	509.64
objem akumulace [m <sup>3</sup> ]	50	100	65	65	80	115	100	115

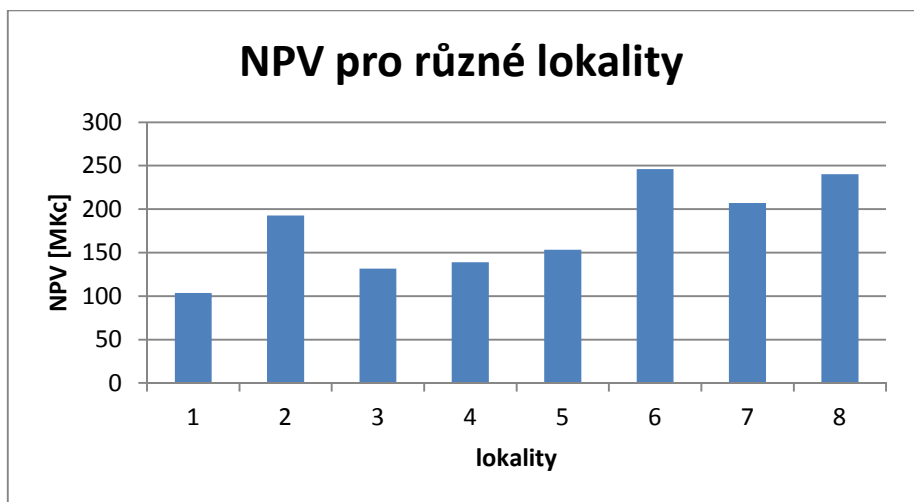
Tab. 7 Ekonomické výstupy pro jednotlivé lokality první varianta.



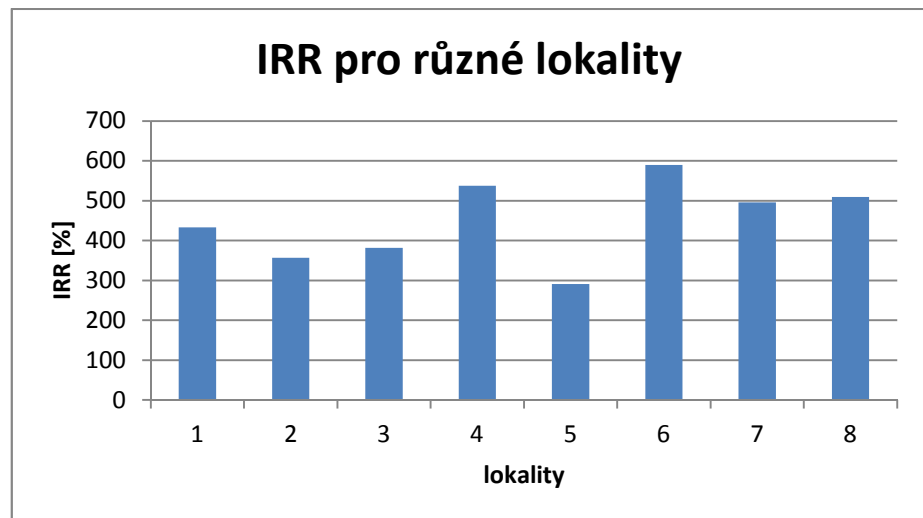
Graf 1 INV pro různé lokality první varianta.



Graf 2 PDN pro různé lokality první varianta.



Graf 3 NPV pro různé lokality první varianta.



Graf 4 IRR pro různé lokality první varianta.

Výhodou této varianty je bezesporu malý nárok na velikost zásobníku, což podstatně snižuje počáteční investici. Další výhodou je, že poskytujeme podpůrné služby po celý den, což se pozitivně promítne na ziscích. Za výhodou by se dalo považovat poměrně jisté pokrytí požadavku a minimální používání kotle, což zajistí zvyšuje ekonomiku provozu. Bezesporu ekonomickou výhodou je možnost určité volby spínání dle spotové ceny elektrické energie na trhu. Další výhodou je možnost střídání jednotek. Můžeme pravidelně měnit jednotky z první skupiny za jednotky z druhé skupiny a tím prodloužit jejich dobu života. Protože jednotky z první skupiny běží velmi často, kdežto jednotky z druhé skupiny běží pouze v momentě podání požadavku k aktivaci.

Naopak za nevýhodu můžeme považovat zvýšené investice dokoupením jednotek na poskytování PpS. Výkon rezervovaný na PpS poskytujeme v našem případě pouze polovinou jednotek v elektrárně. Abychom mohli poskytovat PpS je nutné dosáhnout minimálního výkonu, s kterým je možné poskytovat podpůrné služby. V modelu předpokládáme, že dokoupíme na poskytování PpS, přesně jednou tolik jednotek, kolik je potřeba na pokrytí tepelného požadavku. V praxi nejsem takto omezen, a pokud to finanční situace dovolí, je možné jich pořídít i více. Jedná se rozhodně o ekonomicky zajímavou variantu.

## 3.2 Druhá varianta – poskytování celého výkonu KJ po část dne

### 3.2.1 Obecný popis

Primárním účelem kogenerační stanice je zásobování teplem uživatele připojené na teplovodní síť. Nicméně kogenerační stanice nabízí i podpůrné služby během určité části dne. Kogenerační stanice nabízí rezervovaný elektrický výkon složený z všech dílčích výkonů KJ. Pokud stanice poskytuje PpS, musí všechny kogenerační jednotky stát, aby mohly v momentě aktivace dodávat do sítě rezervovaný výkon. Pořád je však nutné splnit požadavek na dodávku tepla, proto musí stanice během zbylé části dne (ve které nenabízí podpůrné služby) potřebné teplo vyrobit a naakumulovat do zásobníků. V době, kdy jsou poskytovány podpůrné služby, je tepelný požadavek hrazen z akumulace. V mezních případech může být teplo hrazeno ze záložního kotle.

Během akumulování tepla do zásobníků KJ vyrábějí i elektrickou energii, která je prodávána na trhu za aktuální cenu v době prodeje. Pokud přijde během poskytování podpůrné služby požadavek na dodání výkonu, KJ se zapnou a dodávají elektrický výkon do elektrické sítě. Teplo, které je současně vyráběno, slouží na pokrytí tepelného požadavku, nebo se akumuluje do zásobníku.

Jak již bylo řečeno, je možné poskytovat PpS:

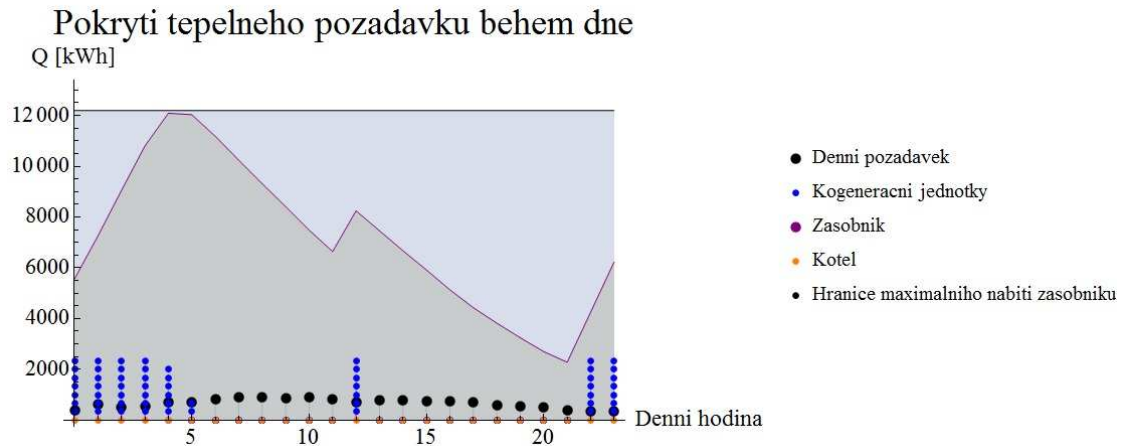
- 24 hodin za den,
- přes den (od 6:00 do 22:00 – celkem tedy po dobu 16 hodin),
- přes noc (od 00:00 do 6:00 a od 22:00 do 24:00 – celkem 8 hodin).

Vzhledem k potřebě výroby tepla pro zásobování uživatelů je první možnost nepřijatelná. Nabízejí se varianty „přes den“ a „přes noc“.

Varianta „přes den“ s sebou nese nutnost poměrně velkých zásobníků pro akumulaci dostatečného množství tepla na 16 hodin poskytování PpS. Navíc cena elektrické energie, která bude prodávána na trhu během noci, kdy budou KJ zapnuty, nebude tak vysoká jako cena přes den. Ale odměna za nabízené PpS, by teoreticky měla být vyšší přes den než přes noc.

Příklad typického průběhu je patrný z Obr. 21. Je vidět, že jednotky jsou zapnuty od 0. do 5. hodiny a od 22. do 24. hodiny. Během této doby je do zásobníku naakumulováno co

největší množství energie. V mezidobí jsou jednotky vypnuty a poskytují podpůrné služby. Požadavek na teplo je hrazen ze zásobníku. Na 12. hodinu přišel požadavek k aktivaci podpůrné služby a všechny jednotky jsou zapnuty, protože dodávají do sítě elektrický výkon. Z grafu je vidět, že se vytvořené teplo akumuluje do zásobníku a přispívá ke zlepšení ekonomie.

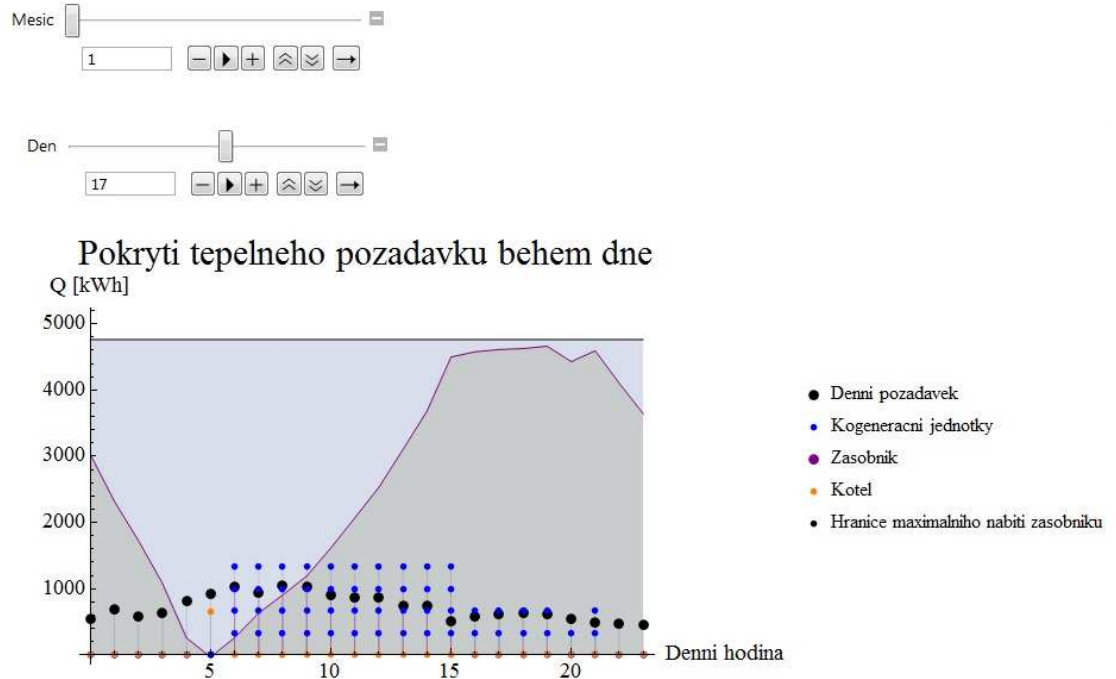


Obr. 21 Pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS přes den. (modré body – nasazení jednotek, černé body – požadavek, oranžové body – kotel, fialová křivka – energie uložená v zásobníku, černá linka – maximální energie, kterou je možné do zásobníku uložit)

Varianta „přes noc“ má výhodu v menších zásobnících pro akumulaci tepla. To je způsobeno, jak nižším počtem hodin, na které je nutné akumulovat, tak i menší potřebou tepla přes noc. Cena elektrické energie prodávané na trhu v době akumulace, bude vyšší, ale odměna za PpS bude nižší.

Příklad pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS přes noc je zobrazen na Obr. 22. Jednotky jsou zapnuty od 6. hodiny do 22. hodiny. Je opět snahou naakumulovat maximum tepelné energie do zásobníků. Po zbytek dne jednotky poskytují PpS. V tomto období je požadavek opět hrazen z akumulace. Z grafu je dále patrné, že při nedostatku energie v zásobnících požadavek pokryje kotel.





Obr. 22 Pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS přes noc. (modré body – nasazení jednotek, černé body – požadavek, oranžové body – kotel, fialová křivka – energie uložená v zásobníku, černá linka – maximální energie, kterou je možné do zásobníku uložit)

### 3.2.2 Dimenzování

V tomto případě je pro dimenzování zásobníků s vodou rozhodující doba poskytování PpS a pro určení počtu a výkonu jednotek je určující doba, po kterou mohou vyrábět teplo. Vše opět dimenzováno podle měsíce ledna.

V ideálním případě je ze zásobníků hrazen tepelný požadavek po celou dobu poskytování PpS. Proto by se měl zásobník dimenzovat tak, aby se do něj vešel celý tepelný požadavek (potřebná energie) za dobu poskytování PpS. Dimenzuje se na průměrnou část dne, po kterou poskytují PpS, průměrného dne měsíce ledna. K vyrovnání odchylek od průměru slouží jak zásobník, tak i kotel.

Naopak výkon jednotek se určuje podle doby, kdy neposkytují PpS. Za tuto dobu musím nejenom pokrýt tepelný požadavek, ale zároveň vytvořit dostatečnou zásobu na dobu, kdy PpS poskytovat budu. KJ musí mít takový výkon, aby byly schopné naakumulovat do zásobníků potřebnou energii za dobu neposkytování PpS.

Všechny vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování jsou uvedeny v Tab. 8 a Tab. 9. Dále jsou uvedeny vzorce, podle kterých se dimenzování provádělo

VARIANTA 2 - NABÍZÍM CELÝ VÝKON PŘES DEN (6:00 - 22:00)										
Název	značka [jednotka]	Lokalita 1	Lokalita 2	Lokalita 3	Lokalita 4	Lokalita 5	Lokalita 6	Lokalita 7	Lokalita 8	celkem
Tepelný výkon požadovaný celkem za měsíc	Pcelk [GJ]	1879.18	3288.56	2213.98	2478.21	2632.77	4316.35	3429.69	4091.24	24329.97
Tepelný výkon požadovaný denní za měsíc	Pden [GJ]	1355.51	2372.15	1578.71	1775.42	1909.27	3083.03	2425.14	2922.68	17421.92
Objem zásobníků celkový	Vzcelk [m <sup>3</sup> ]	523.04	915.32	609.17	685.07	736.72	1189.62	935.77	1127.75	6722.46
Tepelný výkon dodaný	P [kWt]	2104.81	3683.42	2479.81	2775.78	2948.89	4834.63	3841.50	4582.48	27251.31
počet jednotek	p [Ks]	7.00	12.00	8.00	9.00	9.00	15.00	12.00	14.00	86.00
Objem zásobníku	Vzas [m <sup>3</sup> ]	104.61	183.06	121.83	137.01	147.34	237.92	187.15	225.55	1344.49
celkový elektrický výkon	Pe [kW]	1750.00	3000.00	2000.00	2250.00	2250.00	3750.00	3000.00	3500.00	21500.00
celkový tepelný výkon	Pt [kWt]	2331.00	3996.00	2664.00	2997.00	2997.00	4995.00	3996.00	4662.00	28638.00

Tab. 8 Vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování varianta 2 přes den.

VARIANTA 2 - NABÍZÍM CELÝ VÝKON PŘES NOC (0:00 - 6:00 a 22:00 - 24:00)										
Název	značka [jednotka]	lokalita 1	lokalita 2	lokalita 3	lokalita 4	lokalita 5	lokalita 6	lokalita 7	lokalita 8	celkem
Tepelný výkon požadovaný celkem za měsíc	Pcelk [GJ]	1879.18	3288.56	2213.98	2478.21	2632.77	4316.35	3429.69	4091.24	24329.97
Tepelný výkon požadovaný noční za měsíc	Pnoc [GJ]	523.66	916.41	635.26	702.80	723.49	1233.33	1004.54	1168.56	6908.06
Objem zásobníků celkový	Vzcelk [m <sup>3</sup> ]	202.06	353.61	245.12	271.18	279.17	475.89	387.62	450.90	2665.56
Tepelný výkon dodaný	P [kWt]	1052.41	1841.71	1239.91	1387.89	1474.44	2417.31	1920.75	2291.24	13625.66
počet jednotek	p [Ks]	4.00	6.00	4.00	5.00	5.00	8.00	6.00	7.00	45.00
Objem zásobníku	Vzas [m <sup>3</sup> ]	40.41	70.72	49.02	54.24	55.83	95.18	77.52	90.18	533.11
celkový elektrický výkon	Pe [kW]	1000.00	1500.00	1000.00	1250.00	1250.00	2000.00	1500.00	1750.00	11250.00
celkový tepelný výkon	Pt [kWt]	1332.00	1998.00	1332.00	1665.00	1665.00	2664.00	1998.00	2331.00	14985.00

Tab. 9 Vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování varianta 2 přes noc.

$$V_{zCelk} = \frac{P_{den}}{\rho_v \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (3.10)$$

$P_{den}$	výkon tepelný požadovaný denní [J]
$\rho_v$	hustota vody [ $\frac{kg}{m^3}$ ]
$c_p$	měrná tepelná kapacita vody [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]
$\Delta T$	spodní teplota otopného systému [K]

$$P = \frac{P_{mes}}{n_{hod} \cdot n_{den} \cdot 3.6 \cdot 10^6} \quad (3.11)$$

$P$	výkon tepelný požadovaný za měsíc [kWt]
$P_{mes}$	výkon tepelný požadovaný za měsíc [J]
$n_{hod}$	počet hodin za noc [1]
$n_{den}$	počet dní v měsíci [1]

$$V_{zas} = \frac{V_{zCelk}}{p_{zas}} \quad (3.12)$$

$V_{zCelk}$	objem zásobníků celkový [ $m^3$ ]
$V_{zas}$	objem zásobníku [ $m^3$ ]
$p_{zas}$	počet zásobníků [1]

$$p = \frac{P}{P_{jmt}} \quad (3.13)$$

$P$	tepelný výkon, který se nutné dodat během noci [kWt]
$P_{jmt}$	jmenovitý tepelný výkon KJ [kWt]
$p$	počet jednotek (zaokrouhлено nahoru) [1]

$$P_{celkel} = p \cdot P_{jmel} \quad (3.14)$$

$P_{celkel}$	celkový elektrický výkon [kW]
--------------	-------------------------------

$P_{jmel}$  jmenovitý elektrický výkon KJ [kW]  
 $p$  počet jednotek (zaokrouhлено nahoru) [1]

$$P_{celkt} = p \cdot P_{jmt} \tag{3.15}$$

$P_{celkt}$  celkový tepelný výkon [kWt]  
 $P_{jmt}$  jmenovitý tepelný výkon KJ [kWt]  
 $p$  počet jednotek (zaokrouhлено nahoru) [1]

### 3.2.3 Vyhodnocení

Ekonomické výstupy vycházejí všechny rentabilně (viz. Tab. 10 a Tab. 11) Podle těchto ukazatelů a kritérií by bylo ekonomicky výhodné tento projekt zrealizovat. Troufl bych si tvrdit, že jsou tato čísla velmi ekonomicky výhodná. Nicméně je rozumné tato čísla brát s rezervou. Protože zde nejsou zahrnuty všechny náklady a investice a reálné tržby se mohou také lišit. Vše je odvislé od vstupních dat, která nemusí být úplně přesná. Proto tyto ekonomické ukazatele berme pouze jako jistý nástroj k porovnání jednotlivých variant.

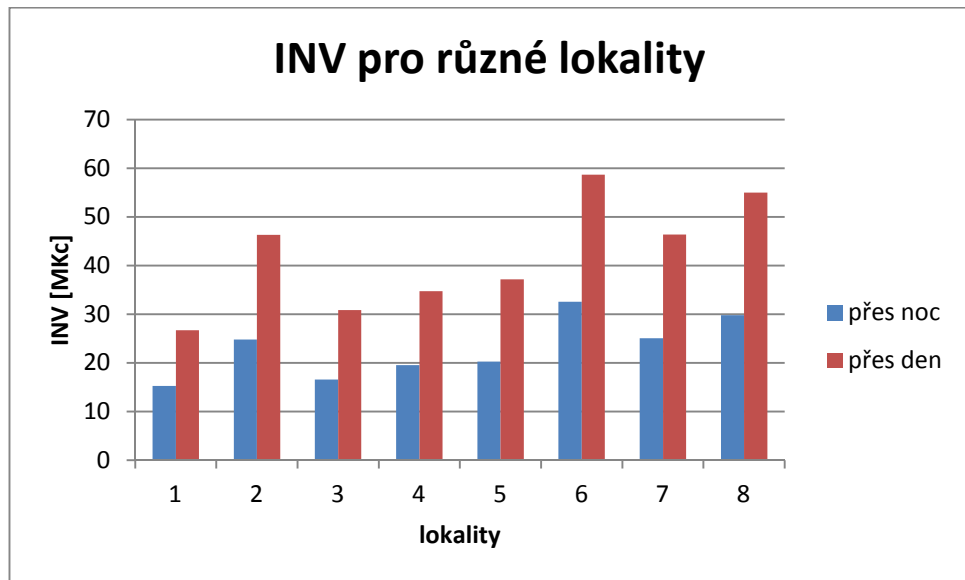
VARIANTA 2 - NABÍZÍM CELÝ VÝKON PŘES DEN (6:00 - 22:00)								
	Lokalita1	Lokalita2	Lokalita3	Lokalita4	Lokalita5	Lokalita6	Lokalita7	Lokalita8
INV [MKc]	26.67	46.31	30.8	34.69	37.12	58.66	46.35	54.98
PDN [rok]	1.76	1.75	1.66	1.7	1.86	1.68	1.6	1.67
NPV [MKc]	135.25	235.51	164.37	182.18	175.72	310.81	257.31	291.69
IRR [%]	128.62	130.78	147.61	141.08	114.31	145.37	163.63	146.06
objem akumulace [m <sup>3</sup> ]	525	925	625	700	750	1200	950	1125

Tab. 10 Ekonomické výstupy pro jednotlivé lokality varianta „přes den“.

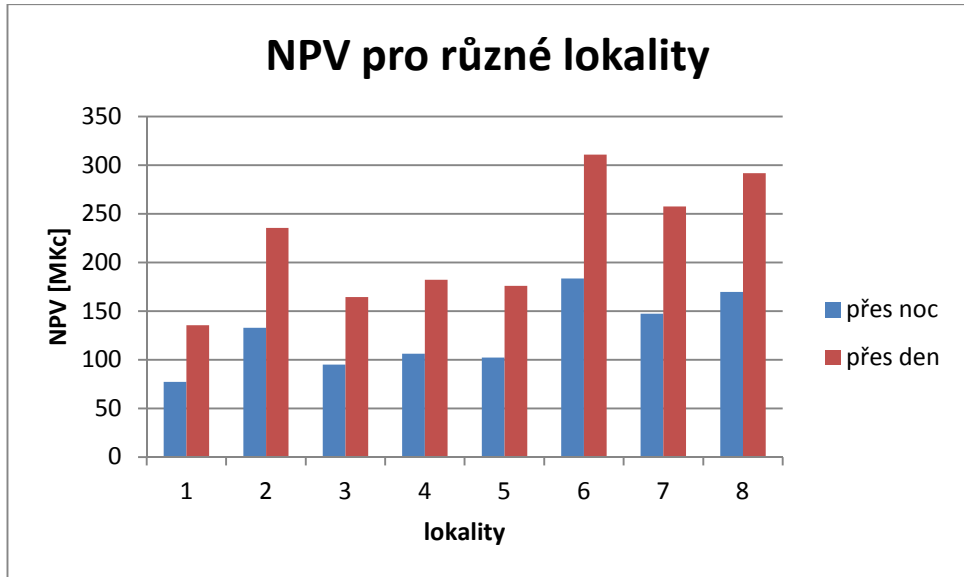
VARIANTA 2 - NABÍZÍM CELÝ VÝKON PŘES NOC (0:00 - 6:00 a 22:00 - 24:00)								
	Lokalita1	Lokalita2	Lokalita3	Lokalita4	Lokalita5	Lokalita6	Lokalita7	Lokalita8
INV [MKc]	15.26	24.75	16.54	19.53	20.25	32.56	25.02	29.76
PDN [rok]	1.68	1.59	1.5	1.57	1.68	1.53	1.5	1.52
NPV [MKc]	77.1	132.65	94.94	106.12	102.18	183.54	147.26	169.62
IRR [%]	143.56	166.86	195.99	170.92	144.5	184.58	196.8	188.76
objem akumulace [m <sup>3</sup> ]	205	355	250	275	280	480	390	455

Tab. 11 Ekonomické výstupy pro jednotlivé lokality varianta „přes noc“.

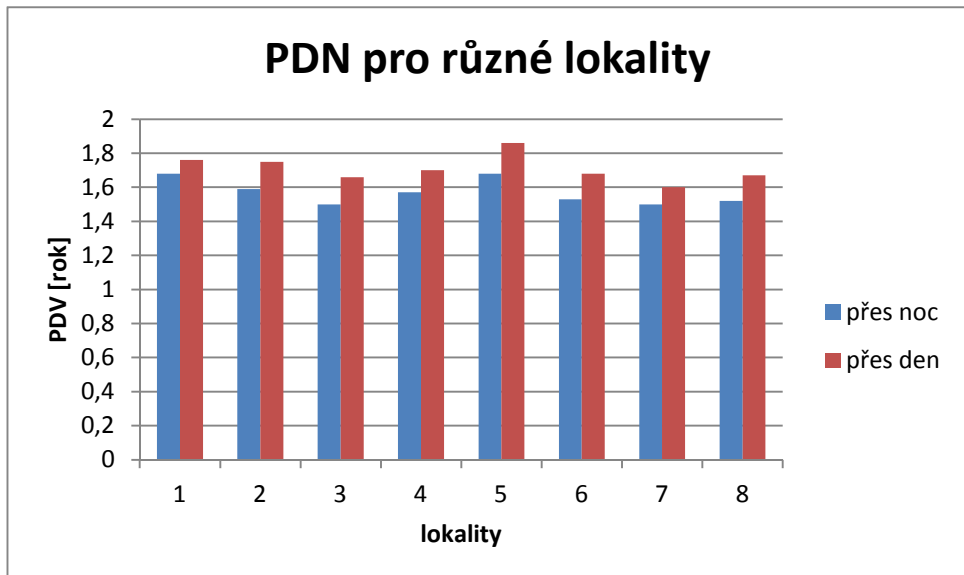
Z grafů (Graf 5, Graf 6, Graf 7, Graf 8) vidíme, že délka poskytování PpS ovlivňuje všechny ekonomické ukazatele. Hodnota INV je vyšší u varianty „přes den“, což je celkem logické, protože delší doba poskytování PpS znamená potřebu větších zásobníků a více KJ. Ukazatel NPV je také vyšší pro variantu „přes den“, protože poskytování PpS (= další příjmy) trvá delší část dne než u varianty „přes noc“. PDN je sice u varianty „přes den“ nepatrně vyšší, ale vztaheno k horizontu životnosti 20 let je to rozdíl zanedbatelný. To prakticky znamená, že výše investic odpovídá výši zisků u obou variant. Zajímavý je ukazatel IRR. Ten je vyšší u varianty „přes noc“. To nám říká, že procentuálně vyděláme na variantě „přes noc“ více peněz než na variantě „přes den“.



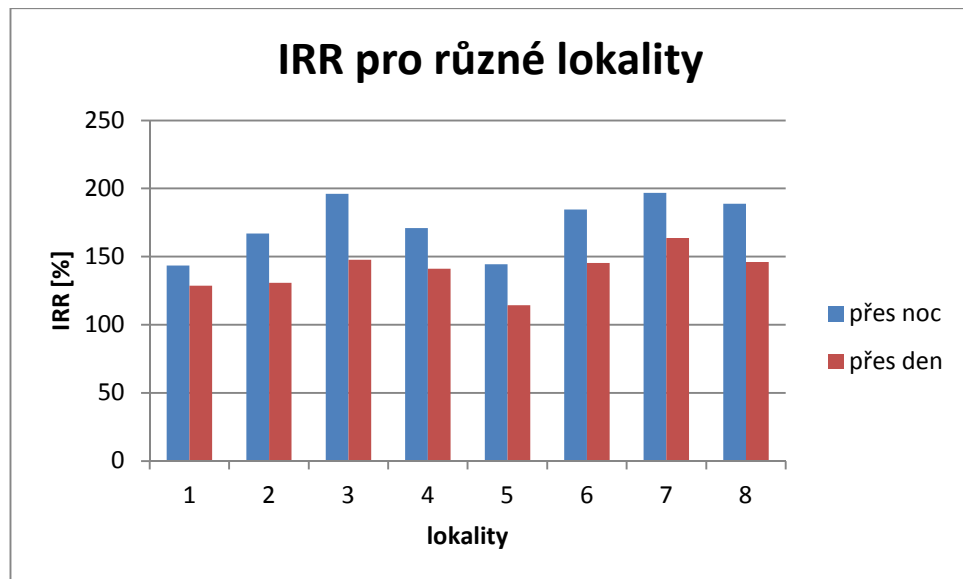
Graf 5 INV pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 6 NPV pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 7 PDN pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 8 IRR pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.

Nicméně existují i výhody a nevýhody, které se z ekonomických ukazatelů nevyčtou, respektive tam nejsou zohledněny. Jednou z velkých nevýhod Varianty 2 je velká náročnost na akumulaci. To v praxi znamená mnoho zásobníků na teplou vodu o velkých rozměrech. S velkou pravděpodobností budou muset být zásobníky umístěné venku. A ne vždy bude v areálu elektrárny dostatek místa na tyto zásobníky. S tím je spojena další nevýhoda, a to poměrně vysoké investice. Musí se investovat do zásobníků a hlavně také do jednotek. Většinou je potřeba až 2,5 krát tolik jednotek než by stačilo na pokrytí požadavku. To se nemusí investorovi vyplatit.

Naopak výhodou této varianty je, že jednotky jsou v provozu pouze část dne, což značně prodlužuje jejich životnost. Další výhodou této varianty je, že výkon pro PpS poskytujeme celým instalovaným výkonem. To znamená, že nabízíme celkově na poskytování PpS větší výkon než u ostatních variant a to s sebou přináší větší zisky. Dokonce můžeme snáze dosáhnout na poskytování PpS s velkými minimálními výkony.

## 3.3 Třetí varianta – dělení výkonu

### 3.3.1 Obecný popis

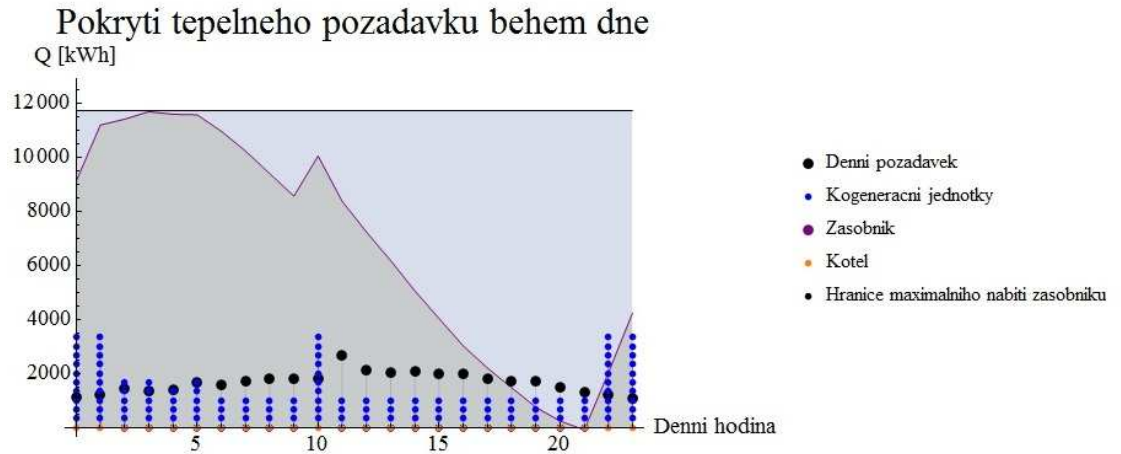
Třetí případ je zajímavý především pro investory, kteří nechtějí příliš investovat do KJ, které jsou nadpočetné, nebo pro již stávající kogenerační stanice hledající další uplatnění.

Filosofie je taková, že k jednotkám nutným na pokrytí tepelného požadavku se přikoupí další jednotky. Přikoupených jednotek nebude ale mnoho. Přikoupí se jich tolik, aby jejich součtový výkon byl roven přibližně jedné třetině původního výkonu (např.: na pokrytí tepelného požadavku stačí tři KJ o 333 kWt, přikoupím jednu KJ o 333kWt). Jedna třetina byla zvolena záměrně, aby investice nebyla příliš vysoká a zároveň, aby výkon dodaný jednotkami nebyl zanedbatelný.

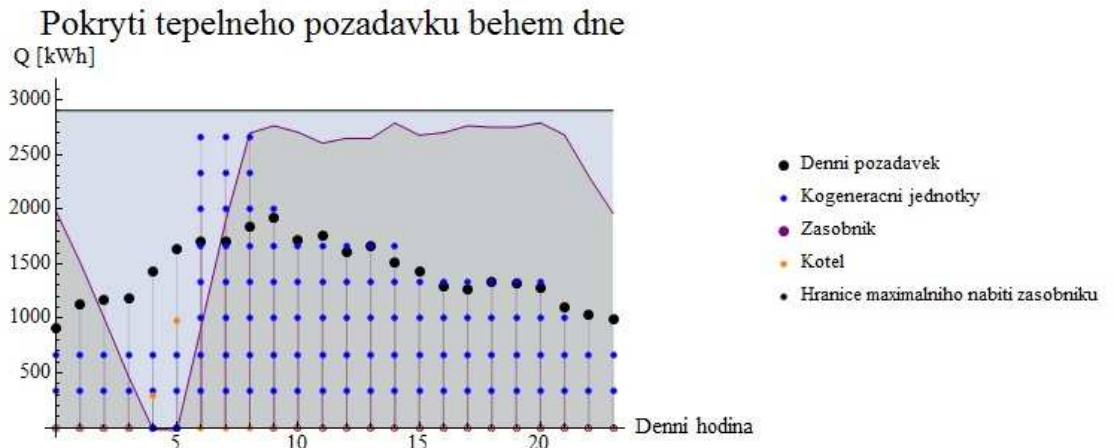
PpS budou opět poskytovány pouze po část dne a ve zbylé části se bude akumulovat teplo. Systém nasazování jednotek je ale následující: Pokud se neposkytují PpS, běží všechny jednotky (původní i přikoupené) na plný výkon, pokrývají tepelný požadavek a akumulují, co možná nejvíce tepla do zásobníků. Podpůrné služby poskytují pouze jednotky původní. To znamená, že tyto jednotky čekají na pokyn k aktivaci a jsou tedy vypnuté. Během poskytování PpS přikoupené jednotky běží, je s nimi pokrývána část požadavku, nebo požadavek celý a případně i akumulují teplo do zásobníků. Vše je patrné z Obr. 23 a Obr. 24. KJ jsou využívány k vylepšení bilance mezi čerpáním z akumulace a pokrýváním požadavku. V zimních měsících pravděpodobně nebude třetinový výkon stačit na pokrytí tepelného požadavku. K pokrytí se použije opět záložní kotel. Teplo vyrobené během aktivace podpůrných služeb, opět pomůže k pokrytí tepelného požadavku a případně k akumulaci. Velikost zásobníků pro tento případ bude podrobněji probrána v kapitole 3.3.2.

Opět existují dvě možnosti poskytování PpS – „přes den“ a „přes noc“ (viz Obr. 23, Obr. 24) V tomto případě se asi jako lepší varianta z technického pohledu jeví poskytování „přes noc“, protože je zde delší doba na akumulaci a kratší doba na poskytování PpS spojená s menším požadavkem. A je tedy více pravděpodobné, že naakumulované teplo pokryje větší část požadavku a nebude nutné využívat kotel. Nicméně ekonomicky může být výhodnější poskytování „přes den“, protože je zde větší odměna za poskytování PpS.





Obr. 23 Pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS přes den. (modré body – nasazení jednotek, černé body – požadavek, oranžové body – kotel, fialová křivka – energie uložená v zásobníku, černá linka – maximální energie, kterou je možné do zásobníku uložit)



Obr. 24 Pokrytí tepelného požadavku s poskytováním PpS přes noc. (modré body – nasazení jednotek, černé body – požadavek, oranžové body – kotel, fialová křivka – energie uložená v zásobníku, černá linka – maximální energie, kterou je možné do zásobníku uložit)

### 3.3.2 Dimenzování

Dimenzování výkonů a počtu kogeneračních jednotek na pokrytí požadavku probíhá úplně stejně jako v prvním případě (3.1.2). Výkon a počet kogeneračních jednotek je stanoven a nyní je potřeba dokoupit jednotky, které budou sloužit k vylepšení bilance mezi čerpáním z akumulace a pokrýváním požadavku. Jak již bylo řečeno, přikoupíme přibližně jednu třetinu výkonu. Pokud nebude počet jednotek dělitelný třemi, zaokrouhlíme výsledek vždy nahoru.

Dimenzování zásobníků se provádí podobně jako v druhém případě. Zásobník by měl mít takový objem, aby dokázal pokrýt tepelný požadavek za celou dobu poskytování PpS. Nicméně

část požadavku pokryjí dokoupené jednotky, proto mohu od tohoto objemu odečíst objem ekvivalentní k výkonu dokoupených jednotek. Otázkou ovšem zůstává, zdali jsou jednotky schopny zásobník plně dobít během doby, kdy se PpS neposkytují. Pokud jednotky nebudou schopny zásobník plně dobít, je tu záložní kotel na pokrytí zbylého požadavku.

Všechny vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování jsou uvedeny v Tab. 12 a Tab. 13. Dále jsou uvedeny vzorce, podle kterých se dimenzování provádělo.

VARIANTA 3 - NABÍZÍM DĚLENÝ VÝKON PŘES DEN (6:00 - 22:00)										
Název	značka [jednotka]	lokalita 1	lokalita 2	lokalita 3	lokalita 4	lokalita 5	lokalita 6	lokalita 7	lokalita 8	celkem
Tepelný výkon požadovaný celkem za měsíc	Pcelk [GJ]	1879.18	3288.56	2213.98	2478.21	2632.77	4316.35	3429.69	4091.24	24329.97
Tepelný výkon požadovaný denní za měsíc	Pden [GJ]	1355.51	2372.15	1578.71	1775.42	1909.27	3083.03	2425.14	2922.68	17421.92
Tepelný výkon požadovaný noční za měsíc	Pnoc [GJ]	523.66	916.41	635.26	702.80	723.49	1233.33	1004.54	1168.56	6908.06
Tepelný výkon požadovaný průměrný hodinový	Phod [GJ]	2.53	4.42	2.98	3.33	3.54	5.80	4.61	5.50	32.70
Počet jednotek na pokrytí požadavku	np [Ks]	3.00	6.00	4.00	4.00	5.00	7.00	6.00	7.00	42.00
Počet jednotek dokoupený	nDok [Ks]	1.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	2.00	3.00	17.00
Počet jednotek celkem	n [Ks]	4.00	8.00	6.00	6.00	7.00	10.00	8.00	10.00	59.00
Objem zásobníků celkový na dobu poskytování PpS	Vzaku [m <sup>3</sup> ]	293.61	456.45	150.29	226.20	277.84	501.32	476.90	439.44	2822.05
Objem zásobníku	Vzas [m <sup>3</sup> ]	58.72	91.29	30.06	45.24	55.57	100.26	95.38	87.89	564.41
Elektrický výkon při poskytování PpS	PePpS [kW]	750.00	1500.00	1000.00	1000.00	1250.00	1750.00	1500.00	1750.00	10500.00
Elektrický výkon dokoupený	Pedok [kW]	250.00	500.00	500.00	500.00	500.00	750.00	500.00	750.00	4250.00
Elektrický výkon celkový	Pe [kW]	1000.00	2000.00	1500.00	1500.00	1750.00	2500.00	2000.00	2500.00	14750.00
Tepelný výkon při poskytování PpS	PtPpS [kWt]	999.00	1998.00	1332.00	1332.00	1665.00	2331.00	1998.00	2331.00	13986.00
Tepelný výkon dokoupený	PtPpS [kWt]	333.00	666.00	666.00	666.00	666.00	999.00	666.00	999.00	5661.00
Tepelný výkon celkový	Pt [kWt]	1332.00	2664.00	1998.00	1998.00	2331.00	3330.00	2664.00	3330.00	19647.00

Tab. 12 Vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování varianta 3 přes den.

VARIANTA 3 - NABÍZÍM DĚLENÝ VÝKON PŘES NOC (0:00 - 6:00 a 22:00 - 24:00)										
Název	značka [jednotka]	lokalita 1	lokalita 2	lokalita 3	lokalita 4	lokalita 5	lokalita 6	lokalita 7	lokalita 8	celkem
Tepelný výkon požadovaný celkem za měsíc	Pcelk [GJ]	1879.18	3288.56	2213.98	2478.21	2632.77	4316.35	3429.69	4091.24	24329.97
Tepelný výkon požadovaný denní za měsíc	Pden [GJ]	1355.51	2372.15	1578.71	1775.42	1909.27	3083.03	2425.14	2922.68	17421.92
Tepelný výkon požadovaný noční za měsíc	Pnoc [GJ]	523.66	916.41	635.26	702.80	723.49	1233.33	1004.54	1168.56	6908.06
Tepelný výkon požadovaný průměrný hodinový	Phod [GJ]	2.53	4.42	2.98	3.33	3.54	5.80	4.61	5.50	32.70
Počet jednotek na pokrytí požadavku	np [Ks]	3.00	6.00	4.00	4.00	5.00	7.00	6.00	7.00	42.00
Počet jednotek dokoupený	nDok [Ks]	1.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	2.00	3.00	17.00
Počet jednotek celkem	n [Ks]	4.00	8.00	6.00	6.00	7.00	10.00	8.00	10.00	59.00
Objem zásobníků celkový na dobu poskytování PpS	Vzaku [m <sup>3</sup> ]	87.34	124.17	15.69	41.75	49.73	131.74	158.18	106.75	715.36
Objem zásobníku	Vzas [m <sup>3</sup> ]	17.47	24.83	3.14	8.35	9.95	26.35	31.64	21.35	143.07
Elektrický výkon při poskytování PpS	PePpS [kW]	750.00	1500.00	1000.00	1000.00	1250.00	1750.00	1500.00	1750.00	10500.00
Elektrický výkon dokoupený	Pedok [kW]	250.00	500.00	500.00	500.00	500.00	750.00	500.00	750.00	4250.00
Elektrický výkon celkový	Pe [kW]	1000.00	2000.00	1500.00	1500.00	1750.00	2500.00	2000.00	2500.00	14750.00
Tepelný výkon při poskytování PpS	PtPpS [kWt]	999.00	1998.00	1332.00	1332.00	1665.00	2331.00	1998.00	2331.00	13986.00
Tepelný výkon dokoupený	PtPpS [kWt]	333.00	666.00	666.00	666.00	666.00	999.00	666.00	999.00	5661.00
Tepelný výkon celkový	Pt [kWt]	1332.00	2664.00	1998.00	1998.00	2331.00	3330.00	2664.00	3330.00	19647.00

Tab. 13 Vstupní a vypočtené veličiny týkající se dimenzování varianta 3 přes noc.

$$P_{hod} = \frac{P_{celk}}{24 \cdot n_{mes}} \quad (3.16)$$

$P_{celk}$	výkon tepelný požadovaný za měsíc [J]
$P_{hod}$	výkon tepelný požadovaný denní za měsíc [J]
$n_{mes}$	počet dní v měsíci [1]

$$n_p = \frac{1,4 \cdot P_{hod}}{P_{jmt} \cdot 3,6 \cdot 10^6} \quad (3.17)$$

$P_{hod}$	výkon tepelný požadovaný průměrný hodinový [J]
$P_{jmt}$	výkon KJ tepelný jmenovitý [kWt]
$n_p$	počet jednotek (zaokrouhлено nahoru) [1]
1,4	rozšiřující koeficient vzhledem ke spínání dle spotových cen elektrické energie [1]

$$n_{dok} = \frac{n_p}{3} \quad (3.18)$$

$n_p$	počet jednotek [1]
$n_{dok}$	počet jednotek dokoupených (zaokrouhлено nahoru) [1]
$\frac{1}{3}$	dokupují pouze $\frac{1}{3}$ výkonu [1]

$$V_{zaku} = \frac{P_{den}}{\rho_v \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot n_{den}} - \frac{n_{dok} \cdot P_{jmt} \cdot n_{hodDen}}{\rho_v \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (3.19)$$

$P_{den}$	výkon tepelný požadovaný přes den za měsíc [J]
$\rho_v$	hustota vody [ $\frac{kg}{m^3}$ ]
$c_p$	měrná tepelná kapacita vody [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]
$\Delta T$	spodní teplota otopného systému [K]
$P_{jmt}$	výkon KJ tepelný jmenovitý [kWt]
$n_{hodDen}$	počet hodin za den (myšlen obchodní interval) [1]
$n_{dok}$	počet dokoupených KJ [1]

$n_{den}$  počet dnů za měsíc [1]  
 $V_{zAku}$  objem zásobníků celkový [ $m^3$ ]

$$V_{zas} = \frac{V_{zAku}}{p_{zas}} \quad (3.20)$$

$V_{zAku}$  objem zásobníků celkový [ $m^3$ ]  
 $V_{zas}$  objem zásobníku [ $m^3$ ]  
 $p_{zas}$  počet zásobníků [1]

### 3.3.3 Vyhodnocení

Podobně jako v předchozím případě jsou obě varianty ve všech lokalitách ekonomicky výhodné, jak vyplývá z následujících tabulek (Tab. 14, Tab. 15). Čísla opět musíme brát s rezervou a jsou čistě orientační a slouží spíš k porovnání jednotlivých variant.

VARIANTA 3 - NABÍZÍM DĚLENÝ VÝKON PŘES DEN (6:00 - 22:00)								
	Lokalita1	Lokalita2	Lokalita3	Lokalita4	Lokalita5	Lokalita6	Lokalita7	Lokalita8
INV [MKc]	16.26	29.05	16.8	18.91	22.53	34.34	28.32	32.67
PDN [rok]	1.69	1.68	1.32	1.41	1.54	1.53	1.47	1.43
NPV [MKc]	84.61	156.43	118.64	122.7	132.54	205.72	176.81	208.39
IRR [%]	141.07	144.04	118.64	241.38	181.61	184.6	209.66	228.04
objem akumulace [ $m^3$ ]	295	460	155	230	280	505	480	440

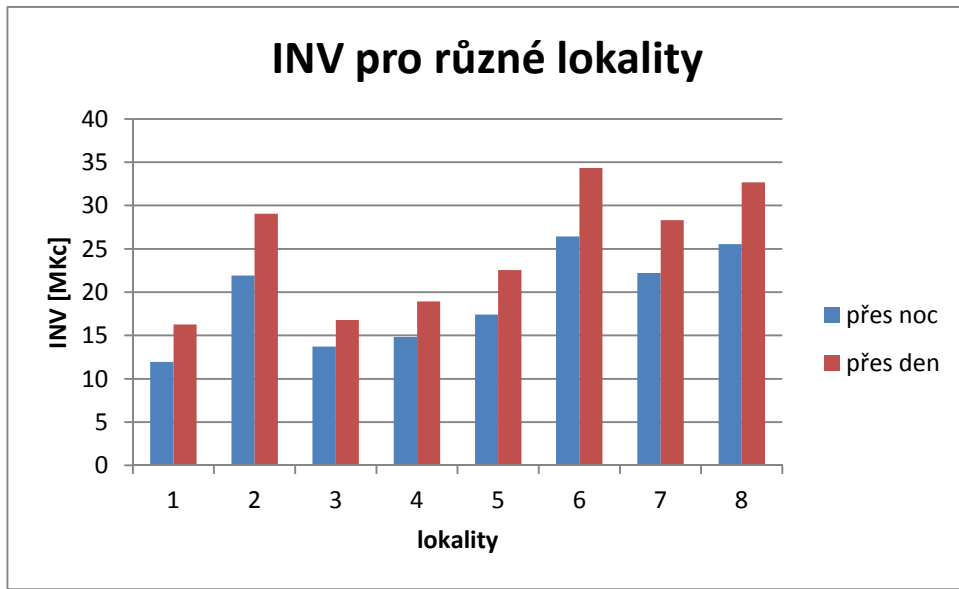
Tab. 14 Ekonomické výstupy pro jednotlivé lokality varianta „přes den“.

VARIANTA 3 - NABÍZÍM DĚLENÝ VÝKON PŘES NOC (0:00 - 6:00 a 22:00 - 24:00)								
	Lokalita1	Lokalita2	Lokalita3	Lokalita4	Lokalita5	Lokalita6	Lokalita7	Lokalita8
INV [MKc]	11.96	21.93	13.72	14.81	17.43	26.44	22.2	25.53
PDN [rok]	1.5	1.43	1.3	1.29	1.5	1.32	1.38	1.35
NPV [MKc]	68.36	127.9	91.84	98.8	99.16	172.55	141.33	163.51
IRR [%]	195.7	214.02	330.97	340.45	196.67	304.96	258.19	279.17
objem akumulace [ $m^3$ ]	90	125	20	45	50	135	160	110

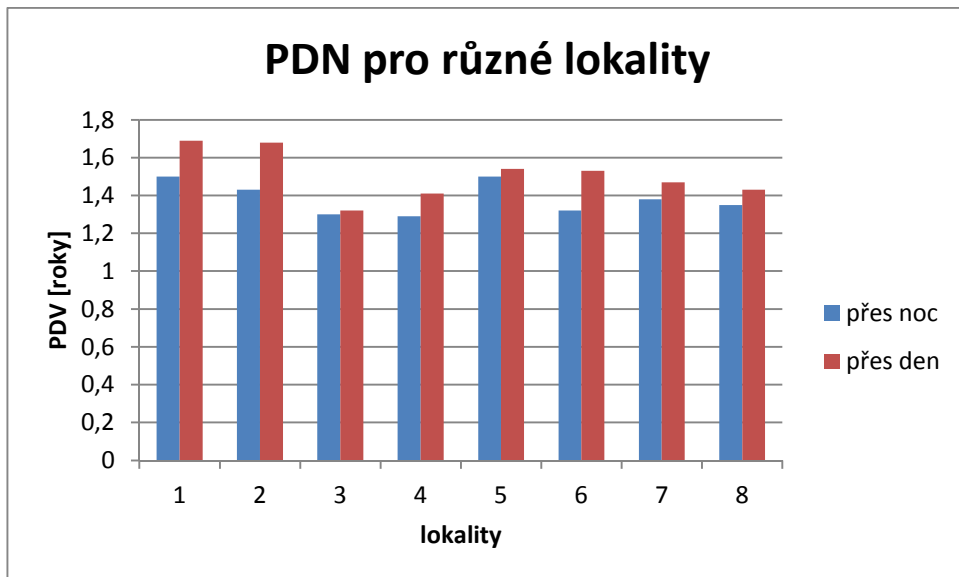
Tab. 15 Ekonomické výstupy pro jednotlivé lokality varianta „přes noc“.

Jak je patrné z grafů (Graf 9, Graf 10, Graf 11 a Graf 12), podobně jako u předchozí varianty doba poskytování PpS velmi ovlivnila jednotlivé ekonomické ukazatele. S delší dobou poskytování PpS je opět spojena nutnost vyšších investic, nicméně na rozdíl od minulého

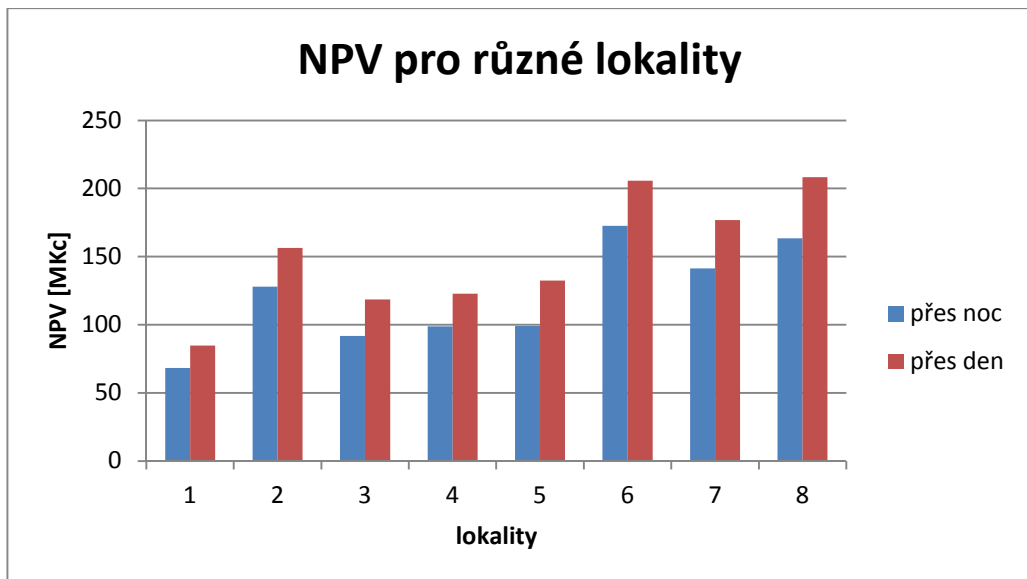
případu NPV není u varianty „přes den“ o tolik vyšší oproti variantě „přes noc“. S tím souvisí i poměrně vysoké rozdíly v IRR pro varianty „přes noc“ a „přes den“. Opět je IRR vyšší u varianty „přes noc“, jak tomu bylo i v minulém případě. U některých lokalit je rozdíl více než dvojnásobný, což určitě stojí za povšimnutí. Rozdíly v PDN u obou variant jsou minimální vzhledem k době životnosti, ale vždy má varianta „přes den“ nepatrně vyšší hodnotu.



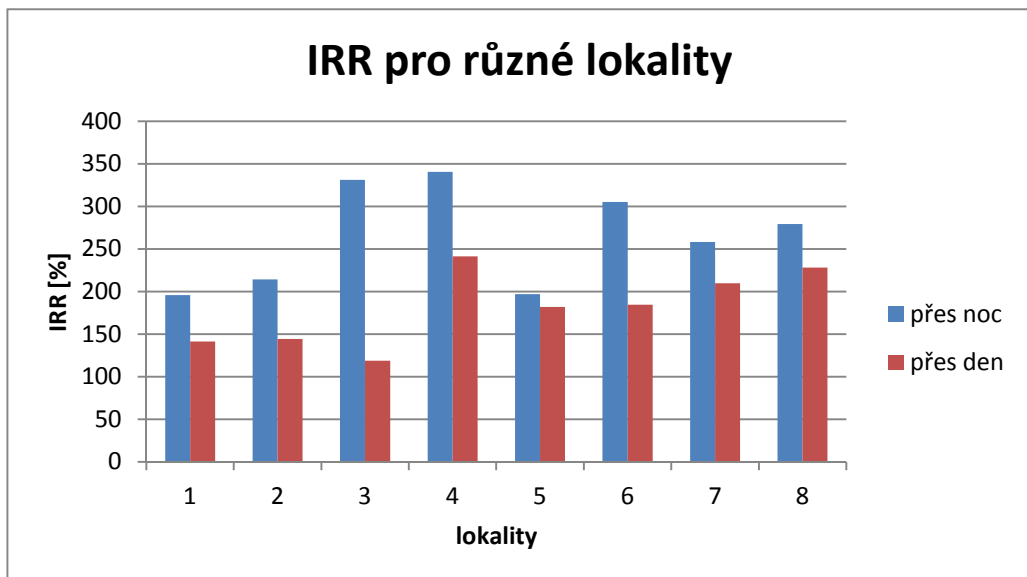
Graf 9 INV pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 10 PDN pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 11 NPV pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.



Graf 12 IRR pro různé lokality a varianty „přes noc“ a „přes den“.

Nespornou výhodou varianty 3 jsou relativně nízké investiční náklady vzhledem k velikosti poskytovaného výkonu na PpS. K poskytování PpS využíváme KJ, do kterých bychom museli tak jako tak investovat, pokud bychom chtěli pokrývat tepelný požadavek. Investicí „navíc“ jsou v tomto případě pouze dokoupené KJ sloužící ke zlepšování bilance mezi tepelným požadavkem a akumulací. Proto je tato varianta investičně zajímavá hlavně pro již postavené elektrárny, které by měly v budoucnu zájem o poskytování PpS. Nicméně abychom mohli porovnat jednotlivé projekty mezi sebou, uvažujeme v této diplomové práci nově postavené elektrárny.



Jak je patrné z Obr. 23 a Obr. 24 dokoupené jednotky pracují prakticky nepřetržitě po celý den potažmo rok, kdežto ostatní jednotky jsou vždy část dne vypnuté a čekají na pokyn k aktivaci. Abychom opotřebovávali jednotky rovnoměrně, je výhodné roli jednotek střídat.

Nevýhodou je obecně nižší instalovaný výkon u této varianty, což znamená menší zisky z poskytování PpS. Další nevýhodou jsou možné potíže při splňování minimálního výkonu pro poskytování PpS.

### 3.4 Srovnání jednotlivých variant

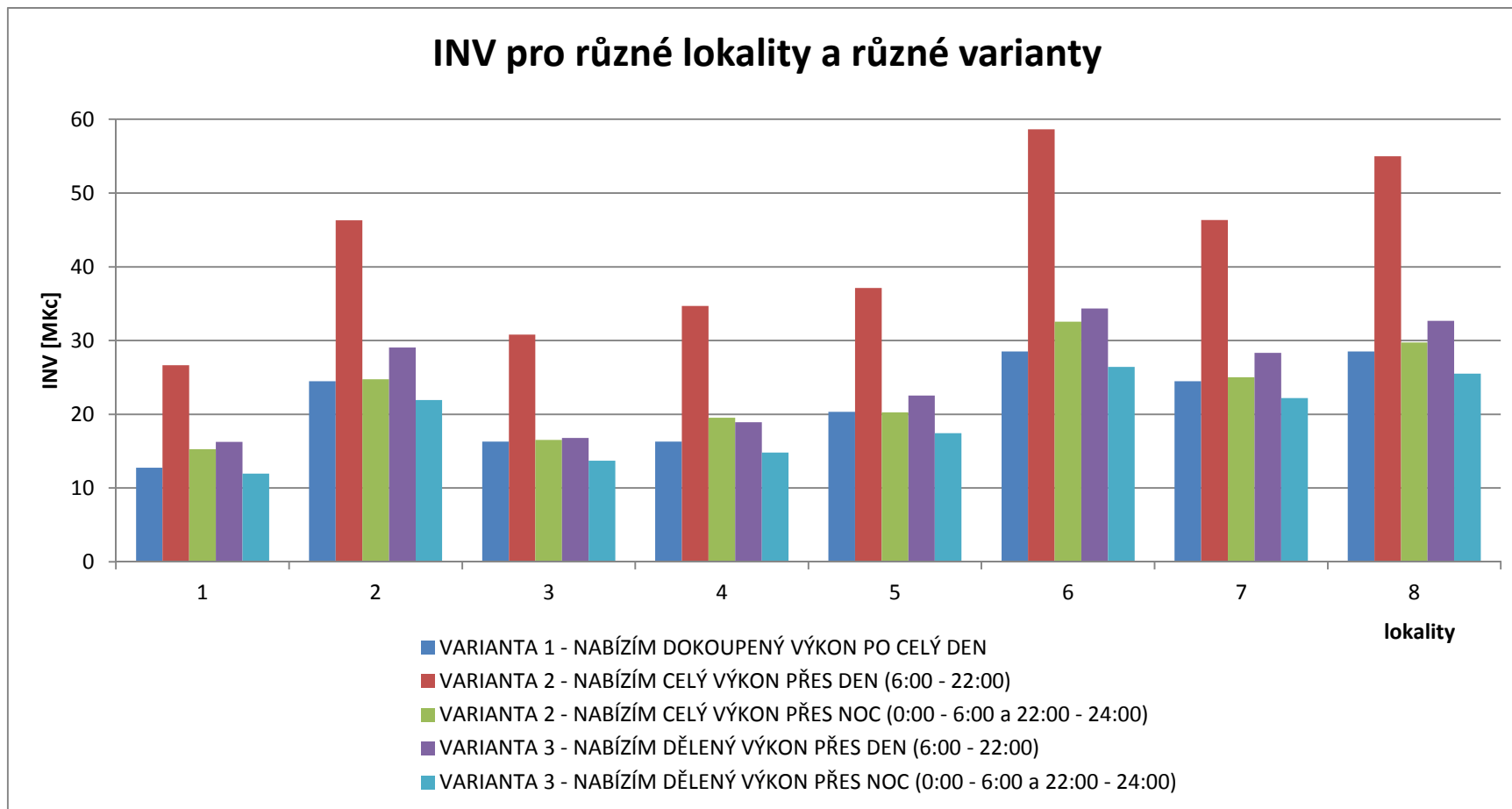
V předchozích kapitolách jsme rozebrali výhody a nevýhody jednotlivých variant, v této kapitole porovnáme jednotlivé varianty mezi sebou. Ekonomické ukazatele slouží k orientačnímu určení, zdali je projekt ekonomicky výhodný, nyní použijeme k porovnání jednotlivých variant mezi sebou. Graf 13, Graf 14, Graf 15 a Graf 16 přehledně zobrazuje základní ekonomická kritéria. Z grafů vyplývá, že hodnotu ekonomických ukazatelů ovlivňuje velikost lokality respektive velikost požadovaného tepelného výkonu. Avšak na ekonomickou výhodnost či nevýhodnost nemá lokalita žádný vliv. Proto jedním z důležitých závěrů je, že nezáleží na lokalitě, pokud porovnávám dvě varianty poskytování PpS naším typem elektrárny.

Z grafů vyplývá, že rozhodně nejvyšší počáteční investice má VARIANTA 2 „přes den“, kde se kombinují velké investice do zásobníků s velkými investicemi do nakoupených jednotek. Zbylé varianty mají investice přibližně srovnatelné. Mezi nimi je s nejnižšími investicemi VARIANTA 3 „přes noc“, kde jsou nízké náklady na dokupování jednotek a velmi nízké náklady na velikost zásobníků.

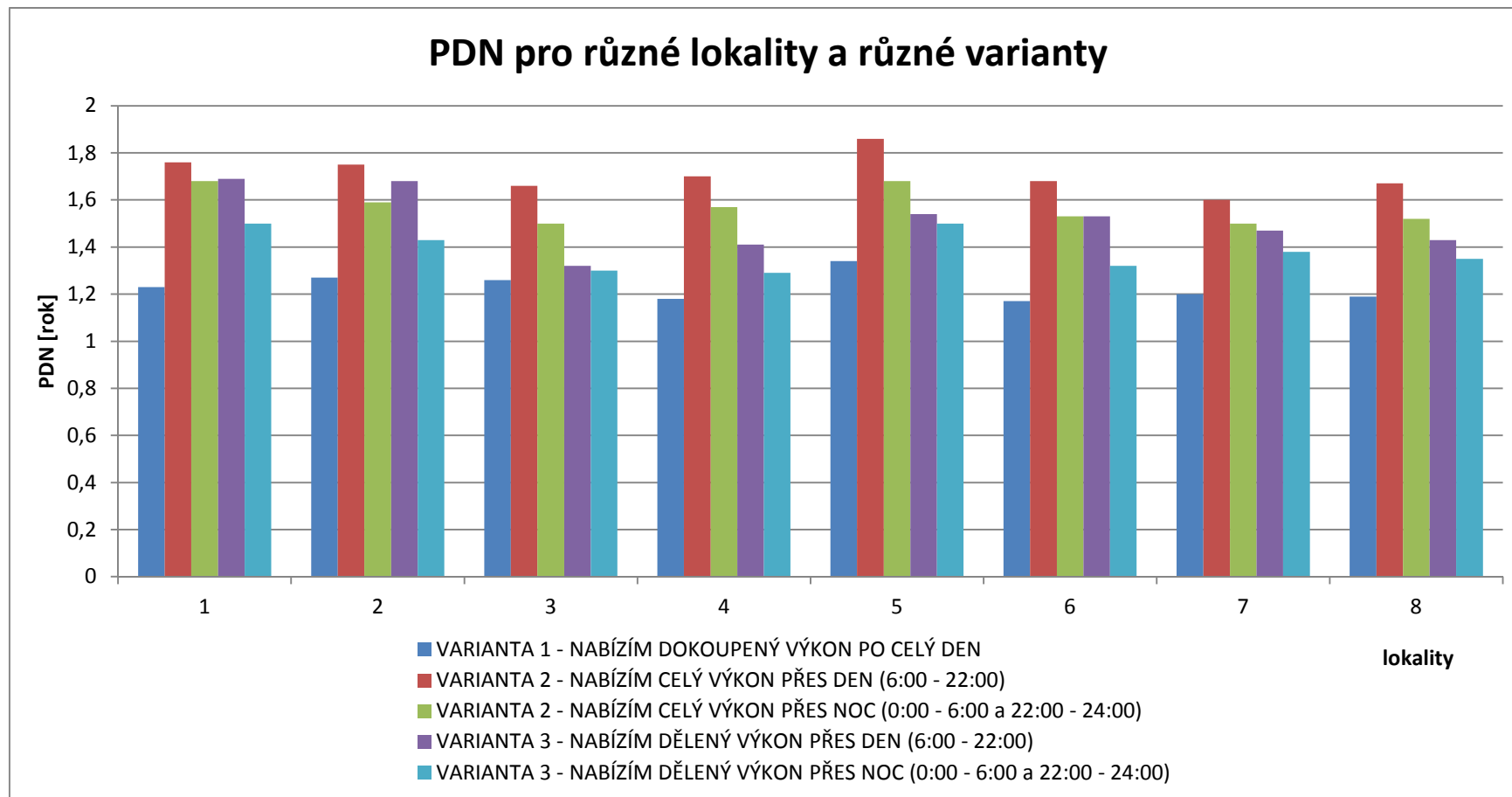
Z grafu prosté doby návratnosti je patrné, že se všechny varianty vešly pod hodnotu dvou let. Toto ekonomické kritérium má nejmenší rozpětí hodnot. Všechny varianty mají přibližně podobné hodnoty. Přesto prostou dobu návratnosti má nejnižší VARIANTA 1 a nejvyšší VARIANTA 2 „přes den“. Bude to pravděpodobně souviset s velikostí investic, které má VARIANTA 2 „přes den“ zřetelně nejvyšší, kdežto VARIANTA 1 má druhé nejnižší investice.

Čistá současná hodnota (NPV), která je prakticky nejdůležitějším ekonomickým ukazatelem, jasně říká, že nejvíce ekonomicky výhodnou variantou je VARIANTA 2 „přes den“, ačkoliv má nejvyšší INV a PDN. Naopak nejnižší hodnotu má VARIANTA 3 „přes noc“. Za povšimnutí stojí rozhodně i hodnoty NPV VARIANTY 1, které jsou druhé nejvyšší.

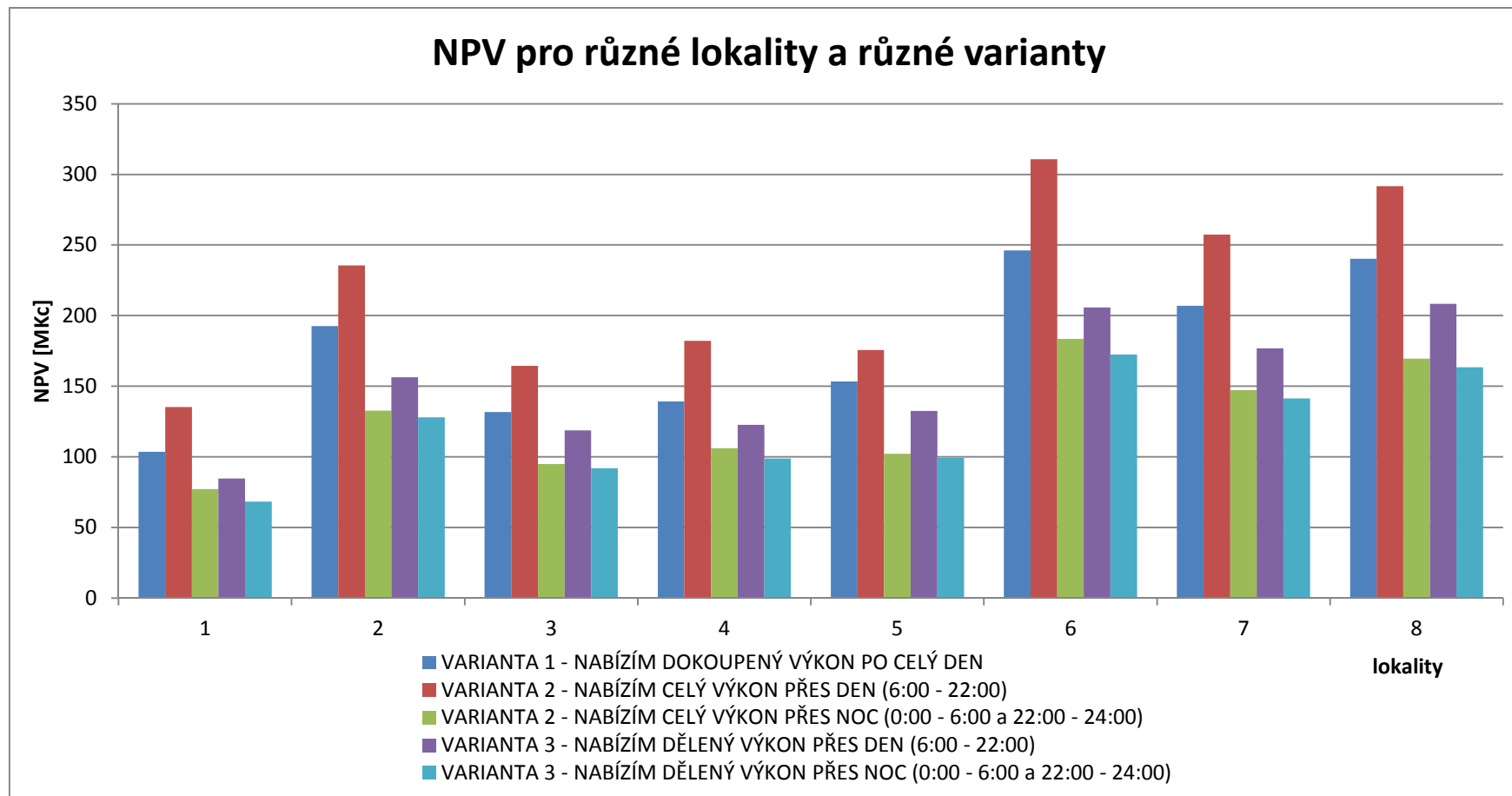
Jak je patrné z předchozích kapitol, IRR je vždy ukazatel, který je trochu odlišný. Znatelně nejvyšší IRR ze všech variant má VARIANTA 1, v některých případech dokonce i více než dvojnásobně. Druhé nejvyšší IRR má VARIANTA 3 „přes noc“, jejíž hodnota je také znatelně vyšší než hodnoty zbývajících variant. Ze zbylých variant má nejnižší hodnotu IRR VARIANTA 2 „přes den“.



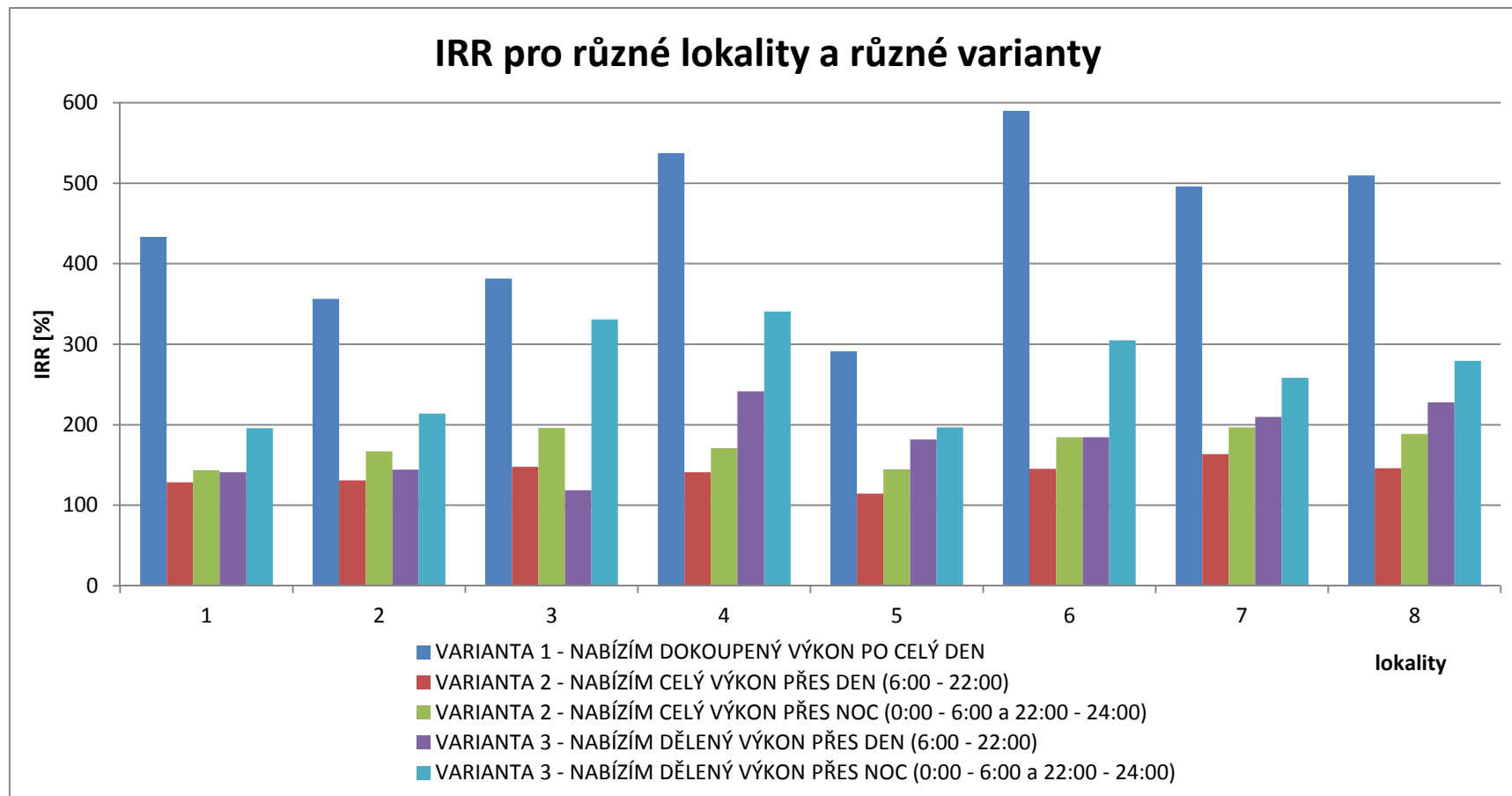
Graf 13 INV pro různé lokality a různé varianty poskytování PpS.



Graf 14 PDN pro různé lokality a různé varianty poskytování PpS.



Graf 15 NPV pro různé lokality a různé varianty poskytování PpS.



Graf 16 IRR pro různé lokality a různé varianty poskytování PpS.

# ZÁVĚR

Ekonomické výstupy vypočítané naším modelem v softwaru Mathematica jsou číselně velmi nadhodnocené a nereálné. Žádný reálný ekonomický projekt není pravděpodobně schopný dosahovat takovýchto ekonomických hodnot. Je to pravděpodobně způsobeno použitím nepřesných a velmi těžko dohledatelných vstupních dat pro výpočet ekonomických ukazatelů. I když jsme se snažili přiblížit model co nejblíže realitě, rozhodně není možné v rozsahu diplomové práce postihnout všechny detaily jednotlivých variant hlavně v takto komplikované, provázané a rozsáhlé oblasti. Proto je důležité brát tyto hodnoty s rezervou a nepovažovat je za čísla správná a plně odpovídající realitě. Ekonomické ukazatele berme spíše jako jistý nástroj k porovnání jednotlivých projektů mezi sebou. V tomto případě není důležité, jakých hodnot ukazatelé nabývají (ač jsou jakkoliv nesmyslné), ale je důležité, že při stejných vstupech má jedna varianta ukazatel vyšší než druhá. Můžeme proto určit, jaká varianta je ekonomicky výhodnější a jaká nikoliv. A to by měl být hlavní výstup této diplomové práce.

Výsledná hodnota ekonomických ukazatelů bude reálně mnohem nižší. Nejsou zde zohledněny některé počáteční investice jako např.: náklady na certifikaci k poskytování podpůrných služeb, investice spojené s datovou komunikací mezi jednotlivými částmi virtuální elektrárny, zabezpečení této datové komunikace, stavební práce a mnohé další.

Z výsledných grafů jednoznačně vyplývá, že velikost lokality či případná velikost tepleného požadavku ovlivňuje hodnotu ekonomických ukazatelů, ale neovlivňuje porovnání variant mezi sebou. Pokud chceme porovnat dvě varianty mezi sebou, stačí je porovnat na jakékoliv lokalitě a na jiné lokalitě vyjde porovnání velmi podobně. Je samozřejmě pravdou, že u některých variant velikost lokality ovlivní, jestli bude elektrárna schopná poskytovat podpůrné služby či nikoliv, ale pokud dosáhneme minimálního výkonu pro poskytování PpS, velikost lokality nehraje roli. Jinými slovy při porovnávání dvou variant se stejnými vstupními parametry nezáleží na velikosti požadovaného výkonu ani lokality. Pokud jedna varianta vyjde výhodnější než druhá u jedné lokality, bude to s největší pravděpodobností platit pro všechny ostatní lokality. Tento fakt je dán především homogenitou lokalit na území České republiky. Nejsou zde velké rozdíly v průměrných teplotách.

VARIANTA 1 se z hlediska ekonomického zhodnocení jeví velmi dobře. U všech ekonomických ukazatelů dosahuje v porovnání s ostatními variantami velmi dobrých hodnot. U

IRR má zdaleka nejvyšší hodnotu, PDN a u INV dosahuje nejnižších hodnot a u NPV má druhou nejvyšší hodnotu. Což jsou velmi dobré ukazatele.

VARIANTA 2 „přes den“ má zdaleka nejhorší INV, IRR a PDN, ale nejvyšší a tudíž nejlepší ukazatel NPV, na jehož maximalizaci se optimalizují veškeré projekty. VARIANTA 2 „přes den“ je z tohoto úhlu pohledu velmi rozporuplná.

VARIANTA 2 „přes noc“ má poměrně vysokou hodnotu PDN, což není úplně dobré. U INV, IRR a NPV patří mezi průměrné hodnoty, které se příliš výrazně neliší od zbytku variant.

VARIANTA 3 „přes den“ patří do skupiny průměrných variant, které nevynikají ani nepropadají v ekonomickém hodnocení. INV společně s NPV se pohybuje spíše ve vyšších hodnotách, kdežto IRR je proměnlivé pro jednotlivé lokality (to je možné vysvětlit nedokonalostí v dimenzování).

VARIANTA 3 „přes noc“ to je jedna ze zajímavých variant. INV a PDN vychází skoro nejnižší ze všech variant a IRR je druhé nejvyšší. Pouze u NPV je na tom tato varianta velmi špatně neboť dosahuje nejnižších hodnot.

Možnost, která může přispět ke zlepšení ekonomických výsledků, je střídání a výměna jednotek. U VARIANTY 1 a VARIANTY 3 je možné střídat pravidelně jednotky takovým způsobem, že lze prodloužit jejich dobu života. To se z části děje i u VARIANTY 2, kdy jednotky běží naplno pouze po část dne a po zbytek dne vyčkávají na pokyn k aktivaci.

Z ekonomických ukazatelů je patrné, že nejvhodnějším kompromisem mezi INV, PDN, NPV a IRR se jeví VARIANTA 1. Za nízkou investici, která se mi poměrně rychle vrátí, projekt vydělá poměrně hodně peněz. Proto bychom na základě těchto ukazatelů doporučili zvolit z pěti původních variant právě VARIANTU 1, která se jeví jako nejvíce rentabilní.



# SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY

- [1] KADRNOŽKA, J.; OCHRANA, L. TEPLÁRENSTVÍ. Brno: Akademické nakladatelství CERM Brno, s.r.o., 2001
- [2] TRNOBRANSKÝ, K; VALENTOVÁ, M.; DUFOUR, R ZLEPŠENÍ EKONOMIE PROVOZU KOGENEREAČNÍCH JEDNOTEK VYUŽITÍM DOPROVODNÝCH TECHNOLOGIÍ PRO ZROVNOMĚRNĚNÍ ROČNÍHO ODBĚRU TEPLA. Praha: Česká energetická agentura
- [3] MLEJNEK, M. PRAKTICKÁ REALIZACE PROGRAMU NASAZOVÁNÍ KOGENERAČNÍCH JEDNOTEK DLE PRŮMĚRNÉ TEPLoty: Diplomová práce. Praha: ČVUT Fakulta elektrotechnická. 2010.
- [4] PTÁČEK, M. KOGENERAČNÍ JEDNOTKA: Bakalářská práce. Brno: VUT Fakulta strojího inženýrství energetický ústav. 2008
- [5] ČEPS, KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY, část I. – Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy. Praha 2014, Revize 14.
- [6] ČEPS, KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY, část II. – Podpůrné služby (PpS). Praha 2014, Revize 14.
- [7] HAVLÍK, J. PODPŮRNÉ SLUŽBY V PODMÍNKÁCH ES ČR: Bakalářská práce. Praha: ČVUT Fakulta elektrotechnická. 2012.
- [8] POPELKA, A. KOGENERACE S AKUMULACÍ TEPLA: Diplomová práce. Praha: ČVUT Fakulta elektrotechnická. 2014.
- [9] KOLACIA, T. SIMULACE VYBRANÝCH ENERGETICKÝCH JEVŮ: Bakalářská práce. Brno: VUT Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. 2013.
- [10] KOCHÁNEK, M. ANALÝZA SMART GRID ZAŘÍZENÍ: Bakalářská práce. Brno: VUT Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. 2011.
- [11] CABALA, Ľ. SPOLUPRÁCE MIKRO ZDROJŮ V RÁMCI MALÉ SMART-GRID: Diplomová práce. Brno: VUT Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. 2013.
- [12] KOCHÁNEK, M. ALTERNATIVNÍ ZDROJE ENERGIE A JEJICH INTEGRACE DO KONCEPTU SMART GRIDS: Diplomová práce. Brno: VUT Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. 2012.
- [13] KREJČOVÁ, Š. JAK FUNGUJE ČESKÝ TRH ELEKTŘINY: Bakalářská práce. Brno: Masarykova univerzita Ekonomicko-správní fakulta. 2012.

- [14] KABELE, R. TRHY S PODPŮRNÝMI SLUŽBAMI: Prezentace pracovníka společnosti ČEPS. Praha. 2011.
- [15] CHEMIŠINEC, I. a kol. OBCHOD S ELEKTRINOU, Příbram: Vydavatel CONTE spol. s r.o., 2010 ISBN 978-80-254-6695-7
- [16] WWW.CEZ.CZ: webová stránka společnosti ČEZ, a.s., obrázek dostupný z WWW: <<http://www.cez.cz/edee/content/img-other/kogenerace/o-kogeneraci/princip-kogenerace.gif>>

# SEZNAM ZKRATEK

ARN – automatický regulátor napětí

ASRU – sekundární regulace napětí

BS – Start ze tmy

CZT – Centrální zásobování teplem

DS – distribuční soustava

ES (ČR) – Elektrizace soustava (České republiky)

FB – fiktivní blok

KJ – Kogenerační jednotka

OP – Ostrovní provoz

OTE – Operátor trhu

PPE – paroplynová elektrárna

PpS – podpůrné služby

PR – primární regulace

PS – přenosová soustava

PVE – přečerpávací vodní elektrárna

RRPR – regulační rozsah primární regulace

RRSR – regulační rozsah sekundární regulace

RRSRS – sumární regulační rozsah sekundární regulace

RZMZ<sub>t</sub> (t=5, 15, 30 minut) – Regulační záloha minutová dosažitelná do t minut

RZQS<sub>15</sub> – Rychle startující 15-ti minutová záloha

RZPR – regulační záloha primární regulace

RZSR – regulační záloha sekundární regulace

RZSRS – sumární regulační záloha sekundární regulace

RZSV<sub>30</sub> – Regulační záloha snížení výkonu do 30 minut

SRUQ – Sekundární regulace napětí a jalových výkonů

SyS – systémové služby

VE – vodní elektrárna

VPP – virtuální elektrárna (z anglického Virtual Power Plant)

VŘ – Výběrové řízení

Pozn.: Regulační záloha může být kladná i záporná a je označována znaménkem za zkratkou

