



**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

**Fakulta elektrotechnická**

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Diplomová práce

**Ekonomické aspekty sdílení autobaterií  
v distribuční síti**

**Economical Aspects of Electric Vehicle Battery Sharing in  
Distribution Net**

Vedoucí práce: prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

**Praha 2019**

**Stanislav Novák**



## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Novák** Jméno: **Stanislav** Osobní číslo: **434958**  
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**  
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**  
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**  
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Ekonomické aspekty sdílení autobaterií v distribuční síti**

Název diplomové práce anglicky:

**Economical Aspects of Electric Vehicle Battery Sharing in Distribution Net**

Pokyny pro vypracování:

Popište technické aspekty sdílení autobaterií pro služby v distribuční soustavě  
Zjistěte zkušenosti z evropských zemí  
Navrhněte ekonomický model pro sdílení autobaterií  
Proveďte kontrolní výpočty

Seznam doporučené literatury:

Kempton, W., Tomic, J., Letendre, S., Brooks, A., & Lipman, T. (2001). Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California. UC Davis: Institute of Transportation Studies. Retrieved from <https://escholarship.org/uc/item/5cc9g0jp>  
N. Leemput, F. Geth, B. Claessens, J. Van Roy, R. Ponnette and J. Driesen, 'A case study of coordinated electric vehicle charging for peak shaving on a low voltage grid,' 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012, pp. 1-7  
Jia Ying Yong, Vigna K. Ramachandaramurthy, Kang Miao Tan, N. Mithulananthan, A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 49, 2015, Pages 365-385, ISSN 1364-0321

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**prof. Ing. Oldřich Starý, CSc., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL**

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

Datum zadání diplomové práce: **10.05.2019**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2021**

prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.  
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

\_\_\_\_\_  
Datum převzetí zadání

\_\_\_\_\_  
Podpis studenta



## **Poděkování**

Na tomto místě bych velice rád poděkoval prof. Ing. Oldřichu Starému, CSc. za odborné vedení při zpracování mé diplomové práce, a především za užitečné připomínky, které mi umožnily její dokončení. Dále bych chtěl poděkovat Ing. Petru Řeháčkovi a Ing. Ferdinandu Závorovi ze společnosti Ernst & Young, s.r.o. a Ing. Pavlu Hrzinovi, Ph.D. z FEL ČVUT za četné konzultace a cenné rady. Nelze opomenout ani vřelou podporu a trpělivost mé rodiny, a to nejen při psaní této práce, ale i během celé doby studia.



## **Prohlášení autora práce**

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 .....

.....

Podpis autora práce





## **Abstrakt**

Tato diplomová práce se zabývá problematikou využití energie z baterií elektromobilů pro podpůrné služby, případně k obchodování na krátkodobých trzích. Úvodní část je zaměřena na popis současného stavu elektrických vozidel, baterií a dalších potřebných technologií. Další část se zabývá obchodními modely spojenými s elektromobilitou, včetně modelu V2G, umožňujícího obousměrné toky energie. Následuje popis zahraničních zkušeností v této oblasti a návrh možného využití v české elektrizační soustavě. Přes zhodnocení technických, legislativních a dalších bariér se závěrečná část práce zaměřuje na samotné ekonomické zhodnocení projektu V2G v podmínkách ČR.

## **Klíčová slova**

Elektromobilita, V2G, odezva strany spotřeby, agregátor, degradace baterie, flexibilita

## **Abstract**

This thesis focuses on the use of energy from batteries of electric vehicles for ancillary services and trading on the short-term electricity markets. First part of the thesis describes current situation in the fields of electric vehicles, batteries and related technologies. Next part focuses on the business models associated with electric vehicles, including a V2G model, which allows bidirectional energy flows. It is followed by a description of abroad V2G projects and their possible application in the Czech power system. Final chapters contain the evaluation of technical, legislative and other barriers and the economical evaluation of a V2G project under the Czech ancillary services conditions.

## **Keywords**

Electric vehicles, Vehicle-to-Grid, demand response, battery degradation, flexibility



## Seznam obrázků

---

Obr. 1: Závislost životnosti baterie na průměrné hloubce vybití (7) .....	23
Obr. 2: Vliv neřízeného nabíjení na zatížení elektrizační soustavy (16) .....	27
Obr. 3: Základní schéma obchodního modelu V2G .....	32
Obr. 4: Využívané nabíjecí standardy (30).....	34
Obr. 5: Průběh vážených cen rezervované kapacity pro FCP (34) .....	36
Obr. 6: Průběh vážených cen rezervované kapacity pro aFRP (34) .....	37
Obr. 7: Schéma využití energie z krátkodobých trhů (35).....	38
Obr. 8: Průběh průměrných cen elektrické energie na Vnitrodenním trhu (37) .....	40
Obr. 9: Výnosy z poskytování FCP v jednotlivých měsících .....	43
Obr. 10: Hlavní vlivy na degradaci baterie (48).....	47
Obr. 11: Degradace baterie v závislosti na hloubce vybití (DOD) a počtu cyklů (49).....	48
Obr. 12: Vliv výkonového využití nabíjecí stanice na její účinnost (51) .....	49
Obr. 13: Příklad tzv. rebound efektu vlivem odloženého nabíjení bez regulace sepnutí (16) ....	49
Obr. 14: Využití agregace v evropských zemích.....	50
Obr. 15: Vývoj cen Li-ion baterií (55) .....	53
Obr. 16: Predikce cen elektřiny (57).....	53
Obr. 17: Porovnání průběhu agregace FCP a aFRP (34).....	54
Obr. 18: Podíl daní a poplatků na maloobchodní ceně elektrické energie (59).....	55
Obr. 19: Denní využití automobilu (16) .....	56
Obr. 20: Podíl zaparkovaných automobilů .....	57
Obr. 21: Stav kapacity baterie elektromobilu Nissan Leaf v závislosti na stáří automobilu (64) 61	
Obr. 22: Průběh degradace baterie elektromobilu Tesla Model S (66) .....	61
Obr. 23: Histogram síťové frekvence v roce 2016 (Statnett, Norsko) (51) .....	64
Obr. 24: Degradace baterie Nissan Leaf při poskytování FCP .....	70

# Seznam tabulek

---

Tab. 1: Trh s elektromobily v ČR v roce 2018 (Zdroj Alza.cz + stránky výrobců) .....	22
Tab. 2: Srovnání vlastností jednotlivých typů Li-ion baterií (9).....	24
Tab. 3: Plnění cílů evropských zemí v oblasti rozvoje elektromobility (10) (11) .....	25
Tab. 4: Očekávaný průběh počtu elektromobilů v ČR (15) .....	26
Tab. 5: Srovnání parametrů krátkodobých trhů s elektřinou (36).....	39
Tab. 6: Vývoj počtu elektromobilů v Německu (11).....	44
Tab. 7: Predikce cen emisních povolenek (9) .....	54
Tab. 8: Srovnání parametrů zkoumaných elektromobilů.....	59
Tab. 9: Uvažované náklady na pořízení nabíjecí stanice.....	60
Tab. 10: Ocenění degradace baterie.....	63
Tab. 11: Porovnání NPV variant.....	74
Tab. 12: Porovnání RCF variant.....	74
Tab. 13: Citlivostní analýza RCF v závislosti na ceně baterie .....	75
Tab. 14: Citlivostní analýza degradace baterie Tesla Model S (Varianta A).....	75
Tab. 15: Citlivostní analýza RCF v závislosti na změně investičních nákladů.....	76
Tab. 16: Citlivostní analýza RCF v závislosti na výši agregačních nákladů .....	76

# Seznam použitých zkratk a symbolů

---

<b>AC</b>	Střídavý proud (Alternating current)
<b>aFRP</b>	Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
<b>BEV</b>	Bateriové elektrické vozidlo (Battery Electric Vehicle)
<b>CNG</b>	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)
<b>DC</b>	Stejnoseměrný proud (Direct current)
<b>DoD</b>	Hloubka vybití (Depth of Discharge)
<b>DR</b>	Odezva strany spotřeby (Demand Response)
<b>EVSE</b>	Technologie potřebné k provozu elektromobilu – nabíjecí stanice apod. (Electric vehicle supply equipment)
<b>ENTSO-E</b>	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
<b>FCEV</b>	Elektrické vozidlo s palivovými články (Fuel Cell Electric Vehicle)
<b>FCP</b>	Proces automatické regulace frekvence
<b>HDO</b>	Hromadné dálkové ovládání
<b>mFRP</b>	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
<b>PDS</b>	Provozovatel distribuční soustavy
<b>PHEV</b>	Hybridní vozidlo s možností nabíjení ze sítě (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
<b>PMx</b>	Prachové částice (Particulate Matter)
<b>PPS</b>	Provozovatel přenosové soustavy
<b>PpS</b>	Podpůrné služby
<b>V2G</b>	Vehicle-to-Grid
<b>V2H</b>	Vehicle-to-Home



# Obsah

---

Seznam obrázků .....	11
Seznam tabulek.....	12
Seznam použitých zkratk a symbolů.....	13
1 Úvod .....	19
2 Elektrická vozidla a jejich vliv na elektrizační soustavu .....	21
2.1 Technologie elektrických vozidel.....	21
2.1.1 FCEV .....	22
2.1.2 BEV .....	22
2.1.3 PHEV .....	23
2.2 Baterie elektrických vozidel .....	23
2.3 Predikce rozvoje elektromobility.....	25
2.3.1 Rozvoj elektromobility v Evropě a ve světě.....	25
2.4 Elektromobilita v ČR.....	26
2.5 Vliv elektromobility na elektrizační soustavu.....	27
3 Obchodní modely využití elektromobility .....	29
3.1 Rozvoj nových trendů.....	29
3.1.1 Flexibilita.....	29
3.1.2 Demand response .....	29
3.1.3 Agregace .....	29
3.2 Obchodní modely v oblasti elektromobility.....	30
3.2.1 Standardní spotřeba ve dvoutarifní sazbě (Současný stav) .....	30
3.2.2 Proměnné tarify .....	30
3.2.3 Využití elektromobilu v kombinaci s mikrozdrcem či domácí baterií .....	31
3.2.4 V2G (Vehicle to Grid) .....	32
4 Standardy a využití V2G.....	33
4.1 Technologie V2G.....	33
4.1.1 Elektromobily vhodné pro V2G.....	33
4.1.2 Dobíjecí stanice .....	33

4.1.3	Nabíjecí standardy.....	34
4.1.4	Komunikační rozhraní.....	34
4.2	Možnosti využití V2G.....	35
4.2.1	Proces automatické regulace frekvence (FCP).....	35
4.2.2	Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP) 37	
4.2.3	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP)....	38
4.2.4	Obchodování na krátkodobých trzích.....	38
5	Evropské projekty V2G.....	41
5.1	Project Parker.....	41
5.1.1	Forsyning Frederiksberg (Dánsko).....	41
5.1.2	Závěry.....	42
5.2	Redispatch V2G (Německo).....	43
5.2.1	Závěry.....	44
5.3	Network Impact of Grid Integrated Vehicles (Velká Británie).....	45
5.3.1	Závěry.....	46
6	Současné bariéry využití V2G.....	47
6.1	Technologické.....	47
6.1.1	Degradace baterie.....	47
6.1.2	Energetická účinnost nabíjení a vybíjení.....	48
6.1.3	Rebound effect.....	49
6.2	Legislativní.....	50
6.2.1	Využití agregace a demand response.....	50
6.2.2	Využití baterií pro PpS.....	51
6.2.3	Certifikace zařízení V2G.....	51
6.2.4	Ochrana dat.....	52
6.3	Ekonomické.....	52
6.3.1	Cena baterií.....	52
6.3.2	Vývoj ceny elektřiny.....	53
6.3.3	Nastavení daňového systému.....	54
6.4	Sociální.....	55



6.4.1	Skeptické přijímání elektromobilů .....	55
6.4.2	Motivace pro využívání V2G a chování uživatelů .....	56
7	Ocenění V2G .....	59
7.1	Popis výpočetního modelu .....	59
7.2	Analýza nákladů na poskytování V2G .....	59
7.2.1	Náklady na technologie V2G .....	59
7.2.2	Ocenění degradace baterie .....	60
7.2.3	Agregační poplatky .....	63
7.3	Výnosy z poskytování energie V2G .....	63
7.3.1	Výnosy z poskytování FCP .....	64
7.3.2	Výnosy z poskytování aFRP .....	65
8	Shrnutí výsledků výpočtů a citlivostní analýza .....	69
8.1	Určení diskontní sazby .....	69
8.2	Ekonomická analýza poskytování FCP .....	69
8.2.1	Varianta A .....	69
8.2.2	Varianta B .....	71
8.3	Ekonomická analýza poskytování aFRP .....	72
8.3.1	Varianta A .....	72
8.3.2	Varianta B .....	73
8.4	Shrnutí výsledků a citlivostní analýza výsledků .....	74
9	Závěr .....	77
10	Bibliografie .....	79



# 1 Úvod

---

V posledních letech dochází ke stupňování tlaku na nahrazování konvenčních zdrojů energie zdroji obnovitelnými. Obnovitelné zdroje, zejména potom větrné a solární elektrárny, se vyznačují vysokou mírou fluktuace výroby, čímž zvyšují potřebu zajištění kapacity pro vyrovnávání elektrizační soustavy. Podpůrné služby umožňující vyrovnávání rozdílů mezi odběrem a výrobou elektřiny byly přitom ještě donedávna zajišťovány výhradně pomocí konvenčních zdrojů. S aktualizací kodexu přenosové soustavy došlo v dubnu roku 2019 k částečnému otevření trhu s podpůrnými službami také pro bateriová úložiště, i když zatím pouze v rámci fiktivních bloků s turbogenerátorem.

Právě zvýšení akumulačních schopností elektrizační soustavy se nabízí jako možné řešení nepravidelné výroby alternativních zdrojů. Z toho důvodu je i v České republice testována řada velkých bateriových úložišť s kapacitou převyšující 1 MWh. Skrytý potenciál v tomto ohledu představuje tzv. flexibilita koncových zákazníků neboli změna jimi spotřebované, vyráběné či akumulované energie. Vedle domácích stacionárních baterií přitom s každým rokem narůstá kapacita dalších akumulačních zařízení, a to baterií elektrických vozidel.

Tato diplomová práce se zabývá analýzou možností využití akumulačních schopností elektromobilů pro potřeby elektrizační soustavy, zejména potom výše zmíněných podpůrných služeb. Vychází z řady již ukončených i stále probíhajících zahraničních projektů a zaměřuje se na pojmenování konkrétních legislativních, technických i ekonomických limitů bránících širšímu využití bateriových elektrických vozidel v české elektrizační soustavě.



## 2 Elektrická vozidla a jejich vliv na elektrizační soustavu

Automobilový průmysl prochází v současné době významnými změnami, výrazně akcelerovanými neustále rostoucí automobilizací, zhoršujícím se ovzduším některých měst i emisními skandály automobilek. Řada světových ekonomik v čele s USA, Čínou a Evropskou unií podniká kroky vedoucí ke snižování emisí v energetice i průmyslu. Z jejich postoje vyplývá mimo jiné tlak Evropské unie na zpřísnění emisních norem pro nová vozidla.

Na základě nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 443/2009 tak musí do roku 2021 klesnout průměrné emise modelů evropských automobilek pod hodnotu 95 g CO<sub>2</sub>/km. Ještě v roce 2016 byla hodnota emisí 117,8 g/km, což odpovídá spotřebě benzínu 5 litrů/100 km respektive 4,4 litru nafty/100 km. Jedním z ekologicky šetrnějších paliv je například LNG, jehož emisní hodnoty CO<sub>2</sub> při spotřebě 5 litrů/100 km odpovídají cca 83 g/km. K tomu, aby se automobiloví výrobci dostali pod zmíněnou hranici 95 g CO<sub>2</sub>/km, tedy musí do flotily nabízených vozů zařadit elektromobily, které mají dle evropských norem nulové emise. (1)

Nutno zdůraznit, že uvedené hodnoty se týkají přímých emisí automobilů. Rozšíření elektromobilů sice umožňuje přesun těchto emisí mimo obydlené oblasti, kde je automobilová doprava významným zdrojem smogu a dalšího znečištění (např. prachové částice výfukových plynů), avšak skutečná výše jejich emisí odpovídá emisím zdroje elektřiny využívané pro nabíjení. Dle vyhlášky č. 480/2012 Sb., o energetickém auditu odpovídá hodnota emisí CO<sub>2</sub> spotřebované elektrické energie v ČR 1,012 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Při průměrné spotřebě elektromobilu 18,5 kWh/100 km se tedy dostáváme na hodnotu 187 g CO<sub>2</sub>/km, což je téměř dvojnásobek hranice stanovené Evropskou unií. Naopak severské země se díky vysokému zastoupení obnovitelných zdrojů v energetickém mixu dostávají pod hranici 80 g CO<sub>2</sub>/km.

Velká část výrobců automobilů z důvodu hrozby vysokých pokut přichází se svým konceptem elektrických vozů nebo dalšími opatřeními, které jim umožní splnit emisní limity. Například automobilka Fiat Chrysler Automobiles (FCA) podepsala začátkem roku 2019 smlouvu s americkou společností Tesla o zařazení jejich vozů do své flotily. (2)

### 2.1 Technologie elektrických vozidel

V současné době lze na trhu nalézt tři hlavní technologie elektrických vozidel, lišící se technickými specifikacemi i způsobem provozu:

1. Elektrická vozidla s palivovými články (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicle);
2. Bateriové elektrické vozidlo (BEV – Battery Electric Vehicle);
3. Plug-in hybridní elektrické vozidlo (PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle).

### 2.1.1 FCEV

Prvním zmíněným typem elektrických vozidel je Fuel Cell Electric Vehicle, automobil využívající k pohonu elektromotoru systém palivových článků na bázi vodíku. Vzhledem ke stále nízkému stupni vývoje těchto technologií tvoří tyto vozy v současnosti pouze nepatrnou část z celkového počtu elektromobilů a lze předpokládat, že se do roku 2030 jejich role nijak významně nezmění. Za tímto horizontem je nicméně předpokládáno jejich širší rozšíření, především díky delší dojezdové vzdálenosti a praktičtějšímu způsobu provozu, který je z uživatelského hlediska podobnější vozidlům se spalovacími motory než například u bateriových elektromobilů. (3)

### 2.1.2 BEV

Bateriové elektromobily jsou čistě elektrická vozidla, jejichž pohon využívá jako zdroj energie systémy baterií. Tyto vozy neobsahují žádnou formu konvenčního spalovacího motoru, ani pro potřeby dobíjení elektrického akumulátoru. Jediným zdrojem energie je tedy elektřina, která představuje nulové přímé lokální emise CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>x</sub> či dalších znečišťujících látek.

Nespornou výhodou bateriových elektrických vozidel je jednoduchost konstrukce. Spalovací motory využívají k chodu přímočarý pohyb jednotlivých pístů, který je následně pomocí klikového hřídele převáděn na pohyb rotační. Elektromotory jsou naopak založeny přímo na rotačním pohybu, což výrazně snižuje mechanické a tepelné ztráty motoru a zajišťuje vyšší účinnost. Pohon bateriových elektrických vozidel je zajišťován pomocí tří hlavních částí – bateriového systému, řídicí jednotky a elektromotoru. (4)

Mezi hlavní technické limity bateriových elektrických vozů patří v současné době zejména dojezdové vzdálenosti, jejíž hodnoty jsou závislé hlavně na výkonu motoru a kapacitě baterie. S ohledem na současně využívané technologie se jedná o hodnotu okolo 300 km, u prémiových vozů již v současné době maximální dojezd atakuje 500 km hranici.

	Základní cena [Kč]	Kapacita baterie [kWh]	Spotřeba [kWh/100 km]	Dojezd [km]
Aixam E	480 000	14	13,46	130
Volkswagen w-Up!	639 900	15	12	160
Nissan Leaf	850 000	40	18,5	378
Kia Soul EV	869 980	30	14	250
Hyundai Ioniq Electric	879 990	28	11,5	280
Volkswagen e-Golf	969 900	30	13	300
BMW i3	1 008 800	33	14	235-300
Tesla Model 3	1 100 000	75/100	18,8	345-499
Jaguar i-Pace	2 039 092	90	17,75	480
Tesla Model S	2 800 000	75/100	24	466
Tesla Model X	3 480 000	75/100	21	475

Tab. 1: Trh s elektromobily v ČR v roce 2018 (Zdroj Alza.cz + stránky výrobců)

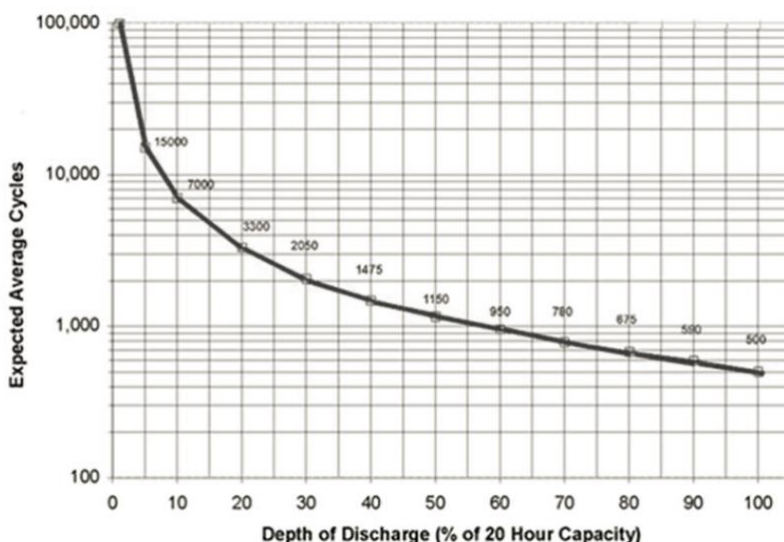
Jak vyplývá z Tab. 1, dalším nezanedbatelným problémem elektromobility je cena. Typickým příkladem je Volkswagen Golf – automobil, který je vedle elektrické verze k dispozici také s několika druhy spalovacího motoru. Benzinová verze je k dispozici od 433 tisíc korun, dieselová verze od 549 tisíc korun a od 585 tisíc korun verze s pohonem na CNG. V bateriové verzi se přitom základní cena pohybuje těsně pod hranicí jednoho milionu Kč. (5)

### 2.1.3 PHEV

Hybridní elektrická vozidla (HEV) v principu využívají pro svůj provoz kombinaci elektromotoru s konvenčním motorem s vnitřním spalováním. Elektromotor bývá obvykle využíván pro nízké rychlosti, zejména tedy při provozu v městském provozu. Při vyšších rychlostech dojde k vyřazení elektromotoru a pohon vozidla zajišťuje spalovací motor, který pomocí alternátoru zároveň dobíjí bateriový systém. Speciálním typem hybridních vozidel jsou tzv. PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle), umožňující externí nabíjení baterií. Spalovací motor v případě PHEV zároveň pracuje jako záloha pro případ vybití baterií, což výrazně zvyšuje dojezd automobilu. Nejprodávanějšími Plug-in hybridními vozidly na evropském trhu v roce 2017 byly BMW i3 a Mitsubishi Outlander PHEV. (3) (6)

## 2.2 Baterie elektrických vozidel

Nejrozšířenější technologií akumulátorů jsou Lithium-iontové baterie. Již v roce 2009 pokrývala produkce Li-ion baterií cca 37 % trhu (7) s akumulacími systémy a jejich vlastností je využíváno v řadě elektrotechnických i energetických odvětvích včetně elektromobility. Z důvodu vysoké účinnosti, několikanásobně delší životnosti a snižující se ceny postupně vytlačují různé typy Lithium-iontových akumulátorů starší technologie, jako např. olověné akumulátory. Dá se proto očekávat, že podíl prodeje Li-ion baterií bude dále narůstat.



Obr. 1: Závislost životnosti baterie na průměrné hloubce vybití (7)

V elektromobilním průmyslu je využíváno několik typů baterií s rozdílnými parametry a technickými vlastnostmi. Hlavními parametry, ovlivňující funkčnost těchto baterií, je energetická hustota, životnost baterie a tzv. C-faktor. Životnost baterie je významně ovlivňována průměrnou hloubkou vybití (DoD – Depth of Discharge). Příklad degradace baterie v závislosti na hloubce vybití je zobrazen na Obr. 1. (8)

Doba vybití/nabití baterie	C-faktor
12 min	5C
30 min	2C
1 h	1C
2 h	0,5C
5 h	0,2C

Dalším parametrem je nabíjecí, resp. vybíjecí faktor baterie (C-faktor). C-faktor nabíjení/vybíjení vyjadřuje poměr využívaného výkonu (MW) a nominální kapacity baterie (MWh). Při nabíjení 20 kWh baterie pomocí 10 kW nabíjecí stanice je tedy dosahováno maximálně hodnoty 0,5C.

Přehled vlastností baterií využívaných v elektrických vozidlech je zobrazen v následující tabulce:

		LMO	NCA	NMC	LFP	LTO
		LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiNiCoAlO <sub>2</sub>	LiNiMnCoO <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>
<b>Napětí článku</b>	<b>V</b>	3.70 (3.0–4.2)	3.6 (3.0-4.2)	3.60 (3.0–4.2)	3,2	2,4 (1,8-2,8)
<b>Energetická hustota</b>	<b>Wh/kg</b>	100–150	200-260	150–220	90–120	80
<b>C-faktor nabíjení</b>	-	0.7–1 (max. 3)	0.7 (max. 3)	0.7–1	1	> 1 (max. 5)
<b>C-faktor vybíjení</b>	-	1 (max. 10)	1	1 (max. 2)	1 (max. 25)	10
<b>Životnost (při DoD &gt;90 %)</b>	<b>cykly</b>	1 000 - 2 000	1 000 - 1 500	1 500 - 2 000	2 000	<12 000
<b>Termální destrukce</b>	<b>°C</b>	250	150	210	270	velmi vysoká odolnost
<b>Využití v elektromobilech</b>	-	Renault	Tesla	Nissan, Chevrolet, BMW	mobilní i stacionární použití	Honda
<b>Klady</b>	-	Vysoký výkon, kombinované s NMC ke zlepšení výkonnosti	dobrá výkonnost životnost	Vysoká kapacita a vysoký výkon (podíl na trhu se zvyšuje)	Relativně „tvrdé“ vybíjení – nízký pokles napětí, bezpečnější (nehořlavé)	výborná bezpečnost a zatížitelnost
<b>Zápory</b>	-	menší kapacita	nižší bezpečnost a vysoká cena		Nízká kapacita, Zvýšené samovybití	Nízká energetická hustota
<b>Cena článků</b>	<b>USD/Wh</b>	0,4-0,6	0,5-1,5	0,5-0,9	0,3-0,6	1,0-1,7

Tab. 2: Srovnání vlastností jednotlivých typů Li-ion baterií (9)



## 2.3 Predikce rozvoje elektromobility

### 2.3.1 Rozvoj elektromobility v Evropě a ve světě

Na základě důvodů popsaných v úvodu kapitoly 2 je řada evropských výrobců automobilů nucena podnikat kroky vedoucí k podpoře prodeje elektromobilů. Postupné snižování ceny elektrických vozidel společně s modernizací technologií a zlepšováním rozhodujících parametrů (zejména dojezdu), zvyšuje popularitu elektromobility. Rostoucí prodeje elektromobilů následně umožňují zvyšování investic do odpovídající infrastruktury. Řada zemí přichází s ambiciózními plány, odhadujícími počet elektromobilů a hustotu sítí nabíjecích stanic.

Země	2018	cíl na 2020	plnění
Německo	178 293	1 000 000	18 %
Francie	165 891	960 000	17 %
Velká Británie	168 630	396 000	43 %
Nizozemsko	140 611	140 000	100 %
Belgie	41 539	86 641	48 %
Rakousko	26 667	64 000	42 %
Maďarsko	3 343	21 200	16 %
Slovensko	1 207	10 000	12 %
Česká republika	2 771	17 000	16 %

Tab. 3: Plnění cílů evropských zemí v oblasti rozvoje elektromobility (10) (11)

Nutno zmínit, že řada zemí s více než 40% zastoupením elektromobilů na trhu nabízí poměrně širokou škálu podpor a benefitů pro jejich majitele. Velká Británie například v roce 2011 zavedla dotace na pořízení tzv. nízkoemisních vozidel. Jejich výše je v současné době 3 500 GBP. K tomu nabízí řadu dalších podpor jako jsou daňové úlevy, či místních benefitů (parkování zdarma, umožnění vjezdu do centra Londýna apod.). Obdobné podmínky podpory nabízí také Rakousko (rozšířené o vozidla s emisemi do 90 g CO<sub>2</sub>/km). Belgie nabízí řadu daňových úlev – výrazné snížení daní za registraci a vlastnictví vozidla a možnosti odečtu až 75 % daně z nákladů na nabíjení vozidel. Ve Francii je možné získat podporu na nákup elektromobilu ve výši až 6 000 EUR, ke kterým lze připočítat až 4 000 EUR při likvidaci dieselového automobilu vyrobeného před rokem 2006. Přestože Francie patří mezi země s nejširší flotilou elektromobilů v Evropě, ambiciózní plány čítající téměř milion elektrických vozidel do roku 2020 se obdobně jako v Německu nedaří plnit. (11)

Naproti tomu Norsko se rozhodlo pro kombinaci přímých a nepřímých podpor rozvoje elektromobility. Vedle možnosti odpočtu DPH při koupi elektromobilu (standardní sazba v Norsku je 25 %) (12) jsou elektromobily osvobozeny od platby mýtného a mohou zdarma využívat většinu veřejných nabíjecích stanic. Provozovatelé elektromobilů mohou navíc zdarma parkovat ve městech či neomezeně používat pruh vyhrazený autobusům. Nepřímou podporou elektromobility v Norsku je zavedení pravidla PPP (Polluter Pays Principle – „znečišťovatel platí“), kdy jsou zavedeny poplatky pro provozovatele vysokoemisních vozidel. V řadě případů tak cena

konvenčního vozu přesahuje cenu elektromobilu, čemuž odpovídá i poměr prodejů – začátkem roku 2019 vzrostl prodej nových elektromobilů na 58,4 % z celkového počtu prodaných vozů. (13) (14)

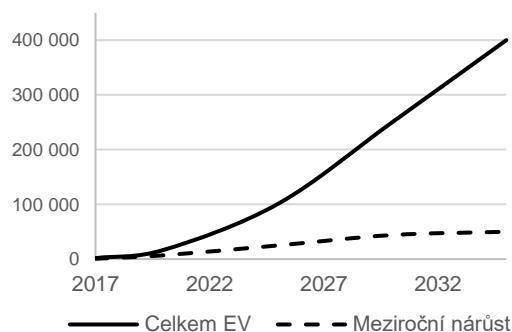
## 2.4 Elektromobilita v ČR

Jak bylo nastíněno v předchozí kapitole, podíl elektrických vozidel v celkovém objemu prodaných automobilů celosvětově narůstá a Česká republika není výjimkou. Lze očekávat, že rostoucí spotřeba energie na provoz elektromobilů bude v budoucnu ovlivňovat diagram tuzemské netto spotřeby elektrické energie.

Klíčovým faktorem pro rozšíření elektrických vozidel je dostatečný rozvoj dobíjecí infrastruktury. Poměrně nízké dojezdové vzdálenosti, v kombinaci právě s nedostatečným počtem nabíjecích stanic jsou označovány za hlavní limit současného trhu s elektromobily. V současné době se v České republice nachází cca 360 veřejných dobíjecích stanic, což znamená více než sedminásobný nárůst od roku 2013. Přesto dobíjení z veřejných stanic v současné době tvoří pouze necelých 20 % všech nabití elektromobilů, což je znakem jejich stále poměrně nízké geografické hustoty. Jako ukázka hustoty současné infrastruktury pro elektromobilitu se nabízí srovnání s počtem veřejných čerpacích stanic, kterých bylo dle ČTK ke konci roku 2017 k dispozici 3940, tedy cca desetkrát více než je množství nabíjecích bodů. Čerpací stanice je navíc schopna obsloužit několikanásobně více automobilů než nabíjecí bod.

Budoucím rozvojem elektromobility v České republice se zabývá Národní akční plán čisté mobility (NAP ČM) z roku 2015. Odhadovaný vývoj počtu elektrických vozidel do roku 2035 je následující (15):

	BEV	PHEV	Celkem	Meziroční nárůst
2017	1 154	581	1 735	630
2020	6 000	11 000	17 000	7 000
2025	35 000	66 000	101 000	25 000
2030	250 000		250 000	44 000
2035	400 000		400 000	50 000



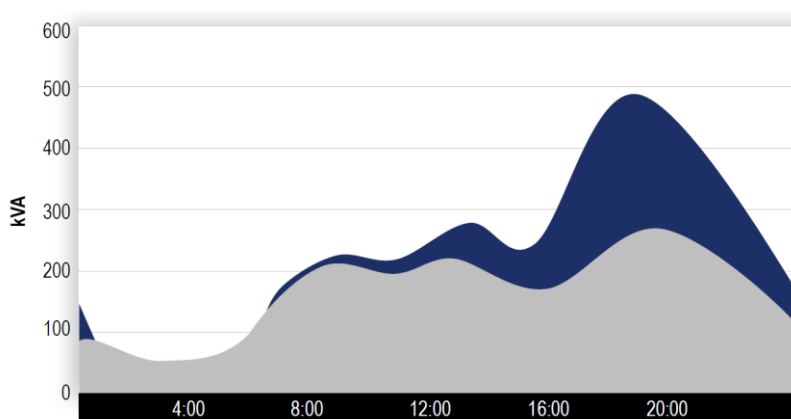
Tab. 4: Očekávaný průběh počtu elektromobilů v ČR (15)

V České republice probíhá řada dotačních programů, zaměřených na pořízení elektromobilů pro firmy a úřady. Na rozdíl od zemí s rychlým nárůstem počtu elektromobilů, jako je Norsko, Německo či Spojené království, však v současnosti neexistuje systém podpory elektromobility pro fyzické osoby. Z vyjádření vlády počátkem roku 2019 navíc vyplývá, že se žádné rozšíření dotací neplánuje. V současnosti tak hlavní výhodou elektromobilu zůstává zejména parkování na tzv. modrých zónách. V blízké době by měla odpadnout nutnost zakoupení dálniční známky pro elektrická vozidla a automobily s dalšími alternativními pohony.

## 2.5 Vliv elektromobility na elektrizační soustavu

S nárůstem počtu elektromobilů lze předpokládat zvýšení zatížení elektrických sítí. V rámci řady predikcí se objevují rizika spojená s nárazovým nadměrným zatížením během nejméně frekventovanějších nabíjecích časů. Dle studie společnosti PRE, a.s. (16) představuje riziko spíše udržení stability sítě v těchto časech nežli množství celkově spotřebované energie k dobíjení. Rozšíření počtu elektromobilů dle NAP CM (viz Tab. 1) by zaznamenala nárůst tuzemské netto spotřeby v řádu pouhých jednotek procent.

Očekávanou hlavní kategorií spotřebitelů využívajících elektromobily budou zejména domácnosti v okolí velkých měst, kde je dostatečný počet veřejných nabíjecích bodů a menší nároky na maximální dojezd vozidla. Jak vyplývá ze studie, (17) cca 95 % nabíjení probíhá skrze domácí nabíječky, případně v zaměstnání. Část nabíjení by tedy probíhala již v době od 7. – 8. hodiny ránní. V případě neřízeného nabíjení by potom výkonová špička v důsledku domácího nabíjení začínala cca kolem druhé hodiny odpoledne při příjezdu části uživatelů elektromobilů ze zaměstnání. Svého maxima by dosahovala při maximálním počtu připojených vozidel, tj. kolem sedmé až osmé hodiny večer. V době denního maxima soustavy by tedy špička zatížení vlivem nabíjení elektromobilů ještě výrazně vzrostla (viz Obr. 2)



Obr. 2: Vliv neřízeného nabíjení na zatížení elektrizační soustavy (16)

Lze proto očekávat, že se v případě navýšení podílu elektromobilů bude postupně prosazovat model chytrého nabíjení neboli smart charging. V případě vhodného nastavení pravidel umožní chytré nabíjení přesunutí maxima nabíjecího diagramu mimo večerní špičku zatížení soustavy. Maximální odběr nabíjecího výkonu by v tomto případě pravděpodobně probíhal v nočních hodinách, tj. v době minima soustavy.

Rozšíření chytrého nabíjení bude vyžadovat řadu změn – jak technologických, tak i obchodních. Pro samotné spínání nabíjecích časů by bylo v principu možné využít existující systém HDO. Jeho využití však naráží na řadu omezení. Lze proto předpokládat rozvoj nových obchodních modelů, založených na chytrém měření a využívajících větší provázanost výroby se stranou spotřeby elektrické energie.



## 3 Obchodní modely využití elektromobility

---

### 3.1 Rozvoj nových trendů

S rozvojem decentrálních zdrojů, elektromobility a dalších technologií, které umožňují vyšší provázanost výroby a spotřeby, je třeba změnit legislativu způsobem, který zajistí jejich plné využití. Pro jejich rozšíření je nezbytné, aby přinášely benefity jak pro podnikatelské subjekty, tak i domácnosti. Současné kroky Evropské unie, stejně jako řady energetických regulačních orgánů naznačují snahu zajistit rovné podmínky pro tradiční zdroje s dodávkou do sítě ze strany zákazníků. S ohledem na tyto změny jsou v rámci energetického trhu definovány nové služby, jako je agregace, flexibilita či odezva spotřeby (demand response).

#### 3.1.1 Flexibilita

Tzv. flexibilitou je v tomto případě myšlena schopnost elektrických zařízení měnit v reakci na cenové signály množství vyráběné, spotřebované nebo akumulované energie v daném časovém intervalu oproti předpokládaným diagramům. Již z principu flexibility vyplývají možnosti jejího využití pro podpůrné služby, vyrovnávání energie na trzích s elektřinou nebo např. krytí odchylek jednotlivých subjektů zúčtování. (18)

#### 3.1.2 Demand response

Demand response (DR), neboli odezva strany spotřeby je definována jako změna využití elektrické energie koncových zákazníků v závislosti na cenových či jiných pobídkách. V řadě zemí, jako je např. Francie či Velká Británie, je umožněno obchodování energie z DR na krátkodobých trzích či její využití pro podpůrné služby. Klíčovým subjektem na trhu s demand response je agregátor. (19)

#### 3.1.3 Agregace

Agregátor je definován jako účastník trhu, agregující flexibilitu od většího množství poskytovatelů (průmyslových, komerčních či koncových zákazníků) za účelem prodeje, nákupu nebo dražby na jakémkoli organizovaném trhu s energií. Na základě smluvních vztahů agregátor aktivuje flexibilitu umožňující snižování špiček zatížení či přesunu spotřeby v čase. Za agregátora není považován provozovatel přenosové či distribuční soustavy. Dle vztahu k odpovědnosti za odchylku rozdělujeme agregátory na:

- a) **Integrovaného**, který kombinuje roli agregátora a subjektu zúčtování. V tomto případě tedy agregátor zároveň přebírá odpovědnost za odchylku poskytovatelů flexibility (v případě flexibility z DR koncových zákazníků).
- b) **Nezávislého**, který není zodpovědný za odchylku poskytovatelů flexibility vyvolanou její aktivací. V tomto případě je agregátor zodpovědný pouze za vlastní odchylku, způsobenou případným nedodáním nasmlouvaného objemu energie na energetickém trhu. (20)

## 3.2 Obchodní modely v oblasti elektromobility

Jak bylo nastíněno v předchozích kapitolách, pro budoucí rozšíření elektromobility a zmírnění dopadů dobíjení bude nezbytné zavedení nových technologií, umožňujících řízené nabíjení a vybíjení elektromobilů. Zavedení takových technologií včetně chytrého měření mimo jiné povede k rozšíření nových obchodních modelů spotřeby elektřiny, a tedy i elektromobility. Vedle současné standardní dvoutarifní sazby lze očekávat rozvoj vícetarifních modelů, rozšíření počtu samovýrobců (prosumerů) či aktivního využití baterií samotných elektromobilů.

### 3.2.1 Standardní spotřeba ve dvoutarifní sazbě (Současný stav)

Jednou z hlavních výhod tohoto teoretického modelu je maximální využití současné infrastruktury, zejména potom systému hromadného dálkového ovládání (HDO). HDO je systém dálkového ovládání spotřebičů, plošně používaný od 70. let minulého století. Jedná se o pulsní signál, který je vyslán prostřednictvím superpozice vysokého kmitočtu a kmitočtu sítě. V praxi umožňuje spínání, či vypínání spotřebičů na povel centrály, či přepínání vysokého a nízkého tarifu, čímž umožňuje řízení spotřeby elektřiny. (21)

Již z principu samotného HDO je však patrné, že možnosti řízení spotřeby, stejně jako využití flexibility baterií elektromobilů, jsou v tomto případě výrazně omezené. Mezi hlavní nedostatky systému HDO patří omezený počet kódů a minimální otevřenost vůči třetím stranám (spravuje PDS). V případě plošného rozšíření elektromobility je tak znemožněno individuální řízení většího počtu nabíjecích bodů. Jelikož je HDO v současné podobě spravováno distribučními společnostmi, další překážky by znamenala nemožnost přímého řízení nabíjení či dalších požadavků ze strany agregátorů.

Tento stav v praxi znamená spínání dle předem smlouveného harmonogramu (vysoký/nízký tarif), od kterého se odvíjí výsledná cena elektřiny. Současné tarify určené pro majitele elektrických vozidel (C27d, D27d) mají dobu nízkého tarifu stanovenou na minimálně 8 hodin. Konkrétní časové rozpětí přitom zůstává v gesci konkrétního distributora. Využitelnost standardních dvoutarifních sazeb pro snižování špičky zatížení, způsobené společným nabíjením velkého počtu elektromobilů, je proto značně omezena.

### 3.2.2 Proměnné tarify

Na rozdíl od standardní dvoutarifní sazby umožňuje systém proměnlivých tarifů přesněji reagovat na konkrétní poměry v síti. Na základě cenových signálů umožňuje snižovat náklady na nabíjení elektromobilů koncových zákazníků i provozovatelů sítí na vyrovnávání elektrizační soustavy. Nevýhodou časově proměnných tarifů je bezesporu jejich úzká provázanost s využitím chytrého měření.

#### a) Real-time pricing (RTP)

Princip RTP je založen na fluktuacích ceny silové elektřiny na velkoobchodních trzích. Ty následně ovlivňují cenu elektřiny pro koncové zákazníky. Real-time pricing však naráží na řadu

problémů, zejména potom nemožnost plánování spotřeby zákazníků a vysokou volatilitu velkoobchodních cen, která může negativně ovlivňovat celkové náklady na elektřinu. Tyto problémy lze částečně eliminovat rozdělením spotřeby na jednotlivé složky – základní spotřebu s využitím fixní ceny elektřiny a špičkovou spotřebu, účtovanou dle pravidel RTP. V případě nabíjení elektrických vozidel, které lze často odložit, se tento model jeví pro koncové zákazníky jako výhodný. Nastavení maximální ceny nabíjecí energie umožní přesunutí nabíjení mimo špičkové zatížení s vyšší cenou elektřiny. Případná shoda ceny velkého množství zákazníků by však mohla způsobit vznik nových špiček zatížení v jiných částech dne.

b) Time of use tariffs (TOU)

Model TOU využívá, jak již název napovídá, proměnlivou cenu elektrické energie závislou na denním, týdenním či ročním průběhu spotřeby. Na rozdíl od real-time pricing využívá model TOU dlouhé časové prodlevy mezi oznámením příslušných cen a spotřebou elektřiny v danou hodinu. Zpravidla je využíváno několik předdefinovaných cenových sazeb pro jednotlivé spotřební intervaly – tzv. on-peak a off-peak tariffs, což umožňuje snadné plánování rozvrhu zatížení včetně nabíjení elektrických vozů. Shodné sepnutí přednastaveného tarifu pro velké množství nabíjecích bodů však může způsobit skokové zvýšení zatížení soustavy.

c) Critical Peak Pricing (CPP)

Critical Peak Pricing je speciální typ TOU tarifu, založený na principu demand response, kdy má dodavatel elektřiny možnost zvýšení ceny elektřiny v době denních špiček odběru. Denní doba zvýšení cen zpravidla bývá jednotná pro celý konkrétní region, přesto využití chytrých elektroměrů umožňuje využití odlišného času spínání pro jednotlivé části distribuční soustavy. Hlavní nevýhodou tohoto modelu je omezený počet hodin v průběhu roku, kdy mohou dodavatelé elektřiny špičkové ceny využít. Z pohledu elektrických vozidel je tento model výhodný jak pro provozovatele elektromobilů, jejichž nabíjení nebude probíhat v hodinách maximální ceny elektřiny, tak i provozovatele sítí, kdy se velká část spotřeby elektromobilů přesune mimo denní špičky zatížení. (22)

### 3.2.3 Využití elektromobilu v kombinaci s mikrozdrojem či domácí baterií

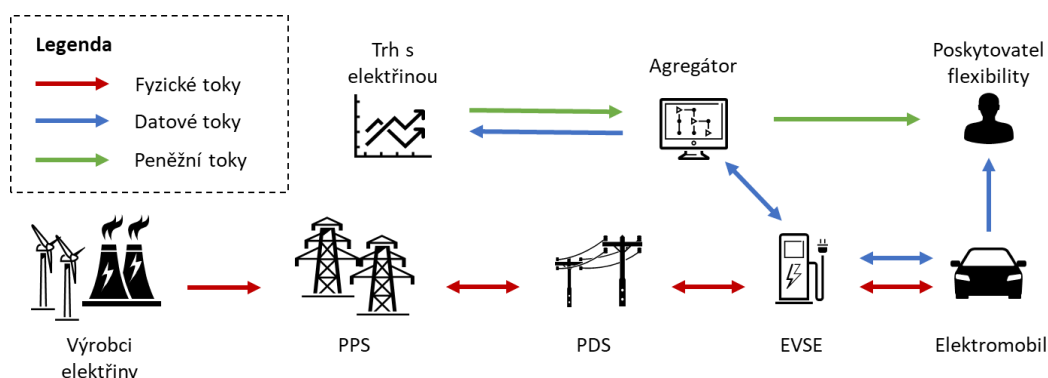
Existence domácího zdroje energie, případně malé akumulace umožňuje koncovým zákazníkům snižovat závislost na dodávce elektrické energie ze soustavy i výši nákladů za spotřebovanou energii. Systém, který využívá baterii elektromobilu obdobným způsobem jako domácí akumulační systém, se nazývá V2H (Vehicle-to-Home). (23)

Připojená baterie elektromobilu umožňuje akumulovat přebytky výroby ze solárních panelů, které lze následně využívat pro klasickou jízdu, nebo zpětně pro krytí domácí spotřeby pomocí obousměrné nabíjecí stanice. Tento systém však naráží na fakt, že většina automobilů se mezi 10. a 16. hodinou, tedy v době s nejvyšší výrobou solárních elektráren, nachází mimo domov. Problém domácností, využívající automobil pro cestování do zaměstnání, by řešil systém v kombinaci se stacionárním úložištěm energie.

S vlastním řešením přichází společnost Tesla, nabízející kompletní systém od nabíjení, po akumulaci a využití elektřiny vedle domácí spotřeby i pro nabíjení elektromobilu. Využití domácí akumulace umožňuje rychlejší nabíjení a snižuje potřebu energie ze soustavy v době denních špiček. Ekonomická návratnost takovýchto projektů závisí na řadě faktorů – vedle ceny použitých technologií je to převážně ekonomika výroby domácích solárních panelů. V případě zavedení proměnných tarifů (viz výše), které by znamenaly zvýšení ceny špičkové elektřiny, lze očekávat zvýšení návratnosti právě projektů, kombinujících využití elektromobilu a domácí akumulace. (24)

### 3.2.4 V2G (Vehicle to Grid)

Myšlenka konceptu V2G vychází z předpokladu, že většina automobilů je více než 90 % času zaparkovaných, což umožňuje jejich další využití pro jiné účely. Jednou z možností je např. využití baterie pro potřeby provozovatele soustavy neboli poskytování flexibility. (25)



Obr. 3: Základní schéma obchodního modelu V2G

Obchodní model V2G je založen na systémovém řízení spotřeby elektromobilů s možností obousměrného toku energie za základě povelů řídicího systému (viz Obr. 3). Oním řídicím prvkem bývá zpravidla agregátor. Na rozdíl od klasických BESS závisí velikost upotřebitelné kapacity na počtu připojených automobilů. Využití tohoto obchodního modelu je závislé na rozvoji standardů V2G, umožňujících komunikaci mezi agregátorem a poskytovatelem flexibility, případně technologií pro odhad disponibilního výkonu, který může být nabízen na energetických trzích.



## 4 Standardy a využití V2G

---

### 4.1 Technologie V2G

K zavedení modelu Vehicle-to-grid pro komerční použití je nezbytný rozvoj technologií, umožňující připojení elektromobilu a komunikaci mezi zainteresovanými subjekty. Základním prvkem ovlivňujícím podobu a rozšíření V2G je podpora nabíjecích standardů. (26)

#### 4.1.1 Elektromobily vhodné pro V2G

V současnosti je trh s elektromobily umožňujícími využití pro V2G stále poměrně omezený. V rámci prvních pilotních projektů byly využívány automobily převážně asijských výrobců – PHEV automobil Mitsubishi Outlander a BEV Mitsubishi iMiev, Nissan Leaf, Nissan e-NV200 nebo Kia Soul Electric. Později se portfolio vozů rozšířilo o Peugeot iOn, Citroen C-ZERO a Renault Zoe. Velikost baterií těchto vozů se pohybuje v rozmezí od cca 20 kWh do 40 kWh. U hybridního vozu Mitsubishi Outlander je to pouhých 12 kWh. (27)

Funkci obousměrného nabíjení umožňovala také první generace automobilu Tesla Roadster. U následujících modelů však od možnosti V2G automobilka upustila. V polovině roku 2018 se objevila zpráva, že výkonný ředitel společnosti Elon Musk plánuje návrat k této funkci u budoucích modelů Tesla. Elektromobily Tesla se od předchozích zmíněných automobilů liší nejen cenou, ale především několikanásobně vyšší kapacitou baterie, která v kombinaci s pomalejší degradací baterie vykazuje poměrně větší potenciál pro ekonomickou efektivnost využití V2G. (28)

#### 4.1.2 Dobíjecí stanice

Nabíjecí stanice pro elektromobily jsou rozdělovány dle druhu – stejnosměrné (DC) a střídavé (AC), případně dle rychlosti nabíjení. Běžné („pomalé“) dobíjecí stanice jsou obvykle instalovány v domácnostech či veřejných parkovištích – obecně v místech, kde jsou automobily nabíjeny delší dobu. Jejich výkon se pohybuje v rozmezí cca 3 kW do 22 kW. Zpravidla se jedná o AC nabíječky, usměrňování bývá zajišťováno samotným elektromobilem pomocí integrovaného měniče.

Rychlé dobíjecí stanice tvoří páteřní síť nabíjecích stanic. Jsou určeny pro krátkodobé nabíjení zpravidla poblíž hlavních silničních tahů (čerpací stanice, odpočívadla atd.) či míst s krátkou dobou parkování (obchodní centra, supermarkety apod.). Výkon současných dobíjecích stanic se pohybuje kolem 50 kW. Vzhledem k trendu zvětšování kapacity baterií elektromobilů je v následujících letech očekáván rozvoj tzv. ultra-rychlých dobíjecích stanic s výkonem až 350 kW. Rychlé nabíjecí stanice na rozdíl od těch pomalých zpravidla obsahují napěťový měnič (tzv. DC nabíječky). (9)

Obousměrné nabíjecí stanice se dělí obdobným způsobem – stejnosměrné a střídavé, avšak v současné době jsou k dispozici výhradně „pomalé“ dobíjecí stanice s výkonem od 3 kW do cca 20 kW. Jedná se zejména o prototypy, využívané v pilotních projektech, které jsou zmíněny

v následujících kapitolách. Společnost Nuvve ve svých studiích uvádí tři výrobce obousměrných stanic – Společnosti ENEL, Hitach a Princeton Power Systems. (27)

Dle asociace CharIn, sdružující desítky automobilových výrobců, energetických společností a dalších firem, je komerční zařazení plně funkčních obousměrných nabíjecích stanic očekáváno kolem roku 2025. Pro umožnění integrace do elektrizační soustavy je zapotřebí vyřešení technických a legislativních bariér (viz kapitola 6). (29)

#### 4.1.3 Nabíjecí standardy

Pro nabíjení elektromobilů je používána řada konektorů (viz Obr. 4), jejich použití se liší v závislosti na parametrech nabíjecí stanice, značce elektromobilu a místem použití. Na území Evropy jsou k dispozici tři hlavní nabíjecí standardy – Mennekes, CHAdeMO a CCS. Mennekes je nabíjecí standard hojně využívaný pro AC nabíjení většiny nejrozšířenějších elektromobilů. Jako evropský standard je využíván Mennekes Typ 2, na rozdíl od USA, kde až na výjimky využíván Typ 1.



Obr. 4: Využívané nabíjecí standardy (30)

Pro rychlé nabíjení jsou na území Evropy využívány standardy CHAdeMO (DC). Konektor CCS Combo potom kombinuje možnosti AC a DC nabíjení. Jak je patrné z Obr. 4, tento konektor obsahuje dva velké piny pro stejnosměrné nabíjení a klasický konektor typu Mennekes pro nabíjení střídavé. (30)

Pro pilotní projekty byly využívány jak stejnosměrné, tak i střídavé nabíjecí stanice všech nabíjecích standardů. U níže popsaných projektů byl využíván systém CHAdeMO, avšak pro případné využití domácího nabíjení pro V2G lze předpokládat využití spíše levnějšího systému Mennekes. (27)

#### 4.1.4 Komunikační rozhraní

V rámci projektů V2G je využívána řada komunikačních rozhraní pro výměnu dat mezi jednotlivými subjekty – agregátorem, provozovatelem nabíjecí stanice, samotným elektromobilem

atd. Nejznámějšími standardy pro komunikaci mezi elektromobilem a nabíjecí stanicí jsou ISO 15118, SAE J2847 a CHAdeMO.

Prvním zveřejněným rozhraním byl evropský standard ISO 15118, který představil funkci tzv. Plug & Charge. Ta zajišťuje automatické rozpoznání a autorizaci elektromobilu po připojení k nabíjecí stanici, což řidiči usnadňuje manipulaci při nabíjení u veřejné nabíjecí stanice a ostatním zainteresovaným subjektům umožňuje výměnu dat o nabíjení i samotný proces finančního vyrovnání. Technické a bezpečnostní problémy, které se u něho objevily, však znamenaly zdržení vývoje, což umožnilo rozšíření dalších rozhraní, jako je americký standard SAE J2847 či nezávislý systém CHAdeMO.

Komunikační standard CHAdeMO umožňuje sledování řady užitečných informací jako např. úroveň nabití baterie elektromobilu. Je tedy využíván pro řadu v současnosti probíhajících pilotních projektů V2G. Nevýhodou je chybějící možnost identifikace připojeného automobilu, což snižuje bezpečnost systému V2G a poměrně vysoká cena. Vzhledem k tomu, že je standard CHAdeMO využíván výhradně pro vysokokapacitní nabíjecí stanice, nepředpokládá se jeho rozšíření do oblasti domácího nabíjení. Konkrétní podoba komunikačních standardů pro komerční využití se však bude v budoucnu dále měnit podle legislativních i uživatelských požadavků. (31)

## 4.2 Možnosti využití V2G

Jak bylo naznačeno v kapitole 3.2.4, flexibilitu baterií elektromobilů lze využívat pro potřeby provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribuční soustavy či obchodovat na krátkodobých energetických trzích. Konkrétní příklady možného využití jsou: (32)

1. Proces automatické regulace frekvence (FCP)
2. Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)
3. Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP)
4. Obchodování na krátkodobých trzích (day-ahead, intra-day)

Vedle zmíněných obchodních modelů lze vehicle-to-grid využít např. pro snížení emisí akumulací elektřiny z obnovitelných zdrojů a jejím pozdějším využitím apod.

### 4.2.1 Proces automatické regulace frekvence (FCP)

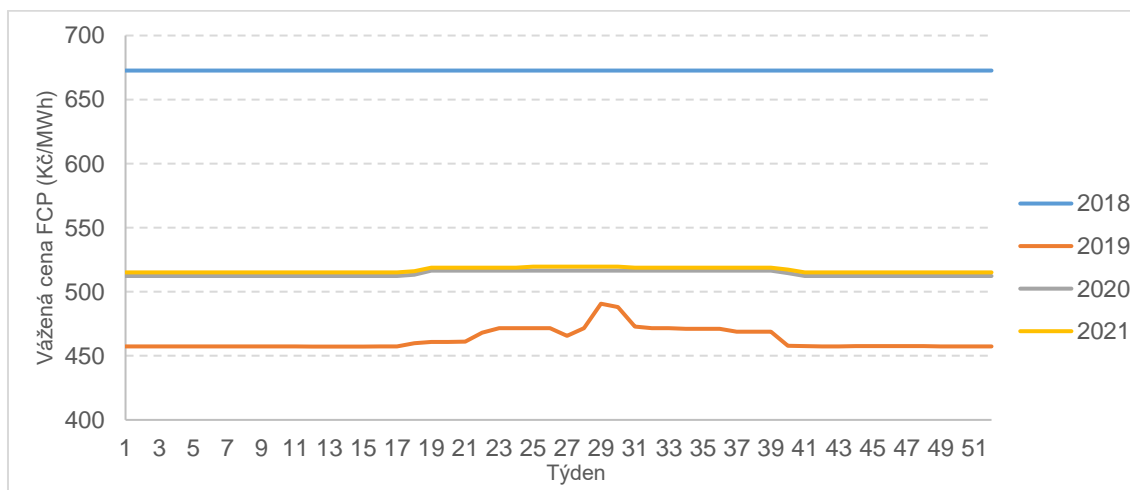
Proces automatické regulace frekvence, dříve známý pod názvem Primární regulace frekvence (PR), je lokální automatická funkce, spočívající v definované změně výkonu elektrárenského bloku dle velikosti odchylky frekvence soustavy od zadané hodnoty. FCP je zajišťován pomocí tzv. obvodů automatické regulace frekvence, přičemž pro požadavky regulace je trvale rezervována část výkonu bloku. Velikost zálohy závisí na technologických vlastnostech bloku a požadavcích PPS.

Pro případ potřeby musí poskytovatel FCP zajistit uvolnění požadované rezervované kapacity do 30 sekund. Minimální velikost nabízené rezervované kapacity v rámci výběrového řízení je 3 MW, přičemž nabízené produkty jsou symetrické (tj. zároveň +3/-3 MW).

Minimální doba aktivace	30 sekund
Min/Max poskytovaný výkon	3 MW/10 MW (pouze symetrické)
Princip aktivace	Pro-rata
Cena regulační energie	Není stanovena

Potřebná část rezervované kapacity je aktivována proporcionálně (tzv. Pro-rata), přičemž samotná cena za samotnou aktivaci není stanovena – jedinými výnosy za poskytování primární regulace je tedy platba za rezervaci. Z toho důvodu nejsou zveřejňované ani přesné statistiky aktivované energie pro FCP. Z rozdílu celkových výkonových odchylek a aktivace zbývajících typů podpůrných služeb, zveřejněných na serveru ENTSO-E, však vyplývá, že potřebná energie v roce 2018 byla cca 70 GWh. Při celkové rezervované kapacitě pro PR 618 GWh odpovídá podíl aktivované energie na celkové rezervaci 11,5 %.

V roce 2019 se trhu s FCP účastnilo celkem 11 poskytovatelů, přičemž největším z nich byla s téměř čtvrtinou rezervované kapacity společnost ALPIQ. Ceny rezervované kapacity pro poskytování primární regulace, resp. FCP dlouhodobě klesají. Se vstupem elektrárny Chvaletice na trh s podpůrnými službami poklesla průměrná cena rezervované kapacity z 822 Kč/MW.h v roce 2013 na hodnotu kolem 650 Kč/MW.h, kolem níž s mírnými výkyvy stagnovala až do roku 2018. V březnu 2018 bylo vypsáno první kolo výběrového řízení na poskytovatele FCP do roku 2021. Jak je patrné z Obr. 5, v rámci tohoto tendru došlo ke snížení průměrné ceny rezervace o cca 25 % na průměrnou hodnotu kolem 500 Kč/MW.h. (33) (9)



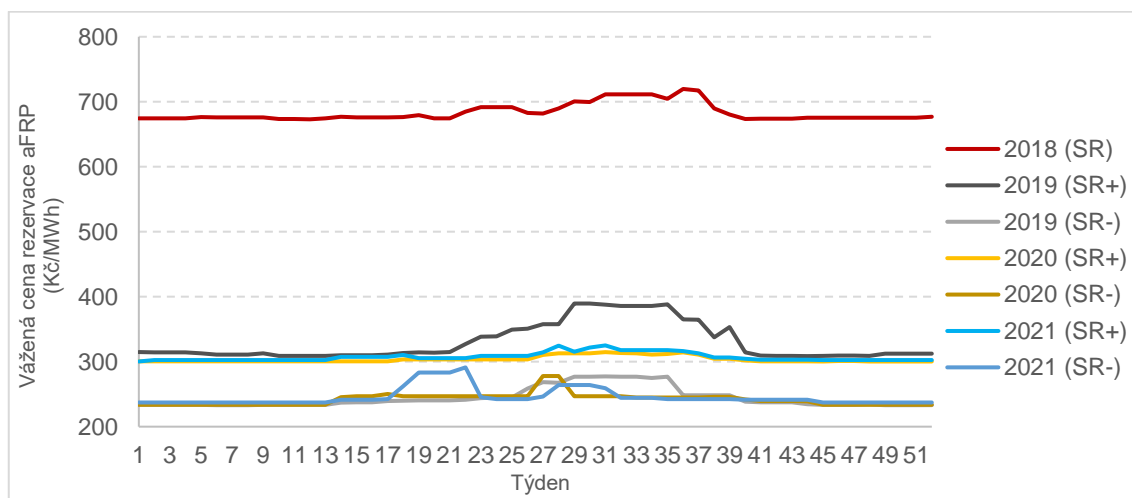
Obr. 5: Průběh vážených cen rezervované kapacity pro FCP (34)

#### 4.2.2 Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)

Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (dříve Sekundární regulace) spočívá ve změně hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku dle požadavků regulátora frekvence a salda předávaných výkonů. Kvalita aFRP jakožto služby je posuzována podle velikosti nabízené zálohy a rychlosti zatěžování bloku (minimální rychlost změny poskytování výkonu je 2 MW/min). Z důvodu omezení vlivu případného výpadku bloku je maximální hranice poskytované zálohy na 70 MW. Minimální velikost výkonové zálohy jednoho bloku (fyzického nebo fiktivního) je v současnosti stanovena na 10 MW.

Minimální doba aktivace	10 minut
Min/Max poskytovaný výkon	10 MW/70 MW (od r. 2019 i nesymetrické)
Princip aktivace	Pro-rata
Cena regulační energie	Stanovena regulátorem

Požadavek na uvolnění výkonu je poskytovatel aFRP povinen splnit nejpozději do 10 minut. Obdobně jako u FCP je aktivace bloků prováděna proporcionálně (Pro-rata). Na rozdíl od FCP však poskytovatel aFRP inkasuje platby nejen za rezervovanou kapacitu, ale také za poskytnutou energii. Výše této částky je stanovena Energetickým regulačním úřadem a v roce 2018 byla 2350 Kč pro kladnou regulaci a 1 Kč pro zápornou regulaci.



Obr. 6: Průběh vážených cen rezervované kapacity pro aFRP (34)

V roce 2019 se trhu s aFRP účastnilo 13 poskytovatelů, přičemž největším je elektrárna Počerady (18,4 %). Vedle změny názvu došlo k roku 2019, v rámci sjednocení evropských pravidel pro vyrovnávací služby, k zavedení nesymetrických produktů poskytování aFRP. Cena rezervované kapacity aFRP se od roku 2014 pohybovala kolem hranice 700 Kč/MW.h. Jak vyplývá z Obr. 6, s prvním kolem výběrového řízení pro poskytování do roku 2021, konaného v roce 2018, došlo ke snížení ceny rezervace na cca poloviční hodnotu. V případě poskytování zároveň kladné i záporné regulace výše ceny regulační zálohy přesahuje částku 500 Kč/MW.h. (9) (33)

### 4.2.3 Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP)

Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy umožňuje změnu hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku dle požadavků Dispečinku ČEPS. V České republice jsou v rámci mFRP poskytovány tři standardizované produkty – Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (mFRP5) a kladné a záporné zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 15 minut (mFRP15+ resp. mFRP15-).

Kladné služby mFRP lze aktivovat např. zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání přečerpávacích vodních elektráren nebo odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR. Záporné služby mFRP lze naopak aktivovat snížením výkonu bloku nebo připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.

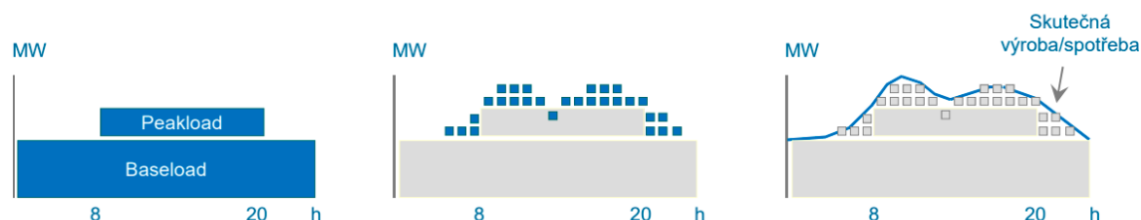
	mFRP5	mFRP15+	mFRP15-
Minimální doba aktivace	5 minut	15 minut	15 minut
Min/Max poskytovaný výkon	30 MW/-	10 MW/70 MW	10 MW/70 MW
Princip aktivace	CMOL	CMOL	CMOL
Cena regulační energie	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid

Přestože mFRP byla první z podpůrných služeb, umožňujících přístup bateriových úložišť v kombinaci s turbogenerátorem, z důvodu zejména vysokých minimálních nabídek pro poskytování mFRP (10 MW resp. 30 MW) pravděpodobně nelze v blízké době očekávat otevření trhu pro agregovanou dodávku typu demand response či V2G. Pro službu mFRP5 navíc není omezena maximální doba aktivace, což může znamenat významnou bariéru z hlediska plánování diagramu poskytování výkonu ze strany agregátora. V rámci této práce tedy nebude poskytování mFRP pomocí služeb V2G dále zkoumáno. (33) (9)

### 4.2.4 Obchodování na krátkodobých trzích

V České republice jsou v současné době organizovány čtyři krátkodobé trhy s elektřinou:

1. Blokovaný trh
2. Denní trh
3. Vnitrodenní trh
4. Vyrovňovací trh



Obr. 7: Schéma využití energie z krátkodobých trhů (35)

Zmíněné trhy se liší svou podstatou i parametry obchodované energie. Blokový trh umožňuje obchodování pevně stanovených produktů s délkou 12 nebo 24 hodin. Jedná se o bloky typu Base (0:00-24:00), Peak (8:00-20:00) a Offpeak (20:00-8:00). Dlouhé obchodovací periody jsou vhodné zejména pro zdroje se stálým diagramem výroby, naopak nepříliš vhodné jsou pro nestálou výrobu elektřiny z OZE či demand response.

Na základě denních aukcí je dále provozován tzv. Denní spotový trh. Na denním trhu je obchodována elektřina pro každou z 24 hodin následujícího dne. Kratší doba mezi hodinou provedení obchodu a hodinou spotřeby umožňuje přesnější plánování výroby a spotřeby - z toho důvodu je tento trh vhodný pro obchodování elektřiny z OZE nebo demand response.

Dalším trhem, sloužící k obchodování téměř v reálném čase, je Vnitrodenní trh. Vnitrodenní trh umožňuje eliminaci odchylek (např. reakcí obchodníků na spotřebu koncových zákazníků) a díky krátkému časovému intervalu mezi obchodováním a reálnou spotřebou je vhodný pro vstup energie OZE či demand response. (36) (35)

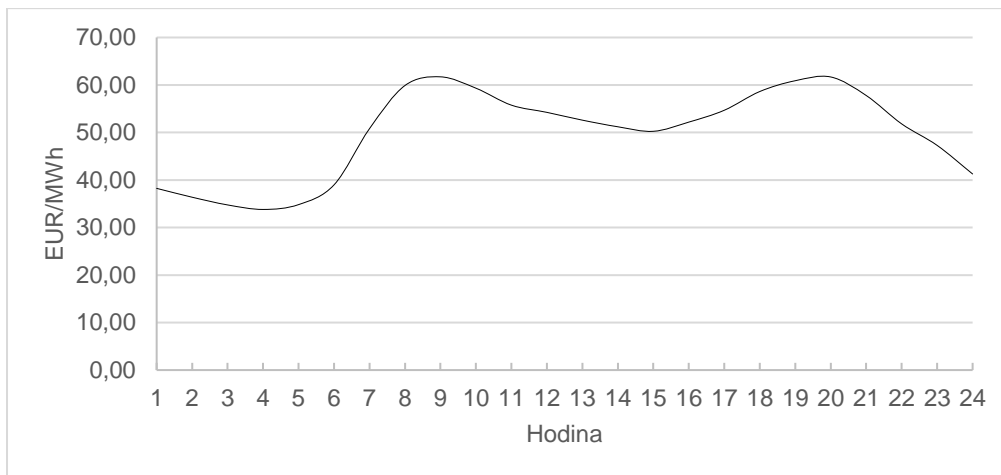
Posledním z krátkodobých trhů, který je uzavírán 30 minut před hodinou spotřeby, je Vyrovnávací trh, sloužící k obchodování regulační energie. Jediným nakupujícím je v tomto případě provozovatel přenosové soustavy – společnost ČEPS, a.s. Z důvodu změn na evropském trhu s vyrovnávací energií není Vyrovnávací trh příliš perspektivní pro plánování dlouhodobých projektů. Pro poskytování služeb V2G v rámci této práce proto není uvažován.

Základní charakteristiky krátkodobých trhů, na které se tato práce zaměřuje, jsou:

	<b>Blokový trh</b>	<b>Denní trh</b>	<b>Vnitrodenní trh</b>
Typ trhu	Kontinuální párování	Denní aukce	Kontinuální párování
Měna obchodování	Kč	EUR	EUR
Obchodovaná perioda	12 nebo 24 hod.	1 hod.	1 hod.
Min. obchodované množství	1 MW × 12 nebo 24 hod	1 MWh	1 MWh
Začátek obchodování	9:30 D-5	Neomezené	15:00 D-1
Ukončení obchodování	13:30 D-1	11:00 D-1	H-1

Tab. 5: Srovnání parametrů krátkodobých trhů s elektřinou (36)

Obr. 8 představuje průběh průměrných cen Denního trhu v roce 2018. Z něho je patrné, že jeden z modelů využití V2G představuje nabíjení v nočních hodinách, kdy se cena elektrické energie pohybuje pod hranicí 40 EUR/MWh, a její následný prodej skrze agregátora v době denních špiček. Tento model by navíc mohl dopomoci ke snížení špiček zatížení soustavy v případě dalšího rozšíření elektromobility – zjednodušeně řečeno by některé elektromobily poskytovaly za úplatu energii jiným elektromobilům s vysokou prioritou nabíjení. (37)



Obr. 8: Průběh průměrných cen elektrické energie na Vnitrodenním trhu (37)

Jeden z limitů, který výrazně snižuje ekonomickou návratnost obchodních modelů založených na krátkodobých trzích, jsou zdvojené ztráty, způsobené obousměrným tokem elektrické energie. Dalším problémem je poměrně vysoká nejistota dalšího vývoje cen v případě rozšíření využívání demand response – v případě využívání akumulace lze z důvodu nutnosti nabíjení očekávat částečné smazání rozdílů mezi špičkovými a mimošpičkovými cenami elektřiny.



## 5 Evropské projekty V2G

### 5.1 Project Parker

Místo konání	Kodaň (Dánsko)
Doba trvání projektu	4/2016–7/2018
Zahrnuté automobily	Nissan LEAF 30kWh, 10x Nissan e-NV200 24 kWh, Mitsubishi Outlander 12kWh (PHEV), 2x Peugeot iOn 16 kWh
Rozpočet projektu	DKK 14,731,471
Financování projektu	ForskEL
Partneři projektu	Nissan, Mitsubishi Motors Corporation, PSA ID (OEMs), NUVVE, Frederiksberg Forsyning A/S, Insero A/S, Enel and DTU Electrical Engineering (PowerLabDK)

Jedním z prvních evropských projektů, zaměřujících se na oblast chytrého nabíjení, umožňující snížení nákladů a integraci elektromobilů do soustavy, a to včetně konceptu V2G, byl Projekt Nikola. Projekt byl spuštěn v roce 2013 v Dánsku a ukončen byl v roce 2016. Na projekt Nikola v téže roce navázal nový projekt Parker. (38)

Hlavním partnerem projektu Parker byla kalifornská společnost Nuvve, která se specializuje na vývoj a poskytování právě služeb Vehicle-to-Grid (V2G). Cílem projektu je ověření, že mohou flotily sériově vyráběných elektrických vozů sloužit k podpoře stability elektrizační soustavy pomocí obousměrných nabíjecích technologií. Projekt se zaměřoval na již známé, či nově nalezené komplikace v oblasti technologií V2G, trhu či provozovatelů vozidel. (27)

Do první fáze projektu Parker bylo zapojeno sedm obousměrných nabíjecích stanic ENEL a pět automobilů rozličných modelů i značek – Nissan e-NV200 Evalia, bateriový hybridní vůz Mitsubishi Outlander, Nissan Leaf a dva elektromobily Peugeot iOn. Samotný projekt se zaměřoval na testování poskytování primární regulace, sekundární regulace a řízení doby nabíjení elektromobilů za účelem minimalizace emisí CO<sub>2</sub> z energetických zdrojů.

#### 5.1.1 Forsyning Frederiksberg (Dánsko)

Kromě dat z výše zmíněné flotily pěti vozů se projekt zabýval zpracováním dat z prvního komerčně využívaného V2G Hubu na světě. V rámci tohoto pilotního projektu bylo nainstalováno 10 obousměrných nabíjecích jednotek Enel V2G. Ty slouží k nabíjení deseti elektrických dodávek Nissan e-NV200, pořízených do flotily vozů infrastrukturní společnosti Forsyning Frederiksberg.

Jednotlivé elektrické vozy jsou, obdobně jako v případně původní flotily, agregovány pomocí systému Nuvve, čímž vytváří virtuální zdroj elektřiny. Zmíněné nabíjecí jednotky o výkonu 10 kW jsou společně schopny obousměrného toku o výkonu až 100 kW, což umožňuje kladnou i zápornou regulaci dle potřeby provozovatele sítí. Konkrétní disponibilní kapacita baterie

automobilu je řízena dalším ze systémů od společnosti Nuvve. Provozovatel vozidla má přístup k mobilní aplikaci, která umožňuje nastavení kapacity baterie pro konkrétní časový úsek, čímž neustále zajišťuje potřebný dojezd vozidla. Aplikace předává společnosti Nuvve potřebné informace o požadavcích uživatelů, přičemž zbývající kapacitu nabízí jako regulační energii pro potřeby soustavy. V případě, že uživatel nemá zájem o mobilní aplikaci, má možnost nastavení pevného rozvrhu pro jednotlivé časové úseky.

V případě flotily společnosti Forsyning Frederiksberg byly automobily primárně využívány v pracovních dnech mezi 7:00–16:00. Od 16:00 do cca šesti hodin ráno tedy byly k dispozici pro potřeby soustavy. O víkendech potom zůstaly připojené po dobu celých 24 hodin. (32)

### 5.1.2 Závěry

V rámci vyhodnocení projektu byla představena řada technických, tržních a regulatorních limitů, které v současné době brání dalšímu využití konceptu V2G.

#### a) Technické

- Zdvojnásobení ztrát vlivem obousměrného nabíjení
- Potenciální degradace baterie
- Mezinárodní standardy nabíjecích stanic (OCPP a IEC 15118)

#### b) Tržní

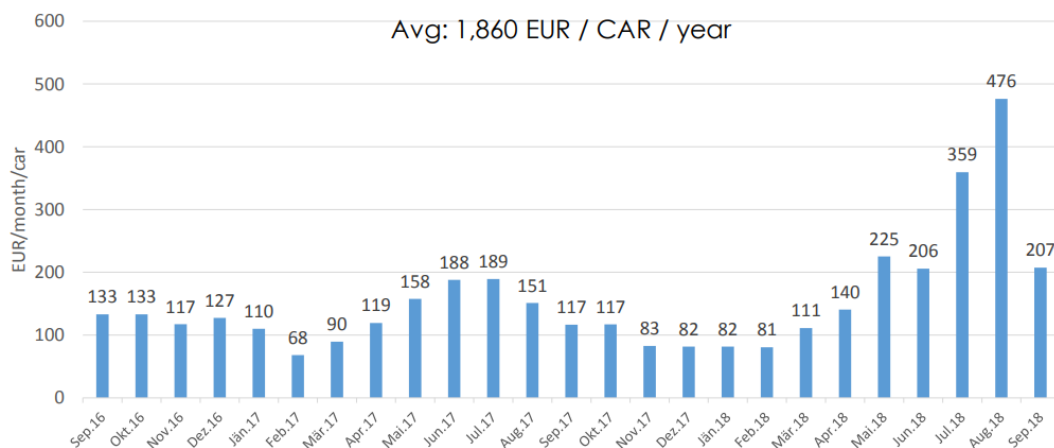
- V současné době neexistující podmínky a tržní modely pro agregátory

#### c) Regulatorní

- Certifikace a předkvalifikační řízení
- Podmínky vypořádání odchylek
- Energetické tarify a podíl zdanění elektrické energie

Uvedené bariéry jsou dále popsány v kapitole 6. Ze zveřejněných závěrů dále vyplývá, že vozidla, zahrnutá do projektu Parker, byla pro služby V2G v průměru využívána po dobu 100 hodin týdně. Pro 10 zúčastněných automobilů to po dobu trvání projektu znamená celkový zpětný tok (z baterie do sítě) cca 130 MWh.

Dle dat ENTSO-E, byla průměrná cena kladné primární regulace v oblasti DK2 v roce 2018 44,3 EUR/MWh, v roce 2017 byla o poznání nižší – 27,9 EUR/MWh. Automobily byly k dispozici po dobu 14 hodin v pracovních dnech a 24 hodin po oba víkendové dny. To odpovídá ročnímu využití cca 6140 hodin. Platba za rezervovanou kapacitu pro primární regulaci tak dosáhla hodnoty 1582 EUR v roce 2017, resp. 1839 EUR v roce 2018 (vyhodnocení probíhalo pouze od začátku roku do 2. října). Celkové příjmy v jednotlivých měsících jsou představeny na následujícím obrázku:



Obr. 9: Výnosy z poskytování FCP v jednotlivých měsících

Je zřejmé, že kromě možných výnosů z poskytování elektromobilů pro V2G nebyly předmětem pozorování náklady na potřebné zařízení, poplatky za činnost agregátora či ocenění degradace baterie. (32) (39)

## 5.2 Redispatch V2G (Německo)

Místo konání	Německo
Doba trvání projektu	2018–2021
Zahrnuté automobily	Nissan Leaf 30 kWh, Nissan e-NV200 40kWh (cca 10 vozidel)
Rozpočet projektu	-
Financování projektu	-
Partneři projektu	TenneT, The Mobility House, Nissan (OEM)

Německá elektrizační soustava prochází v souvislosti s politikou Energiewende v posledních letech významnými změnami. Z ekologických a bezpečnostních důvodů jsou postupně odstavovány tradiční zdroje elektrické energie – uhelné, resp. jaderné elektrárny. Jejich výroba je proto nahrazována obnovitelnými zdroji, nejčastěji větrnými a fotovoltaickými elektrárnami, které jsou charakteristické zejména nestálostí výroby závislé na povětrnostních podmínkách a počasí. Právě z důvodu fluktuací větru a proměnlivého slunečního svitu musí být instalovaný výkon takových zdrojů pro zajištění stálých dodávek několikanásobně naddimenzovaný. V případě příznivých povětrnostních podmínek je však nutné regulovat výrobu především větrných elektráren. Snižování výroby se provádí za pomoci nákladných opatření – tzv. redispečinku. Jen za rok 2017 byl v Německu využit redispečink větrných elektráren v celkovém objemu 5,3 TWh. Náklady na toto opatření se vyšplhaly na 560 mil. EUR, což odpovídá průměrným nákladům cca 106 EUR/MWh. V roce 2016 průměrné náklady dosahovaly hodnoty cca 93 EUR/MWh. (40) (41)

Jako jedna z možností omezení využívání nákladných redispečinků se nabízí akumulace přebytečné energie do bateriových úložišť. Současný rozvoj elektromobility na území Německa v tomto ohledu nabízí nezanedbatelnou kapacitu. Vývoj počtu elektromobilů v Německu od roku 2012 je zobrazen v následující tabulce:

<b>No. of EVs</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
BEV	6 956	12 051	19 522	30 720	46 815	70 210	97 775
PHEV	1 332	2 932	6 960	17 463	32 114	58 417	80 518
<b>SUM</b>	<b>8 288</b>	<b>14 983</b>	<b>26 482</b>	<b>48 183</b>	<b>78 929</b>	<b>128 627</b>	<b>178 293</b>

Tab. 6: Vývoj počtu elektromobilů v Německu (11)

V případě, že by odhadovaná průměrná kapacita baterie BEV byla 30 kWh a PHEV 10 kWh, kapacita baterií německých elektromobilů v roce 2018 by přesahovala 3 000 MWh. V případě, že by se Německu podařilo dosáhnout hranice 1 milionu elektromobilů by se celková kapacita baterií pohybovala kolem 20 tis MWh.

Právě z myšlenky využití kapacity baterií elektromobilů vychází německý projekt Redispatch V2G. Na rozdíl od předchozích projektů není Redispatch V2G v současné době primárně zaměřen na chování uživatelů, jelikož se projektu účastní flotila servisních vozidel provozovatele přenosové soustavy s pravidelnou dobou využití a ujetou vzdáleností (cca 150 km/den). V budoucnu se však počítá s jeho rozšířením a testováním širší palety provozovatelů s různými uživatelskými návyky a nároky. A tak zatímco energie z baterií nyní využívaných vozidel je k dispozici primárně mimo běžnou pracovní dobu, rozšíření portfolia zákazníků umožní do jisté míry její využití po dobu 24 hodin.

Problémem, na jehož řešení se Redispatch V2G zaměřuje, je schopnost reakcí V2G na proměnlivost počasí od několikadenních cyklů až po náhlé výkyvy. V rámci projektu budou testovány možnosti využívání služeb V2G a přesouvání spotřeby pomocí chytrého nabíjení. Samotné řízení spotřeby je zajišťováno pomocí softwaru od společnosti The Mobility House, který zároveň sleduje a v reálném čase odesílá provozovateli přenosové soustavy zprávy o dostupné kapacitě. V případě potřeby odešle příslušný PPS (Tennet) požadavek, který je dle možností buďto přijat, nebo zamítnut. (42)

### 5.2.1 Závěry

Vzhledem k tomu, že projekt Redispatch V2G probíhá teprve prvním rokem, průběžná data ani výsledky projektu zatím nejsou známy. V tomto seznamu se projekt objevuje jako typický příklad využití V2G, jakožto řešení řady problémů spojených s nahrazováním konvenčních zdrojů. Z toho důvodu došlo v roce 2018 k legislativním změnám, které umožnily certifikaci prvního elektromobilu (Nissan Leaf), jakožto energetického zdroje. Při splnění dalších regulačních požadavků je takto certifikovanému automobilu umožněno poskytovat primární regulaci soustavy. (42)

Obdobný projekt byl v Německu v roce 2018 spuštěn také společností Amprion. Počátkem roku 2019 byla ukončena pilotní fáze projektu, přičemž společnost plynule přešla k dalšímu využívání elektromobilu pro potřeby elektrizační soustavy. Nissan Leaf v tomto případě poskytuje rezervovaný výkon až 8 kW, týdenní výnosy se pohybují kolem 20 EUR. Roční výnosy jsou tedy očekávány nad hranicí 1 000 EUR.

Obdobně jako v předchozích zmíněných projektech je pro připojení elektromobilu využíván systém CHAdeMO. Přestože společnost připouští existenci řady limitů pro širší využití V2G, na základě studie ve spolupráci s Technickou univerzitou v Mnichově, na rozdíl od předchozích projektů, vyvrací negativní vliv V2G na životnost baterie (v případě vhodného řízení nabíjení a vybíjení). (43)

### 5.3 Network Impact of Grid Integrated Vehicles (Velká Británie)

Místo konání	Velká Británie
Doba trvání projektu	2017–2020
Zahrnuté automobily	Nissan Leaf, Nissan e-NV200
Rozpočet projektu	250 000 + 125 000 GBP
Financování projektu	-
Partneři projektu	Northern Powergrid, Nuvve, Newcastle University

Dalším z projektů, zaměřující se na vyrovnávání elektrizační soustavy pomocí služeb V2G, je program Network Impact of Grid Integrated Vehicles spuštěný britskou distribuční společností Northern Powergrid. Jako hlavní cíle projektu byly definovány:

- a) Zjištění možností technologií V2G v oblasti vyrovnávacích služeb.
- b) Možnosti začlenění obousměrného nabíjení do současné distribuční soustavy bez nutnosti posilování sítí a dalších investic.
- c) Průzkum možných obchodních modelů, vyčíslení nákladů, příjmů a analýza návratnosti těchto projektů.
- d) Stanovení vlivu nabíjecí stanice na parametry soustavy.

Jako jediný ze zmíněných projektů se zaměřuje na dopady plošné implementace technologií V2G. Dle původních plánů by mělo v rámci projektu dojít k postupné instalaci až 1100 obousměrných nabíjecích míst. Samotný rozvoj infrastruktury neměl být financován z projektového rozpočtu, data proto měla být získávána z nabíjecích stanic soukromých flotil vozů. Pro rychlejší implementaci těchto nových technologií se však počítalo s finančními pobídkami pro majitele vozidel. (44) (45)

Problémy, které se objevily krátce po spuštění projektu, znamenaly značné zredukování celkového počtu začleněných vozidel. Z důvodu vyšších nákladů a zpoždění dodávek nabíjecí infrastruktury navíc bylo do poloviny roku 2018 instalováno pouhých 16 třífázových nabíjecích

stanic o výkonu 10 kW v pěti různých lokalitách. Technologickou stránku projektu zajišťuje společnost Nuvve, která pomocí svého systému zároveň plní funkci agregátora.

### **5.3.1 Závěry**

Přestože byl projekt spuštěn již v polovině roku 2017, monitorování příslušných dat dle dostupných informací začalo teprve ve třetím čtvrtletí roku 2018. Výsledná naměřená a vyhodnocená data se objeví v závěrečné zprávě v průběhu roku 2020. Již dosavadní průběh projektu však poukazuje na řadu problémů technologií V2G. Vedle ceny obousměrných nabíjecích stanic, která byla v době spuštění projektu cca desetinásobná oproti běžným nabíjecím stanicím, jsou to také problémy se samotnými dodávkami hardwaru. Jak bylo naznačeno v předchozích kapitolách, obousměrná nabíjecí infrastruktura (nabíjecí stanice, agregační a řídicí software apod.) jsou často ve fázi testování, což znamená právě výrazně vyšší ceny a nedostatečný rozvoj výroby těchto zařízení. (46)

## 6 Současné bariéry využití V2G

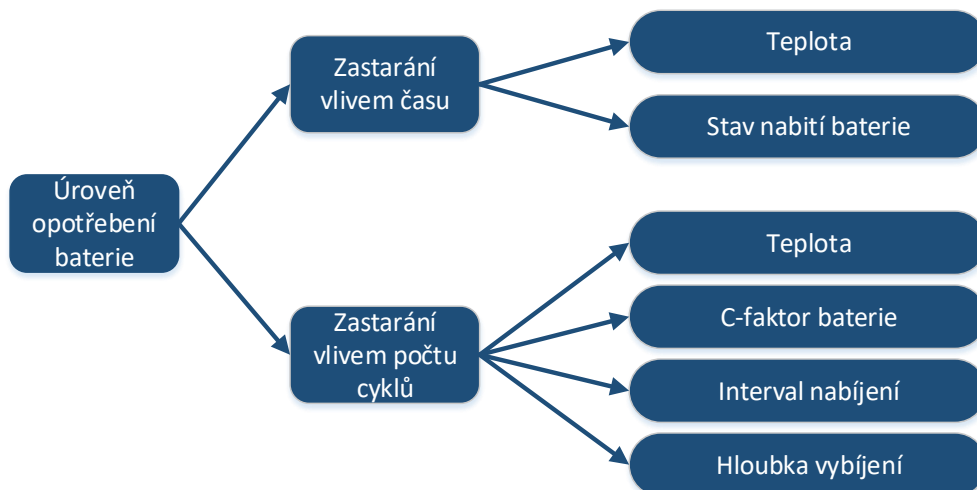
Vývoj technologií typu akumulačních zařízení i elektromobilů postupuje v posledních letech mílovými kroky vpřed, což otevírá příležitosti novým možnostem jejich využití, včetně projektů V2G. Z již ukončených i právě probíhajících pilotních projektů však vyplývá řada otázek, poukazujících na nedostatečnou připravenost V2G pro reálné využití. V rámci této práce jsou limity vehicle-to-grid rozděleny do čtyř kategorií: (47)

1. Technologické;
2. Legislativní;
3. Ekonomické;
4. Sociální.

### 6.1 Technologické

#### 6.1.1 Degradace baterie

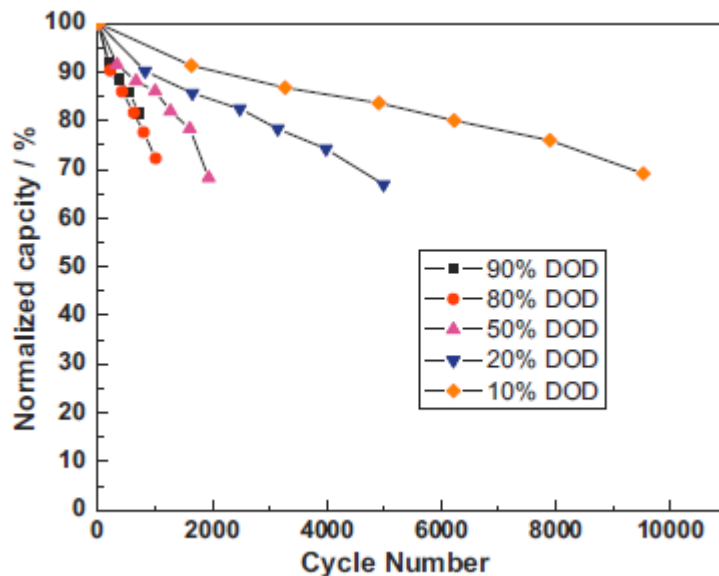
Jedním z hlavních problémů, souvisejících s využíváním energie z V2G je degradace baterií elektromobilů. Ta se nejčastěji projevuje snížením celkové kapacity či zvýšením vnitřní impedance baterie. Vedle běžné degradace vlivem stáří baterie se ještě výrazněji projevuje opotřebením vlivem počtu cyklů, tedy délkou ujeté vzdálenosti a využitím energie pro další účely, jako je právě V2G. Hlavní podmínky, které mají vliv na snižování kapacity baterií, zobrazuje následující schéma. (48)



Obr. 10: Hlavní vlivy na degradaci baterie (48)

Jak již bylo naznačeno v předchozích kapitolách, dalším parametrem, který se výrazně podílí na degradaci baterie je hloubka vybíjení. Hodnota poklesu celkové kapacity baterie v závislosti na

počtu plných cyklů je zobrazena na Obr. 11, porovnávajícím životnosti rozdílně vybitých baterií typu LiFePO<sub>4</sub>. V tomto případě byla baterie zatěžována C–faktorem o hodnotě 0,5C při konstantní teplotě 60°C. Hranice životnosti baterie byla posuzována při poklesu celkové kapacity pod hodnotu 70 %. (49)



Obr. 11: Degradace baterie v závislosti na hloubce vybití (DOD) a počtu cyklů (49)

V případě 10% hloubky vybití byla baterie schopna dosáhnout téměř 10 tis. cyklů. Naproti tomu při hloubce vybití přes 50 % její životnost nedosahuje ani 2 tis. cyklů. Cyklem je v případě baterie myšleno úplné vybití a nabití baterie, tj. plného cyklu je dosaženo například pokud je baterie vybita dvakrát na hodnotu 50 % a opět nabita.

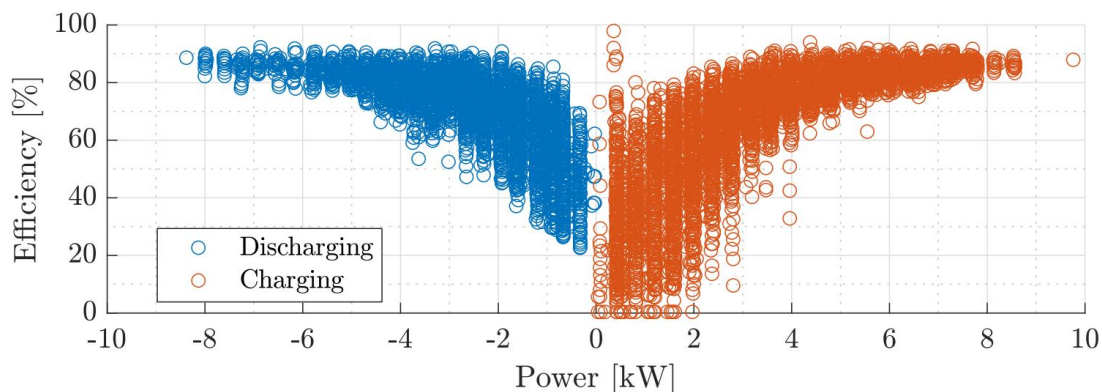
Ekonomickým hodnocením konkrétních vlivů určujících úroveň opotřebení a životnost baterie se zabývá kapitola 7.2.2.

### 6.1.2 Energetická účinnost nabíjení a vybití

Akumulace elektrické energie v bateriích elektromobilů je proces s poměrně vysokou účinností. V porovnání s často skloňovanými procesy typu power-to-gas či akumulace pomocí vodíku, jejichž celková účinnost se pohybuje kolem 40 %, dosahuje vehicle-to-grid až více než 80% účinnosti. (50)

Jak je patrné z Obr. 12, energetická účinnost obousměrných nabíjecích stanic se pohybuje v širokém spektru hodnot v závislosti na výkonovém využití nabíječky. Ve chvíli, kdy je nabíjecí stanice využita alespoň na 50 % instalovaného výkonu, pohybuje se výsledná účinnost nabíjení a vybití kolem hodnot 80 % až 90 %. V případě nízkého využití klesala účinnost pod hranici 40 %. Je nutné zdůraznit, že v případě V2G je do celkové energetické účinnosti procesu započtena účinnost nabíjení i vybití baterie elektromobilu. (51)



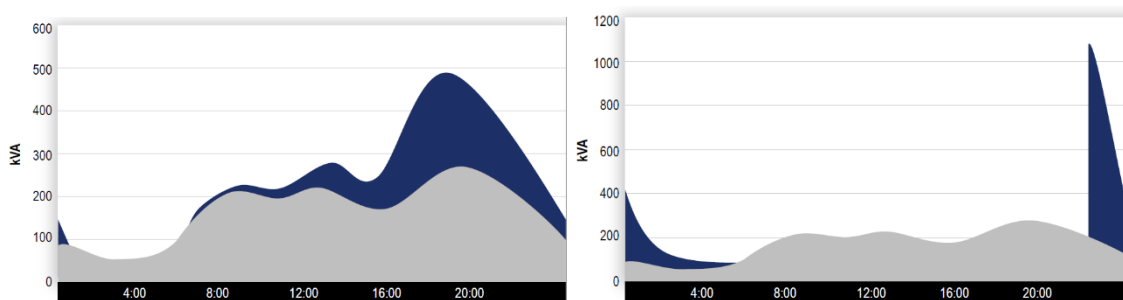


Obr. 12: Vliv výkonového využití nabíjecí stanice na její účinnost (51)

Jak zároveň vyplývá z naměřených hodnot v Obr. 12, energetickou účinnost procesu nabíjení i vybíjení lze tedy vedle technických inovací zvýšit také vhodným řízením využitého výkonu. S případným rozšířením portfolia dodavatelů flexibility bude mít agregátor možnost optimalizovat dodávku energie a tím i zvýšit výnosy ze své činnosti. Přestože se do budoucna očekává zvýšení celkové účinnosti využití vehicle-to-grid na hodnotu přesahující 90 %, bude krytí ztrát tvořit významnou část nákladů agregátora.

### 6.1.3 Rebound effect

Negativním jevem, který je hojně skloňovaný v kombinaci s řízeným nabíjením elektromobilů a demand response je tzv. rebound effect neboli efekt zpětného rázu. Tento výraz je používán pro obnovení určité nežádoucí aktivity poté, co se sníží nebo úplně přeruší její umělé utlumení. Rebound effect se v takovém případě může objevit ve větší míře než původně.



Obr. 13: Příklad tzv. rebound efektu vlivem odloženého nabíjení bez regulace sepnutí (16)

Vliv rebound efektu je patrný z obrázku Obr. 13, který naznačuje rozdíl mezi přirozeným průběhem nabíjení a odloženým nabíjením bez příslušné regulace sepnutí. Jak bylo naznačeno v kapitole 2.5, v případě přirozeného připojování elektromobilů v odpoledních hodinách dochází ke zvyšování špičky zatížení, přičemž jeden z kroků pro nezvyšování této špičky může být odložení nabíjení na pozdější hodiny. V případě automatického sepnutí nabíjení všech připojených elektromobilů po odeznění odpolední špičky (např. pomocí systému HDO) by v daném místě soustavy došlo ke skokovému zvýšení zatížení, což by způsobilo jinou, několikanásobně vyšší špičku.

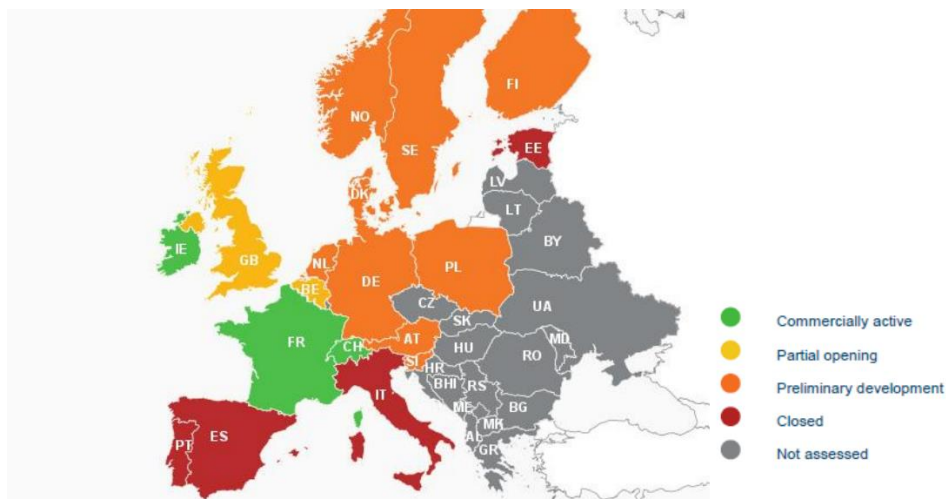
Obdobný problém se objevuje při využívání akumulčních zařízení, zejména potom elektromobilů pro demand response. Problémem je velká podobnost chování řady provozovatelů automobilů – v ranních hodinách odjezd do zaměstnání, kde je automobil zaparkovaný a následně návrat mezi 16. – 19. hodinou. I v případě poskytování flexibility baterie elektromobilu v nočních hodinách budou provozovatelé vozidel očekávat nabitou baterii nad minimální nastavenou hranici. Nabíjení na poslední chvíli v ranních hodinách by potom mohlo způsobit významné zvýšení ranní špičky zatížení.

## 6.2 Legislativní

Projekty demand response typu V2G v současné době naráží, a to nejen v České republice, na nedostatečné legislativní pokrytí nových technologií a obchodních modelů z nich vycházejících. Dle současných podmínek je dodávka elektřiny ze strany spotřeby umožněna v omezené míře v rámci některých tarifů či skrze předplacené produkty typu virtuální baterie. Nejnovější požadavky Evropské komise na liberalizaci energetického trhu přináší řadu změn.

### 6.2.1 Využití agregace a demand response

Jak je zřejmé z Obr. 14 (19), využití agregace, která je jedním z hlavních podmínek efektivního využití demand response, je umožněno jen v části evropských zemí. Lídrem v oblasti využití strany spotřeby je Francie, která spustila testovací provoz DR již v roce 2013. (52) V současnosti je zde možno využívat energii z DR jak k obchodování na krátkodobých trzích, tak i k poskytování podpůrných služeb. Tomuto trendu se tak přizpůsobuje legislativa řady zemí včetně Německa, což ovlivňuje směřování vnitřní energetické politiky Evropské unie a požadavků uvedených v balíčku Clean Energy for All Europeans.



Obr. 14: Využití agregace v evropských zemích

Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou mimo jiné požaduje odstranění diskriminačních bariér strany spotřeby a umožnění dodávku strany spotřeby buďto přímo nebo skrze další subjekty – energetické komunity či agregátory. Nezbytným krokem je proto legislativní

umožnění vstupu těchto subjektů na trh s elektřinou. S implementací řady evropských požadavků již počítá v současné době projednávaný návrh novely českého energetického zákona.

### **6.2.2 Využití baterií pro PpS**

Rozšiřování možností akumulace energie je v současné době trendem v celé řadě evropských zemí, jakožto reakce na zvyšování podílu obnovitelných zdrojů. Naproti tomu v České republice je, mimo jiné z důvodu vysokého podílu konvenčních elektráren s vysokou stálostí dodávky, nutnost i ochota implementace legislativy, umožňující využívání akumulčních zařízení, minimální.

V rámci aktualizace kodexu přenosové soustavy k roku 2019 dochází k částečnému otevření trhu s podpůrnými službami, avšak s významnými omezeními. Flexibilitu bateriových systémů je možné využívat výhradně v rámci fiktivních bloků v kombinaci s turbogenerátorem. Tento požadavek zatím omezuje množství způsobilých subjektů na stávající velké teplárenské a elektrárenské bloky.

V současné době však dochází k návrhu společných evropských platforem pro vyrovnávací služby, vytvářených na základě European Balancing Guideline (EB GL). Harmonizace evropských trhů s podpůrnými službami by znamenala snížení minimálního množství energie pro účast na trzích s vyrovnávacími službami i minimální doby poskytování dané služby. Zmírnění požadovaných parametrů je přitom důležitým krokem k efektivnímu otevření trhu pro energii akumulčních zařízení a demand response. (53)

### **6.2.3 Certifikace zařízení V2G**

Pro zvýšení bezpečnosti dodávek energie V2G je nezbytné zavedení certifikace využívaných zařízení. V případě samotné dodávky elektřiny do soustavy lze tento proces přirovnat k současnému využívání malých a domácích zdrojů elektřiny.

Připojení mikrozdrojů, tedy elektráren s celkovým instalovaným výkonem do 10 kW a střídavým fázovým proudem do 16 A, je dle vyhl. č. 16/2016 Sb. v současné době možné bez nutnosti licence ERÚ. Při splnění podmínek daných § 16 vyhl. č. 16/2016 Sb. je navíc možné využít tzv. zjednodušené připojení mikrozdroje, což výrazně usnadňuje proces připojování. Hlavní podmínkou zmíněných mechanismů je však zamezení přetokům elektřiny do soustavy. V případě klasifikace baterií elektromobilů jako energetických zdrojů by tedy pro dodávku energie do distribuční soustavy byla zapotřebí licence.

Pro případné využívání elektromobilů jako zdrojů energie pro podpůrné služby bude zapotřebí řada změn v procesu výběru poskytovatelů. Součástí procesu výběru zdrojů energie pro poskytování podpůrných služeb je provádění certifikačních měření PpS a vydávání příslušných certifikátů. Na základě metodiky dané Kodexem přenosové soustavy je kontrolováno dodržení požadovaných parametrů příslušných zdrojů, které se až po úspěšné certifikaci mohou účastnit výběrových řízení. (54)

Na rozdíl od současného stavu, kdy se nutnost certifikace týká řádově jednotek bloků, by bylo zapotřebí zajistit certifikaci stovek až tisíců subjektů. To by pravděpodobně znamenalo výrazné rozšíření seznamu certifikátorů a nutnost zrychlení celého procesu. Případnou certifikaci elektromobilů by musel zajistit buďto samotný vlastník, nebo agregátor, združující tyto vozy.

#### **6.2.4 Ochrana dat**

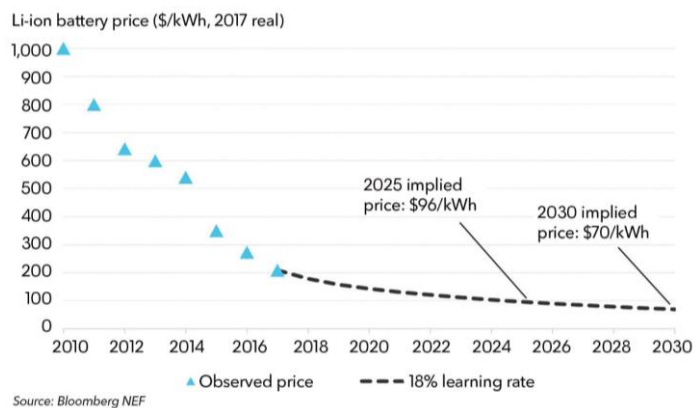
Model Vehicle-to-grid je již ze své podstaty závislý na předávání řady informací mezi jednotlivými subjekty. Zejména u výměny dat mezi provozovatelem elektromobilu a agregátorem se jedná o velmi citlivé informace, jako je např. počet automobilů, doba a místo nabíjení či platební údaje. Obdobně jako v případě dat o spotřebě elektřiny je nutné tyto informace zabezpečit proti případnému zneužití. Zabezpečení informací komplikuje zároveň počet zainteresovaných subjektů v rámci celého procesu. Před nástupem komerčního využívání služeb V2G bude proto nezbytné zavedení jednotných pravidel pro výměnu dat a certifikaci využívaných technologií.

### **6.3 Ekonomické**

Pro efektivní využívání nových technologií je zpravidla nutné jejich rozšíření mezi širokou paletu zákazníků. Nízký počet elektromobilů s sebou logicky přináší řadu omezení pro návratnost projektů, spojených s jejich využitím – od rentabilního provozování dobíjecích stanic po případnou agregaci výkonu z jejich baterií. Rozšíření trhu pak působí na snižování ceny i urychlení technologického vývoje v daném odvětví. Tento trend lze pozorovat i v případě trhu s elektrickými automobily, jejichž rozšiřování a snižování nákladů na jednotlivé komponenty umožňuje vznik dalších obchodních příležitostí, včetně modelu V2G. Ekonomická návratnost zmíněných business modelů bude záviset na vývoji následujících parametrů.

#### **6.3.1 Cena baterií**

Hlavním problémem současných Li-ion baterií využívaných v elektrických vozidlech je i v současné době jejich vysoká cena, která však v posledních letech zaznamenala strmý pokles. V roce 2010 se cena baterií pro elektromobily pohybovala kolem hranice 1000 USD/kWh, do roku 2018 poklesla na cca čtvrtinu této hodnoty. Dle statistik společnosti Bloomberg se navíc očekává další pokles až o 67 % současné ceny do roku 2030. (55)

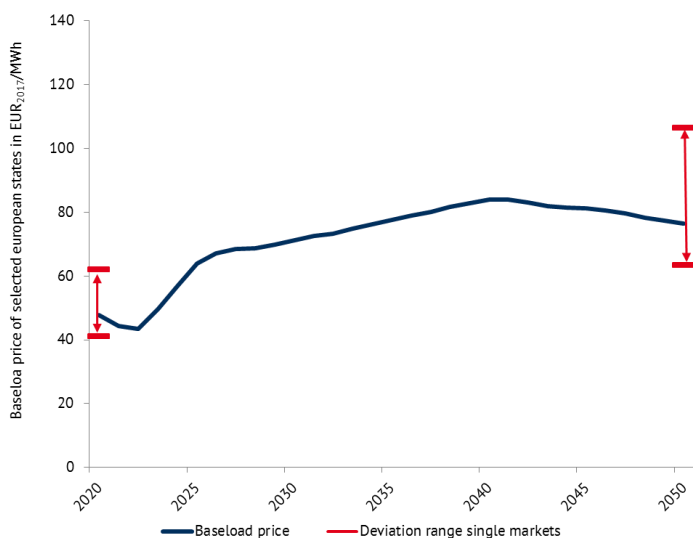


Obr. 15: Vývoj cen Li-ion baterií (55)

Takovýto stav by měl zajistit významný vliv nejen na rozšíření elektromobilů, ale také jejich využití pro další účely jako právě V2G.

### 6.3.2 Vývoj ceny elektřiny

Jak vyplývá z predikcí cen komodit Světové banky (56), lze v budoucnu očekávat pokračování v trendu mírného poklesu cen černého uhlí i zemního plynu. Naproti tomu z evropského energetického výhledu do roku 2050, vytvořeného společností Energy Brainpool je patrný výrazný nárůst ceny elektrické energie (viz Obr. 16). (57)



Obr. 16: Predikce cen elektřiny (57)

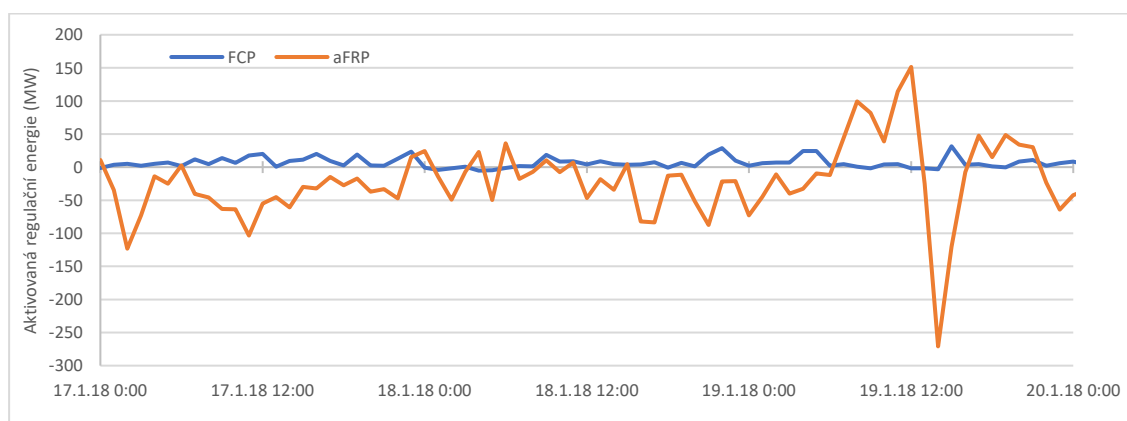
Takto výrazný čekávaný nárůst je způsoben zejména nárůstem cen emisních povolenek. V dubnu 2019 jejich cena přesáhla hranici 26,89 EUR/t CO<sub>2</sub>, což je cca dvojnásobná hodnota oproti březnu 2018. (58) Jak je patrné z následující tabulky zobrazující předpovědi předních bankovních institucí, lze do roku 2020 předpokládat další nárůst na téměř dvojnásobnou hodnotu. Také v následujících letech lze předpokládat meziroční nárůst o 2,5–3 %.

Vývoj ceny emisních povolenek (USD/t)	2020	2030	2040	2050
European Investment Bank "Central"	40	52	70	115
Asian Development bank	50	60	80	120
World Bank	35	50	65	80

Tab. 7: Predikce cen emisních povolenek (9)

Ceny podpůrných služeb naproti tomu zaznamenávají výrazný pokles, přičemž další snižování lze předpokládat po rozšíření možnosti jejich poskytování na bateriová úložiště. Následující vývoj může výrazně ovlivnit návratnost projektů, využívajících model V2G zejména pro podpůrné služby. Při vyčerpání energie baterie při poskytování příslušné regulace musí dojít k opětovnému nabití na nastavenou hodnotu. Tento stav se tedy projeví zejména při nesymetricky využívaných službách.

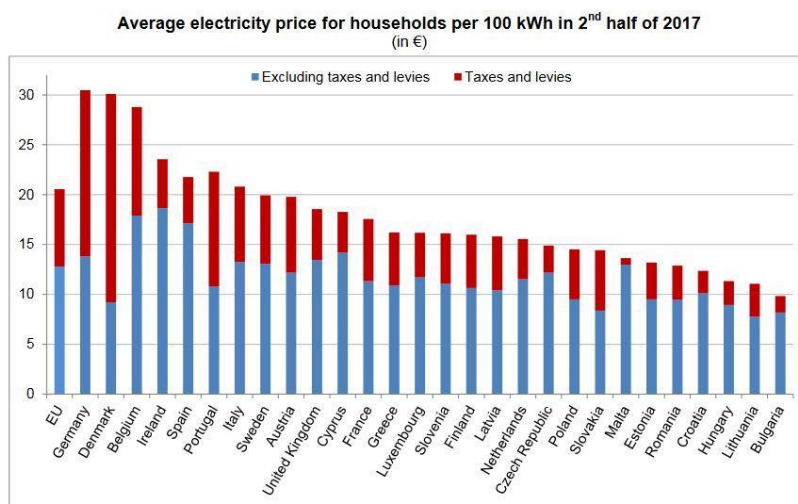
Obr. 17 znázorňuje aktivovanou energii v náhodně vybraných dnech roku 2018. Je patrné, že u FCP dochází k výrazně symetričtější aktivaci než v případě aFRP. Při FCP proto lze očekávat pravidelnější vybíjení a nabíjení v rámci samotné regulace. Naproti tomu při poskytování aFRP je nezbytné zahrnout náklady na elektřinu pro obnovení střední hodnoty nabití baterie, a tedy umožnění poskytování další regulace.



Obr. 17: Porovnání průběhu agregace FCP a aFRP (34)

### 6.3.3 Nastavení daňového systému

Obdobně jako dvojnásobné energetické ztráty významně ovlivňuje ekonomickou efektivnost projektů V2G také podíl ceny silové elektřiny na výsledné ceně elektrické energie. Jejich vliv se projevil zejména v Dánsku, kde tvoří daně a poplatky více než dvě třetiny výsledné ceny elektřiny. Podíl daní u dánských pilotních V2G projektů odpovídal cca 75 % celkových nákladů agregátora, zatímco náklady na samotnou elektřinu byly 11 %. (59)



Obr. 18: Podíl daní a poplatků na maloobchodní ceně elektrické energie (59)

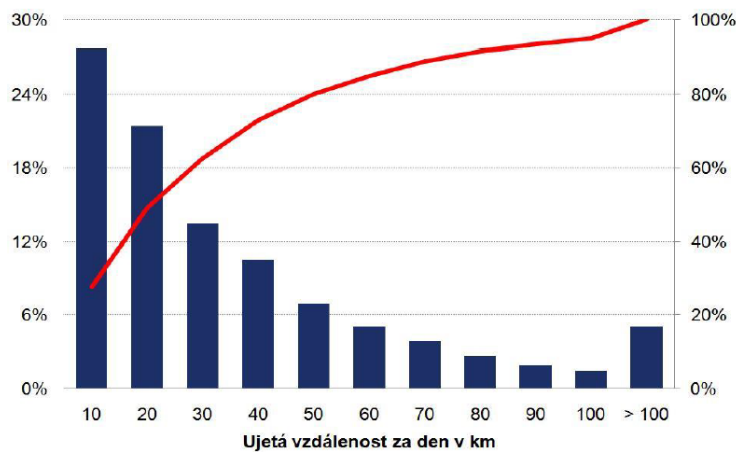
Jak vyplývá z Obr. 18, podíl daní a poplatků na výsledné ceně dodávky elektřiny je v Dánsku nejvyšší v Evropské unii, a nelze ho tedy považovat za směrodatný. V případě existence daně za energii dodávanou z akumulčních zařízení i pro jejich dobíjení lze očekávat, že výše této daně bude jedním z rozhodujících faktorů pro výslednou rentabilitu komerčních projektů i v dalších zemích.

## 6.4 Sociální

Jak bylo zmíněno v úvodu ekonomických bariér, ke zvýšení rentability nových technologií je nezbytné jejich rozšíření mezi velké množství zákazníků, což zároveň umožňuje rozvoj nových obchodních modelů. Přestože elektromobil jako takový je více než sto let starou technologií, masivnějšího rozvoje se dočkal teprve v posledních cca deseti letech. Vedle zřejmých ekonomických, či technických důvodů brání rychlejšímu rozvoji elektromobility také sociální hlediska.

### 6.4.1 Skeptické přijímání elektromobilů

Samotný koncept a využívání současných technologií elektrických vozidel mění vžitý model uživatele automobilu. Každodenní využívání automobilu se spalovacím motorem je v současné době uživatelsky jednoduché a pohodlné – vysoký dojezd takových automobilů je kombinován s velmi rychlou možností doplnění nádrže. Naproti tomu kratší dojezdy elektromobilů a nutnost plánování nabíjení v kombinaci s vyššími cenami elektrických vozů znamenají jen pozvolný nárůst jejich počtu.



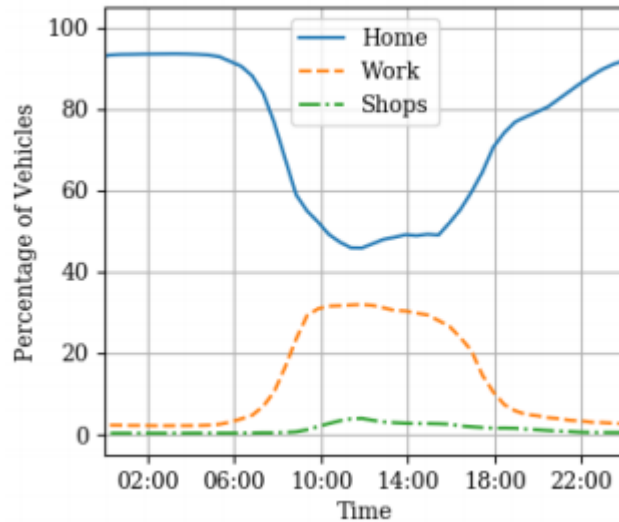
Obr. 19: Denní využití automobilu (16)

Přesto jak vyplývá z dat společnosti PRE, ujetá vzdálenost cca 80 % uživatelů osobních vozidel denně nepřekročí hranici 50 km. Častým argumentem v této oblasti je fakt, že většina z těchto uživatelů však potřebuje alespoň několikrát ročně využít „neomezeného“ dojezdu, který nabízí spalovací motory. Dle šetření Českého statistického úřadu ENERGO 2015 má v ČR 21,7 % domácností k dispozici dvě a více osobních aut. Minimálně pro takové domácnosti se elektromobil jeví jako vhodná alternativa pro druhé vozidlo – kratší dojezd a nutnost delšího nabíjení by v tomto případě hrály marginální roli. Jako hlavní důvody pomalého rozvoje elektromobility v řadě států včetně ČR (<0,5 % nově registrovaných vozů) tedy zůstává vysoká cena oproti spalovacím motorům, a také nedostatečná motivace pro změnu zažitého modelu využívání osobních vozů. (60)

#### 6.4.2 Motivace pro využívání V2G a chování uživatelů

V případě dostatečného rozvoje elektromobility a splnění technických, ekonomických i legislativních požadavků na implementaci modelu V2G je zapotřebí řešit samotný problém motivace vlastníků elektromobilů k poskytování kapacity baterie třetím stranám. Poskytování energie V2G s sebou nese řadu rizik, která byla zmíněna v předchozích kapitolách – jako největší lze uvést riziko nadměrné degradace baterie nebo zneužití dat a osobních údajů uživatelů vozidel. Ani minimalizace těchto rizik a jejich vyvážení přínosy pro vlastníky vozidel nemusí nutně znamenat masivní rozšíření využívání energie V2G.





Obr. 20: Podíl zaparkovaných automobilů

Elektromobil totiž v první řadě zůstává dopravním prostředkem. Na rozdíl od firemních flotil proto nelze na většinu osobních automobilů aplikovat přesný rozvrh jejich využívání, což výrazně komplikuje predikci disponibilní energie agregátorů. Jak uvádí studie (61) (viz Obr. 20), agregátor s dostatečně širokým portfoliem poskytovatelů energie V2G by mohl počítat s cca 50 % připojených elektromobilů po dobu 24 hodin. V případě plošného využití obousměrných nabíjecích stanic, tj. jejich instalace na veřejných nabíjecích místech na pracovišti a u obchodních center jsou odhadovány až dvě třetiny disponibilních elektromobilů.



## 7 Ocenění V2G

### 7.1 Popis výpočetního modelu

V rámci kapitoly 4.2 jsou popsány možné způsoby využití modelu V2G v české elektrizační soustavě. Na základě zkušeností ze zahraničních projektů a zvážení českých legislativních specifik jsem pro výpočetní model vybral následující varianty:

1. Proces automatické regulace frekvence (FCP);
2. Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP);

Výpočetní model je pro srovnání elektromobilů různých tříd zaměřen na dva odlišné elektromobily – Nissan Leaf s 30kWh baterií a Tesla Model S s baterií o kapacitě 80 kWh. Parametry použitých vozidel jsou následující:

	Cena	Kapacita baterie	Spotřeba	Max. dojezd
Nissan Leaf	850 000 Kč	30 kWh	18,5 kWh/100 km	162 km
Tesla Model S	2 800 000 Kč	80 kWh	25 kWh/100 km	400 km

Tab. 8: Srovnání parametrů zkoumaných elektromobilů

Přestože jednotlivé varianty využití V2G charakterizuje rozdílná výše nákladů a výnosů, vykazují řadu společných znaků. Tím hlavním je nutnost rozdělení výnosů mezi zpravidla tři zainteresované subjekty – vlastníka flotily vozů, agregátora a poskytovatele EVSE (electric vehicle supply equipment). Poplatky za činnost agregátora, využití nabíjecích stanic a další náklady jsou blíže specifikovány v kapitole 7.2.

### 7.2 Analýza nákladů na poskytování V2G

#### 7.2.1 Náklady na technologie V2G

Poplatky poskytovateli EVSE se liší v závislosti na způsobu nabíjení. V případě nabíjení z veřejných nabíjecích stanic jsou tvořeny buďto přímými nebo paušálními poplatky příslušnému provozovateli nabíjecí stanice. V případě výpočtu pro domácí nabíječku výše nákladů odpovídá nákladům na pořízení a instalaci nabíjecího zařízení a potřebných technologií (měniče apod.). Vzhledem k tomu, že náklady na instalaci obousměrné nabíjecí stanice je zapotřebí vynaložit i v případě pořízení běžné nabíječky, ve výpočetním modelu jsou uvažovány pouze náklady na samotnou nabíjecí stanici. Ty jsou zahrnuty v nultém roce jako jednorázová investice. (31)

Informace o trhu s obousměrnými dobíjecími stanicemi jsou převzaty z dat společnosti NUVVE, které se zaměřují na nabíjecí stanice výrobců Enel, Hitachi a Princeton. Jmenovitý výkon těchto stanic se pohybuje v rozmezí od 7 kW do 15 kW. NUVVE uvádí, že cena prototypů těchto stanic převyšovala v roce 2017 hranici 6 000 USD. Následný rozsah cen stanic pro rok 2018 byl odhadován na 2 500 USD-5 000 USD v závislosti na jmenovitém výkonu dané nabíjecí stanice.

Pro samotné výpočty jsem použil nabíjecí stanice o výkonu 7,3 kW a 15 kW. Jejich účinnost byla stanovena dle zkušeností z projektu Parker na hodnotu 92,5 %. (32) (62)

Jmenovitý výkon stanice	Náklady na pořízení nabíjecí stanice
7,3 kW	2500 USD
15 kW	5000 USD

Tab. 9: Uvažované náklady na pořízení nabíjecí stanice

Za pomoci nástroje řešitel byla zjištěna optimální velikost nabíjecí stanice pro Nissan Leaf s výkonem 8 kW. Z vybraných velikostí jsem proto zvolil nabíječku o výkonu 7,3 kW. Pro elektromobil Tesla naopak největší dostupnou nabíječku s výkonem 15 kW.

### 7.2.2 Ocenění degradace baterie

Jedním z hlavních nákladů, které je třeba zahrnout do výpočetního modelu, je ocenění degradace baterie elektromobilu vlivem V2G. Důvody degradace a technické problémy s ní spojené jsou popsány v kapitole 6.1.1. Pro určení rychlosti degradace je pro Nissan Leaf použit výpočet dle (49) a (63), kombinující teplotní a časovou degradaci. Vztah pro výsledný pokles kapacity je:

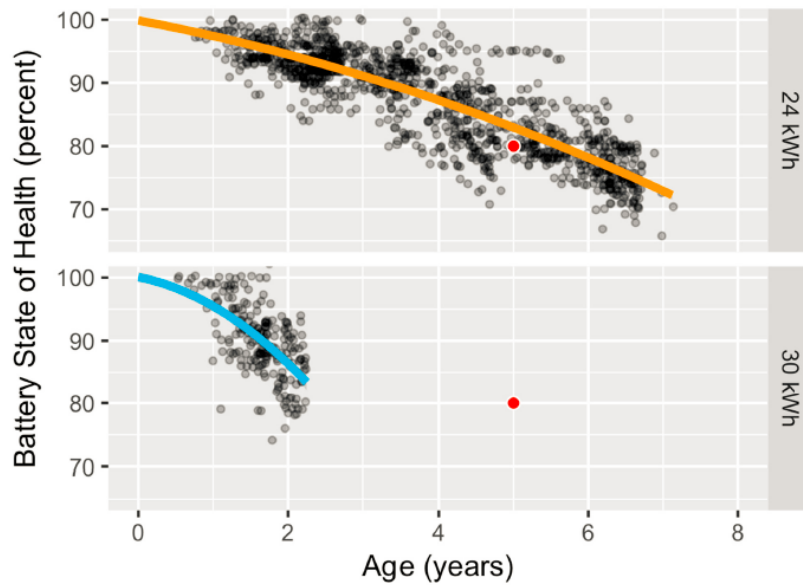
$$Q_{loss} = B \cdot \exp \left[ \frac{-31700 + 370,3 \cdot C}{R \cdot T} \right] \cdot E^{0,55} \quad (1)$$

$$B = 25\,623,71 \cdot C^{-0,28} \quad (2)$$

$$E = Q_{total} \cdot n_{cycle} \cdot DOD \quad (3)$$

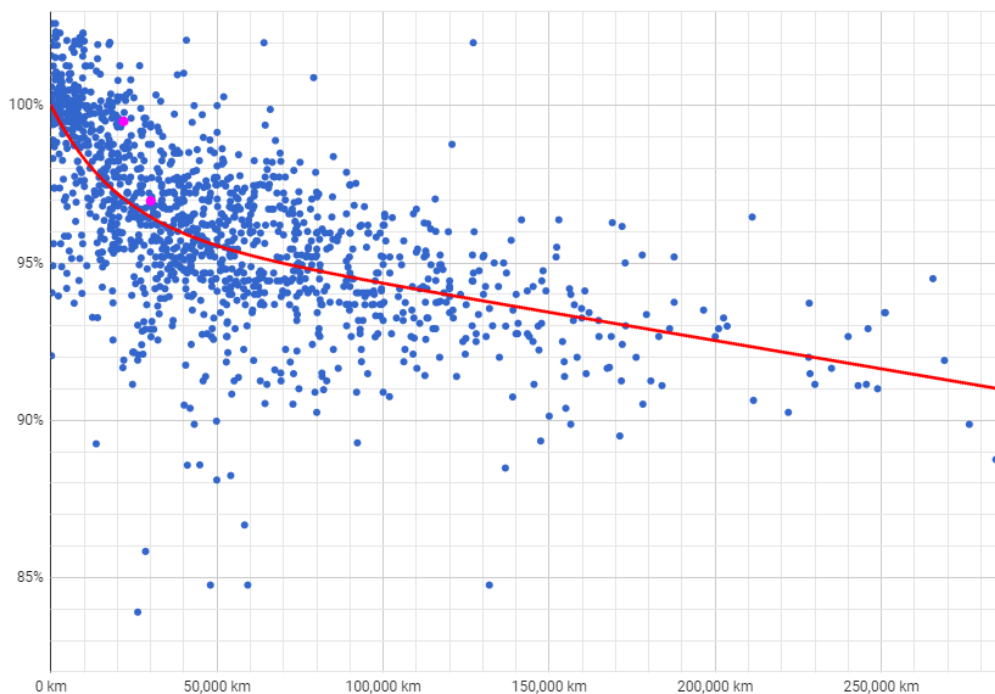
$Q_{loss}$	Celková ztráta kapacity (%)
C	C-faktor
R	Molární plynová konstanta = $8,314 \text{ J} \cdot (\text{kg} \cdot \text{K})^{-1}$
T	Teplota (K)
$Q_{total}$	Celková kapacita baterie (Ah)
$n_{cycle}$	Počet cyklů baterie
DOD	Hloubka vybíjení (%)

Pro ověření výsledků degradace baterie daných výpočetním modelem byla použita naměřená data ze studie (64) (viz Obr. 21). Vzhledem k softwarové chybě, která se u verze Nissanu Leaf s 30kWh baterií objevila, však byla v rámci původní studie celková degradace počítána nepřesně. Po odstranění zmíněné chyby pokles kapacity baterie odpovídal hodnotám verze s 24kWh baterií. (65) Průměrná životnost této baterie (pokles kapacity k 80 %) se pohybovala mezi 5–6 roky. V případě použití výpočetního modelu se při ročním nájezdu 18 000 km dostáváme k hranici životnosti 5,9 roku.



Obr. 21: Stav kapacity baterie elektromobilu Nissan Leaf v závislosti na stáří automobilu (64)

Vzhledem k tomu, že použitý vztah byl vytvořen pro baterie s obdobnými parametry jako má Nissan Leaf, není možné ho použít pro druhý elektromobil s téměř trojnásobnou kapacitou. Pro odhad degradace baterie automobilu Tesla jsou proto použity skutečné naměřené hodnoty z více než 400 automobilů v Evropě, Asii a Severní Americe. Výsledná kapacita baterií těchto elektromobilů v závislosti na počtu ujetých km je znázorněna na Obr. 22.



Obr. 22: Průběh degradace baterie elektromobilu Tesla Model S (66)

Jak vyplývá ze zkušeností carsharingové společnosti Tesloop, vlastníci několik vozidel Tesla s poměrně vysokými hodnotami ujetých kilometrů, výraznější propady v celkové kapacitě baterií jsou často způsobeny závadami v elektronice či dalším zařízením, které se samotnou baterií přímo nesouvisí. (67) Naopak při pomalém nabíjení (se kterým počítá výpočetní model k této práci) dochází k pomalejší degradaci, než jsou průměrné pozorované hodnoty.

Pro další výpočty tedy jsou využívány hodnoty průměrné degradace baterie z Obr. 22. Pro zobecnění hodnot bylo třeba pomocí proložení střední hodnoty naměřených hodnot nalézt vhodnou funkci, tj. funkci s maximální hodnotou spolehlivosti (= koeficientu determinace;  $R^2$ ). Zvolená exponenciální funkce ( $R^2 = 0,9934$ ) má předpis:

$$Q_{zb} = 97,4976349902 \cdot EXP(-0,0000002268 \cdot d) \quad (4)$$

$Q_{zb}$	Zbývající kapacita baterie (%)
d	Ujetá vzdálenost (km)

V rámci modelu je poté degradace kapacity baterie rozdělena na zastarání vlivem nabíjení a využití elektromobilu pro jízdu a využití pro model Vehicel-to-grid. Konec životnosti baterie je u obou zmíněných elektromobilů očekáván na hranici degradace 20 %. V případě, že by k hraniční degradaci baterie nedošlo, limitní doba životnosti ostatních částí elektromobilu je stanovena na 15 let, což odpovídá průměrnému stáří vozidel se spalovacími motory v ČR v roce 2018. (68)

Samotné ekonomické ocenění degradace baterie je počítáno na základě pořizovací ceny baterie přepočtené na dobu její životnosti pomocí vztahu:

$$N_{D(t)} = D_r \cdot \frac{C_b}{(1 - H_z)} \cdot \frac{D_{V2G(T)}}{D_{V2G(T)} + D_{J(T)}} \quad (5)$$

$N_{D(t)}$	Náklady na degradaci baterie v roce t (Kč)
$D_r(t)$	Degradace v roce t (%)
$C_b$	Cena baterie (Kč)
$H_z$	Hranice životnosti (%)
$D_{V2G(T)}$	Podíl V2G na celkové degradaci baterie
$D_{J(T)}$	Podíl jízdy na celkové degradaci baterie

Celková cena baterie vychází ze statistik společnosti Bloomberg, která uvádí průměrnou cenu Li-ion baterií z roku 2018 ve výši 176 USD/kWh (69). Při přepočtu na Kč byl použit průměrný kurz prvního čtvrtletí roku 2019 a to 22,613 Kč/USD. Pro výpočetní model je cena přepočtena dle hodnoty degradace v průběhu životnosti baterie (tj. 20 % degradace).

	<b>Tesla model S</b>	<b>Nissan Leaf</b>
Kapacita baterie	80 kWh	30 kWh
Cena baterie (USD)	176 USD/kWh	
Cena baterie (Kč)	3 980 Kč/kWh	
Celková cena baterie	318 400 Kč	119 400 Kč
Náklady na 1 % degradace	15 920 Kč	5 970 Kč

Tab. 10: Ocenění degradace baterie

Pro přesnější ocenění projektů V2G je zapotřebí rozlišovat mezi degradací využíváním elektromobilu pro jízdu a pro jiné účely (FCP, resp. aFRP). Do výpočtů je třeba zahrnout poměr mezi jednotlivými typy zastarání baterie. Hodnota degradace vlivem V2G se pro Nissan Leaf pohybuje v rozmezí 25–30 % z celkové degradace. Pro elektromobil Tesla je z důvodu většího instalovaného výkonu nabíjecí stanice podíl degradace V2G mezi 66–73 % z celkové degradace.

### 7.2.3 Agregáčn  poplatky

Vedle technických limitů je v p r padě veřejného nabíjení zapotřebí řešit problematiku finančního vyrovnání mezi jednotlivými subjekty – Clearingu (vyrovnání mezi všemi účastníky procesů spojených s nabíjením) a Roamingu (možnost připojení k nabíjecím stanicím bez ohledu na provozovatele vozidla, sítě, nabíjecí stanice a obchodníka s elektřinou). V p r padě domácího nabíjení, coř je p r pad i tohoto v ypočetn ho modelu, je seznam zainteresovaných subjektů v razn  uřší. Z pohledu provozovatele elektromobilu se poplatky p r mo spojen  s poskytováním energie V2G týkají pouze nákladů na sluřby agregátora.

Agregační náklady, společn  s provizí agregátora, tvoří nezanedbatelnou slořku ročních nákladů na provoz V2G. Tyto náklady v sobě zahrnují zejména náklady na komunikaci a agregační software, poplatky za vstup na trh s elektřinou apod. V p r padě V2G se nabízí několik obchodních modelů fungování agregátora na trhu s elektřinou. Pravděpodobnými mořnostmi je fixní platba, odvíjející se od velikosti rezervovan  kapacity, p r padn  podíl z výnosů poskytovatele energie V2G (majitele elektromobilu).

Jak je zmíněno v knize (31), vzhledem k zatím omezenému vyuřívání sluřeb Demand response a samotného V2G není p esn  víře agregačních poplatků dostupn . Dle studií (70) a (71) se agregační poplatky pohybují v řádu desítek procent (cca 30–50 %) celkových výnosů z energie V2G. Pro v ypočetn  model v rámci této p r ce proto budou pouřity poplatky ve v ř  t rtiny dosařen ch výnosů v kařd m roce.

## 7.3 Výnosy z poskytování energie V2G

V ypočetn  model této p r ce se zaměřuje na vyuřit  elektromobilů pro poskytování energie pro automatickou regulaci frekvence (FCP) a automaticky ovládaný proces obnovn  frekvence a v konov  rovnováhy (aFRP). Rozdíly v pouřit  i ohodnocen  těchto sluřeb jsou popsány

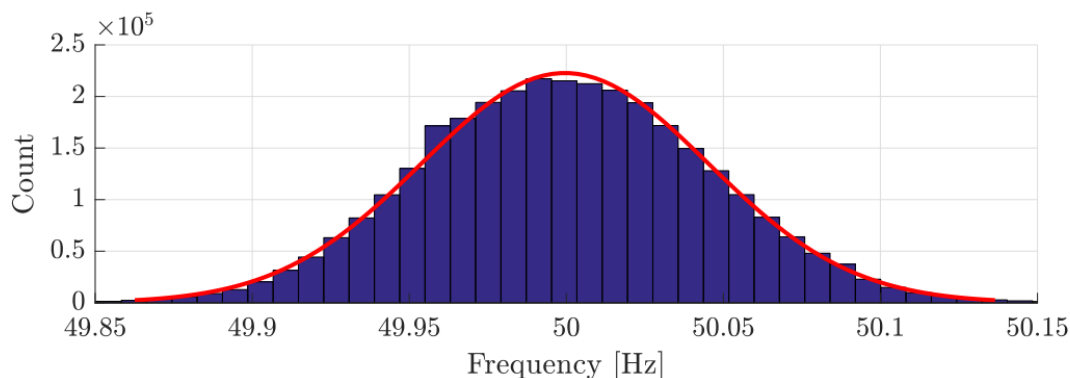
v kapitolách 4.2.1 resp. 4.2.2. V rámci kapitoly 7.3 jsou shrnuta konkrétní data a postupy výpočtů výnosů z FCP a aFRP.

### 7.3.1 Výnosy z poskytování FCP

V případě procesu automatické regulace frekvence tvoří výnosy platby za rezervovanou kapacitu. Jak vyplývá ze zmíněné kapitoly 4.2.1, průměrná cena rezervované kapacity mezi roky 2018–2021 se pohybuje kolem hodnoty 500 Kč/MWh. Tato hodnota je zároveň použita jako výchozí stav pro výpočetní model. Doba poskytování FCP byla zvolena pro dva výchozí stavy:

- A. Stejně jako u dánského projektu Parker ve všední dny od 16:00 do 8:00 a o víkendech po dobu celých 24 hodin (stav vhodný pro flotily vozů), tj. **6136 hod ročně**.
- B. Po celý týden od 19:00 do 7:00 (vhodné pro soukromé automobily), tj. **4368 hod ročně**.

Vzhledem k tomu, že poskytování primární regulace je zpravidla i v průběhu dne symetrické (viz Obr. 23), v rámci výpočtů není očekávána situace, kdy by se hodnota nabití baterie přiblížila mezní hodnotě (min 30 % a max 80 %). V reálné situaci by v takovém případě došlo k zásahu agregátora, který by příslušný elektromobil vyřadil z poskytování regulační energie, přičemž by se baterie opět dobila na požadovanou hodnotu.



Obr. 23: Histogram síťové frekvence v roce 2016 (Statnett, Norsko) (51)

Jak bylo vysvětleno v nákladové analýze, pro Nissan Leaf je použita nabíjecí stanice o výkonu 7,3 kW, pro Tesla Model S o výkonu 15 kW. Při započtení účinnosti nabíjení 92,5 % získáváme roční hodnotu rezervované kapacity pro variantu A 4 700 kW.h Pro Nissan Leaf a 9 578 kW.h pro Teslu. V případě varianty B získáváme hodnoty 3 345,5 kW.h, resp. 6 818 kW.h. Celkové výnosy za poskytování primární regulace ( $V_{FCR}$ ) lze spočítat dle vzorce:



$$V_{FCR} = P \cdot \eta \cdot t \cdot C_{FCR} \quad (1)$$

P	Výkon nabíjecí stanice (kW)
$\eta$	Účinnost nabíjecí stanice (%)
t	Doba poskytování FCR (h/rok)
$C_{FCR}$	Cena za rezervaci FCR (Kč/kW.h)

Celkové výnosy za poskytování FCP jsou dle varianty:

	Nissan Leaf	Tesla Model S
Varianta A	20 887 Kč	42 569 Kč
Varianta B	14 869 Kč	30 303 Kč

### 7.3.2 Výnosy z poskytování aFRP

Výpočet výnosů z automaticky ovládaného procesu obnovy frekvence a výkonové rovnováhy zahrnuje vedle rezervované kapacity také částku za skutečně dodanou regulační energii. Jako modelový rok jsem pro výpočty dodané energie použil rok 2018, jako zdroj dat posloužily statistiky ENTSO-E (72). Vzhledem k využití skutečných hodnot jsem pro zjednodušení výpočetních operací na rozdíl od FCP nerozlišoval mezi všedními dny a víkendy. Pro nastavení doby připojení elektromobilu jsem obdobně jako v předchozím případě použil dvě základní varianty:

- A. Každý den od 16:00 do 8:00 (vhodné pro firemní flotily vozů).
- B. Každý den od 19:00 do 7:00 (vhodné pro soukromé vozy)

Jelikož výpočetní model využívá symetrické poskytování aFRP, při připojení k nabíjecí stanici počítáme s nabitím na střední hodnotu stanoveného intervalu poskytování vyrovnávací energie.

Vzhledem k tomu, že průběh využívání aFRP je výrazně méně symetrický než v předchozím případě, při dosažení mezní hranice (min 30 % a max 80 %) dochází k odpojení elektromobilu od poskytování regulační energie. Při poklesu pod úroveň 30 % dochází k opětovnému nabití na střední hodnotu. Nutno zmínit, že v roce 2018 by k poklesu pod minimální hranici nedošlo ani jednou. Naopak dosažení maximální hranice bylo vcelku častým jevem – z toho vyplývá, že v pozorovaných hodinách výrazně převažuje poskytování záporné regulace (nabíjení). Při dosažení maximální hranice nabití je elektromobil odpojen a v daném období již aFRP neposkytuje, což sice snižuje celkové výnosy, ale zároveň snižuje případné další náklady na nabíjení vozidla před jeho použitím.

Pro dorovnávání odchylek vzniklých poskytováním aFRP je využívána elektřina z NT s cenou 2 000 Kč/MWh. Energie potřebná pro dobítí odpovídá v případě Tesly u varianty B ročně objemu 1 345 kWh. Zároveň však dochází k ušetření za energii nutnou k nabíjení (v případě přebití elektromobilu nad hodnotu v době připojení) – objem ušetřené energie je ročně 1 543 kWh. Rozdílem těchto hodnot získám roční ušetřenou částku za nabíjení ( $V_{aFRP-n}$ ). Ročně tedy díky poskytování aFRP ušetřím za nabíjení:

	Nissan Leaf	Tesla Model S
Varianta A	-751 Kč	-1 665 Kč
Varianta B	-48 Kč	396 Kč

Dále jsem obdobným postupem jako v případě FCP spočítal hodnotu rezervované kapacity a z ní plynoucí výnosy. Vzhledem k proměnné době poskytování regulační zálohy se roční doba pro jednotlivé elektromobily liší – např. pro Nissan Leaf při variantě A je to celkem 5300 hodin a pro Tesla Model S celkem 5495 hodin. Pro roky 2019–2021 byla rezervovaná záloha asymetrického charakteru, což znamená také rozdělení cen. Pro výpočty jsem použil částky 320 Kč/MW.h pro kladnou regulační energii a 250 Kč/MW.h pro zápornou energii. Výsledný vzorec pro výpočet výnosů za rezervaci kapacity pro aFRP ( $V_{aFRP-r}$ ) má tvar:

$$V_{aFRP-r} = P \cdot \eta \cdot t \cdot (C_{aFRP+} + C_{aFRP-}) \quad (2)$$

P	Výkon nabíjecí stanice (kW)
$\eta$	Účinnost nabíjecí stanice (%)
t	Doba poskytování aFRP (h/rok)
$C_{FCR+}$	Cena za rezervaci kladné aFRP (Kč/kW.h)
$C_{FCR-}$	Cena za rezervaci záporné aFRP (Kč/kW.h)

Celkové výnosy za rezervaci kapacity pro poskytování aFRP jsou potom:

	Nissan Leaf	Tesla Model S
Varianta A	20 567 Kč	19 061 Kč
Varianta B	15 138 Kč	31 793 Kč

Pro výpočet výnosů za dodanou regulační energii pro aFRP jsem použil ceny stanovené ERÚ pro rok 2018 – tj. 2 350 Kč/MWh v případě kladné regulace (dodávky do soustavy) a 1 Kč/MWh v případě záporné regulace (nabíjení baterie). Výnosy z aktivované energie  $V_{aFRP-e}$  jsou dopočteny dle vztahu:

$$V_{aFRP-e} = E_+ \cdot C_+ + E_- \cdot C_- \quad (3)$$

$E_+$	Množství aktivované kladné energie (MWh/rok)
$E_-$	Množství aktivované záporné energie (MWh/rok)
$C_+$	Cena kladné energie (Kč/MWh)
$C_-$	Cena záporné energie (Kč/MWh)

Celkové roční výnosy z aktivace aFRP jsou:

	Nissan Leaf	Tesla Model S
Varianta A	5 528 Kč	12 864 Kč
Varianta B	3 821 Kč	9 256 Kč

Celkové výnosy získáme součtem jednotlivých složek:

$$V_{aFRP} = V_{aFRP-r} + V_{aFRP-e} + V_{aFRP-n} \quad (4)$$

$V_{aFRP-r}$	Výnosy z rezervované kapacity pro aFRP (Kč/rok)
$V_{aFRP-e}$	Výnosy z aktivace aFRP (Kč/rok)
$V_{aFRP-n}$	Roční ušetřená částka za nabíjení (Kč/rok)

Faktorem, který výrazně ovlivňuje rozdíl výnosů mezi oběma automobily je velikost baterie. Zatímco velikost nabíjecí stanice pro Nissan je výkonově na úrovni cca 50 % nabíjecí stanice Tesla, velikost baterie odpovídá pouze 37,5 %. Případné větší výkyvy aktivované energie pro aFRP způsobí rychlejší překročení hranice intervalu nabíjení, a tedy jeho odpojení, což výrazně snižuje výnosy pro Nissan Leaf. Celkové výnosy z poskytování aFRP jsou následující:

	Nissan Leaf	Tesla Model S
Varianta A	25 344 Kč	54 658 Kč
Varianta B	18 911 Kč	41 445 Kč



## 8 Shrnutí výsledků výpočtů a citlivostní analýza

### 8.1 Určení diskontní sazby

Pro výpočty budoucích hotovostních toků je nezbytné určení diskontní sazby. Ta se v nalezených zdrojích zabývajících se projekty V2G pohybuje v intervalu 5–10 %. Pro bližší určení této sazby jsem použil model CAPM (Capital Asset Pricing Model):

$$r_e = r_f + \beta \cdot ERP \quad (5)$$

$r_e$	Rate of equity (náklady vlastního kapitálu)
$r_f$	Risk free premium (bezriziková úroková míra)
ERP	Equity Risk Premium (tržní riziková prémie)
$\beta$	Koeficient beta daného odvětví

Jako bezriziková úroková míra je použit výnos desetiletých státních dluhopisů ČR, jehož hodnota byla na konci prvního čtvrtletí roku 2019 1,82 % (73). Energetickým regulačním úřadem doporučený beta koeficient (74) pro projekty v oblasti energetiky má hodnotu 0,536. Výše ERP pro Českou republiku pochází ze stránek profesora Damodarana – hodnota ratingu ČR v mezinárodním měřítku je A1, což odpovídá rizikové prémii 6,94 %. Celková výše použitého diskontu proto odpovídá 5,5 %.

### 8.2 Ekonomická analýza poskytování FCP

Kapitola 8.2 se zaměřuje na zhodnocení ekonomických výstupů z výpočetního modelu poskytování FCP pro jednotlivé varianty popsané v kapitolách 7.3.1 a 7.3.2:

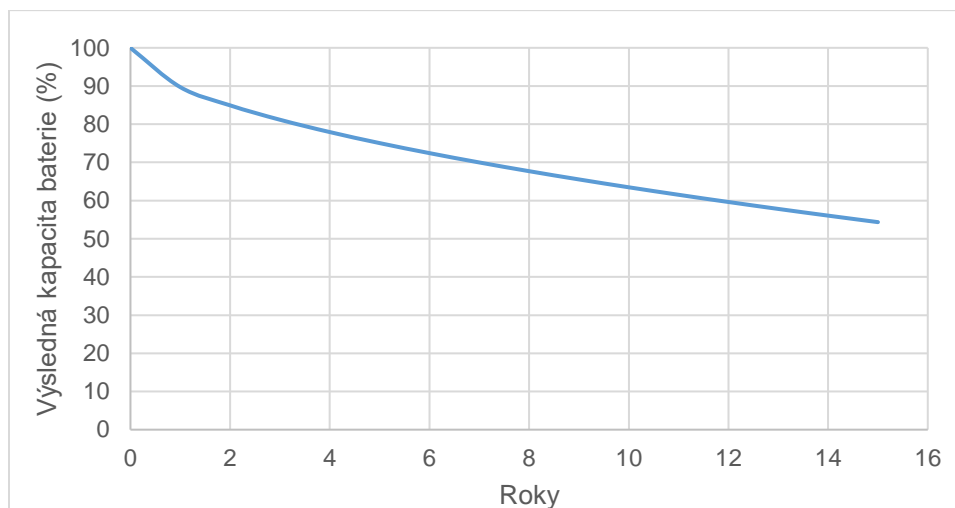
#### 8.2.1 Varianta A

Varianta A se zaměřuje převážně na využití služebních elektromobilů a firemních flotil vozů. Při osmihodinové pracovní době by mezní doba poskytování FCP odpovídala 14 hodinám (např. od 16:00 do 8:00 ve všední dny), a celým 24 hodinám o víkendech.

##### 8.2.1.1 Nissan Leaf

Doba životnosti baterie vozu Nissan Leaf byla na základě výpočetního modelu stanovena na 3 roky (viz Obr. 24). Při započtení nákladů na degradaci baterie a agregaci byly hotovostní toky v jednotlivých letech:

Rok	0	1	2	3
Investice	-56 532,5			
Výnosy		20 886,9	20 886,9	20 886,9
Agregační nákl.		-6 962,3	-6 962,3	-6 962,3
Nákl. Degradace		-15 792,6	-7 329,1	-5 776,4
CF	-56 532,5	-1 867,9	6 595,5	8 148,2
DCF	-56 532,5	-1 769,9	5 921,3	6 931,3



Obr. 24: Degradace baterie Nissan Leaf při poskytování FCP

Celkové NPV za dobu životnosti projektu je potom následující.

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T DCF_t \quad (6)$$

$$NPV_{NA\_FCR} = -45\,450 \text{ Kč}$$

Vzhledem k rozdílné době trvání projektu pro jednotlivé varianty je nutné rovnoměrně rozdělit diskontované peněžní toky do jednotlivých let. K tomu slouží tzv. roční ekvivalentní peněžní tok (RCF), tedy vynásobení výsledného NPV anuitním faktorem.

$$RCF = \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} \cdot NPV \quad (7)$$

$$RCF_{NA\_FCR} = -16\,859 \text{ Kč}$$

### 8.2.1.2 Tesla Model S

Naproti tomu baterie elektromobilu Tesla zaznamenala za 15 let trvání projektu degradaci pouze 19 %. Přes vyšší prvotní investici do nabíjecího zařízení doba návratnosti odpovídá cca 11,5 roku.

Rok	0	1	2	...	14	15
Investice	-113 065			...		
Výnosy		42 568,5	42 568,5	...	42 568,5	42 568,5
Agregační nákl.		-14 189,5	-14 189,5	...	-14 189,5	-14 189,5
Nákl. Degradace		-38 734,6	-12 204,8	...	-10 556,4	-10 429,6
CF	-113 065	-10 355,6	16 174,2	...	17 822,5	17 949,4
<b>DCF</b>	<b>-113 065</b>	<b>-9 812,0</b>	<b>14 520,8</b>	<b>...</b>	<b>8 377,9</b>	<b>7 994,7</b>

Čistá současná hodnota a roční ekvivalentní peněžní tok jsou potom:

$$NPV_{TA\_FCR} = 30\,882 \text{ Kč}$$

$$RCF_{TA\_FCR} = 3\,085 \text{ Kč}$$

## 8.2.2 Varianta B

Varianta B se zaměřuje na využití osobních elektromobilů, z toho důvodu lze předpokládat využití baterie pro FCP převážně v nočních hodinách. Ve výpočetním modelu se jedná o časový interval od 19:00 do 7:00.

### 8.2.2.1 Nissan Leaf

Vzhledem k nižšímu zapojení elektromobilu do poskytování FCP, a tedy cca o 20 % nižšímu objemu dodané energie, vychází doba životnosti baterie na 4 roky, tj. o rok déle než v případě varianty A. Naproti tomu došlo k výraznému snížení výnosů za rezervovaný výkon, a to téměř o 30 %. Peněžní toky v jednotlivých letech jsou následující:

Rok	0	1	2	3	4
Investice	-56 532,5				
Výnosy		14 868,7	14 868,7	14 868,7	14 868,7
Agregační nákl.		-4 956,2	-4 956,2	-4 956,2	-4 956,2
Nákl. Degradace		-12 274,1	-5 696,2	-4 489,5	-3 850,3
CF	-56 532,5	-2 361,6	4 216,2	5 423,0	6 062,2
DCF	<b>-56 532,5</b>	<b>-2 237,7</b>	<b>3 785,2</b>	<b>4 613,0</b>	<b>4 886,1</b>

$$NPV_{NB\_FCR} = -45\,486 \text{ Kč}$$

$$RCF_{NB\_FCR} = -12\,989 \text{ Kč}$$

### 8.2.2.2 Tesla Model S

Z důvodu vysoké prvotní investice do nabíjecího zařízení a významnému snížení výnosů oproti variantě A (o 29 %) zůstává projekt využití baterie elektromobilu Tesla Model S v záporných číslech, přestože životnost baterie přesahuje maximální dobu životnosti projektu.

Rok	0	1	2	...	13	14	15
Investice	-113 065,0			...			
Výnosy		30 303,0	30 303,0	...	30 303,0	30 303,0	30 303,0
Agregační nákl.		-10 101,0	-10 101,0	...	-10 101,0	-10 101,0	-10 101,0
Nákl. Degradace		-32 920,3	-8 836,6	...	-7 952,2	-7 876,3	-7 801,1
CF	-113 065,0	-12 718,3	11 365,4	...	12 249,8	12 325,7	12 400,9
DCF	<b>-113 065,0</b>	<b>-12 050,7</b>	<b>10 203,5</b>	...	<b>6 077,4</b>	<b>5 794,0</b>	<b>5 523,4</b>

$$NPV_{TB\_FCR} = -17\,950 \text{ Kč}$$

$$RCF_{TB\_FCR} = -1\,793 \text{ Kč}$$

## 8.3 Ekonomická analýza poskytování aFRP

Při výpočtech výnosů aFRP se významně projevuje nesouměrnost poskytování této služby. Převažující potřeba záporné regulace soustavy, tj. nabíjení baterie elektromobilu, šetří náklady na energii nutnou k nabíjení a zároveň nezvyšuje náklady degradace baterie vlivem V2G (jedná se o nabíjení pro jízdu). Z toho důvodu výnosy z této služby přesahují výnosy z poskytování FCP.

### 8.3.1 Varianta A

Obdobně jako v případě FCP představuje varianta A využití baterií firemních automobilů a flotil vozů. V případě aFRP však není rozlišováno mezi všedními dny a víkendy, energie pro účely soustavy je k dispozici denně od 16:00 do 8:00.

#### 8.3.1.1 Nissan Leaf

Přes vyšší výnosy a výrazně nižší náklady za degradaci baterie (až o třetinu) zůstává u Nissanu Leaf dominantní vliv zkracování životnosti baterie vlivem V2G. V případě varianty A (tj. poskytování aFRP až 98 hodin týdně) výpočetní model zahrnuje životnost baterie 4 roky:

Rok	0	1	2	3	4
Investice	-56 532,5				
Výnosy		25 344,0	25 344,0	25 344,0	25 344,0
Agregační nákl.		-8 448,0	-8 448,0	-8 448,0	-8 448,0
Nákl. Degradace		-9 542,9	-4 428,7	-3 490,5	-2 993,5
CF	-56 532,5	7 353,1	12 467,3	13 405,5	13 902,5
<b>DCF</b>	<b>-56 532,5</b>	<b>6 967,1</b>	<b>11 192,8</b>	<b>11 403,4</b>	<b>11 205,4</b>

Výsledné NPV z důvodu krátké životnosti projektu zůstává v záporných číslech:

$$NPV_{NA_{aFRP}} = -15\,764 \text{ Kč}$$

$$RCF_{NA_{aFRP}} = -4\,501 \text{ Kč}$$

#### 8.3.1.2 Tesla Model S

Naopak zmíněné výhody se plně projeví při dlouhé životnosti baterie (viz Tesla Model S):

Rok	0	1	2	...	13	14	15
Investice	-113 065,0			...			
Výnosy		54 658,1	54 658,1	...	54 658,1	54 658,1	54 658,1
Agregační nákl.		-18 219,4	-18 219,4	...	-18 219,4	-18 219,4	-18 219,4
Nákl. Degradace		-29 736,1	-7 224,6	...	-6 589,6	-6 534,8	-6 480,3
CF	-113 065,0	6 702,7	29 214,1	...	29 849,1	29 904,0	29 958,4
<b>DCF</b>	<b>-113 065,0</b>	<b>6 350,8</b>	<b>26 227,7</b>	...	<b>14 808,7</b>	<b>14 057,2</b>	<b>13 343,6</b>

$$NPV_{TA_{aFRP}} = 161\,048 \text{ Kč}$$

$$RCF_{TA_{aFRP}} = 16\,087 \text{ Kč}$$



### 8.3.2 Varianta B

U varianty B se opět projevuje rozdíl kratší doby poskytování aFRP (denně od 19:00 do 7:00). Celkový rozdíl výnosů však v tomto případě není tak výrazný jako u poskytování FCP, a to z důvodu nutnosti odpojení baterie v případě překročení intervalu nabití. Například rozdíl doby rezervace kapacity baterie mezi variantou A a variantou B je u elektromobilu Tesla 535 hodin za rok, zatímco v případě FCP byl celkový rozdíl téměř 1800 hodin.

Velmi zásadní rozdíl však zůstává mezi jednotlivými elektromobily, a to z důvodu odhadované životnosti baterie (5 let pro Nissan Leaf vs. 15 let pro Tesla Model S).

#### 8.3.2.1 Nissan Leaf

Rok	0	1	2	3	4	5
Investice	-56 532,5					
Výnosy		18 911,3	18 911,3	18 911,3	18 911,3	18 911,3
Agregační nákl.		-6 303,8	-6 303,8	-6 303,8	-6 303,8	-6 303,8
Nákl. Degradace		-7 422,5	-3 444,7	-2 714,9	-2 328,4	-2 077,6
CF	-56 532,5	5 185,0	9 162,8	9 892,6	10 279,1	10 530,0
<b>DCF</b>	<b>-56 532,5</b>	<b>4 912,8</b>	<b>8 226,2</b>	<b>8 415,1</b>	<b>8 285,0</b>	<b>8 041,6</b>

$$NPV_{NB,aFRP} = -18\,652 \text{ Kč}$$

$$RCF_{NB,aFRP} = -4\,373 \text{ Kč}$$

#### 8.3.2.2 Tesla Model S

Rok	0	1	2	...	13	14	15
Investice	-113 065,0			...			
Výnosy		41 445,0	41 445,0	...	41 445,0	41 445,0	41 445,0
Agregační nákl.		-13 815,0	-13 815,0	...	-13 815,0	-13 815,0	-13 815,0
Nákl. Degradace		-25 704,3	-5 437,6	...	-5 036,2	-5 001,2	-4 966,5
CF	-113 065,0	1 925,7	22 192,4	...	22 593,8	22 628,8	22 663,6
<b>DCF</b>	<b>-113 065,0</b>	<b>1 824,7</b>	<b>19 923,8</b>	<b>...</b>	<b>11 209,2</b>	<b>10 637,3</b>	<b>10 094,4</b>

$$NPV_{TB,aFRP} = 91\,781 \text{ Kč}$$

$$RCF_{TB,aFRP} = 9\,168 \text{ Kč}$$

## 8.4 Shrnutí výsledků a citlivostní analýza výsledků

V Tab. 11 a Tab. 12 jsou shrnuta výsledná NPV a RCF pro jednotlivé varianty. Zatímco NPV se zaměřuje pouze na posouzení návratnosti projektů, pro konkrétní srovnání jednotlivých variant je z důvodu různé doby trvání projektu využito RCF.

	Nissan Leaf		Tesla Model S	
	FCP	aFRP	FCP	aFRP
Varianta A	-16 859	-4 501	3 085	16 087
Varianta B	-12 989	-4 373	-1 793	9 168

Tab. 11: Porovnání NPV variant

Jak bylo zmíněno v předchozích kapitolách, výpočetní model u elektromobilu Nissan Leaf vychází z výrazně vyšší degradace baterie, než je pozorována u vozu Tesla Model S. Krátká životnost této baterie v kombinaci s poměrně vysokou vstupní investicí znamená záporné NPV pro všechny zkoumané varianty využití Nissanu Leaf.

Naproti tomu Tesla Model S se dostává, kromě varianty B – FCP, do kladných čísel. U této varianty je elektromobil pro potřeby soustavy využíván celkem 4368 hodin ročně, oproti 6136 hodinám varianty A. To má za následek výrazné snížení ročních výnosů, a tedy nemožnost pokrytí vstupní investice za celých 15 let trvání projektu.

	Nissan Leaf		Tesla Model S	
	FCP	aFRP	FCP	aFRP
Varianta A	-16 859	-4 501	3 085	16 087
Varianta B	-12 989	-4 373	-1 793	9 168

Tab. 12: Porovnání RCF variant

Z výsledků RCF jednotlivých variant (Tab. 12) vyplývá, že návratnost projektu V2G je nejvýrazněji ovlivňována třemi parametry:

1. Degradace baterie elektromobilu
2. Výše investičních nákladů (pořízení a instalace nabíjecí stanice)
3. Agregační náklady a případné další poplatky

Citlivostní analýza těchto parametrů je zobrazena v Tab. 13, Tab. 15 a Tab. 16.

Náklady na degradaci baterie elektromobilu jsou reprezentovány dvěma hlavními vstupy – cenou baterie a samotnou rychlostí degradace dané baterie. Zatímco rychlost degradace se liší dle modelu elektromobilu, což způsobuje hlavní výsledkové rozdíly mezi vozy Nissan a Tesla, jednotková cena baterie (v USD/kWh) byla doposud počítána pro oba automobily stejná. Její další pokles cen baterie pod hranici 150 USD/kWh by znamenal rentabilitu všech zkoumaných variant využití Tesla Model S. Naopak při uvažované rychlosti degradace baterie Nissan Leaf nemá

pokles cen významný vliv na výsledné RCF – přes zvýšení výnosů se Nissan Leaf stále pohybuje v záporných číslech.

Cena baterie (USD/kWh)	Nissan Leaf		Tesla Model S		Nissan Leaf		Tesla Model S	
	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. B	aFRP var. B	FCP var. B	aFRP var. B
50	-9 833	-740	13 108	22 572	-8 151	-1 704	5 868	14 300
75	-11 227	-1 486	11 119	21 285	-9 111	-2 234	4 348	13 281
100	-12 621	-2 233	9 130	19 998	-10 071	-2 763	2 828	12 263
125	-14 015	-2 979	7 142	18 712	-11 030	-3 293	1 308	11 245
150	-15 409	-3 725	5 153	17 425	-11 990	-3 822	-212	10 227
175	-16 803	-4 472	3 164	16 138	-12 950	-4 351	-1 732	9 209
<b>176</b>	<b>-16 859</b>	<b>-4 501</b>	<b>3 085</b>	<b>16 087</b>	<b>-12 989</b>	<b>-4 373</b>	<b>-1 793</b>	<b>9 168</b>
200	-18 197	-5 218	1 176	14 852	-13 910	-4 881	-3 252	8 191
225	-19 591	-5 964	-813	13 565	-14 870	-5 410	-4 772	7 172
250	-20 985	-6 711	-2 802	12 279	-15 830	-5 940	-6 292	6 154

Tab. 13: Citlivostní analýza RCF v závislosti na ceně baterie

Druhým zmíněným parametrem je rychlost degradace baterie. Výsledky výpočetního modelu elektromobilu Tesla Model S vychází ze střední hodnoty naměřených dat. Jak je však patrné z Obr. 22 (viz kapitola 7.2.2), degradace baterie se vyznačuje poměrně velkou mírou nejistoty. Tabulka Tab. 14 zobrazuje výsledné parametry investice pro hraniční odchylky degradace baterie (tj. +5 % a -5 %) pro Variantu A. Zvýšení degradace baterie (červené hodnoty) má výrazný vliv zejména pro poskytování FCP, kdy se celková návratnost projektu dostává do záporných čísel.

	FCP			aFRP		
	-5 %	0	5 %	-5 %	0	5 %
NPV	-36110	<b>30882</b>	71295	123077	<b>161048</b>	196861
RCF	-4199	<b>3085</b>	7122	12294	<b>16087</b>	19664

Tab. 14: Citlivostní analýza degradace baterie Tesla Model S (Varianta A)

Větší vliv než snížení ceny baterie, má na návratnost zkoumaných projektů V2G pokles investičních nákladů, zejména potom nákladů na nabíjecí stanici. V případě jejich poklesu o 40 % lze očekávat ekonomickou rentabilitu poskytování aFRP také u Nissanu Leaf. Poskytování FCP se přitom stále pohybuje v záporných číslech.

Změna výše inv. nákladů	Nissan Leaf		Tesla Model S		Nissan Leaf		Tesla Model S	
	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. B	aFRP var. B	FCP var. B	aFRP var. B
-60 %	-4 277	5 184	9 861	22 863	-3 303	3 579	4 983	15 944
-50 %	-6 374	3 570	8 732	21 734	-4 917	2 254	3 854	14 815
-40 %	-8 471	1 956	7 602	20 605	-6 531	929	2 725	13 686
-30 %	-10 568	342	6 473	19 475	-8 146	-397	1 595	12 556
-20 %	-12 665	-1 273	5 344	18 346	-9 760	-1 722	466	11 427
-10 %	-14 762	-2 887	4 214	17 216	-11 374	-3 047	-664	10 297
<b>0</b>	<b>-16 859</b>	<b>-4 501</b>	<b>3 085</b>	<b>16 087</b>	<b>-12 989</b>	<b>-4 373</b>	<b>-1 793</b>	<b>9 168</b>
+10 %	-18 956	-6 116	1 955	14 958	-14 603	-5 698	-2 922	8 039
+20 %	-21 053	-7 730	826	13 828	-16 217	-7 023	-4 052	6 909
+30 %	-23 150	-9 344	-303	12 699	-17 832	-8 348	-5 181	5 780
+40 %	-25 246	-10 959	-1 433	11 569	-19 446	-9 674	-6 311	4 650
+50 %	-27 343	-12 573	-2 562	10 440	-21 060	-10 999	-7 440	3 521

Tab. 15: Citlivostní analýza RCF v závislosti na změně investičních nákladů

Obdobně významný vliv na rentabilitu jednotlivých variant má velikost agregačních nákladů a poplatků. V základním scénáři je počítáno s výší poplatků 33 % z celkových výnosů. V případě poklesu na 10 % se stávají rentabilními také obě varianty poskytování aFRP s Nissanem Leaf. Naopak při jejich zvýšení na 45 % se dostávají do záporných čísel i varianty poskytování FCP pomocí Tesla Modelu S.

Podíl z výnosů	Nissan Leaf		Tesla Model S		Nissan Leaf		Tesla Model S	
	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. A	aFRP var. A	FCP var. B	aFRP var. B	FCP var. B	aFRP var. B
0 %	-9 896	3 947	17 274	34 306	-8 033	1 931	8 308	22 983
5 %	-10 941	2 679	15 146	31 573	-8 776	986	6 793	20 911
10 %	-11 985	1 412	13 017	28 841	-9 519	40	5 278	18 838
15 %	-13 029	145	10 889	26 108	-10 263	-906	3 763	16 766
20 %	-14 074	-1 122	8 761	23 375	-11 006	-1 851	2 247	14 694
25 %	-15 118	-2 389	6 632	20 642	-11 750	-2 797	732	12 622
30 %	-16 162	-3 657	4 504	17 909	-12 493	-3 742	-783	10 549
<b>33 %</b>	<b>-16 859</b>	<b>-4 501</b>	<b>3 085</b>	<b>16 087</b>	<b>-12 989</b>	<b>-4 373</b>	<b>-1 793</b>	<b>9 168</b>
35 %	-17 207	-4 924	2 375	15 176	-13 237	-4 688	-2 298	8 477
40 %	-18 251	-6 191	247	12 443	-13 980	-5 633	-3 813	6 405
45 %	-19 295	-7 458	-1 882	9 710	-14 723	-6 579	-5 328	4 333
50 %	-20 340	-8 725	-4 010	6 977	-15 467	-7 524	-6 844	2 260

Tab. 16: Citlivostní analýza RCF v závislosti na výši agregačních nákladů

Vzhledem k výkonovému rozdílu použitých nabíjecích stanic, a tedy i výnosů z jednotlivých elektromobilů se parametr výše agregačních nákladů významněji projevuje právě na elektromobilu Tesla.

## 9 Závěr

---

V diplomové práci jsem se zabýval problematikou využití energie z baterií elektromobilů pro potřeby provozovatele přenosové a distribuční soustavy – zejména potom v rámci podpůrných služeb. Úvodní část se zaměřuje na současný rozvoj elektromobility v České republice a dalších evropských zemích, jeho důvody a hlavní využívané technologie. Přes následný popis obchodních modelů spojených s elektromobilitou jsem se dostal i k samotnému modelu, umožňujícímu obousměrné toky energie – tzv. Vehicle-to-Grid (V2G).

Na úvodní kapitolu navazuje popis dostupných technologií, umožňujících obousměrné toky energie – od elektromobilů, které byly využívány v rámci pilotních projektů, po parametry dobíjecích stanic (převážně prototypů) a nabíjecích standardů. Ve druhé části této kapitoly následuje popis konkrétních možností využití V2G:

1. Proces automatické regulace frekvence (FCP);
2. Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP);
3. Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP);
4. Obchodování na krátkodobých trzích.

Z poskytování uvedených podpůrných služeb pomocí V2G jsem z důvodu vysokých požadovaných minimálních nabídek vyloučil mFRP (min 10, resp. 30 MW). Z krátkodobých trhů jsem kvůli dlouhým obchodovacím periodám vyloučil Blokový trh, a z důvodu probíhajících změn na evropském trhu s vyrovnávací energií také Vyrovnávací trh. Na zbývající podpůrné služby, tj. FCP a aFRP jsem se dále zaměřil v rámci výpočetního modelu.

Pro zjištění současných limitů a bariér, spojených s poskytováním energie z V2G, bylo zapotřebí prostudovat výstupní zprávy a studie z probíhajících i ukončených zahraničních pilotních projektů. V bližším popisu jsem se proto zaměřil na tři rozlišné evropské projekty V2G. Zjištěné limity jsem následně rozdělil do čtyř kategorií – technologické, legislativní, ekonomické a sociální.

Stěžejní částí diplomové práce je ekonomická analýza projektu V2G z pohledu provozovatele elektromobilu a tvorba výše zmíněného výpočetního modelu. Pro výpočty jsem si zvolil dva rozdílné elektromobily – nejprodávanější BEV v Evropě Nissan Leaf (30 kWh) a elektromobil vyšší třídy Tesla Model S (80 kWh), které se významně liší technologií baterie, velikostí baterie, a tedy i rychlostí její degradace. Z toho důvodu jsem pro výpočty použil rozlišné postupy výpočtu degradace baterie, založených na dostupných datech o kondici využívaných baterií. Spolu s investičními náklady a agregačními poplatky tvoří ocenění degradace hlavní nákladové parametry výpočetního modelu. Výnosy jsou stanoveny na základě cen podpůrných služeb pro roky 2018–2021.

Právě velikost a rychlost degradace baterie se nakonec projeví jako rozhodující faktory výpočetního modelu. Životnost baterie Nissan Leaf se vlivem poskytování V2G zkracuje až o desítky procent, což má zásadní vliv na ekonomickou návratnost projektu. Naopak při poměrně

nízkém zatěžování baterie elektromobilu (nízký C-faktor vybíjení při V2G), jaký je díky velikosti baterie patrný u Tesla Modelu S, lze předpokládat, že životnost baterie nebude výrazně ovlivněna.

Samotné využívání modelu V2G naráží na řadu problémů – hlavním a logickým limitem je nedostupnost kapacity elektromobilů po dobu 24 hodin, resp. její dostupnost převážně v nočních hodinách. Přitom cca 55 % celkové sekundární regulace bylo v roce 2018 poskytováno v době od 8:00 do 16:00, tedy v době, kdy elektromobily nebyly k dispozici ani pro jednu z počítaných variant.

Jak vyplývá z citlivostní analýzy modelových výsledků i zkušeností z popisovaných projektů, z důvodu nedostatečně rozvinutých technologií V2G, a tedy i vysokých nákladů a dalších technických či legislativních limitů, nelze v nejbližších letech očekávat překotný rozvoj v této oblasti. Vzhledem k současným trendům v rozvoji elektromobility, zvyšování kapacity baterií a prodlužování jejich životnosti, však nelze možný význam V2G zanedbávat. Nárůst podílu alternativních zdrojů v energetickém mixu řady zemí bude vyžadovat vysoké akumulární schopnosti elektrizační soustavy. V případě nastavení vhodných legislativních podmínek mají baterie elektromobilů vysoký potenciál pro doplňování stacionárních bateriových úložišť.

## 10 Bibliografie

---

1. **ICCT - International Council of Clean Transportation.** Reducing CO2 and fuel consumption: A summary of the technology potential for new cars in the EU. [Online] January 2013. [Citace: 20. 1 2019.] <https://www.theicct.org/sites/default/files/Briefing%20Technology%20Potential%20Short%20EN%20v2.pdf>.
2. **Česká televize.** Automobilka Fiat zařadí do své flotily vozy Tesly, aby plnila emisní limity. ČT 24. [Online] Česká televize, 7. 4 2019. [Citace: 4. 22 2019.] <https://ct24.ceskatelevize.cz/ekonomika/2781005-automobilka-fiat-zaradi-do-sve-flotily-vozy-tesly-aby-plnila-emisni-limity>.
3. **Wolfram, Paul a Lutsey, Nic.** *Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions.* místo neznámé : The International Council on Clean Transportation, 2016.
4. **Bakker, Daan.** *Battery Electric Vehicles - Performance, CO2 emissions, lifecycle costs and advanced battery technology development.* Utrecht : Universiteit Utrecht, August 2010.
5. **(mb), Novinky.cz.** Podpora elektromobilů pro občany není v plánu. *Novinky.cz.* [Online] 19. 3 2019. [Citace: 15. 4 2019.] <https://www.novinky.cz/auto/500220-podpora-elektromobilu-pro-obcany-neni-v-planu.html>.
6. **Tomíšek, Marek.** V Evropě se prodalo více než 100 tisíc vozů Mitsubishi Outlander PHEV. *Usporne.cz.* [Online] 1. 2 2018. [Citace: 20. 3 2019.] <https://www.usporne.info/8435-v-evrope-se-prodalo-vice-nez-100-tisic-vozu-mitsubishi-outlander-phev/>.
7. **Battery University.** BU-103: Global Battery Markets. [Online] 11. 4 2016. [Citace: 5. 11 2018.] [https://batteryuniversity.com/learn/article/global\\_battery\\_markets](https://batteryuniversity.com/learn/article/global_battery_markets).
8. **Badey, Quentin & Cherouvrier, Guillaume & Reynier, Yvan & Duffault, Jean-Marc & Franger, Sylvain.** *Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles.* místo neznámé : ResearchGate, 2011.
9. **Young, Ernst &.** Interní materiály společnosti EY. 2019.
10. **Ministerstvo průmyslu a obchodu.** *Prezentace národního akčního plánu čisté mobility.* Loučeň : MPO, 2018.
11. **EAF0.** European Alternative Fuels Observatory. [Online] [Citace: 11. 3 2019.] <https://www.eafo.eu/>.
12. **Vojta, Tomáš.** DPH v Evropě - vizualizace dat na mapě. *Uctovani.net.* [Online] 7. 1 2019. [Citace: 10. 4 2019.] <https://www.uctovani.net/clanek.php?t=DPH-v-Evrope-vizualizace-dat-na-mape&idc=186>.

13. **Novotný, Petr.** Žádné daně nebo mýtné. Podpora elektromobility u nás a ve světě. *Obnovitelne.cz*. [Online] RENARDS dotační, s.r.o., 13. 9 2017. [Citace: 10. 4 2019.] <https://www.obnovitelne.cz/cz/clanek/146/zadne-dane-nebo-mytne-podpora-elektromobility-u-nas-a-ve-svete/>.
14. **Novinky.cz (fra, mb).** V Norsku už kralují elektromobily, prodávají se více než konvenční auta. *Novinky.cz*. [Online] 2. 4 2019. [Citace: 10. 4 2019.] <https://www.novinky.cz/zahranicni/evropa/501392-v-norsku-uz-kraluji-elektromobily-prodavaji-se-vice-nez-konvencni-auta.html>.
15. **Ministerstvo průmyslu a obchodu.** *Národní akční plán čisté mobility (NAP CM)*. Praha : MPO, Říjen 2015.
16. **Votruba, Stanislav.** *Elektromobilita a její integrace do distribuční soustavy*. Praha : PREdistribuce, a.s., 10. 12. 2018.
17. **Transportation and Environment.** Roll-out of public EV charging infrastructure in the EU. [Online] September 2018. [Citace: 10. 3 2019.] [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/Charging%20Infrastructure%20Report\\_September%202018\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/Charging%20Infrastructure%20Report_September%202018_FINAL.pdf).
18. **Janeček, Eduard.** *Síťově bezpečná flexibilita*. ZČU Plzeň : MPO, 20. listopadu 2017.
19. **The European Consumer Organisation.** *ELECTRICITY AGGREGATORS: STARTING OFF ON THE RIGHT FOOT WITH CONSUMERS*. Brussels : BUREAU EUROPÉEN DES UNIONS DE CONSOMMATEURS AISBL, 2018.
20. **Kody T. Ponds, Ali Arefi, Ali Sayigh, Gerard Ledwich.** *Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats*. místo neznámé : Energies, 2018. doi:10.3390/en11092391.
21. **Zandl, Patrick.** HDO je duch minulosti, smart grid je platforma pro dobu změn. *tzb-info*. [Online] 11. 7 2016. [Citace: 15. 11 2018.] <https://energetika.tzb-info.cz/elektroenergetika/14443-hdo-je-duch-minulosti-smart-grid-je-platforma-pro-dobu-zmen>.
22. **David Steen, Le Anh Tuan, Lina Bertling.** *PRICE-BASED DEMAND-SIDE MANAGEMENT FOR REDUCING PEAK DEMAND IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS – WITH EXAMPLES FROM GOTHENBURG*. Gothenburg, Sweden : Chalmers University of Technology, 2012.
23. **G. R. Chandra Mouli, J. Schijffelen, M. van den Heuvel, M. Kardolus and P. Bauer.** *A 10 kW Solar-Powered Bidirectional EV Charger Compatible With Chademo and COMBO*. místo neznámé : IEEE Transactions on Power Electronics, 2019. doi: 10.1109/TPEL.2018.2829211.
24. **Javůrek, Karel.** Elon Musk: Tesla je jedinou energetickou firmou, která uzavírá kruh Více na: <https://connect.zive.cz/clanky/elon-musk-tesla-je-jedinou-energetickou-firmou-ktera-uzavira>



kruh/sc-320-a-188088/default.aspx. *connect.zive.cz*. [Online] 12. 6 2017. [Citace: 11. 3 2019.] <https://connect.zive.cz/clanky/elon-musk-tesla-je-jedinou-energetickou-firmou-ktera-uzavira-kruh/sc-320-a-188088/default.aspx>.

25. **T.W. Hoogvliet, G.B.M.A. Litjens, W.G.J.H.M. van Sark.** *Provision of regulating- and reserve power by electric vehicle owners in the Dutch market*. Utrecht, Netherlands : ScienceDirect, 2017. doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.006.

26. **Jens Christian Morell Lodberg Høj, Lasse Thorbøll Juhl, Søren Bernt Lindegaard.** *V2G—An Economic Gamechanger in E-Mobility?* Horsens, Denmark : Insero, Energy Innovation, 2018. doi.org/10.3390/wevj9030035.

27. **Everoze & EVConsult.** *V2G GLOBAL ROADTRIP: AROUND THE WORLD IN 50 PROJECTS*. místo neznámé : Everoze Partners Limited, 2018. UKPN001S-01-I.

28. **Lambert, Fred.** Tesla could 'revisit' vehicle-to-grid technology, says Elon Musk. *Electrek*. [Online] 5. 6 2018. [Citace: 15. 4 2019.] <https://electrek.co/2018/07/05/tesla-vehicle-to-grid-technology-v2g-elon-musk/>.

29. **Charln.** *Grid Integration Levels* . Berlin : Coordination Office CharIN, 2018. [https://www.charinev.org/fileadmin/Downloads/Papers\\_and\\_Regulations/CharIN\\_Levels\\_Grid\\_Integration.pdf](https://www.charinev.org/fileadmin/Downloads/Papers_and_Regulations/CharIN_Levels_Grid_Integration.pdf).

30. **ecoFuture.** Průvodce možnostmi nabíjení elektromobilu. *ecofuture.cz*. [Online] 23. 2 2018. [Citace: 22. 3 2019.] <https://www.ecofuture.cz/clanek/dovazkove-sluzby-jaky-ma-nase-lenost-ekologicky-dopad>.

31. **Lance Noel, Gerardo Zarazua de Rubens, Johannes Kester, Benjamin K. Sovacool.** *Vehicle-to-Grid: A Sociotechnical Transition Beyond Electric Mobility*. Cham : Springer Nature Switzerland AG, 2019. ISBN 978-3-030-04864-8.

32. **Parker.** The Parker Project: Final Report. *Parker Project*. [Online] 31. 1 2019. [Citace: 12. 3 2019.] [http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker\\_Final-report\\_v1.1\\_2019.pdf](http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker_Final-report_v1.1_2019.pdf).

33. **ČEPS, a.s.** Podpůrné služby. [Online] ČEPS, a.s. [Citace: 30. 4 2019.] <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>.

34. —. Statistiky SVR. [Online] ČEPS, a.s. [Citace: 20. 4 2019.] <https://www.ceps.cz/cs/statistiky-svr>.

35. **Igor Chemišinec, Jakub Nečesaný.** *Základní činnosti OTE, a. s., na trhu s elektřinou a*. Praha : FEL ČVUT , 2018.

36. **OTE, a.s.** OTE, a.s.: Základní informace. [Online] [Citace: 20. 2 2019.] [https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove\\_listy\\_OTE\\_CZ.pdf](https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/files-statutarni-organy/Produktove_listy_OTE_CZ.pdf).

37. —. Statistika: Roční zpráva. [Online] 2019. [Citace: 20. 4 2019.] <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocní-zprava?date=2019-01-01>.
38. **Parker.** World's first cross-brand V2G demonstration conducted in Denmark. *parker-project.com*. [Online] 15. 11 2017. [Citace: 5. 11 2018.] <http://parker-project.com/wp-content/uploads/2017/11/Worlds-first-cross-brand-V2G-demonstration-conducted-in-Denmark.pdf>.
39. —. The Parker Project: Final Report - Appendices. *Parker Project*. [Online] 31. 1 2019. [Citace: 12. 3 2019.] [http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker\\_Final-report\\_2019\\_Appendices.pdf](http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker_Final-report_2019_Appendices.pdf).
40. **Vobořil, David.** Účet za stabilizaci německé přenosové soustavy se vloni vyšplhal na rekordních 36 mld. korun. *oenergetice.cz*. [Online] 19. 6 2018. [Citace: 15. 1 2019.] <https://oenergetice.cz/prenos-elektriny/rekordnich-36-mld-korun-stala-vloni-nemecko-stabilizace-prenosove-soustavy/>.
41. **Bundesnetzagentur.** Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. [Online] 6. 7 2018. [Citace: 15. 1 2019.] [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht\\_Q4\\_Gesamt\\_2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
42. **Mobility House.** Vehicle-to-Grid. [Online] [Citace: 15. 3 2019.] [https://www.mobilityhouse.com/int\\_en/vehicle-to-grid](https://www.mobilityhouse.com/int_en/vehicle-to-grid).
43. **Randall, Chris.** Nissan V2G project in Germany shows results. *electrive.com*. [Online] 29. 1 2019. [Citace: 15. 3 2019.] <https://www.electrive.com/2019/01/29/v2g-project-in-germany-shows-results/>.
44. **Northern Powergrid.** NIA Project Registration and PEA Document. *Smarter Networks Portal*. [Online] 3. 5 2017. [Citace: 15. 11 2018.] <http://www.smarternetworks.org/cdn/pdf/niaregistration/32bdfc66-d4cd-e711-93f1-001517891cc5>.
45. —. Vehicle to Grid (V2G) - Network Impact Project. *northernpowergrid.com*. [Online] [Citace: 16. 11 2018.] [https://www.northernpowergrid.com/downloads/4541?fbclid=IwAR3-pgNmzNSPYN7So9eOMdrL\\_5SgiFfMjJD-DqsNrZZOdPXyEYtIYONOOKM](https://www.northernpowergrid.com/downloads/4541?fbclid=IwAR3-pgNmzNSPYN7So9eOMdrL_5SgiFfMjJD-DqsNrZZOdPXyEYtIYONOOKM).
46. —. Network Innovation Allowance Progress Report. *Smarter Networks Portal*. [Online] 5 2017. [Citace: 15. 11 2018.] <http://www.smarternetworks.org/cdn/pdf/progress/25d880f1-88a2-4c92-9af2-a92d00a67888>.
47. **Bierman, Paul.** WP2 - Project Initiation. *cityzen-smartcity.eu*. [Online] 10. 10 2016. [Citace: 10. 11 2018.] <http://www.cityzen-smartcity.eu/wp-content/uploads/2016/01/cityzen-kif-lian-integration-v2g.pdf>.

48. **Thompson, Andrew W.** *Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services*. Paris : ScienceDirect, 2018. doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.06.053.
49. **Wang, John.** *Cycle-life model for graphite-LiFePO4 cells*. Malibu : ScienceDirect, 2011. doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.11.134.
50. **Behnam Zakeri, Sanna Syri.** *Electrical energy storage systems A comparative life cycle cost analysis*. místo neznámé : Research Gate, 2015.
51. **Andreas Thingvad, Charalampos Ziras, Junjie Hu, Mattia Marinelli.** *Assessing the energy content of system frequency and electric vehicle charging efficiency for ancillary service provision*. Heraklion, Greece : IEEE, 2017.
52. **Smart Energy Demand Coalition.** *Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Market*. Brussels : SEDC, 2017.
53. **ENTSO-E.** *Electricity Balancing. Implementation - Making the code a reality*. [Online] ENTSO-E. [Citace: 15. 4 2019.] [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/).
54. **ČEPS, a.s.** *Certifikace*. [Online] ČEPS, a.s. [Citace: 12. 2 2019.] <https://www.ceps.cz/cs/certifikace>.
55. **Curry, Claire.** *Lithium-ion Battery Costs and Market*. [Online] 5. 7 2017. [Citace: 5. 11 2018.] <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>.
56. **World Bank.** *World Bank Commodities Price Forecast (nominal US dollars)*. [Online] 29. 10 2018. [Citace: 5. 11 2018.] <http://pubdocs.worldbank.org/en/823461540394173663/CMO-October-2018-Forecasts.pdf>.
57. **Perez-Linkenheil, Carlos.** *EU Energy Outlook 2050 – How will Europe evolve over the next 30 years? Energy BrainBlog*. [Online] Energy BrainPool, 21. 1 2019. [Citace: 10. 2 2019.] <https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2050-how-will-europe-evolve-over-the-next-30-years/>.
58. **ČTK.** *Ceny emisních povolenek stouply nejvýše za deset let*. [Online] ČTK, 10. 4 2019. [Citace: 15. 4 2019.] <https://www.ceskenoviny.cz/zpravy/ceny-emisnich-povolenek-stouply-nejvyse-za-deset-let/1743673>.
59. **Wehrmann, Benjamin a Thalman , Ellen.** *What German households pay for power. Clean Energy Wire*. [Online] 1. 4 2019. [Citace: 10. 4 2019.] <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>.
60. **Horčík, Jan.** *Nissan tvrdí, že velký dojezd u elektromobilů není nutný. Hybrid.cz*. [Online] 3. 11 2011. [Citace: 5. 12 2018.] <http://www.hybrid.cz/nissan-tvr-di-ze-velky-dojezd-u-elektromobilu-neni-nutny>.

61. **Constance Crozier, Dimitra Apostolopoulou, Malcolm McCulloch.** *Numerical Analysis of National Travel Data to Assess the Impact of UK Fleet Electrification.* Oxford : University of Oxford, 2017.
62. *V2G & Deployments.* **NUVVE.** Amsterdam : Amsterdam V2G Conference, 2017.
63. **Bishop, Justin.** *Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV.* Oxford : Applied Energy, 111, 2013. 10.1016/j.apenergy.2013.04.094. .
64. **Daniel Myall, Dima Ivanov, Walter Larason, Mark Nixon, Henrik Moller.** *Accelerated reported battery capacity loss in 30 kWh variants of the Nissan Leaf.* místo neznámé : Preprints , 2018. doi: 10.20944/preprints201803.0122.v1.
65. **Vinkhuyzen, Maarten.** Nissan's Long Strange Trip With LEAF Batteries. *Clean Technica.* [Online] 29. 9 2018. [Citace: 30. 4 2019.] <https://cleantechnica.com/2018/09/29/nissans-long-strange-trip-with-leaf-batteries/>.
66. **Stinbuch, Maarten.** Tesla Battery Survey. *Steinbuch Blog.* [Online] 24. 1 2015. [Citace: 12. 11 2018.] <https://docs.google.com/spreadsheets/d/t024bMoRiDPIDialGnuKPsG/edit#gid=657708069>.
67. **Mokříš, Jakub.** Tesloop vysvětluje, jak dochází k degradaci baterií u vozů Tesla. *ElektrickéVozy.cz.* [Online] 23. 4 2019. [Citace: 29. 4 2019.] [https://elektrickevozy.cz/clanky/tesloop-vysvetluje-jak-dochazi-k-degradaci-baterii-u-vozu-tesla?utm\\_source=www.seznam.cz&utm\\_medium=sekce-z-internetu](https://elektrickevozy.cz/clanky/tesloop-vysvetluje-jak-dochazi-k-degradaci-baterii-u-vozu-tesla?utm_source=www.seznam.cz&utm_medium=sekce-z-internetu).
68. **Dvořák, František.** Průměrné stáří aut na českých silnicích přesáhlo 15 let. *iDnes.cz.* [Online] 11. 6 2018. [Citace: 11. 2 2019.] [https://www.idnes.cz/auto/historie/peumerne-stari-aut-vozovy-park.A180611\\_134319\\_auto\\_ojetiny\\_fdv](https://www.idnes.cz/auto/historie/peumerne-stari-aut-vozovy-park.A180611_134319_auto_ojetiny_fdv).
69. **Goldie-Scot, Logan.** A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. *Bloomberg NEF.* [Online] 5. 3 2019. [Citace: 10. 4 2019.] <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.
70. **Vivek Bhandari, Kaiyang Sun, Frances Homans.** *The profitability of vehicle to grid for system participants - A case study from the Electricity Reliability Council of Texas.* University of Minnesota, USA : ScienceDirect, 2018.
71. **Lance Noel, Gerardo Zarazua de Rubens, Benjamin K.Sovacoo.** *Optimizing innovation, carbon and health in transport: Assessing socially optimal electric mobility and vehicle-to-grid pathways in Denmark.* Aarhus University, Denmark : ScienceDirect, 2018.
72. **ENTSO-E.** Accepted Offers and Activated Balancing Reserves. *Transparency Platform.* [Online] ENTSO-E, 2019. [Citace: 15. 1 2019.] <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show>.

73. **Kurzy.cz.** Výnos dluhopisu 10R - ČR (Úrokové sazby finančních trhů [%]) - ekonomika ČNB. *Kurzy.cz.* [Online] [Citace: 11. 5 2019.] <https://www.kurzy.cz/cnb/ekonomika/vynos-dluhopisu-10r-cr/>.

74. **Energetický regulační úřad.** Zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství. [Online] 16. 2 2015. [Citace: 2. 5 2019.] [https://www.eru.cz/documents/10540/462862/R%C3%A1mec\\_metodiky\\_IV+RO\\_2015-02-16.pdf/1370f896-8d16-441c-9153-d3fb6d6f3ffe](https://www.eru.cz/documents/10540/462862/R%C3%A1mec_metodiky_IV+RO_2015-02-16.pdf/1370f896-8d16-441c-9153-d3fb6d6f3ffe).

75. **EY.** Interní materiály společnosti EY. 2019.